UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas

Autor: **Valmir Francisco Risso**

Orientador: **Prof. Dr. Edson Wendland**

Co-orientador: **Prof. Dr. Denis J. Schiozer**

17/02

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO EM REGIÕES DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM REFINAMENTO LOCAL E FRONTEIRAS ABERTAS

Autor: **Valmir Francisco Risso**

Orientador: **Prof. Dr. Edson Wendland**

Co-Orientador: **Prof. Dr. Denis J. Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.
Área de concentração: Engenharia de Reservatório.

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

Campinas, 2002.
S.P. – Brasil.

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

R496s

Risso, Valmir Francisco
Simulação numérica de fluxo em regiões de reservatórios de petróleo com refinamento local e fronteiras abertas / Valmir Francisco Risso.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientadores: Edson Wendland e Denis J. Schiozer.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Engenharia do petróleo. 2. Modelos e construção de modelos. 3. Fronteiras. 4. Poços de petróleo. 5. Problemas de valores de contorno. 6. Geração numérica de malhas (Análise numérica). I. Wendland, Edson. II. Schiozer, Denis José. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas

Autor: **Valmir Francisco Risso**

Orientador: **Prof. Dr. Edson Wendland**

Co-Orientador: **Prof. Dr. Denis J. Schiozer**

Banca Examinadora:

_____
Prof. Dr. Edson Wendland, Presidente
Universidade de São Paulo

_____
Dr. Gilvan Soares Feitosa
Petrobras

_____
Prof. Dr. Marco Lúcio Bittencourt
Universidade Estadual de Campinas

Campinas, 04 de outubro de 2002.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha esposa Fernanda, pelo incentivo, compreensão e momentos agradáveis durante estes dois anos de mestrado. Aos meus pais Victorino e Ivanilda (*in Memorian*), pelos ensinamentos transmitidos. À minha madrinha e segunda mãe Maria Eli, pelo grande incentivo que fez com que pudesse realizar este sonho. Aos meus irmãos Vilson, Enore, Marilene, Adimir, Roseni, Sidnei (*in Memorian*), Evelange e Ronaldo, grandes amigos que mesmo de longe sempre me apoiaram. Aos meus sobrinhos: Francieli, Laerti, Fabieli, Luana, Humberto, Laís, Eduardo, Deise, João, Sara e Rômulo, pelo carinho que sempre demonstraram. Aos meus sogros Fernando e Gleide, pela consideração que sempre tiveram comigo. Aos meus cunhados Gleifer, Enoeli, Elaine, Ilton, Julcemar, Marilete, Osmar e Solange, pelo incentivo que sempre me deram. Aos meus avós João (*in Memorian*), Regina (*in Memorian*), Ermindo (*in Memorian*), Juvina (*in Memorian*), Loracy e Neuza, pelos ensinamentos que transmitiram aos seus filhos, fazendo que chegassem até mim. À Lurdes e Caroline, que também fazem parte da família, pelo apoio. À Nadia *(in Memorian)*, pelos momentos agradáveis que passamos juntos.

Agradecimentos

Expresso meus agradecimentos:

Ao CNPq pelo suporte financeiro.

Ao Prof. Dr. Edson Wendland, pelas sugestões e orientação concedida, o que permitiu a realização e conclusão deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer, pelas sugestões e co-orientação concedida.

A todos os professores do DEP e também do Instituto de Geociências, que contribuíram para o meu aprendizado nestes dois anos de estudos.

À Giselle e a todos os estagiários de informática que passaram pelo DEP, pelo suporte computacional prestado.

À Fátima, Délcio, Yoshiko e Alice, por todo o suporte administrativo fornecido.

Querer é poder!

(autoria desconhecida, mas muito usado em Família)

Resumo

RISSO, Valmir Francisco. *Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 118p., Dissertação de Mestrado.

Utilizando modelos computacionais, é possível otimizar o processo de produção e prever o comportamento do reservatório de petróleo ou regiões deste. Geralmente, isto é dificultado por vários motivos: tamanho do reservatório, número de poços, nível de discretização, complexidade do modelo geológico, qualidade e quantidade dos dados disponíveis que garanta a confiabilidade da simulação. Este trabalho analisa duas metodologias para a redução do esforço computacional e do tempo de simulação, mantendo o nível de precisão de simulações mais complexas, quando o interesse é apenas em uma determinada região do reservatório, por exemplo, na previsão de comportamento de reservatórios maduros. Para tanto, existem técnicas que possibilitam a realização de simulações rápidas, dentre as quais podemos destacar o refinamento local e a simulação com fronteiras abertas. Para a avaliação da técnica de refinamento local foram testadas várias malhas diferentes, com e sem refinamento, para um mesmo problema, sendo que os melhores resultados foram obtidos com um refinamento intermediário, onde foi possível reduzir o tempo de simulação em mais de 80%. Para a análise da simulação com fronteiras abertas, o reservatório original foi decomposto em unidades menores, permitindo um tratamento computacional mais eficiente. A dificuldade foi a definição de condições de fronteira que contemplem a inserção de sub-reservatórios no contexto global do reservatório produtor, uma vez que as fronteiras dessas áreas são geralmente abertas ao fluxo. Nesse caso foi possível, mantendo a precisão, reduzir também o tempo de simulação em mais de 80% comparado com o método convencional.

Palavras Chave

Simulação numérica, Fronteiras Abertas, Fluxo na Fronteira, Poços Virtuais, Refinamento Local, Meio Poroso.

Abstract

RISSO, Valmir Francisco. *Numerical Simulation of Flow in Regions of Reservoirs with Local Refinement and Open Boundaries*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 118p., Dissertação de Mestrado.

The use of computer models allows the optimization of the production process and to forecast the behavior of oil reservoirs or areas of this reservoir. Usually, this process is hindered by several factors: size of the reservoir, number of wells, complexity of the geological model, and quality and amount of data necessary to guarantee the reliability of the model. This work analyse two methodologies for reduction of the computational effort, maintaining the level of precision of more complex simulations, when the interest is just in a certain area of the reservoir, for example, in the forecast of mature reservoirs. There are several techniques that facilitate the accomplishment of fast simulations to model this type of problem. Two of them were studied in this work: local refinement and the simulation with open boundaries. For the evaluation of local refinement technique several different meshes were tested. The best results were obtained with an intermediary refinement. For the analysis of the simulation with open boundaries, the original reservoir should be decomposed in smaller units, allowing a more efficient modeling. The major difficulty is to define suitable boundary conditions, which contemplate the interaction of the interest region with the global reservoir. Generally, these boundaries are open to flow and its definition is a difficult task. Using the developed methodology it was possible, maintaining the precision, to reduce the time of simulation in more than 80 percent compared with the conventional method.

Key Words

Numerical simulation, open boundaries, virtual wells, local refinement, oil reservoirs, porous media.

Índice

LISTA DE FIGURAS ____ **XI**

LISTA DE TABELAS ____ **XIV**

NOMENCLATURA ____ **XVI**

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO ____ **1**

1.1. OBJETIVOS ____ 2

1.2. MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO ____ 3

1.3. ANÁLISE PRELIMINAR DO PROBLEMA ____ 4

1.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ____ 6

1.4.1. Refinamento Local ____ 6

1.4.2. Fronteiras Abertas ____ 11

1.4.2.1. Condições de Contorno ____ 11

1.4.2.2. Poços "Virtuais" ____ 12

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTOS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA ____ **17**

2.1. SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS ____ 17

2.2. ETAPAS DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS ____ 22

2.3. QUAIS OS TIPOS DE PERGUNTAS QUE A SIMULAÇÃO NUMÉRICA PODE RESPONDER? ____ 24

CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA ____ **25**

3.1. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE ELABORAÇÃO DA METODOLOGIA ____ 26

3.1.1. Pré-processamento ____ 27

3.1.1.1. Construção do modelo base 27
3.1.1.2. Técnicas de simulação 30
3.1.1.3. Região de Interesse 30
3.1.1.4. Refinamento Local 30
3.1.1.5. Fronteiras abertas 31
3.1.1.6. Tempo de Montagem dos Métodos 32
3.1.2. Pós-processamento 33
3.2. VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA 34
CAPÍTULO 4 – MODELO BASE 35
4.1. CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO 36
4.1.1. Contatos entre Fluidos 36
4.1.2. Propriedades das Rochas 36
4.1.3. Propriedades dos Fluidos 37
4.1.4. Propriedades Rocha-Fluido 38
4.2. MODELO DE SIMULAÇÃO DO RESERVATÓRIO GLOBAL 39
4.3. AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DO RESERVATÓRIO 40
4.4. PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DO RESERVATÓRIO 42
4.4.1. Estratégia de Recuperação 42
CAPÍTULO 5 – APLICAÇÕES, RESULTADOS E DISCUSSÕES 43
5.1. PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DA REGIÃO DE INTERESSE 43
5.1.1. Escolha da Região de Interesse 43
5.1.2. Refinamento Local 44
5.1.2.1. Modelo do Reservatório Refinado 44
5.1.2.2. Tipo e Localização do Refinamento 45
5.1.2.3. Modelos Refinados 52
5.1.3. Fronteiras Abertas 59
5.1.3.1. Modelo do Sub-Reservatório 59
5.1.3.2. Definição da Melhor Condição de Contorno 60
5.1.3.3. Identificação do Fluxo na Fronteira 61
5.1.3.4. Localização dos Poços “Virtuais” na fronteira 62

5.1.3.5. Tipo de Poços "Virtuais" na Fronteira 69

5.1.3.6. Número de Poços "Virtuais" na Fronteira 76

5.1.3.7. Verificação da Necessidade de Atualização da Taxa de Fluxo nas Fronteiras 85

5.2. TEMPO PARA MONTAGEM DE CADA MÉTODO 92

5.3. VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA 93

5.3.1. Escolha da Região de Interesse 2 93

5.3.2. Estratégia de Recuperação para a Região 2 94

5.3.3. Modelos Simulados para cada Método 95

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES 103

6.1. REFINAMENTO LOCAL 103

6.2. FRONTEIRAS ABERTAS 104

6.3. VALIDAÇÃO E DISCUSSÃO DA METODOLOGIA 106

6.4. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 108

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 109

APÊNDICE A - EXEMPLO DE ARQUIVO DE ENTRADA DE DADOS 113

Lista de Figuras

FIGURA 1.1: (A) MALHA PRINCIPAL, (B) MALHA FINA E (C) MALHA REFINADA. (NACUL, 1990). _____ 7

FIGURA 1.2: (A) PRESSÃO MÉDIA E (B) RAZÃO GÁS-ÓLEO. (NACUL, 1990). _____ 7

FIGURA 1.3: (A) SISTEMA DE FALHAS, (B) MALHA PRINCIPAL, (C) MALHA FINA E (D) MALHA REFINADA. (GOURLEY E ERTEKIN,1997). _____ 9

FIGURA 1.4: PRODUÇÃO DO POÇO 3 (A), (C) E (E) PRODUÇÃO ACUMULADA DO RESERVATÓRIO (B), (D) E (F). (GOURLEY E ERTEKIN,1997). _____ 10

FIGURA 1.5: CONDIÇÕES DE CONTORNO ADOTADAS EM POÇOS E RESERVATÓRIOS. (AZIZ E SETTARI, 1979). _____ 12

FIGURA 1.6: RESERVATÓRIO PRODUZINDO EM REGIME PSEUDO-PERMANENTE POR 4 POÇOS COM SUAS LINHAS DE FLUXO E ÁREAS DE DRENAGEM. (FEITOSA, 1987). _____ 13

FIGURA 1.7: RESERVATÓRIO COM 5 POÇOS COM SUAS LINHAS DE FLUXO INSTANTÂNEAS E ÁREAS DE DRENAGEM EM DIFERENTES INSTANTES, MOSTRANDO A EVOLUÇÃO DE REGIME TRANSIENTE PARA O PSEUDO-PERMANENTE. (FEITOSA, 1987). _____ 14

FIGURA 1.8: RESERVATÓRIO DE 85 POÇOS MOSTRANDO AS LINHAS DE FLUXO E A ÁREA DE DRENAGEM PARA UM DETERMINADO POÇO, HACHURADO. (FEITOSA, 1987). _____ 15

FIGURA 1.9: SEÇÃO DE 25 POÇOS (A) E 44 POÇOS (B) DO RESERVATÓRIO MOSTRANDO AS LINHAS DE FLUXO E A ÁREA DE DRENAGEM DO POÇO EM ESTUDO. (FEITOSA, 1987). _____ 16

FIGURA 2.1: DIVISÃO DO RESERVATÓRIO EM BLOCOS. (PEDROSO, 1999). _____ 20

FIGURA 3.1: ESQUEMA DE DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA. _____ 26

FIGURA 3.2: ESQUEMA DE DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS SIMULADOS. _____ 28

FIGURA 4.1: MAPA BASE COM OS POÇOS, LINHAS SÍSMICAS E ARCABOUÇO ESTRUTURAL DO RESERVATÓRIO. _____ 35

FIGURA 4.2: SEÇÃO ESQUEMÁTICA DO RESERVATÓRIO. _____ 36

FIGURA 4.3: CURVAS DE PVT UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES DOS MODELOS. _____ 37

FIGURA 4.4: CURVA DE PRESSÃO CAPILAR. _____ 38

FIGURA 4.5: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS USADAS NAS SIMULAÇÕES DOS MODELOS. _____ 38

FIGURA 4.6: MODELO GEOLÓGICO 3D DO RESERVATÓRIO: MAPA DE TOPO DO RESERVATÓRIO (PROFUNDIDADE). 39

FIGURA 4.7: MAPA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO, AO FINAL DO PERÍODO DE AJUSTE DE DEZ ANOS DE PRODUÇÃO, PARA O MODELO BASE DE SIMULAÇÃO DO RESERVATÓRIO E A LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS. _____ 40

FIGURA 4.8: CURVAS DO AJUSTE DE HISTÓRICO DO RESERVATÓRIO GLOBAL: (A) PRODUÇÃO DE ÓLEO, (B) ÁGUA, (C) GÁS, (D) INJEÇÃO DE ÁGUA E (E) PRESSÃO MÉDIA. _____ 41

FIGURA 5.1: MAPA DE VOLUME DE ÓLEO POR UNIDADE DE ÁREA DO RESERVATÓRIO (M^3/M^2) APÓS 10 ANOS DE PRODUÇÃO, PARA DEFINIR A REGIÃO DE INTERESSE._____ 44

FIGURA 5.2: ESQUEMAS DE REFINAMENTO. (BLOCOS NA REGIÃO DE INTERESSE COM 112.5 M). _____ 45

FIGURA 5.3: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO. _____ 46

FIGURA 5.4: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE OS MODELOS REFINADOS E O MODELO BASE, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO._____ 48

FIGURA 5.5: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES NAS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO._____ 51

FIGURA 5.6: MODELOS DE SIMULAÇÃO UTILIZANDO REFINAMENTO LOCAL._____ 52

FIGURA 5.7: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), PARA OS MODELOS DE REFINAMENTO LOCAL. _____ 53

FIGURA 5.8: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE OS MODELOS REFINADOS E O MODELO BASE, PARA OS MODELOS DE REFINAMENTO LOCAL._____ 55

FIGURA 5.9: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES NAS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, PARA OS MODELOS DE REFINAMENTO LOCAL. _____ 58

FIGURA 5.10: SATURAÇÃO DE ÓLEO PARA O MODELO DE SIMULAÇÃO DA REGIÃO DE INTERESSE (SUB-RESERVATÓRIO)._____ 59

FIGURA 5.11: EVOLUÇÃO DOS FLUXOS ATRAVÉS DE CADA FRONTEIRA AO LONGO DO TEMPO PARA: (A) ÓLEO, (B) GÁS E (C) ÁGUA. _____ 61

FIGURA 5.12: LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS" NAS FRONTEIRAS. _____ 62

FIGURA 5.13: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS". _____ 63

FIGURA 5.14: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE OS MODELOS DE SUB-RESERVATÓRIO E O MODELO BASE, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS". _____ 65

FIGURA 5.15: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES NAS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS"._____ 68

FIGURA 5.16: TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS" NA FRONTEIRA._____ 69

FIGURA 5.17: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 70

FIGURA 5.18: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE OS MODELOS DE SUB-RESERVATÓRIO E O MODELO BASE, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 72

FIGURA 5.19: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES NAS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 75

FIGURA 5.20: NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS" NAS FRONTEIRAS. 77

FIGURA 5.21: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), QUANTO AO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS". 78

FIGURA 5.22: GRÁFICO DOS ERROS E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE OS MODELOS DE SUB-RESERVATÓRIO E O MODELO BASE, QUANTO AO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS". 80

FIGURA 5.23: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES PARA AS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, QUANTO AO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS". 83

FIGURA 5.24: ESQUEMA DA NOVA ESTRATÉGIA DE RECUPERAÇÃO DO SUB-RESERVATÓRIO: PRODUTOR PARA INJETOR (VERDE), NOVO INJETOR (PRETO) E NOVO PRODUTOR (AZUL). 85

FIGURA 5.25: CURVAS DOS FLUXOS EM CADA FRONTEIRA AO LONGO DO TEMPO PARA ÓLEO (A), GÁS (B) E ÁGUA (C), PARA DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE PRODUÇÃO. 87

FIGURA 5.26: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), QUANTO À ATUALIZAÇÃO DO FLUXO NA FRONTEIRA. 88

FIGURA 5.27: GRÁFICO DOS ERROS E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO ENTRE O MODELO DO SUB-RESERVATÓRIO SEM ATUALIZAÇÃO DO FLUXO NA FRONTEIRA E O MODELO BASE, SOB NOVA ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO. 90

FIGURA 5.28: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES PARA AS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, QUANTO À ATUALIZAÇÃO DO FLUXO NA FRONTEIRA. 91

FIGURA 5.29: MAPA DE VOLUME DE ÓLEO POR UNIDADE DE ÁREA DO RESERVATÓRIO PARA DEFINIR UMA NOVA ZONA DE INTERESSE AO FINAL DO AJUSTE. 93

FIGURA 5.30: MAPA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO, PARA O MODELO DE REFINAMENTO LOCAL. 95

FIGURA 5.31: MAPA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO, PARA O MODELO DE FRONTEIRAS ABERTAS. 95

FIGURA 5.32: CURVAS DAS PRODUÇÕES DE ÓLEO (A), ÁGUA (B) E GÁS (C), INJEÇÃO DE ÁGUA (D), PRESSÃO MÉDIA (E) E TEMPO DE SIMULAÇÃO (F), PARA A REGIÃO DE INTERESSE 2. 96

FIGURA 5.33: GRÁFICO DOS ERROS E DO TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA OS MODELOS SIMULADOS EM COMPARAÇÃO COM O MODELO BASE, PARA A REGIÃO DE INTERESSE 2. 98

FIGURA 5.34: GRÁFICO DOS ERROS EXISTENTES PARA AS PRODUÇÕES ACUMULADAS EM RELAÇÃO AO MODELO BASE, PARA A VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA. 101

Lista de Tabelas

TABELA 5.1: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO. 47

TABELA 5.2: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO. 49

TABELA 5.3: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO. 49

TABELA 5.4: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO E LOCALIZAÇÃO DO REFINAMENTO. 50

TABELA 5.5: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, QUANTO AO REFINAMENTO DA MALHA. 54

TABELA 5.6: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL. 56

TABELA 5.7: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL. 57

TABELA 5.8: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL. 57

TABELA 5.9: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS PRODUTORES. 60

TABELA 5.10: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS INJETORES. 60

TABELA 5.11: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS" NAS FRONTEIRAS. 64

TABELA 5.12: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS". 66

TABELA 5.13: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS". 66

TABELA 5.14: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS "VIRTUAIS". 67

TABELA 5.15: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS" NAS FRONTEIRAS. 71

TABELA 5.16: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 73

TABELA 5.17: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 73

TABELA 5.18: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO REFINAMENTO LOCAL, QUANTO AO TIPO DE POÇOS "VIRTUAIS". 74

TABELA 5.19: DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS NAS FRONTEIRAS, EM FUNÇÃO VAZÃO OBSERVADA NAS FRONTEIRAS DO MODELO BASE. 76

TABELA 5.20: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, QUANTO AO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS" NAS FRONTEIRAS. 79

TABELA 5.21: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS" EM CADA FRONTEIRA. 81

TABELA 5.22: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS" EM CADA FRONTEIRA. 81

TABELA 5.23: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE, EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS "VIRTUAIS" EM CADA FRONTEIRA. 82

TABELA 5.24: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS PRODUTORES, PARA A ESTRATÉGIA 2. 86

TABELA 5.25: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS INJETORES, PARA A ESTRATÉGIA 2. 86

TABELA 5.26: VARIAÇÕES EXISTENTES ENTRE O MODELO SIMULADO SEM ATUALIZAÇÃO DO FLUXO NAS FRONTEIRAS E O MODELO BASE ALTERADO. 89

TABELA 5.27: VARIAÇÕES NAS **PRODUÇÕES ACUMULADAS** DOS POÇOS SEM ATUALIZAR A TAXA DE FLUXO NAS FRONTEIRAS. 91

TABELA 5.28: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS PRODUTORES, PARA A REGIÃO 2. 94

TABELA 5.29: CONDIÇÕES DE OPERAÇÕES DOS POÇOS INJETORES, PARA A REGIÃO 2. 94

TABELA 5.30: COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS SIMULADOS E O MODELO BASE, PARA A REGIÃO 2. 97

TABELA 5.31: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE 2 PARA OS MÉTODOS DE REFINAMENTO LOCAL E FRONTEIRAS ABERTAS. 99

TABELA 5.32: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE GÁS** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE 2 PARA OS MÉTODOS DE REFINAMENTO LOCAL E FRONTEIRAS ABERTAS. 99

TABELA 5.33: ERRO NA **PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA** POR POÇO NA REGIÃO DE INTERESSE 2 PARA OS MÉTODOS DE REFINAMENTO LOCAL E FRONTEIRAS ABERTAS. 100

Nomenclatura

Letras Latinas		**Unidade**
B_p	fator volume de formação da fase "p"	m^3/m^3
D	cota estrutural	m
Er_i	variação relativa entre modelo simulado "i" e modelo base	
	Equação 3.1	%
Ep_i	variação relativa média por poço entre modelo "i" e modelo base	
	Equação 3.3	%
Gp	produção acumulada de gás	m^3
h	espessura	m
K	permeabilidade absoluta	mD
Kr	permeabilidade relativa	
Np	produção acumulada de óleo	m^3
n	número de poços produtores da região de interesse	
p	pressão	kgf/cm^2
Pc	pressão capilar medida em laboratório	psi
Pmf	pressão média final	kgf/cm^2
q	vazão	m^3/dia

q_p	vazão da fase "p"	m^3/dia
q_p^w	vazão através do poço "p" de uma determinada fase "w"	m^3/dia
R_b	resultado do modelo base para Np, Wp, Gp, Wi e Pmf	m^3
R_{bj}	resultado do poço "j" do modelo base	m^3
R_i	resultado do modelo simulado "i" para Np, Wp, Gp, Wi e Pmf	m^3
R_{ij}	resultado do poço "j" do modelo "i"	m^3
R_{cp}	razão de solubilidade do componente "c" na fase "p"	m^3/m^3
S	saturação	%
S_{wi}	saturação inicial de água	%
S_{gi}	saturação inicial de gás	%
T_b	tempo de simulação do modelo base	s
T_i	tempo de simulação do modelo "i"	s
Ts_i	variação relativa do tempo de simulação entre modelo "i" e modelo base, Equação 3.2	%
v_p	velocidade da fase "p"	m/s
Wi	injeção acumulada de água	m^3
Wp	produção acumulada de água	m^3
y	fração molar	

Letras Gregas

γ	peso específico	N/m^3
γ_p	gradiente hidráulico	
ϕ	porosidade	%

λ	mobilidade da fase	mD/cP
μ	viscosidade	cP
ρ	massa específica	kg/m^3
Φ	potencial da fase "p"	

Sobrescritos

w	relativo ao poço

Subscritos

b	relativo ao modelo base
c	relativo ao componente c
gi	relativo ao gás inicial
i	relativo ao modelo simulado i
p	relativo à fase p (geralmente óleo, gás e água)
wi	relativo à água inicial

Siglas

BSW	Basic Sediments and Water
CEPETRO	Centro de Estudo de Petróleo (UNICAMP)
CMG	Computer Modelling Group
CNPq	Conselho de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
GOR	Gas-Oil Ratio
IMEX	Modelo Comercial Black-Oil da CMG

Capítulo 1 - Introdução

A simulação numérica de escoamento de fluidos em reservatórios de petróleo já provou ser um instrumento de extrema importância na avaliação e desenvolvimento de áreas existentes e recém-descobertas. Utilizando modelos computacionais é possível otimizar o processo de produção e prever o comportamento do reservatório. Geralmente, isto é dificultado pelo tamanho do reservatório, pelo número de poços, pelo nível de discretização, pela complexidade, pela qualidade e quantidade dos dados que garanta a confiabilidade da simulação e isso freqüentemente esbarra nos limites impostos pelo equipamento computacional disponível. Tanto a memória alocada para manipulação dos dados durante o processo de construção dos sistemas de equações, quanto a velocidade de operação dos processadores mostram-se em certos casos insuficientes. Esse fato é observado freqüentemente em várias aplicações como, por exemplo, em ajuste de histórico de produção.

Uma alternativa atualmente em estudo para solução desse problema é a utilização de computação paralela, de forma a acelerar o processo decisório, onde resultados positivos têm sido continuamente obtidos. No entanto, essa técnica não diminui o esforço despendido, apenas divide-o entre vários processadores. Dessa forma, o custo final de uma simulação continua mantido.

O trabalho atual propõe uma metodologia para redução do esforço computacional, mantendo o nível de precisão de simulações mais complexas. Para tanto, o reservatório original deverá ser decomposto em unidades menores, permitindo um tratamento computacional mais eficiente, ou optar por refinamento localizado na região de interesse.

Nos casos muito complexos, com grande malha ou grande número de poços, esse procedimento é de extrema importância, do ponto de vista de custo computacional. Considerando o nível de detalhamento necessário em torno dos poços considerados, não faz sentido, e nem é viável tecnicamente, simular o reservatório detalhadamente em toda sua extensão. O esforço computacional e as informações obtidas devem concentrar-se na região de interesse, sendo portanto recomendável manter um maior refinamento na zona de interesse ou simular apenas um sub-reservatório. A dificuldade dessa última aproximação é a definição de condições de fronteira que contemplem a inserção de sub-reservatórios no contexto global do reservatório produtor. Na maioria das vezes as fronteiras dessas áreas são abertas ao fluxo e o seu tratamento é de difícil abordagem.

1.1. Objetivos

Objetivou-se neste estudo:

- Reduzir o tempo de simulação;
- Reduzir o esforço computacional, mantendo o nível de precisão de simulações mais complexas;
- Gerar uma ferramenta para ajudar na tomada de decisão da escolha da melhor estratégia de recuperação de petróleo, quando o interesse se concentra em uma determinada região do reservatório;
- Desenvolver uma metodologia para a simulação de áreas de interesse com fronteiras abertas, usando como base o modelo do reservatório global;
- Determinar qual a proporção máxima entre o tamanho dos blocos a ser utilizada para que a simulação mantenha os resultados satisfatórios ao se refinar a zona de interesse;
- Determinar as melhores condições de fronteira para simular as unidades menores denominadas de sub-reservatórios.

1.2. Motivação para o Trabalho

Hoje no Brasil existe grande interesse, principalmente da Agência Nacional de Petróleo (ANP), mas também de empresas produtoras de petróleo, que reservatórios maduros não sejam abandonados prematuramente. A estratégia nacional para exploração de recursos minerais consiste em atingir um grau de depleção máximo possível em um determinado reservatório antes que ele seja abandonado. Esse posicionamento baseia-se em raciocínios de ordem econômica e ecológica. Pelo lado econômico, é importante que os recursos minerais disponíveis sejam aproveitados ao máximo, gerando riquezas e, no caso do petróleo, diminuindo a dependência do país de produtos de importação. Dessa forma, novas reservas, conhecidas ou a serem descobertas, ficam preservadas durante um período mais longo, prevenindo eventuais dificuldades futuras. Pelo lado ecológico, é evidente que, quanto menor o número de áreas exploradas, menor serão os danos causados ao meio-ambiente, que inevitavelmente ocorrem nesse ramo de exploração econômica. É certo que recursos são, em princípio, previstos para a recuperação ambiental. No entanto, não se pode de antemão dimensionar precisamente os prejuízos ambientais durante a exploração, sendo, portanto, de bom juízo retardar ao máximo a exploração de novas áreas.

O aumento da recuperação de petróleo de um reservatório em desenvolvimento é um objetivo procurado pelas companhias produtoras de petróleo, tendo em vista que o aumento do fator de recuperação reflete diretamente nas reservas provadas e no valor patrimonial da empresa. Nesse sentido, a utilização de estratégias e métodos de recuperação suplementar, para aumentar as reservas de petróleo, têm sido intensamente estudados. Uma estratégia é a perfuração de novos poços produtores (redução de espaçamento), fechamento de poços, perfuração de poços injetores ou conversão de produtores em injetores. O efeito desta estratégia em reservatórios maduros é normalmente restrito a regiões específicas.

A escolha de uma dessas técnicas para melhorar a eficiência do processo de produção depende das características do reservatório considerado e de um detalhado estudo comparativo tecnológico e econômico entre os métodos. Nessa fase o uso de modelos numéricos ganha importância por poder descrever características do processo com menor número possível de hipóteses simplificadoras. Através da utilização de modelos computacionais é possível, já na fase de planejamento, otimizar o processo de produção baseado em análise de sensibilidade e variação de parâmetros de reservatório conhecidos.

1.3. Análise Preliminar do Problema

Este trabalho aborda o alto tempo gasto em simulações de reservatórios de petróleo. Existem várias técnicas que buscam otimizar o tempo gasto em uma simulação de reservatórios de petróleo, dentre as quais podemos destacar:

(a) Computação paralela;
(b) Decomposição de domínios;
(c) Refinamento local;
(d) Fronteiras abertas;
(e) Linhas de fluxo;
(f) Transferência de escala.

Devido à existência de reservatórios de petróleo bastante complexos, seja pelo tamanho, número de poços ou complexidades geológicas, às vezes torna-se inviável a construção do modelo de simulação do reservatório, porque o tempo gasto seria muito grande. Se o interesse for em todo o reservatório simula-se parte deste e através destes resultados faz-se uma extrapolação para o reservatório todo, ou seja, a área escolhida deve representá-lo, para que assim os resultados também possam representar o seu comportamento. Se o interesse for em regiões do reservatório, então a representatividade da região não precisa ser grande em relação ao reservatório global.

Para reservatórios não muito complexos, por exemplo, reservatórios menores com poucas falhas e poucos poços, onde é viável construir o seu modelo, é possível, se o interesse é o todo, simular e obter resultados confiáveis. O problema passa a existir quando o interesse é apenas em uma determinada região do reservatório, por exemplo, em reservatórios maduros. Neste caso não é viável simular o reservatório todo, pois o tempo de simulação é muito grande por simular regiões que não são de interesse. Este é o tipo de problema a ser abordado durante o desenvolvimento deste trabalho, ou seja, o modelo do reservatório é conhecido, mas não existe a necessidade em simulá-lo em toda a sua extensão, pois o interesse se restringe a uma determinada região.

Por isso, dentre as várias técnicas de simulações apresentadas anteriormente, aquelas que podem apresentar as melhores soluções para o problema em questão são: refinamento local e fronteiras abertas. Estas técnicas foram pesquisadas e os trabalhos e publicações relacionadas contam da próxima seção, revisão bibliográfica. A maioria destes estudos utilizou modelos simplificados para evitar simulações numéricas complexas. Entretanto, outras necessidades surgiram como melhorar a caracterização de reservatórios reais e complexos através de modelos maiores (milhões de blocos) ou a redução deste em domínios menores e a utilização de simuladores comerciais. Este trabalho tende a propor em quais situações é recomendável utilizar o método de refinamento local ou de fronteiras abertas.

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos. No primeiro capítulo são definidos os objetivos do trabalho e apresentada a revisão bibliográfica. No segundo capítulo são realizadas revisões dos fundamentos teóricos da Simulação Numérica. No terceiro capítulo é descrita a metodologia desenvolvida para a solução do problema proposto. No quarto capítulo é apresentado o modelo base, utilizado como padrão de referência para a análise do problema. No capítulo cinco, são apresentadas algumas aplicações para validar e exemplificar a metodologia. O trabalho é finalizado no capítulo seis com as principais conclusões e recomendações observadas durante a pesquisa.

1.4. Revisão Bibliográfica

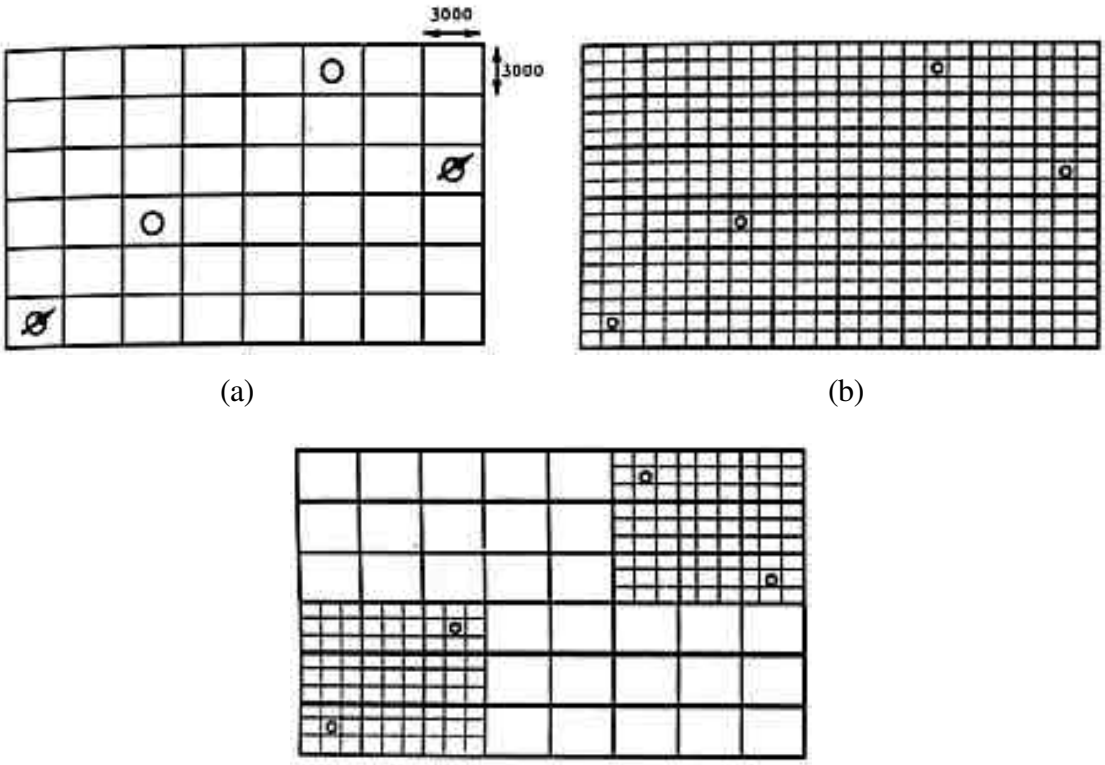
Alguns problemas na Engenharia de Reservatórios não são tratados adequadamente pela maioria dos simuladores numéricos de reservatórios usualmente empregados. Dentre estes podemos mencionar os que dizem respeito à simulação numérica quando o interesse está localizado em determinadas regiões de reservatórios de petróleo. A seguir serão abordados alguns trabalhos já realizados envolvendo as técnicas de refinamento local e de fronteiras abertas.

1.4.1. Refinamento Local

Segundo Nacul *et alli* [1990], as técnicas de refinamento local podem ser classificadas como: (a) variação com o tempo, (b) sistema de coordenadas e (c) direção do refinamento. Se a localização da região refinada muda com o tempo o refinamento local pode ser chamado de dinâmico, caso contrário de estático. Dependendo do sistema de coordenadas o refinamento local pode ser cartesiano ou híbrido (radial ou elíptico). O refinamento pode ser nas direções x, y ou z, podendo ser em uma ou mais.

Nacul *et alli* [1990] estudaram o refinamento local utilizando uma técnica de refinamento estático, com uma malha Cartesiana e com refinamento nas direções x e y, como mostra a Figura 1.1.

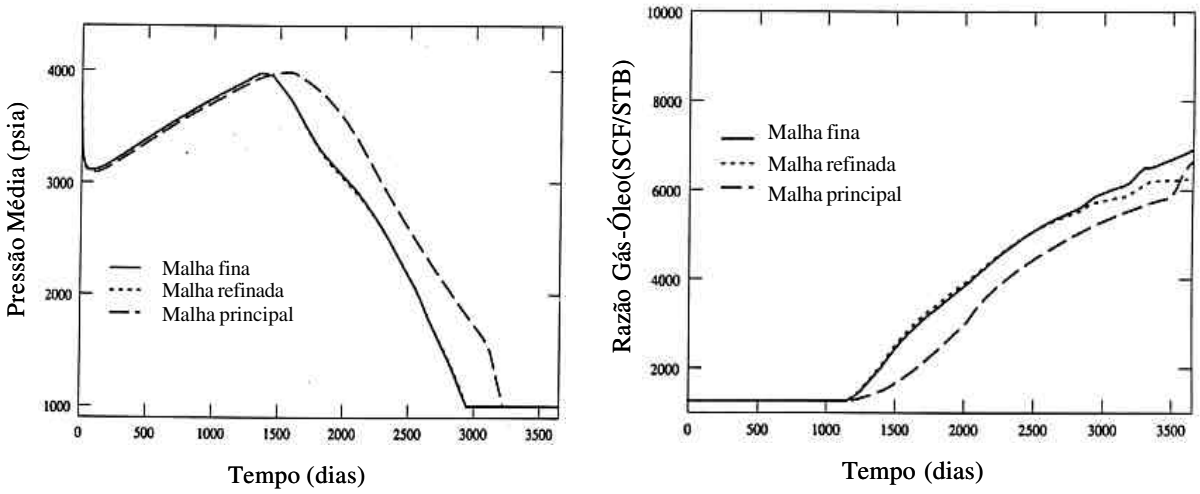
Os resultados de pressão média e razão gás-óleo, obtidos com as malhas ilustradas na Figura 1.1 (b) e (c) são virtualmente idênticos como mostra a Figura 1.2, comprovando que se pode aplicar o refinamento local apenas em áreas selecionadas de reservatório, onde uma resolução maior é necessária. A principal vantagem é que usando o refinamento local pode-se obter resultados comparáveis aos obtidos quando se utiliza malha fina.



(a) (b)

(c)

Figura 1.1: (a) Malha principal, (b) malha fina e (c) malha refinada. (Nacul, 1990).



(a) (b)

Figura 1.2: (a) Pressão Média e (b) razão Gás-Óleo. (Nacul, 1990).

Heinemann *et alli* [1983] aplicaram o refinamento local dinâmico em simulações de reservatórios e concluíram que:

- Ao se integrar o refinamento local em uma aplicação de simulação múltipla de reservatórios, não houve diferenças significativas na qualidade dos resultados numéricos da aplicação desta técnica em comparação com a malha convencional, onde não existe refinamento local;
- A combinação de malhas refinadas com o tempo e o espaço como variáveis dependentes asseguram a necessária exatidão e estabilidade, enquanto reduzem o tempo de computação;
- O refinamento dinâmico possibilita maior exatidão na caracterização da pressão e da saturação, relacionada com mudanças no tempo e no espaço, sem aumentar o número de blocos.

Wasserman [1987] aplicou o refinamento local estático em reservatórios tridimensionais e trifásicos e concluiu que:

- Os resultados foram encorajadores, especialmente quando comparados com valores de malhas não refinadas;
- Foi observado que o refinamento local vertical é importante.

Al-Towailib e Liu [1991] estudaram a aplicação do refinamento local como uma alternativa para modelos de grandes dimensões de reservatórios de petróleo e compararam com a técnica de simular dois modelos alternadamente, onde um modelo 2D, com malha grossa, é usado para simular o reservatório e o aqüífero e outro modelo 3D, com malha fina, para simular a área de interesse. No trabalho chegaram às seguintes conclusões:

- O tempo gasto e o esforço humano reduziram, tanto para o ajuste de histórico como para a previsão de comportamento, se comparado com a técnica de dois modelos;
- A execução é muito simples e fácil;

- A credibilidade do ajuste de histórico e da previsão do comportamento do reservatório aumenta com a eliminação de possíveis inconsistências na caracterização de reservatórios entre modelos 3D de reservatórios e modelos 2D de aqüíferos;
- São necessários menos recursos e esforço humano em manter um modelo se comparado com dois.

Gourley e Ertekin [1997] estudaram técnicas de refinamento local estático e testaram a sua eficiência em modelos com barreiras impermeáveis ao fluxo. A Figura 1.3 mostra o sistema de malhas utilizadas.

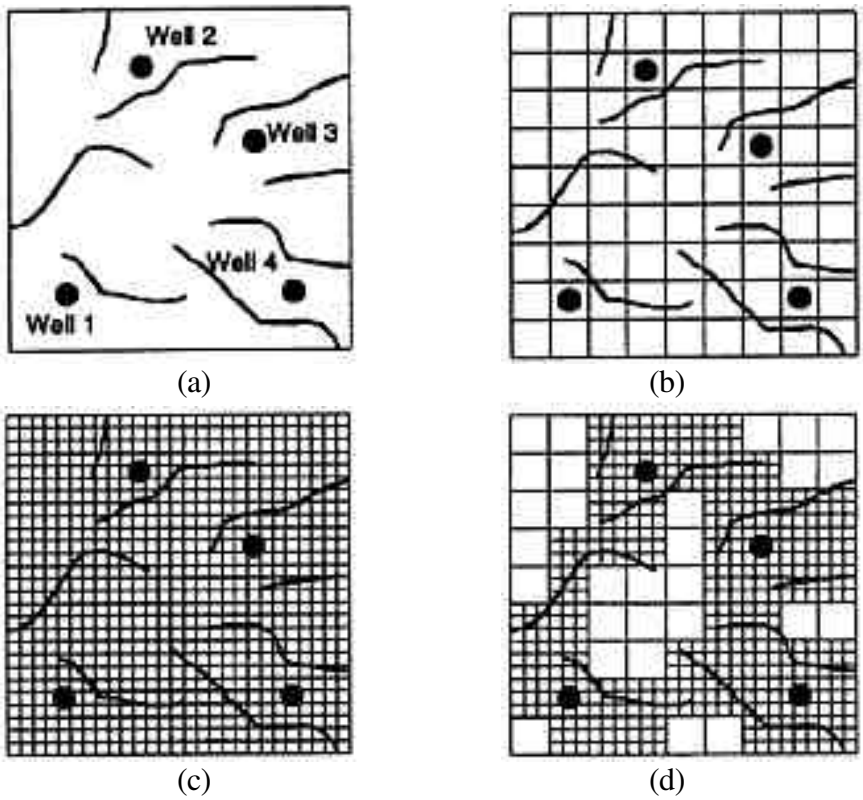


Figura 1.3: (a) Sistema de falhas, (b) malha principal, (c) malha fina e (d) malha refinada. (Gourley e Ertekin,1997).

A Figura 1.4 mostra uma concordância excelente entre os resultados, para a produção de óleo, água e gás, da malha refinada e da malha fina. Com a malha refinada a execução foi 12% mais rápida do que com a fina.

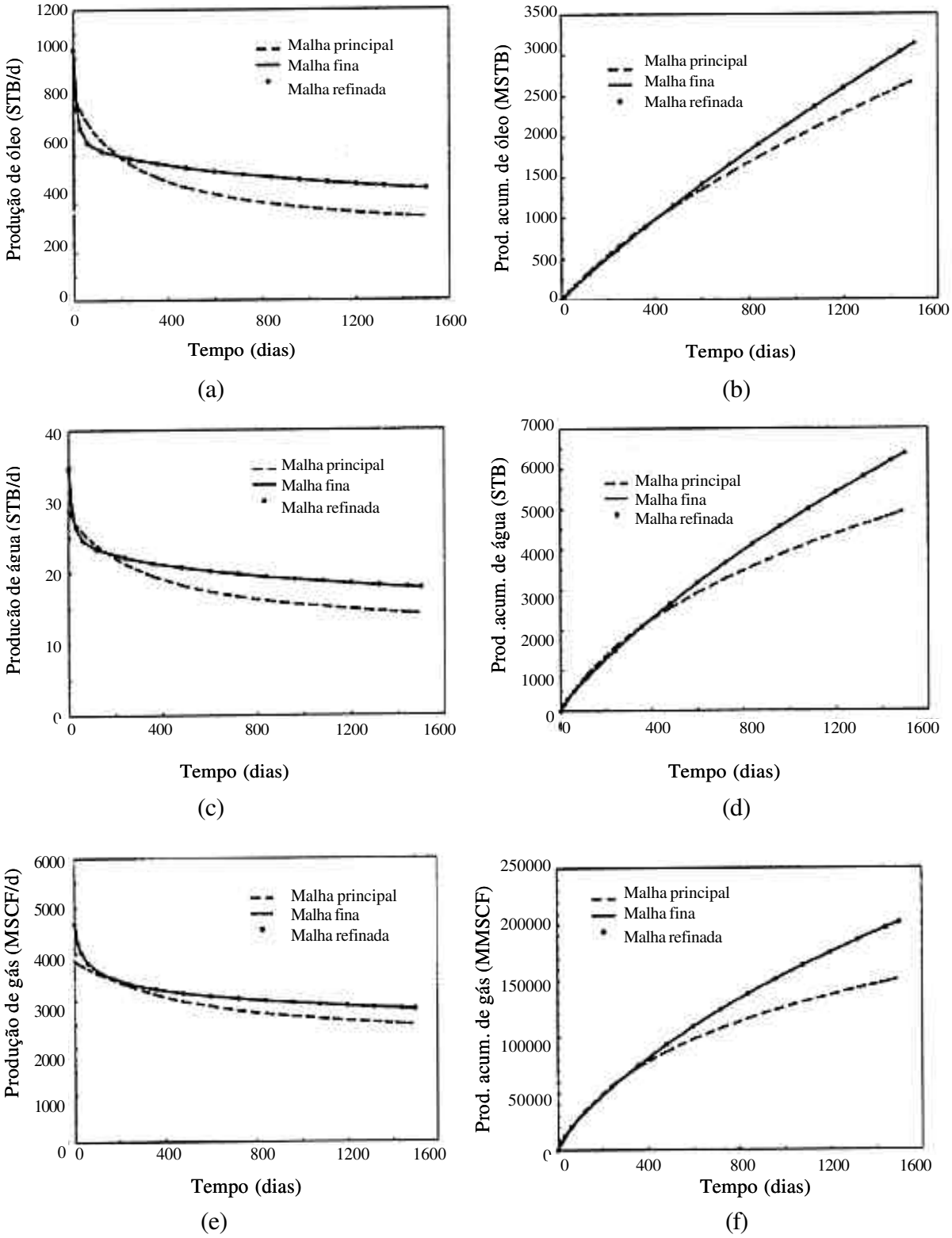


Figura 1.4: Produção do poço 3 (a), (c) e (e) produção acumulada do reservatório (b), (d) e (f). (Gourley e Ertekin,1997).

1.4.2. Fronteiras Abertas

A inclusão de fronteiras abertas em modelos analíticos apresenta grandes dificuldades, devido à complexidade dos modelos de reservatórios, atribuída a heterogeneidades, à sua extensão, ao número excessivo de poços ou ao grande número de falhas. A seguir serão abordadas algumas publicações envolvendo a técnica de fronteiras abertas.

1.4.2.1. Condições de Contorno

Segundo Aziz e Settari [1979], para modelar o reservatório, o estado inicial (condições iniciais) e a interação deste com a sua vizinhança devem ser conhecidos. Em muitas situações um conhecimento detalhado destas condições é requerido para obter estimativas razoáveis. As condições de contorno são requeridas nas fronteiras do reservatório com o exterior. As condições de contorno podem ser de dois tipos:

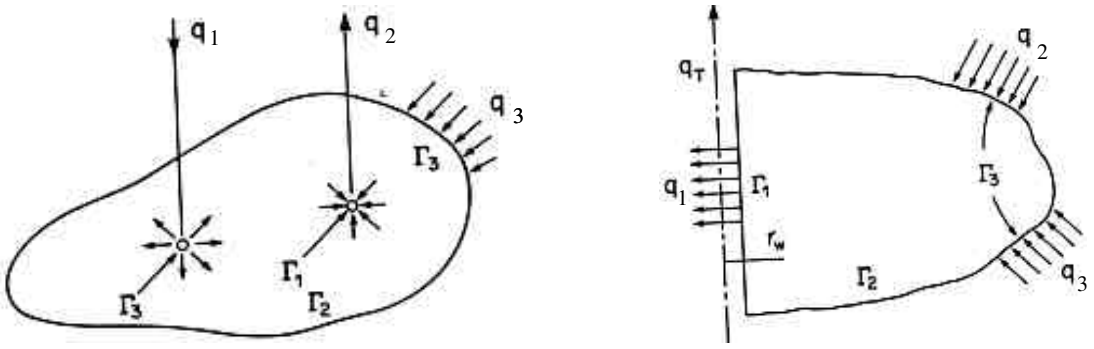
- Condições de contorno Dirichlet: quando a pressão de fluido é especificada na fronteira do reservatório ou no poço.
- Condições de contorno Neumann: neste caso a taxa de fluxo na fronteira é conhecida. Quando não há nenhum fluxo na fronteira do reservatório, como mostra a Figura 1.5 (Γ_2), o componente do vetor normal da velocidade na superfície da fronteira deve ser zero (Equação 1.1). Quando alguma taxa de fluxo que atravessa uma fronteira é especificada, como mostra a Figura 1.5 (Γ_1 e Γ_3) o componente do vetor normal da velocidade na superfície da fronteira deve ser igual à taxa de fluxo (Equação 1.2).

$$\frac{k}{\mu}\left(\nabla p - \gamma \nabla h\right)\cdot n = 0 \qquad (\Gamma_2) \qquad \text{Equação 1.1}$$

$$\frac{k}{\mu}\left(\nabla p - \gamma \nabla h\right)\cdot n = q \qquad (\Gamma_1 \text{ e } \Gamma_3) \qquad \text{Equação 1.2}$$

onde

- k = permeabilidade
- p = pressão
- h = elevação
- n = vetor normal
- μ = viscosidade
- γ = densidade
- q = taxa de fluxo



(a) (b)

Figura 1.5: Condições de contorno adotadas em poços e reservatórios. (Aziz e Settari, 1979).

1.4.2.2. Poços "Virtuais"

Lin [1975] desenvolveu uma técnica com o objetivo de incorporar no modelo os efeitos de fronteiras não regulares com fluxo nulo através delas. Um anel de poços-fronteira (virtuais), é colocado em volta do reservatório. As vazões desses poços são calculadas de tal forma que os seus efetitos combinados com os dos poços reais resultem em fluxo nulo em cada ponto da fronteira do reservatório. Dado o caráter não-permanente do fluxo no reservatório, à proporção que o tempo passa, as vazões dos poços-fronteira devem ser ajustadas de modo a manter o fluxo nulo na fronteira.

Taylor [1979] desenvolveu um simulador analítico que pudesse responder às seguintes perguntas: Quanto tempo um reservatório leva para alcançar o regime pseudo-permanente? Qual a configuração das áreas drenadas pelos poços? O simulador baseia-se na solução analítica da equação da difusividade, na superposição de efeitos ou de soluções e na técnica desenvolvida por Lin (1975), utilizando um anel de poços-fronteira (virtuais) em torno do reservatório.

Feitosa [1987] aplicou o simulador desenvolvido por Taylor (1979) em duas situações:

(1) Considerando o sistema com 4 poços, mostrado na Figura 1.6, quanto tempo, após a entrada de um poço 5, como mostra a Figura 1.7, levará o reservatório para alcançar o regime pseudo-permanente?

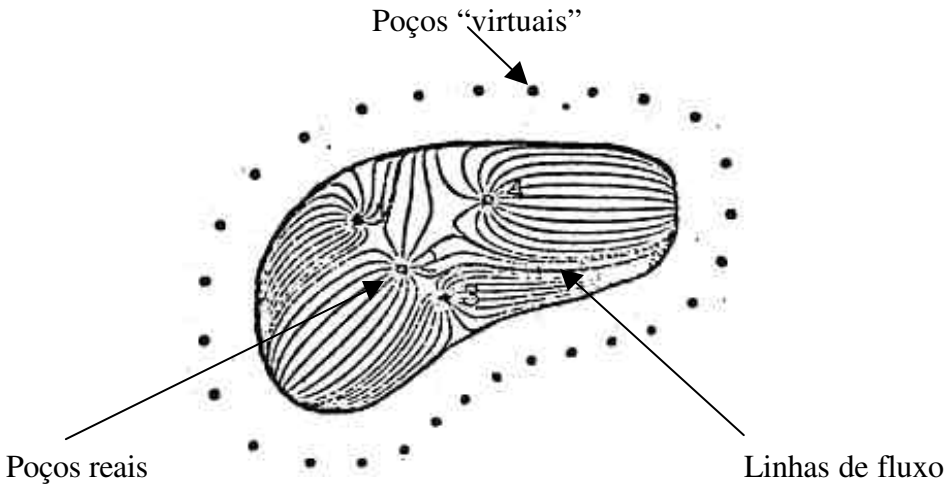
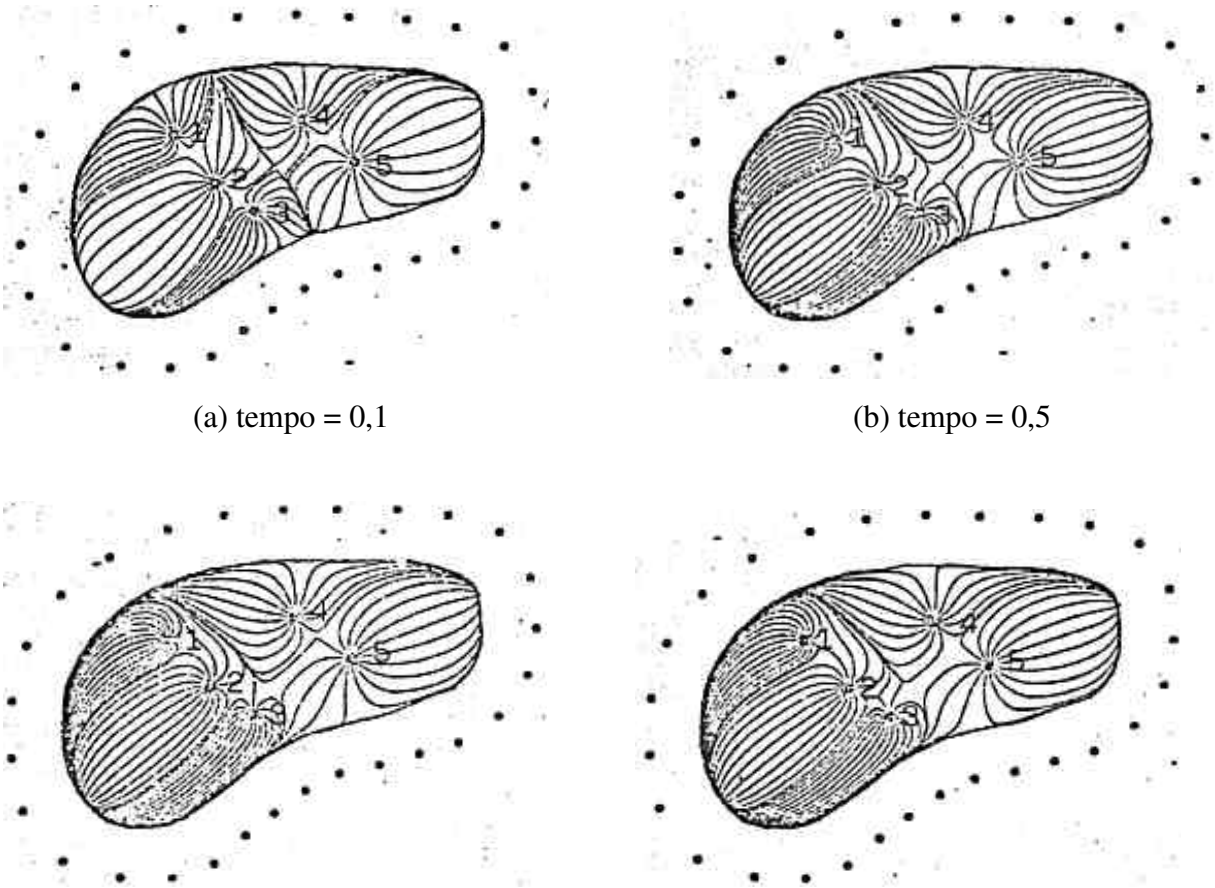


Figura 1.6: Reservatório produzindo em regime pseudo-permanente por 4 poços com suas linhas de fluxo e áreas de drenagem. (Feitosa, 1987).

A Figura 1.7 mostra a solução do problema proposto para diferentes instantes após a entrada em operação do poço 5. As linhas de fluxo, assim como as áreas de drenagem se alteram, ajustando-se às novas condições até que, depois de decorrido o tempo necessário para se dissiparem os efeitos transientes introduzidos pelo novo poço, o reservatório entra em regime pseudo-permanente, quando permanecem fixas então as linhas de fluxo e as áreas drenadas pelos poços.



(a) tempo = 0,1 (b) tempo = 0,5

(c) tempo = 1,0 (d) tempo = 2,0

Figura 1.7: Reservatório com 5 poços com suas linhas de fluxo instantâneas e áreas de drenagem em diferentes instantes, mostrando a evolução de regime transiente para o pseudo-permanente. (Feitosa, 1987).

(2) Considerando o reservatório produtor apresentado na Figura 1.8, qual é a mínima região necessária para reproduzir corretamente a área de drenagem do poço indicado em hachura?

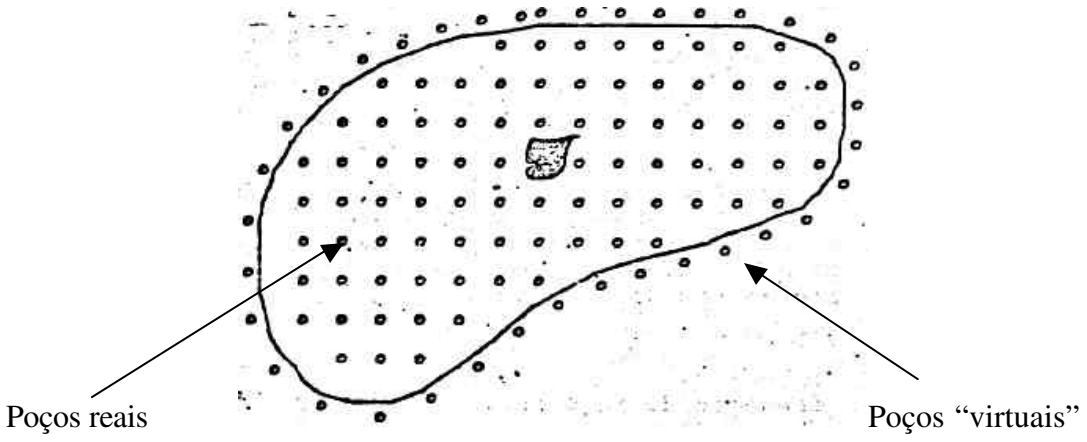
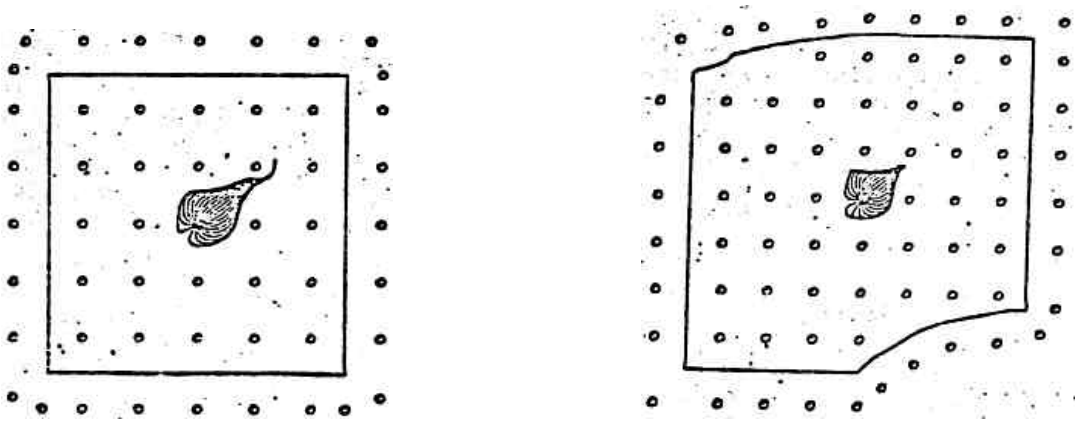


Figura 1.8: Reservatório de 85 poços mostrando as linhas de fluxo e a área de drenagem para um determinado poço, hachurado. (Feitosa, 1987).

Considerando todos os poços do reservatório em um simulador demandaria um tempo computacional bastante grande. Na realidade, apenas um conjunto de poços em torno do poço considerado é que o influenciam significativamente. Escolheu-se uma seção do reservatório contendo os 25 poços mais próximos do poço considerado, como mostra a Figura 1.9 (a). A influência dos demais poços do reservatório é reproduzida pelos poços "virtuais" na fronteira.

Comparando a área de drenagem com a Figura 1.8, verificou-se que a seção escolhida não era suficiente para representar o efeito do reservatório na área drenada do poço. A experiência mostrou que a seção do reservatório que efetivamente influenciou o comportamento do poço incluiu os poços afastados até 3 a 4 linhas de poços. A seção contendo 44 poços, como mostra a Figura 1.9 (b), mostrou a configuração da área drenada pelo poço praticamente igual à Figura 1.8, em que todos os poços foram considerados.



(a) (b)

Figura 1.9: Seção de 25 poços (a) e 44 poços (b) do reservatório mostrando as linhas de fluxo e a área de drenagem do poço em estudo. (Feitosa, 1987).

Aadland e Henríquez [1992] desenvolveram uma metodologia para simular regiões com muitos detalhes geológicos, procurando considerar a interação com o reservatório todo. A metodologia propõe escrever um arquivo de histórico de fluxos entre as células da fronteira da região de interesse e o restante do reservatório. Utilizando os resultados de fluxo na fronteira do simulador Eclipse, o tempo de CPU foi reduzido em 35% se comparado a métodos convencionais em que é simulado o reservatório todo.

Bento e Paraizo [1998], motivados pela necessidade de simular uma parte (2,8 Km^2) do reservatório de Carmópolis (40 Km^2), simularam a região de interesse utilizando poços "virtuais" na fronteira dessa região. Procurando ajustar o histórico da região, sendo 31 anos de produção e 26 de injeção, e fazer a sua extrapolação para os próximos 22 anos, encontraram dificuldades na maneira de tratar o fluxo através das fronteiras, de forma a refletir o comportamento de pressões da área, devido a heterogeneidades do reservatório, à sua extensão, ao número excessivo de poços e ao grande número de falhas.

Capítulo 2 – Fundamentos de Simulação Numérica

Neste capítulo serão revistos os conceitos básicos associados à simulação de numérica de reservatórios.

2.1. Simulação de Reservatórios

O principal objetivo de um estudo de engenharia de reservatório é prever o desempenho futuro da jazida, definindo métodos e meios para aumentar, da forma mais econômica possível, sua recuperação final.

Os métodos clássicos, empregados desde os primórdios da Engenharia de Petróleo e ainda importantes nos dias de hoje, tratavam o reservatório como um todo homogêneo através da utilização de propriedades médias, não levando em consideração variações espaciais e temporais.

O advento da simulação numérica proporcionou a possibilidade de detalhar-se esta análise através da sub-divisão do reservatório em blocos menores com propriedades individualizadas. Este fato propiciou a incorporação do modelo geológico permitindo a definição de regiões com propriedades de fluido e rocha distintas. Dentro deste enfoque a resposta do problema passou a ser obtida pela solução das equações de fluxo para cada elemento.

Esta tecnologia encontra-se em constante evolução de modo a propiciar uma melhoria da caracterização dos reservatórios estudados. Este ganho de qualidade é obtido a partir do desenvolvimento de simuladores mais completos, técnicas computacionais otimizadas, computadores mais rápidos, facilidades gráficas, etc. (Pizarro, 1992).

Os simuladores de reservatórios são programas de computador para a resolução de equações de fluxo de massa e calor em meios porosos, que obedecem a determinadas condições iniciais e de contorno. A Simulação de Reservatórios é uma ferramenta muito importante para modelar fluxo em meios porosos, auxiliar na caracterização de reservatórios e identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. Deste modo, através do uso de um simulador pode-se obter um ajuste de histórico e uma previsão de produção para o reservatório. A análise dos resultados de uma simulação permite definir um plano de desenvolvimento para o reservatório que otimize uma função-objetivo econômica ou técnica. Possibilita também avaliar o comportamento do reservatório com maior confiabilidade.

O número e tipo de equações que serão resolvidas pelo simulador são função de: características geológicas do reservatório, características do fluido, processo de recuperação, do tempo e capacidade computacional disponíveis e dos recursos financeiros disponíveis.

Ao construir o modelo de simulação devem ser considerados os seguintes fatores: objetivos do estudo, complexidade do problema, qualidade desejada para a descrição, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. As principais limitações impostas são: capacidade computacional (número e tamanho dos blocos e número de componentes) e quantidade e qualidade das informações disponíveis (dados geológicos e de produção).

O modelo de simulação resulta da combinação de 4 modelos que serão descritos a seguir.

- Modelo Físico: engloba as características do reservatório (rochas/fluidos), o processo de recuperação, a aplicação da conservação de massa, energia e quantidade de movimento, o número de componentes presentes;
- Modelo Matemático: representa através de equações os processos observados no modelo físico;
- Modelo Numérico: que será aplicado para a discretização, solução aproximada, das equações matemáticas;
- Modelo Computacional: tradução do modelo numérico em linguagem de máquina. (Schiozer, 1995).

Até alguns anos atrás os estudos de reservatórios utilizavam métodos analíticos simplificados como o Método de Tarner, Método de Muskat e Declínio Exponencial para realizar a previsão de comportamento dos reservatórios. Com o desenvolvimento da informática, foram desenvolvidos programas e equipamentos que possibilitaram a aplicação da Simulação Numérica de Reservatórios. A simulação numérica de reservatórios é um processo bastante complexo que tem por objetivo estimar o comportamento das pressões, saturações e vazões dos fluidos presentes em uma jazida petrolífera utilizando a solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. Para a aplicação desta técnica é necessário dividir o reservatório em blocos e aplicar as equações fundamentais de conservação de massa, momento e energia para cada bloco, respeitando algumas condições de contorno.

A complexidade do problema para a quase totalidade das aplicações torna impraticável a obtenção de modelos analíticos, fazendo com que a solução numérica seja a melhor alternativa. Dentre os modelos numéricos conhecidos, o mais utilizado na simulação numérica de reservatórios é o das diferenças finitas. A utilização deste método implica na divisão do reservatório em blocos, como mostra a Figura 2.1.

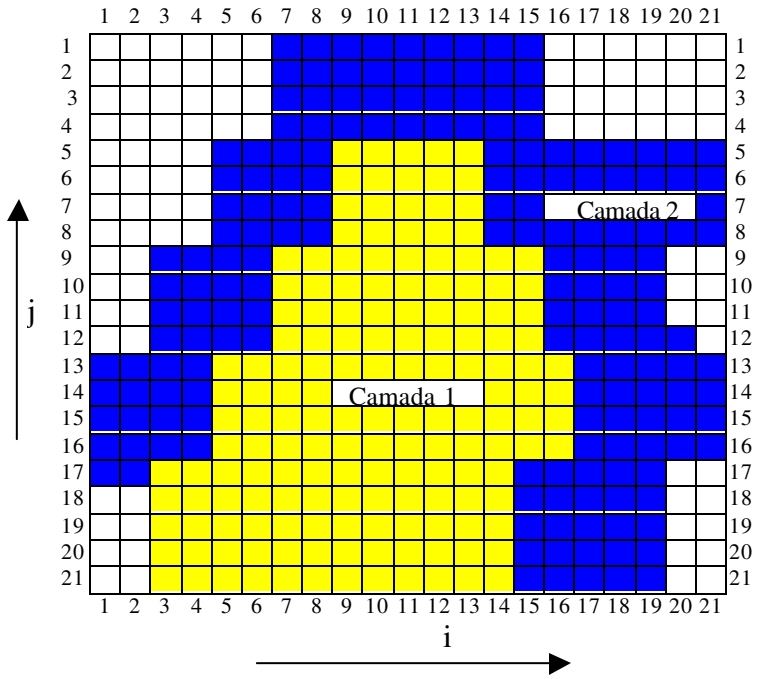


Figura 2.1: Divisão do Reservatório em Blocos. (Pedroso, 1999).

Ao aplicar a equação de conservação de massa para cada componente e para cada bloco, obtém-se um sistema de equações que são resolvidas simultaneamente a cada intervalo de tempo. Este sistema de equações é não-linear (os coeficientes da matriz dependem das variáveis que compõe este mesmo sistema). Para obter as soluções deste sistema a cada intervalo de tempo deve-se utilizar métodos iterativos como o de Newton-Raphson.

Aplicando a lei de conservação de massa do componente "c", obtém-se a Equação 2.1:

$$\sum_p \nabla.\left(y_{cp}\,\rho_p\,v_p\right) + q_p^w + \sum_p \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi.y_{cp}\,\rho_p S_p\right) = 0 \qquad \text{Equação 2.1}$$

onde, "v" representa a velocidade expressa pela lei de Darcy:

$$v_p = -\frac{KK_{rp}}{\mu_p}\left(\frac{\partial P_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x}\right) \qquad \text{Equação 2.2}$$

onde,

- y = fração molar
- c = componente c
- p = fase (geralmente óleo, gás e água)
- D = cota estrutural
- ρ = densidade
- S = saturação
- q_p^w = vazão do poço
- ϕ = porosidade
- K = permeabilidade
- K_r = permeabilidade relativa
- μ = viscosidade
- γ_p = peso específico da fase p

O primeiro termo da Equação 2.1 representa o fluxo do componente "c" através das faces de um volume de controle, o segundo termo é a produção ou injeção da fase "p" nos poços e o terceiro termo representa a variação do componente "c" no volume de controle.

Com relação ao número de componentes, existem dois modelos mais difundidos: *Black-Oil*, que apresenta três componentes (óleo, água e gás), e o composicional que considera a existência de outros componentes além destes, acarretando em um aumento no número de equações e no tempo de simulação.

O modelo térmico é aplicado para casos em que se observa efeito significativo decorrente de variações de temperatura. Para este modelo acrescenta-se a equação de conservação de energia na modelagem do problema.

O modelo mais utilizado é o *Black-Oil*, que apresenta as seguintes características: isotérmico, sem reações químicas e equilíbrio instantâneo entre as fases. Para que este modelo possa ser usado em casos com um número maior de componentes, é necessário agrupá-los em três pseudo-componentes, reduzindo a complexidade do problema. Com algumas manipulações algébricas e substituindo algumas variáveis por variáveis de laboratório, obtém-se a Equação 2.3.

$$\sum_p \left[R_{cp}\lambda_p(\nabla\Phi)\right] = \sum_p \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{R_{cp}}{B_p}S_p\right) + \sum_p\left(\frac{R_{cp}}{B_p}q_p\right) \qquad \text{Equação 2.3}$$

onde,

- R_{cp} = solubilidade do componente "c" na fase "p"
- B_p = fator volume de formação da fase "p"
- λ = mobilidade da fase
- q_p = vazão da fase "p"
- Φ = potencial da fase "p"

Essas trocas de variáveis são necessárias para facilitar a aplicação. Os novos parâmetros são mais fáceis de serem obtidos em laboratório e tabelados. (Pedroso, 1999).

2.2. Etapas da Simulação Numérica de Reservatórios

Antes de qualquer sistema físico ser modelado ele deve ser adequadamente definido. Os principais passos neste sentido são:

- Caracterização do Modelo Geológico: Utilização de dados sísmicos, mapas, perfis, testemunhos, conhecimento dos sistemas deposicionais, estudo de afloramentos, etc.
- Caracterização do Modelo Hidráulico: Investigação da continuidade dos reservatórios, existência de fraturas, direções preferenciais de fluxo, barreiras de transmissibilidade, comunicação vertical, grau de estratificação, etc. Grande parte destas informações pode ser obtida pela análise dos dados de produção e pressão e através de testes de formação bem planejados e interpretados.
- Coleta e Tratamento dos dados de rocha e fluidos.

De posse destas informações pode-se passar para a etapa seguinte que consiste da:

- Escolha do simulador mais apropriado.
- Definição da modelagem a ser adotada: Malha de simulação, número de camadas ("layers"), regiões de fluido e rocha, etc. Tais condições podem ser alteradas à medida em que novas informações sobre o reservatório vão sendo conhecidas.

- Ajuste do histórico de produção e pressões: São realizados ajustes no modelo de simulação, de modo que os resultados obtidos por meio da simulação se tornem bem próximos dos dados reais de produção do reservatório.

- Previsão do comportamento futuro: Tem como principal objetivo determinar as condições de operação ótimas que serão utilizadas na recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.

- Análise de alternativas.

- Preparação do plano de gerenciamento do projeto.

- Avaliação periódica do desempenho.

Estudos de simulação são muito úteis mesmo antes do início da produção. Para reservatórios em estágio inicial de desenvolvimento, pode-se utilizar a simulação de reservatórios para realizar estudos de sensibilidade que serão importantes para o planejamento de estratégias de desenvolvimento e na identificação de dados adicionais que sejam necessários.

A simulação de reservatórios é uma poderosa ferramenta para propiciar uma visão abrangente da mecânica da recuperação de petróleo. Ela não substitui, no entanto, o julgamento do engenheiro que é essencial para a condução de um estudo de reservatório. Sua utilização deve ser precedida de estudos analíticos (Balanço de Materiais, Bucley-Leverett, etc.) que, assim como modelagens mais simplificadas (Simulação de seções transversais, por exemplo), podem trazer importantes subsídios para a busca de soluções. Nem todos os reservatórios comportam uma modelagem sofisticada, sendo que, muitas vezes, a análise de um problema em escala menor já traz as respostas desejadas. (Pizarro, 1992).

2.3. Quais os Tipos de Perguntas que a Simulação Numérica pode Responder?

Se utilizadas corretamente, a modelagem juntamente com a simulação numérica são importantes, inseparáveis e insubstituíveis ferramentas dos profissionais que atuam na engenharia de reservatório. Aziz [1979], entre outros, citou os seguintes questionamentos que podem ser respondidos pela simulação numérica:

1. Como desenvolver e explorar um reservatório de maneira a maximizar a recuperação de hidrocarbonetos de forma econômica?

2. Qual é o melhor método de recuperação suplementar para um reservatório? Quando e onde ele deve ser aplicado?

3. Por que o comportamento de reservatório não está de acordo com a previsão realizada pela engenharia de reservatório ou estudos de simulação?

4. Qual será a recuperação econômica final para o reservatório?

5. Qual é o melhor esquema de completação dos poços?

Capítulo 3 - Metodologia

Neste capítulo faz-se a descrição geral da metodologia desenvolvida para tornar a simulação mais rápida ao se estudar parte de um reservatório, mantendo também uma certa precisão e confiabilidade. Após a exposição dos métodos em si, são realizados alguns comentários sobre a aplicabilidade dos métodos e diretrizes visando reduzir o tempo e o custo computacional nas simulações numéricas dos modelos.

Esta metodologia tem o objetivo de apresentar opções para ajudar na tomada de decisão da escolha da melhor estratégia de recuperação na previsão de comportamento de um reservatório, escolha esta que é dificultada em reservatórios maiores, pois além das simulações serem muito lentas, devido ao tamanho do reservatório, é necessário realizar inúmeras simulações para definir qual a melhor estratégia. Na Figura 3.1 é apresentado um esquema com as principais etapas do desenvolvimento da metodologia.

O projeto não teve por objetivo o desenvolvimento de um software para realizar as simulações, mas utilizar e adaptar os recursos disponíveis em simuladores comerciais para simular regiões de interesse em reservatórios de petróleo. Por isso a escolha do simulador foi feita levando-se em conta além dos recursos disponíveis, a sua grande utilização nas indústrias de petróleo e nas instituições de ensino. Para este trabalho o simulador escolhido foi o simulador comercial IMEX da CMG. (Computer Modelling Group, 1999)

3.1. Descrição do processo de elaboração da metodologia

O desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho foi organizado em etapas:

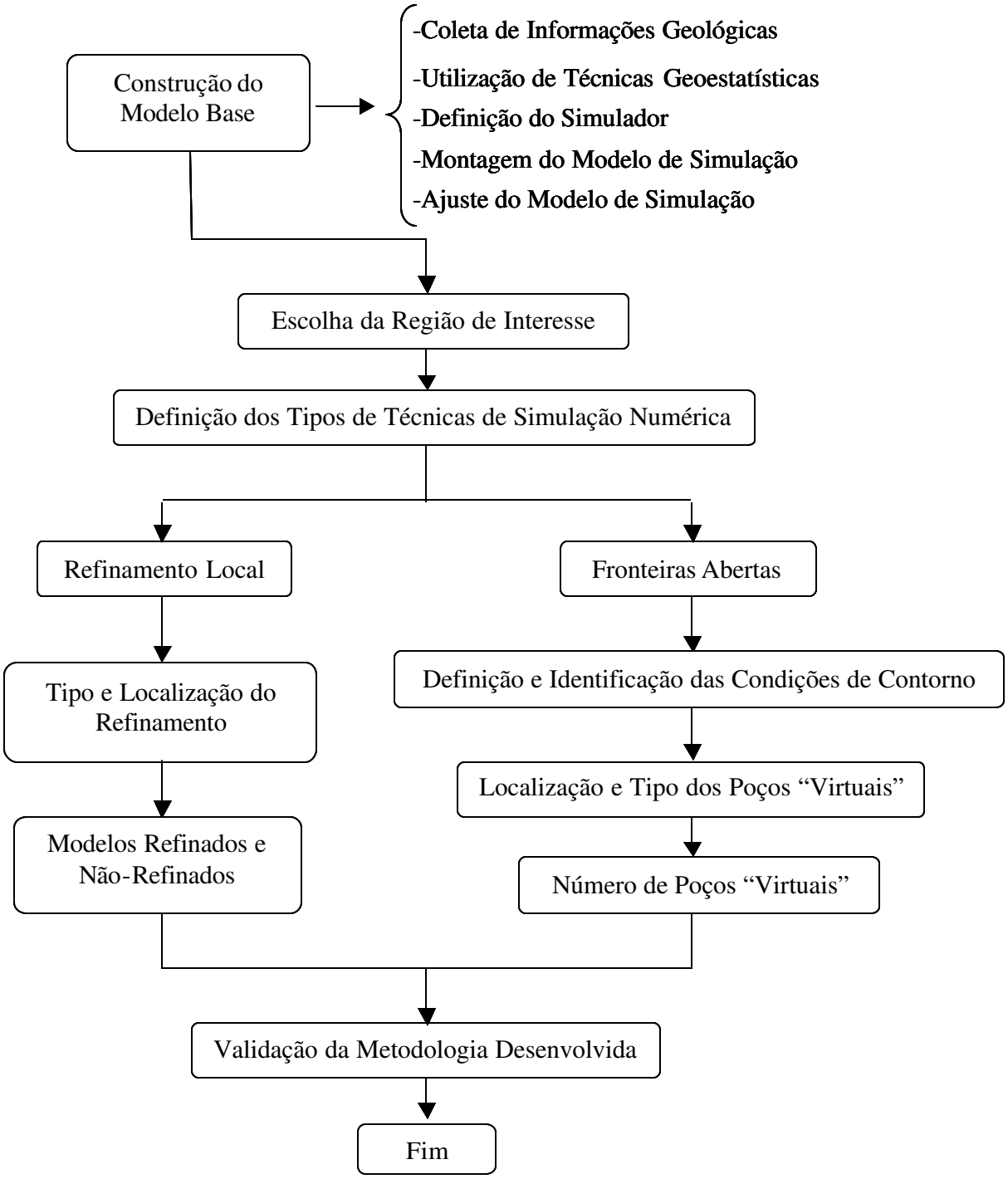


Figura 3.1: Esquema de desenvolvimento da metodologia.

Para facilitar a sua aplicação, a metodologia foi dividida em duas partes: pré-processamento e simulação/pós-processamento.

3.1.1. Pré-processamento

O pré-processamento é o conjunto de procedimentos que antecede a simulação numérica de reservatórios. É a etapa compreendida desde a organização inicial das primeiras informações até a montagem final dos arquivos de entrada do simulador comercial. A finalidade principal do pré-processamento é facilitar a preparação dos arquivos para a posterior realização das simulações.

3.1.1.1. Construção do modelo base

O modelo base é considerado como referência para a comparação dos resultados dos testes realizados durante a execução do trabalho. Este modelo é considerado como referência por ser o "melhor" modelo possível para a análise do problema, pois possui uma malha bastante fina abrangendo todo o reservatório, o que proporciona resultados mais precisos. Todos os casos estudados tiveram seus resultados comparados a este modelo.

Quanto maior o número de informações disponíveis, melhor será a qualidade do modelo. Os parâmetros de entrada do modelo devem ser reavaliados à medida que novas informações forem fornecidas, de modo a se promover um aumento no grau de confiabilidade da previsão de produção do reservatório obtida através da extrapolação da curva de produção dos fluidos (óleo, gás e água). Se as incertezas associadas a variáveis que compõem o problema forem consideradas, será necessário realizar um maior número de simulações para este modelo, para que o impacto destas nos resultados possa ser corretamente avaliado.

Partindo das informações disponíveis: sísmica, pressão, permeabilidade, porosidade, curvas de pressão capilar, curvas de permeabilidade relativa, perfis elétricos, perfis de produção e vazão de fluidos (óleo, gás e água), foi obtido o modelo geológico inicial juntamente com a distribuição de hidrocarbonetos no reservatório (Milanez, 1997). Neste trabalho, foram aplicadas técnicas geoestatísticas (Journel, 1989) para a determinação dos mapas geológicos. Para que estes mapas pudessem ser utilizados no simulador foi necessário interpolá-los através do pré-processador. No reservatório em estudo foram utilizados 45 poços, sendo 32 produtores e 13 injetores.

Na construção da metodologia deve-se minimizar o número de simulações e o tempo de execução destas sem acarretar em perdas significativas na qualidade dos resultados obtidos. Então, não se faz necessário simular o reservatório durante o período de ajuste do modelo, o que somente aumentaria o tempo e o custo computacional. Por isso, o modelo inicial foi ajustado com base nas informações de produção relativas a um período de dez anos, sendo cinco anos de injeção de água. Após a conclusão do ajuste, foram gerados novos mapas de saturações de óleo, água, gás e de pressões da situação atual do reservatório. Esses mapas foram utilizados na elaboração do chamado modelo base. Dessa forma, a análise das diferentes técnicas de aceleração não contempla a simulação do período de ajuste (primeiros dez anos), como mostra o esquema da Figura 3.2, o que resulta em uma economia substancial de tempo de processamento.

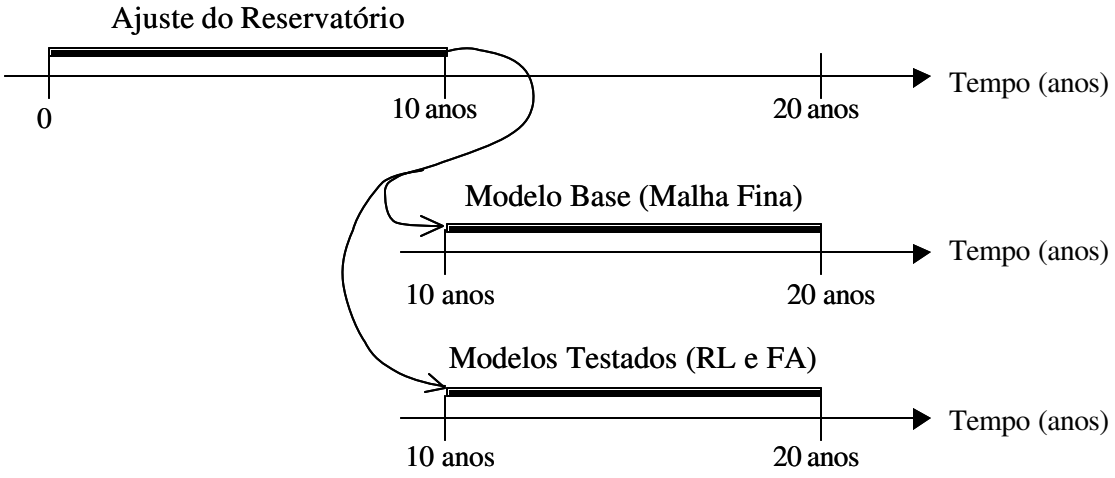


Figura 3.2: Esquema de desenvolvimento dos modelos simulados.

É importante destacar que este trabalho não teve por objetivo estudar como aumentar a recuperação de petróleo da região de interesse, mas sim desenvolver uma metodologia que possa servir como ferramenta na escolha da melhor estratégia de recuperação de petróleo, por exemplo, em reservatórios maduros.

No processo de desenvolvimento da metodologia, optou-se por manter a mesma estratégia de recuperação para os diferentes cenários analisados. As condições de operações dos poços do reservatório assumiram as seguintes hipóteses:

Para os poços produtores:

- O óleo é produzido com a máxima vazão possível até o limite de pressão estabelecida no final do período de ajuste do histórico;
- Os poços são completados nas camadas em que se encontravam no final do período de ajuste do histórico;
- As completações serão fechadas ao se atingir um valor estabelecido para o *Basic Sediments and Water (BSW)* ou *Gás-Oil Ratio (GOR).*

Para os poços injetores:

- A água é injetada com a máxima vazão possível até o limite de pressão estabelecida no final do período de ajuste do histórico;
- Os poços são completados nas camadas em que se encontravam no final do período de ajuste do histórico.

Estes parâmetros podem ter seus valores alterados durante o período de previsão do comportamento, de acordo com o tipo de reservatório e logística, de modo a facilitar o trabalho do especialista para definir a melhor estratégia de recuperação da região de interesse.

3.1.1.2. Técnicas de simulação

Inicialmente foi feito um estudo para identificação das técnicas de simulação existentes. Em seguida foram analisadas quais destas técnicas poderiam ser mais bem adaptadas na utilização do estudo de regiões de interesse de reservatórios, como mostra o item 1.3.

Com base nas informações obtidas foram definidas duas técnicas de simulações a serem estudadas: técnica do refinamento local e a técnica da simulação com fronteiras abertas.

3.1.1.3. Região de Interesse

Definidas as técnicas a serem utilizadas, foi necessário definir o local onde estas seriam aplicadas, ou seja, qual a região de interesse. Esta escolha foi feita analisando-se o mapa de volume de óleo por unidade de área. A região escolhida foi a zona que apresentou o maior volume de óleo, óleo este que não foi produzido durante o período de 10 anos de histórico do reservatório.

3.1.1.4. Refinamento Local

De forma a sistematizar o desenvolvimento da metodologia, a análise foi executada seqüencialmente, em etapas:

1. Definição da melhor maneira de utilizar o refinamento local ao se estudar uma região de interesse. Foram testados vários modelos, envolvendo tanto um refinamento com variação gradual, quanto um refinamento com variação brusca entre o tamanho dos blocos, conforme pode ser observado no esquema da Figura 5.2.

2. Definição da melhor localização do refinamento local. Foram testados vários modelos, envolvendo tanto um refinamento restrito, quanto um refinamento que ultrapassa a região de interesse, conforme mostra também o esquema da Figura 5.2.

3. Teste do método de refinamento local. Esta etapa envolveu uma variação entre o tamanho dos blocos dos modelos simulados e o tamanho dos blocos do modelo base. As variações testadas seguiram as seguintes proporções entre o tamanho dos blocos: 1 para 2, 1 para 4 e 1 para 8. Para cada uma destas variações foram analisadas duas situações: com e sem refinamento na região de interesse, ou seja, mantendo ou não a malha do modelo base, de acordo com a Figura 5.6.

3.1.1.5. Fronteiras abertas

Da mesma forma, a análise foi desenvolvida em etapas seqüenciais:

1. Definição, dentre as condições de contorno possíveis, pressão de fluxo, taxa de fluxo ou fluxo nulo, qual a melhor a ser utilizada. A escolha foi baseada nos recursos disponíveis no simulador comercial utilizado e na facilidade de identificação e implementação nos modelos a serem simulados. A condição de contorno adotada foi especificar a taxa de fluxo na fronteira da região de interesse.

2. Identificação do fluxo na fronteira do modelo base e representação nos modelos a serem simulados, modelos estes também denominados de sub-reservatórios. A taxa de fluxo na fronteira foi identificada, utilizando recursos disponíveis no próprio simulador, para as fases de óleo, água e gás e estas taxas de fluxos foram representadas nos modelos dos sub-reservatórios através de poços "virtuais" nas fronteiras.

3. Localização dos poços "virtuais" nas fronteiras. Foram testados modelos envolvendo localizações diferentes para os poços "virtuais". Foram testados tanto poços localizados fora da região de interesse, quanto poços localizados dentro desta região, como pode ser observado no esquema da Figura 5.12.

4. Escolha do tipo de poço "virtual" para representar o fluxo nas fronteiras dos modelos a serem simulados. Foram testados tanto poços verticais, quanto poços horizontais nas fronteiras do sub-reservatório, como pode ser observado na Figura 5.16.

5. Com base nestas informações, a etapa seguinte foi definir qual o melhor número de poços "virtuais" e qual a sua influência nos resultados. Nesta etapa foram testados números de poços variados em cada fronteira. Primeiramente foi testado o modelo sem poços "virtuais" nas fronteiras, ou seja, fluxo nulo, com o objetivo de verificar a influência dos fluxos que cruzavam as fronteiras nos resultados. O próximo passo foi testar um número de poços constante em cada fronteira, ou seja, 1 (um), 2 (dois) e 3 (três) poços "virtuais" em cada uma das fronteiras. Finalmente testar um número de poços variáveis nas fronteiras, ou seja, o número de poços em cada fronteira foi correspondente ao seu volume de fluxo , de acordo com o esquema da Figura 5.20.

6. Tendo por objetivo verificar a necessidade de atualizar as taxas de fluxos nas fronteiras toda vez que as condições dos poços produtores ou injetores da região de interesse forem alteradas, foi testada outra estratégia de recuperação.

3.1.1.6. Tempo de Montagem dos Métodos

Foi necessário, também, verificar o tempo necessário para montar cada modelo, para que com isso fosse possível definir até que ponto cada método se torna viável ou não, em relação ao modelo base. O tempo gasto pode tornar o método inviável, se o número de simulações a serem feitas for pequeno e o tempo necessário para a montagem for muito grande.

Em todas as simulações foi utilizado o mesmo equipamento computacional e o mesmo sistema operacional.

- Configurações do computador: Pentium III, 650 MHz e 128 Mb RAM.
- Sistema Operacional: Windows.

3.1.2. Pós-processamento

O pós-processamento é composto por operações realizadas após as simulações numéricas, visando facilitar a visualização e interpretação dos resultados obtidos.

Os resultados foram analisados para as condições de superfície da seguinte maneira:

- Os resultados das simulações ao longo do período de 10 anos da previsão na região de interesse para a produção mensal de óleo, água e gás, para a injeção de água e para a pressão média e também o tempo de simulação de cada um dos modelos, foram comparados aos resultados obtidos com o modelo base.

- Quantificação da variação (erro, em porcentagem) dos resultados das simulações ao longo do período de 10 anos da previsão na região de interesse, para a produção acumulada de óleo (Np), água (Wp) e gás (Gp), para a injeção acumulada de água (Wi), para a pressão média final e também para o tempo de simulação de cada um dos modelos. A variação nos resultados acumulados e na pressão média final foi calculada através da Equação 3.1 e a variação no tempo de simulação foi calculada pela Equação 3.2.

$$Er_i(\%) = \left| \frac{R_b - R_i}{R_b} \right| \times 100 \qquad \text{Equação 3.1}$$

$$Ts_i(\%) = \frac{T_i}{T_b} \times 100 \qquad \text{Equação 3.2}$$

onde,

- Er_i = variação entre modelo "i" e modelo base
- R_b = resultado acumulado do modelo base
- R_i = resultado acumulado do modelo "i"
- T_i = tempo de simulação do modelo "i"
- T_b = tempo de simulação do modelo base
- Ts_i = variação do tempo de simulação do modelo "i" em comparação com o modelo base

- Através da variação média em módulo (erro, em porcentagem) dos resultados das simulações ao longo do período de 10 anos da previsão nos poços produtores da região de interesse, para a produção acumulada de óleo (Np), água (Wp) e gás (Gp). Esta variação média nas produções acumuladas dos poços produtores da região de interesse foi calculada através da Equação 3.3.

$$Ep_i(\%) = \frac{\sum_{1}^{n} \left| \frac{R_{bj} - R_{ij}}{R_b} \right|}{n} \times 100 \qquad \text{Equação 3.3}$$

onde,

- Ep_i = erro médio por poço entre modelo "i" e modelo base
- R_{bj} = resultado do poço "j" do modelo base
- R_{ij} = resultado do poço "j" do modelo "i"
- j = 1...n
- n = número de poços produtores
- R_b = resultado do modelo base

Considerando o resultado do modelo base como correto, por ser suficientemente refinado, quanto menor for a variação, melhor é o modelo. Porém, é importante salientar que nem sempre o modelo que apresentar o menor tempo computacional ou a melhor precisão numérica será a opção escolhida, pois será necessário analisar a combinação dos resultados, ou seja, tempo de simulação e precisão numérica para a produção de óleo, gás e água, injeção de água e pressão média.

3.2. Validação da Metodologia

A etapa final foi o planejamento e realização de testes para a validação da metodologia desenvolvida. Para isto, foi escolhida outra região de interesse do reservatório e aplicado cada um dos métodos.

Capítulo 4 – Modelo Base

A escolha do reservatório, para desenvolver a metodologia, levou em conta o fato deste ser bastante conhecido. O reservatório se situa em um campo na plataforma continental do Rio de Janeiro, Bacia de Campos, em lâmina d'água de 110 a 250 m, a 80 km da costa. A descoberta deu-se em novembro de 1975 e o volume de óleo inicial do reservatório foi estimado em 108 MM m^3.

As principais estruturas que delimitam o reservatório foram mapeadas a partir de nove seções sísmicas e de informações de outros 46 poços perfurados no reservatório, mostrado na Figura 4.1. A falha que limita os Blocos 2 e 3 do reservatório pode ser observado na Figura 4.2.

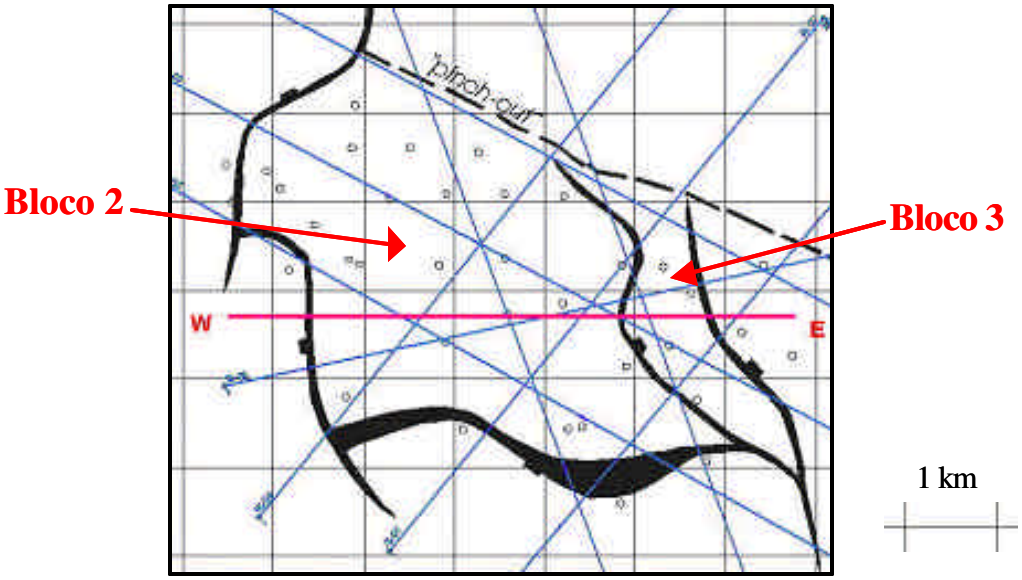


Figura 4.1: Mapa Base com os poços, linhas sísmicas e arcabouço estrutural do Reservatório.

4.1. Caracterização do Reservatório

4.1.1. Contatos entre Fluidos

Os perfis mostram um contato gás/óleo, a -2950 m e três contatos óleo/água distintos no reservatório: um a -3100 m, encontrado nos blocos 1 e 2; outro a -3150 m, no bloco 3 e o último a -3190 m, no bloco 4, conforme mostra a Figura 4.2.

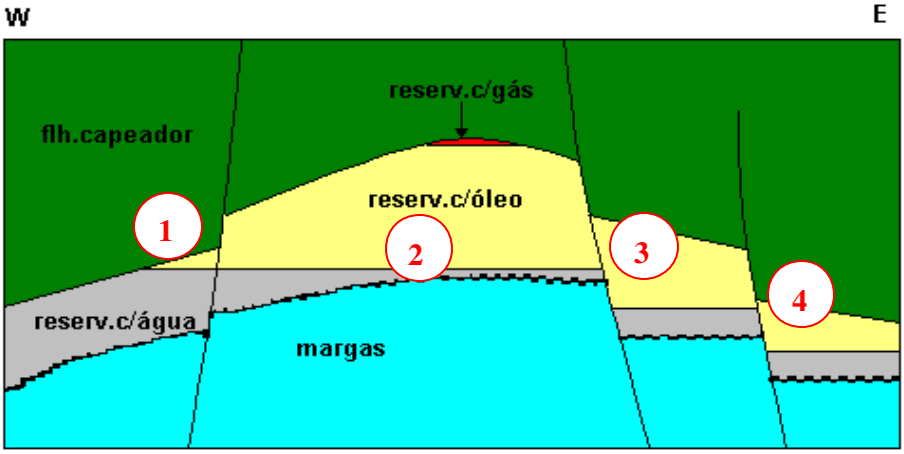


Figura 4.2: Seção esquemática do reservatório.

4.1.2. Propriedades das Rochas

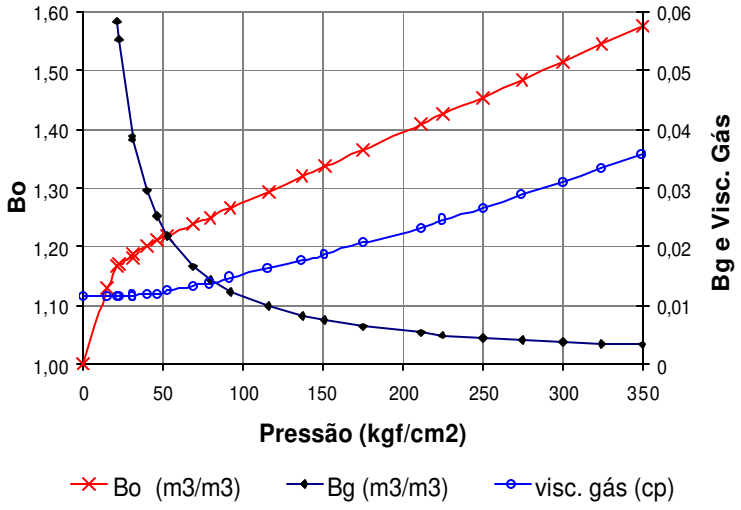
As cotas do topo e da base do reservatório foram determinadas por perfis para todos os poços do reservatório. O mapa de espessura do reservatório foi obtido pela diferença entre as cotas do mapa de topo subtraindo as cotas do mapa da base do reservatório.

Com o objetivo de simplificar a modelagem geológica do reservatório e facilitar o tratamento dos dados de perfis, optou-se por dividir a espessura do reservatório em seis camadas com mesma espessura em cada poço. Isso facilitou a totalização dos dados de perfis e a obtenção dos valores de espessura porosa, porosidade média e permeabilidade média por camada, (Bonet, 1985).

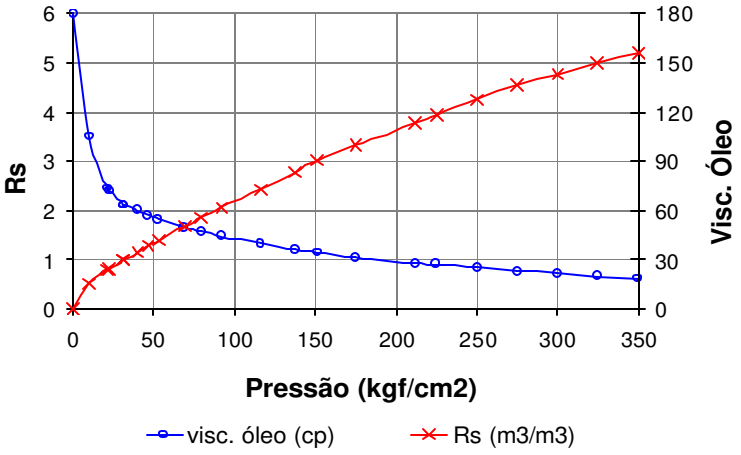
Os mapas de topo, base, espessura, porosidade, permeabilidade e espessura porosa foram construídos utilizando a geoestatística, em uma malha regular uniforme em 2D com blocos de dimensões 50 x 50 m.

4.1.3. Propriedades dos Fluidos

A Figura 4.3 mostra as curvas Bo (Fator de formação de volume do óleo), Bg (Fator de volume de formação do gás), Rs (Solubilidade do gás no óleo), Visc. Gás (Viscosidade do Gás) e Visc. Óleo (Viscosidade do óleo) para os fluidos existentes no reservatório.



(a)



(b)

Figura 4.3: Curvas de PVT utilizadas nas simulações dos modelos.

4.1.4. Propriedades Rocha-Fluido

A Figura 4.4 mostra a curva de pressão capilar adotada nas simulações.

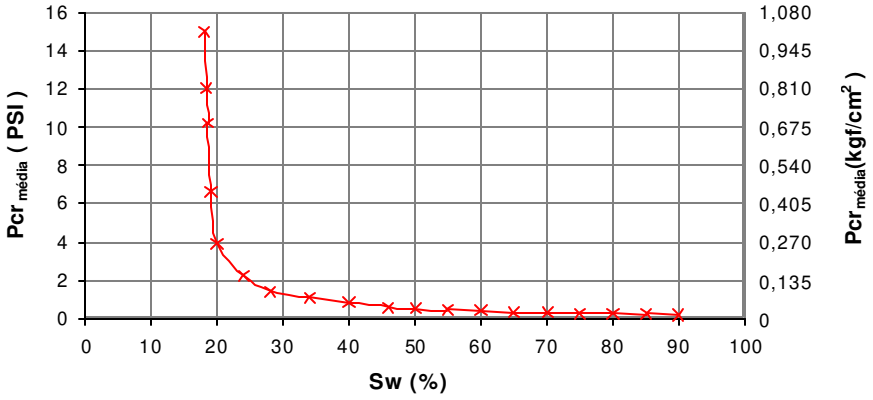
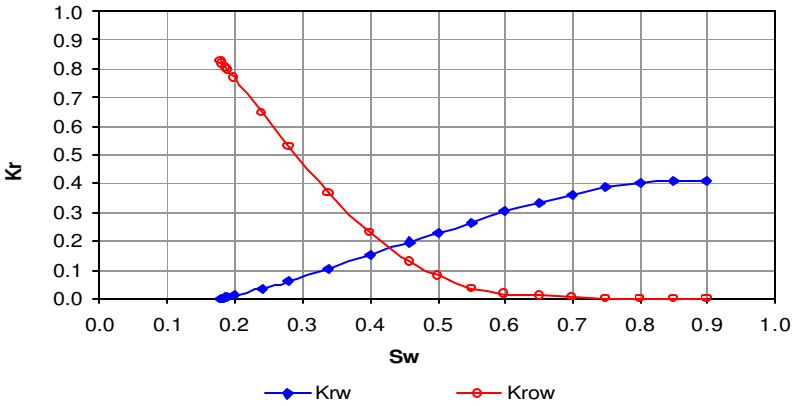
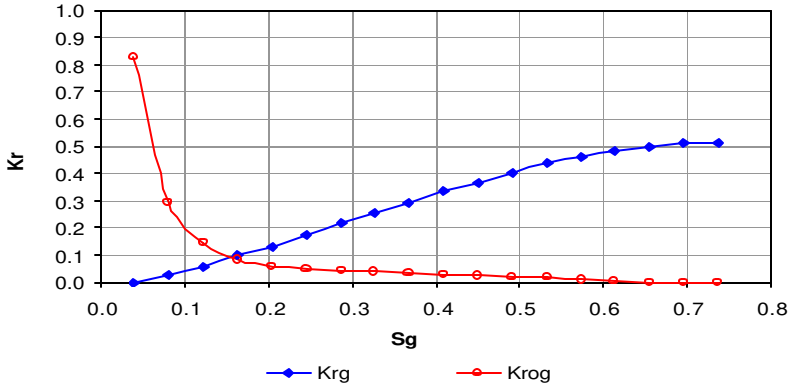


Figura 4.4: Curva de pressão capilar.

A Figura 4.5 mostra os gráficos de K_{rw} x S_w, K_{row} x S_w, K_{rg} x S_g e K_{rog} x S_g.



(a)



(b)

Figura 4.5: Curvas de permeabilidades relativas usadas nas simulações dos modelos.

4.2. Modelo de Simulação do Reservatório Global

Foi construído um modelo numérico do reservatório, como mostra a Figura 4.6, composto por 6 camadas, 68 linhas e 36 colunas com blocos de 112,5 x 112,5 m (14688 blocos). A espessura dos blocos foi variável, tendo sido gerada através da interpolação dos mapas geológicos. Os mapas gerados foram: espessura, topo, porosidade, espessura porosa, permeabilidade vertical e horizontal. O modelo de escoamento utilizado foi o *Black-Oil*. A densidade do óleo foi considerada igual a 887 kg/m^3. A pressão de bolha foi adotada como sendo igual a 211,41 kgf/cm^2. A pressão de referência utilizada foi de 322 kgf/cm^2 a uma cota de -3041 m.

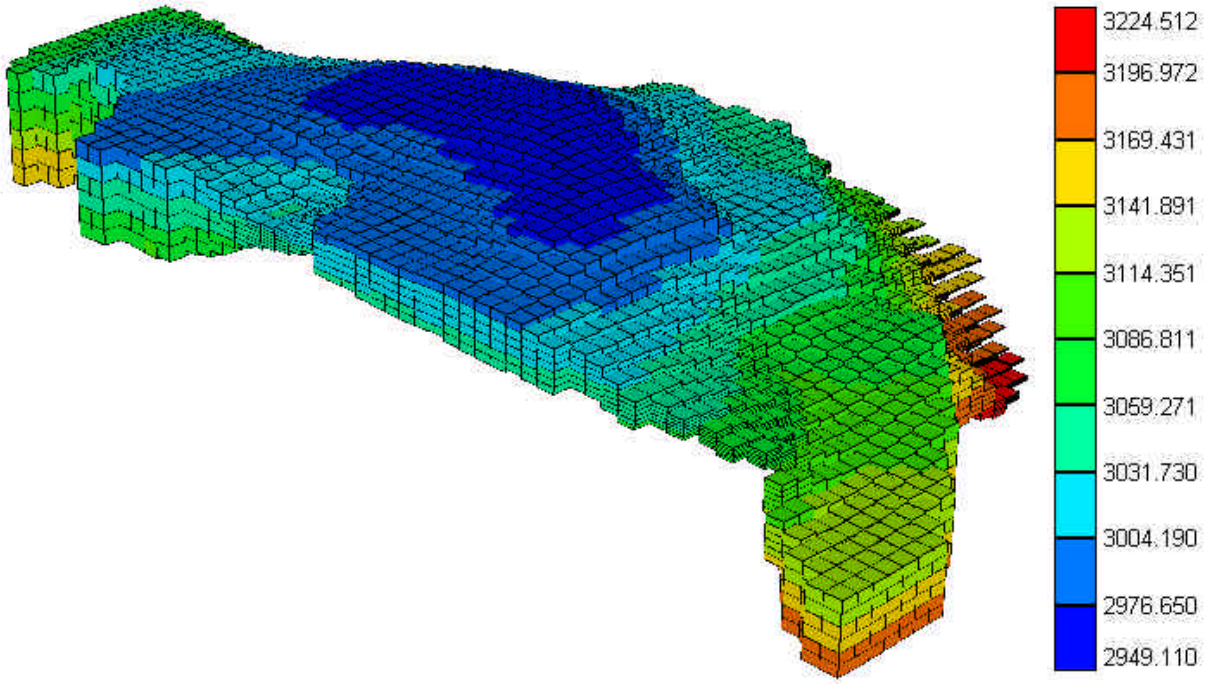


Figura 4.6: Modelo geológico 3D do reservatório: mapa de topo do reservatório (profundidade).

A Figura 4.7 mostra o mapa de saturação de óleo e a localização dos poços no modelo do reservatório global .

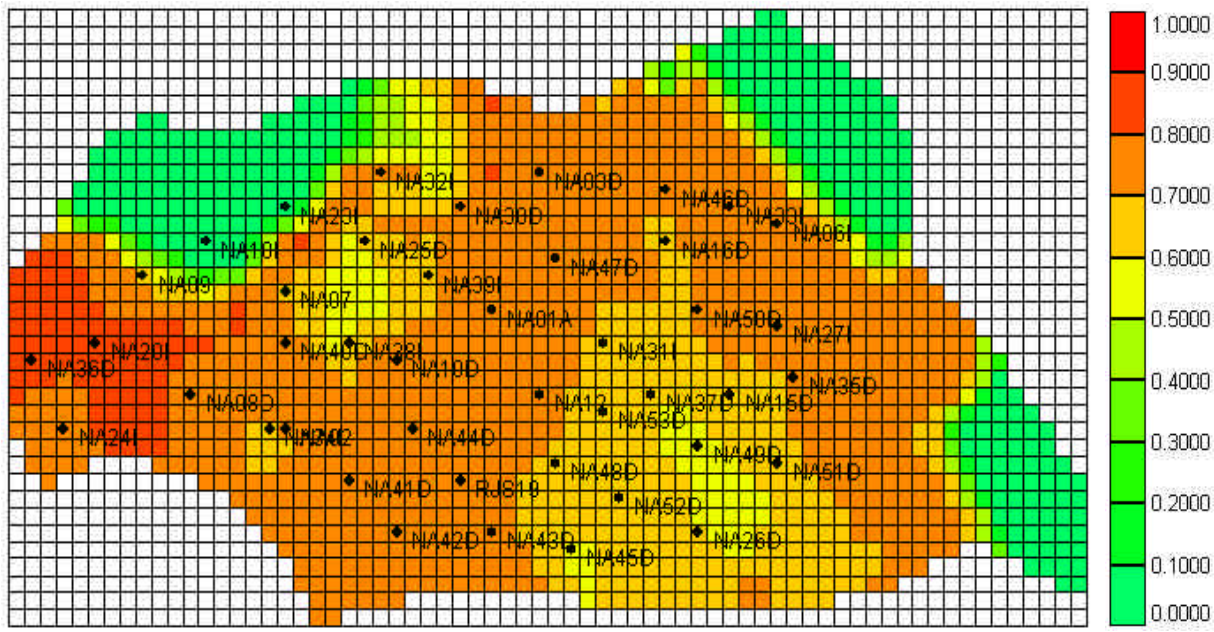


Figura 4.7: Mapa de saturação de óleo, ao final do período de ajuste de dez anos de produção, para o modelo base de simulação do reservatório e a localização dos poços.

4.3. Ajuste de Histórico de Produção do Reservatório

A data estipulada para o inicio do ajuste foi 31/05/1979, quando começou a produção do reservatório e para o final do ajuste foi 31/05/1989, porque os dados disponíveis para a produção eram de 10 anos e para a injeção eram de 5 anos. Foram utilizados 45 poços no processo de ajuste: 32 produtores e 13 injetores. No processo de ajuste do histórico do reservatório foi necessário ajustar primeiramente os parâmetros globais, ou seja, os parâmetros que alterados provocam variações no reservatório todo, como por exemplo: a porosidade, as curvas de permeabilidades relativas, o contato óleo-água, a curva de pressão capilar. Depois destes parâmetros estarem ajustados, os processos passaram para um ajuste mais local, como por exemplo: regiões de permeabilidades absolutas, completações e injetividades dos poços, etc, obtendo um melhor ajuste dos poços individuais e conseqüentemente também do reservatório global.

A Figura 4.8 mostra a comparação dos resultados entre o histórico do reservatório e o modelo ajustado.

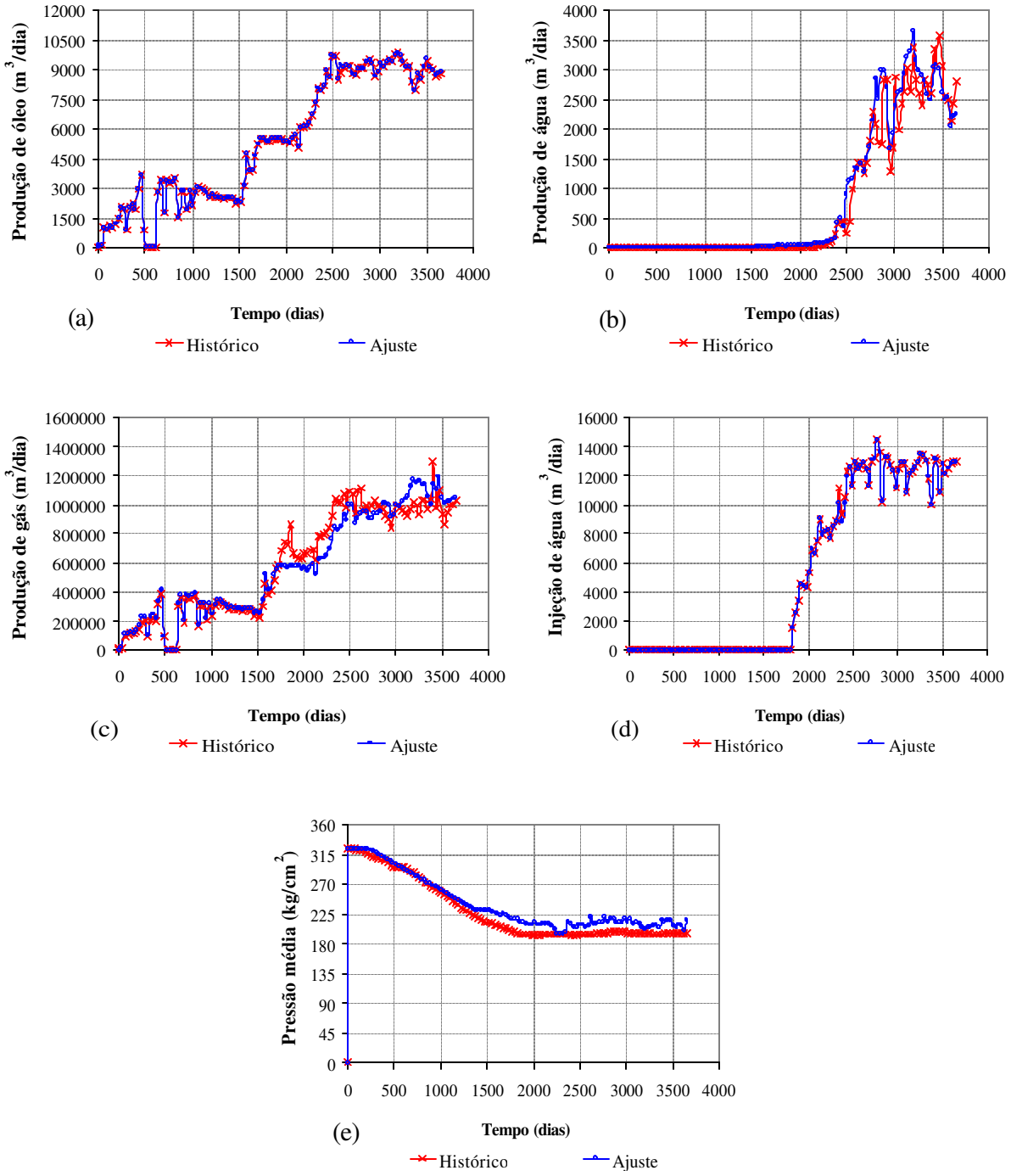


Figura 4.8: Curvas do ajuste de histórico do reservatório global: (a) produção de óleo, (b) água, (c) gás, (d) injeção de água e (e) pressão média.

Analisando os resultados do ajuste, é possível observar que o modelo teve um ajuste muito bom. As maiores dificuldades foram encontradas no ajuste da produção de gás e água, onde as curvas de produção apresentaram uma variação maior em relação às do histórico.

4.4. Previsão do Comportamento do Reservatório

Nesta etapa foi gerado um novo modelo do reservatório (Modelo Base), onde foram implementadas todas as alterações feitas durante o ajuste do modelo. A pressão e as saturações de cada bloco no final do período de ajuste foram utilizadas como condições iniciais do novo modelo, limitando-se assim a simulação ao período de previsão da região de interesse.

No apêndice A é possível observar um exemplo resumido do arquivo de entrada do modelo base, utilizado no simulador comercial, para o período de previsão do reservatório.

4.4.1. Estratégia de Recuperação

A fase de extrapolação (previsões feitas para os dez anos posteriores ao histórico de produção) não teve por objetivo estudar como aumentar a produção do reservatório, mas sim gerar resultados, com uma maior precisão, que pudessem ser comparados aos métodos utilizados nas simulações da área de interesse do reservatório, verificar a variação ocorrida nesta região e nos poços e o comportamento dos fluxos nas fronteiras.

Para isso foi testada a seguinte estratégia de recuperação:

- Manter as condições de operações dos poços do final do período de ajuste.

    - Pressão constante dos poços injetores e produtores;
    - Mesmo esquema de completação dos poços ao longo do tempo.

Capítulo 5 – Aplicações, Resultados e Discussões

Neste Capítulo serão apresentadas as aplicações de simulações realizadas, os resultados obtidos e também serão comentados aspectos importantes mostrando as vantagens e desvantagens da utilização de cada um dos métodos utilizados.

5.1. Previsão do Comportamento da região de interesse

Foi, no período de dez anos de previsão, que todos os testes e estudos necessários para o desenvolvimento da metodologia introduzida no capítulo 3 foram feitos e seus resultados foram comparados ao mesmo período do modelo base.

5.1.1. Escolha da Região de Interesse

A região de interesse foi escolhida levando-se em conta a região onde a recuperação de petróleo foi menor, ou seja, onde o volume de óleo "in place" era maior após dez anos de produção (histórico) e isto é observado no mapa de volume de óleo por unidade de área, como mostra a Figura 5.1. O objetivo foi escolher uma região do reservatório com grande possibilidade de recuperação de óleo, pois geralmente estas regiões são áreas de grande interesse em um reservatório de petróleo.

A região de interesse está delimitada na Figura 5.1 pelo quadrado branco (10% da área total do reservatório), onde se concentra um volume grande de óleo, (33% do volume total do reservatório). Possui 6 camadas, 16 linhas e 16 colunas com blocos de 112.5 x 112.5 m (1536 blocos, todos ativos) e 10 poços, sendo, 9 produtores e 1 injetor de água.

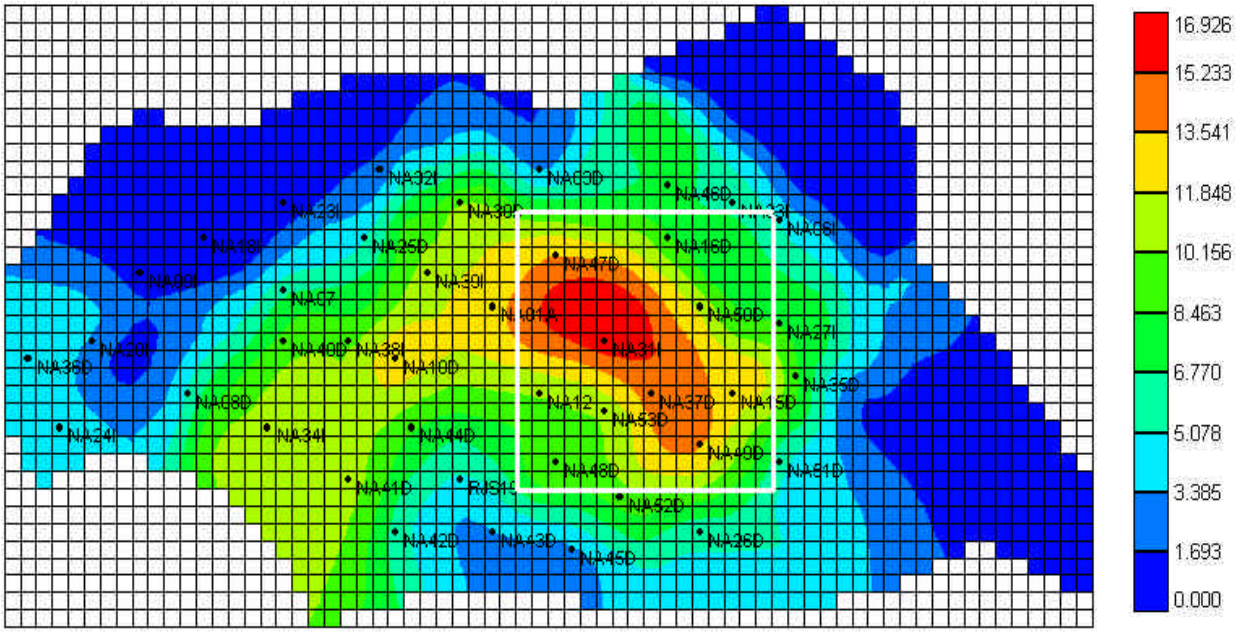


Figura 5.1: Mapa de volume de óleo por unidade de área do reservatório (m^3/m^2) após 10 anos de produção, para definir a região de interesse.

5.1.2. Refinamento Local

O método de refinamento local consiste em gerar modelos com variação no tamanho dos blocos, procurando manter uma malha mais fina, em regiões, onde seja necessário um número maior de informações, por exemplo, em regiões de poços produtores.

5.1.2.1. Modelo do Reservatório Refinado

De acordo com a metodologia descrita no capítulo 3, foi necessário gerar novos modelos do reservatório. Estes modelos mantiveram as mesmas características, propriedades e condições de operações dos poços do modelo base, porém as únicas alterações foram na malha.

Para a construção da nova malha com blocos mais grosseiros, porém mantendo a malha fina na região de interesse, foi utilizado o pré-processador do simulador.

5.1.2.2. Tipo e Localização do Refinamento

De acordo com a metodologia a primeira etapa consiste na escolha do tipo e localização do refinamento.

Para definir o tipo de refinamento foram testadas duas configurações diferentes:

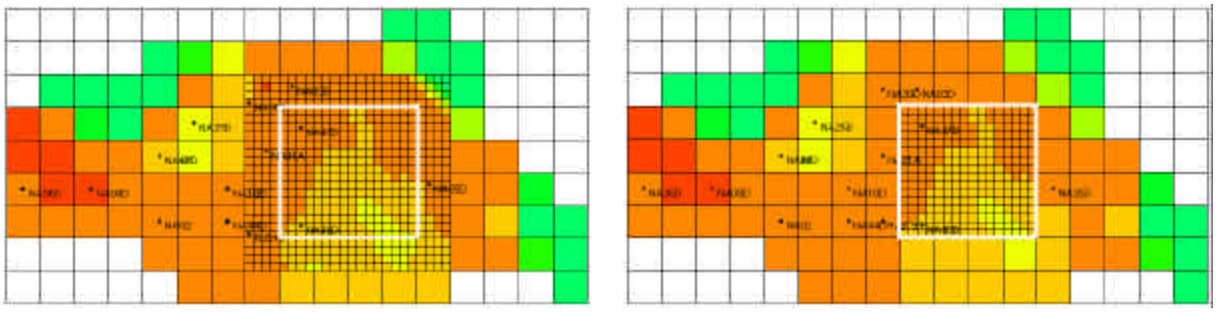
- A variação do tamanho entre blocos é brusca, conforme mostra a Figura 5.2 (a) e (b);
- A variação do tamanho entre blocos é gradual, conforme mostra a Figura 5.2 (c) e (d);

Para definir a localização do refinamento foram testadas duas configurações diferentes:

- O refinamento vai além da área de interesse, conforme mostra a Figura 5.2 (a) e (c);
- O refinamento maior fica restrito à área de interesse, como mostra a Figura 5.2 (b) e (d).

Tamanho dos blocos no esquema abaixo: maiores 450 m e menores 112.5 m.

(a) Refinado Maior Área de Interesse **(b) Refinado Igual Área de Interesse**



(c) Intercalado Maior Área de Interesse **(d) Intercalado Igual Área de Interesse**

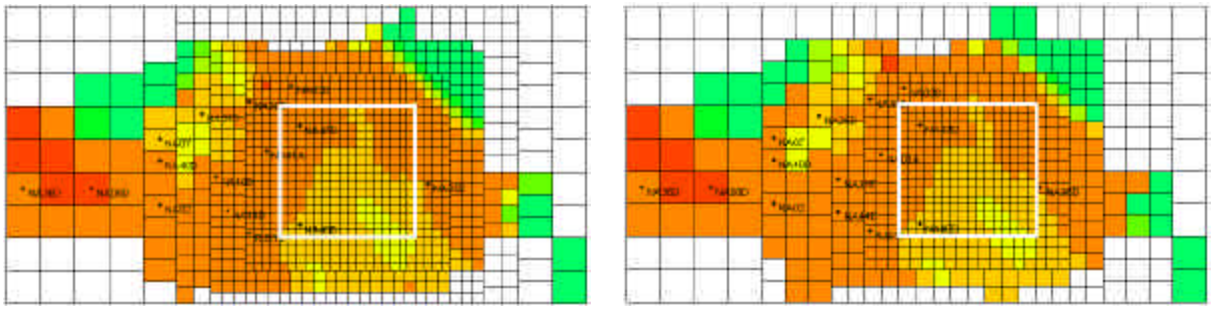


Figura 5.2: Esquemas de refinamento. (blocos na região de interesse com 112.5 m).

A Figura 5.3 apresenta os resultados de simulação obtidos, quanto ao tipo e localização do refinamento.

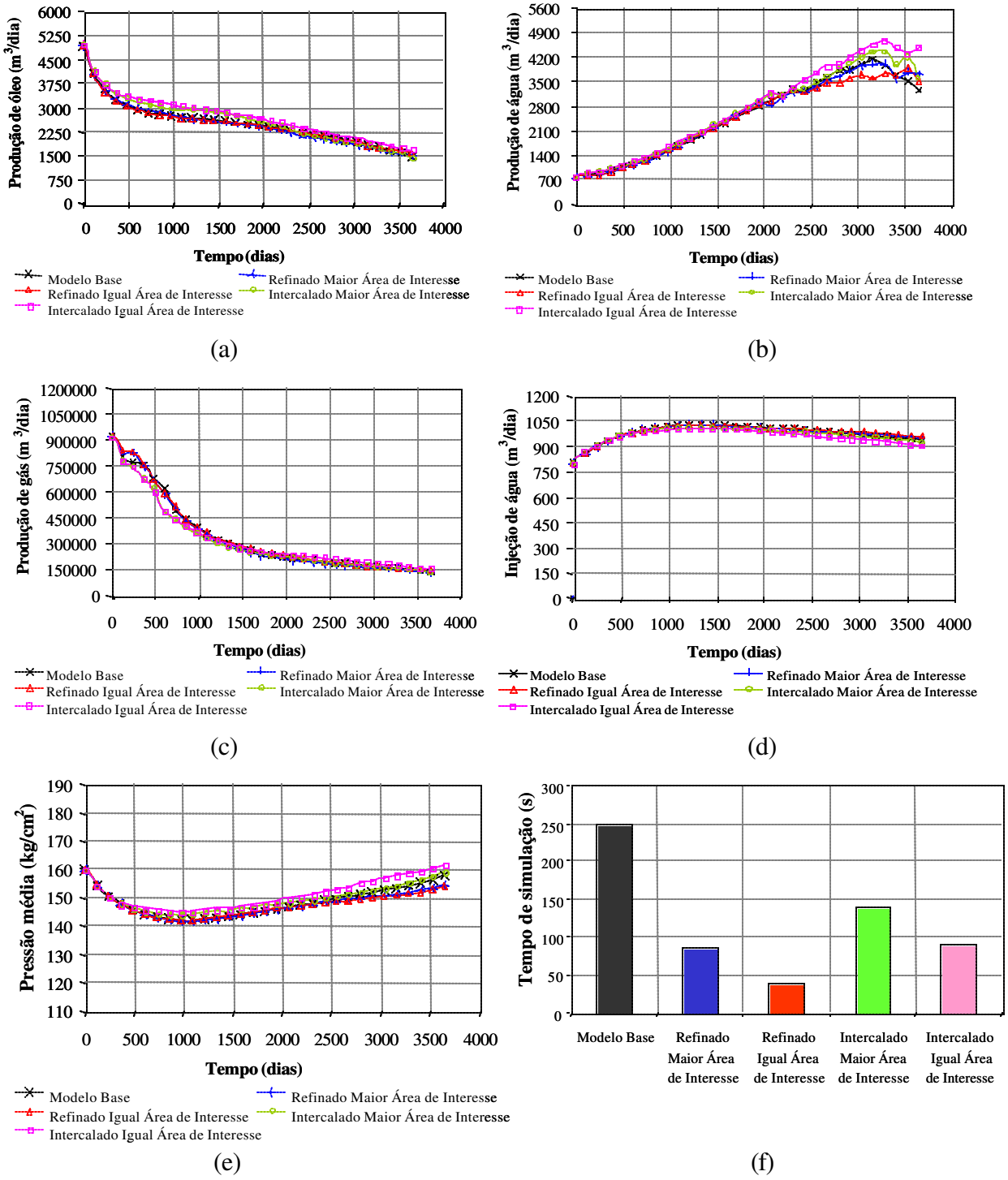


Figura 5.3: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), quanto ao tipo e localização do refinamento.

Ao se analisar os gráficos da Figura 5.3 é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média da região de interesse ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos. No final do período de previsão ocorreu uma queda na produção de água, isso aconteceu porque alguns poços foram fechados por atingirem um volume na produção de água muito grande em relação ao volume de óleo produzido.

É possível observar também que, apesar da grande variação da malha quanto ao refinamento, o comportamento da região de interesse para os diferentes cenários ao longo do tempo não sofreu variações significativas em comparação com o modelo base, com exceção do comportamento da produção de água no final do período, como mostra a Figura 5.3 (b). Por isso torna-se necessário fazer uma análise mais detalhada desta região, através do seu comportamento acumulado para as produções e injeções.

A Tabela 5.1 mostra as variações (erro, em porcentagem) existentes nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidenciada. Os resultados da região de interesse dos modelos refinados foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base.

Tabela 5.1: Variações existentes entre os modelos simulados e o modelo base, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Tipo e Localização do Refinamento	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**Final (%)**	**Total (%)**
Refinado Maior Área de Interesse	1.34	1.20	0.42	0.23	1.90	34.36
Refinado Igual Área de Interesse	**0.28**	**1.74**	**2.02**	**0.50**	**2.37**	**15.61**
Intercalado Maior Área de Interesse	3.94	5.53	3.82	0.95	0.80	56.23
Intercalado Igual Área de Interesse	8.32	2.00	8.78	2.07	2.29	35.64

Os valores mostrados na Tabela 5.1 podem ser visualizados em forma de histograma na Figura 5.4.

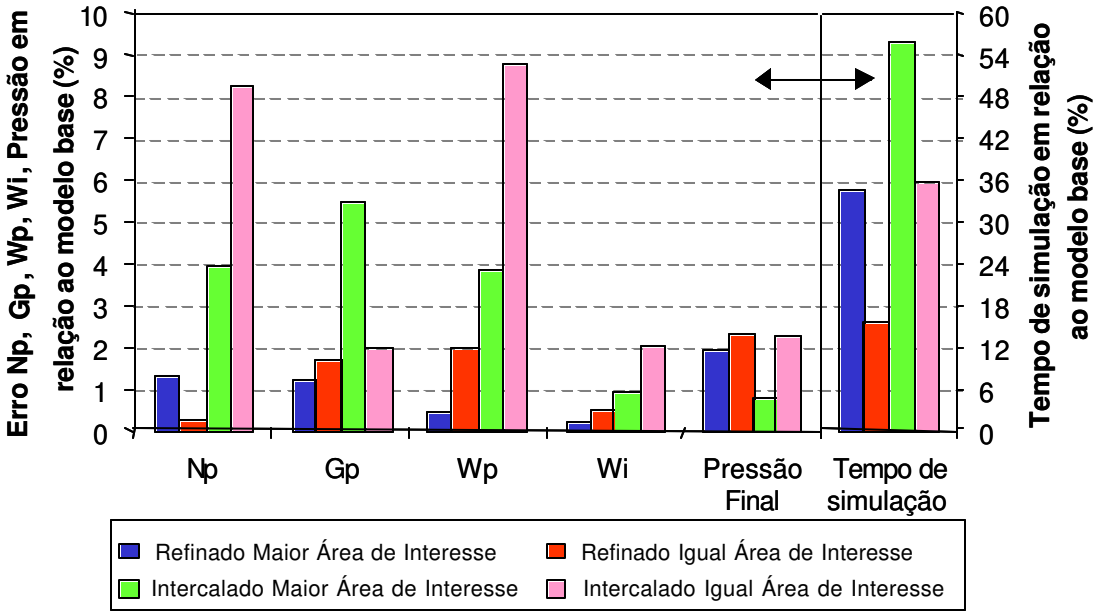


Figura 5.4: Gráfico dos erros existentes e do tempo de simulação entre os modelos refinados e o modelo base, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Analisando a variação percentual da área de interesse em relação ao modelo base para a produção acumulada, injeção acumulada, pressão final e tempo de simulação, observa-se que a melhor situação de refinamento foi refinar somente na região de interesse, pois ao se refinar além desta o ganho na qualidade dos resultados (com exceção do Np) foi muito pequeno em relação ao tempo gasto na simulação.

A variação no tamanho dos blocos não precisa ser intercalada, pois se observou que o erro foi se acumulando devido à descontinuidade na maioria das faces dos blocos, ocasionando erro e tempo de simulação maior.

Porém para definir qual o melhor modelo testado, é necessário analisar também o comportamento dos poços produtores da região de interesse. Nas tabelas 5.2 a 5.4 são apresentados os resultados para a produção acumulada de óleo, gás e água.

Tabela 5.2: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)			
	Produção Acumulada de Óleo – Np (%)			
	Refinado Maior Área de Interesse	**Refinado Igual Área de Interesse**	**Intercalado Maior Área de Interesse**	**Intercalado Igual Área de Interesse**
POÇO NA12D	-1.09	**-1.55**	-0.11	0.49
POÇO NA15D	-0.41	**-0.51**	0.80	1.01
POÇO NA16D	0.16	**0.10**	1.50	2.42
POÇO NA37D	-0.45	**0.10**	-0.24	0.14
POÇO NA47D	-0.05	**-0.51**	0.76	1.03
POÇO NA48D	1.14	**0.70**	0.21	0.84
POÇO NA49D	-0.65	**0.88**	0.84	1.76
POÇO NA50D	0.36	**0.72**	0.28	0.53
POÇO NA53D	-0.35	**-0.20**	-0.12	0.09
Σ pocos	-1.34	**-0.28**	3.94	8.32
Σ | poços |	4.66	**5.27**	4.86	8.32
Σ | P | / Nº P	0.52	**0.58**	0.54	0.92

Tabela 5.3: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)			
	Produção Acumulada de Gás – Gp (%)			
	Refinado Maior Área de Interesse	**Refinado Igual Área de Interesse**	**Intercalado Maior Área de Interesse**	**Intercalado Igual Área de Interesse**
POÇO NA12D	-1.09	**-1.22**	-0.48	0.13
POÇO NA15D	-0.41	**-0.64**	3.87	4.41
POÇO NA16D	0.14	**0.16**	0.85	1.53
POÇO NA37D	-0.41	**-0.04**	-0.30	-0.04
POÇO NA47D	0.39	**-0.12**	1.17	1.44
POÇO NA48D	0.77	**0.88**	-0.10	0.40
POÇO NA49D	-1.91	**0.77**	-10.15	-9.84
POÇO NA50D	1.32	**1.78**	0.16	0.39
POÇO NA53D	0.00	**0.19**	-0.56	-0.43
Σ pocos	-1.20	**1.74**	-5.53	-2.00
Σ | poços |	6.44	**5.80**	17.64	18.61
Σ | P | / Nº P	0.72	**0.64**	1.96	2.07

Tabela 5.4: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)			
	Produção Acumulada de Água – Wp (%)			
	Refinado Maior Área de Interesse	**Refinado Igual Área de Interesse**	**Intercalado Maior Área de Interesse**	**Intercalado Igual Área de Interesse**
POÇO NA12D	1.03	**2.57**	-0.51	0.54
POÇO NA15D	0.70	**0.79**	-1.80	-1.51
POÇO NA16D	-0.67	**-1.04**	3.03	4.52
POÇO NA37D	-1.15	**-0.02**	-0.82	-0.10
POÇO NA47D	0.20	**0.03**	0.56	0.69
POÇO NA48D	0.05	**-0.15**	-0.52	0.56
POÇO NA49D	0.71	**-2.25**	2.66	2.53
POÇO NA50D	-1.36	**-1.83**	0.79	1.06
POÇO NA53D	0.09	**-0.12**	0.42	0.48
Σ pocos	-0.42	**-2.02**	3.82	8.78
Σ | poços |	5.96	**8.80**	11.11	11.99
Σ | P | / Nº P	0.66	**0.98**	1.23	1.33

Os resultados das tabelas acima, para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados no histograma da Figura 5.5.

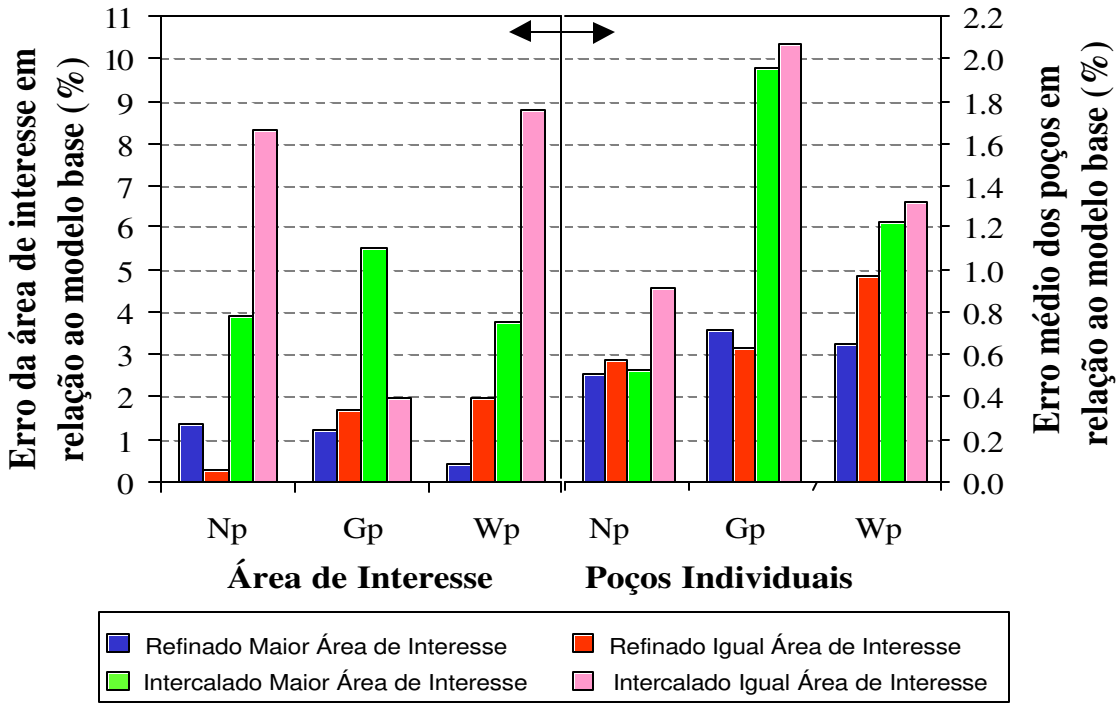


Figura 5.5: Gráfico dos erros existentes nas produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Na Figura 5.5, é possível observar que as variações da área de interesse e dos poços produtores, mantiveram o mesmo comportamento. Com isso é possível concluir que: para este caso, após análise dos erros e do tempo de simulação, o melhor modelo foi aquele que utilizou um refinamento igual à área de interesse, com uma variação brusca no tamanho dos blocos entre a região de interesse e o restante do reservatório.

Com isso, concluiu-se que quanto menor for a região refinada e o número de variações nas faces dos blocos, melhores serão os resultados para o método de refinamento local.

5.1.2.3. Modelos Refinados

Após definido o tipo e a localização do refinamento, foram testadas várias proporções entre o tamanho dos blocos situados fora da região de interesse do modelo base e dos modelos refinados: 1:2, 1:4 e 1:8. Para cada um destes casos foram analisadas duas situações: com refinamento, sendo que para a região de interesse foi mantida a malha do modelo base, como mostra a Figura 5.6 (a), (c) e (e), e sem refinamento, de acordo com a Figura 5.6 (b), (d) e (f). Os resultados de cada um destes casos foram comparados ao modelo base.

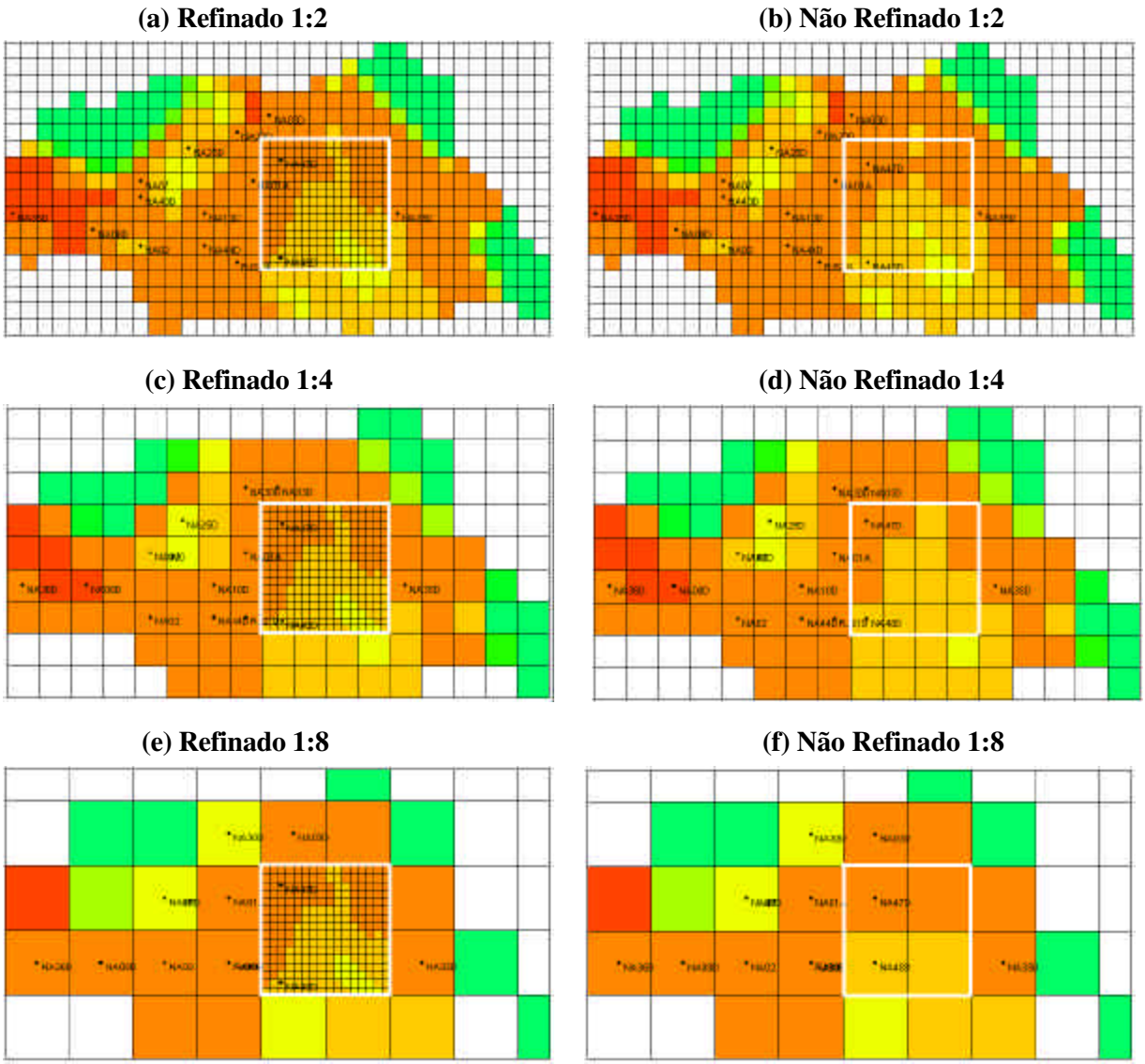


Figura 5.6: Modelos de simulação utilizando refinamento local.

A Figura 5.7 apresenta os resultados de simulação obtidos, quanto ao tamanho da malha do refinamento.

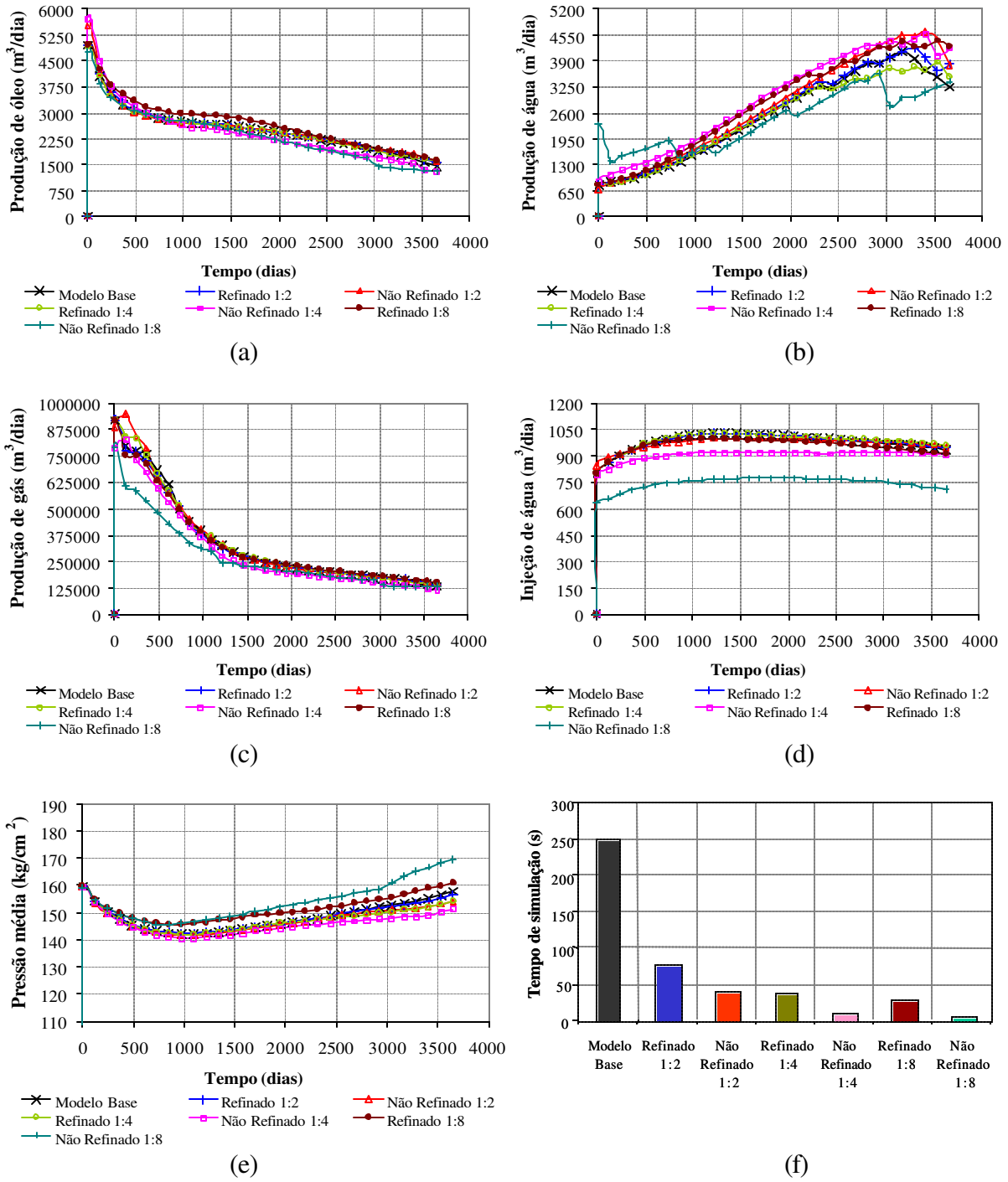


Figura 5.7: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), para os modelos de refinamento local.

Ao se analisar os gráficos acima é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média do reservatório ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos.

É possível observar também que, apesar da grande variação da malha quanto ao refinamento, o comportamento da região de interesse ao longo do tempo não sofreu variações significativas, com exceção do comportamento do modelo não-refinado 1:8, por isso torna-se necessário fazer uma análise mais detalhada da região de interesse, através do seu comportamento acumulado para as produções e injeções.

A Tabela 5.5 mostra as variações (erro, em porcentagem) existentes nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidenciada. Os resultados da região de interesse dos modelos refinados foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base.

Tabela 5.5: Variações existentes entre os modelos simulados e o modelo base, quanto ao refinamento da malha.

Modelos Refinados	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**final (%)**	**Total (%)**
Refinado: Proporção 1:2	0.65	0.63	2.32	0.01	0.78	31.70
Refinado: Proporção 1:4	**0.28**	**1.74**	**2.02**	**0.50**	**2.37**	**15.61**
Refinado: Proporção 1:8	6.38	0.82	12.17	2.22	1.95	12.11
Não Refinado: Proporção 1:2	0.84	3.18	9.90	0.81	2.17	15.70
Não Refinado: Proporção 1:4	4.60	9.54	16.97	7.89	3.99	3.80
Não Refinado: Proporção 1:8	7.49	19.18	6.22	23.94	7.49	1.70

Os valores mostrados na Tabela 5.5 podem ser visualizados em forma de histograma na Figura 5.8.

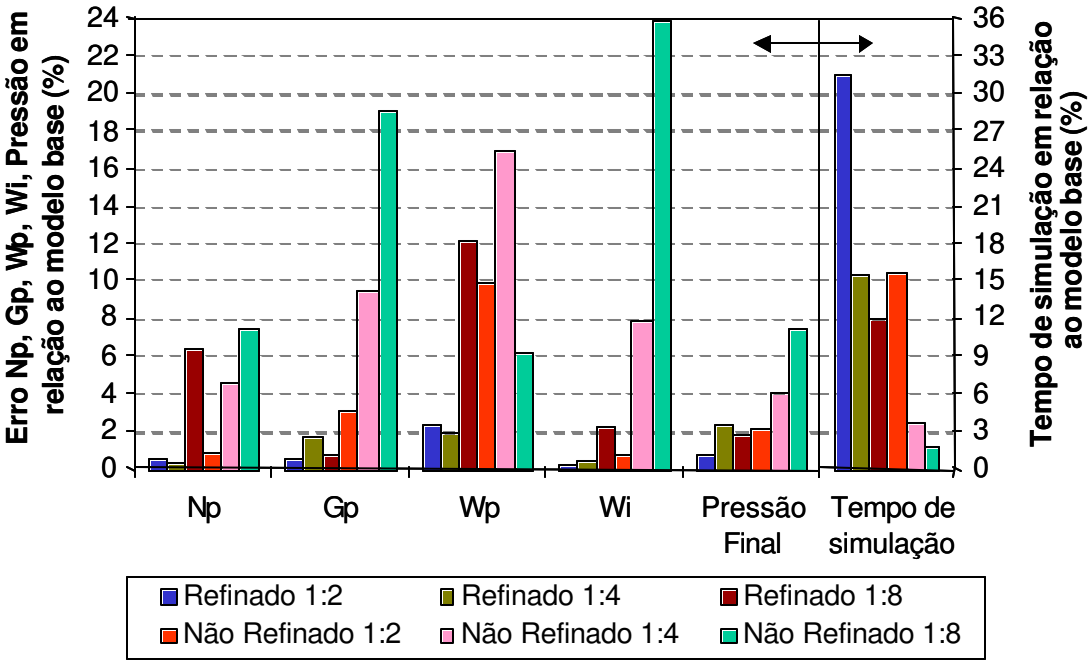


Figura 5.8: Gráfico dos erros existentes e do tempo de simulação entre os modelos refinados e o modelo base, para os modelos de refinamento local.

Ao se analisar os modelos com e sem refinamento, observa-se o que já era esperado, ou seja, os modelos sem refinamento obtiveram os piores resultados na produção, injeção e pressão e os melhores resultados em relação ao tempo de simulação. Como os erros foram mais significativos do que o ganho no tempo de simulação, conclui-se que o refinamento tem grande importância na redução da variação dos resultados.

Analisando-se os modelos refinados, observa-se que o modelo na proporção 1:2 apresentou um erro na produção de gás, injeção de água e pressão final um pouco menor, mas também obteve um acréscimo muito significativo no tempo de simulação em relação aos outros modelos. Para o modelo na proporção 1:8, percebe-se que apesar de ter uma redução no tempo de simulação, a produção, injeção e pressão sofreram uma variação maior, o que demonstra um erro maior em relação ao caso base. Isso ocorreu porque, para esta proporção 1:8, alguns poços fora da região de interesse também passaram a se localizar no mesmo bloco.

Nesta análise é necessário fazer a seguinte observação em relação ao modelo não refinado proporção 1:8: este modelo não deveria ter sido simulado, visto que os erros, tanto na injeção, quanto na produção, ocorreram porque para esta relação no tamanho dos blocos, os poços (injetor e produtor) passaram a se localizar no mesmo bloco, o que torna a simulação do modelo inviável.

Analisando-se a variação percentual da região de interesse em relação à mesma região do modelo base, observa-se que os melhores resultados foram obtidos com o modelo refinado na proporção 1:4, com um erro de 0,28% na produção acumulada de óleo, 1,74% na produção acumulada de gás, 2,02% na produção acumulada de água, 0,50% na injeção acumulada de água e 2,37% na pressão final. O ganho no tempo de simulação foi de 84,39%.

Porém para definir qual o melhor modelo refinado, é necessário analisar também o comportamento dos poços produtores da região de interesse. Nas tabelas 5.6 a 5.8 são apresentados resultados para a produção acumulada de óleo, gás e água.

Tabela 5.6: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse, em função do refinamento local.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)					
	Produção Acumulada de Óleo – Np (%)					
	R 1:2	**R 1:4**	**R 1:8**	**NR 1:2**	**NR 1:4**	**NR 1:8**
POÇO NA12D	-0.35	**-1.55**	-1.24	-0.22	0.38	4.97
POÇO NA15D	-0.39	**-0.51**	0.87	1.64	-4.95	2.45
POÇO NA16D	-0.16	**0.10**	1.78	-0.32	-2.24	-5.73
POÇO NA37D	0.11	**0.10**	0.22	1.70	2.07	3.04
POÇO NA47D	-0.07	**-0.51**	0.06	0.27	-0.11	2.81
POÇO NA48D	1.45	**0.70**	1.38	-0.30	0.39	-0.72
POÇO NA49D	0.17	**0.88**	1.76	-2.21	-1.11	-15.44
POÇO NA50D	0.00	**0.72**	1.55	0.37	1.22	-3.37
POÇO NA53D	-0.12	**-0.20**	0.00	-0.09	-0.25	4.50
Σ poços	0.65	**-0.28**	6.38	0.84	-4.60	-7.49
Σ | poços |	2.82	**5.26**	8.86	7.10	12.72	43.01
Σ | P | / Nº P	0.31	**0.58**	0.98	0.79	1.41	4.78

Tabela 5.7: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse, em função do refinamento local.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)					
	Produção Acumulada de Gás – Gp (%)					
	R 1:2	**R 1:4**	**R 1:8**	**NR 1:2**	**NR 1:4**	**NR 1:8**
POÇO NA12D	-0.75	**-1.22**	-1.12	0.00	-1.30	4.50
POÇO NA15D	-0.94	**-0.64**	5.66	6.55	-6.89	1.52
POÇO NA16D	-0.05	**0.16**	1.08	-0.15	-1.61	-4.31
POÇO NA37D	0.07	**-0.04**	0.02	1.65	1.53	2.73
POÇO NA47D	0.22	**-0.12**	0.26	0.47	0.17	3.10
POÇO NA48D	1.54	**0.88**	1.17	-0.60	1.00	-3.56
POÇO NA49D	-0.76	**0.77**	-8.73	-4.62	-2.72	-24.20
POÇO NA50D	-0.07	**1.78**	1.28	0.00	0.44	-2.61
POÇO NA53D	0.11	**0.19**	-0.45	-0.14	-0.17	3.64
Σ poços	-0.63	**1.74**	-0.82	3.18	-9.54	-19.18
Σ | poços |	4.51	**5.80**	19.79	14.18	15.82	50.17
Σ | P | / Nº P	0.50	**0.64**	2.20	1.58	1.76	5.57

Tabela 5.8: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse, em função do refinamento local.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)					
	Produção Acumulada de Água – Wp (%)					
	R 1:2	**R 1:4**	**R 1:8**	**NR 1:2**	**NR 1:4**	**NR 1:8**
POÇO NA12D	1.05	**2.57**	4.25	2.21	2.03	-1.92
POÇO NA15D	0.51	**0.79**	-1.40	-0.50	11.80	8.66
POÇO NA16D	0.16	**-1.04**	2.57	0.26	-0.79	-6.21
POÇO NA37D	0.11	**-0.02**	0.06	2.16	1.90	1.87
POÇO NA47D	0.22	**0.03**	1.41	0.39	0.44	0.16
POÇO NA48D	0.40	**-0.15**	2.10	-0.82	-1.13	2.03
POÇO NA49D	-0.23	**-2.25**	2.51	5.38	3.33	-15.69
POÇO NA50D	0.10	**-1.83**	0.05	0.41	-0.70	1.01
POÇO NA53D	-0.01	**-0.12**	0.62	0.43	0.09	3.87
Σ poços	2.32	**-2.02**	12.17	9.90	16.97	-6.22
Σ | poços |	2.80	**8.80**	14.97	12.55	22.21	41.41
Σ | P | / Nº P	0.31	**0.98**	1.66	1.39	2.47	4.60

Os resultados das tabelas acima, para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados no histograma da Figura 5.9.

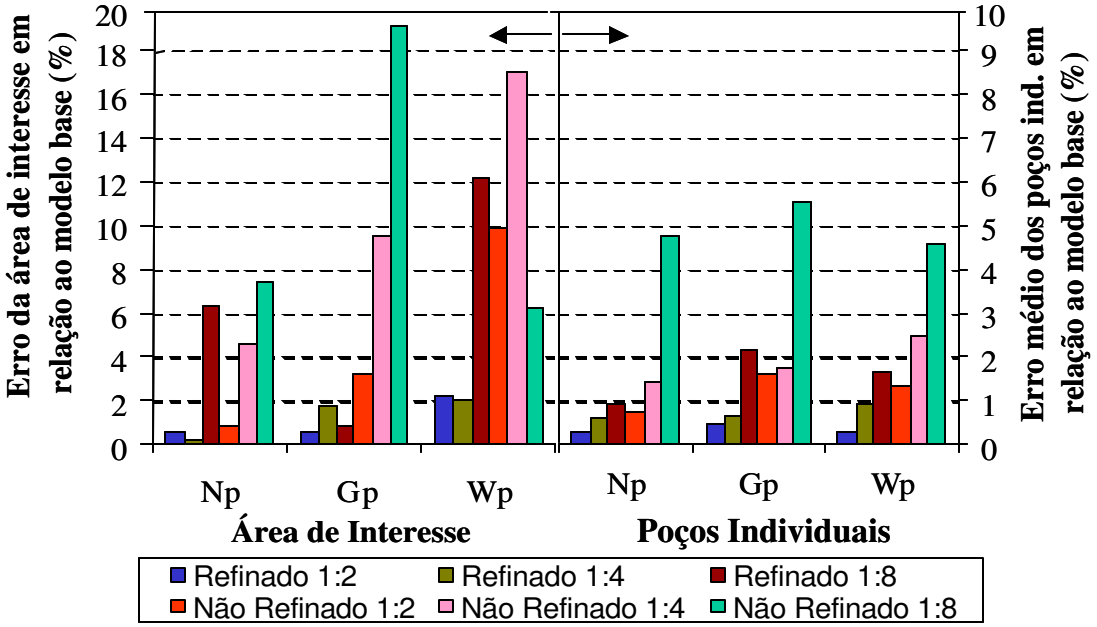


Figura 5.9: Gráfico dos erros existentes nas produções acumuladas em relação ao modelo base, para os modelos de refinamento local.

Com estes resultados pode-se afirmar que, para este caso, a proporção ideal foi de 1:4 (intermediária), pois a partir deste tamanho os poços passaram a se localizar no mesmo bloco, ocasionando erros muito significativos. Para este modelo os resultados foram: erro médio de 0,58% por poço na produção acumulada de óleo, de 0,64% por poço na produção acumulada de gás, de 0,98% por poço na produção acumulada de água.

Em reservatórios muito grandes, para reduzir significativamente o tempo de simulação, é necessário utilizar uma malha mais grosseira, porém se o número de poços for grande ou se a distância entre poços for pequena talvez não seja viável. Para que o método se torne eficiente é necessário manter os poços, principalmente produtores e injetores, em blocos distantes e para isso o tamanho da malha teria que ser menor, o que aumentaria o tempo de simulação. Uma alternativa para este problema é reduzir o reservatório em unidades menores, utilizando o método de fronteiras abertas, que será a próxima etapa deste trabalho.

5.1.3. Fronteiras Abertas

O método de fronteiras abertas consiste em decompor o reservatório em unidades menores, denominadas de sub-reservatórios. Nestes modelos de sub-reservatórios são simuladas as regiões de interesse, procurando manter as condições nas fronteiras o mais próximo possível da realidade, ou seja, o sub-reservatório acoplado ao reservatório global.

5.1.3.1. Modelo do Sub-Reservatório

De acordo com a metodologia descrita no capítulo 3, uma alternativa para simular uma região de interesse é construir um novo modelo, onde as fronteiras estejam localizadas o mais próximo possível desta área. Procurou se manter as mesmas características, propriedades e condições de operações dos poços da região de interesse do modelo base, para que os resultados pudessem ser comparados, porém foi necessário introduzir as condições de fronteira. Este modelo foi construído com a ajuda do pré-processador do simulador.

Para a região de interesse, escolhida no item 5.1.1, foi construído um modelo numérico composto por 6 camadas, 18 linhas e 18 colunas com blocos de 112.5 x 112.5 m (1944 blocos). A Figura 5.10 mostra a geometria e a saturação residual de óleo do sub-reservatório.

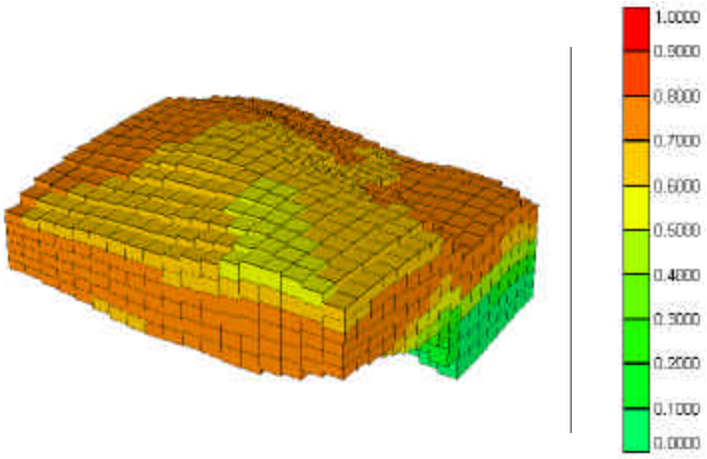


Figura 5.10: Saturação de óleo para o modelo de simulação da região de interesse (sub-reservatório).

A região de interesse possui 10 poços, sendo 9 produtores e 1 injetor de água. As condições de operações dos poços produtores podem ser observados na Tabela 5.9 e dos poços injetores na Tabela 5.10.

Tabela 5.9: Condições de operações dos poços produtores.

Poços Produtores	**Pressão - BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA12D	10	2,3,4,5 e 6	500
NA15D	30	4 e 5	1000
NA16D	132	3,4,5 e 6	2000
NA37D	102	4 e 5	1000
NA47D	126	1 e 2	1000
NA48D	130	1,2,3,4,5 e 6	1000
NA49D	10	5 e 6	1000
NA50D	32	3	1500
NA53D	108	2 e 3	1000

Tabela 5.10: Condições de operações dos poços injetores.

Poços Injetores	**Pressão - BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA31I	288	6	1000

5.1.3.2. Definição da Melhor Condição de Contorno

De acordo com a metodologia introduzida no capítulo 3, a primeira etapa consiste em definir qual o tipo de condições de fronteira adotadas para serem introduzidas no novo modelo para a região de interesse, a partir do modelo do reservatório global já ajustado.

Dentre as três condições de contorno: pressão de fluxo especificada na fronteira, taxa de fluxo especificada na fronteira e fluxo nulo na fronteira, optou-se, após análise dos recursos disponíveis no simulador comercial utilizado nas simulações, por especificar o fluxo na fronteira, já que a sua identificação e implantação no arquivo de entrada era a mais apropriada.

5.1.3.3. Identificação do Fluxo na Fronteira

O fluxo na fronteira foi identificado, utilizando recursos disponíveis do próprio simulador comercial, para as fases óleo, água e gás. Estes recursos são capazes de identificar a vazão que se desloca entre blocos ou regiões ao longo do tempo. Estes volumes foram determinados no modelo base, durante o período de dez anos de previsão do reservatório. Estas vazões, tanto positivas (fluxo entrando na região de interesse: poços injetores) como negativas (fluxo saindo da região de interesse: poços produtores), foram representadas no modelo do sub-reservatório através da inclusão de poços "virtuais" nas fronteiras.

O comportamento do fluxo de óleo, gás e água nas fronteiras da região de interesse ao longo do tempo de previsão, pode ser observado na Figura 5.11.

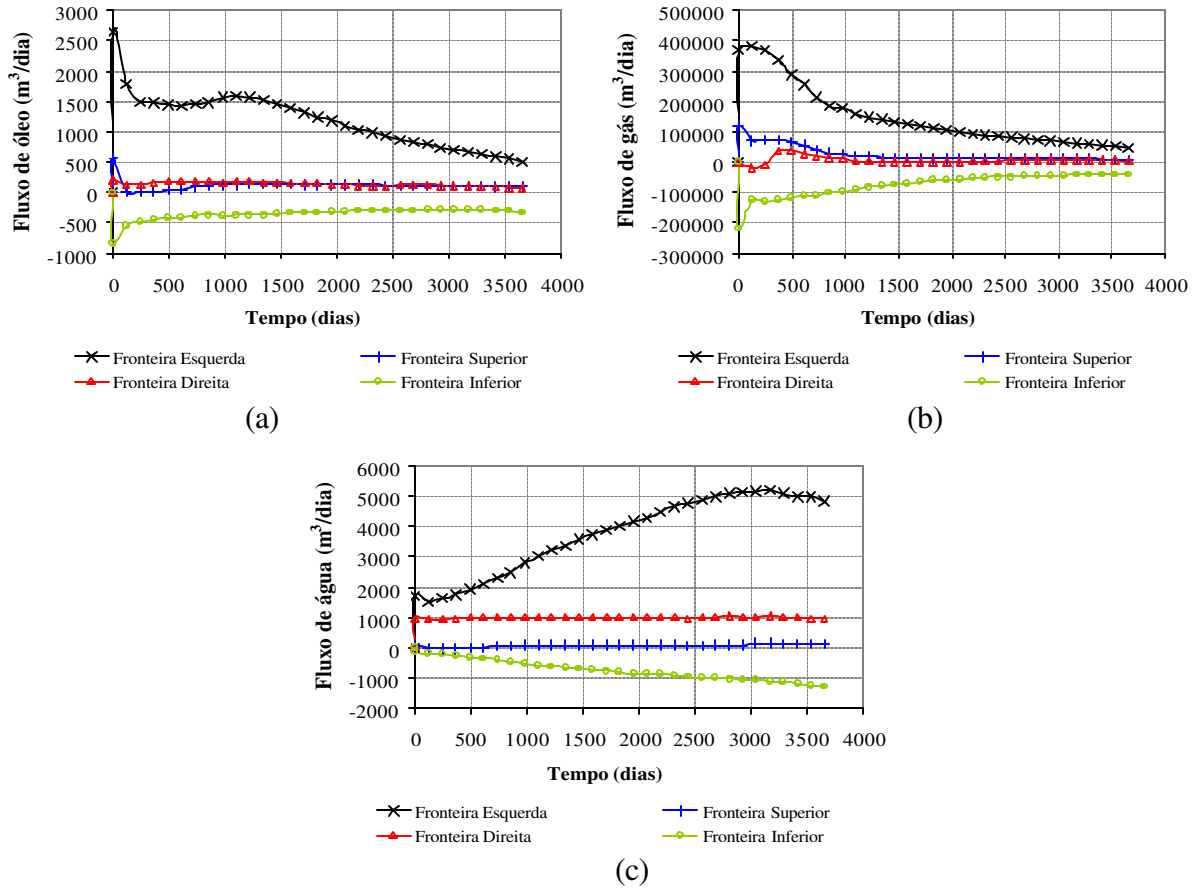


Figura 5.11: Evolução dos fluxos através de cada fronteira ao longo do tempo para: (a) óleo, (b) gás e (c) água.

Analisando os gráficos observa-se que em três fronteiras o fluxo foi positivo e em uma o fluxo foi negativo. Com isso o sub-reservatório sofre uma alimentação de fluídos, já que o volume que entra é muito maior do que o volume que sai. Observa-se também que a fronteira esquerda é a maior responsável por esta alimentação. Com isso foi possível analisar quatro tipos diferentes de fluxo na fronteira, que são: fluxo baixo, fluxo alto, fluxo entrando e fluxo saindo da fronteira.

5.1.3.4. Localização dos Poços "Virtuais" na fronteira

De forma a reproduzir os fluxos através das fronteiras, simulando somente o sub-reservatório, foram testadas duas localizações diferentes para os poços "virtuais".

- Na primeira, os poços estavam localizados dentro da zona de interesse, como mostra a Figura 5.12 (a);
- Na segunda, os poços ficaram situados fora, como mostra a Figura 5.12 (b).

Os poços "virtuais" estão indicados por círculos vermelhos.

(a) Dentro da Área de Interesse **(b) Fora da Área de Interesse**

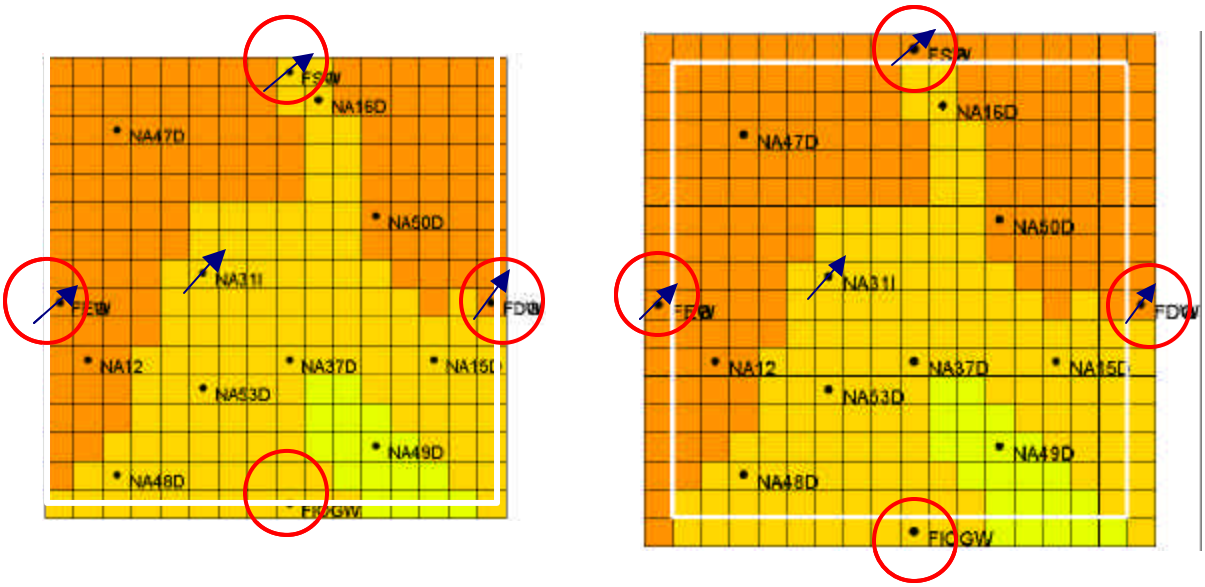


Figura 5.12: Localização dos poços "virtuais" nas fronteiras.

A Figura 5.13 apresenta os resultados de simulação obtidos, para os dois tipos de localização dos poços "virtuais".

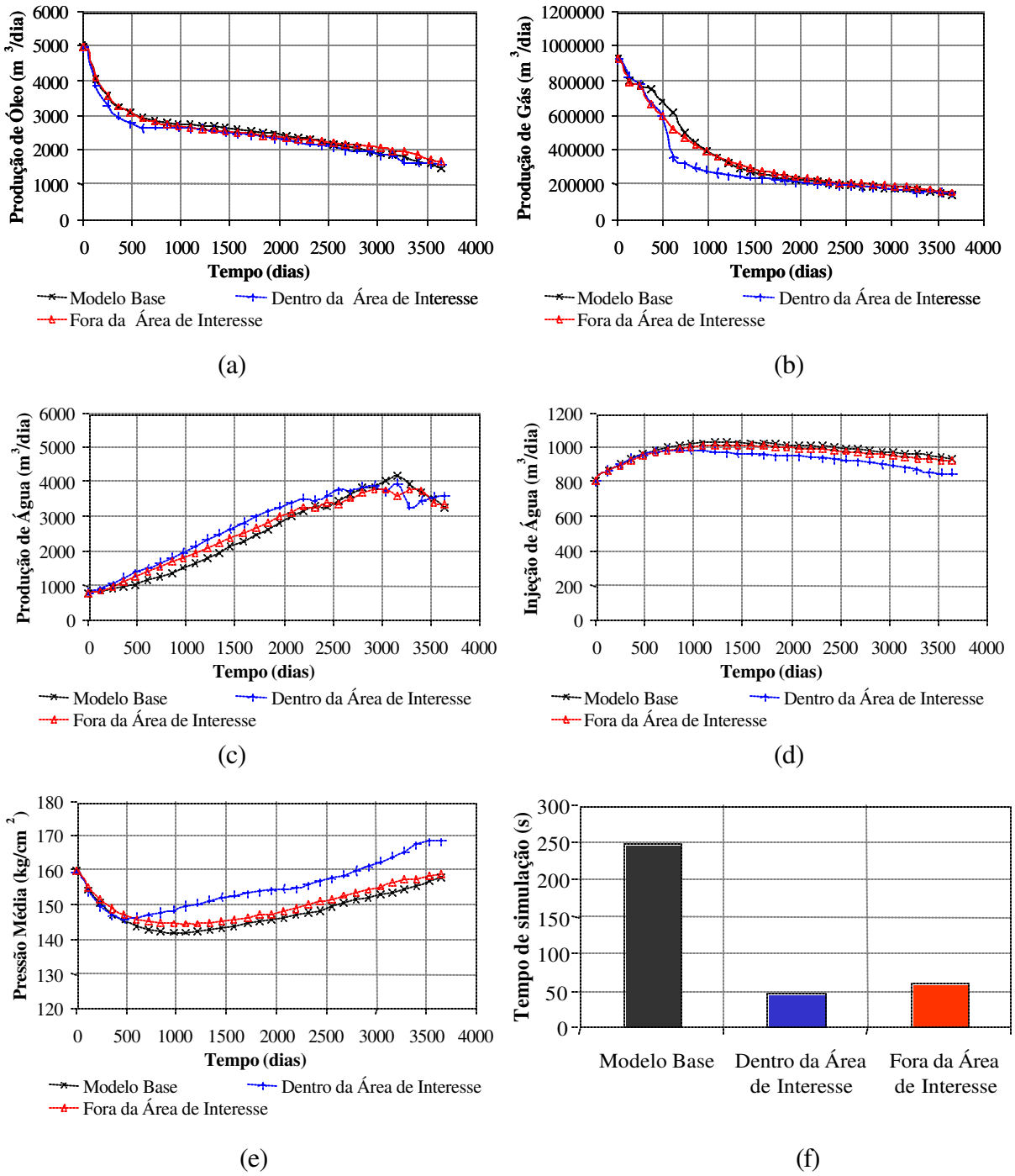


Figura 5.13: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), quanto à localização dos poços "virtuais".

Ao se analisar os gráficos acima, verifica-se o comportamento das produções, injeções e pressão média do reservatório ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos.

Antes de iniciar a análise dos resultados, é importante destacar a necessidade de fazer um certo ajuste, tanto na localização, quanto na injetividade dos poços "virtuais". A injetividade por camada deve ser proporcional à vazão de cada camada. A localização dos poços deve, se possível, seguir o posicionamento dos poços localizados fora do sub-reservatório, para que com isso mantenha-se a configuração mais próxima possível da realidade.

Os resultados da região de interesse dos modelos com fronteiras abertas foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base. Na Figura 5.13, é possível observar que os melhores resultados foram obtidos com os poços "virtuais" localizados fora da zona de interesse. Para se fazer uma análise mais precisa será necessário avaliar o comportamento acumulado para as produções e injeções da área de interesse.

A Tabela 5.11 mostra as variações (erro, em porcentagem) existentes nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidente.

Tabela 5.11: Variações existentes entre os modelos simulados e o modelo base, quanto à localização dos poços "virtuais" nas fronteiras.

Localização dos poços "virtuais"	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**final (%)**	**Total (%)**
Dentro da Área de Interesse	4.97	12.19	8.56	5.49	6.60	19.12
Fora da Área de Interesse	**0.19**	**0.14**	**2.14**	**1.62**	**0.43**	**24.18**

Os valores apresentados na Tabela 5.11 podem ser visualizados em forma de histograma na Figura 5.14.

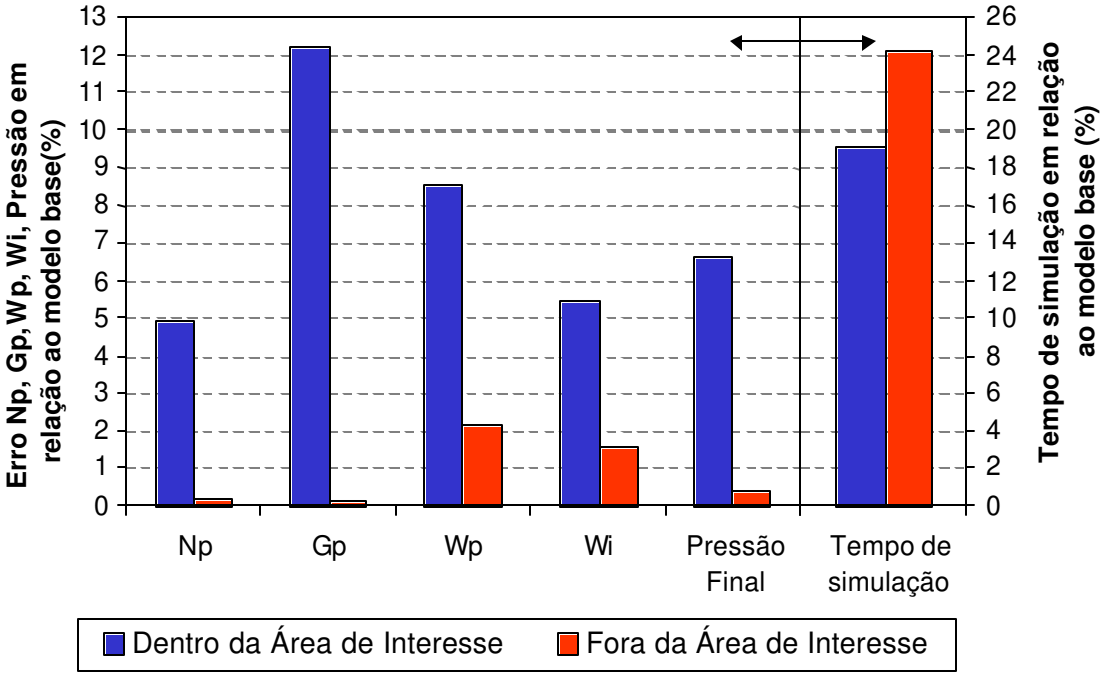


Figura 5.14: Gráfico dos erros existentes e do tempo de simulação entre os modelos de sub-reservatório e o modelo base, quanto à localização dos poços "virtuais".

Analisando a variação percentual do sub-reservatório em relação à região de interesse do modelo base para a produção acumulada, injeção acumulada, pressão final e tempo de simulação, observa-se que a melhor localização dos poços "virtuais" é fora da região de interesse, conforme mostram os resultados da Figura 5.14.

Quanto ao tempo de simulação, conforme era esperado, o modelo com os poços "virtuais" localizados dentro da fronteira, apresentou um tempo menor de simulação, em torno de 5%, se comparado com o modelo com os poços "virtuais" localizados fora da fronteira. Isso aconteceu devido ao menor número de blocos existentes neste modelo.

Porém para definir qual o melhor modelo testado, é necessário analisar também o comportamento dos poços produtores da região de interesse. Nas tabelas 5.12 a 5.14 são apresentados os resultados para a produção acumulada de óleo, gás e água.

Tabela 5.12: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto à localização dos poços "virtuais".

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Óleo – Np (%)	
	Dentro da Área de Interesse	**Fora da Área de Interesse**
POÇO NA12D	-4.83	**-4.02**
POÇO NA15D	-1.95	**-2.02**
POÇO NA16D	4.80	**3.07**
POÇO NA37D	0.52	**0.07**
POÇO NA47D	0.26	**-0.25**
POÇO NA48D	2.98	**1.82**
POÇO NA49D	-9.24	**-0.14**
POÇO NA50D	2.91	**2.20**
POÇO NA53D	-0.41	**-0.53**
Σ poços	-4.97	**0.19**
Σ | poços |	27.90	**14.12**
Σ | P | / Nº P	3.10	**1.57**

Tabela 5.13: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto à localização dos poços "virtuais".

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Gás – Gp (%)	
	Dentro da Área de Interesse	**Fora da Área de Interesse**
POÇO NA12D	-4.67	**-3.96**
POÇO NA15D	-3.44	**-3.93**
POÇO NA16D	3.55	**2.39**
POÇO NA37D	0.32	**0.02**
POÇO NA47D	0.51	**-0.11**
POÇO NA48D	1.90	**1.11**
POÇO NA49D	-13.51	**1.67**
POÇO NA50D	3.82	**3.18**
POÇO NA53D	-0.68	**-0.52**
Σ poços	-12.19	**-0.14**
Σ | poços |	32.40	**16.88**
Σ | P | / Nº P	3.60	**1.88**

Tabela 5.14: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto à localização dos poços "virtuais".

Pocos da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Producão Acumulada de Água – Wp (%)	
	Dentro da Área de Interesse	**Fora da Área de Interesse**
POCO NA12D	2.91	**2.21**
POÇO NA15D	6.52	**4.58**
POÇO NA16D	1.68	**-2.63**
POÇO NA37D	0.21	**-0.67**
POÇO NA47D	-2.08	**-2.44**
POÇO NA48D	7.29	**3.32**
POÇO NA49D	-6.92	**0.05**
POÇO NA50D	-1.84	**-2.70**
POÇO NA53D	0.78	**0.42**
Σ pocos	8.56	**2.14**
Σ | poços |	30.23	**19.02**
Σ | P | / Nº P	3.36	**2.11**

Os resultados das tabelas acima, para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados no histograma da Figura 5.15.

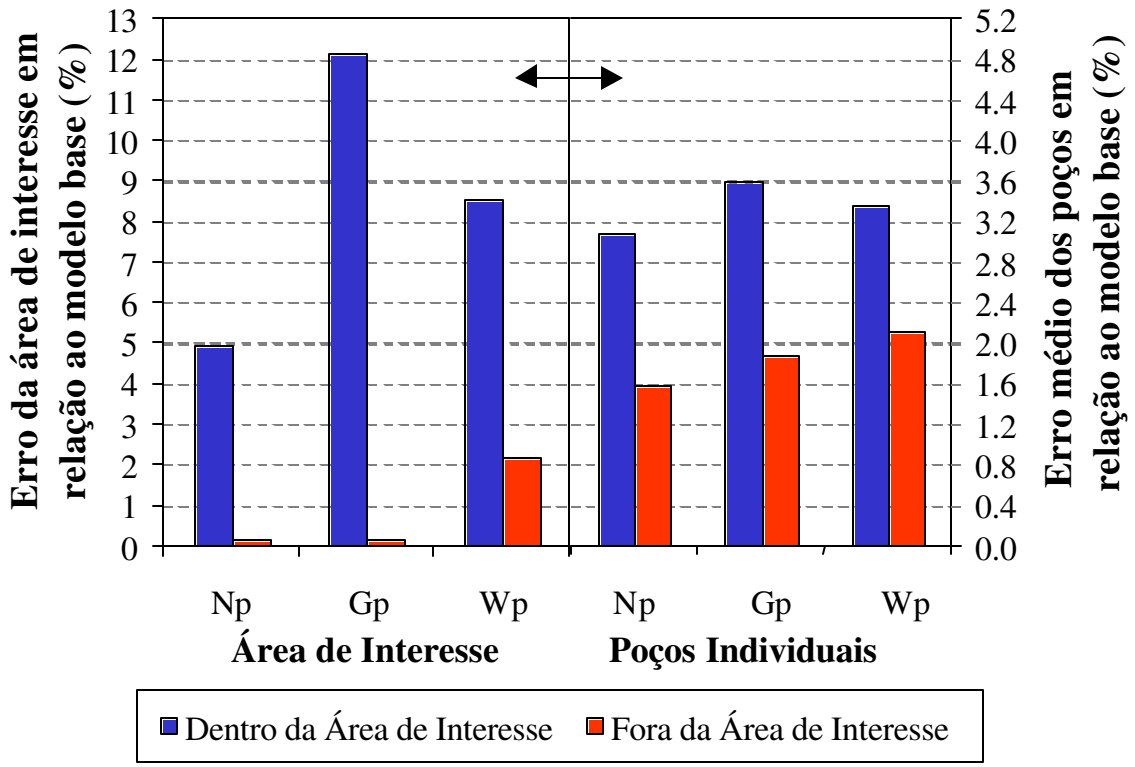


Figura 5.15: Gráfico dos erros existentes nas produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto à localização dos poços "virtuais".

Na Figura 5.15, é possível observar que as variações da área de interesse e dos poços produtores, mantiveram o mesmo comportamento. Com isso é possível concluir que: para este caso, após análise dos erros e do tempo de simulação, o melhor modelo foi aquele que utilizou os poços "virtuais" localizados fora da área de interesse.

Como a variação entre um modelo e outro não foi muito significativa, o que definiu a escolha foram os erros em cada um e, com isso, a melhor opção para este caso é posicionar os poços "virtuais" fora da zona de interesse. Concluiu-se então que quanto maior a distância entre a fronteira e a região de interesse, melhores serão os resultados, porém o tempo de simulação também será maior.

5.1.3.5. Tipo de Poços "Virtuais" na Fronteira

Para definir qual o melhor tipo de poço a ser utilizado para representar os fluxos na fronteira, foram testados poços verticais, como mostra a Figura 5.16 (a) e poços horizontais, como mostra a Figura 5.16 (b). Os poços "virtuais" estão indicados por uma envoltória vermelha.

(a) Poço Vertical **(b) Poço Horizontal**

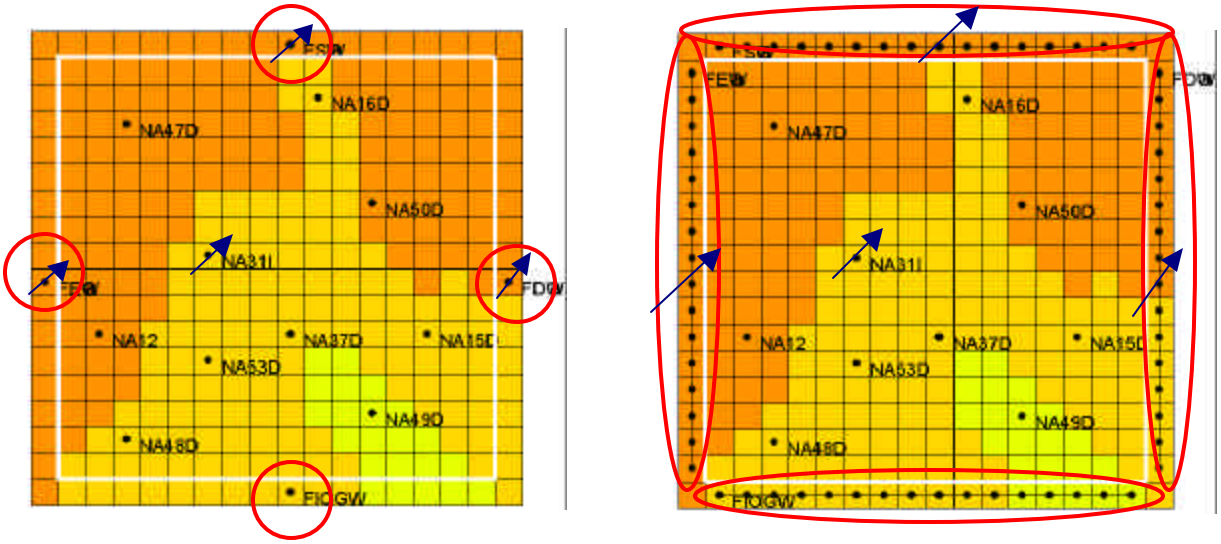


Figura 5.16: Tipo de poços "virtuais" na fronteira.

Os poços verticais foram completados em todas as camadas e a injetividade de cada camada foi proporcional ao volume de fluxo injetado ou produzido nos trechos verticais em relação ao volume total da fronteira.

O fluxo injetado ou produzido na fronteira é geralmente composto por três fases e devido à densidade do fluido a água tende a se localizar na base, o óleo no meio e o gás no topo do reservatório, porém vale lembrar que o reservatório já está em produção e injeção de água há dez anos, podendo esse comportamento não ocorrer, por isso os poços horizontais foram completados na camada central do modelo, procurando-se adotar uma faixa intermediária. A injetividade do poço também foi proporcional ao volume de fluxo injetado ou produzido, porém, para este caso o cálculo foi sobre trechos horizontais e não verticais.

A Figura 5.17 apresenta os resultados de simulação obtidos para cada um dos tipos de poços “virtuais”.

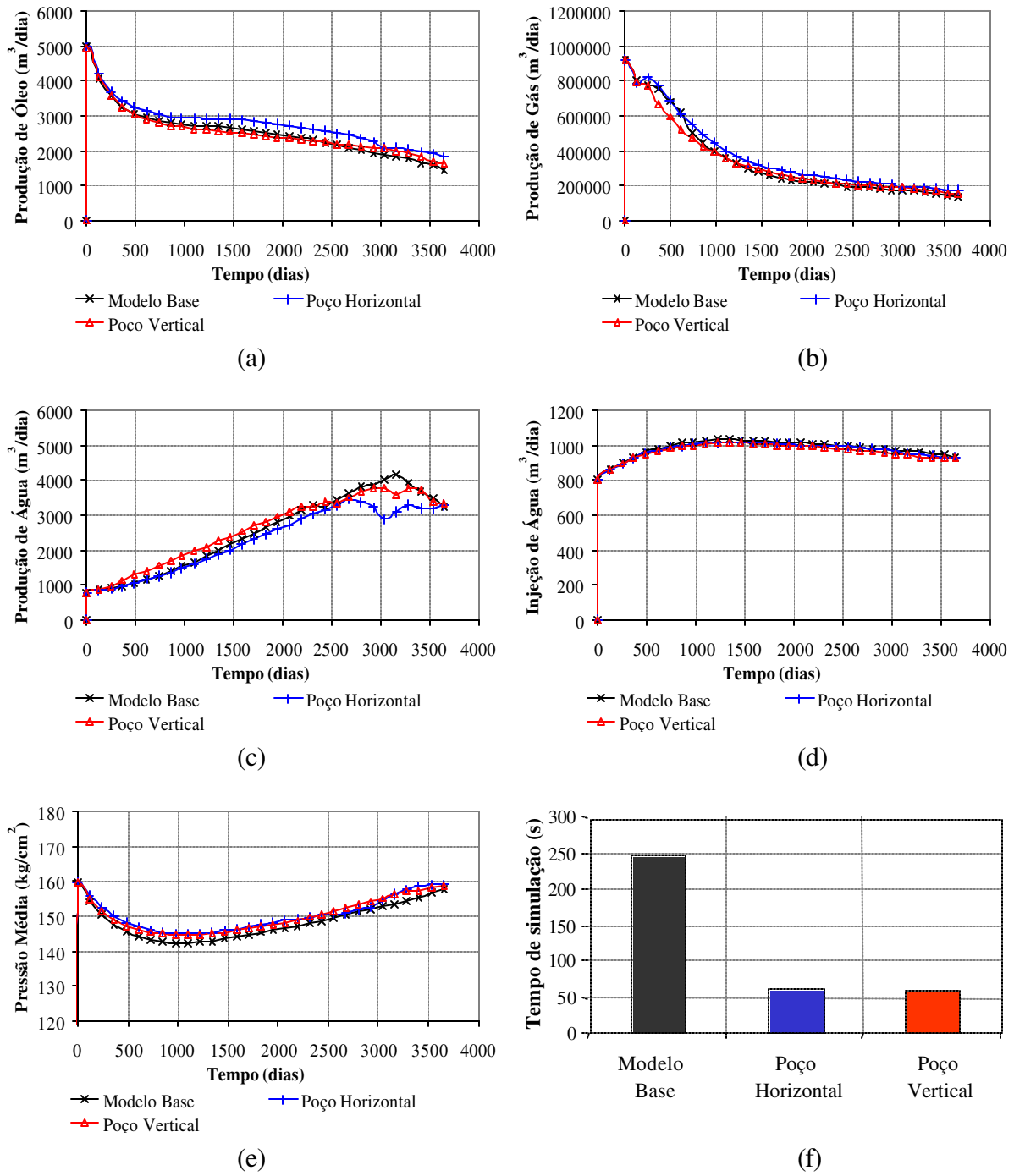


Figura 5.17: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), quanto ao tipo de poços “virtuais”.

Ao se analisar os gráficos acima é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média do reservatório ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos.

É possível observar que o modelo que obteve os melhores resultados foi aquele com os poços "virtuais" verticais, se comparados ao modelo base. Uma análise mais precisa, avaliando o comportamento acumulado para as produções e injeções do sub-reservatório, é necessária.

A Tabela 5.15 mostra as variações (erro, em porcentagem) nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidente. Os resultados da região de interesse dos modelos com fronteiras abertas foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base.

Tabela 5.15: Variações existentes entre os modelos simulados e o modelo base, quanto ao tipo de poços "virtuais" nas fronteiras.

Tipo de poços "virtuais"	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**Final (%)**	**Total (%)**
Poço Horizontal	10.08	10.11	10.12	0.94	0.72	25.31
Poço Vertical	**0.19**	**0.14**	**2.14**	**1.62**	**0.43**	**24.18**

Os valores apresentados na Tabela 5.15 podem ser visualizados em forma de histograma na Figura 5.18.

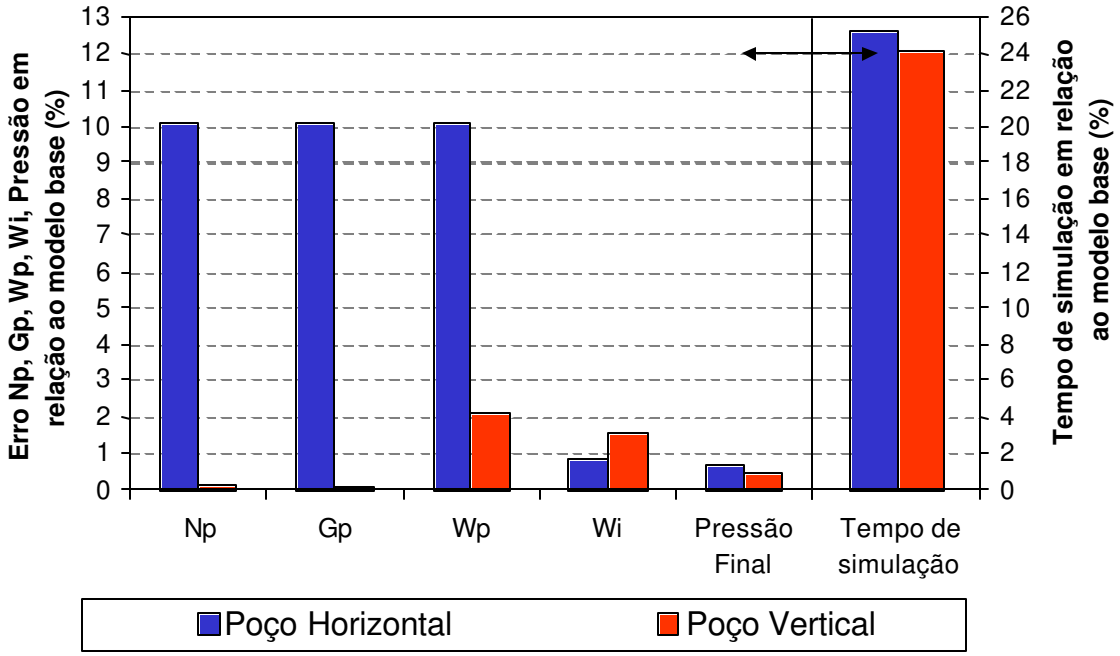


Figura 5.18: Gráfico dos erros existentes e do tempo de simulação entre os modelos de sub-reservatório e o modelo base, quanto ao tipo de poços "virtuais".

Conforme se observa na Figura 5.18 os melhores resultados para o área de interesse foram obtidos utilizando-se poços verticais, tanto para as produções acumuladas e pressão final, quanto para o tempo de simulação, se comparado ao comportamento do modelo base.

Uma possível explicação para a grande diferença entre os resultados da região de interesse, entre poços verticais e horizontais, pode ser a alta variação existente, neste reservatório, entre a permeabilidade horizontal e vertical. Como a permeabilidade vertical é muito baixa, em relação à horizontal, esse fluxo injetado ou produzido nas fronteiras pode ter ficado confinado na mesma camada, ao se utilizar apenas um poço horizontal em cada fronteira, o que talvez não tenha ocorrido com o vertical, por estar completado em todas as camadas, o fluxo pode ter sofrido uma melhor distribuição no modelo estudado.

Porém para definir qual o melhor modelo testado, é necessário analisar também o comportamento dos poços produtores da região de interesse. Nas tabelas 5.16 a 5.18 são apresentados os resultados para a produção acumulada de óleo, gás e água.

Tabela 5.16: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo de poços "virtuais".

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3) **Produção Acumulada de Óleo – Np (%)**	
	Poço Horizontal	**Poço Vertical**
POÇO NA12D	-4.86	**-4.02**
POÇO NA15D	2.30	**-2.02**
POÇO NA16D	2.92	**3.07**
POÇO NA37D	2.20	**0.07**
POÇO NA47D	-0.66	**-0.25**
POÇO NA48D	1.10	**1.82**
POÇO NA49D	4.51	**-0.14**
POÇO NA50D	2.32	**2.20**
POÇO NA53D	0.26	**-0.53**
Σ poços	10.08	**0.19**
Σ | poços |	21.13	**14.12**
Σ | P | / Nº P	2.35	**1.57**

Tabela 5.17: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo de poços "virtuais".

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3) **Produção Acumulada de Gás – Gp (%)**	
	Poço Horizontal	**Poço Vertical**
POÇO NA12D	-3.32	**-3.96**
POÇO NA15D	1.72	**-3.93**
POÇO NA16D	2.62	**2.39**
POÇO NA37D	1.64	**0.02**
POÇO NA47D	-0.28	**-0.11**
POÇO NA48D	-0.01	**1.11**
POÇO NA49D	4.17	**1.67**
POÇO NA50D	2.62	**3.18**
POÇO NA53D	0.94	**-0.52**
Σ poços	10.11	**-0.14**
Σ | poços |	17.32	**16.88**
Σ | P | / Nº P	1.92	**1.88**

Tabela 5.18: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse, em função do refinamento local, quanto ao tipo de poços "virtuais".

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Água – Wp (%)	
	Poço Horizontal	**Poço Vertical**
POÇO NA12D	-1.85	**2.21**
POÇO NA15D	-2.28	**4.58**
POÇO NA16D	-1.69	**-2.63**
POÇO NA37D	2.61	**-0.67**
POÇO NA47D	-0.56	**-2.44**
POÇO NA48D	1.37	**3.32**
POÇO NA49D	-5.24	**0.05**
POÇO NA50D	-2.38	**-2.70**
POÇO NA53D	-0.10	**0.42**
Σ poços	-10.12	**2.14**
Σ | poços |	18.08	**19.02**
Σ | P | / Nº P	2.01	**2.11**

Os resultados das tabelas acima, para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados no histograma da Figura 5.19.

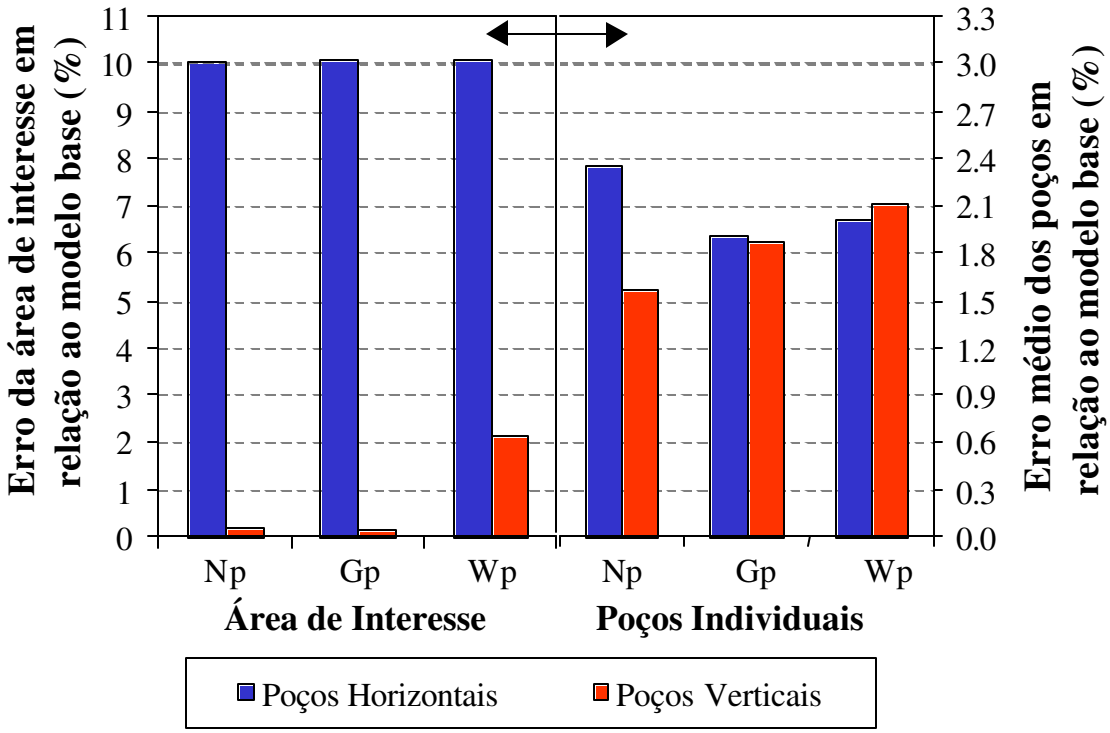


Figura 5.19: Gráfico dos erros existentes nas produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto ao tipo de poços "virtuais".

Na Figura 5.19, é possível observar que as variações da área de interesse e dos poços produtores, com exceção da produção de água, mantiveram o mesmo comportamento. Com isso é possível concluir que: para este caso, após análise dos erros e do tempo de simulação, o melhor modelo foi aquele que utilizou os poços "virtuais" verticais.

5.1.3.6. Número de Poços "Virtuais" na Fronteira

Com o objetivo de definir se o aumento de poços na fronteira traria algum ganho na precisão dos resultados na área de interesse e qual a variação no tempo de simulação, foram testados cinco casos, considerando poços "virtuais" verticais situados fora da região de interesse:

- Nenhum poço "virtual" nas fronteiras, ou seja, fluxo nulo, com o objetivo de verificar a influência nos resultados dos fluxos que cruzavam as fronteiras;
- 1 (um) poço "virtual" em cada uma das fronteiras;
- 2 (dois) poços "virtuais" em cada uma das fronteiras;
- 3 (três) poços "virtuais" em cada uma das fronteiras;
- Número de poços variáveis nas fronteiras, ou seja, quanto maior o volume injetado ou produzido na fronteira, maior deve ser o número de poços em cada fronteira, conforme mostra a Tabela 5.19.

Tabela 5.19: Definição do número de poços nas fronteiras, em função vazão observada nas fronteiras do modelo base.

Fronteira	**Np** (m^3)	**Gp** (m^3)	**Wp** (m^3)	**Nº Poços adotados**
Esquerda	4271430	537883000	13770900	3
Superior	389932	88612800	226636	1
Direita	498427	18345000	3625880	1
Inferior	1268490	263028000	2796560	2

O volume de fluxo injetado ou produzido em cada poço "virtual" foi definido por sub-fronteiras. Por exemplo, caso seja adotado o uso de três poços "virtuais" na fronteira, esta deve ser dividida em três setores e o fluxo identificado para cada poço, com isso o volume de cada poço será proporcional à sua área de drenagem e não, simplesmente dividir o fluxo total da fronteira pelo número de poços "virtuais" existentes. A injetividade dos poços "virtuais" também foi proporcional ao volume injetado ou produzido por cada camada. Estas ações podem tornar o comportamento da fronteira "virtual" mais próximo da realidade.

As cinco possíveis combinações de poços “virtuais” em cada fronteira, podem ser observadas no esquema da Figura 5.20.

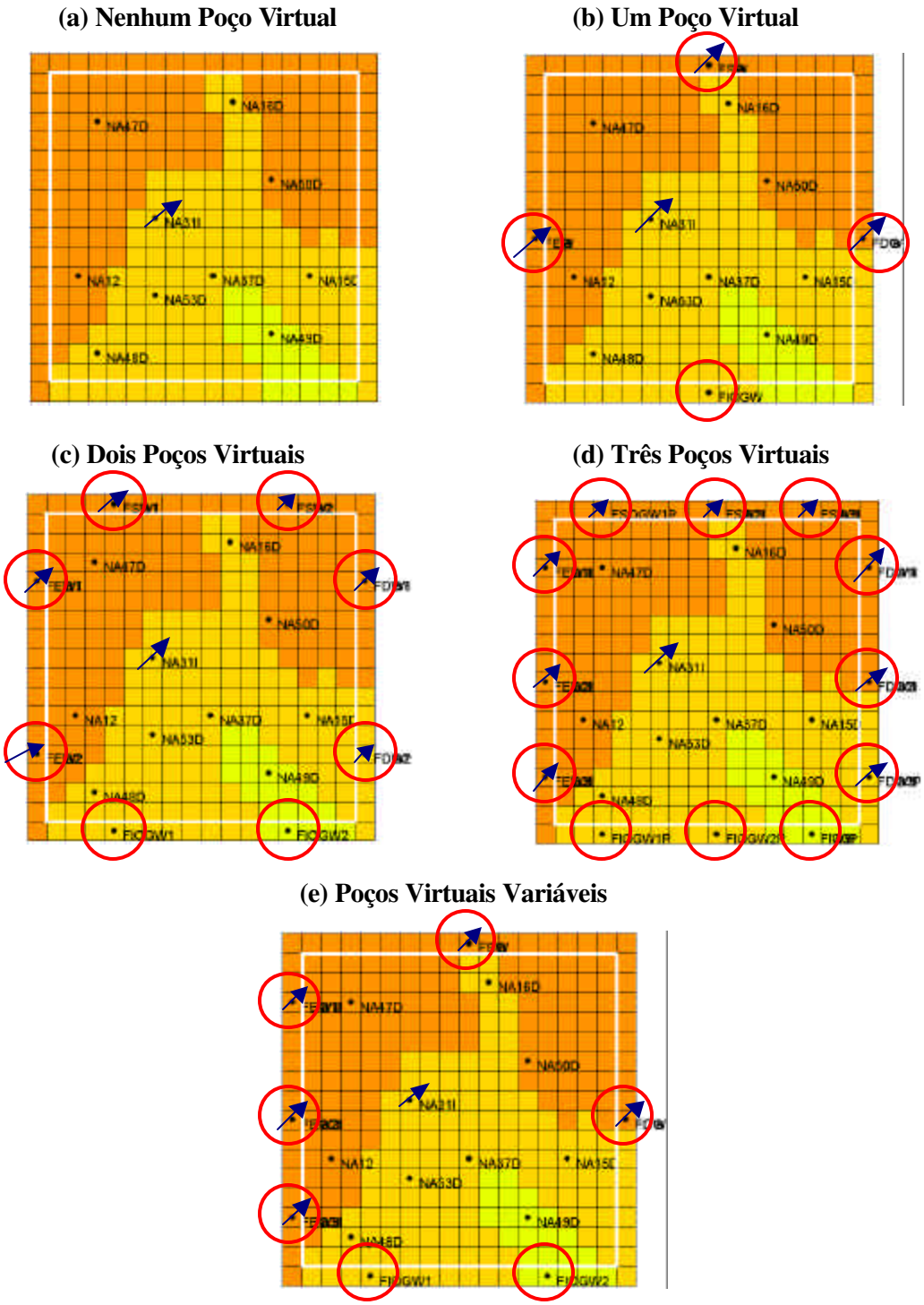


Figura 5.20: Número de poços “virtuais” nas fronteiras.

A Figura 5.21 apresenta os resultados de simulação obtidos, quanto ao número de poços "virtuais".

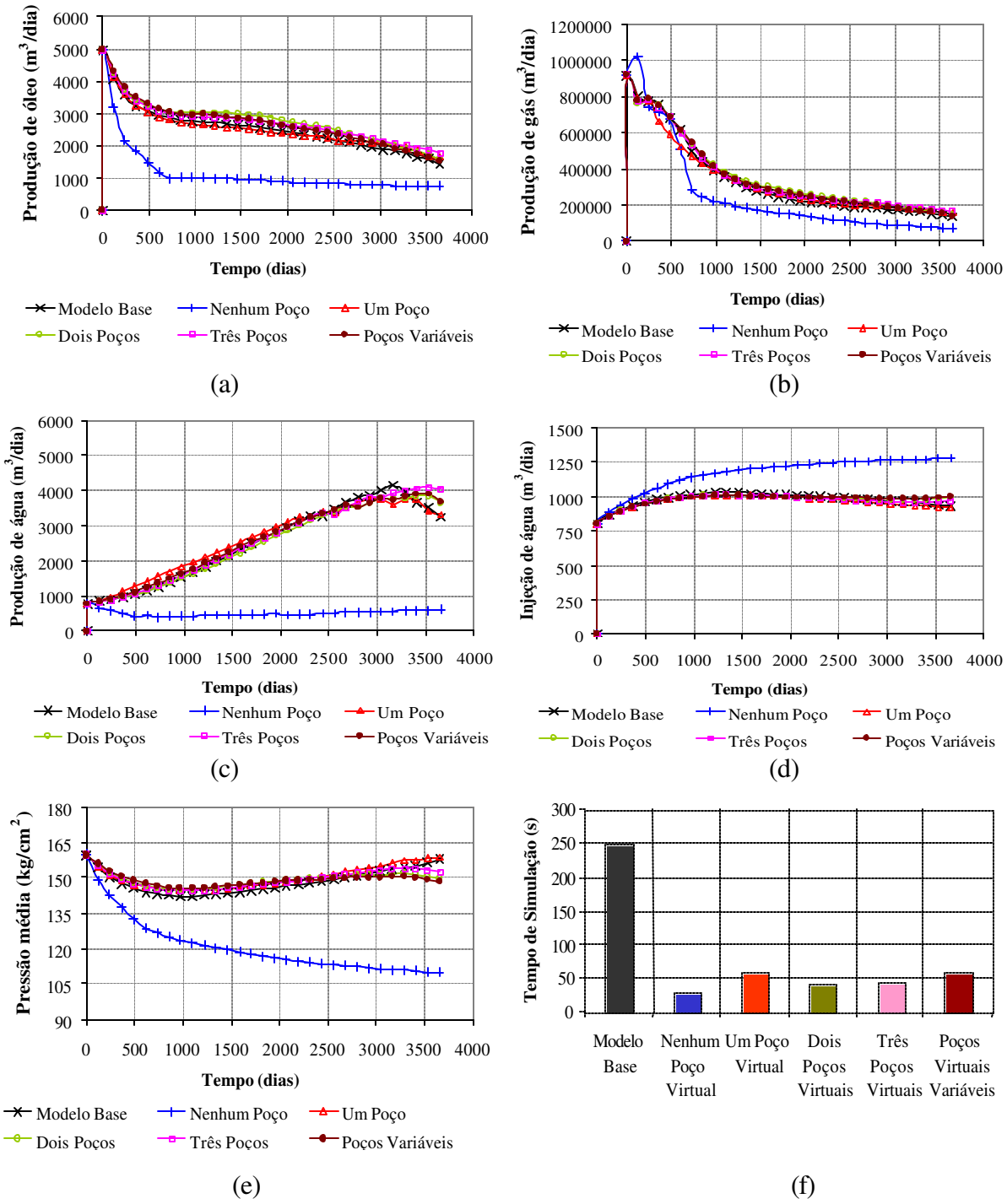


Figura 5.21: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), quanto ao número de poços "virtuais".

Ao se analisar os gráficos acima é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média do reservatório ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos.

Pode-se observar, conforme esperado, que o modelo com fluxo nulo, ou seja, nenhum poço "virtual" nas fronteiras, foi o único modelo que teve resultados com erro muito grande ao longo do tempo, já que o volume que entra no sub-reservatório é muito maior do que o volume que sai.

Quanto aos outros modelos, a definição visual dos melhores resultados é inviável, já que os comportamentos ao longo do tempo foram muito semelhantes. Será necessário avaliar o comportamento acumulado para as produções e injeções do sub-reservatório e comparar ao modelo base.

A Tabela 5.20 e a Figura 5.22 mostram as variações (erro, em porcentagem) nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidente. Os resultados da região de interesse dos modelos com fronteiras abertas foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base.

Tabela 5.20: Variações existentes entre os modelos simulados e o modelo base, quanto ao número de poços "virtuais" nas fronteiras.

Número de poços "virtuais"	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**Final (%)**	**Total (%)**
Nenhum Poço "Virtual"	55.81	26.06	80.42	19.47	30.57	11.49
Um Poço "Virtual"	**0.19**	**0.14**	**2.14**	**1.62**	**0.43**	**24.18**
Dois Poços "Virtuais"	11.55	10.28	6.62	0.08	5.30	17.17
Três Poços "Virtuais"	7.92	5.78	0.92	0.73	3.52	18.43
Poços "Virtuais" Variáveis	6.89	3.72	2.52	0.56	4.86	21.31

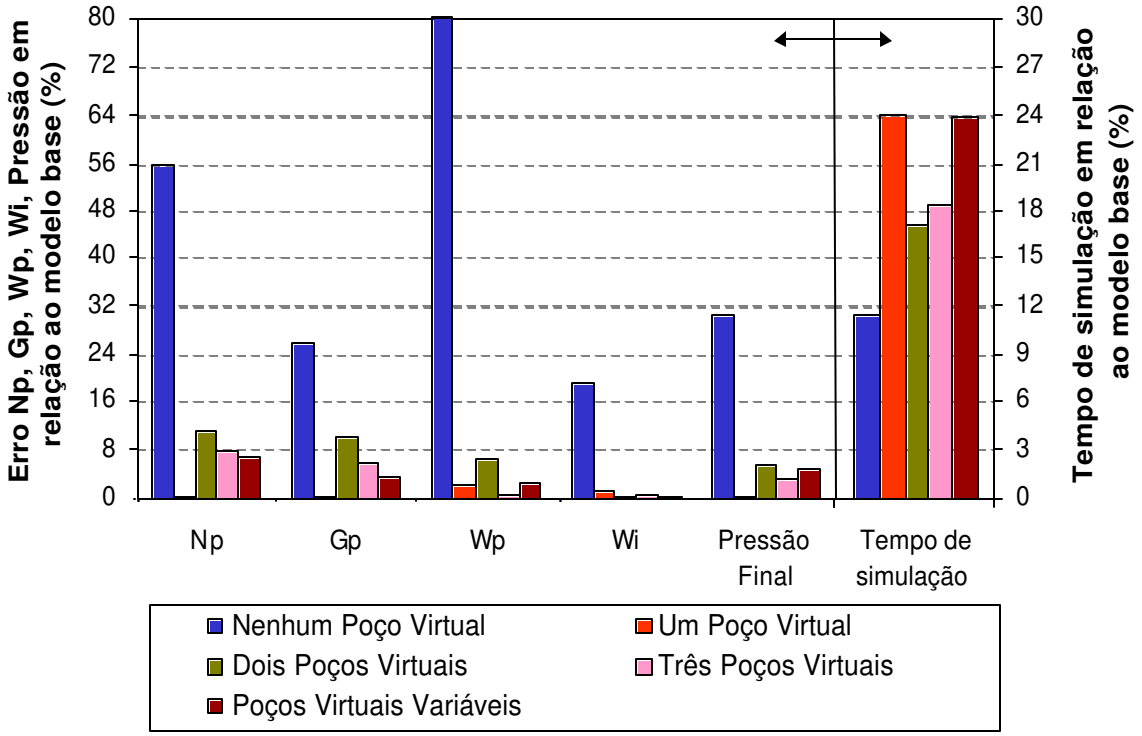


Figura 5.22: Gráfico dos erros e do tempo de simulação entre os modelos de sub-reservatório e o modelo base, quanto ao número de poços "virtuais".

Analisando os resultados na Figura 5.22 observa-se que, utilizando-se um poço "virtual" em cada fronteira os erros para o sub-reservatório foram os menores: 0,19% para a produção acumulada de óleo do sub-reservatório (Np), de 0,14% para a produção acumulada de gás (Gp), de 2,14% para a produção acumulada de água (Wp), de 1,62% para a injeção acumulada de água (Wi) e de 0,43% para a pressão final do sub-reservatório. O tempo de simulação foi de 24,18%, o que dá uma redução de 75,82% em relação ao modelo base.

Porém estes resultados não foram os esperados, porque ao se aumentar o número de poços "virtuais" nas fronteiras, objetiva-se representar melhor a sua vazão e consequentemente reduzir a variação nos resultados da área de interesse. Por isso faz-se necessário analisar o comportamento por poço das produções acumuladas de óleo, água e gás em relação à região de interesse do modelo base e verificar em qual modelo esses erros foram menores.

Tabela 5.21: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse, em função do número de poços "virtuais" em cada fronteira.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)			
	Produção Acumulada de Óleo – Np (%)			
	Um poço	**Dois poços**	**Três poços**	**Poços variados**
POÇO NA12D	-4.02	3.40	**-0.31**	-0.28
POÇO NA15D	-2.02	1.62	**0.77**	-1.91
POÇO NA16D	3.07	1.84	**2.00**	2.26
POÇO NA37D	0.07	0.88	**0.48**	0.96
POÇO NA47D	-0.25	0.46	**0.48**	0.54
POÇO NA48D	1.82	0.97	**1.83**	1.57
POÇO NA49D	-0.14	1.53	**1.26**	1.40
POÇO NA50D	2.20	0.75	**1.38**	2.30
POÇO NA53D	-0.53	0.11	**0.02**	0.04
Σ poços	0.19	11.55	**7.92**	6.89
Σ | poços |	14.12	11.55	**8.54**	11.26
Σ | P | / Nº P	1.57	1.28	**0.95**	1.25

Tabela 5.22: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse, em função do número de poços "virtuais" em cada fronteira.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)			
	Produção Acumulada de Gás – Gp (%)			
	Um poço	**Dois poços**	**Três poços**	**Poços variados**
POÇO NA12D	-3.96	3.78	**-0.14**	0.00
POÇO NA15D	-3.93	1.60	**-0.35**	-3.46
POÇO NA16D	2.39	1.35	**1.48**	1.85
POÇO NA37D	0.02	0.67	**0.35**	0.73
POÇO NA47D	-0.11	0.63	**0.54**	0.58
POÇO NA48D	1.11	0.32	**1.33**	1.32
POÇO NA49D	1.67	-0.63	**-0.02**	-1.67
POÇO NA50D	3.18	1.33	**1.92**	3.21
POÇO NA53D	-0.52	1.23	**0.66**	1.16
Σ poços	-0.14	10.28	**5.78**	3.72
Σ | poços |	16.88	11.54	**6.80**	13.98
Σ | P | / Nº P	1.88	1.28	**0.76**	1.55

Tabela 5.23: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse, em função do número de poços "virtuais" em cada fronteira.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3) **Produção Acumulada de Água – Wp (%)**			
	Um poço	**Dois poços**	**Três poços**	**Poços variados**
POÇO NA12D	2.21	-3.22	**2.02**	1.73
POÇO NA15D	4.58	-1.55	**-0.06**	3.95
POÇO NA16D	-2.63	-1.57	**-0.96**	-2.43
POÇO NA37D	-0.67	0.86	**0.50**	1.00
POÇO NA47D	-2.44	0.45	**0.78**	0.66
POÇO NA48D	3.32	0.99	**1.28**	0.98
POÇO NA49D	0.05	-1.10	**-0.95**	-0.26
POÇO NA50D	-2.70	-1.17	**-1.71**	-2.98
POÇO NA53D	0.42	-0.30	**0.01**	-0.12
Σ poços	2.14	-6.62	**0.92**	2.52
Σ | poços |	19.02	11.22	**8.25**	14.12
Σ | P | / Nº P	2.11	1.25	**0.92**	1.57

Os resultados das tabelas acima, para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados no histograma da Figura 5.23.

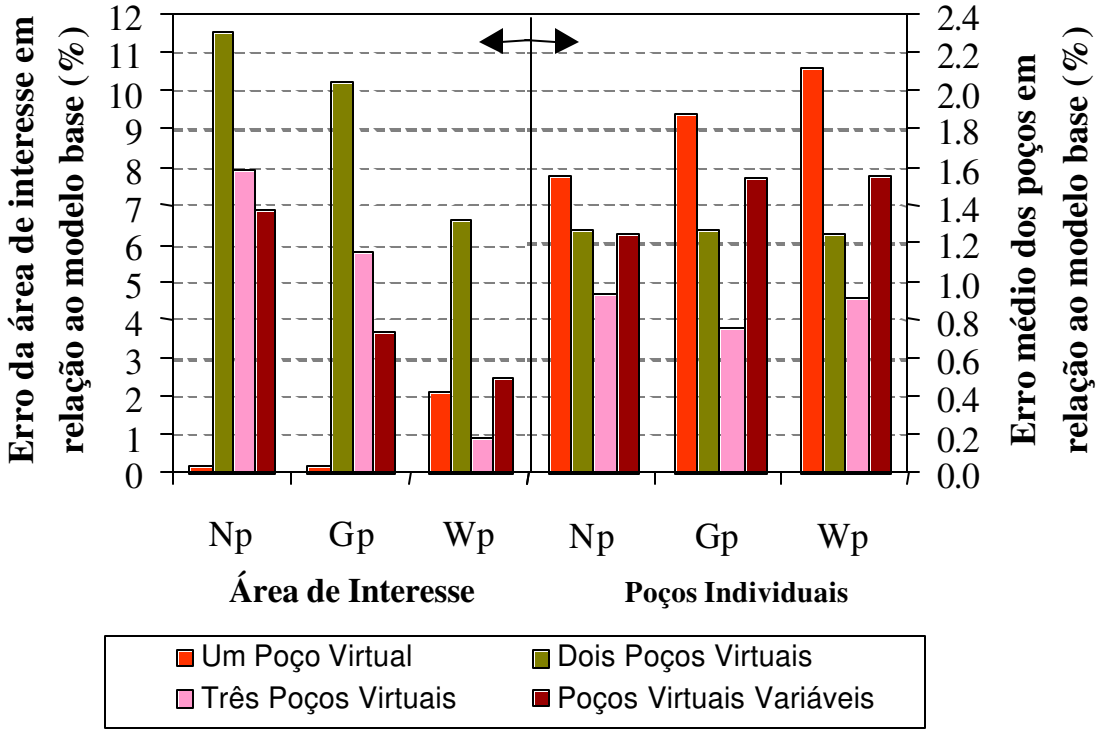


Figura 5.23: Gráfico dos erros existentes para as produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto ao número de poços "virtuais".

Analisando a Figura 5.23 verifica-se que o modelo de fronteiras abertas que apresentou uma variação média menor nos poços produtores foi aquele que utilizou três poços "virtuais" em cada fronteira, como já era esperado. Com isso, podemos concluir que o aumento do número de poços "virtuais" nas fronteiras, ajuda a manter uma maior precisão no comportamento dos poços, pois a representatividade da fronteira é maior.

O fato do erro nos resultados do sub-reservatório terem sido menores, ao se utilizar um poço, do que três, pode ser considerado uma coincidência no balanço que se restringe a este caso, já que os erros nos poços produtores foram maiores.

Porém, já que o interesse deste trabalho é desenvolver uma metodologia geral, a qual possa ser aplicada a outros reservatórios de petróleo, os poços individuais devem possuir um peso maior na decisão da escolha do melhor modelo. Estes serão alterados e analisados ao se testar novas estratégias de produção, e quanto menor for o erro existente nestes poços, maior será a confiança na seleção da melhor estratégia de recuperação de petróleo para a região de interesse em estudo.

É importante destacar, que a idéia do trabalho é desenvolver uma metodologia que sirva como ferramenta para reduzir o tempo gasto nas simulações durante a etapa de definição da melhor estratégia de produção para uma região de interesse. Após esta definição deve-se aplicar esta estratégia no reservatório global com uma malha mais refinada, para obter resultados mais precisos, em termos de produção acumulada do reservatório.

Os resultados apresentados permitem afirmar que, para este caso, o melhor modelo de fronteiras abertas foi o que utilizou três poços "virtuais" em cada uma das fronteiras, pois com isso, esta teve uma melhor representatividade, ocasionando erros menos significativos para os poços. Para este modelo os resultados foram: erro médio de 0,95% por poço na produção acumulada de óleo, de 0,76% por poço na produção acumulada de gás, de 0,92% por poço na produção acumulada de água, de 0,73% por poço na injeção acumulada de água e 3,52% na pressão média final da região de interesse. O ganho no tempo de simulação foi de 81,57%.

5.1.3.7. Verificação da Necessidade de Atualização da Taxa de Fluxo nas Fronteiras

Esta etapa tem por objetivo, verificar se existe a necessidade de atualizar as taxas de fluxos nas fronteiras toda vez que as condições dos poços produtores ou injetores da região de interesse forem alteradas, para se testar uma nova estratégia de recuperação de petróleo. Para isso, foi necessário simular outra estratégia de recuperação de petróleo e assim verificar se existe ou não esta necessidade.

Para a nova estratégia de recuperação da região de interesse foram feitas as seguintes alterações, utilizando o modelo com três poços "virtuais" em cada fronteira:

- O poço injetor NA31I (Figura 5.20), foi fechado;
- O poço produtor NA31P (círculo azul), foi acrescentado;
- O poço produtor NA37D (triângulo verde), foi transformado em injetor de água;
- Foi acrescentado um poço injetor de água, NA54I (retângulo preto).

Estas alterações estão indicadas no esquema da Figura 5.24.

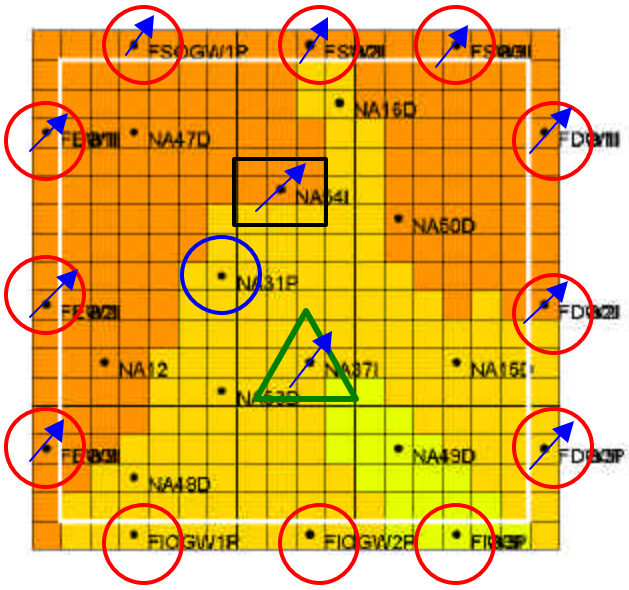


Figura 5.24: Esquema da nova estratégia de recuperação do sub-reservatório: produtor para injetor (verde), novo injetor (preto) e novo produtor (azul).

As alterações não tiveram por objetivo aumentar a recuperação de petróleo, mas provocar alterações significativas no comportamento do sub-reservatório e verificar se a variação na taxa de fluxo da fronteira no decorrer do tempo era significativa.

A região de interesse possui 11 poços, sendo 9 produtores e 2 injetores de água. As condições de operações dos poços produtores podem ser observados na Tabela 5.24 e dos poços injetores na Tabela 5.25.

Tabela 5.24: Condições de operações dos poços produtores, para a estratégia 2.

Poços Produtores	**Pressão -BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA12D	10	2,3,4,5 e 6	500
NA15D	30	4 e 5	1000
NA16D	132	3,4,5 e 6	2000
NA31P	**112**	**1 e 2**	1000
NA47D	126	1 e 2	1000
NA48D	130	1,2,3,4,5 e 6	1000
NA49D	10	5 e 6	1000
NA50D	32	3	1500
NA53D	108	2 e 3	1000

Tabela 5.25: Condições de operações dos poços injetores, para a estratégia 2.

Poços Injetores	**Pressão - BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA37I	**288**	**6**	**1000**
NA54I	**288**	**6**	**1000**

O fluxo nas fronteiras ao longo do tempo foi identificado para as fases óleo, água e gás, tanto para a estratégia antiga, quanto pela nova. O comportamento pode ser observado na Figura 5.25.

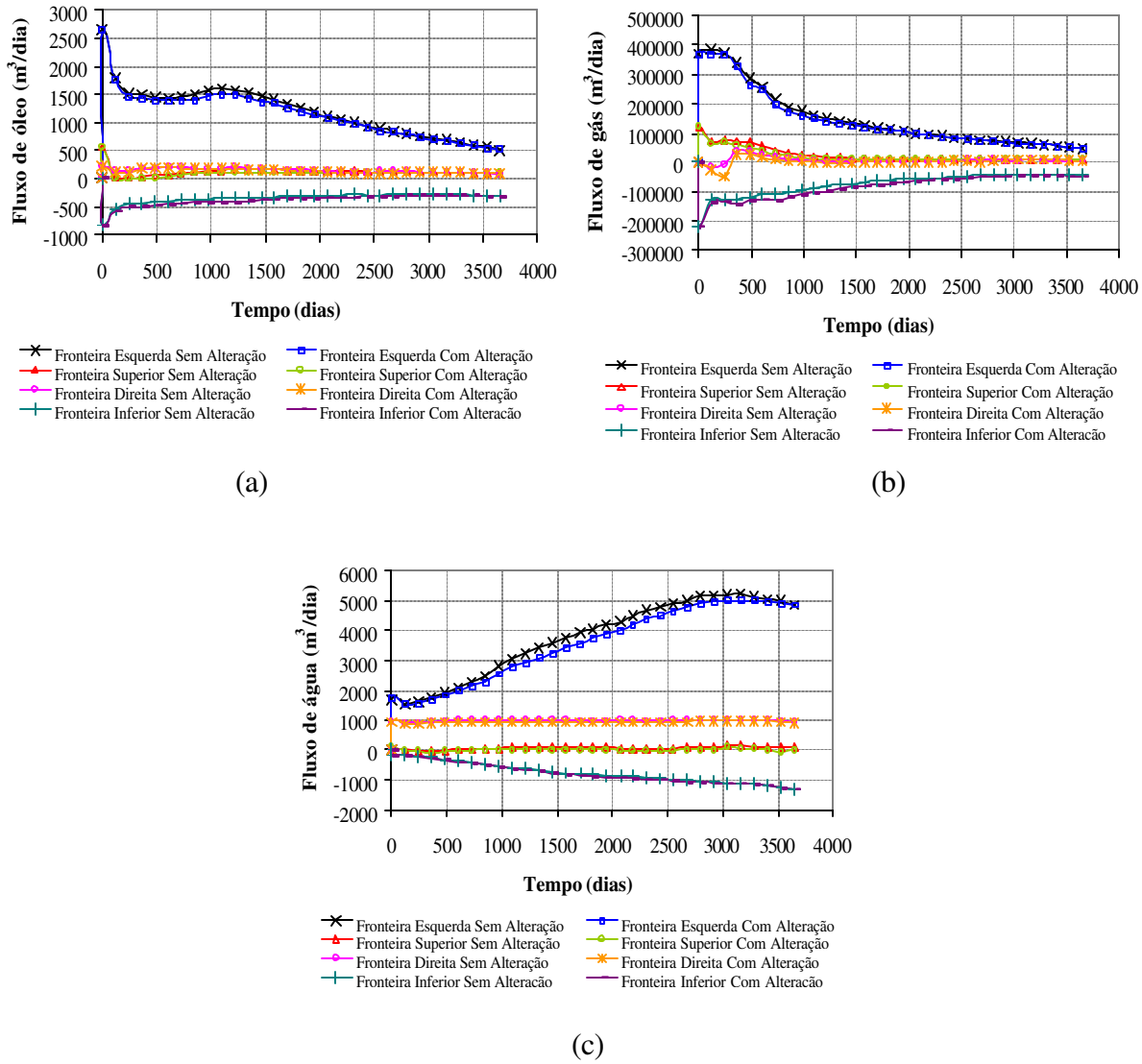


Figura 5.25: Curvas dos fluxos em cada fronteira ao longo do tempo para óleo (a), gás (b) e água (c), para diferentes estratégias de produção.

Analisando os gráficos acima observa-se que, após as alterações, as variações nas fronteiras foram pequenas, o que demonstra que os efeitos ocasionados pelas alterações foram absorvidos pelos poços da região de interesse. Porém, é necessário verificar o comportamento do sub-reservatório em comparação com o modelo base, ao se utilizar no modelo as condições de fronteiras não atualizadas.

A Figura 5.26 mostra os resultados obtidos ao longo do tempo para a nova estratégia de produção para o modelo base e para o sub-reservatório sem a atualização do fluxo nas fronteiras.

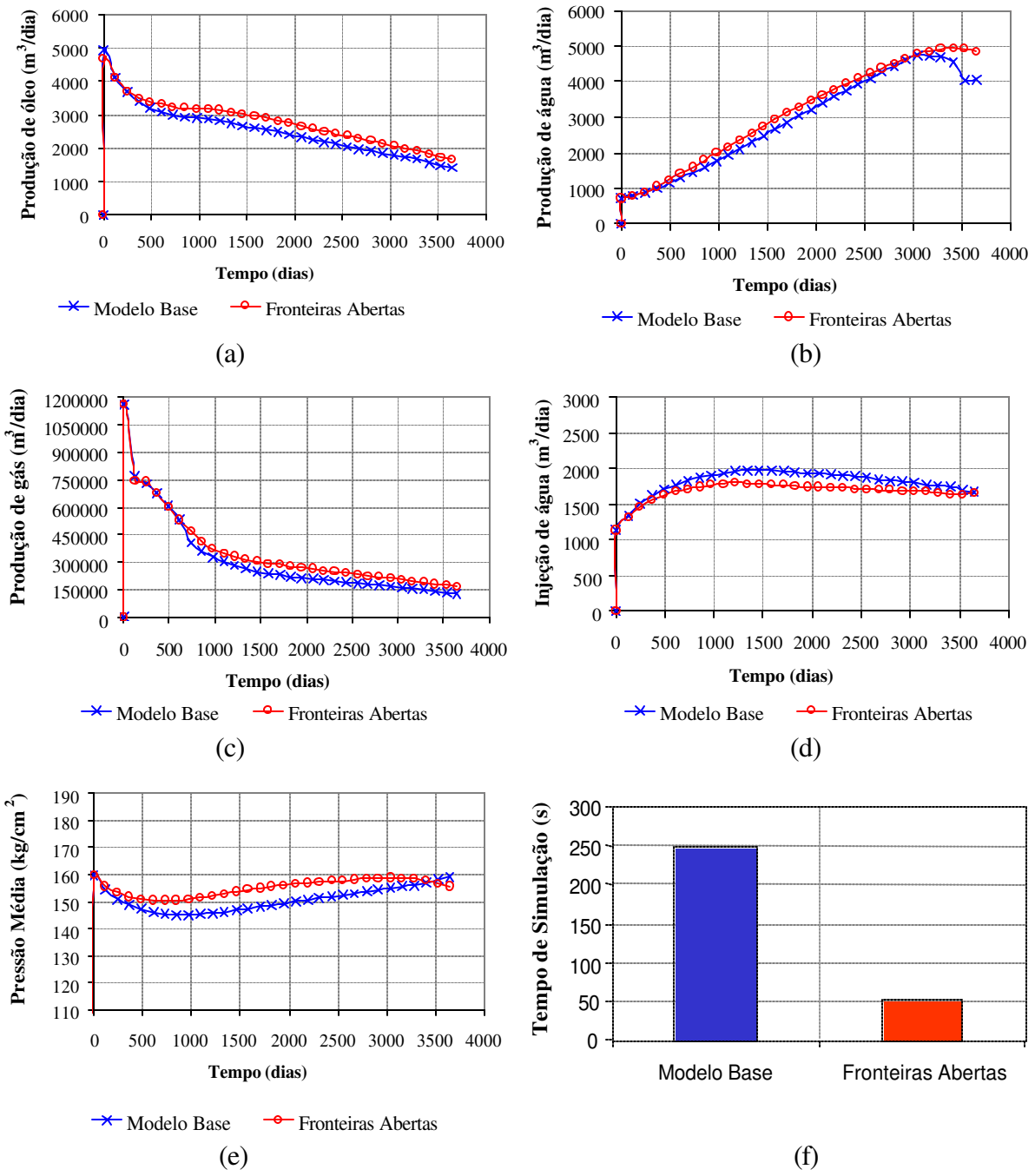


Figura 5.26: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), quanto à atualização do fluxo na fronteira.

Ao se analisar os gráficos acima é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média do reservatório ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para o modelo de sub-reservatório, sem atualização do fluxo nas fronteiras e para o modelo base com estratégia de produção atualizada.

Pode-se observar que o sub-reservatório teve um aumento na pressão devido ao aumento relativo da taxa de injeção, uma vez que essa alteração não pode ser compensada pelas fronteiras (condição de contorno fixa).

Apesar do fluxo nas fronteiras não ter sido atualizado para o modelo do sub-reservatório, os resultados não sofreram variações significativas. As maiores variações ocorreram no final da produção de água, como mostra a Figura 5.26 (b), e por isso ocorreu uma queda maior na pressão média do sub-reservatório no final do período, como mostra a Figura 5.26 (e). Esta variação no final da produção de água ocorreu porque os poços que antes eram fechados, por possuírem uma relação água/óleo muito grande, no caso do sub-reservatório sem atualização continuaram produzindo, pois a relação água/óleo diminuiu, por causa do aumento na produção de óleo.

A Tabela 5.26 mostra as variações (erro, em porcentagem) existentes nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação. Os resultados da região de interesse dos modelos com fronteiras abertas sem atualização foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base alterado.

Tabela 5.26: Variações existentes entre o modelo simulado sem atualização do fluxo nas fronteiras e o modelo base alterado.

Modelo Simulado	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**Final (%)**	**Total (%)**
Fronteiras Abertas	8.15	6.07	3.53	3.25	2.52	22.27

Os valores apresentados na Tabela 5.26 podem ser visualizados em forma de histograma na Figura 5.27.

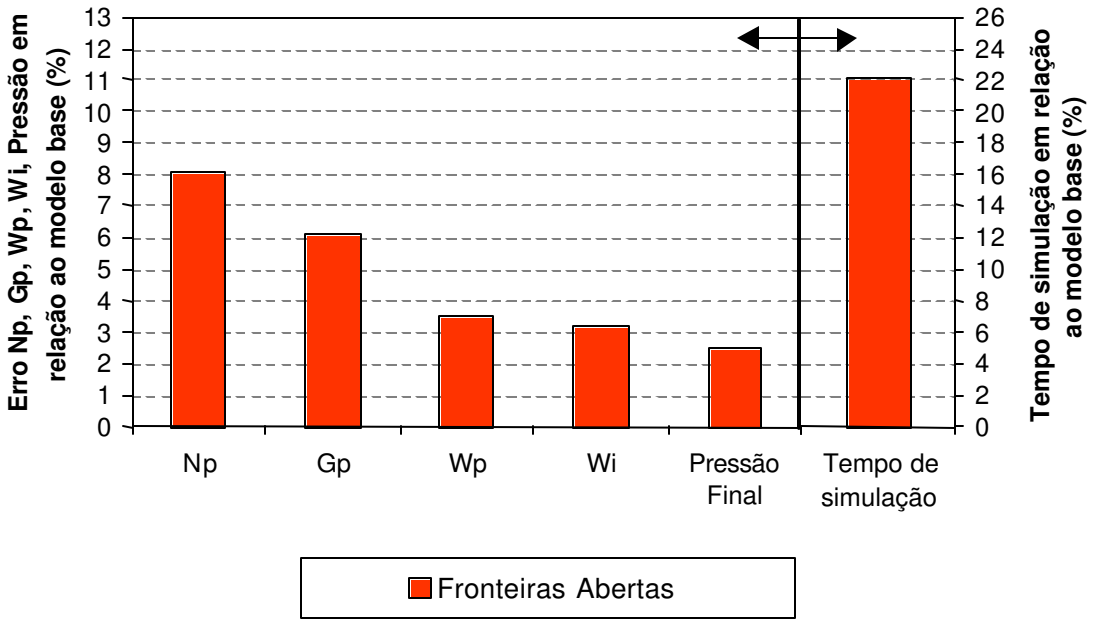


Figura 5.27: Gráfico dos erros e do tempo de simulação entre o modelo do sub-reservatório sem atualização do fluxo na fronteira e o modelo base, sob nova estratégia de produção.

Analisando o erro percentual, observa-se que a variação ocorrida no sub-reservatório do modelo de fronteiras abertas com três poços "virtuais", sem a atualização da taxa de fluxo nas fronteiras, em relação ao modelo base, com a nova estratégia de produção, se manteve na mesma ordem de grandeza da estratégia de produção anterior, Tabela 5.20, onde o modelo de fronteiras abertas com três poços "virtuais" possuía a taxa de fluxo correta.

É necessário também acompanhar o desempenho dos poços produtores, para verificar se, o fato de não atualizar o fluxo na fronteira, também não provocou uma variação significativa nos resultados dos poços, em relação ao modelo com a taxa de fluxo atualizada.

A Tabela 5.27 apresenta os erros na produção acumulada dos poços em comparação com a área de interesse do modelo base.

Tabela 5.27: Variações nas **produções acumuladas** dos poços sem atualizar a taxa de fluxo nas fronteiras.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)		
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**
POÇO NA12D	-0,17	-0,08	1,03
POÇO NA15D	0,73	0,20	0,21
POÇO NA16D	1,78	1,22	1,47
POÇO NA31P	1,02	0,87	-0,23
POÇO NA47D	0,52	0,52	0,62
POÇO NA48D	1,75	1,51	1,43
POÇO NA49D	1,38	0,31	-0,56
POÇO NA50D	0,96	1,01	-0,54
POÇO NA53D	0,18	0,51	0,11
Σ poços	8,15	6,07	3,53
Σ | poços |	8,48	6,22	6,19
Σ | P | / Nº P	0,94	0,69	0,69

Os resultados da Tabela 5.27 para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados na Figura 5.28.

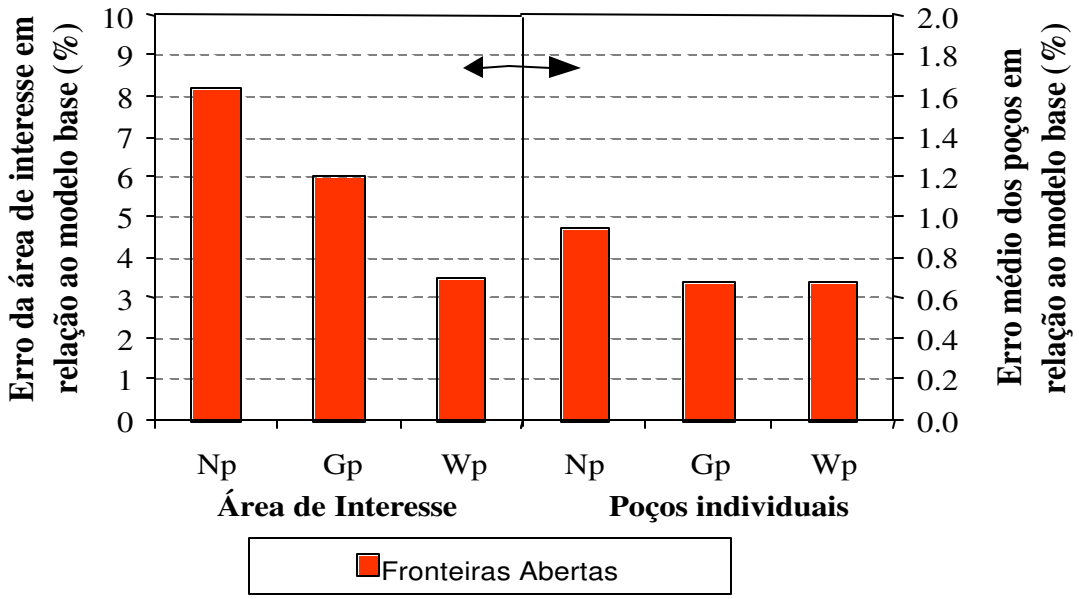


Figura 5.28: Gráfico dos erros existentes para as produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto à atualização do fluxo na fronteira.

Os resultados apresentados na Figura 5.28, permitem concluir que, para este caso e para as alterações feitas, o método de fronteiras abertas pode ser utilizado na escolha de estratégias de produção para regiões de interesse, mantendo a mesma taxa de fluxo nas fronteiras, porém seria necessário um estudo mais detalhado para se fazer uma conclusão mais geral sobre esta etapa. Após a definição da melhor estratégia, esta deve novamente ser aplicada no modelo base, eliminando-se possíveis erros nos resultados. Para este modelo os resultados foram: erro médio de 0,94% por poço na produção acumulada de óleo, de 0,69% por poço na produção acumulada de gás, de 0,69% por poço na produção acumulada de água, de 1,63% por poço na injeção acumulada de água e 2,52% na pressão média final da região de interesse. O ganho no tempo de simulação foi de 77,73%, em comparação com o modelo base.

5.2. Tempo para Montagem de cada Método

Quanto ao tempo e facilidade de montagem do arquivo de cada modelo, pode-se dizer que o método de refinamento local possui maior facilidade e rapidez na sua montagem. O tempo aproximado, no primeiro caso foi de duas horas na montagem do modelo de refinamento. Para o método de fronteiras abertas, a montagem foi mais trabalhosa e o tempo aproximado foi de quatro horas. Além da construção do modelo de fronteiras abertas é preciso salientar que é necessário fazer um ajuste na localização e no volume do fluxo injetado ou produzido nos poços "virtuais", principalmente quando estes estiverem em fronteiras de fluxo negativo, onde se opera com poços produtores. Nesse caso é necessário ajustar a produção de duas das três fases (óleo, água e gás) e esta etapa demanda mais tempo. Este ajuste é que pode determinar se o modelo terá resultados confiáveis na simulação de regiões de interesse de reservatórios.

5.3. Validação da Metodologia Desenvolvida

De forma a validar a metodologia desenvolvida, foi realizado um teste com o mesmo reservatório, para outra área de interesse, denominada de sub-reservatório 2. O objetivo é verificar, se os critérios de escolha estudados têm validade global ou são restritos às condições específicas encontradas no sub-reservatório analisado.

5.3.1. Escolha da Região de Interesse 2

A nova região de interesse escolhida está delimitada na Figura 5.29 pelo quadrado branco, também com 6 camadas, 16 linhas e 16colunas com blocos de 112.5 x 112.5 m (1536 blocos).

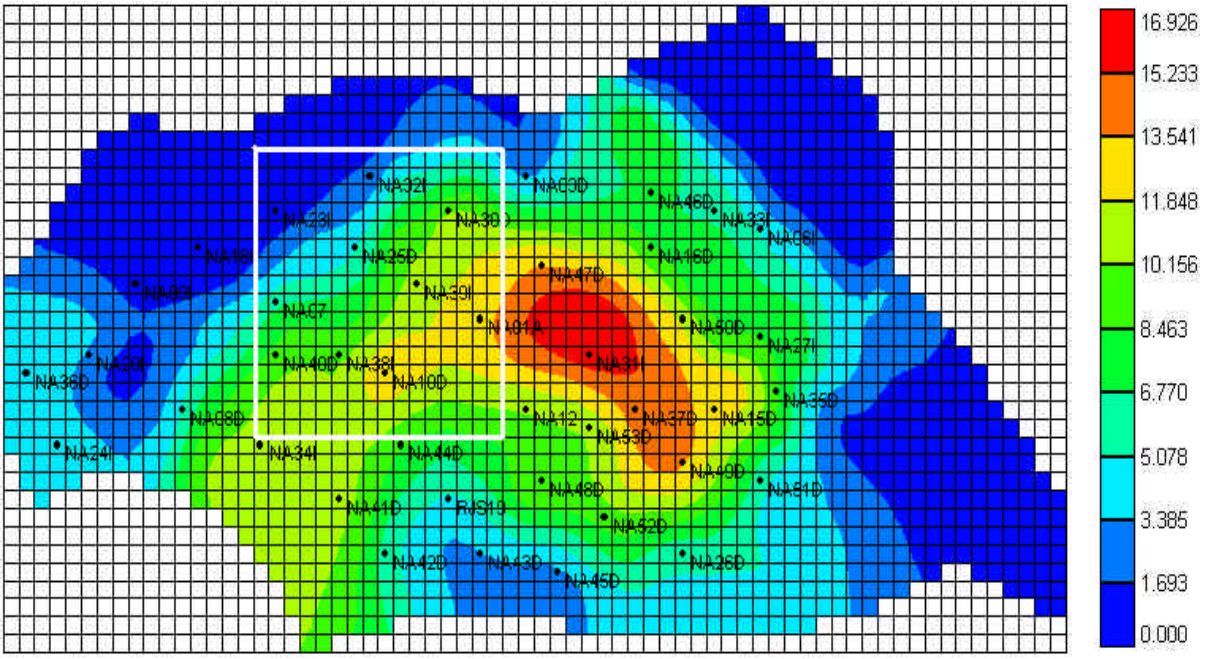


Figura 5.29: Mapa de volume de óleo por unidade de área do reservatório para definir uma nova zona de interesse ao final do ajuste.

5.3.2. Estratégia de Recuperação para a Região 2

A região de interesse possui 10 poços, sendo 6 produtores e 4 injetores de água. As condições de operações dos poços produtores podem ser observados na Tabela 5.28 e dos poços injetores na Tabela 5.29.

Tabela 5.28: Condições de operações dos poços produtores, para a região 2.

Poços Produtores	**Pressão - BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA01D	130	1, 2,3 e 4	1000
NA07D	10	1	700
NA10D	26	1 e 2	400
NA25D	10	1	1600
NA30D	140	1,2 e 3	1000
NA40D	140	1 e 2	1000

Tabela 5.29: Condições de operações dos poços injetores, para a região 2.

Poços Injetores	**Pressão - BHP** (kgf/cm^2)	**Completação** (Camadas)	**Well Index** (WI)
NA23I	261	5 e 6	1000
NA32I	231	5 e 6	1000
NA38I	318	6	1000
NA39I	373	6	1000

5.3.3. Modelos Simulados para cada Método

A Figura 5.30 mostra o modelo do método de refinamento local. Neste modelo foi feito um refinamento na proporção 1:4, de acordo com as conclusões do item 5.1.2.3.

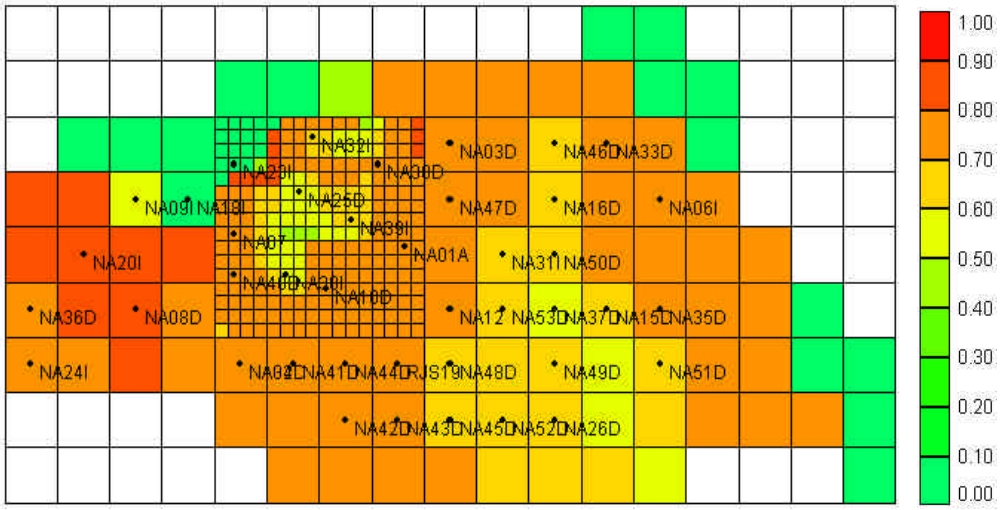


Figura 5.30: Mapa de saturação de óleo, para o modelo de refinamento local.

A Figura 5.31 mostra o modelo do método de fronteiras abertas, com três poços "virtuais" por fronteiras, indicados com um círculo vermelho.

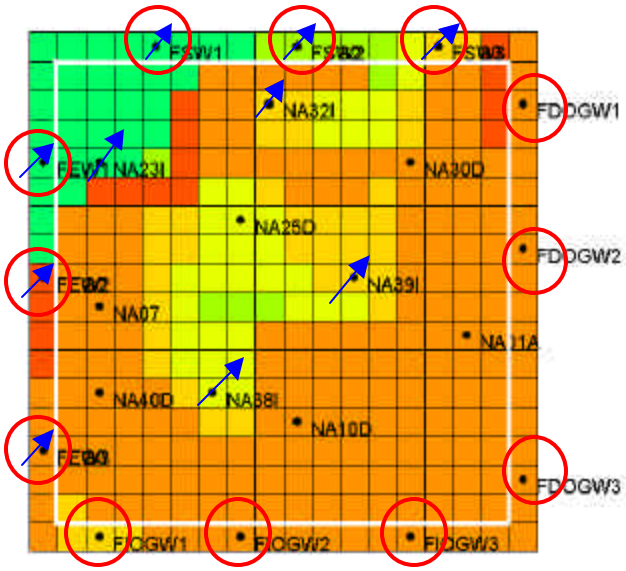


Figura 5.31: Mapa de saturação de óleo, para o modelo de fronteiras abertas.

A Figura 5.32 apresenta os resultados de simulação obtidos, para os dois tipos de métodos de simulação e para o modelo base.

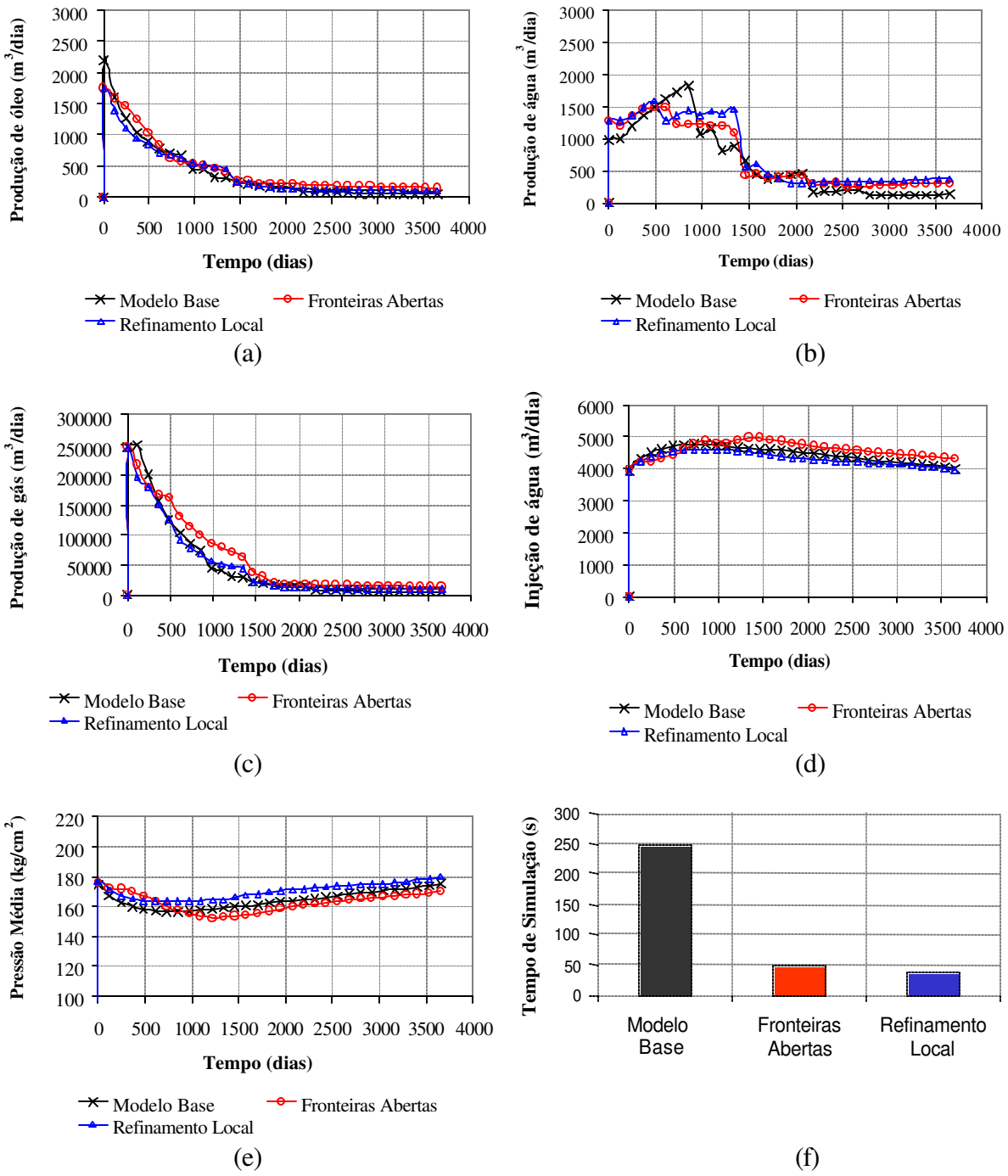


Figura 5.32: Curvas das produções de óleo (a), água (b) e gás (c), injeção de água (d), pressão média (e) e tempo de simulação (f), para a região de interesse 2.

Ao se analisar os gráficos acima é possível verificar o comportamento das produções, injeções e pressão média da região de interesse ao longo do tempo, além do tempo gasto nas simulações para cada um dos modelos.

Observa-se visualmente que os resultados ao longo do tempo sofreram uma pequena variação em relação ao modelo base. Conforme esperado, o modelo de refinamento local apresentou um comportamento para a região de interesse um pouco melhor do que o modelo com fronteiras abertas.

Ao se analisar a Figura 5.31, observa-se que os poços "virtuais" estão com espaçamentos variados entre si. Isto ocorreu porque foi necessário fazer um ajuste nas suas localizações, procurando manter aproximadamente as mesmas posições dos poços situados fora do sub-reservatório 2, minimizando os erros ocasionados nos poços da região de interesse.

A Tabela 5.30 e a Figura 5.33 mostram as variações (erro, em porcentagem) existentes nas produções acumuladas, na injeção acumulada, na pressão final e no tempo gasto na simulação, onde a diferença entre os modelos torna-se mais evidente. Os resultados da região de interesse dos modelos com refinamento local e com fronteiras abertas foram comparados ao comportamento da região de interesse do modelo base.

Tabela 5.30: Comparação entre os modelos simulados e o modelo base, para a região 2.

Modelos Simulados	**Er** (Eq. 3.1)					**Ts** (Eq. 3.2)
	Produção Acumulada			**Injeção**	**Pressão**	**Tempo**
	Np (%)	**Gp (%)**	**Wp (%)**	**Wi (%)**	**Final (%)**	**Total (%)**
Fronteiras Abertas	4.53	6.72	5.65	3.39	3.43	21.05
Refinamento Local	0.31	0.54	2.93	2.92	2.29	15.79

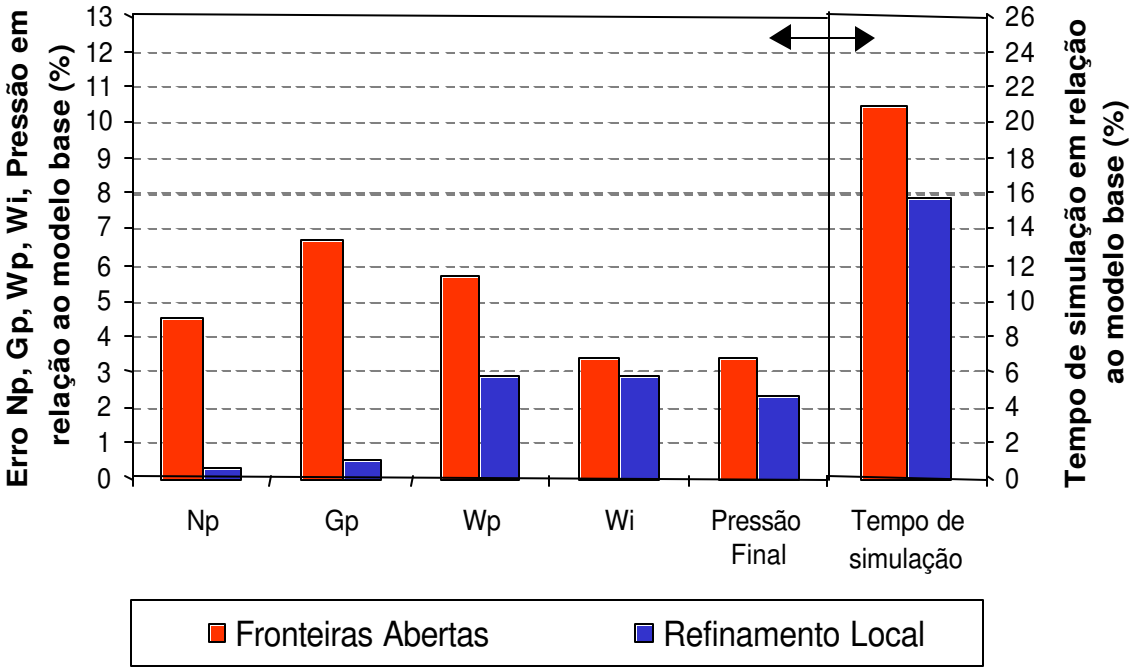


Figura 5.33: Gráfico dos erros e do tempo de simulação para os modelos simulados em comparação com o modelo base, para a região de interesse 2.

Analisando a variação percentual em relação ao modelo base para a produção acumulada, injeção acumulada, pressão média final e tempo de simulação, observa-se que o melhor modelo, ao se analisar a região de interesse, foi o refinamento local. Os erros foram: 0,31% para a produção acumulada de óleo do sub-reservatório 2 (Np), de 0,54% para a produção acumulada de gás (Gp), de 2,93% para a produção acumulada de água (Wp), de 2,92% para a injeção acumulada de água (Wi) e de 2,29% para a pressão final do sub-reservatório 2. O tempo de simulação foi de 15,79% do tempo para o modelo base, o que dá uma redução de 84,21%.

Porém, é necessário também analisar também o comportamento dos poços produtores da região de interesse. Nas tabelas 5.31 a 5.33 são apresentados os resultados para a produção acumulada de óleo, gás e água.

Tabela 5.31: Erro na **produção acumulada de óleo** por poço na região de interesse 2 para os métodos de refinamento local e fronteiras abertas.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Óleo – Np (%)	
	Refinamento Local	**Fronteiras Abertas**
POÇO NA01D	**-0,55**	-0,56
POÇO NA07D	**-0,99**	5,26
POÇO NA10D	**2,10**	1,58
POÇO NA25D	**0,83**	0,48
POÇO NA30D	**-0,52**	-0,51
POÇO NA40D	**-0,55**	-1,72
Σ poços	**0,31**	4,53
Σ | poços |	**5,54**	10,11
Σ | P | / Nº P	**0,92**	1,68

Tabela 5.32: Erro na **produção acumulada de gás** por poço na região de interesse 2 para os métodos de refinamento local e fronteiras abertas.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Gás – Gp (%)	
	Refinamento Local	**Fronteiras Abertas**
POÇO NA01D	**-0,47**	-0,17
POÇO NA07D	**-1,27**	4,71
POÇO NA10D	**1,69**	2,59
POÇO NA25D	**0,60**	1,64
POÇO NA30D	**-0,51**	-0,51
POÇO NA40D	**-0,58**	-1,55
Σ poços	**-0,54**	6,72
Σ | poços |	**5,13**	11,17
Σ | P | / Nº P	**0,86**	1,86

Tabela 5.33: Erro na **produção acumulada de água** por poço na região de interesse 2 para os métodos de refinamento local e fronteiras abertas.

Poços da Área de Interesse	**Er** (Eq. 3.3)	
	Produção Acumulada de Água – Wp (%)	
	Refinamento Local	**Fronteiras Abertas**
POÇO NA01D	**-0,70**	-1,66
POÇO NA07D	**-1,23**	4,28
POÇO NA10D	**2,82**	2,01
POÇO NA25D	**2,81**	2,40
POÇO NA30D	**-0,36**	-0,51
POÇO NA40D	**-0,40**	-0,86
Σ poços	**2,93**	5,65
Σ | poços |	**8,32**	11,71
Σ | P | / Nº P	**1,39**	1,95

Os resultados das Tabelas 5.31 a 5.33 para a região de interesse (Σ poços) e para a média dos poços produtores (Σ | P | / Nº P), podem ser observados na Figura 5.34.

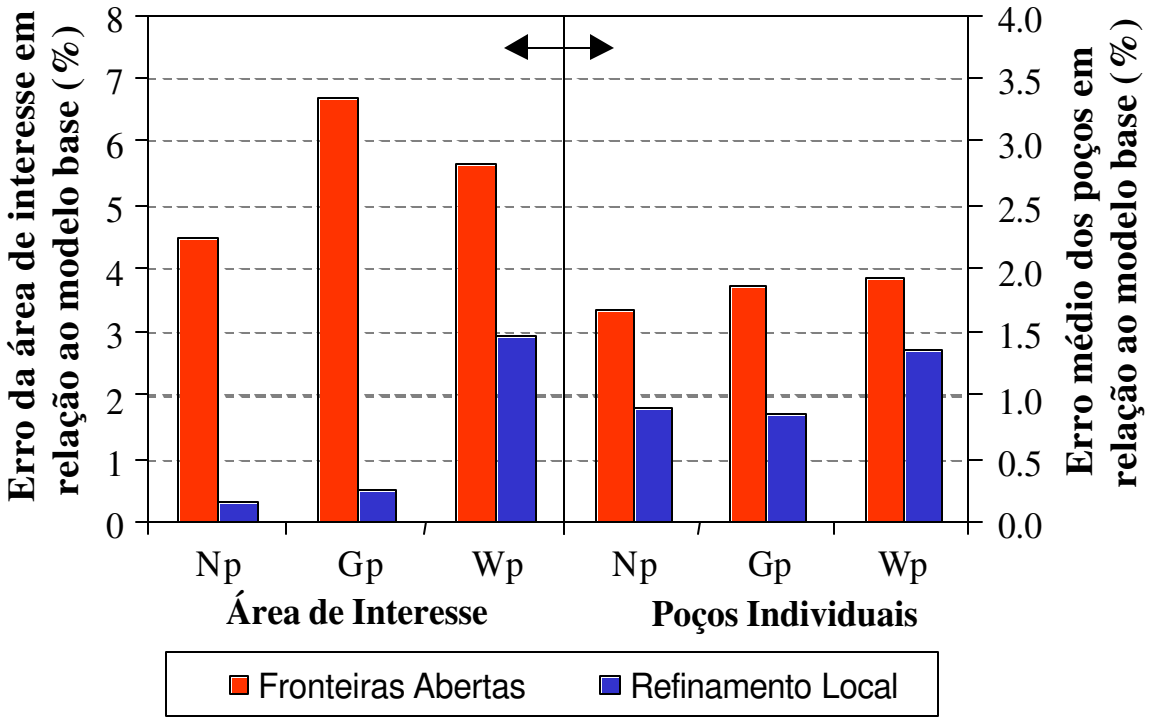


Figura 5.34: Gráfico dos erros existentes para as produções acumuladas em relação ao modelo base, para a validação da metodologia.

Os resultados apresentados na Figura 5.34, permitem concluir que o método que apresentou as menores variações, tanto para esta nova área de interesse, quanto para os poços produtores, foi o refinamento local. Para este modelo os resultados foram: erro médio de 0,92% por poço na produção acumulada de óleo, de 0,86% por poço na produção acumulada de gás, de 1,39% por poço na produção acumulada de água, de 0,73% por poço na injeção acumulada de água e 2,29% na pressão média final da região de interesse. O ganho no tempo de simulação foi de 84,21%.

A ordem de grandeza dos erros foi correspondente ao modelo da área de interesse 1, com isso podemos dizer que a metodologia desenvolvida foi validada e que para este reservatório o método que apresentou as variações menores foi o refinamento local.

Essa escolha, entretanto, não pode ser generalizada, pois os resultados são muito particulares para o caso estudado. Pode-se supor que com o aumento do tamanho do modelo base, o tratamento por fronteiras abertas deve obter resultados cada vez melhores, principalmente em relação ao ganho no tempo de simulação. Quanto maior a diferença de tamanho entre a região de interesse e toda a malha original, melhor deve ser a vantagem de economia de tempo do método de fronteiras abertas.

Capítulo 6 - Conclusões

Este trabalho descreve uma metodologia utilizada na redução do tempo de simulação, quando o objetivo é testar estratégias de recuperação de petróleo em determinadas regiões de reservatórios de petróleo, por exemplo, em previsão de comportamento de reservatórios maduros. Para tanto, foram utilizadas duas técnicas diferentes: refinamento local e fronteiras abertas.

Inicialmente, foi construído um modelo base, com uma malha bastante fina, que pudesse ser utilizado como referência na comparação dos resultados dos modelos testados. Para o método de refinamento local, foram testados modelos com malha grosseira, intermediária e fina. Para o método de fronteiras abertas, o reservatório foi decomposto em unidades menores abertas ao fluxo, denominadas de sub-reservatório. O fluxo na fronteira foi representado através de poços "virtuais". Foram testados modelos com número de poços "virtuais" variados em cada fronteira. Os resultados foram comparados ao modelo base, permitindo fazer as seguintes conclusões:

6.1. Refinamento Local

A melhor situação foi refinar somente na região de interesse, pois ao se refinar além desta a redução do erro foi muito pequena em relação ao acréscimo de tempo gasto na simulação.

Os modelos com malha grosseira sem refinamento local obtiveram os piores resultados na produção, injeção e pressão e os melhores resultados em relação ao tempo de simulação. Pode-se afirmar que o refinamento é imprescindível para manter a precisão dos resultados.

Analisando-se o erro percentual da região de interesse em relação à mesma região do modelo base, observou-se que os melhores resultados foram obtidos com o modelo refinado na proporção 1:4. O ganho no tempo de simulação foi de aproximadamente 85% em comparação com o modelo base.

O modelo com refinamento local, na proporção 1:4, também apresentou os melhores resultados na análise comparativa do comportamento individual dos poços da região de interesse.

Os resultados obtidos permitem concluir que o método de refinamento local é viável somente para pequenos reservatórios e com poucos poços, evitando-se assim que ocorra o acúmulo de poços em um mesmo bloco. Quando o reservatório de petróleo é muito grande e possui muitos poços uma alternativa é simular a zona de interesse como um sub-reservatório, representando o fluxo na fronteira através de poços "virtuais".

6.2. Fronteiras Abertas

Ao reduzir o reservatório em unidades menores deve-se, ao definir os limites da zona de interesse, se possível optar por regiões de baixo fluxo, pois assim o erro existente na fronteira diminuirá e conseqüentemente o erro no sub-reservatório também.

Pode-se supor também que quanto mais previsível é o fluxo através das fronteiras da área de interesse maiores os benefícios do método de fronteiras abertas. Isso porque o fluxo pode ser mais bem especificado nesses casos. Um caso onde fosse possível definir fronteiras com baixo fluxo, por exemplo, seria ideal para esse método. Um caso com fronteiras com fluxo muito variável e grande seria mais adequado para o modelo de refinamento local.

O melhor posicionamento para os poços "virtuais" é fora da região de interesse. Com essa configuração foram obtidos melhores resultados em comparação com o modelo base. Quanto mais distante for a fronteira (poços "virtuais") da região de interesse, melhores serão os resultados nos poços produtores e menor será a influência das alterações feitas, durante os testes de novas estratégias de produção na fronteira, porém é preciso observar também que, quanto maior a distância, maior será o modelo e o tempo de simulação.

Para melhorar o desempenho dos poços foi necessário ajustar a localização dos poços "virtuais", levando em consideração a posição dos poços reais situados fora do sub-reservatório. O volume injetado ou produzido em cada poço "virtual" foi identificado pela sua região de drenagem, denominadas de sub-fronteiras, evitando-se assim, simplesmente dividir o volume total de fluxo através da fronteira pelo número de poços existentes.

A melhor representação do fluxo nas fronteiras foi através de poços verticais. Para melhorar o desempenho destes poços foi necessário trabalhar com injetividade variável por camada, ou seja, esta correspondendo proporcionalmente ao volume de fluido injetado ou produzido naquela camada.

Ao se analisar os resultados do sub-reservatório, observou-se que utilizando 1 poço "virtual" em cada fronteira os erros foram menores, porém isto não pode ser generalizado, porque ocorreu uma coincidência nos resultados para esta região de interesse escolhida, ocasionando um balanço melhor para o sub-reservatório, mesmo com erros maiores nos poços individuais. O ganho no tempo de simulação, utilizando este modelo, foi de aproximadamente 75% em comparação com o modelo base.

O aumento do número de poços "virtuais" nas fronteiras, melhora a precisão do modelo, porque com isso a representatividade da fronteira é maior. O melhor modelo de fronteiras abertas, ao se analisar o comportamento individual dos poços, foi o que utilizou três poços "virtuais" em cada uma das fronteiras. Ao se optar por um número maior de poços "virtuais" em cada fronteira, pode-se até reduzir o tempo de simulação. Sendo o fluxo injetado ou produzido em cada fronteira distribuído por mais pontos, pode ocorrer uma convergência mais rápida da solução do sistema de equação, diminuindo o intervalo de tempo usado na simulação. O ganho no tempo de simulação foi de aproximadamente 80% em comparação ao modelo base.

Quanto à necessidade de atualização ou não da taxa de fluxo na fronteira, concluiu-se que, para o caso estudado e para as alterações feitas, o método de fronteiras abertas pode ser utilizado na escolha de estratégias de produção para regiões de interesse, mantendo a mesma taxa de fluxo nas fronteiras, uma vez que o erro provocado, em relação ao modelo com a taxa de fluxo na fronteira atualizada, não foi significativo. No entanto após a definição da melhor estratégia de produção, esta deve novamente ser aplicada no modelo base, eliminando possíveis erros nos resultados de produção.

6.3. Validação e Discussão da Metodologia

Com o objetivo de validar a metodologia desenvolvida, foram feitas simulações para uma segunda área, denominada de sub-reservatório 2. Os critérios adotados nas análises anteriores foram utilizados, aplicando a técnica de refinamento local e fronteiras abertas, a esta região. Os resultados obtidos foram comparados ao modelo base, permitindo fazer as seguintes conclusões:

Quanto à validação da metodologia, observou-se que o melhor modelo, ao se analisar, tanto a nova região de interesse, quanto o comportamento individual dos poços, foi o refinamento local, como era esperado. O ganho no tempo de simulação foi de aproximadamente 85% em comparação ao modelo base.

Quanto ao tempo e facilidade de montagem do arquivo de cada modelo, pode-se dizer que o método de refinamento local possui maior facilidade e rapidez na sua montagem. O tempo aproximado, no primeiro caso foi de duas horas na montagem do modelo de refinamento. Para o método de fronteiras abertas, a montagem foi mais trabalhosa e o tempo aproximado foi de quatro horas.

Quanto ao modelo de fronteiras abertas é preciso salientar que é necessário fazer um ajuste na localização e na vazão dos poços "virtuais", principalmente quando estes estiverem em fronteiras de fluxo negativo (fluxo saindo da área de interesse), onde se opera com poços produtores. Nesse caso é necessário ajustar a produção de duas das três fases (óleo, água e gás), porque somente os valores de uma fase pode ser controlada no simulador, enquanto as outras duas são produzidas aleatóriamente, e esta etapa demanda mais tempo. Este ajuste é que pode determinar se o modelo terá resultados confiáveis na simulação de regiões de interesse de reservatórios.

Podemos concluir que, a metodologia desenvolvida foi validada e que o método de refinamento local deve ter prioridade na aplicação, tanto pela facilidade, quanto pelo tempo necessário na montagem do modelo. Porém, em casos onde a utilização deste modelo levaria a erros significativos, como por exemplo, em reservatórios grandes ou com muitos poços, a alternativa é utilizar o método de fronteiras abertas. Quanto maior a diferença de tamanho entre a região de interesse e toda a malha original, melhor deve ser a vantagem de economia de tempo do método de fronteiras abertas.

Foi possível mostrar com este trabalho que é possível simular regiões de interesse em reservatórios de grandes dimensões e obter resultados bastante precisos, com redução do esforço computacional necessário. Estas técnicas podem ser usadas em outros modelos, na fase de previsão de comportamento, ao se testar novas estratégias de recuperação e assim reduzir o tempo destinado à definição da melhor estratégia a ser adotado na região de interesse.

6.4. Sugestões para Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido permitiu o aprofundamento do conhecimento relativo à escolha de uma técnica para a redução do tempo de simulação durante a definição da estratégia de produção de um reservatório de petróleo.

No entanto o assunto não foi exaurido. Durante o desenvolvimento da metodologia novas questões e alternativas de solução foram surgindo. Nesse sentido, trabalhos futuros voltados ao tema de refinamento local e fronteiras abertas podem ser desenvolvidos, de forma a responder às seguintes questões:

- Verificar se é necessário manter a precisão na escolha da melhor estratégia de recuperação.
- Estudar outras metodologias para a definição da posição das fronteiras.
- Estudar outros tipos de condições de contorno na fronteira, por exemplo, fluxo nulo ou especificar a pressão na fronteira.
- Estudar melhor a utilização dos poços horizontais como poços "virtuais".
- Determinar os limites do sub-reservatório com base em linhas de fluxo, utilizando regiões de baixo fluxo.
- Definir os limites do sub-reservatório através de retas unindo poços do mesmo tipo.
- Simular modelos com um número maior de blocos, para verificar se a metodologia se mantém eficaz e se as vantagens dos métodos são mantidas.
- Comparar os resultados com o módulo do simulador comercial Eclipse que tem a opção de simulação de parte do reservatório com fronteiras abertas.

Referências Bibliográficas

Aadland, A. and Henriquez, A., 1992, "New Field Simulation Strategy With Detailed Element Models and Flux Boundary Conditions: Statfjord Field Case Study", Paper SPE 24264. SPE European Petroleum Computer Conference. Norway, 25-27 May, 51-60.

Aderaldo, R. C., 1994, "Análise de espaçamento entre poços utilizando modelagem estocástica e dados de afloramento" Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas-SP.

Almeida, S. R., 1996, "Modelagem bidimensional da injeção de água em reservatórios heterogêneos". Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas-SP.

Al-Towailib, H. S., Liu, J. S., 1991, "The Application of Local Grid Refinement To Simulate a Large Hydrocarbon Reservoir as an Alternative to a Two-Model Approach", Paper SPE 21392. SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 16-19 November, 457-470.

Aziz, K. and Settari, A., 1979, "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers Ltd., London, 476 pp.

Bento, J. M. and Paraizo, P. L. B., 1998, "Estudo de uma área representativa do bloco principal do campo de Carmópolis", Relatório Técnico, Aracaju, E&P-SEAL, 27 pp.

Bonet, E. J. and Gabrielli, M. L., 1985, “Propriedades das Rochas”. Apostila do curso de Engenharia de Petróleo, Petrobras, 103 pp.

Computer Modelling Group, 1999, “IMEX User’s Manual”, Calgary, Alberta, Canada, 617 pp.

Feitosa, G. S., 1987, “Um simulador analítico de reservatório”, I Encontro Técnico sobre Simulações Matemáticas de Reservatórios, Nova Friburgo, 8-13 November, 11 pp.

Gourley, E. N., Ertekin, T., 1997, “Application of a Local Grid Refinement Technique to Model Impermeable Barriers in Reservoir Simulation”, Paper SPE 39216. SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, KY, 22-24 October, 49-57.

Heinemann, Z. E., Gerken, G., Hantelmann, G. V., 1983, “Using Local Grid Refinement in a Multiple-application Reservoir Simulator”, Paper SPE 12255. Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, CA, 15-18 November, 205-218..

Journel, A.G., 1989, “Fundamentals of Geostatistics in Five Lessons”, Vol. 8, American Geophysical Union, Washington, D.C.

Lake, L. W., 1989, “ Enhanced oil recovery”. Prentice-Hall, Inc. A Division of Simon & Schuster, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 550 pp.

Lin, H. C., 1975, “A Method for bounding irregulary shaped reservoirs subject to unsteady state flow”, PhD Dissertation, University of Texas at Austin.

Matthews, C. S., Brons, F. and Hazebroek, P., 1954, “A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir”, Trans. AIME, 201, 182-191.

Milanez, P. V. A., 1997, “Tratamento, Integração e Interpretação de Dados de Petrofísica”, Apostila do curso Propriedades das Rochas, Petrobrás, 51 pp.

Nacul, E. C., Leprete, C., Pedrosa, O. A. Jr., Girard, P., Aziz, K., 1990, "Efficient use of domain decomposition and local grid refinement in reservoir simulation". Paper SPE 20740. 65th Annual Technical Conference and Exhibition fo the Society fo Petroleum Engineers, New Orleans, LA, 23-26 September, 245-256.

Pedroso Jr., 1999, "Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios", 125f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas-SP.

Pizarro, J. O. S., 1992, "Curso Básico de Simulação", DEPRO/DICOP/SEPRO-NS, Petrobras, 27 pp.

Rabinovitz, A., 1989, "Avaliação de locações explotatórias de poços produtores de óleos e gás associado em reservatórios heterogêneos de campos parcialmente desenvolvidos". 98f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas-SP.

Schiozer, D. J., 1995, "Fundamentos de Simulação Numérica de Reservatórios". 56f. Apostila do curso de Simulação Numérica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas – SP.

Silva, G. A., 1991, "Aplicação do método de subdomínios para simulação de reservatórios naturalmente fraturados". 129f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas-SP.

Taylor, T. D., 1979, "A New Method for Determining Average Reservoir Pressure from a Single Well Buildup Test", PhD Dissertation the University of Texas at Austin.

Wasserman, M. L., 1987, “Local Grid Refinement for Three-Dimensional Simulators”, Paper SPE 16013. Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, 1-4 February, 231-241.

Apêndice A - Exemplo de Arquivo de Entrada de Dados

```
 RESULTS SIMULATOR IMEX
*****************************************************************************
**Campo.dat                                                                 **
*****************************************************************************
**FILE: Campo.DAT                                                           **
**MODEL:    68x36x6                                                         **
*****************************************************************************
**I/OControl Section                                                        **
*****************************************************************************
 TITLE1
 'Campo'
 TITLE2
 'Modelo Base'
 TITLE3
 '(16/10/2001)'
 INUNIT *MODSI
 WPRN   *WELL   0
 WPRN   *GRID   0
 WPRN   *ITER   *BRIEF
 OUTPRN *WELL   *BRIEF
 OUTPRN *RES    *NONE
 OUTPRN *TABLES *NONE
 OUTPRN *GRID   *NONE
 WSRF   *GRID   *TIME
 WSRF   *WELL   *TIME
 OUTSRF *GRID   *SO *SW *SG *PRES **FLUX **VELOC
*****************************************************************************
** Reservoir Description Section
*****************************************************************************
 RESULTS XOFFSET       352279.0000
 RESULTS YOFFSET      7520605.0000
 RESULTS ROTATION          -24.7639
 GRID
*****************************************************************************
** Definition of fundamental cartesian grid
*****************************************************************************
 VARI 68 36 6
 KDIR DOWN
** Block dimensions in X(I) direction.
 DI IVAR
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
        112.5        112.5
** Block dimensions in Y(J) direction.
 DJ JVAR
        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
```

```
       112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
       112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
       112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
       112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
       112.5        112.5        112.5        112.5        112.5        112.5
** Block thicknesses in Z (K) direction.
 DK ALL
**   K = 1,  J = 1
      0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004
      0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004
      0.0004      2.83761      2.83761      2.87848      3.18786      2.38744
     2.37775      1.05837      1.16375      1.49736      1.51223       1.6949
     1.85697      1.81555      1.93348      2.08834      2.30286      2.40695
     2.41879      2.46285      2.92431      3.44669      3.66466      2.75328
    0.457858      2.62454      2.63865       1.7456      1.33054      1.32375
     1.32319     0.794312     0.704334     0.123744     0.205552     0.298504
    0.277431     0.220571     0.220571     0.128498    0.0968928      0.10488
     0.10488     0.249115     0.288701     0.425522      0.43043     0.453151
      0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004       0.0004
      0.0004       0.0004
 .
 .
 .
 DTOP
**   J = 1
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0      3137.46      3132.97      3128.63      3129.32       3129.4
     3115.07      3107.79      3108.28         3106      3101.95       3097.2
     3089.72      3085.21      3076.64      3069.72      3063.55      3057.76
     3053.56      3050.33      3050.03      3048.87      3042.27      3047.12
      3046.8       3056.1      3065.46      3100.72      3097.08      3103.19
     3106.36      3111.05       3118.4      3128.66      3140.29      3149.92
     3154.51      3161.65      3165.18       3176.4      3181.58      3183.61
     3185.41      3195.88      3196.17      3197.31      3201.87      3202.49
     3202.49            0            0            0            0            0
           0            0
 .
 .
 .
 NULL ALL
**   K = 1,  J = 1
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            1
           1            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            0
 .
 .
 .
 PINCHOUTARRAY ALL
**   K = 1,  J = 1
           0            0            0            0            0            0
           0            0            0            0            0            0
           0            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           1            1            1            1            1            1
           0            0            0            0            0            0
           0            0
 .
 .
 .
```

```
 POR  ALL
**   K = 1,  J  = 1
            0            0            0            0            0            0
            0            0            0            0            0            0
            0     0.230837     0.230837     0.224211     0.220974     0.219026
     0.218942     0.211585     0.210394     0.211641     0.211652      0.21168
     0.211673     0.211766     0.211842     0.211635     0.212195      0.21213
     0.212105      0.21201     0.200309     0.199007     0.199371     0.200852
     0.216796     0.231103     0.231197      0.22551     0.221071     0.207964
     0.206889       0.1996     0.196645      0.18616     0.183973     0.180261
     0.178301     0.177702     0.177702     0.196822     0.202745     0.209191
     0.209191     0.251258      0.26355     0.266221     0.266334      0.26692
            0            0            0            0            0            0
            0            0
**   K = 1,  J  = 2
 .
 .
 .
 NETGROSS  ALL
**   K = 1,  J  = 1
            0            0            0            0            0            0
            0            0            0            0            0            0
            0     0.931547     0.931547     0.867683     0.817876     0.807305
     0.806578     0.737579     0.691616     0.688016     0.686572     0.677516
     0.673905     0.681768     0.676852     0.661589     0.660218     0.657917
     0.658269     0.659577     0.792703     0.825041     0.837752     0.855705
     0.949025     0.857232     0.856634     0.791929     0.688084     0.644076
     0.640469     0.648479      0.65498     0.653231     0.660352     0.668235
     0.659694     0.646246     0.646246      0.53235     0.500679     0.434597
     0.434597     0.714764     0.796908      0.95713      0.96402       0.9999
            0            0            0            0            0            0
            0            0
 .
 .
 .
 CPOR    54.40E-6
 PRPOR    1.0
 PERMI  ALL
**   K = 1,  J  = 1
            0            0            0            0            0            0
            0            0            0            0            0            0
            0      607.308      607.308      582.052      573.292      567.349
      567.031       543.88      536.019      535.341      535.092      534.554
        534.2      535.552      534.997      532.704      532.711       533.01
      533.084      533.356      472.001      485.382      495.556       441.28
      607.377      629.482      629.626      643.631      665.218       672.74
      673.357      596.085      556.128      499.219      468.634      435.514
      424.404      419.507      419.507      451.204      460.386       477.62
       477.62      658.333      711.135      722.954      723.458      726.067
            0            0            0            0            0            0
            0            0
 .
 .
 .
 PERMJ  *EQUALSI
 PERMK  ALL
**   K = 1,  J  = 1
            0            0            0            0            0            0
            0            0            0            0            0            0
            0      10.6165      10.6165      9.34179      9.08288      9.05473
      9.03821        8.394      8.33612      8.14625      8.13785      7.95343
      7.86127      7.88501      7.80046      7.69568      7.56039       7.4532
      7.44946      7.43555      6.56565      6.96597      7.19053      7.55087
      11.8814      9.45158      9.43577      8.89823       7.3678      7.02425
      6.99609      6.92155      6.89049      6.73331      6.71815      6.40716
      5.78373        5.257        5.257      2.88474       2.1517      1.24135
      1.24135      1.86584      2.04639      1.71531      1.70124      1.62849
            0            0            0            0            0            0
            0            0
 .
 .
 .
 SECTOR ' SUBCAMPO'  33:48  13:28  1:6
 LEASE  ' LE'  33:33  13:28  1:6  *IDIR
```

```
LEASE 'LD'  49:49 13:28 1:6 *IDIR
LEASE 'LS'  33:48 13:13 1:6 *JDIR
LEASE 'LI'  33:48 29:29 1:6 *JDIR
LEASE 'LE1'  33:33 13:28 1:1 *IDIR
LEASE 'LD1'  49:49 13:28 1:1 *IDIR
LEASE 'LS1'  33:48 13:13 1:1 *JDIR
LEASE 'LI1'  33:48 29:29 1:1 *JDIR
.
.
.
*****************************************************************************
MODEL *BLACKOIL
*****************************************************************************
** Component Property Section
*****************************************************************************
PVT
** p        rs          bo          eg          viso        visg
  1.000    0.000       1.0000      3.00000     5.000       0.01150
 18.310   20.970       1.1622     14.47460     2.423       0.01150
 21.270   24.030       1.1728     17.13560     2.297       0.01150
 22.360   24.700       1.1760     18.11260     2.260       0.01150
 30.920   29.550       1.1880     25.81100     2.122       0.01150
 31.220   29.710       1.1881     26.08070     2.116       0.01160
 39.990   34.650       1.2023     33.96490     2.008       0.01180
 46.390   38.200       1.2100     39.71850     1.900       0.01196
 52.830   41.590       1.2185     45.50810     1.841       0.01242
 69.030   50.000       1.2379     60.07190     1.645       0.01334
 79.760   55.360       1.2507     69.71810     1.566       0.01380
 92.090   61.300       1.2652     80.80280     1.470       0.01472
 116.00   72.570       1.2934     102.2979     1.325       0.01633
 136.89   83.100       1.3185     121.0780     1.220       0.01771
 150.98   90.550       1.3354     133.7449     1.138       0.01863
 175.00   100.00       1.3650     155.3360     1.045       0.02070
 211.41   113.49       1.4083     188.0715     0.932       0.02323
 225.00   118.70       1.4250     201.0000     0.900       0.02450
 250.00   127.50       1.4550     223.0000     0.830       0.02650
 275.00   136.00       1.4850     245.0000     0.770       0.02880
 300.00   145.00       1.5150     268.0000     0.720       0.03100
 325.00   154.00       1.5450     290.0000     0.670       0.03340
 350.00   164.00       1.5750     313.0000     0.620       0.03570
 400.00   184.00       1.6300     345.0000     0.550       0.04000
DENSITY *OIL   887.00      ** considerado média das liberações da PVT (28 API).
DENSITY *GAS     1.11      ** liberação flash da PVT.
DENSITY *WATER 1000.00
CO      1.40E-4            ** análise PVT.
BWI     1.03               ** obtido no McCain.
CW    43.0E-6
REFPW 1.0
VWI     0.4                ** obtido no John Lee.
CVW     0.0
*****************************************************************************
ROCKFLUID
*****************************************************************************
** Rock-Fluid Property Section
*****************************************************************************
RPT 1
SWT
** sw        krw         krow            Pcap
 0.180      0.00000     0.82608         0.79148
 0.183      0.00154     0.81746         0.63315
 0.187      0.00363     0.80591         0.53820
 0.190      0.00522     0.79720         0.34823
 0.200      0.01065     0.76796         0.20580
 0.240      0.03428     0.64920         0.11715
 0.280      0.06058     0.53183         0.07598
 0.340      0.10388     0.36868         0.05700
 0.400      0.15017     0.23142         0.04433
 0.460      0.19765     0.12714         0.03165
 0.500      0.22906     0.07718         0.02535
 0.550      0.26711     0.03576         0.02213
 0.600      0.30284     0.01443         0.01898
 0.650      0.33519     0.00738         0.01740
 0.700      0.36313     0.00639         0.01583
 0.750      0.38559     0.00082         0.01425
```

```
 0.800      0.40153     0.00000          0.01268
 0.850      0.40990     0.00000          0.01110
 0.900      0.41040     0.00000          0.00953
 SGT
** sg       krg                 krog
 0.040      0.000000000         0.826080000
 0.081      0.028358788         0.293417070
 0.122      0.060563300         0.147744212
 0.163      0.095890763         0.082943397
 0.204      0.133618400         0.058056768
 0.245      0.173023438         0.049187012
 0.286      0.213383100         0.044330048
 0.327      0.253974613         0.039060044
 0.368      0.294075200         0.033066752
 0.409      0.332962088         0.027545165
 0.450      0.369912500         0.023437500
 0.491      0.404203663         0.020527503
 0.532      0.435112800         0.017387072
 0.573      0.461917138         0.012175209
 0.614      0.483893900         0.004289288
 0.655      0.500320313         0.000000000
 0.696      0.510473600         0.000000000
 0.737      0.513630988         0.000000000
*******************************************************************************
 INITIAL
*******************************************************************************
**Initial Conditions Section
*******************************************************************************
 USER_INPUT
 PB *CON      211.41
 PRES ALL
 **   K = 1,  J = 1
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0     196.057     196.057     194.448     193.438     192.371
      192.351     189.502     187.291     185.933     185.821     184.718
      183.756     184.213      183.51     182.231     181.295     180.706
      180.638     180.382     184.647      180.13     177.446     194.434
      164.085     167.015     167.035     166.432     167.024     167.364
      167.392     168.385     168.915     170.046     170.535     171.574
      172.312     172.637     172.637     174.146     174.635     175.012
      175.012     175.972     176.252     177.165     177.205     177.408
            0           0           0           0           0           0
            0           0
 .
 .
 .
 SO ALL
**   K = 1,  J = 1
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0  0.000548618   0.0808816
    0.0799853    0.170686    0.370339    0.426968    0.434697    0.502118
     0.553435    0.516792    0.557653    0.647194     0.68727    0.719389
     0.722193    0.732619    0.736863    0.740083    0.737135    0.755476
     0.769136    0.249792     0.24641    0.557107    0.683294    0.263295
     0.228872    0.172856    0.167184           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0           0
 .
 .
 .
 SW ALL
**   K = 1,  J = 1
            0           0           0           0           0           0
            0           0           0           0           0           0
            0           1           1           1    0.999448    0.916989
     0.917951    0.826302    0.611646    0.550383    0.542059    0.470525
     0.416273    0.455723    0.412213    0.316488    0.273762    0.240138
     0.237271    0.226608    0.194273    0.189229    0.188035    0.181576
     0.181002    0.734049     0.73765    0.402482     0.26498    0.716804
     0.753834    0.814072    0.820166           1           1           1
```

```
            1            1            1            1            1            1
            1            1            1            1            1            1
            0            0            0            0            0            0
            0            0
.
.
.
NUMERICAL
*****************************************************************************
**Numerical Control Section
*****************************************************************************
DTMAX          31.0
DTMIN           0.1
MAXSTEPS       1000
NORM *PRESS    10.0
NORM *SATUR     0.08
AIM  *THRESH    0.25 0.25
*****************************************************************************
RUN
*****************************************************************************
** Well and Recurrent Data Section
*****************************************************************************
DATE 1989 5 31
DTWELL 1.0
WELL 1 'NA01A'
PRODUCER 1
OPERATE  *MAX *STO 800.0
OPERATE  *MIN *BHP 130.0
MONITOR  *WCUT 0.8      *RECOMPLETE *UP
MONITOR  *GOR  500.0    *RECOMPLETE *DOWN
MONITOR  *MIN *STO 30   *SHUTIN
PERF        *WI              1
            31       18      1    1000
            31       18      2    1000
            31       18      3    1000
            31       18      4    1000
WELL 2 'RJS19'
PRODUCER 2
OPERATE  *MAX  *STO 800.0
OPERATE  *MIN  *BHP 136.0
MONITOR  *WCUT 0.8      *RECOMPLETE *UP
MONITOR  *GOR  500.0    *RECOMPLETE *DOWN
MONITOR  *MIN *STO 50   *SHUTIN
PERF     *WI            2
         29     28      1       1000
         29     28      2       1000
         29     28      3       1000
         29     28      4       1000
         29     28      5       1000
WELL  3 'NA03D'
PRODUCER       3
OPERATE  *MAX *STO 800.0
OPERATE  *MIN *BHP 130.0
MONITOR  *WCUT 0.8      *RECOMPLETE *UP
MONITOR  *GOR  500.0    *RECOMPLETE *DOWN
MONITOR  *MIN *STO 30   *SHUTIN
PERF       *WI       3
           34   10   1   1000
           34   10   2   1000
           34   10   3   1000
           34   10   4   1000
.
.
.
OPEN 1:45
SHUTIN 4 23 24
TIME 30
TIME 30
TIME 60
TIME 90
.
.
.
STOP
```