UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

JOÃO CARLOS VON HOHENDORFF FILHO

Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção

CAMPINAS
2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **João Carlos von Hohendorff Filho** aprovada pela Comissão julgadora em **03/05/2012**.

Denis José Schiozer

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção

Autor: João Carlos von Hohendorff Filho
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: (Reservatórios e Gestão ou Explotação)

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

Campinas, 2012
SP – Brasil

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

H661a

Hohendorff Filho, João Carlos von
Avaliação do acoplamento explícito entre simulação de reservatório e sistema de produção / João Carlos von Hohendorff Filho. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

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

1. Reservatórios. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Evaluation of explicit coupling between reservoir simulator and production facilities system
Palavras-chave em Inglês: Reservoir
Área de concentração: Reservatórios e Gestão
Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo
Banca examinadora: Daniel Nunes de Miranda Filho, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
Data da defesa: 03-05-2012
Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção

Autor: João Carlos von Hohendorff Filho
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

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

Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho
PETROBRAS

Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP

Campinas, 03 de maio de 2012

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Jesus Cristo, o Messias, a quem o louvor, e a honra, e a glória, e o domínio sejam pelos séculos dos séculos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelo dom maravilhoso da vida, pela capacidade e inteligência que me concedeu, por dar sentido à minha existência e por estar desde o início conduzindo os meus passos.

Ao orientador e professor Denis José Schiozer pelo incentivo, atenção, paciência e disposição para me atender sempre que solicitado.

Ao meu gerente Luís Carlos Gomes Pires por acreditar no meu potencial e permitir realizar este treinamento de longo prazo junto à UNICAMP.

À minha esposa Elaine, por sua compreensão e apoio em todos os momentos.

Aos meus pais João Carlos e Eliana, que investiram em mim desde cedo com carinho, tempo, esforço, atenção e dedicação.

Aos colegas Henrique Cotrim e Rodrigo Carpio, que fizeram muitas contribuições importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas Hernani Paiva, Tiago Amorim e Marcos Rachid que compartilharam bons momentos durante o nosso período de mestrado.

Ao DEP (FEM), CEPETRO e UNICAMP pela utilização das instalações e pelo apoio ao desenvolvimento do trabalho.

Aos amigos do Grupo UNISIM, em especial a Paulo Drumond e Célio Maschio.

A todos os amigos, colegas, professores e funcionários do DEP que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desse trabalho.

À PETROBRAS pelo apoio financeiro.

"Porque em Jesus Cristo foram criadas todas as coisas nos céus e na terra, as visíveis e as invisíveis, sejam tronos, sejam dominações, sejam principados, sejam potestades; tudo foi criado por ele e para ele. Ele é antes de todas as coisas, e nele subsistem todas as coisas."

Paulo de Tarso

RESUMO

HOHENDORFF FILHO, João Carlos von, Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 165 p. Dissertação de Mestrado.

Várias metodologias de acoplamento entre reservatórios e sistemas de produção têm sido aplicadas na indústria de petróleo nos últimos anos devido à necessidade de modelar adequadamente projetos de produção de petróleo cada vez mais complexos, que envolvem a solução integrada dos modelos que representam o escoamento de fluidos desde o reservatório até a superfície.

Estas metodologias são utilizadas para fazer a previsão da produção de múltiplos reservatórios, compartilhando plataformas de produção com capacidades de produção e injeção limitadas gerenciadas por sistemas de produção complexos. Elas podem ser agrupadas em dois tipos básicos: metodologias de acoplamento implícito e explícito.

A metodologia explícita é uma possível escolha para integrar simulações porque permite acoplar simuladores distintos para modelar o sistema com um todo adequadamente e também fornecer flexibilidade no estudo de alternativas de gerenciamento de poços. Esta metodologia, contudo, deve ser testada para verificar a qualidade dos resultados e eficiência.

Desta forma, um estudo de validação da metodologia de acoplamento explícita é apresentado neste trabalho onde o sistema de produção é testado em condições operacionais comuns durante a produção e injeção de fluidos, verificando vantagens e limitações da metodologia explícita. Alguns métodos para o melhoramento da resposta explícita são propostos e avaliados.

Um exemplo de aplicação mostra o ganho na flexibilidade de priorização de poços no gerenciamento de grupo obtido pelo uso de uma metodologia externa ao simulador de reservatórios.

O acoplamento explícito, como implementado, mesmo com alguns problemas relacionados a instabilidade da solução numérica em situações específicas, apresentou resultados satisfatórios para a integração entre os simuladores, honrando as restrições operacionais fixadas nos casos de avaliação. Algumas análises em relação ao tempo total de simulação acoplada são apresentadas, mostrando uma não dependência do tamanho do problema em relação ao tempo total gasto.

Palavras-Chave

Acoplamento, Simulação, Reservatórios, Sistema de produção

ABSTRACT

HOHENDORFF FILHO, João Carlos von. Evaluation of Explicit Coupling between Reservoir Simulators and Production Facilities System. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 165 p. Dissertação de Mestrado.

Various methodologies to model the coupling of reservoirs and production systems have been applied in the oil industry in recent years due to the need to model properly the integrated solution of models that represent the flow of fluids through the reservoir to the surface.

These methodologies are used to forecast production of multiple reservoirs, sharing production facilities with limited capacities ruled by complex systems. They can be grouped into two basic types: implicit and explicit coupling methodologies. Explicit methodology can be an efficient choice to integrate simulations because it allows coupling adequate simulators to model the whole system and also to add flexibility to study well management alternatives.

A validation study of explicit coupling methodology is presented in this work where the production system is tested on common operating conditions during production and injection of fluids, verifying benefits and limitations of the methodology. Some methods for improving the explicit response are proposed and evaluated.

An example of application verifies the gain of flexibility in well prioritization by the group management obtained by use of an external methodology for reservoir simulator.

The explicit coupling, as implemented, even with some problems related to instability of numerical solution in specific situations, has shown a satisfactory result for the integration between the simulators, honoring operating constraints. Some analyses about elapsed time of coupling simulation are shown.

Key Words

Coupling, simulation, reservoir, production system

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS ..... **xvii**

LISTA DE TABELAS ..... **xix**

LISTA DE NOMENCLATURAS ..... **xxi**

1. INTRODUÇÃO **1**

1.1. Motivação 2

1.2. Objetivos 3

1.3. Descrição do Texto 3

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA **5**

2.1. Definições na produção de petróleo 5

2.2. Modelo de Reservatório 6

2.2.1. Equações de escoamento no meio poroso 7

2.3. Modelo de Poço 10

2.3.1. Equações de escoamento radial 11

2.3.2. Modelo de poço para a simulação de reservatório 12

2.4. Modelo de Sistema de Produção 14

2.4.1. Escoamento multifásico nas tubulações 15

2.5. Rede de coleta 17

2.6. Acoplamento Reservatório e Coluna de Produção do Poço 18

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 21

3.1. Necessidade da integração dos Modelos de Reservatório e Sistemas de Produção 21

3.2. Metodologias de acoplamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção 23

3.3. Balanceamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção.. 28

3.4. Representação de fluido *black-oil* 31

3.5. Gerenciamento de poços na previsão de produção 32

3.6. Correções para a solução de acoplamento explícita 34

4. METODOLOGIA 37

4.1. A abordagem de acoplamento entre reservatório e sistema de produção 37

4.2. Metodologias de correção 40

4.3. Metodologia de gerenciamento de poços 42

4.4. Escolha de casos para validação da Metodologia Explícita 43

4.5. Escolha de caso para aplicação da Metodologia Explícita 44

5. APLICAÇÃO 46

5.1. Casos de validação da Metodologia Explícita 46

5.2. Caso de aplicação da Metodologia Explícita 48

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO 58

6.1. Casos de validação da Metodologia Explícita 58

6.1.1. Caso 1 – controle de poços no fundo do poço, sem metodologias de correção ACET e IPRc 58

6.1.2. Caso 1 - controle de poços no fundo do poço, com metodologias de correção ACET e IPRc 68

6.1.3. Caso 2 - controle de poços na cabeça do poço, sem metodologias de correção ACET e IPRc 78

6.1.4. Caso 2 - controle de poços na cabeça do poço, com metodologias de correção ACET e IPRc 87

6.1.5. Caso 3 - controle de poços no fundo do poço e restrição de grupo, com metodologia de correção IPRc e metodologia WellPrior 97

6.2. Caso de aplicação da metodologia explícita 108

6.3. Análise dos tempos computacionais 121

6.4. Discussão 123

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 129

7.1. Conclusões 129

7.2. Recomendações 131

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 134

ANEXO I 139

Desenvolvimento da Formulação da Metodologia de Correção da Curva de IPR para Poços Injetores (IPRc) 139

ANEXO II 141

Algoritmo do Simulador do Sistema de Produção 141

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 - Típica rede de produção marítima (Díez et al, 2005) 6
Figura 2-2 - Bloco de controle do simulador de reservatório (Fanchi, 2006)..... 7
Figura 2-3: Tratamento do poço dentro do simulador de reservatório (Schiozer, 2010)..... 12
Figura 2-4: Rede de coleta (Schiozer, 1994) 17
Figura 2-5: Ilustração da IPR versus TPC (Fanchi, 2006)..... 19
Figura 3-1: Fluxograma da resolução das metodologias de acoplamento (adaptado de Coats et al, 2003)..... 24
Figura 3-2: IPR com modificação do tempo (adaptado de Fanchi, 2006) 35
Figura 4-1: Fluxograma do programa de acoplamento..... 39
Figura 5-1 - Mapa de permeabilidade do modelo de validação..... 47
Figura 5-2 - Mapa de topo do modelo do Campo de Namorado com posicionamento dos poços 49
Figura 5-3 - Fator Volume Formação do Óleo para os Fluidos A e B..... 51
Figura 5-4 - Solubilidade do Gás para os Fluidos A e B 52
Figura 5-5 - Viscosidade do Óleo para os Fluidos A e B 52
Figura 5-6 - Fator Volume Formação do Gás para os Fluidos A e B 53
Figura 5-7 - Viscosidade do Gás para os Fluidos A e B..... 53
Figura 5-8 - Curva de Permeabilidade Relativa à Água para as Rochas A e B 55
Figura 5-9 - Curva de Permeabilidade Relativa ao Gás para as Rochas A e B 55
Figura 6-1 - Injeção de água do poço injetor IV-001..... 59
Figura 6-2 - Pressão de fundo de poço do injetor IV-001 59
Figura 6-3 - Produção de óleo do poço produtor PV-001 60
Figura 6-4 - Produção de água do poço produtor PV-001..... 60
Figura 6-5 - Pressão de fundo de poço do produtor PV-001 61
Figura 6-6 - Produção de líquido do poço produtor PV-001..... 61
Figura 6-7 - Corte de água do poço produtor PV-001 62

Figura 6-8 - Produção de óleo do poço produtor PV-003 62
Figura 6-9 - Produção de água do poço produtor PV-003 63
Figura 6-10 - Pressão de fundo de poço do produtor PV-003 63
Figura 6-11 - Produção de líquido do poço produtor PV-003 64
Figura 6-12 - Corte de água do poço produtor PV-003 64
Figura 6-13 - Produção total de óleo dos poços produtores 65
Figura 6-14 - Produção total de óleo dos poços produtores 65
Figura 6-15 - Produção total de líquido dos poços produtores 66
Figura 6-16 - Corte de água total dos poços produtores 66
Figura 6-17 - Injeção de água do poço injetor IV-001 69
Figura 6-18 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001 69
Figura 6-19 - Produção de óleo do poço produtor PV-001 70
Figura 6-20 - Produção de água do poço produtor PV-001 70
Figura 6-21 – Pressão de fundo do poço produtor PV-001 71
Figura 6-22 - Produção de líquido do poço produtor PV-001 71
Figura 6-23 - Corte de água do poço PV-001 72
Figura 6-24 - Produção de óleo do poço produtor PV-003 72
Figura 6-25 - Produção de água do poço produtor PV-003 73
Figura 6-26 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003 73
Figura 6-27 - Produção de líquido do poço produtor PV-003 74
Figura 6-28 - Corte de água do poço PV-003 74
Figura 6-29 – Produção total de óleo dos poços produtores 75
Figura 6-30 - Produção total de água dos poços produtores 75
Figura 6-31 - Produção total de líquido dos poços produtores 76
Figura 6-32 - Corte de água total dos poços produtores 76
Figura 6-33 - Injeção de água do poço injetor IV-001 78
Figura 6-34 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001 79
Figura 6-35 - Produção de óleo do poço produtor PV-001 79
Figura 6-36 - Produção de água do poço produtor PV-001 80
Figura 6-37 - Pressão de fundo do poço PV-001 80

Figura 6-38 - Produção de líquido do poço produtor PV-001 81
Figura 6-39 - Corte de água do poço produtor PV-001 81
Figura 6-40 - Produção de óleo do poço produtor PV-003 82
Figura 6-41 - Produção de água do poço produtor PV-003 82
Figura 6-42 - Pressão de fundo do poço PV-003 83
Figura 6-43 - Produção de líquido do poço produtor PV-003 83
Figura 6-44 - Corte de água do poço produtor PV-003 84
Figura 6-45 - Produção total de óleo dos poços produtores 84
Figura 6-46 - Produção total de água dos poços produtores 85
Figura 6-47 - Produção total de líquido dos poços produtores 85
Figura 6-48 - Corte de água total dos poços produtores 86
Figura 6-49 - Injeção de água do poço injetor IV-001 88
Figura 6-50 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001 88
Figura 6-51 - Produção de óleo do poço produtor PV-001 89
Figura 6-52 - Produção de água do poço produtor PV-001 89
Figura 6-53 - Pressão de fundo do poço produtor PV-001 90
Figura 6-54 - Produção de líquido do poço produtor PV-001 90
Figura 6-55 - Corte de água do poço PV-001 91
Figura 6-56 - Produção de óleo do poço produtor PV-003 91
Figura 6-57 - Produção de água do poço produtor PV-003 92
Figura 6-58 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003 92
Figura 6-59 - Produção de líquido do poço produtor PV-003 93
Figura 6-60 - Corte de água do poço PV-003 93
Figura 6-61 - Produção total de óleo dos poços produtores 94
Figura 6-62 - Produção total de água dos poços produtores 94
Figura 6-63 - Produção total de líquido dos poços produtores 95
Figura 6-64 - Corte total de água dos poços produtores 95
Figura 6-65 - Injeção de água do poço injetor IV-001 98
Figura 6-66 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001 98
Figura 6-67 - Produção de óleo do poço produtor PV-001 99

Figura 6-68 - Produção de água do poço produtor PV-001 99
Figura 6-69 - Pressão de fundo do poço produtor PV-001 100
Figura 6-70 - Produção de líquido do poço produtor PV-001 100
Figura 6-71 - Corte de água do poço PV-001 101
Figura 6-72 - Produção de óleo do poço produtor PV-003 101
Figura 6-73 – Produção de água do poço produtor PV-003 102
Figura 6-74 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003 102
Figura 6-75 - Produção de líquido do poço produtor PV-003 103
Figura 6-76 - Corte de água do poço PV-003 103
Figura 6-77 - Produção total de óleo dos poços produtores 104
Figura 6-78 - Produção total de água dos poços produtores 104
Figura 6-79 - Produção total de líquido dos poços produtores 105
Figura 6-80 - Corte de água total dos poços produtores 105
Figura 6-81 - Produção total de líquido do Campo 108
Figura 6-82 - Produção total de líquido do Reservatório 1 109
Figura 6-83 - Produção total de líquido do Reservatório 2 109
Figura 6-84 - Produção total de líquido do Reservatório 3 110
Figura 6-85 - Injeção total de água do Campo 110
Figura 6-86 - Injeção total de água do Reservatório 1 111
Figura 6-87 - Injeção total de água do Reservatório 2 111
Figura 6-88 - Injeção total de água do Reservatório 3 112
Figura 6-89 - Produção total de óleo do Campo 112
Figura 6-90 - Produção total de óleo do Reservatório 1 113
Figura 6-91 – Produção total de óleo do Reservatório 2 113
Figura 6-92 - Produção total de óleo do Reservatório 3 114
Figura 6-93 - Produção total de água do Campo 114
Figura 6-94 - Produção total de água do Reservatório 1 115
Figura 6-95 - Produção total de água do Reservatório 2 115
Figura 6-96 - Produção total de água do Reservatório 3 116
Figura 6-97 - Corte de água total do Campo 116

Figura 6-98 - Corte de água total do Reservatório 1..... 117
Figura 6-99 - Corte de água total do Reservatório2..... 117
Figura 6-100 - Corte de água total do Reservatório 3..... 118
Figura 6-101 - Densidade da mistura das correntes de óleo..... 121
Figura 6-102 – Densidade da mistura das correntes de gás..... 121
Figura 6-103 - Exemplo de aplicação da metodologia de correção IPRc para poço injetor..... 123

LISTA DE TABELAS

Tabela 5-1 – Configurações da metodologia WellPrior 48
Tabela 5-2 - Propriedades gerais dos modelos de simulação 49
Tabela 5-3 – Óleo e gás *in situ* para os modelos de simulação 50
Tabela 5-4 - Propriedades do Fluido A..... 50
Tabela 5-5 - Propriedades do Fluido B..... 51
Tabela 5-6 - Curvas de Permeabilidade Relativa à Água para as Rochas A e B..... 54
Tabela 5-7 - Curva de Permeabilidade Relativa ao Gás para as Rochas A e B..... 54
Tabela 5-8 - Cronograma de implantação das plataformas e abertura de poços 56
Tabela 5-9 - Rateio de produção de líquido e injeção de água por reservatório..... 57
Tabela 6-1 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água..... 68
Tabela 6-2 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água..... 78
Tabela 6-3 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água..... 87
Tabela 6-4 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água..... 97
Tabela 6-5 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água..... 107
Tabela 6-6 - Produção acumulada de óleo..... 120
Tabela 6-7 - Produção acumulada de água 120
Tabela 6-8 - Injeção acumulada de água..... 120
Tabela 6-9 – Tempo computacional médio por tipo de acoplamento 122
Tabela 6-10 – Tempo computacional médio normalizado 122

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

A	Área	[m²]
A_i	Coeficiente de interação i	
B	Fator volume de formação	[m³/m³]
B_j	Coeficiente de interação j	
ct	Compressibilidade total	[cm²/kgf]
C	Concentração de fluido no bloco	[kg/m³]
h_{net}	Espessura de areia	[m]
IP	Índice de produtividade do poço	[m³/d/kgf/cm²]
IP_w	Índice de produtividade do poço injetor de água	[m³/d/kgf/cm²]
J	Taxa de fluxo de massa por unidade de área normal à direção do fluxo	[kg/s/m²]
K	Permeabilidade absoluta	[mD]
kr	Permeabilidade relativa	
$m_{acumula}$	Massa de fluido que acumula no bloco	[kg]
m_{entra}	Massa de fluido que entra no bloco	[kg]
m_{sai}	Massa de fluido que sai no bloco	[kg]
N	Fator de amplificação/atenuação	
n_{sim}	Número de simulações simultâneas	
P	Pressão no bloco	[kgf/cm²]
p_{in}	Pressão de entrada na tubulação	[kgf/cm²]
p_{out}	Pressão de saída na tubulação	[kgf/cm²]
q	Vazão de fluido	[m³/d]
r	Distância	[m]
r_e	Raio de drenagem equivalente	[m]

r_w	Raio do poço	[m]
S	Saturação	
Skin	Dano do poço	
T	Constante	
t	Tempo de rodada	[d]
v	Velocidade	[m²/s]
x	Eixo cartesiano x	
y	Eixo cartesiano y	
z	Eixo cartesiano z	
Z	Cota vertical	[m]

Letras Gregas

Δ	Viscosidade cinemática	
ΔP	Diferença de Pressão	[kgf/cm²]
Δp_f	Queda de pressão por fricção	[kgf/cm²]
Δp_h	Queda de pressão por variação de energia potencial	[kgf/cm²]
Δp_{ke}	Queda de pressão por variação de energia cinética	[kgf/cm²]
Δp^w	Queda de pressão por perda de trabalho externa	[kgf/cm²]
Δx	Comprimento do bloco	[m]
Δy	Largura do bloco	[m]
Δz	Profundidade do bloco	[m]
Δt	Intervalo de tempo de simulação ou tempo integrado	[d]
Φ	Porosidade	
γ	Gradiente de pressão	
μ	Viscosidade	[cp]
ρ	Massa específica	[kg/m³]

Superescritos

CPU	Relativo à unidade de processamento central
total	Relativo ao total

Subscrito

a	Relativo à fase aquosa
g	Relativo à fase gasosa
i	Índice que varia de 1 a 3
j	Índice que varia de 1 a 4
l	Fase de fluido
n	Referente ao início do passo de tempo integrado atual
n+1	Referente ao início do passo de tempo integrado seguinte
n-1	Referente ao final do passo de tempo integrado anterior
o	Relativo à fase oléica
ref	Valor de referência
sc	Relativo às condições padrão de temperatura e pressão
x	Relativo ao eixo cartesiano x
y	Relativo ao eixo cartesiano y
z	Relativo ao eixo cartesiano z

Abreviações

BHP	*Bottom hole pressure* - Pressão de fundo de poço	[kgf/cm²]
CPU	*Central Processing Unit* - Unidade de processamento central	
IPR	*Inflow Performance Relationship* – pressão disponível de poço	
TPC	*Tubing Performance Curve* – pressão requerida de poço	
WHP	*Well head pressure* – pressão na cabeça do poço	[kgf/cm²]

Siglas

ACET	Metodologia de controle adaptativo de passo de tempo integrado	
IPRc	Metodologia de correção de IPR	
Np	Produção acumulada de óleo	[m³]
Wi	Injeção acumulada de água	[m³]
Wp	Produção acumulada de água	[m³]

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais objetivos de uma simulação numérica de um campo de petróleo é obter a estratégia otimizada para seu desenvolvimento e operação. Este processo tem sido tradicionalmente separado em duas etapas (simulações numéricas) distintas e dependentes: do modelo do reservatório e do modelo do sistema de produção.

Dada a incerteza intrínseca da modelagem do reservatório, a modelagem do sistema de produção passa por uma grande quantidade de alternativas, cuja representação adequada pode se tornar impraticável, obrigando a escolha de um modelo "padrão" para todos os casos estudados. Por outro lado, em projetos onde o sistema de produção já está previamente definido e as condições de contorno de produção e injeção estão delimitadas dentro de uma faixa operacional estreita, uma modelagem mais simplificada pode ser adotada sem perda de confiabilidade nos resultados.

No cenário atual de produção mundial, onde temos múltiplos reservatórios com produção compartilhada a várias plataformas com restrições operacionais, mistura de fluidos com propriedades diferentes, sistemas de produção posicionados longe da costa, entre outras demandas, se justifica a necessidade de uma integração mais detalhada entre a modelagem do reservatório e dos sistemas de produção.

Metodologias diversas têm sido sugeridas para obter esta integração, variando desde uma modelagem única de todo o sistema, geralmente conhecida como acoplamento implícito, até a passagem de informações de um modelo para outro em intervalos de tempo específicos, geralmente conhecido como acoplamento explícito ou sequencial.

Desde a metade do século passado, vários trabalhos acadêmicos e técnicos têm apresentado formas de como abordar esta integração de maneira adequada, procurando atender critérios de confiabilidade e eficiência.

Contudo, várias dificuldades estão relacionadas à aplicação das metodologias apresentadas, como o tamanho final do modelo unificado, a modelagem física adequada de cada parte do problema, a influência da solução numérica adotada e a disponibilidade de capacidade computacional empregada na simulação dos modelos.

1.1. Motivação

Sob o ponto de vista de modelagem do reservatório, o sistema de produção é uma condição de contorno para o escoamento no reservatório, que muda durante a vida produtiva de um campo de acordo com a dinâmica de escoamento nas instalações de produção. A modelagem adequada da integração entre o reservatório e o sistema de produção proporciona maior confiabilidade na simulação do comportamento do sistema. Para esta confiabilidade, há necessidade do acoplamento entre o reservatório e os sistemas de produção.

Com uma modelagem mais confiável, que resulta da integração entre as áreas, se pode partir para a otimização da produção, buscando um ganho de velocidade de desenvolvimento de projetos complexos. Contudo, a modelagem integrada é dificultada pela diferença de características entre os dois sistemas.

Com o surgimento de novas ferramentas que possibilitam o acoplamento dito explícito a cada passo de tempo determinado, há possibilidade de novas soluções para problemas até então não representadas adequadamente nos simuladores de reservatório, como campos com múltiplos reservatórios, poços inteligentes, acoplamento com simulações de unidades de processamento de petróleo, entre outros.

Entretanto, antes de partir para soluções complexas, é importante conhecer as formas de acoplamento e entender o processo de acoplamento entre os simuladores de escoamento em meio poroso e os simuladores de sistemas de produção.

Outro aspecto relevante é a flexibilidade decorrente do acoplamento explícito, a qual permitiria a aplicação de regras de gerenciamento de poços pré-definidas pelo usuário, diferentes às disponibilizadas dentro dos simuladores de reservatórios e de sistema de produção, o que pode trazer ganhos ao projeto de explotação do campo.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é estudar a formulação explícita envolvida no acoplamento entre a simulação de reservatório e a simulação de sistemas de produção com ferramentas de simulação disponíveis, em um cenário típico de produção marítima com poços de alta produtividade. A metodologia de acoplamento explícita foi escolhida para permitir a avaliação dos resultados obtidos através do acoplamento, além de ser a abordagem que melhor se adequa para o uso do simulador de reservatórios utilizado neste trabalho.

Para isto, é necessário desenvolver uma ferramenta de acoplamento entre o simulador de reservatórios *black-oil* IMEX® da CMG® e um simulador de sistema de produção simplificado. Este simulador de sistema de produção reproduzirá o escoamento multifásico em tubulações interligadas a uma rede de coleta de petróleo.

Como objetivo secundário, busca-se estudar as formulações envolvidas no acoplamento entre a simulação de reservatório e a simulação de sistemas de produção, explicando as diferenças entre as modelagens de acoplamento e suas implicações na resolução do sistema. Também deseja-se avaliar o impacto do acoplamento no gerenciamento dos poços produtores e injetores, e verificar quais são as informações básicas necessárias para o desenvolvimento de um projeto integrado entre reservatório e sistema de produção.

1.3. Descrição do Texto

Este trabalho está dividido em sete capítulos. No Capítulo 1 é apresentada uma breve introdução sobre o tema proposto, apresentando os objetivos e motivações deste trabalho.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica e conceitos importantes relativos ao tema proposto, necessários para o entendimento do texto.

O Capítulo 3 traz uma revisão bibliográfica de trabalhos publicados sobre acoplamento entre reservatório e sistemas de produção.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia geral adotada na pesquisa, descrevendo a metodologia de acoplamento utilizada, a descrição da ferramenta de acoplamento utilizada e as formulações necessárias para a avaliação da metodologia.

O Capítulo 5 apresenta a aplicação da metodologia da pesquisa, com a escolha dos casos para validação da metodologia de acoplamento e a aplicação de um caso que requer uma solução integrada.

Finalmente, os Capítulos 6 e 7 sumarizam as contribuições deste trabalho e apresentam algumas recomendações para pesquisa futura e idéias para garantir o aperfeiçoamento da metodologia adotada para a simulação integrada.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será realizada uma revisão breve dos principais conceitos teóricos que envolvem a integração entre Reservatório e Sistemas de Produção.

2.1. Definições na produção de petróleo

Segundo Economides et al (1994), a produção de petróleo envolve dois sistemas gerais distintos mas intimamente conectados: o reservatório, que é um meio poroso com características de armazenamento e escoamento únicas, e as estruturas artificiais, que incluem o poço, os equipamentos de fundo e cabeça de poço, e as instalações de superfície de coleta, separação e armazenamento.

Díez et al (2005) dividiram a produção de petróleo nos seguintes sistemas: o reservatório, que é um corpo de rocha em sub-superfície contendo porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e transmitir fluidos; o sistema de poços, que são perfurações para acessar o reservatório em localizações diversas; o sistema de coleta, que é uma rede de dutos que transportam e controlam o escoamento de fluidos dos poços para a planta de armazenamento ou processamento; e as instalações de superfície para separação e processamento. A Figura 2-1 apresenta alguns elementos que compõem uma rede de produção marítima, mostrando os poços perfurados até o reservatório, o sistema de coleta através de dutos e *manifolds* e a instalações de superfície.

Para modelar matematicamente a produção de petróleo, também é necessário decompô-la em partes. Cada parte e sua queda de pressão correspondente descrevem o caminho do petróleo dentro do reservatório, subindo a coluna de produção, atravessando a cabeça do poço ou fluindo por linhas horizontais e verticais para dentro de separadores ou outras instalações de superfície.

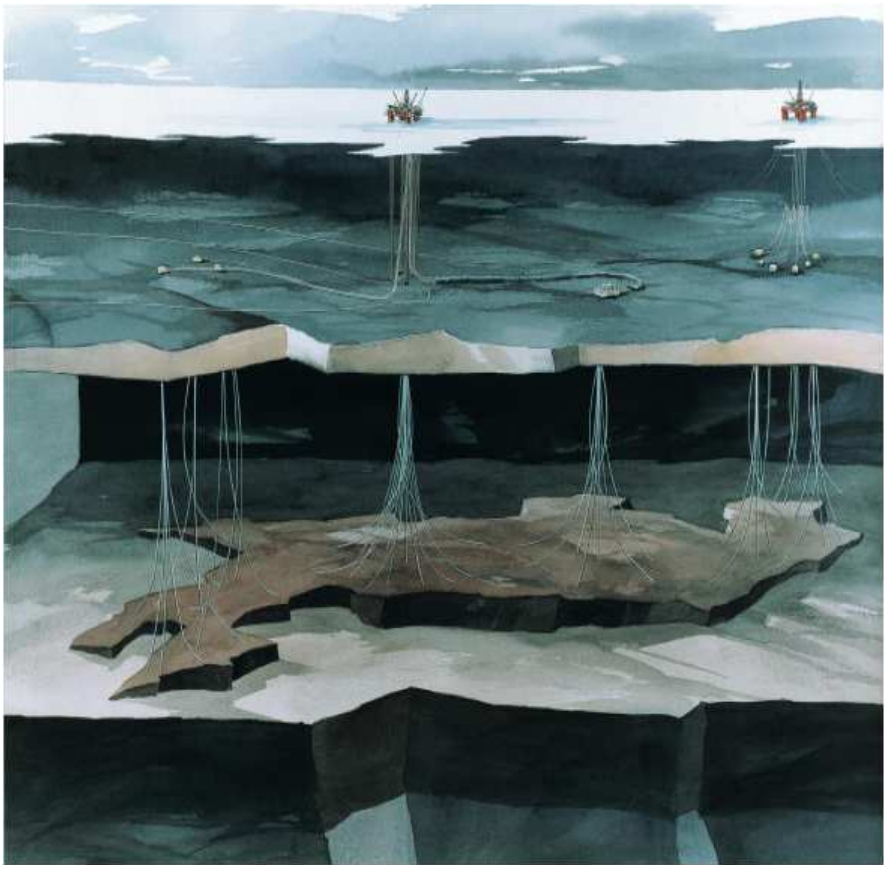

Figura 2-1 - Típica rede de produção marítima (Díez et al, 2005)

Os componentes do sistema são dependentes entre si. Em qualquer ponto ao longo do sistema, a vazão que a queda de pressão à montante pode entregar deve coincidir com a vazão que a queda de pressão à jusante pode permitir.

Para este trabalho, os sistemas principais são nomeados como: Reservatório, que abrange o meio poroso até a face da rocha junto ao fundo dos poços, e Sistema de Produção, que abrange toda a estrutura de coleta e transporte de fluidos, como a coluna de produção do poço, árvores de natal, reguladores de vazão (*chokes*), *manifolds*, dutos, dutos de elevação (*risers*), equipamentos de elevação artificial até a unidade de produção.

2.2. Modelo de Reservatório

Jahn et al (2003) descrevem a simulação de reservatórios como uma técnica na qual uma representação matemática computacional do reservatório é construída para prever seu comportamento dinâmico. O reservatório é dividido em uma quantidade de blocos de malha, os

quais possuem propriedades de fluido (viscosidade e propriedades PVT) e rocha (porosidade, saturação e permeabilidade) especificados.

A simulação de reservatórios opera baseada nos princípios de balanço de três principais forças atuando sobre as partículas de fluido (forças viscosa, gravitacional e capilar), nas leis básicas de conservação de massa, energia e momento, e no cálculo do escoamento de fluido de um bloco de malha para o próximo, baseado na Lei de Darcy. O mecanismo do escoamento de fluido é a diferença de pressão entre blocos de malha adjacentes. O cálculo do escoamento de fluido é executado repetidamente em pequenos avanços de tempo, e no final de cada passo de tempo uma nova saturação de fluido é calculada para cada bloco de malha.

Uma discussão aprofundada de tópicos relacionados à simulação de reservatórios pode ser encontrada em Ahmed e McKinney (2005), Aziz e Settari (1979), Ertekin, Abou-Hassem e King (2001), Fanchi (2006), e Mattax e Dalton (1977).

Os principais termos de modelagem relacionados ao acoplamento usados pelo simulador de reservatórios são abordados a seguir.

2.2.1. Equações de escoamento no meio poroso

Segundo Fanchi (2006), a equação da continuidade descreve o escoamento de entrada e saída de fluido de um bloco de malha de um reservatório simples, representado na Figura 2-2.

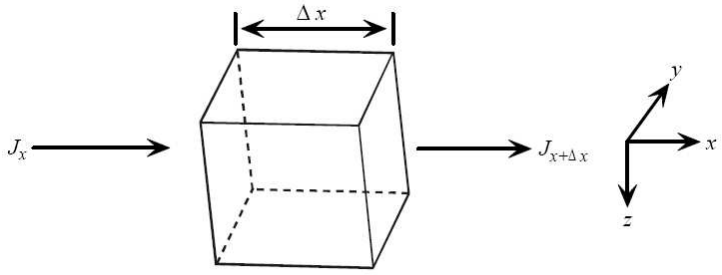

Figura 2-2 - Bloco de controle do simulador de reservatório (Fanchi, 2006)

Fluxo é definido como a taxa de escoamento de massa por unidade de área normal à direção do escoamento, representado pela letra J. Assume-se que o escoamento escoa para dentro do bloco em $x(J_x)$ e para fora do bloco em $x+\Delta x(J_{x+\Delta x})$.

Pela conservação de massa, obtém-se a equidade que a massa que entra no bloco menos a massa que sai do bloco é igual à acumulação de massa no bloco.

Se o bloco tem comprimento Δx, largura Δy e profundidade Δz, se representa a massa entrando no bloco m_{entra} no intervalo de tempo Δt pela Equação 2-1:

$$\left[(J_x)_x \Delta y \Delta z + (J_y)_y \Delta x \Delta z + (J_z)_z \Delta x \Delta y\right] \Delta t = m_{entra} \qquad \textbf{Equação 2-1}$$

Da mesma forma, escreve-se a massa que está saindo do bloco m_{sai} pela Equação 2-2:

$$\left[(J_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y\right] \Delta t + q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = m_{sai} \qquad \textbf{Equação 2-2}$$

O termo fonte/sumidouro q é adicionado para representar o escoamento de massa para dentro (fonte) ou para fora (sumidouro) através de um poço. Um produtor é representado por $q > 0$ e um injetor por $q < 0$.

A acumulação de massa no bloco da malha é a mudança na concentração C_l da fase l no bloco sobre o intervalo de tempo Δt. Definindo a concentração C_l como a massa total da fase l (óleo, água ou gás) no bloco do reservatório pelo volume do bloco, o termo de acumulação de massa $m_{acumula}$ pode ser escrito pela Equação 2-3:

$$\left[(C_l)_{t+\Delta t} - (C_l)_{t\,z}\right] \Delta x \Delta y \Delta z = m_{acumula} \qquad \textbf{Equação 2-3}$$

Usando as equações anteriores conforme a igualdade da equação de massa e rearranjando os termos divididos por $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$ obtém-se a Equação 2-4:

$$-\frac{\left[(J_x)_{x+\Delta x} - (J_x)_x\right]}{\Delta x} - \frac{\left[(J_y)_{y+\Delta y} - (J_y)_y\right]}{\Delta y} - \frac{\left[(J_z)_{z+\Delta z} - (J_z)_z\right]}{\Delta z} - q = \frac{\left[(C_l)_{t+\Delta t} - (C_l)_{t\,z}\right]}{\Delta t} \qquad \textbf{Equação 2-4}$$

No limite Δx, Δy, Δz e Δt indo a zero, obtém-se a Equação 2-5, que expressa a equação da continuidade:

$$-\frac{\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} - q = \frac{\partial C_l}{\partial t} \qquad \textbf{Equação 2-5}$$

onde os componentes óleo, água e gás satisfazem a equação de conservação de massa.

As equações de fluxo para um sistema óleo, água, gás são determinadas pela especificação de escoamentos e concentrações nas equações de conservação (continuidade) de cada um dos componentes das três fases, segundo Fanchi (2006).

Para um simulador *black-oil*, por exemplo, resolvem-se equações de fluxo multidimensional multifásico para três componentes (óleo, água e gás), sendo que os fluidos têm propriedades dependentes da pressão.

Estas equações podem ser escritas na forma de operador vetorial, onde a dedução completa pode ser encontrada em Fanchi (2006), resultando na Equação 2-6, na Equação 2-7 e na Equação 2-8:

$$-\nabla \bullet \frac{\vec{v}_o}{B_o} - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi \frac{S_o}{B_o}\right) \qquad \textbf{Equação 2-6}$$

$$-\nabla \bullet \frac{\vec{v}_w}{B_w} - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi \frac{S_w}{B_w}\right) \qquad \textbf{Equação 2-7}$$

$$-\nabla \bullet \left(\frac{\vec{v}_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o}\vec{v}_o + \frac{R_{sw}}{B_w}\vec{v}_w\right) - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_w}{B_w} + R_{so}\frac{S_o}{B_o} + R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right)\right] \qquad \textbf{Equação 2-8}$$

onde

B_o, B_g, Bw = fatores volume de formação da fase óleo, gás e água, respectivamente;

ρ_{osc}, ρ_{gsc}, ρ_{wsc} = massas específicas da fase óleo, gás e água em condições padrão, respectivamente;

q_o, q_g, q_w = vazões de óleo, gás e água em condições padrão, respectivamente;

ϕ = porosidade da formação;

S_o, S_g e S_w = saturações de óleo, gás e água, respectivamente.

As velocidades v_l são consideradas velocidades darcianas, descritas pela Equação 2-9:

$$v_l = -\underline{\underline{K}}\frac{k_{rl}}{\mu_l} \bullet \left(\nabla P_l - \gamma_l \nabla Z\right) \qquad \textbf{Equação 2-9}$$

onde

k_{rl} = permeabilidade relativa da fase l;

$\underline{\underline{K}}$ = tensor de permeabilidade absoluta;

μ_l = viscosidade da fase l;

P_l = pressão da fase l;

γ_l = gradiente de pressão da fase l;

Z = cota vertical.

Estas equações diferenciais parciais não lineares formam um sistema de equações lineares que representam a integração de todos os blocos da malha de simulação do reservatório, contendo como incógnitas as variáveis primárias de pressão e saturação de cada bloco, bem como as vazões de produção e injeção dos poços. A sua solução é obtida através do método numérico conhecido como Newton-Raphson, onde ocorre um rearranjo do sistema de equações para um sistema de equações residuais e a tentativa de minimização do resíduo destas equações num processo iterativo. Os valores das variáveis primárias são utilizados para se obter numericamente a matriz que contém as derivadas das equações residuais para cada variável, conhecida como matriz Jacobiano. A solução desta matriz com o vetor de resíduos resulta no incremento ou decremento de cada variável primária, num passo conhecido como ciclo Newtoniano, de forma a cada vez minimizar o resíduo e caminhar para o valor correto de cada variável.

2.3. Modelo de Poço

Dake (1978) descreve o modelo de poço como uma descrição matemática do escoamento radial de fluidos que simula o escoamento de um reservatório, ou parte de um reservatório, para dentro do fundo do poço.

Economides et al (1994) indica que poços perfurados em reservatórios drenam um meio poroso levando em conta variáveis como porosidade, espessura de areia, permeabilidade do reservatório, forma do reservatório, área de drenagem do poço, compressibilidade total do sistema e viscosidade do fluido produzido.

Uma discussão aprofundada de tópicos relacionados à modelagem de poços pode ser encontrada em Dake (1978), Economides et al (1994) e Rosa et al (2006).

Os principais termos de modelagem de poço relacionados ao acoplamento são abordados a seguir.

2.3.1. Equações de escoamento radial

Segundo Economides et al (1994), para entender o processo de escoamento do reservatório de óleo para dentro do fundo do poço, uma simples expressão da lei de Darcy em coordenadas radiais pode ser inicialmente usada, conforme apresentada na Equação 2-10:

$$q = \frac{kA}{\mu}\frac{dp}{dr} \qquad \textbf{Equação 2-10}$$

onde

A = área radial de drenagem ($A = 2\pi rh$);

r = distância a partir do poço.

O gradiente de pressão dp/dr pode ser obtido através da solução da equação de difusividade hidráulica representada pela Equação 2-11, que é obtida a partir da equação da continuidade descrita pela Equação 2-5 e das equações de estado que representam as compressibilidades do fluido e da rocha. Esta equação descreve o perfil de pressão em um reservatório radial infinito, com fluido levemente compressível e com viscosidade constante.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu c_t}{k}\frac{\partial p}{\partial t} \qquad \textbf{Equação 2-11}$$

onde

c_t = compressibilidade total (rocha e fluido).

O regime de escoamento determina as condições de contorno utilizadas para a solução da equação da difusividade hidráulica, sendo caracterizado em transiente, pseudo-permanente ou permanente de acordo com a influência do tempo e das condições de fronteira do reservatório.

2.3.2. Modelo de poço para a simulação de reservatório

A formulação inserida no simulador de reservatório estabelece o equilibro no balanço de massa dentro de um bloco de malha, relacionando em termos de acumulação, escoamento e fonte de massa. Dentre estes, o termo fonte é utilizado para inserir o modelo de poço dentro da simulação de reservatórios.

Segundo Schiozer (2010), o poço é considerado no termo fonte, que se relaciona com a quantidade de massa distribuída por todo o bloco da malha. Sua vazão de escoamento é relacionada com a pressão de fundo do poço e a pressão média do bloco de malha através de uma modelagem de escoamento do poço.

Dentro do simulador de reservatório, o modelo de poço é dependente da geometria, propriedades próximas ao poço, interação com outros poços e completação em mais de um bloco, conforme demonstrado na Figura 2-3.

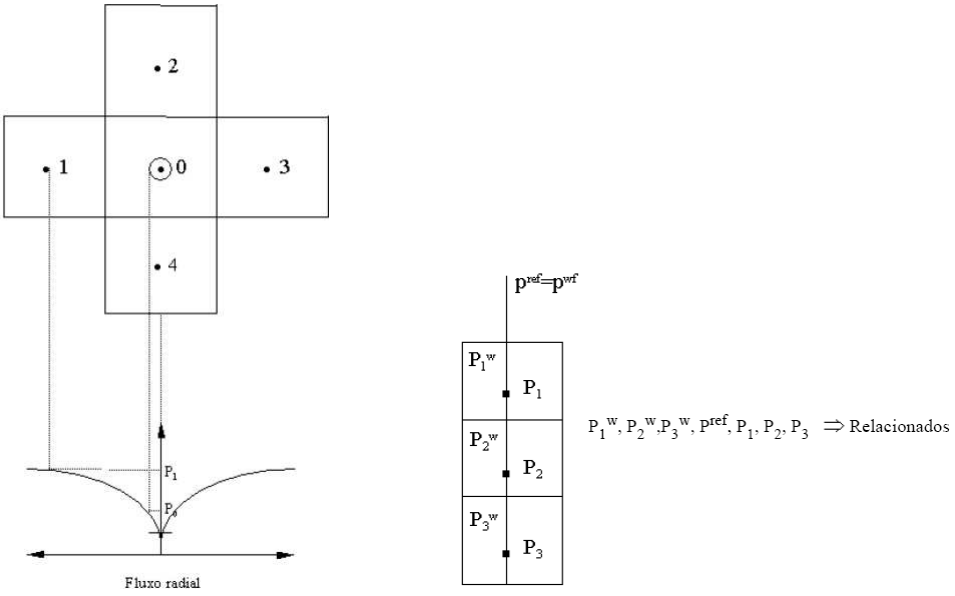

Figura 2-3: Tratamento do poço dentro do simulador de reservatório (Schiozer, 2010)

Segundo Fanchi (2006), um modelo de poço usado por muitos simuladores é uma variação da Lei de Darcy onde a vazão de escoamento de um poço é proporcional à queda de pressão, independente do tempo de produção (regime permanente ou pseudo-permanente).

A relação entre a vazão de escoamento q_l da fase l e a mudança de pressão pode ser escrita pela Equação 2-12:

$$q_l = IP_l \Delta P \qquad \textbf{Equação 2-12}$$

onde

IP = índice de produtividade de poço;

ΔP = diferença entre a pressão média do bloco e a pressão de fundo de poço (BHP).

Rearranjando a Lei de Darcy para o padrão de escoamento radial em um poço vertical, a constante de proporcionalidade pode ser calculada pela Equação 2-13:

$$IP_l = \frac{q_l}{\Delta P} = \frac{2\pi K k_{rl} h_{net}}{\mu_l B_l \left[\ln\left(r_e / r_w\right) + Skin\right]} \qquad \textbf{Equação 2-13}$$

onde

r_e = raio de drenagem equivalente;

r_w = raio do poço;

h_{net} = espessura de areia;

$Skin$ = dano do poço.

O raio de drenagem equivalente r_e depende das características da malha de escoamento, podendo ser calculada conforme apresentado por Peaceman (1978).

Alguns dos termos do índice de produtividade, como permeabilidade relativa, viscosidade e fator volume de formação, são dependentes no tempo da variação de pressão e saturação, enquanto que outros fatores mudam relativamente pouco ou são constantes com respeito ao tempo.

Esta dependência de alguns termos da modelagem do poço inserida dentro do simulador de reservatórios tem um papel importante na confiabilidade de resultados obtidos com o modelo do sistema de produção durante o acoplamento.

A solução das equações de fluxo para cada fase deve levar em conta o modo de restrição no qual o poço estiver operando, o que é importante na definição das condições de contorno do problema.

Segundo Hepguler et al (1997), o tratamento de poços de produção e injeção é baseado em condições de contorno interior especificadas na representação das equações de fluxo. Estas condições de contorno internas são escritas em termos de escoamento de massa constante, o qual é o sinônimo da condição de contorno de Newmann onde o poço opera a uma vazão especificada, ou em termos de pressão de fundo constante que especifica uma condição de contorno de Dirichlet.

Por exemplo, no caso de uma simulação, uma vazão ou condição de Newmann pode existir por certo período de tempo onde a produção continua em alguma vazão fixa. Depois que a pressão de escoamento no fundo do poço alcança um valor limite, uma condição de Dirichlet torna-se efetiva onde o poço produz a máxima vazão possível a uma pressão de fundo de poço constante.

Assim, segundo Fanchi (2006) na condição de contorno que representa a restrição de vazão de um poço, a vazão de uma fase é especificada e o diferencial de pressão ΔP é calculado. No caso da condição de contorno que representa a restrição de pressão, o diferencial de pressão ΔP é utilizado para calcular as vazões de escoamento das fases para dentro do poço.

2.4. Modelo de Sistema de Produção

Wang (2003) cita que um campo de óleo típico contém um sistema de coleta, uma rede de distribuição e uma rede de injeção. O sistema de coleta recebe os fluidos dos poços produtores e entrega para armazenagem, venda, descarte, injeção ou outro processo. A rede de injeção é usada para injetar fluidos dentro do reservatório para projetos de recuperação melhorada de petróleo ou para armazenamento ou descarte de fluidos.

Os modelos hidráulicos de escoamento multifásico nas tubulações e equipamentos de rede de superfície são os elementos básicos do modelo de sistema de produção. No escoamento em

regime permanente, um modelo hidráulico determina a relação entre as pressões de entrada e saída e as vazões de escoamento dos hidrocarbonetos envolvidos.

Para um determinado sistema de produção, modelos hidráulicos específicos para cada elemento são conectados para formar o modelo da rede de coleta. A descrição matemática da queda de pressão total da rede é uma função da vazão de escoamento de cada elemento.

A complexidade do modelo do sistema de produção pode variar grandemente com o tamanho da rede e com o tipo de descrições matemáticas usadas nas relações entre pressão e vazão de escoamento.

Os problemas de escoamento multifásico na rede de coleta, distribuição e injeção determinam a forma de resolução do sistema de produção, que tem particularidades específicas para cada elemento que compõe o sistema. O escoamento multifásico dentro deste sistema é simulado via uma representação matemática computacional, da mesma forma que é feito para o modelo do reservatório.

Na maioria dos casos de rodadas integradas entre reservatórios e sistemas de produção, o regime de escoamento que ocorre no sistema de produção é tratado de forma permanente ou estática, não sendo avaliadas questões relacionadas a transientes de vazão, pressão ou temperatura. Como o tempo de resposta do reservatório é muito maior do que o tempo de resposta do sistema de produção, assume-se que a estabilização de escoamento no sistema de produção ocorre instantaneamente e é constante dentro dos intervalos de avaliação do sistema integrado.

Uma descrição mais aprofundada de outros tópicos relacionados à modelagem dos sistemas de produção podem ser encontrados em Economides et al (1994), Magalhães (2005), Schiozer (1994), Shoham (2006) e Wang (2003).

2.4.1. Escoamento multifásico nas tubulações

Segundo Mattax e Dalton (1977), frequentemente se deseja especificar uma condição de contorno de vazão ou pressão em algum ponto no sistema de produção. Para isto, é necessário utilizar um modelo hidráulico para calcular o escoamento mono, bi ou trifásico nas tubulações.

Tais modelos podem ser derivados teoricamente do balanço de energia e/ou massa, bem como empiricamente de dados experimentais. Basicamente, o resultado é uma igualdade na forma da Equação 2-14:

$$p_{in} - p_{out} = \Delta p_f + \Delta p_h + \Delta p_{ke} + \Delta p_w \qquad \textbf{Equação 2-14}$$

onde

p_{in} = pressão de entrada na tubulação;

p_{out} = a pressão de saída da tubulação;

Δp_f = queda de pressão causada por trabalho irreversível resultante das perdas por fricção;

Δp_h = queda de pressão por variação de energia potencial ou perda resultante de densidade do fluido na tubulação;

Δp_{ke} = queda de pressão causada por mudança na energia cinética ou perda de aceleração causada por mudanças de velocidade;

Δp_w = perda de pressão causada por uma perda de trabalho externa, como o movimentar de uma turbina (uma bomba introduziria um $-\Delta p_w$).

Vários autores têm desenvolvido correlações de escoamento multifásico para calcular a queda de pressão em colunas e dutos. Devido à complexidade do mecanismo de escoamento, nenhuma correlação é completamente aceitável para todas as condições.

Um exemplo de correlação é a desenvolvida por Beggs e Brill (1973), conforme apresentada no trabalho de Magalhães (2005), sendo usada para determinar o regime de escoamento e o escorregamento das fases líquido e gás (*hold-up*) nas tubulações. Este escorregamento é definido como a razão entre o volume que uma determinada fase ocupa no interior do tubo e o volume total da tubulação. No escoamento multifásico, a fração do tubo ocupada por cada uma das fases, normalmente é diferente da razão entre as vazões volumétricas de cada fase em relação à vazão volumétrica total do sistema. Tal fato deve-se às diferenças de velocidades entre as fases, resultantes das diferenças de densidade e viscosidade.

Segundo Shoham (2006) o gradiente de pressão em tubulações bifásicas não é constante, mas varia ao longo da tubulação e é função da temperatura e da pressão. Então, a queda de pressão deve ser calculada pela integração do gradiente de pressão ao longo da tubulação. A integração é efetuada numericamente dividindo a tubulação em incrementos de cálculo, dentro de um algoritmo computacional especial conhecido como "algoritmo marchante".

2.5. Rede de coleta

Em sistemas de produção simples, como na explotação de campos com poços produtores satélites, cada poço escoa pela tubulação diretamente para a unidade de produção. Contudo, em alguns casos, os sistemas podem ser mais complexos.

A rede de coleta é composta por uma coleção de tubulações, válvulas e outros dispositivos interligados em um ou mais pontos, que pode ser representada por uma rede com um conjunto de nós de pressão e vazão interligados por ligações, conforme exemplificado pela Figura 2-4.

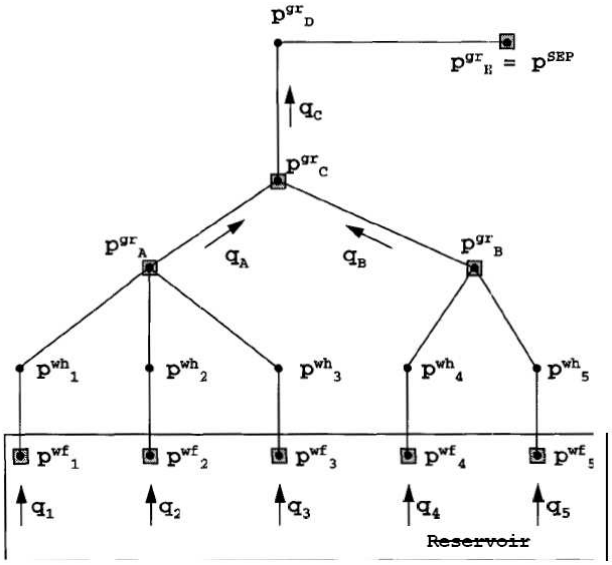

Figura 2-4: Rede de coleta (Schiozer, 1994)

A solução da rede de coleta também é conhecida como balanceamento da rede (SCHIOZER, 1994) e implica que:

- O escoamento na rede de coleta precisa atender o balanço de materiais, isto é, o somatório de vazões mássicas deve ser igual a zero em cada nó.

- A Lei de Kirchoff precisa ser respeitada, isto é, as pressões de entrada devem ser iguais às pressões de saída em cada nó.
- É necessário e suficiente que um nó possua pressão ou vazão fixa para a resolução do escoamento em toda a rede de coleta.

Para a resolução da rede de coleta, alguns algoritmos foram desenvolvidos para encontrar o equilibro de vazões mássicas e pressões ao longo de cada nó da rede de coleta, dependendo das condições da rede de coleta e das condições de operação dos poços. Wang (2003) comenta que existem duas abordagens principais. A primeira abordagem é formular o problema da rede como um conjunto de equações e resolvê-los pelo Método de Newton-Raphson ou uma de suas variações, semelhantemente ao que é feito no simulador de reservatórios para resolução do sistema de equações não lineares. Por ser um método baseado em derivadas, o mesmo pode ser ineficiente em obter a solução da rede de escoamento, caso as equações não sejam contínuas. O segundo método é formular o problema da rede como um problema de otimização e resolvê-lo usando algoritmos de otimização apropriados. Esta abordagem geralmente não utiliza derivadas para encontrar os valores corretos, tendo assim um desempenho inferior ao método de Newton-Raphson, contudo consegue ser mais eficiente para obter a solução da rede de escoamento que apresente funções não contínuas.

2.6. Acoplamento Reservatório e Coluna de Produção do Poço

Como já citado, os modelos de escoamento multifásico para coluna de produção de poço podem representar a saída do fluido do sistema poço-reservatório para a superfície. Para o acoplamento entre os dois sistemas, é necessário também considerar a entrada do fluido no poço oriunda do reservatório.

Conforme Fanchi (2006), o escoamento de saída do poço representa o escoamento de fluido do reservatório para dentro da coluna de produção do poço, podendo este escoamento de fluido do poço ser modelado usando métodos analíticos, resultando em modelos de desempenho de influxo conhecidas como curvas de pressão disponível (*Inflow Performance Relationships* - IPR). Estes modelos são uma relação funcional entre a vazão de produção do reservatório medida em condições de superfície e a pressão de fundo de poço.

A interseção da IPR com as curvas de desempenho da coluna de produção de poço conhecidas como curvas de pressão requerida (*Tubing Performance Curve* - TPC), que descrevem o escoamento multifásico dentro do poço, identifica a vazão de escoamento e a pressão de escoamento de fundo de poço que simultaneamente satisfaz a entrada de fluido para dentro do poço vindo do reservatório e a saída do tubo. Este ponto é também denominado ponto de operação do poço, que é obtido conforme mostra a Figura 2-5.

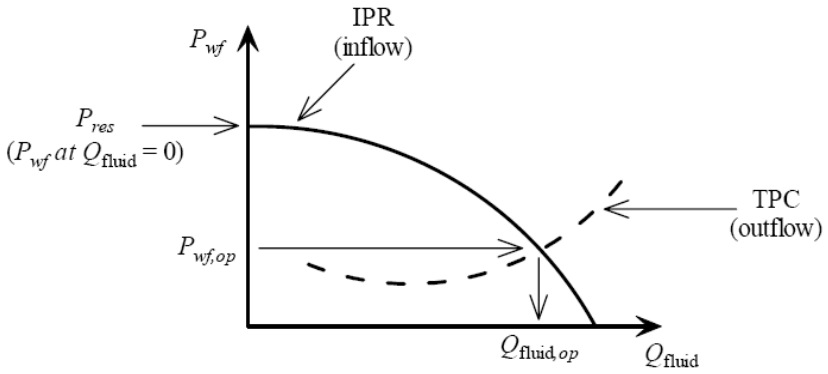

Figura 2-5: Ilustração da IPR versus TPC (Fanchi, 2006)

Para Economides et al (1996), todos os componentes dos sistemas de produção petrolíferos podem ser condensados dentro do índice de produtividade do poço obtido com dados de campo. O índice de produtividade de um poço neste caso é simplesmente a vazão de produção dividida pelo diferencial de pressão.

Todas as equações de capacidade de entrega de poço relacionam a vazão de produção de poço e a força de mecanismo dentro do reservatório, seja a diferença de pressão entre a pressão inicial, a pressão na borda ou a pressão média do reservatório e a pressão de fundo. O índice de produtividade de um poço é utilizado na geração de curvas de IPR, fornecendo uma descrição do que o reservatório pode entregar para dentro do poço em um tempo específico. Este tipo de representação relaciona a vazão de produção do poço como uma função da pressão de fundo do poço.

Para o acoplamento entre o modelo de reservatório e o modelo da coluna de produção do poço, é necessário que o simulador de reservatório forneça uma curva de IPR representando adequadamente a capacidade de entrega do poço. Esta curva será comparada à curva de pressão

requerida de poço (TPC), calculada pelo modelo da coluna de produção do poço, de modo encontrar o ponto de operação deste poço.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O acoplamento entre o reservatório e o sistema de produção envolve vários aspectos, incluindo o modo e a localização do acoplamento dos modelos de superfície e sub-superfície, a sincronização de passo de tempo entre os modelos, o uso de diferentes modelos de fluido nos reservatórios acoplados e no modelo de rede de superfície e a aplicação de restrições globais de produção e injeção.

A seguir é feita uma revisão dos principais textos relacionados a acoplamento entre reservatório e sistema de produção.

3.1. Necessidade da integração dos Modelos de Reservatório e Sistemas de Produção

Muitos trabalhos, como de Barroux et al (2000), Emanuel e Ranney (1981), Fang (1995), Haugen (1995), Hepguler (1997), Litvak et al (1995, 1997 e 2002), Schiozer e Aziz (1994), Starzman et al (1977) e Yang et al (2002) abordaram a relevância e os ganhos da integração entre os modelos de reservatório e sistemas de produção, propondo e avaliando diversas abordagem de acoplamento.

O artigo de Kosmala et al (2003) mostra benefícios obtidos nos casos de estudo através do uso de um acoplamento entre um simulador de reservatórios e um modelo de sistema de produção para a otimização da produção de um reservatório de uma maneira mais realista, como determinar o controle ótimo sobre cada poço ou segmento de poço, obter uma representação mais realista do modelo total, permitir uma alocação ótima durante o ciclo de vida do campo, além de prover uma plataforma comum para engenheiros de reservatório e produção interagir.

Coats et al (2003) apresentaram o desenvolvimento de um simulador integrado de reservatórios e instalações com a metodologia de acoplamento implícito, o qual se tornou o primeiro simulador comercial implícito.

Ghorayeb et al (2003) comentam que a literatura publicada mostrava a necessidade de uma solução de modelagem integrada compreensiva de acoplamento entre múltiplas simulações de reservatórios e redes de instalações de superfície.

Esta necessidade é enfatizada por desenvolvimentos de campos de óleo e gás em águas profundas onde, tipicamente, poços de diferentes reservatórios fluem através de dutos para uma plataforma de instalação de superfície compartilhada sendo depois transportada por um duto ao ponto de venda.

Os autores definem dois casos básicos para acoplamento:

- Caso tipo 1: múltiplas simulações de reservatórios sujeitas a uma restrição global comum, podendo ter a adição de uma ou mais redes de superfície.
- Casos tipo 2: um modelo de rede externo balanceado com uma simulação de reservatórios simples com as condições de reservatório atuando como condições de contorno.

Também enfatizam que a modelagem de fluidos deve ser ter tratamento adequado, especialmente quando ocorrer a mistura de duas ou mais correntes de fluidos com propriedades termodinâmicas distintas.

Magalhães (2005) comprovou a necessidade da consideração das restrições operacionais na definição e otimização das estratégias de produção. Suas conclusões gerais indicam um desempenho sub-ótimo quando as restrições de vazão de líquidos e a limitação de disponibilidade de gás para *gas lift* contínuo na unidade de produção não são consideradas. Também observou que quando as estratégias de produção são definidas sem considerar as quedas de pressão dinamicamente, o desempenho do campo será sub-ótimo.

Bento (2010) mostrou que a perda de carga na tubulação e o limite de escoamento do gás são restrições operacionais que possuem influência na definição da estratégia de produção, mas esta influência pode ser minimizada, a depender dos limites de condições operacionais.

Hayder et al (2006 e 2010) apresentaram alguns trabalhos sobre o acoplamento de um simulador de reservatórios paralelo massivo proprietário com um simulador de rede de superfície comercial.

Rotondi et al (2008) apresentaram o uso de uma ferramenta de gerenciamento de ativo que combina a modelagem de engenharia de reservatório, produção e superfície que permite a simulação do sistema petrolífero completo, baseado no acoplamento entre simuladores distintos.

Eles concluíram que ao contrário da abordagem sem acoplamento, que utiliza ferramentas de engenharia independentes, o acoplamento dinâmico entre os modelos de reservatório e sistemas de produção dentro de um único modelo integrado pode conduzir aos seguintes itens: interação de pressão entre superfície e sub-superfície e entre diferentes reservatórios; tratamento adequado da mistura de diferentes fluidos e avaliação da garantia de escoamento; respeito às restrições operacionais das unidades produtoras; identificação dos gargalos e contrapressões no sistema; eliminação de perfurações desnecessárias; avaliação de oportunidades de poços de *infill drilling*; melhoria de projetos de elevação artificial; escolha de alvos de produção e contratos de venda e obviamente maximização a produção total e o valor presente líquido do projeto.

Os novos desafios apresentados no cenário de produção de petróleo dos campos do Pré-Sal brasileiro têm indicado uma forte necessidade da aplicação de metodologias de acoplamento entre reservatórios e sistemas de produção.

3.2. Metodologias de acoplamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção

Conforme Bento (2010) e Magalhães (2005), existe uma diversidade de nomenclatura na literatura quando esta se refere a metodologias de acoplamento entre reservatório e sistema de produção.

Este trabalho agrupa as metodologias de acoplamento quanto à resposta final da solução numérica dos modelos acoplados em duas formas básicas, podendo ser uma abordagem implícita ou explícita.

A Figura 3-1 apresenta um fluxograma genérico adotado na maioria das metodologias de acoplamento. No início do passo de tempo integrado, o modelo de poço que descreve o comportamento de pressão de fundo e vazão dos poços completados em um ou mais blocos da malha de simulação é comparado com o modelo de sistema de produção, o qual calcula as perdas de pressão ao longo de toda a rede de coleta da superfície até o fundo dos poços. Quando a resposta destes dois modelos converge, o modelo de reservatório que descreve o escoamento de fluidos dentro dos blocos da malha de simulação é comparado com o resultado do modelo de

poço dentro de um processo iterativo, até que o modelo de reservatório também esteja em equilíbrio com os demais modelos, permitindo assim um avanço no passo de tempo integrado.

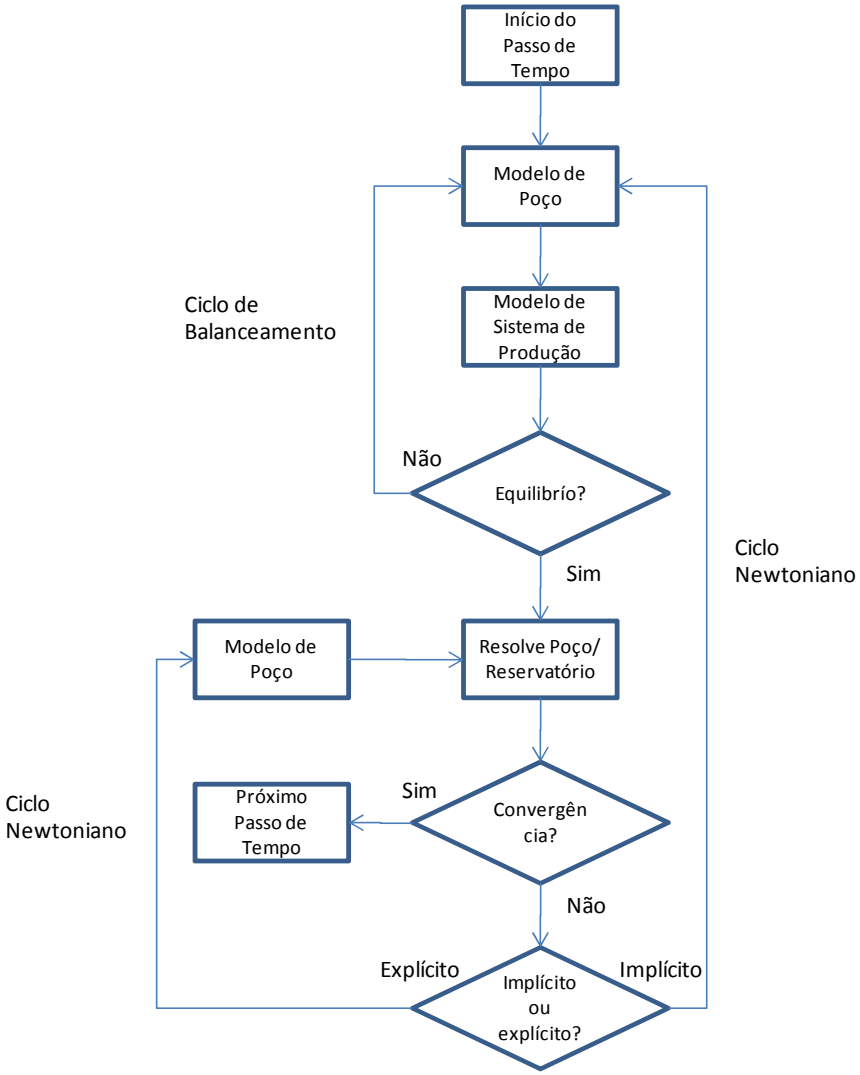

Figura 3-1: Fluxograma da resolução das metodologias de acoplamento (adaptado de Coats et al, 2003)

No acoplamento explícito, os cálculos dos sistemas de produção são efetuados simultaneamente ou sequencialmente apenas no início do passo de tempo, sendo os resultados mantidos fixos (como condições de contorno) durante a solução da matriz Jacobiana na etapa de resolução dos modelos de poço e reservatório até o final do passo de tempo.

É a abordagem mais simplificada, pois a interação entre os modelos de reservatório e do sistema de produção ocorre apenas uma vez, demandando menor esforço computacional.

Contudo, verifica-se que em alguns casos integrados, esta pode ser a abordagem mais adequada, o que será comentado ao longo deste trabalho.

Os programas computacionais disponíveis para a indústria do petróleo que utilizam esta metodologia permitem maior flexibilidade na escolha dos simuladores a serem acoplados. Geralmente utilizam-se dois simuladores, um para o reservatório e outro para o sistema de produção, no qual a comunicação entre estes é feita através de uma interface de controle.

No acoplamento implícito, as equações de escoamento de fluidos envolvidas nos sistemas de produção são resolvidas simultaneamente com o sistema de equações utilizado para obter o escoamento entre os blocos (células) do modelo que representa o meio poroso do reservatório e as equações que modelam o escoamento até o fundo do poço, no final de um passo de tempo. Os resultados das equações que representam o sistema de produção e o reservatório são inseridos na matriz Jacobiana do simulador de reservatórios, garantindo assim a convergência da solução dos três modelos (sistema de produção, poço e reservatório).

É considerada a solução mais rigorosa, no entanto utiliza um esforço computacional maior para encontrar a solução do sistema completo. Como se trata da interação entre modelos com formulações distintas, pode-se não atingir a convergência para todas as variáveis (saturações e pressões no modelo de reservatório, e pressões e vazões nos modelos de poço e sistema de produção) de sistemas complexos. Além disto, a formulação incorporada dentro do simulador, bem como os algoritmos de gerenciamento de poços podem não ser satisfatórios para um determinado estudo.

Geralmente é utilizado um simulador único, que possui todos os modelos de reservatórios, poço e sistema de produção. Contudo, alguns programas computacionais disponíveis para a indústria do petróleo permitem a ligação entre simuladores diferentes, fazendo a troca de informações entre os simuladores a cada ciclo Newtoniano, como mostrado no trabalho de Trick (1998).

A maioria dos simuladores de reservatórios atuais contempla o acoplamento com sistemas de produção simplificados, como tubulações de produção simples ligadas à superfície, onde as quedas de pressão são obtidas através de interpolações em tabelas de escoamento multifásico. Na maioria das vezes esta solução é adequada, embora não contemple o tratamento dos reguladores

de vazão necessários para garantir o equilíbrio da rede de coleta, o que na maioria das vezes não é impedimento para a realização de algum estudo integrado.

O trabalho de Schiozer (1994) teve como objetivo desenvolver técnicas eficientes para soluções acopladas implicitamente para o desempenho do reservatório e os sistemas de produção, o qual é um passo fundamental do desenvolvimento de rotinas de gerenciamento e para a otimização do desempenho do sistema global. Diferentes abordagens foram investigadas para o acoplamento dos sistemas de produção e o reservatório, relatando vantagens, desvantagens e a eficiência de cada método.

Em rotinas de gerenciamento existentes e em alguns estudos integrados, o modelo de sistemas de produção é normalmente tratado de modo simplificado, e frequentemente as condições de operação devem ser estimadas antes da rodada de simulação. Em algumas vezes, as vazões de escoamento no poço são simplesmente distribuídas de acordo com potenciais de poço previamente calculados e a queda de pressão nos sistemas de produção acabam sendo ignoradas.

Devido ao fato que o desempenho do sistema total pode ser grandemente afetado por estas simplificações, um modelo completo acoplado implicitamente deveria ser desenvolvido onde o reservatório é acuradamente modelado e o sistema de produção é representado adequadamente por correlações, que devem ser usadas simultaneamente com o modelo do reservatório. Além disto, o acoplamento entre estes dois sistemas deveria ter a sua eficiência melhorada, como proposto pelo trabalho do autor.

Em sua tese, novas técnicas foram desenvolvidas e testadas para melhorar a eficiência do acoplamento entre os simuladores de reservatório e sistemas de superfície. As metodologias implícita e explícita foram investigadas e seus desempenhos foram comparados em diferentes condições. Segundo o autor, a base da metodologia explícita é resolver o sistema de produção e o reservatório em níveis de tempo diferentes, salvando assim tempo computacional, pois a metodologia implícita é complexa e envolve a solução conjunta de dois sistemas com características diferentes, o que pode ser muito demorado e não atingir a convergência do sistema completo.

Em suas conclusões gerais, os métodos de acoplamento explícitos podem economizar tempo computacional, contudo devem ser usados com cautela porque erros grosseiros podem ocorrer se o passo de tempo e as condições de contorno não forem selecionados adequadamente.

O controle de passo de tempo pode ser usado para reduzir erros nos métodos explícitos. Nestes casos, o passo de tempo deve ser baseado nos parâmetros de reservatório, erros e variações das vazões de escoamento dos poços.

Os reguladores de vazão têm um papel importante no desenvolvimento de modelos para simulação simultânea de reservatórios e sistemas de produção. A introdução de reguladores de vazão no sistema muda as características da interação entre os modelos de reservatório e do sistema de produção. Se métodos explícitos são usados, a abertura do regulador de vazão tem uma grande influência no tipo de condições de contorno de interface que trabalham melhor.

As condições de contorno para métodos explícitos variam de acordo com o sistema de produção e as variações de vazão de escoamento. Para reguladores de vazão com pequeno tamanho, as condições de contorno de Neumann deveriam ser usadas. Na ausência de reguladores de vazão, as condições de contorno de Dirichlet deveriam ser usadas. Se a abertura do regulador de vazão aumenta, o tipo de condição de contorno deveria ser mais bem investigado.

Ghorayeb et al (2003) indicam que, embora um método de acoplamento implícito do reservatório e o sistema de produção possa prover uma melhor convergência na resolução do sistema não linear de equações, este sofre um problema de flexibilidade quando é necessária uma escolha de software para o acoplamento.

Ainda mais, acoplar vários modelos de reservatórios a uma instalação de superfície não é exequível da forma implícita sem amalgamar estes modelos dentro de uma malha única (com um grande número de blocos de malha), o que pode ser ineficiente e difícil de manter atualizado.

Um método de acoplamento alternativo para estes casos é uma abordagem de acoplamento explícito, no qual os modelos de reservatório são sincronizados em tempos específicos escolhidos por um programa controlador (o “passo de tempo de controlador”) e o balanceamento do sistema de produção é realizado no início de cada passo de tempo do controlador. Os modelos de reservatório são permitidos a avançarem independentemente para o início do próximo passo de

tempo do controlador, tomando quantos de seus próprios passos de tempo eles acharem necessários, enquanto tomam seus alvos de controle de poço constantes no valor determinado pela última solução da rede balanceada.

Isto se torna menos preciso que o método acoplado implícito e pode resultar em um grau de inconsistência entre as soluções do reservatório e do sistema de produção.

3.3. Balanceamento entre os Modelos do Reservatório e Sistema de Produção

A frequência do balanceamento dos modelos e o ponto de acoplamento podem ser variáveis, dependendo das características dos simuladores empregados e da finalidade da simulação. Esta frequência de balanceamento entre os modelos está intimamente ligada à forma do acoplamento entre os modelos. Por exemplo, no caso de uma metodologia implícita, o balanceamento da rede é geralmente implícito, onde o reservatório e o sistema de produção são resolvidos até a convergência dentro do passo de tempo.

Litvak et al (1995, 1997 e 2002) usaram um método implícito para acoplar um modelo de reservatório composicional com uma rede de superfície. Nesta maneira, as equações descrevendo o escoamento multifásico de fluido no reservatório, a relação de influxo do poço, o modelo de escoamento do poço e o modelo de instalação de superfície são resolvidos simultaneamente. O tratamento das pressões na cabeça de poços e nos nós dos dutos de superfície é equivalente a blocos de malha adicionais ao modelo de reservatório, o sistema completo é resolvido para obter os valores atualizados das variáveis de solução em cada iteração Newtoniana.

Contudo, Schiozer e Aziz (1994) apontam que a solução neste tipo de abordagem pode gerar problemas de consumo de tempo de CPU excessivo se o sistema de produção for muito complexo. Além disto, se as correlações de escoamento multifásico não forem suaves ao longo de todas as condições de produção, a convergência pode ser muito lenta ou mesmo não ser alcançada em alguns casos. Os mesmo autores propõem o uso de técnicas de aceleração para minimizar o tempo de CPU.

Bento (2010) e Magalhães (2005) definem que a frequência do balanceamento para o modelo acoplado explicitamente pode variar entre explícita, implícita ou semi-implícita. O primeiro trata-se de um balanceamento realizado na primeira iteração do passo de tempo,

utilizando os valores de pressão e vazão do tempo anterior. O balanceamento implícito converge simultaneamente o sistema de produção e reservatório, sendo que a cada iteração é feito um novo balanceamento (semelhante ao método de acoplamento implícito). O balanceamento semi-implícito é intermediário entre os dois citados anteriormente, trata-se de um balanceamento entre sistema de produção e reservatório realizado dentro de um intervalo de iterações do modelo de reservatório estabelecido no início da simulação.

Ghorayeb et al (2003) citam que, em relação à frequência de balanceamento, o balanceamento implícito equilibra a rede de coleta com o reservatório a cada iteração Newtoniana do cálculo do passo de tempo do simulador de reservatório.

Contudo, esta abordagem requer derivadas adicionais para serem computadas refletindo o acoplamento dos poços através da rede de coleta, os quais devem ser acomodados dentro da matriz Jacobiana do simulador de reservatórios.

Uma alternativa para o balanceamento implícito é um esquema iterativamente atrasado, considerado como um tipo de balanceamento semi-implícito. A cada iteração Newtoniana do modelo de reservatório, o modelo do sistema de produção é balanceado com o modelo de reservatório usando a última iteração da solução do reservatório. Nesta abordagem, as derivadas são omitidas, reduzindo a comunicação de dados entre os modelos de reservatório e sistema de produção para as condições instantâneas nos locais de acoplamento.

A cada iteração Newtoniana do modelo de reservatórios do método implícito seqüencial, a rede de superfície é balanceada com o modelo de poço/reservatório usando a última iteração da solução do reservatório. Quando uma solução balanceada é obtida, ela é aplicada como um alvo de controle para os poços no modelo de reservatórios enquanto o simulador realiza sua próxima iteração Newtoniana da solução.

O método de acoplamento implícito sequencial, contudo, não é bem sucedido para casos onde múltiplos modelos de reservatórios são acoplados ao modelo de superfície. Em geral, os modelos de reservatórios escolhem diferentes tamanhos de passo de tempo e resolvem seus passos de tempo com diferentes números de iterações Newtonianas, o que poderia retardar o processo de simulação consideravelmente.

Segundo o mesmo autor, a outra opção de frequência de balanceamento é o balanceamento explícito, que ocorre no início de cada passo de tempo ou em intervalos específicos de tempo. Nesta opção, no final do passo de tempo a rede não estará balanceada com as condições de reservatório, dependendo de quanto as condições do reservatório tenham mudado desde o último balanceamento da rede de coleta e o reservatório.

Resolver o sistema acoplado para obter valores corretos em um esquema de balanceamento explícito pode demandar a restrição do tamanho do passo de tempo, o que poderá incorrer em trabalho adicional ao simulador de reservatório. Em geral, a frequência ótima do balanceamento da rede dependeria em como o custo computacional de um cálculo de balanceamento da rede de coleta e o reservatório se compara com aquele de um passo de tempo de simulação de reservatório.

Magalhães (2005) e Bento (2010) citam que além da frequência do balanceamento, outro parâmetro que pode variar é o local do acoplamento entre reservatório e sistema de produção. Este pode localizar-se em qualquer ponto do sistema, sendo mais usado o fundo ou cabeça do poço, ou mesmo dentro do reservatório.

Rotondi et al (2008) comentam que na abordagem explícita entre o reservatório e o sistema de produção pode ocorrer na cabeça de poço, desde que a queda de pressão na coluna de produção do poço esteja modelada no simulador de reservatórios; no reservatório com sobreposição de IPR, onde a queda de pressão da coluna de produção do poço é calculada somente no simulador de sistema de produção; e no reservatório com pressão de coluna de produção e sobreposição de IPR, onde a queda de pressão na tubulação é calculada pelos simuladores de reservatório e sistema de produção.

Schiozer (1994) comenta que o processo iterativo do balanceamento dos modelos pode ser executado em qualquer nó do sistema de produção. O único requerimento para a escolha do nó é que quando um regulador está operando em condição crítica, o nó deve estar à montante do regulador. Em seu trabalho, o nó de fundo de poço foi escolhido como ponto comum entre os sistemas para separar o simulador de reservatórios de todas as correlações de escoamento multifásico e para garantir que o nó estará à montante de qualquer restrição.

Segundo Ghorayeb et al (2003), quando uma solução balanceada é obtida para o sistema reservatório-sistema de produção, esta é aplicada como um alvo controle dos poços enquanto o simulador resolve a próxima iteração Newtoniana ou resolve o passo de tempo. O alvo controle poderia ser a pressão na cabeça do poço, a pressão no fundo do poço ou vazão dos poços (ao nível de reservatório). A escolha pode ser importante no método explícito quando as condições do reservatório podem mudar significativamente entre sucessivos cálculos de balanceamento.

Num reservatório com pressão declinante, fixar a pressão de fundo de poço fornece um resultado pessimista para os poços de produção. Inclusive, se o declínio de pressão antes do próximo balanceamento for significativo se comparado à queda de pressão entre os blocos da malha de simulação e a completação do poço, o erro resultante na vazão de escoamento será grande.

Fixando a vazão de escoamento (acoplamento à nível de reservatório) como o alvo de controle, por outro lado, não dará um erro muito grande para poços com baixa queda de pressão, mas dará um resultado um tanto otimista.

Fixar a pressão na cabeça do poço como alvo controle será a melhor opção, se o simulador de reservatórios puder resolver a perda de carga da coluna de produção dos poços implicitamente debaixo deste modo de controle (usualmente interpolando tabelas de escoamento multifásico). O erro neste caso é minimizado porque a resposta do poço está inclusa na solução do reservatório.

3.4. Representação de fluido *black-oil*

Um item de grande importância para o acoplamento é a representação dos fluidos, por conta das demandas específicas de cada modelo. Tanto a simulação de reservatórios quanto a simulação do sistema de produção requerem propriedades como fatores de volume em relação a uma condição padrão, viscosidades, densidades e compressibilidades das fases óleo, água e gás, bem como as razões de gás em solução no óleo e na água.

Mattax e Dalton (1996) comentam que na representação *black-oil* utilizam-se propriedades obtidas de medidas de ensaios PVT, normalmente inseridas dentro dos simuladores de reservatório como tabelas, com as propriedades definidas em função da pressão. Como um método alternativo, as relações de propriedades de fluidos são expressas analiticamente com

polinomiais apropriados. Esta abordagem é mais usual para os simuladores de sistemas de produção, por conta da necessidade de se considerar também a variação da temperatura dentro da rede de coleta.

Segundo Barroux et al (2000), a representação de fluido *black-oil* tem provado ser de ampla aplicação e permitir considerável ganhos de tempo computacional. Usando uma representação composicional mais detalhada (grande número de componentes) não há contribuição para melhorar a precisão na simulação em termos de fluxo volumétrico.

O inconveniente da representação de fluido simplificada *black-oil* é a simplificação do modelo para representar os efeitos de mistura de fluidos com propriedades termodinâmicas distintas, o que pode ocorrer pela produção de múltiplos reservatórios, bem como a indisponibilidade de informação composicional detalhada necessária para a engenharia de processo de superfície, particularmente quando colunas de destilação são usadas no processo de separação e o resultado do fracionamento dos fluidos resultantes é desejado.

3.5. Gerenciamento de poços na previsão de produção

Segundo Mattax e Dalton (1996), um grande fator no projeto de um modelo para estudo de reservatórios é o tipo de rotina de gerenciamento de poço que será necessária.

As rotinas de gerenciamento de poço envolvem desde simples rotinas de vazão que especificam potenciais ou vazões em certos blocos de simulação àquelas que contêm lógica complexa para predizer o comportamento do campo como um todo.

Configurações das instalações de superfície e seus efeitos na capacidade areal do campo para produzir óleo, água ou gás e para injetar água ou gás podem ser incorporadas na rotina de gerenciamento de poço.

Perfuração de poços, recompletações, instalações de *gas lift* e alocação de produção e injeção também são comumente parte da função de uma rotina de gerenciamento de poço de um campo inteiro.

Em cenários com restrição de capacidade de unidades de produção, a otimização no gerenciamento de poços tem um papel crucial no desempenho do campo como um todo, pois se busca sempre maximizar o retorno do projeto de explotação de petróleo.

Segundo Denney (2003), a produção de hidrocarbonetos é restringida por condições de reservatório, capacidade de entrega da rede de dutos, capacidade de processamento de fluidos nas instalações de superfície, considerações econômicas e de segurança, ou uma combinação destes fatores.

Em muitos simuladores comerciais as restrições de vazão de escoamento nas instalações de superfície são aplicadas sequencialmente através de regras pré-definidas.

Enquanto que a produção pode ser controlada pelo ajuste de vazões de produção de poços, alocação de vazões de *gas lift* e, em alguns campos, pela troca de conexões de poços de um ramal para outro, a implementação ótima destes controles não é fácil.

O objetivo da otimização de produção dinâmica é encontrar o melhor conjunto operacional possível em um dado tempo, sujeito a todas as restrições, para alcançar certos objetivos operacionais. Estes objetivos podem variar de campo para campo e com o tempo. Tipicamente, as vazões de óleo diárias são maximizadas ou os custos de produção são minimizados.

Em muitos simuladores de reservatórios comerciais, as restrições de vazão de escoamento nas instalações de superfície são aplicadas sequencialmente através de regras pré-definidas. Em adição, a otimização de *gas lift* é obtida separadamente da alocação das vazões dos poços.

Por conta da natureza não-linear do problema de otimização e das iterações complexas, os resultados destes procedimentos pode ser insatisfatórios.

O trabalho de Wang (2003) apresentou várias técnicas de otimização não-linear para a resolução de problemas de sistemas de produção de poços de petróleo, visto a função objetivo e as restrições do problema serem, em geral, funções não lineares das variáveis de otimização disponíveis.

Em sistemas acoplados, estas técnicas são geralmente implementadas externamente aos simuladores de reservatórios e de sistemas de produção, dentro do programa acoplador na forma de algoritmos otimizadores.

A metodologia de priorização de poços utilizada neste trabalho é baseada no trabalho de Cotrim et al (2011), onde os poços são priorizados de acordo com suas produções de fluidos e o excedente de produção é rateado proporcionalmente. Esta metodologia de priorização pode ser configurada para seguir as mesmas regras utilizadas pelo simulador de fluxo, e utiliza a Equação 3-1 para definir a preferência de cada poço no rateio da capacidade máxima do sistema de produção:

$$\mathrm{WP} = \left(\frac{A_1 q_o + A_2 q_g + A_3 q_w}{B_1 q_o + B_2 q_g + B_3 q_w + B_4} \right)^N \qquad \textbf{Equação 3-1}$$

onde

WP = fator de priorização do poço;

A_1, A_2, A_3, B_1, B_2 e B_3 = coeficientes de interação entre vazões;

N = fator de amplificação/atenuação da prioridade dos poços.

O coeficiente B_4 é um termo independente da vazão, que foi acrescido à formulação original e tem sido utilizado para permitir o cálculo da equação quando B_1, B_2 e B_3 são iguais a zero.

Segundo o autor, os coeficientes A_1, A_2, A_3, B_1, B_2 e B_3 escolhidos definem as grandezas que serão utilizadas na priorização dos poços e, para cada tipo de restrição de superfície, o uso de valores adequados destes parâmetros leva ao aumento das vazões instantâneas de óleo e gás, incrementando consequentemente o valor presente líquido do projeto através da antecipação da recuperação de hidrocarbonetos.

3.6. Correções para a solução de acoplamento explícita

Rotondi et al (2008) comentam que a abordagem explícita é bastante flexível, contudo ressaltam que a consistência entre os cálculos do simulador de produção e o simulador de reservatório deveria ser checada.

Notadamente, a IPR usada pelo simulador de produção é computada pela solução das equações de poço com pressão e saturações de bloco de simulação no tempo t, enquanto que outras variáveis, incluindo vazões e pressões de poço, são atualizadas com a IPR esperada para

um tempo $t + \Delta t$, conforme mostrado na Figura 3-2. Isto pode induzir a discrepâncias entre as pressões de fundo de poço do reservatório e do sistema de produção quando os poços são controlados por um programa controlador impondo uma vazão de fluido alvo. Uma discrepância similar pode aparecer para vazões se os poços são controlados por pressão, tanto pressão de fundo de poço quanto pressão de cabeça de poço.

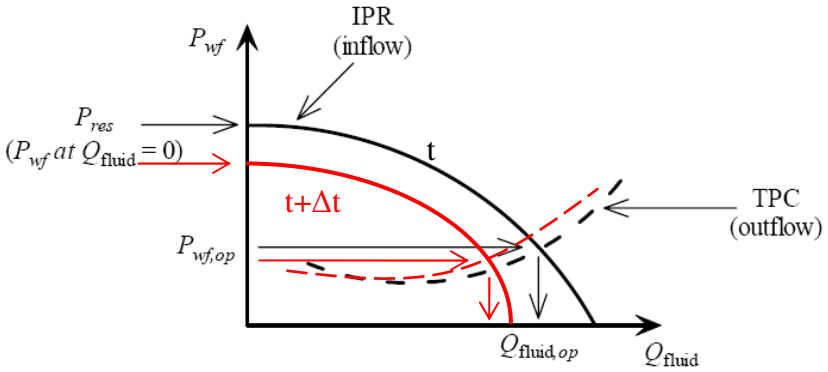

Figura 3-2: IPR com modificação do tempo (adaptado de Fanchi, 2006)

A extensão da discrepância dependeria principalmente de dois fatores, que são as condições do reservatório ou do sistema de produção que mudam rapidamente ao longo da simulação e do fato que os modelos de IPR usados pelo simulador de reservatório fornecem correlações lineares, o que na prática não são realistas.

Segundo os autores, quando as condições de um modelo mudam rapidamente, um equilíbrio de passo de tempo fino deveria ser usado. Para situações com pequenas variações de pressão e vazão, o que pode ser obtido com avanços controlados de passo de tempo integrado[1], a solução explícita poderia ser aplicada sem que ocorressem erros grosseiros.

Aziz e Settari (1979) comentam que a seleção manual de passos de tempo durante um estudo de simulação pode ser frustrante, em particular para casos onde as vazões de poços mudam drasticamente durante a rodada de simulação. A seleção apropriada do passo de tempo deve garantir a estabilidade da solução e levar a erros de truncamento de tempo aceitáveis. Estes requerimentos podem ser, pelo menos qualitativamente, relacionados à taxa de mudança de pressão e saturações no reservatório. Quanto mais rápidas as mudanças, menores passos de tempo

[1] O passo de tempo integrado se refere ao tempo percorrido em um intervalo dentro do acoplamento entre os simuladores e não está relacionado aos passos de tempo gastos por cada simulador acoplado dentro deste intervalo.

deveriam ser usados. Por exemplo, o passo de tempo durante uma simulação de poço simples pode variar de minutos imediatamente depois de uma grande mudança de vazão para vários meses quando o reservatório está próximo da depleção. Segundo os autores, os simuladores de reservatório usualmente empregam controles empíricos.

Conforme já citado, o acoplamento explícito pode causar oscilações não realistas no comportamento de pressão e vazão, o que pode ser observado em casos simulados. Mattax e Dalton (1996) afirmam que estas oscilações podem ser reduzidas ou eliminadas alterando o limite de pressão dos poços quando eles sofrem variação no comportamento (no instante de abertura do poço, por exemplo), reduzindo a vazão quando a variação for muito acentuada, ou calculando as vazões de modo semi-implícito ou implícito.

Conforme Rotondi et al (2008), também ocorrem problemas devido à alta produtividade de poços, pois as curvas de IPR fornecidas pelo simulador de reservatório são calculadas a partir da pressão média dos blocos de malha iniciais onde os poços estão completados, e não a partir da pressão média real da área de drenagem dos poços. Esta diferença é a provável causa das instabilidades numéricas que ocorrem na metodologia explícita.

Zapata et al (2001) indicam que a correta modelagem do escoamento de fluidos produzidos entrando na coluna de produção e carregados para a rede de dutos para o seu destino final requer a solução simultânea tanto do desempenho de influxo na coluna de produção do simulador de reservatórios quanto dos algoritmos de perda de carga tubular do simulador de produção.

Ao longo do curso de um passo de tempo onde a vazão esteja mudando por conta das mudanças nas condições do reservatório, uma aproximação linear da equação diferencial da IPR poderia ser usada para capturar este efeito. Para poços restritos por pressão na superfície, a mudança na pressão de fundo, seria derivada de algoritmos de queda de pressão tubular.

Uma proposta de correção para o acoplamento explícito apresentada neste trabalho utiliza uma estimativa do IP e da pressão do bloco do poço como uma função da vazão (que é constante no caso do simulador de reservatórios) durante um passo de tempo do acoplador. A outra proposta é a aplicação de uma metodologia de controle de passo de tempo adaptativo empírico.

4. METODOLOGIA

Este capítulo descreve a estrutura geral da metodologia de trabalho, que está dividida em cinco etapas principais. A primeira etapa, apresentada no Item 4.1, descreve a implementação da metodologia de acoplamento explícita abordada neste trabalho, necessária para acoplar um simulador de reservatórios e um simulador de sistema de produção e permitir as avaliações iniciais do acoplamento explícito.

A segunda etapa é decorrente das informações obtidas da literatura e das rodadas iniciais do acoplamento explícito, que indicaram a necessidade do uso de soluções para o tratamento de problemas numéricos no acoplamento explícito. Apresentada no Item 4.2, esta etapa descreve o desenvolvimento das metodologias de correção a serem adotadas nas rodadas explícitas neste trabalho.

A terceira etapa está relacionada com a utilização de uma rotina de gerenciamento de poços externa ao simulador de reservatórios, necessária para priorização de poços em sistemas de produção restritos. Conforme apresentada no Item 4.3, esta etapa descreve como a metodologia de gerenciamento de poços é implementada dentro do programa acoplador e quais as simplificações adotadas no uso desta metodologia.

O Item 4.4 apresenta a etapa de escolha de casos simples para validação da metodologia explícita em alguns cenários comuns na produção de petróleo, de forma a validar as implementações envolvidas nas etapas anteriores através da comparação com resultados obtidos por meio de outra metodologia comprovadamente aceita.

O Item 4.5 apresenta a escolha do caso para aplicação da metodologia explícita onde o acoplamento explícito seja necessário e que não seja possível de reprodução através do simulador de fluxo utilizado no estudo. Esta aplicação deve utilizar os cenários validados da etapa anterior.

4.1. A abordagem de acoplamento entre reservatório e sistema de produção

Após a revisão bibliográfica com foco no acoplamento entre Reservatório e Sistema de Produção, se determinou a abordagem de acoplamento explícito mais adequada para realizar o

estudo proposto no trabalho. Foi escolhida a metodologia de acoplamento explícita baseada nos trabalhos de Ghorayeb et al (2003) e Schiozer (1993).

Nesta abordagem, o simulador de reservatórios recebe a condição de operação para cada poço, calculado pelo sistema de produção com dados fornecidos pelo próprio simulador de reservatórios no início do passo de tempo integrado. O simulador mantém esta condição durante este passo de tempo integrado, o qual é previamente definido, um processo sequencial até atingir o final da rodada acoplada. Durante este processo, nenhuma regra de gerenciamento de poços é aplicada pelo simulador de reservatórios, cabendo as decisões sobre a operação dos poços apenas ao programa acoplador ou ao simulador do sistema de produção.

Um programa controlador de interfaces foi desenvolvido para acoplar explicitamente um simulador de reservatórios comercial e um sistema de produção simplificado descrito no Anexo II, o qual é responsável pelo balanceamento da rede de escoamento. O simulador de reservatórios IMEX® versão 2008 da CMG® foi utilizado para testar a metodologia de acoplamento explícito, por disponibilizar em uma interface todas as informações de poços necessárias. A Figura 4-1 mostra um fluxograma com o esquema de acoplamento utilizado no trabalho, detalhando o local de acoplamento e as informações trocadas entre os simuladores.

Acompanhando o fluxograma, o programa acoplador inicia buscando informações dos poços disponibilizados pela interface de cada simulador de reservatório acoplado. O local de acoplamento disponível (referência de onde estas informações são disponibilizadas) no simulador de reservatórios é o fundo do poço, de onde as curvas de IPR por fase de fluido (óleo, gás e água) para cada poço são geradas e fornecidas para o programa acoplador pelo simulador de reservatórios no início de cada passo de tempo da rodada acoplada. Os dados fornecidos são as vazões de cada fluido em função da pressão de fundo aplicada, além das densidades dos fluidos e da temperatura do reservatório.

Estas curvas de IPR são inicialmente avaliadas através de rotinas básicas de gerenciamento de poços, procurando honrar os limites máximos ou mínimos de vazões e pressões de fundo de poço definidos previamente para cada poço, a fim de se obter uma estimativa inicial do ponto de operação dos poços.

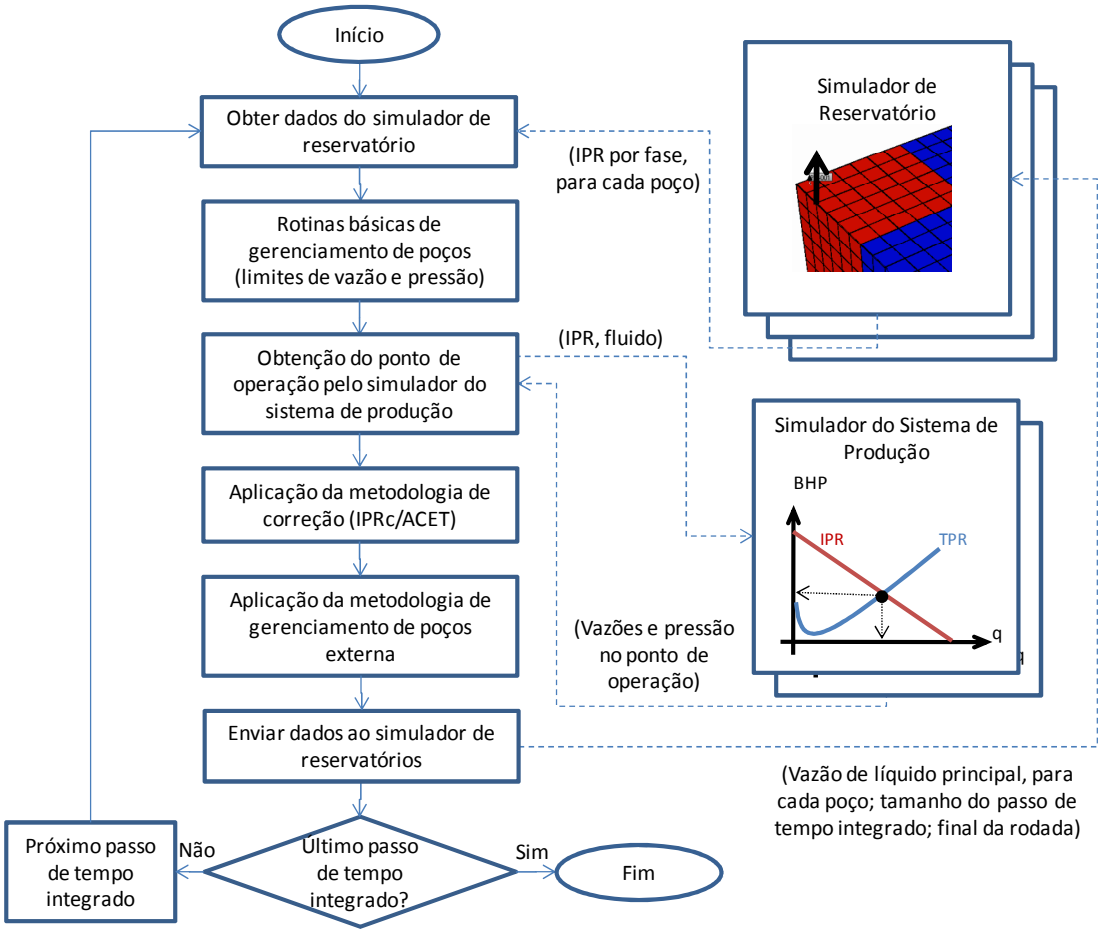

Figura 4-1: Fluxograma do programa de acoplamento

Se o uso do simulador do sistema de produção simplificado for solicitado ao programa acoplador, o sistema de produção é balanceado comparando as curvas de IPR com as curvas de TPC de cada poço, num processo interno dentro do simulador de sistema de produção, de modo a obter a nova estimativa da condição de operação (pressão de fundo e vazões de fluidos) do respectivo poço que equilibra a pressão em todos os pontos do sistema de produção, conforme apresentado no Anexo II.

As vazões de fluidos e pressões obtidas para cada poço são avaliadas de acordo com as metodologias de correção propostas (IPRc ou ACET, descritas no Item 4.2), de modo a corrigir eventuais problemas de instabilidade numérica.

Em seguida, estas vazões de fluidos são submetidas à metodologia de gerenciamento de poços inserida dentro do programa acoplador, de modo a honrar as restrições de grupo de poços gerenciadas por esta metodologia. Esta metodologia está descrita no Item 4.3.

A vazão do líquido principal (óleo, gás ou água) de cada poço é informada para o simulador de reservatórios, que continua sua rodada mantendo esta vazão constante até o final do passo de tempo integrado determinado. Esta é a única condição de contorno disponível no simulador de reservatório adotado, a qual será avaliada posteriormente. Caso a rodada acoplada tenha chegado ao último passo de tempo, o programa acoplador informa ao simulador que termine sua rodada.

O programa acoplador faz o gerenciamento do avanço do passo de tempo integrado, verificando o final da rodada integrada para informar aos simuladores de reservatório qual o próximo tamanho de passo de tempo integrado a ser simulado ou a finalização da rodada acoplada.

4.2. Metodologias de correção

Algumas limitações nos resultados da metodologia de acoplamento explícito são reportadas na literatura, como instabilidade numérica da solução e a não garantia da obtenção de uma resposta única entre os modelos de reservatório e do sistema de produção. Alguns resultados preliminares apontaram a necessidade de metodologias de correções, conforme apresentados no Capítulo 6. Desta forma, algumas modificações na metodologia explícita são propostas para corrigir estes problemas.

Duas formas de correção podem ser aplicadas de modo a melhorar os resultados do acoplamento explícito, como já citado anteriormente. Pode-se tentar minimizar o erro reduzindo o tamanho do passo de tempo integrado ou melhorar a estimativa de IPR fornecida pelo simulador de reservatórios.

É proposta neste trabalho a avaliação de uma metodologia para o controle de passo de tempo adaptativo (Controle de Passo de Tempo Adaptativo - ACET), que avalia as variações de pressão e vazão do passo de tempo integrado anterior e modifica a duração do passo de tempo integrado seguinte conforme critérios pré-estabelecidos.

A metodologia ACET inicialmente calcula as diferenças de pressão de fundo e vazões de fluidos para todos os poços acoplados em relação ao passo de tempo anterior. O passo de tempo atual é então dividido pela razão entre as diferenças máximas permitidas e os valores obtidos anteriormente. O valor é então comparado com limites máximos e mínimos permitidos, sendo adotado o valor que forneça o menor passo de tempo integrado para o passo seguinte.

Outra forma de abordar o problema é a correção da IPR fornecida pelo simulador de fluxo. Neste trabalho, desenvolve-se uma correção das curvas de IPR para os poços injetores segundo uma metodologia (IPR Corrigida - IPRc) que utiliza informações do passo de tempo anterior.

Uma avaliação das rodadas preliminares indica uma grande dependência da variação da pressão do bloco onde o poço está completado e a variação da vazão do líquido entre passos de tempo subsequentes, mostrando uma forte dependência do termo de acumulação da equação da difusividade. Adota-se então uma correlação linear para permitir a variação da pressão do bloco em consequência da variação de vazão. Também se adota que o índice de produtividade do poço também é proporcional à variação de pressão de bloco durante o passo de tempo integrado.

A equação que rege a correção da IPR para os poços injetores é deduzida no Anexo 1, tendo como forma final a Equação 4-1:

$$\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n \left(P^{n+1} - P^n\right)^2 + \left[IP_w^n + \frac{q_w^n}{IP_w^n}\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n - \frac{1}{T\Delta t}\right]\left(P^{n+1} - P^n\right) + q_w^n - q_w^{n-1} = 0 \qquad \textbf{Equação 4-1}$$

onde

IP_w = índice de produtividade do poço injetor;

n = índice que indica o início do passo de tempo;

$n+1$ = índice que indica o final do passo de tempo;

$n-1$ = índice que indica o final do passo de tempo anterior;

T = constante obtida em função de P, q_w e Δt.

4.3. Metodologia de gerenciamento de poços

O acoplamento explícito possibilita que as rotinas de gerenciamento de poços sejam definidas externamente ao simulador de reservatórios no acoplamento explícito, permitindo que novos algoritmos de alocação de poços sejam implementados e testados. Os casos apresentados neste trabalho são apenas alguns exemplos de algoritmos de priorização de poços, contudo existem outras aplicações possíveis, como por exemplo, o controle de poços inteligentes.

Na abordagem de acoplamento explícito adotada, as regras de priorização de poços precisam ser definidas externamente ao simulador de reservatórios. Para o cenário de produção de líquido e injeção de água restritos, como desenvolvido neste trabalho, uma metodologia de gerenciamento de poços robusta é necessária. Adotou-se para este estudo a metodologia proposta por Cotrim et al (2011) como metodologia de priorização de poços com restrições de grupo.

A metodologia implementada utiliza o ponto de operação dos poços, obtido pelas regras básicas de gerenciamento dos poços ou pelo balanceamento da rede de coleta através do simulador sistema de produção, como citado anteriormente, e verifica se alguma restrição global previamente determinada é violada, como por exemplo, vazão de líquido máxima.

Caso a restrição seja violada, cada poço é priorizado segundo o conjunto de parâmetros utilizados na metodologia de gerenciamento de poço (ver Item 3.5), rateando o excedente da produção ou injeção baseado no índice de priorização obtido. Os pontos de operação dos poços são atualizados para serem repassados ao simulador de reservatórios.

Algumas simplificações são necessárias para a aplicação da metodologia de gerenciamento de poços escolhida, de modo a permitir a sua aplicação:

- Qualquer vazão de produção ou injeção abaixo do ponto de operação inicial do poço é possível sem que ocorra o fechamento do mesmo;
- Existe um regulador de vazão posicionado na superfície (ou em qualquer outra parte do trecho de tubulação), com abertura variável que pode fornecer as diferenças de vazão e pressão necessárias para equilibro da rede de coleta;
- As velocidades de escoamento dos fluidos dentro da tubulação são suficientemente grandes para evitar problemas no escoamento de fluidos na tubulação.

4.4. Escolha de casos para validação da Metodologia Explícita

A quarta etapa do trabalho envolve a validação da metodologia explícita, utilizando o programa acoplador para gerenciar a troca de informações entre o simulador de reservatório e o simulador do sistema de produção e avaliar pontos específicos para esta metodologia citados anteriormente em comparação com algum caso de resposta conhecida.

Os itens relevantes testados nesta etapa são a condição de contorno utilizada no acoplamento do poço, disponível no simulador de reservatórios, para representar restrições operacionais diversas (como vazão de líquido, pressão de fundo de poço e pressão na cabeça do poço) e o tamanho do passo de tempo integrado, compartilhado entre o simulador de reservatório e o simulador do sistema de produção.

Algumas implicações são reportadas na literatura sobre uso da metodologia de acoplamento explícito, como instabilidade numérica da solução e diferenças na resposta entre os modelos de reservatório e do sistema de produção, por conta do tratamento explícito. Como se deseja avaliar este impacto, os casos escolhidos têm poços com altos índices de produtividade e mudança de vazões de líquido do regime monofásico para multifásico, dentro de um cenário típico de produção e injeção de fluidos.

A ocorrência destas implicações permite a avaliação das metodologias de correção para o acoplamento explícito propostas neste trabalho, verificando o melhoramento da solução explícita. Os casos deverão ser rodados nas duas metodologias de correção propostas: metodologia de controle de avanço de passo de tempo adaptativo (ACET) e metodologia de correção da curva de IPR para o poço injetor (IPRc).

É necessário ainda incluir nesta etapa uma validação da metodologia de gerenciamento de poços em cenário restritivo de produção e injeção implementada dentro do programa controlador, visto que o gerenciamento dos poços não é tratado internamente nem pelo simulador de reservatório nem pelo simulador do sistema de produção, havendo a necessidade de uma rotina auxiliar de gerenciamento de poços. Esta rotina pode ser utilizada para se obter uma resposta semelhante à obtida pelo simulador de reservatório, o que indica a possibilidade de utilizar num

caso com mais de um simulador de reservatório acoplado com a metodologia de gerenciamento de poços e obter uma resposta integrada coerente.

Para a avaliação dos resultados, é feita uma comparação em termos de vazões de produção e injeção de fluidos representativos e pressões de fundo dos poços mais representativos para o cenário de produção do modelo. Também são avaliados os valores acumulados de produção e injeção dos fluidos representativos para os grupos de poços produtores e injetores.

Os tempos de simulação gastos em cada rodada serão avaliados em termos comparativos, segundo a Equação 4-2:

$$t_{norm} = \frac{t}{n_{sim} t_{ref}} \qquad \textbf{Equação 4-2}$$

onde:

t_{norm} = tempo da rodada normalizado;

t = tempo da rodada integrada;

n_{sim} = número de simulações simultâneas;

t_{ref} = tempo da rodada de referência.

4.5. Escolha de caso para aplicação da Metodologia Explícita

O caso de aplicação da metodologia explícita vem como a etapa final do trabalho na forma de uma validação do uso do acoplamento explícito em um estudo corriqueiro de previsão de produção. Contudo, este caso precisa contemplar uma necessidade de modelagem integrada, a qual não pode ser implementada rigorosamente através das ferramentas de modelagem atuais, como por exemplo, modelagem de sistemas de produção complexos nos simuladores de reservatórios atuais. Como já citado, estes casos deveriam conter uma ou mais simulações de reservatórios sujeitas a uma restrição global comum, podendo ter a adição de uma ou mais redes de superfície complexas. Contudo, este caso deve ser escolhido levando-se em conta os cenários de produção e injeção validados no Item 4.4, de modo que esteja coberto para todos os cenários validados anteriormente.

Para a avaliação dos resultados, é feita uma comparação em termos de vazões de fluidos representativos dos grupos de poços de produção e injeção para o cenário de explotação do campo, visto não ser possível fazer comparações diretas entre os resultados de poços devido à aplicação de soluções de integração distintas. Como a caracterização adequada dos fluidos que estão chegando na superfície é um item importante em rodadas integradas, uma comparação das densidades dos fluidos que chegam na superfície é apresentada. Também são avaliados os valores acumulados de produção e injeção dos fluidos representativos para os grupos de poços produtores e injetores. Os tempos de simulação gastos em cada rodada serão avaliados conforme a formulação apresentada anteriormente.

Como um detalhe do estudo, será feita uma avaliação da demanda computacional total para todos os casos acoplados, a fim de verificar o desempenho em tempo da metodologia explícita para duas aplicações distintas.

5. APLICAÇÃO

A escolha dos casos de validação da metodologia explícita é direcionada para verificar o comportamento da modelagem acoplada em cenários de produção e injeção de fluidos que ocorrem com mais frequência na indústria do petróleo, no caso a produção de óleo com método de recuperação secundário com injeção de água.

No caso da aplicação, a escolha é direcionada para um caso que justificaria a escolha da abordagem acoplada explicitamente, o qual demandaria muito esforço de pré-processamento para que pudesse ser modelada adotando-se uma abordagem implícita, isto é, totalmente modelada dentro de uma única simulação de reservatórios. Neste caso, é escolhido o acoplamento de três reservatórios independentes compartilhando duas plataformas de produção com restrições operacionais de produção e injeção.

Além disto, em ambos os casos é testada uma metodologia de gerenciamento de poços diferente à implementada dentro do simulador de reservatórios, de modo a avaliar a flexibilidade da abordagem explícita, conforme já mencionado.

5.1. Casos de validação da Metodologia Explícita

O modelo de reservatório para validação é uma malha *five-spot* (10x10x6 células), com dimensões de 100x100x10m, porosidade 20%, permeabilidade horizontal 100 mD, permeabilidade vertical 10 mD, com fluido, permeabilidade relativa e curvas de FVM do modelo do Campo de Namorado. São 4 poços produtores verticais de óleo e 1 poço injetor vertical de água, com poços satélites conectados à superfície. Este caso é escolhido por ter a resposta bem conhecida e de representar bem o comportamento de escoamento de fluidos no cenário atual de produção e injeção de fluidos na indústria do petróleo.

A Figura 5-1 apresenta um mapa 3D do modelo de validação, com a propriedade permeabilidade indicada para mostrar o quadrante do reservatório com a permeabilidade aumentada em cinco vezes, a fim de avaliar o avanço da água diferenciado em um poço produtor. Neste quadrante estão posicionados os poços PV-001 e IV-001.

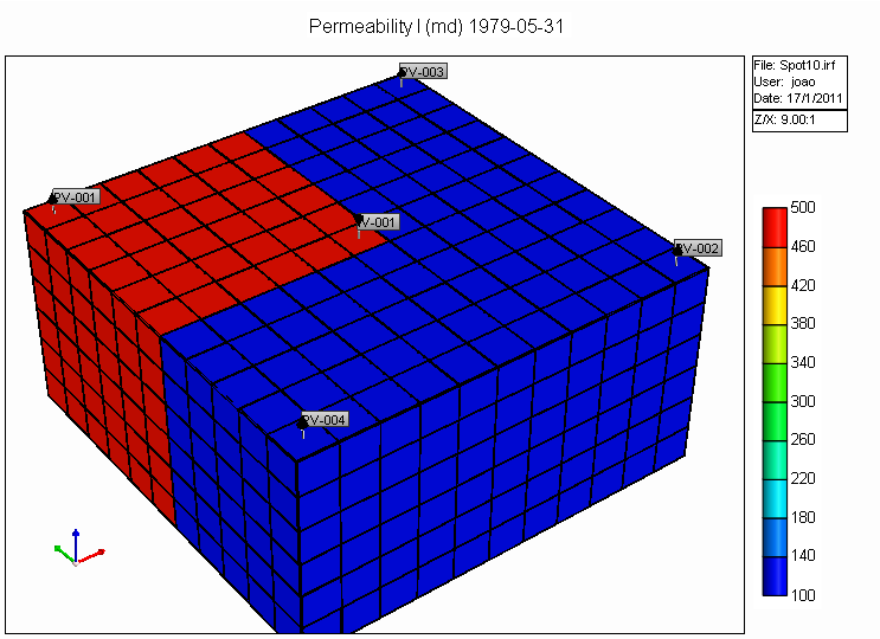

Figura 5-1 - Mapa de permeabilidade do modelo de validação

A seguir são descritos os casos para análise da condição de contorno disponível, tamanho do passo de tempo integrado e metodologias de correção, utilizando controle de fundo de poço sem restrição de grupo, controle na superfície sem restrição de grupo, e controle de fundo de poço com restrição de grupo.

Caso 1: controle dos poços pelo programa controlador ao nível de fundo de poço (limites operacionais de BHP e vazões de produção e injeção), com diferentes passos de tempo integrado (1 e 10 dias). As restrições operacionais dos poços produtores são pressão de fundo mínima de 100 kgf/cm² e vazão de produção de líquido máxima de 1500 m³/d. Para o poço injetor, pressão de fundo máxima de 400 kgf/cm² e vazão de injeção máxima de 8500 m³/d.

Caso 2: controle de poços pelo simulador de sistema de produção ao nível de superfície, sem restrições de vazão e de grupo (só limites operacionais de WHP), com diferentes passos de tempo integrado (1 e 10 dias). A restrição de pressão dos poços produtores é a pressão de superfície mínima de 17 kgf/cm². O simulador de sistema de produção representa uma rede de coleta simplificada, contemplando a tubulação desde o fundo do poço até a superfície. Esta rede de coleta é representada através de uma tabela de escoamento multifásico, a qual é utilizada para se obter a TPC de cada poço.

Caso 3: controle de poços pelo programa controlador ao nível de fundo de poço, com restrições de grupo (limites operacionais de BHP e vazões totais de produção), com ajustes na metodologia de gerenciamento de poços. A metodologia de gerenciamento de poços implementada será configurada para reproduzir a metodologia de priorização de poços do simulador de reservatório (WellPrior 1). Para representar um sistema de produção mais complexo, a metodologia será configurada de forma a priorizar a produção de poços com menor corte de água (WellPrior 2). A restrição de grupo aplicada é a vazão de líquido máxima de 5000 m³/d. A metodologia de correção de IPR é aplicada neste caso. A Tabela 5-1 apresenta os valores dos coeficientes de interação utilizados nas configurações da metodologia de gerenciamento de poços WellPrior nos casos de validação e aplicação.

Tabela 5-1 – Configurações da metodologia WellPrior

Configuração	Poços	A_1	A_2	A_3	B_1	B_2	B_3	B_4	N
WellPrior 1	Produtores	1	0	1	0	0	0	1	1
	Injetores	0	0	1	0	0	0	1	1
WellPrior 2	Produtores	0	0	1	1	0	1	0	0,8
	Injetores	0	0	1	0	0	0	1	1
WellPrior 3	Produtores	0,8	0	1	0	0	0	1	2
	Injetores	0	0	1	0	0	0	1	1

Para permitir a validação dos resultados, optou-se por rodar os mesmos casos através da metodologia implícita descrita no Item 3.2, utilizando o simulador de reservatório com as mesmas curvas de TPC utilizadas na metodologia explícita.

5.2. Caso de aplicação da Metodologia Explícita

O caso de aplicação, denominado Caso 4, é composto de três reservatórios *black-oil*, baseados no Campo de Namorado, produzindo para duas plataformas de produção com restrições de produção de líquido e injeção de água. Em relação ao acoplamento, são três rodadas de simulação de reservatórios compartilhando restrições de produção para 42 poços produtores e restrições de injeção para 36 poços injetores, através do programa controlador.

Os modelos de simulação de reservatório utilizados na aplicação são denominados Reservatório 1, que é o modelo base, Reservatório 2, que é o mesmo modelo base com curva de

permeabilidade mais favorável à água, e Reservatório 3, que é o modelo base com fluido mais pesado. O modelo geológico utilizado para montar os modelos de simulação é baseado no trabalho de Bento (2010), contendo 51 x 28 x 6 células (5174 destas ativas), com dimensões (em média) de 150x150x20m. A Figura 5-2 apresenta o mapa de topo do modelo de simulação, indicando a localização dos poços de produção e injeção.

A Tabela 5-2 apresenta as propriedades gerais de rocha e fluidos para os três reservatórios. A Tabela 5-3 resume as quantidades de fluidos *in situ* para cada reservatório.

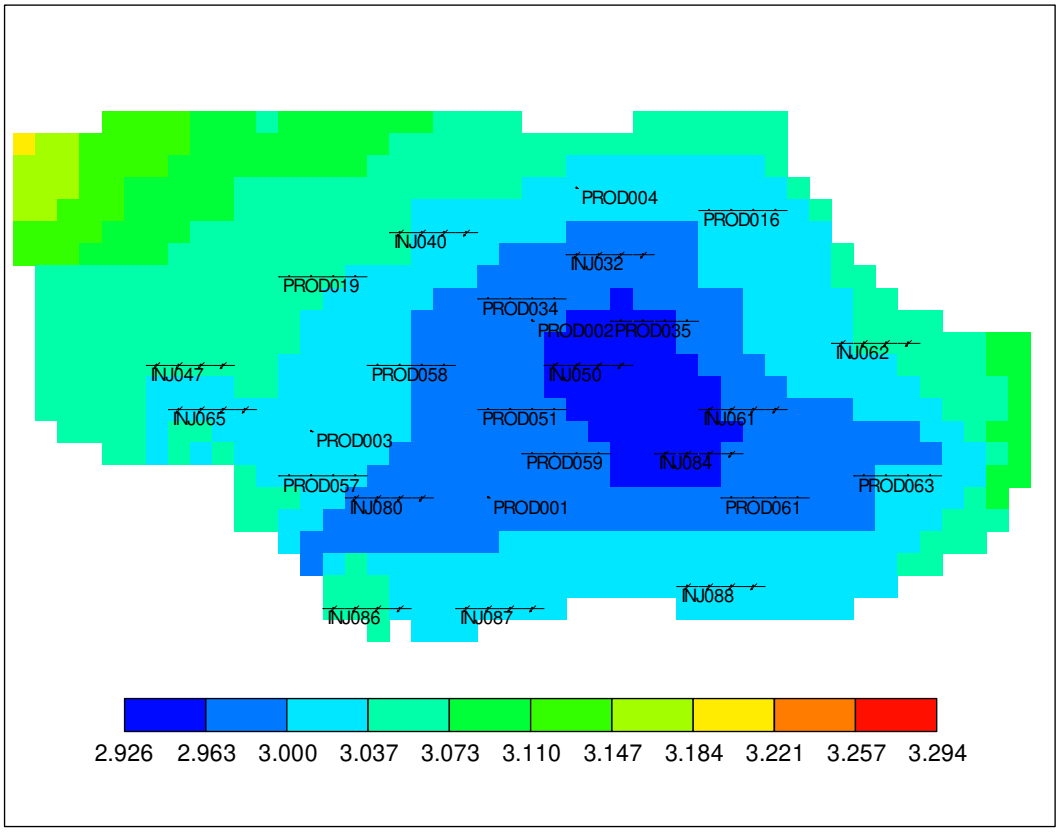

Figura 5-2 - Mapa de topo do modelo do Campo de Namorado com posicionamento dos poços

Tabela 5-2 - Propriedades gerais dos modelos de simulação

Modelo	Rocha	Fluido	°API	Densidade Relativa		
			Óleo	Óleo	Gás	Água
Reservatório 1	A	A	27,7	0,886	0,745	1,0
Reservatório 2	B					
Reservatório 3	A	B	19,0	0,940	0,814	

Tabela 5-3 – Óleo e gás *in situ* para os modelos de simulação

Modelo	Óleo *in situ* ($10^6 m^3$)	Gás *in situ* ($10^9 m^3$)
Reservatório 1	97,143	11,021
Reservatório 2	97,143	11,021
Reservatório 3	100,29	9,760

A Tabela 5-4 e a Tabela 5-5 apresentam as propriedades PVT do óleo e do gás para os Fluidos A e B respectivamente. Cada propriedade PVT para os Fluidos A e B é apresentada desde a Figura 5-3 até a Figura 5-7. A Tabela 5-6 e a Tabela 5-7 apresentam as propriedades de interação rocha-fluido para as Rochas A e B. As curvas de permeabilidade relativa à água e ao gás são comparadas na Figura 5-8 e na Figura 5-9, respectivamente.

Tabela 5-4 - Propriedades do Fluido A

Pressão (kgf/cm2)	Rs (m3/m3)	Bo (m3/m3)	µo (cp)	Bg (m3/m3)	µg (cp)
35,49	31,80	1,20	2,05	0,0346	0,0109
41,82	34,66	1,21	1,99	0,0291	0,0113
49,20	38,02	1,21	1,91	0,0245	0,0117
59,75	42,83	1,23	1,81	0,0199	0,0123
68,54	46,85	1,24	1,73	0,0172	0,0128
80,85	52,51	1,25	1,62	0,0144	0,0134
93,86	58,51	1,27	1,52	0,0123	0,0142
105,81	64,06	1,28	1,43	0,0108	0,0148
121,98	71,60	1,30	1,32	0,0093	0,0157
133,94	77,20	1,32	1,25	0,0084	0,0164
148,00	83,83	1,33	1,17	0,0076	0,0172
166,29	92,49	1,35	1,09	0,0067	0,0182
193,36	105,42	1,39	1,00	0,0058	0,0197
213,26	115,01	1,41	0,96	0,0053	0,0208
219,38	117,64	1,42	0,94	0,0051	0,0211
229,50	122,19	1,43	0,91	0,0049	0,0217
248,00	130,84	1,45	0,85	0,0045	0,0227
283,02	147,22	1,50	0,75	0,0040	0,0246
316,91	163,08	1,54	0,65	0,0035	0,0265
352,63	179,79	1,58	0,54	0,0032	0,0285
360,00	183,24	1,59	0,52	0,0031	0,0289

Tabela 5-5 - Propriedades do Fluido B

Pressão (kgf/cm2)	Rs (m3/m3)	Bo (m3/m3)	µo (cp)	Bg (m3/m3)	µg (cp)
35,00	8,56	1,10	6,38	0,03943	0,01238
60,00	16,39	1,12	5,44	0,02224	0,01334
85,00	24,95	1,14	4,66	0,01522	0,01433
110,00	34,03	1,17	4,01	0,01146	0,01535
135,00	43,56	1,19	3,47	0,00917	0,01640
160,00	53,46	1,22	3,03	0,00766	0,01747
185,00	63,68	1,25	2,66	0,00661	0,01857
210,00	74,18	1,27	2,35	0,00586	0,01968
235,00	84,95	1,30	2,09	0,00531	0,02081
260,00	95,96	1,34	1,87	0,00490	0,02195
285,00	107,18	1,37	1,68	0,00457	0,02310
310,00	118,61	1,40	1,52	0,00432	0,02425
335,00	130,23	1,44	1,38	0,00412	0,02540
360,00	142,03	1,47	1,26	0,00395	0,02654

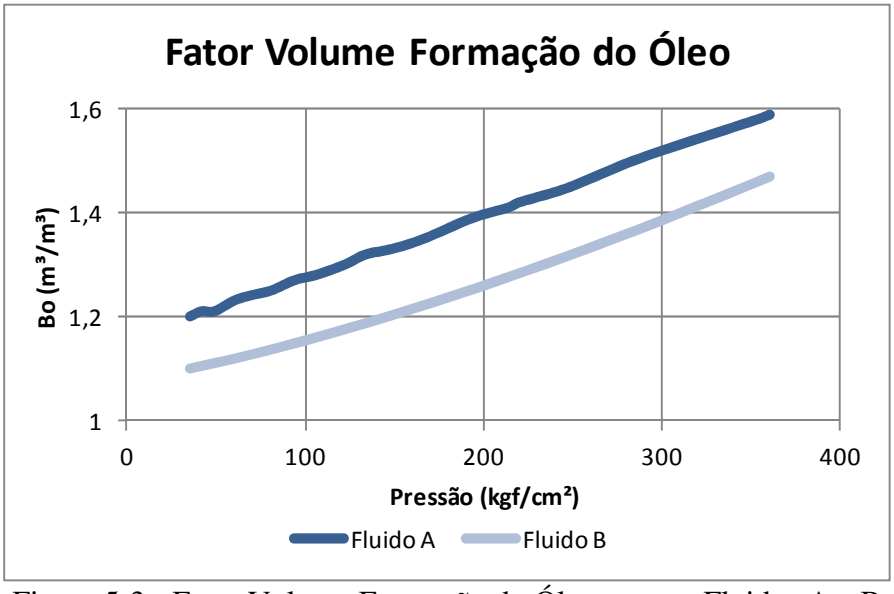

Figura 5-3 - Fator Volume Formação do Óleo para os Fluidos A e B

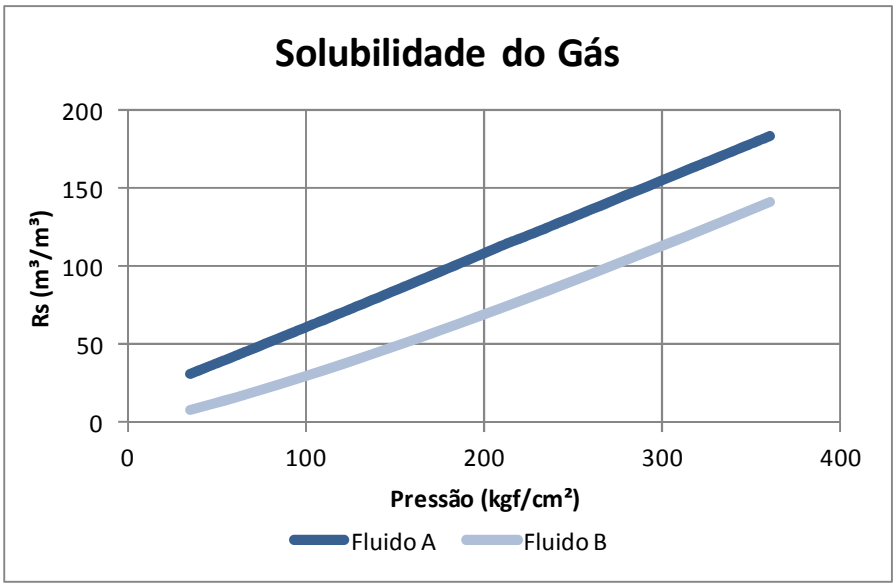

Figura 5-4 - Solubilidade do Gás para os Fluidos A e B

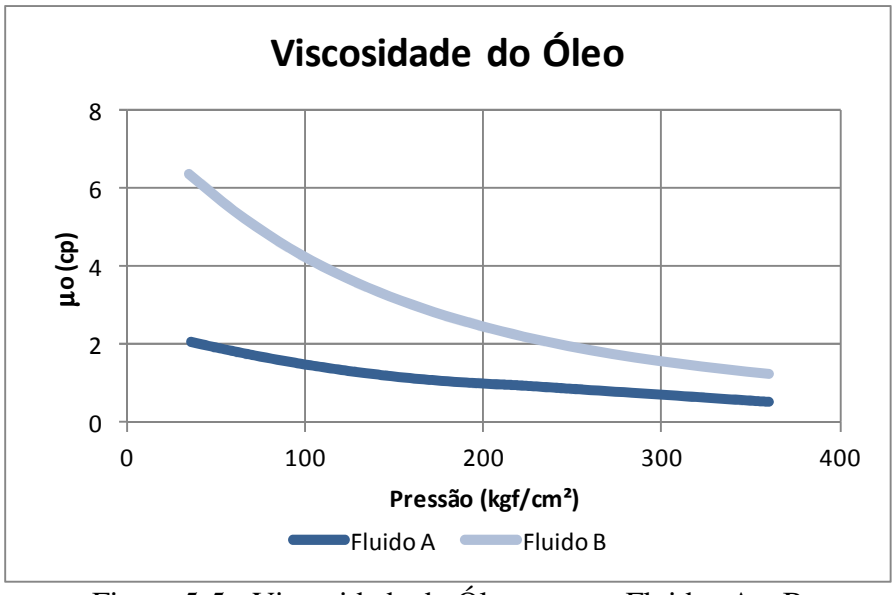

Figura 5-5 - Viscosidade do Óleo para os Fluidos A e B

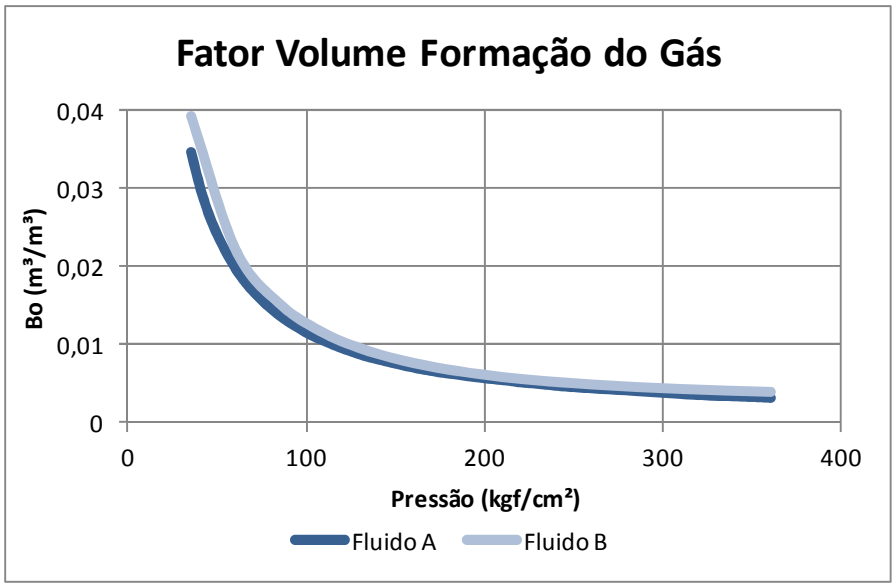

Figura 5-6 - Fator Volume Formação do Gás para os Fluidos A e B

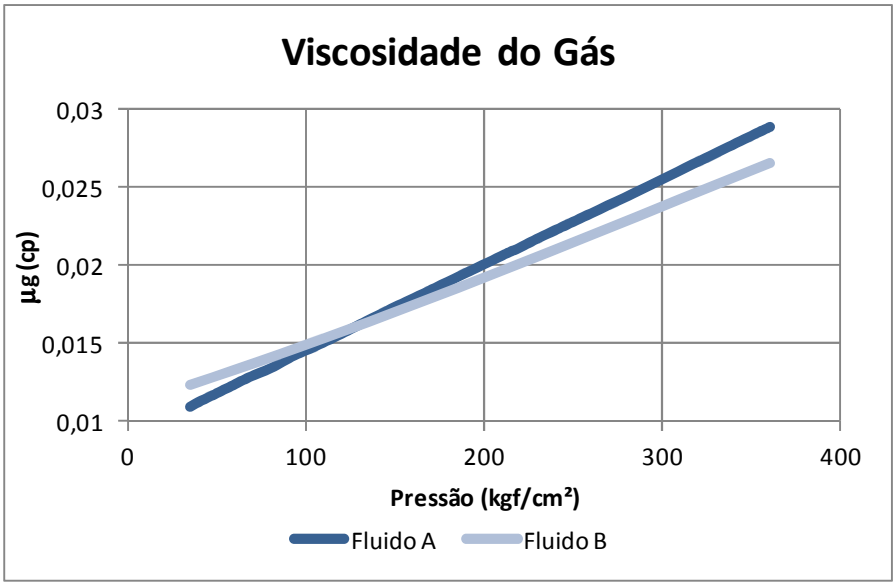

Figura 5-7 - Viscosidade do Gás para os Fluidos A e B

Tabela 5-6 - Curvas de Permeabilidade Relativa à Água para as Rochas A e B

Sw	Rocha A			Rocha B		
	Krw	Krow	Pc	Krw	Krow	Pc
0,17	0,00	0,58	0,54	0,00	0,58	0,54
0,20	0,00	0,52	0,35	0,00	0,52	0,35
0,25	0,00	0,41	0,19	0,00	0,41	0,19
0,30	0,00	0,32	0,12	0,01	0,32	0,12
0,35	0,00	0,24	0,08	0,02	0,24	0,08
0,40	0,01	0,18	0,05	0,04	0,18	0,05
0,45	0,02	0,12	0,04	0,07	0,12	0,04
0,50	0,04	0,08	0,03	0,10	0,08	0,03
0,55	0,06	0,05	0,02	0,13	0,05	0,02
0,60	0,10	0,02	0,02	0,17	0,02	0,02
0,65	0,15	0,01	0,01	0,22	0,01	0,01
0,70	0,21	0,00	0,01	0,27	0,00	0,01
0,75	0,28	0,00	0,01	0,33	0,00	0,01
0,79	0,36	0,00	0,01	0,38	0,00	0,01
0,82	0,42	0,00	0,01	0,42	0,00	0,01

Tabela 5-7 - Curva de Permeabilidade Relativa ao Gás para as Rochas A e B

Sg	Rocha A		Rocha B	
	Krg	Krog	Krg	Krog
0,00	0,000	0,580	0,000	0,583
0,18	0,002	0,387	0,002	0,387
0,20	0,003	0,309	0,003	0,309
0,25	0,006	0,203	0,006	0,203
0,30	0,010	0,143	0,010	0,143
0,35	0,017	0,102	0,017	0,102
0,40	0,026	0,072	0,026	0,072
0,45	0,037	0,050	0,037	0,050
0,50	0,052	0,034	0,052	0,034
0,55	0,070	0,021	0,070	0,021
0,60	0,093	0,014	0,093	0,014
0,65	0,119	0,006	0,119	0,006
0,70	0,150	0,000	0,150	0,000

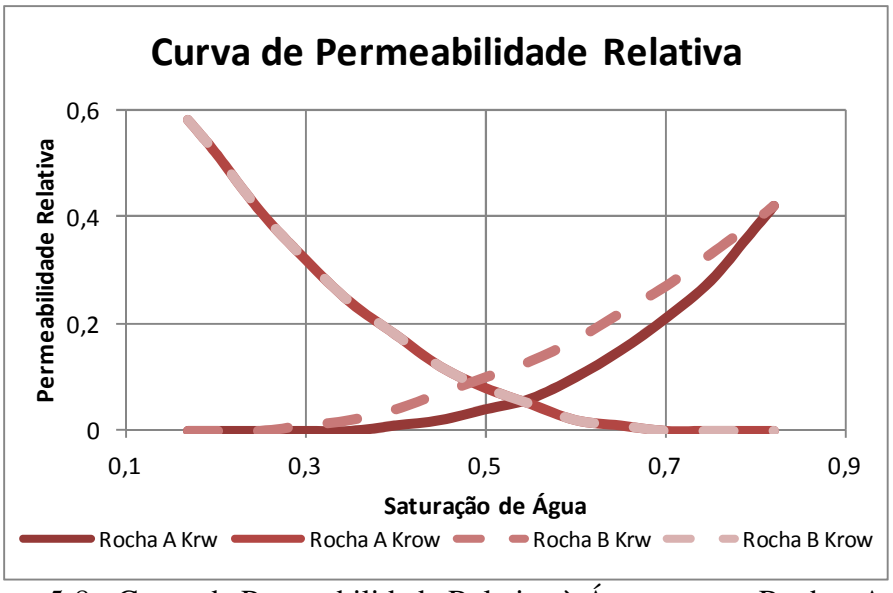

Figura 5-8 - Curva de Permeabilidade Relativa à Água para as Rochas A e B

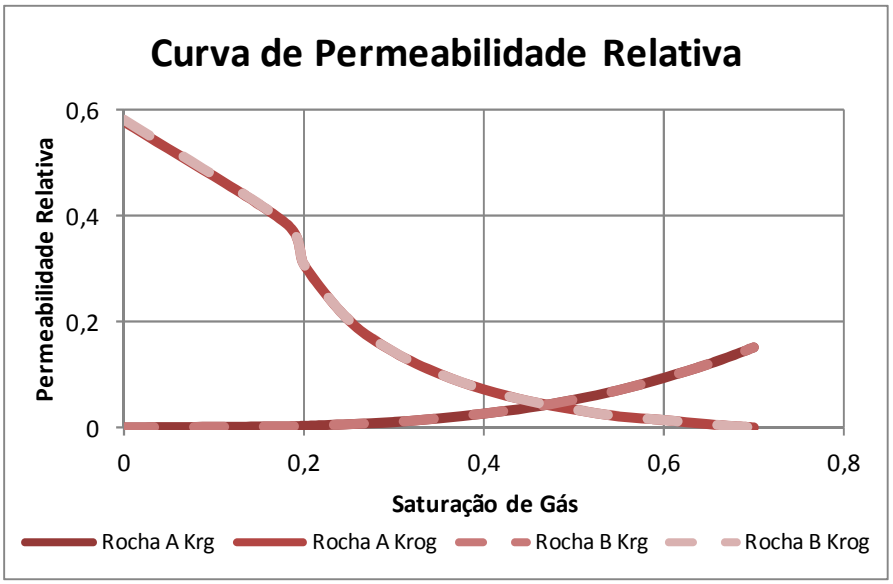

Figura 5-9 - Curva de Permeabilidade Relativa ao Gás para as Rochas A e B

Para esta avaliação é adotada uma sequência de início de operação das plataformas e abertura de poços produtores e injetores semelhante a cronogramas de projetos reais, procurando incluir a variável tempo na rodada acoplada. A Tabela 5-8 apresenta o cronograma de abertura dos poços e entrada de operação das plataformas, dando ênfase a defasagem na abertura dos poços e a entrada de operação das plataformas.

Tabela 5-8 - Cronograma de implantação das plataformas e abertura de poços

Dia	Plataformas	Reservatório		
		1	2	3
1	1	PROD001		
120	1	PROD003		
150	1	PROD004		
360	1		PROD001	
480	1		PROD003	
510	1		PROD004	
720	1			PROD001
840	1			PROD003
870	1			PROD004
1501	1	PROD034		
1531	1	PROD058		
1561	1	INJ088		
1591	1	INJ087		
1621	1	PROD059		
1651	1	INJ065		
1681	1	INJ040		
1711	1	INJ050		
1741	1	INJ086		
1771	1	PROD051		
1801	1	PROD016		
1831	1	INJ032		
1861	1+2	PROD057	PROD034	
1891	1+2	INJ047	PROD058	
1921	1+2	PROD019	INJ088	
1951	1+2	PROD063	INJ087	
1981	1+2	INJ080	PROD059	
2011	1+2	INJ61	INJ065	
2041	1+2	PROD061	INJ040	

Dia	Plataformas	Reservatório		
		1	2	3
2071	1+2	INJ084	INJ050	
2101	1+2	PROD035	INJ086	
2131	1+2	INJ062	PROD051	
2161	1+2		PROD016	
2191	1+2		INJ032	
2221	1+2		PROD057	PROD034
2251	1+2		INJ047	PROD058
2281	1+2		PROD019	INJ088
2311	1+2		PROD063	INJ087
2341	1+2		INJ080	PROD059
2371	1+2		INJ61	INJ065
2401	1+2		PROD061	INJ040
2431	1+2		INJ084	INJ050
2461	1+2		PROD035	INJ086
2491	1+2		INJ062	PROD051
2521	1+2			PROD016
2551	1+2			INJ032
2581	1+2			PROD057
2611	1+2			INJ047
2641	1+2			PROD019
2671	1+2			PROD063
2701	1+2			INJ080
2731	1+2			INJ61
2761	1+2			PROD061
2791	1+2			INJ084
2821	1+2			PROD035
2851	1+2			INJ062
10950	1+2			

O controle dos poços é efetuado pelo programa controlador ao nível de fundo de poço (limites operacionais de BHP e vazões de produção e injeção), com passo de tempo integrado de 10 dias. As restrições operacionais dos poços produtores são pressão de fundo mínima de 100 kgf/cm², vazão de produção de líquido máxima de 1500 m³/d para os poços verticais e 2500 m³/d para os poços horizontais, corte de água máximo de 95% para os poços verticais e 90% para os poços horizontais, e vazão mínima de óleo de 50 m³/d. Para os poços injetores de água, pressão de fundo máxima de 300 kgf/cm² e vazão de injeção máxima de 2200 m³/d.

O gerenciamento dos poços satélites da rede de coleta (representados por pressão de fundo de poço) é efetuado pela metodologia de gerenciamento de poços implementada dentro do programa controlador. Esta metodologia é configurada para reproduzir a metodologia de priorização de poços produtores do simulador de reservatório (WellPrior 1) para o cenário de

produção de óleo com injeção de água. Para representar um sistema de produção mais complexo, a metodologia é configurada de forma a priorizar a produção de poços com baixa produção de água (WellPrior 3), um pouco diferente do que é feito pela configuração anterior. No caso dos poços injetores, a metodologia é configurada apenas para reproduzir a metodologia de priorização de poços injetores do simulador de reservatório. As restrições de grupo aplicadas são a vazão de líquido máxima de 30000 m³/d e vazão de injeção de água de 40000 m³/d.

O Caso 4 é rodado para comparação através da metodologia implícita, utilizando o simulador de reservatório com as mesmas condições operacionais de poços, conforme descrito no Item 3.2. Como o caso trata de um sistema de produção com dependência de produção e injeção entre os três reservatórios, não representável em uma única rodada de simulação de reservatórios, uma simplificação é necessária, que no caso, é representada por um rateio de vazões de produção de líquido e injeção de água para cada modelo de reservatório, baseado na metodologia de otimização segregada de Bento (2010). A Tabela 5-9 apresenta o rateio efetuado para cada reservatório no início da produção e injeção dos reservatórios.

Tabela 5-9 - Rateio de produção de líquido e injeção de água por reservatório

Tempo (dias)	Produção de Líquido (m³/d)				Injeção de Água (m³/d)			
	Limite	Res.1	Res.2	Res.3	Limite	Res.1	Res.2	Res.3
0	15000	15000	-	-	20000	20000	-	-
360	15000	7500	7500	-	20000	10000	10000	-
720	15000	5500	6000	3500	20000	7500	8000	4500
1860	30000	20500	6000	3500	40000	27500	8000	4500
2220	30000	13000	13500	3500	40000	17500	18000	4500
2580	30000	11000	12000	7000	40000	15000	16000	9000

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados dos casos de validação da metodologia explícita são apresentados no Item 6.1. Os resultados do caso de aplicação da metodologia explícita são apresentados no Item 6.2. Uma análise dos tempos computacionais, que abrange todos os casos rodados, é apresentada no Item 6.3. Por fim, uma discussão geral dos resultados é apresentada no Item 0.

6.1. Casos de validação da Metodologia Explícita

Os dois primeiros casos de validação são abordados de uma maneira distinta do terceiro. Inicialmente, os casos são avaliados sem nenhuma metodologia de correção, a fim de verificar o impacto da abordagem explícita no acoplamento e verificar o efeito do tamanho do passo de tempo integrado na solução acoplada. Em seguida, os casos são avaliados com as metodologias de correção IPRc e ACET, para avaliar a eficiência destas metodologias nos casos estudados. Esta mesma maneira é adotada para o terceiro caso de validação, considerando-se a necessidade do uso de alguma metodologia de correção.

6.1.1. Caso 1 – controle de poços no fundo do poço, sem metodologias de correção ACET e IPRc

São apresentadas rodadas implícitas com passo de tempo do simulador de reservatórios de 1 (Implícito 1 dia) e 10 (Implícito 10 dias) dias, e rodadas explícitas com passo de tempo integrado de 1 (Explícito 1 dia) e 10 (Explícito 10 dias) dias, para avaliar o acoplamento explícito e o efeito do aumento do passo de tempo integrado. As rodadas implícitas apresentaram resultados muito semelhantes. A Figura 6-1 e a Figura 6-2 apresentam os resultados de vazão de injeção de água e pressão de fundo do poço injetor IV-001.

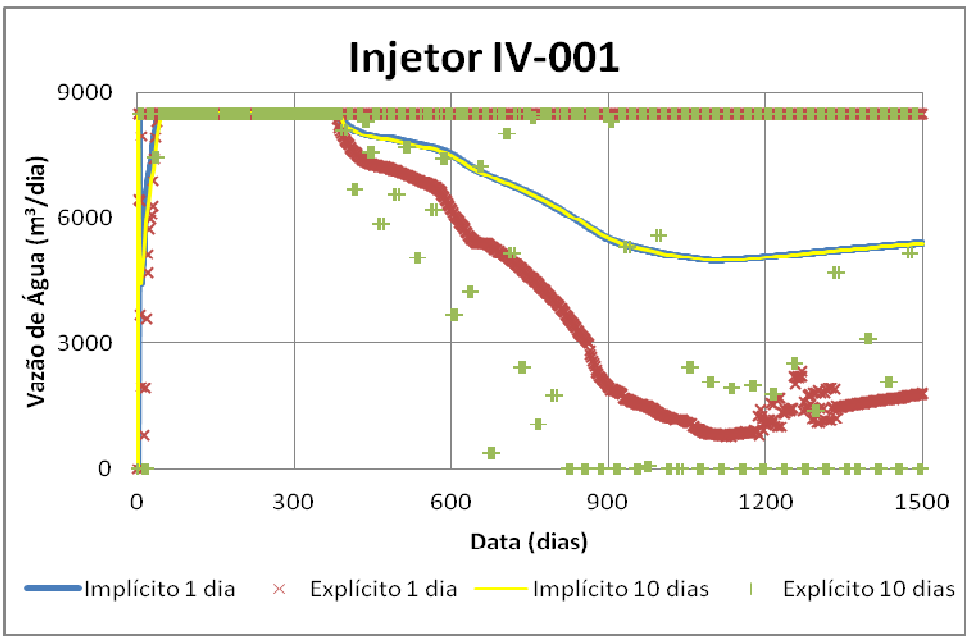

Figura 6-1 - Injeção de água do poço injetor IV-001

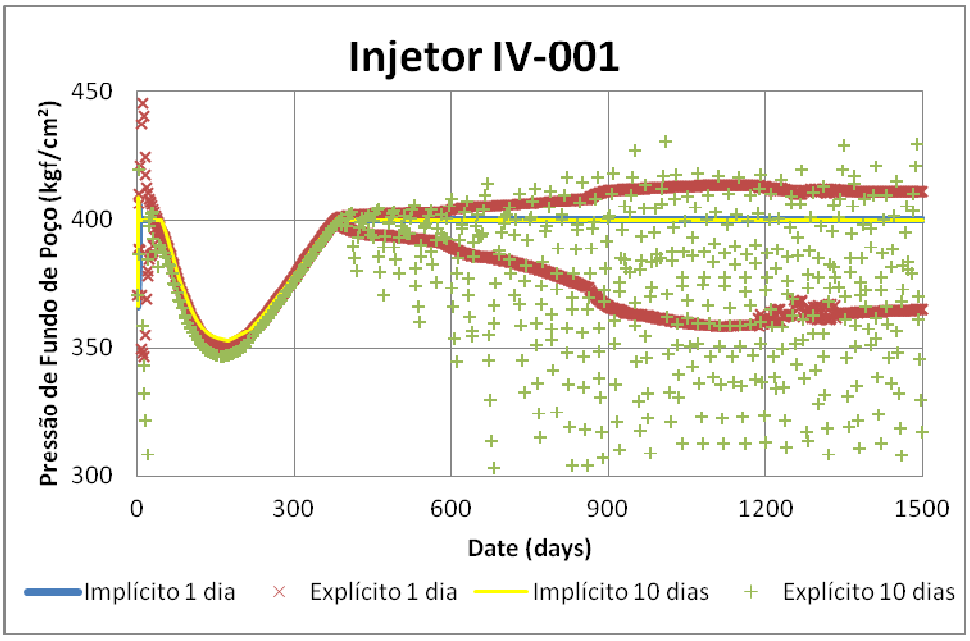

Figura 6-2 - Pressão de fundo de poço do injetor IV-001

Da Figura 6-3 até a Figura 6-12 são apresentados os resultados de vazão de óleo, vazão de água, pressão de fundo de poço, vazão de líquido e corte de água dos poços produtores PV-001 e PV-003[2].

lixlixii

[2] O poço produtor PV-001 está completado na região de maior permeabilidade, enquanto que o poço produtor PV-003 está completado no lado oposto ao poço PV-001.

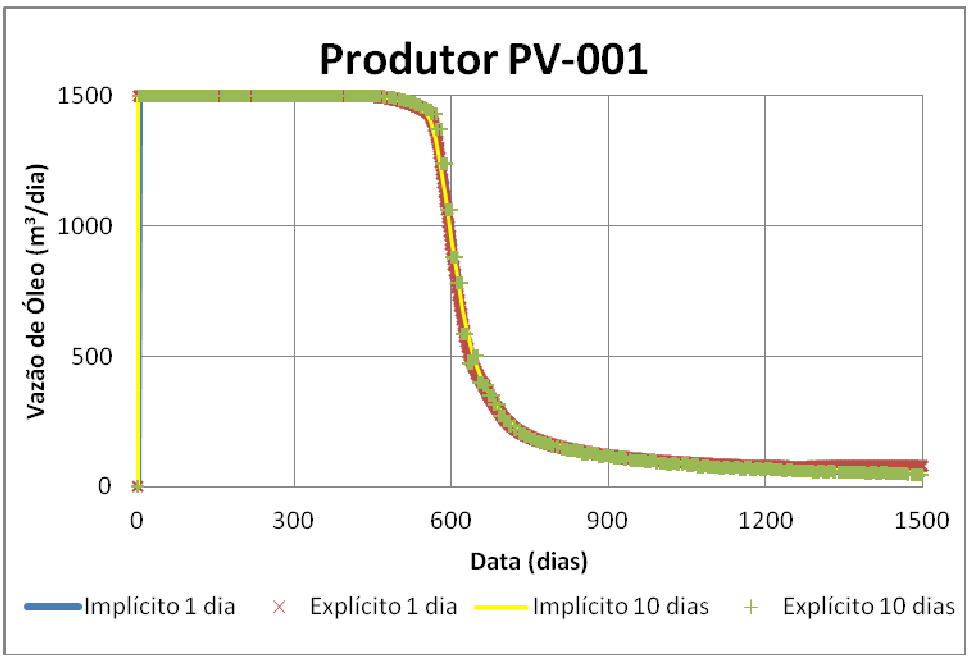

Figura 6-3 - Produção de óleo do poço produtor PV-001

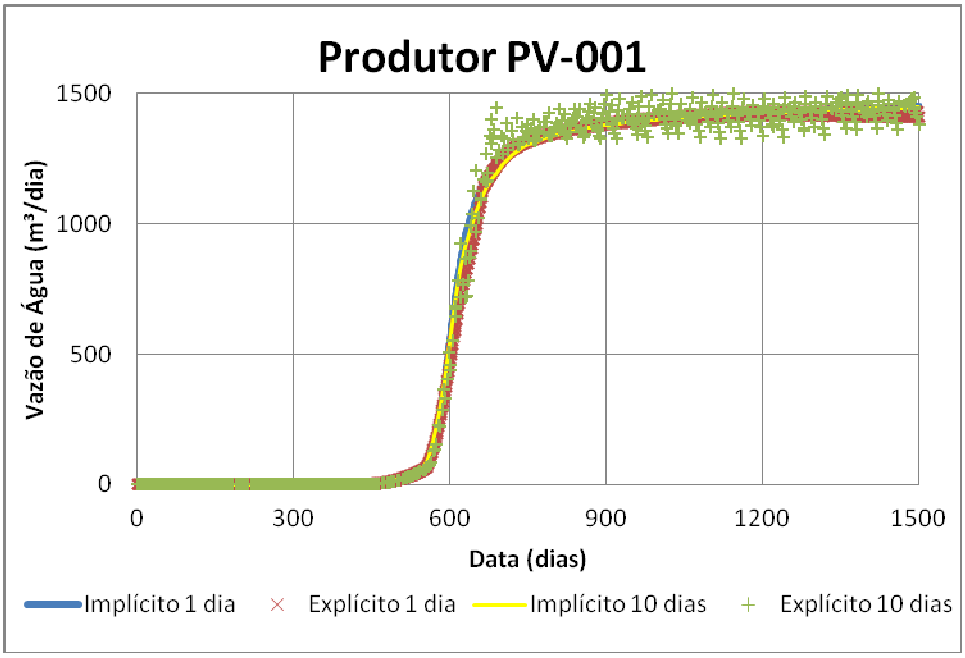

Figura 6-4 - Produção de água do poço produtor PV-001

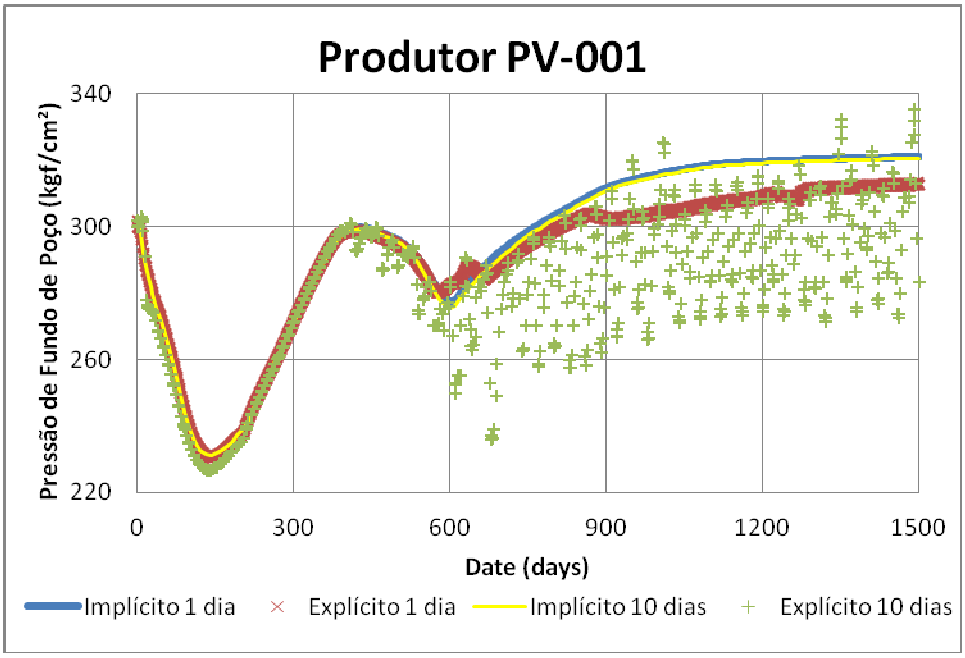

Figura 6-5 - Pressão de fundo de poço do produtor PV-001

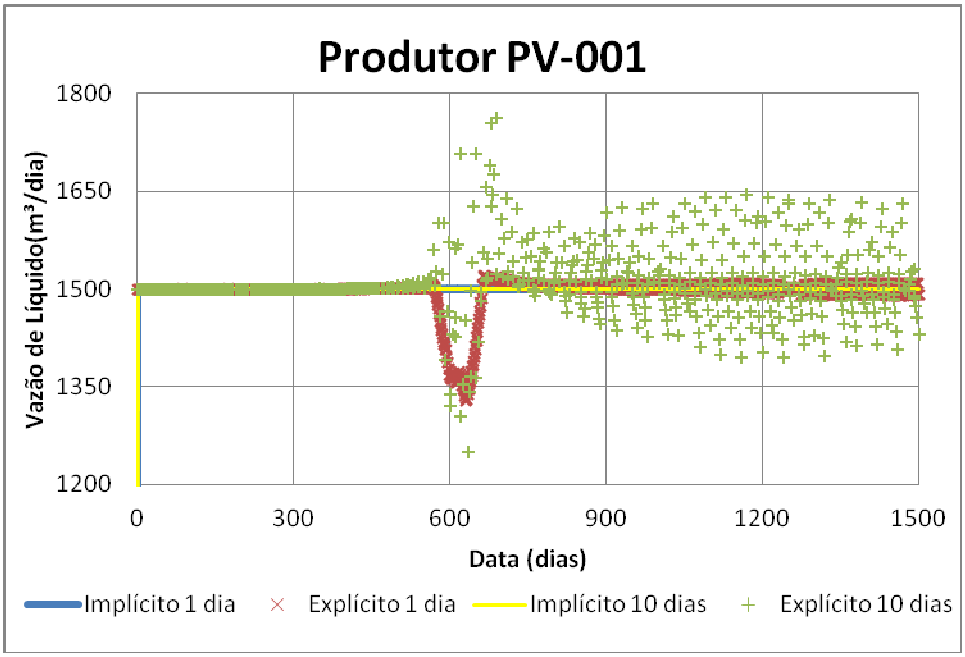

Figura 6-6 - Produção de líquido do poço produtor PV-001

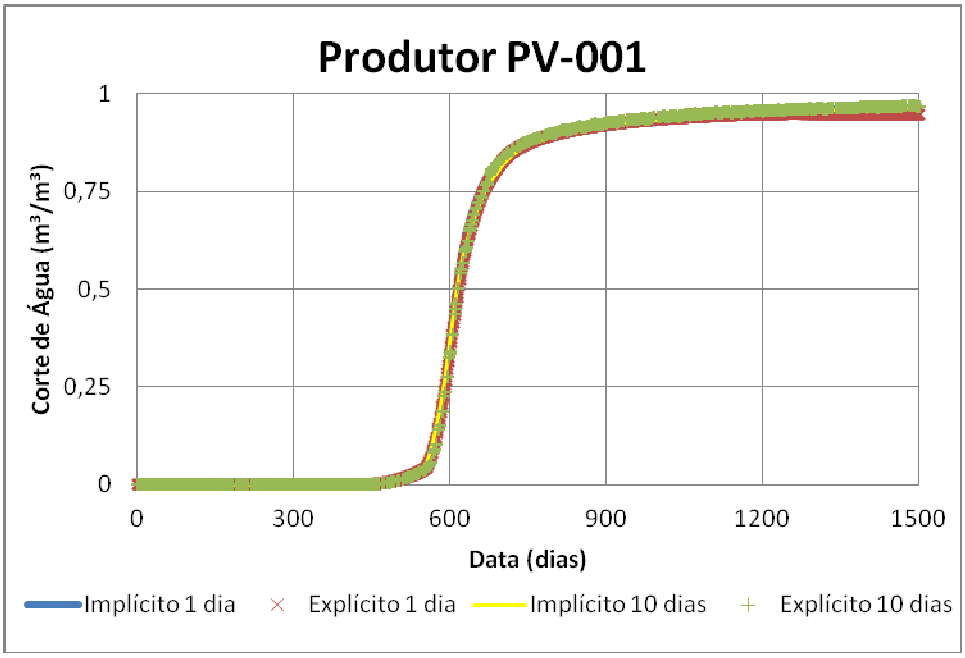

Figura 6-7 - Corte de água do poço produtor PV-001

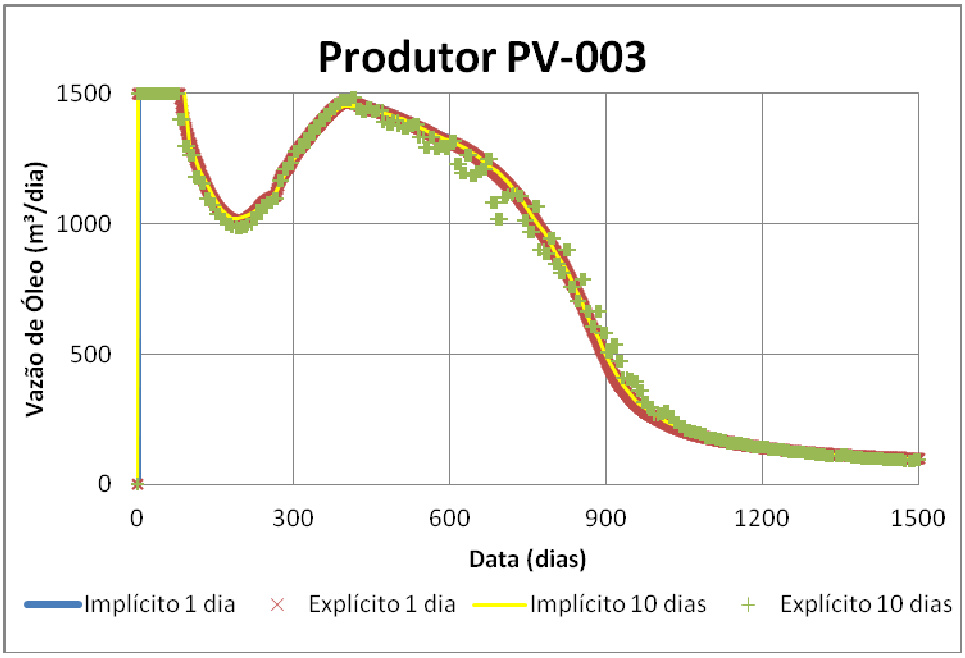

Figura 6-8 - Produção de óleo do poço produtor PV-003

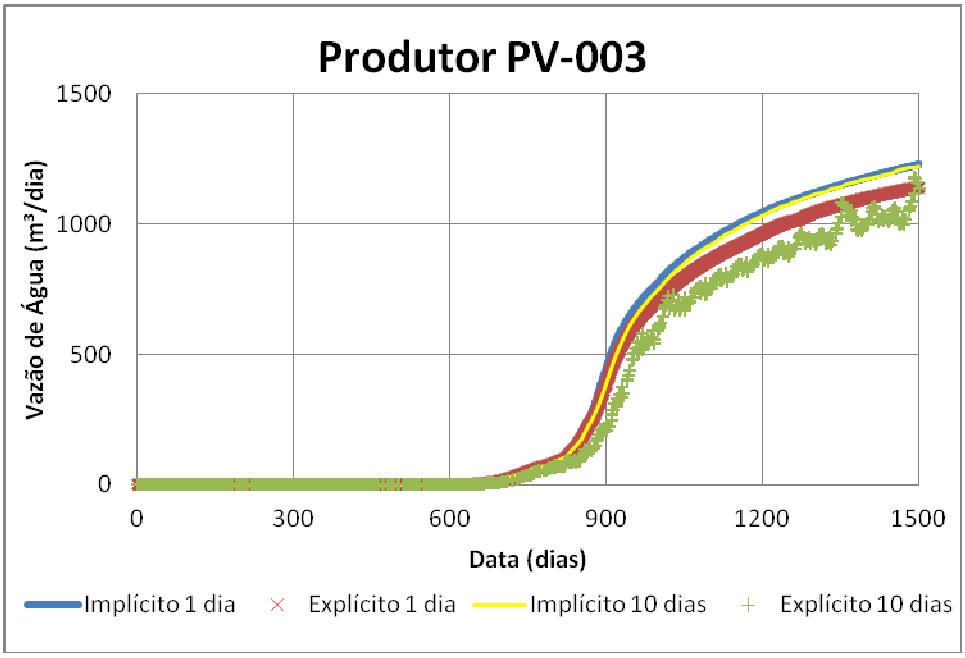

Figura 6-9 - Produção de água do poço produtor PV-003

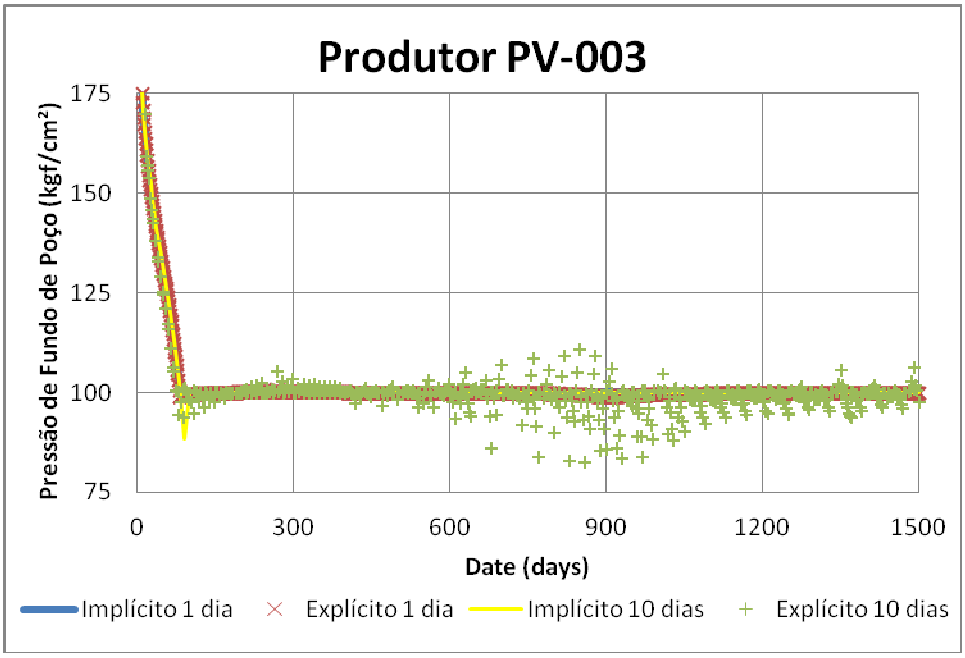

Figura 6-10 - Pressão de fundo de poço do produtor PV-003

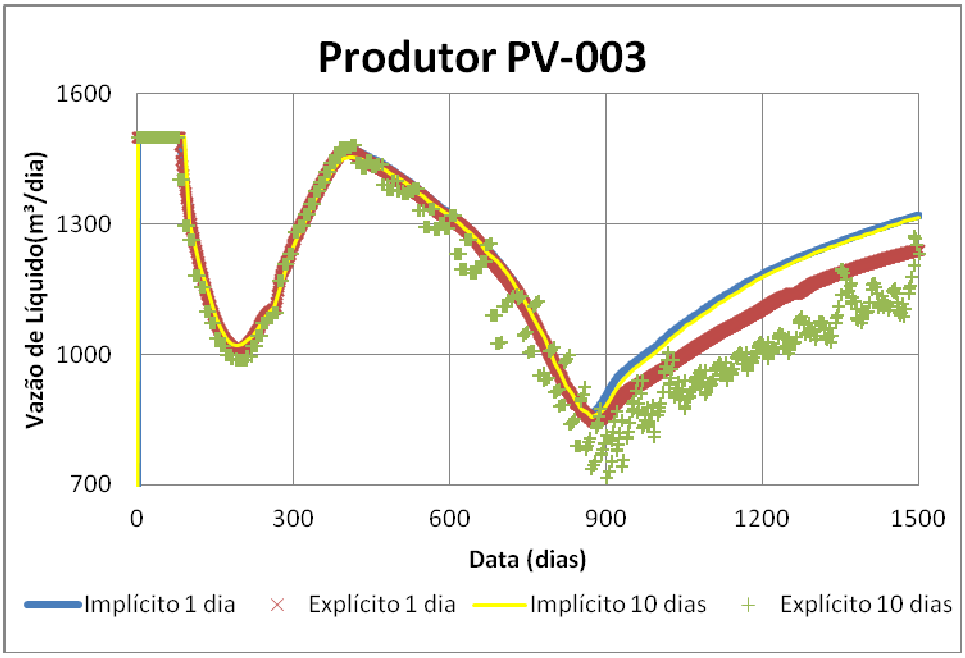

Figura 6-11 - Produção de líquido do poço produtor PV-003

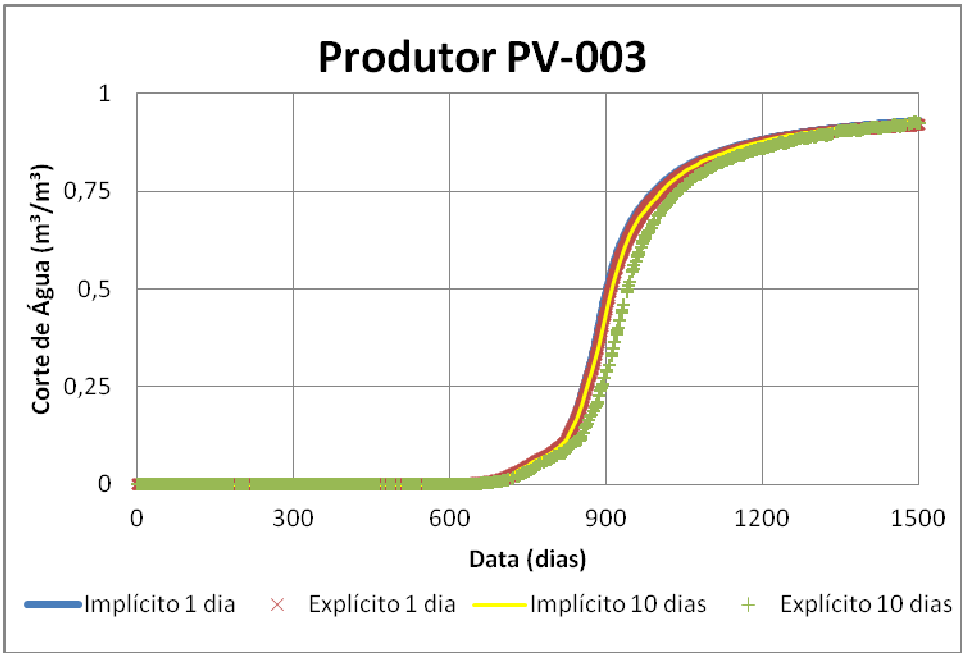

Figura 6-12 - Corte de água do poço produtor PV-003

Da Figura 6-13 até a Figura 6-16 são apresentados os resultados totais de vazão de óleo, vazão de água, vazão de líquido e corte de água do grupo de poços produtores.

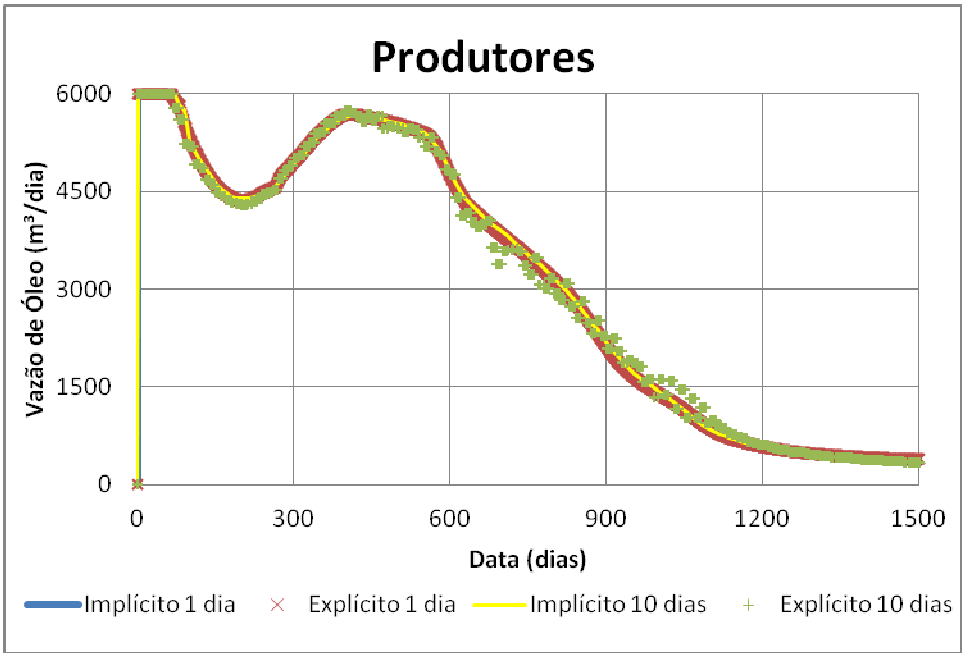

Figura 6-13 - Produção total de óleo dos poços produtores

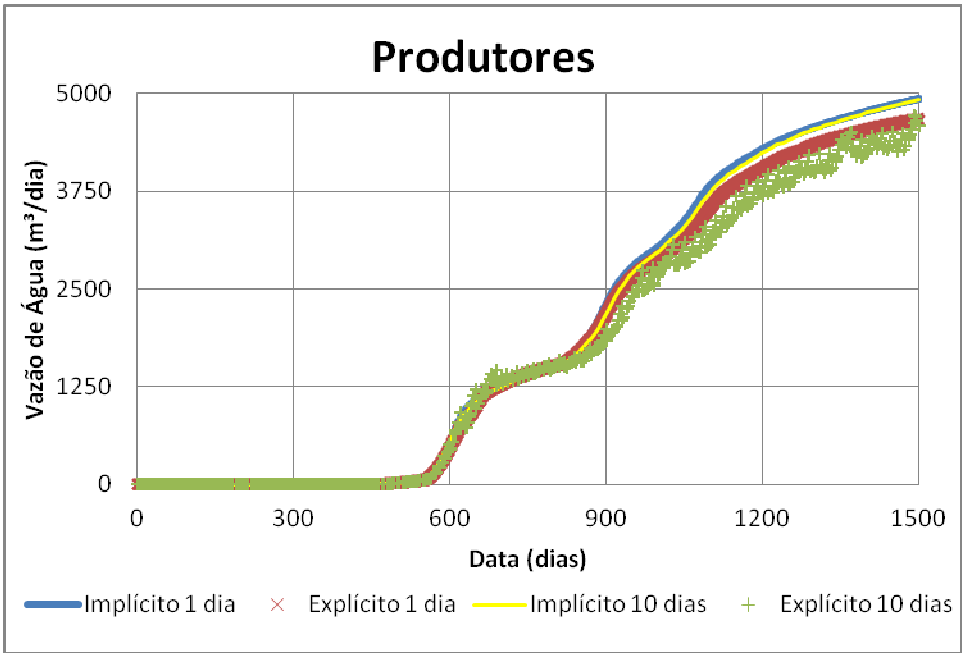

Figura 6-14 - Produção total de óleo dos poços produtores

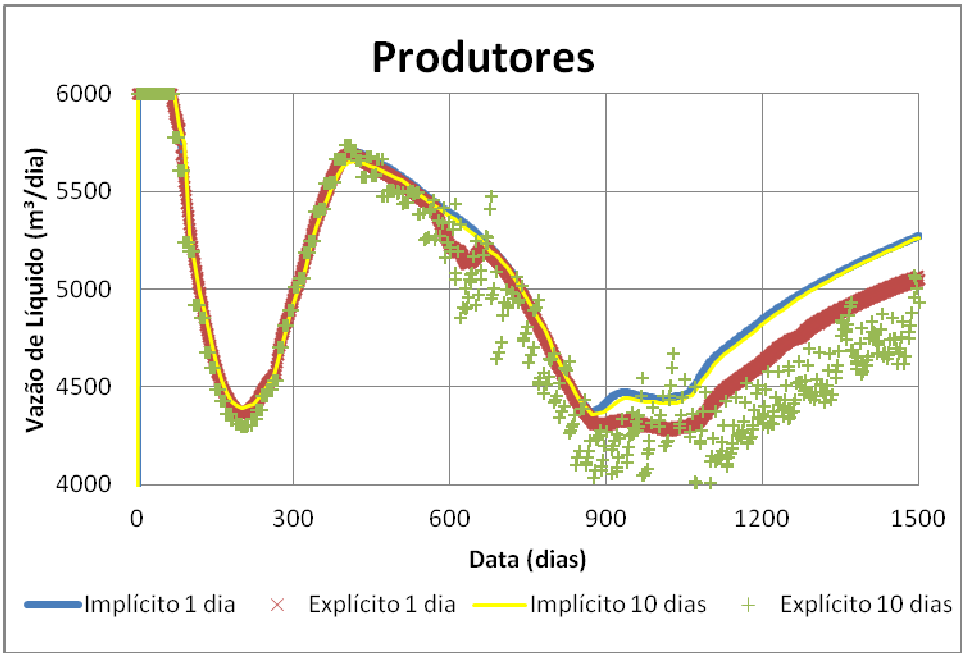

Figura 6-15 - Produção total de líquido dos poços produtores

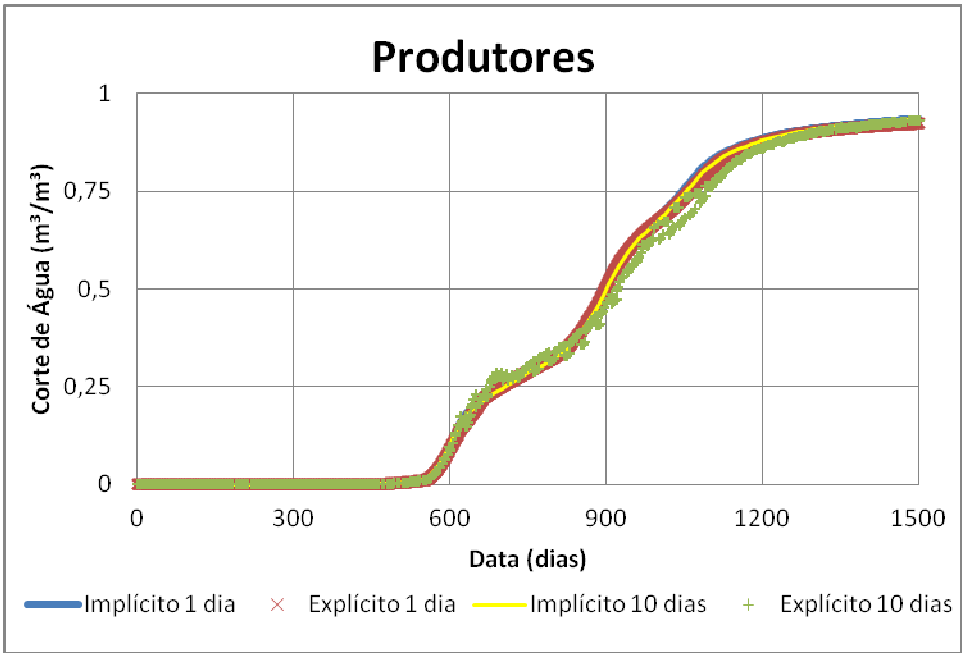

Figura 6-16 - Corte de água total dos poços produtores

Observa-se na Figura 6-1 e na Figura 6-2 que no período onde o poço injetor IV-001 é controlado por vazão de água (entre 50 e 400 dias), os resultados de pressão de fundo de poço são muito semelhantes para todas as rodadas. Para os demais períodos, onde o poço é controlado por pressão de fundo de poço, ocorre uma instabilidade numérica nos valores de pressão de fundo de

poço e vazão de injeção de água das rodadas explícitas. A amplitude da instabilidade numérica, que é proporcional ao tamanho do passo de tempo integrado (1 ou 10 dias), ocorre devido ao uso de uma curva de IPR não atualizada para o final do passo de tempo integrado.

Na Figura 6-6 e na Figura 6-7 o poço produtor PV-001 não apresenta controle por pressão de fundo de poço durante o período rodado, sendo controlado apenas por vazão de líquido[3]. No período onde não há produção de água (até 450 dias), os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são muito semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água (após 450 dias), os valores de vazão de óleo permanecem parecidos, mas ocorre uma diferença na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido) significativa para as rodadas explícitas, conforme visto na Figura 6-3 e na Figura 6-4, em parte resultante do uso da curva de IPR não atualizada. Uma instabilidade numérica em relação à vazão de água e pressão de fundo também aparece para a rodada com passo de tempo integrado de 10 dias, resultante da instabilidade numérica do injetor IV-001. O valor de corte de água é semelhante para todas as rodadas, conforme a Figura 6-7.

Na Figura 6-10 e na Figura 6-11 o poço produtor PV-003 apresenta um período inicial (100 dias) de controle por vazão de líquido, sem produção de água, com os resultados de produção de óleo e pressão de fundo de poço muito semelhante para todas as rodadas. No período seguinte (até 500 dias), apresenta controle por pressão de fundo de poço e nenhuma produção de água, sendo os valores de vazão de óleo e de pressão de fundo de poço muito semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre o crescimento de vazão de água (após 500 dias), os valores de vazão de óleo permanecem semelhantes para todas as rodadas conforme visto na Figura 6-8 e na Figura 6-9, mas ocorre diferença na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido), que é significativa para as rodadas explícitas, da mesma forma que os resultados apresentados para o poço PV-001. Verifica-se também uma instabilidade de pressão de fundo, em parte devido à instabilidade do poço injetor IV-001. O valor de corte de água é semelhante para todas as

lxviilxviiii

[3] Na prática, a restrição de líquido para o poço produtor é controlada no simulador de reservatórios pela vazão de óleo, descontada a vazão de água produzida.

rodadas, exceto para o caso explícito com tamanho do passo de tempo integrado de 10 dias, conforme a Figura 6-12.

Para o grupo de poços produtores, mostrados da Figura 6-13 até a Figura 6-16, verifica-se o mesmo comportamento reportado nos poços PV-001 e PV-003. A vazão de óleo é semelhante em todas as rodadas, mas a vazão de água (e consequentemente de líquido) é diferente para as rodadas explícitas. O corte de água está defasado no tempo para a rodada explícita com passo de tempo integrado de 10 dias.

As rodadas explícitas têm produções acumuladas de óleo semelhantes, mas produção e injeção acumuladas de água significativamente menores do que as rodadas implícitas, conforme apresentado na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água

Rodada	Np (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Implícito 1 dia	4671,1	-	2861,7	-	9977,1	-
Implícito 10 dias	4660,1	-0,2%	2845,5	-0,6%	9948,9	-0,3%
Explícito 1 dia	4672,5	0,0%	2715,9	-5,1%	9776,3	-2,0%
Explícito 10 dias	4648,1	-0,5%	2569,1	-10,2%	9668,1	-3,1%

6.1.2. Caso 1 - controle de poços no fundo do poço, com metodologias de correção ACET e IPRc

São apresentadas rodadas com correção IPRc para passos de tempo integrado de 1 dia (Explícito IPRc 1 dia), 10 dias (Explícito IPRc 10 dias) e com correção ACET com variação de passo de tempo integrado entre 1 e 10 dias (Explícito ACET 1-10 dias), para avaliar as metodologias de correção para a metodologia explícita, comparados com os resultados da metodologia implícita. A Figura 6-17 e a Figura 6-18 apresentam os resultados de vazão de água e pressão de fundo de do poço injetor IV-001.

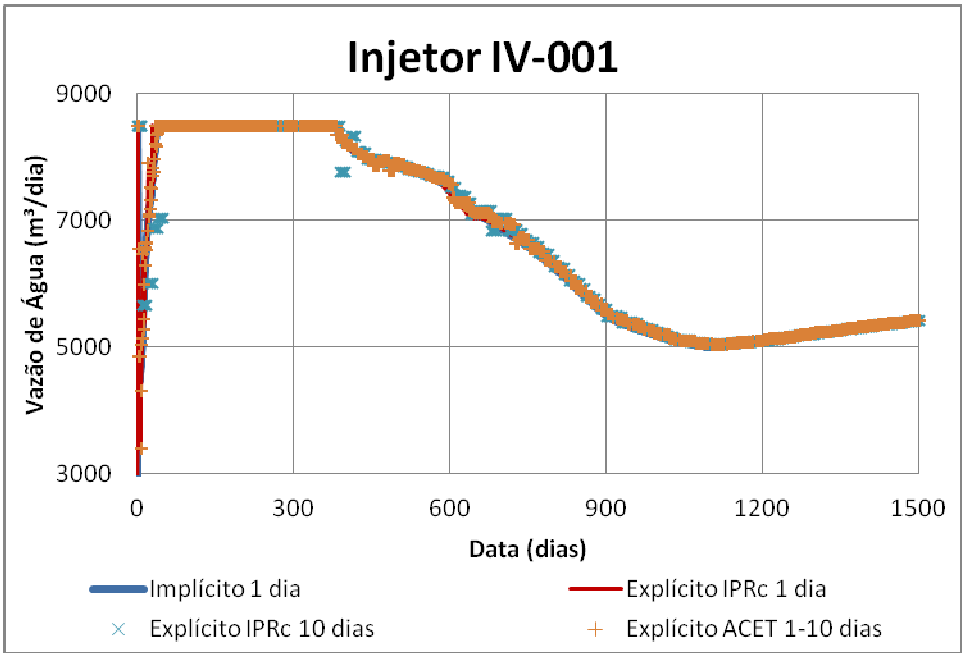

Figura 6-17 - Injeção de água do poço injetor IV-001

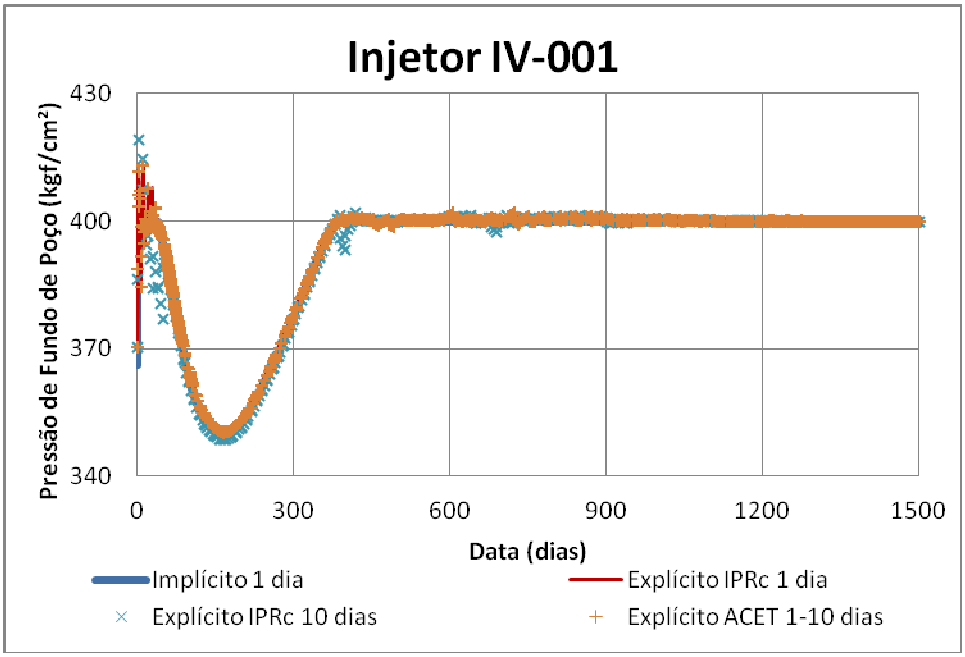

Figura 6-18 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001

Da Figura 6-19 até a Figura 6-28 são apresentados os resultados de vazão de óleo, vazão de água, pressão de fundo de poço, vazão de líquido e corte de água dos poços produtores PV-001 e PV-003.

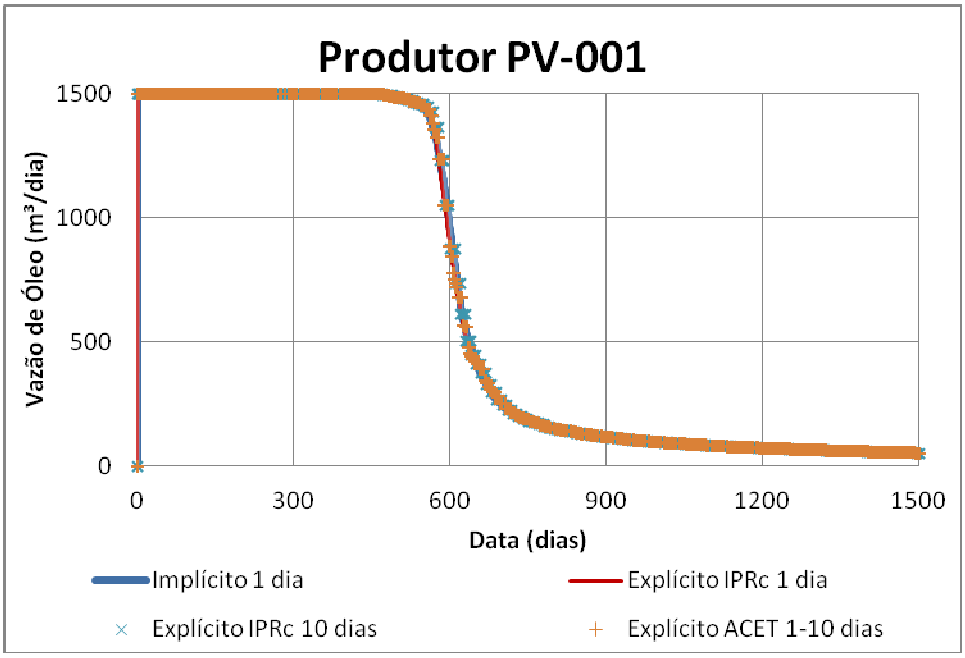

Figura 6-19 - Produção de óleo do poço produtor PV-001

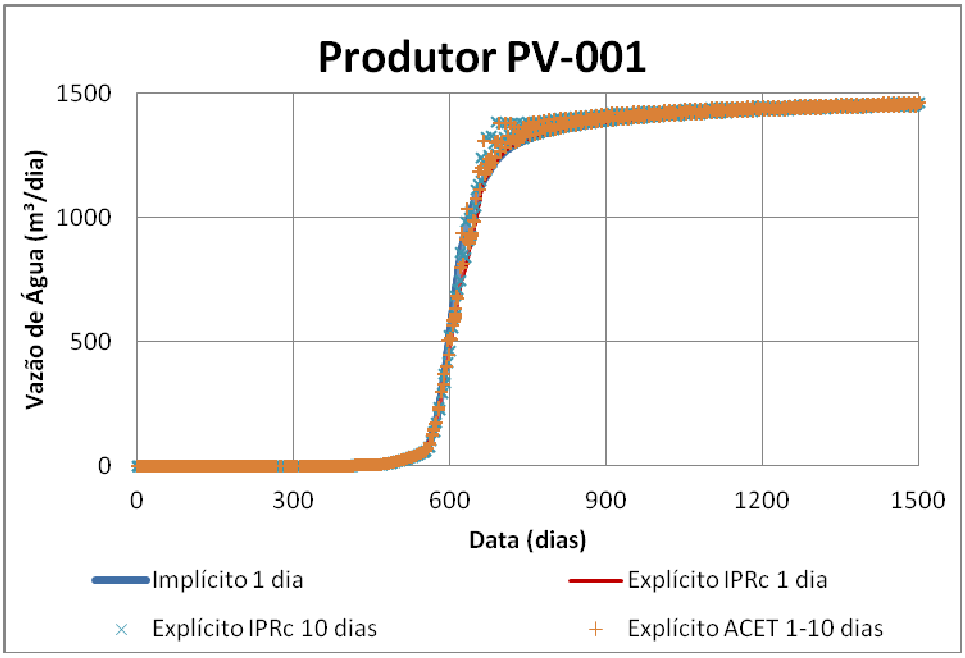

Figura 6-20 - Produção de água do poço produtor PV-001

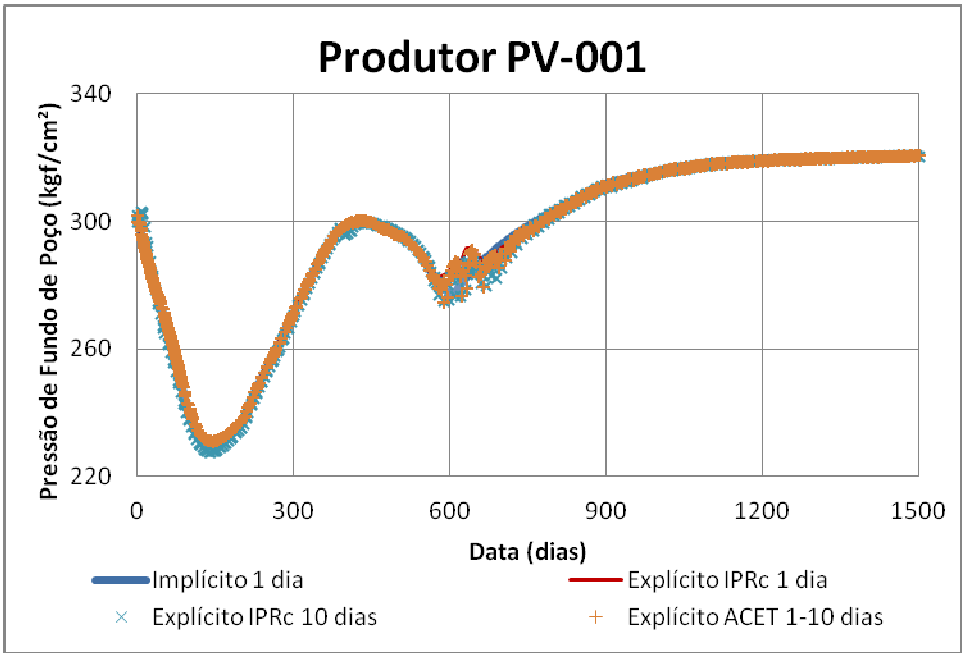

Figura 6-21 – Pressão de fundo do poço produtor PV-001

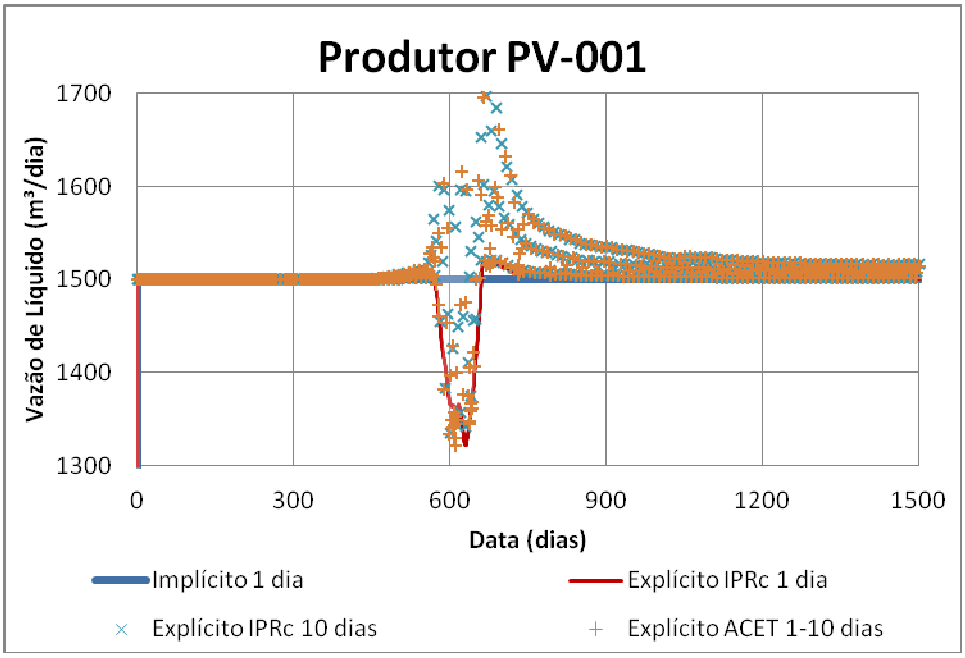

Figura 6-22 - Produção de líquido do poço produtor PV-001

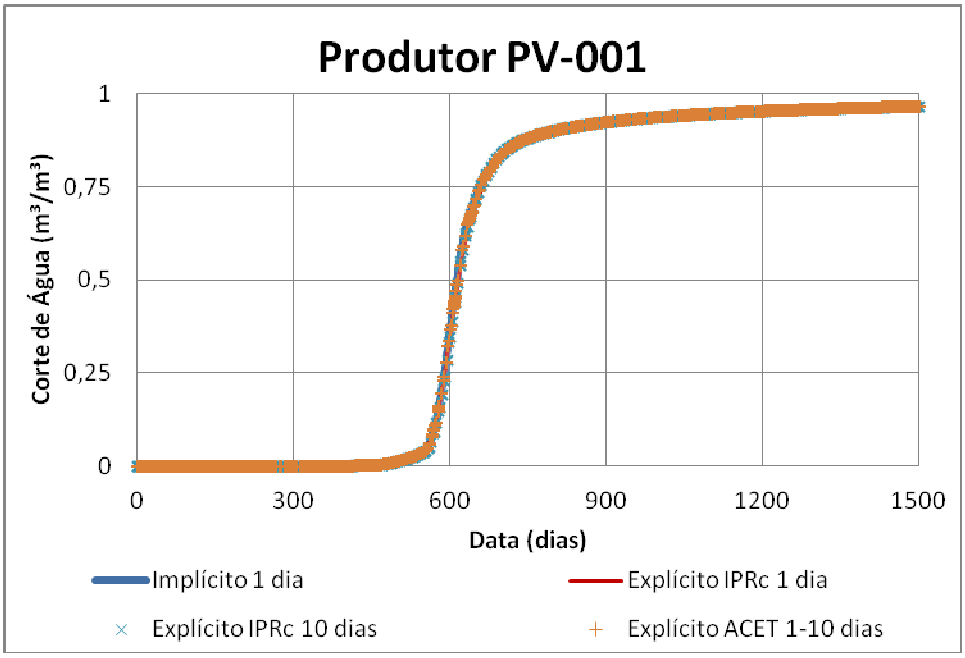

Figura 6-23 - Corte de água do poço PV-001

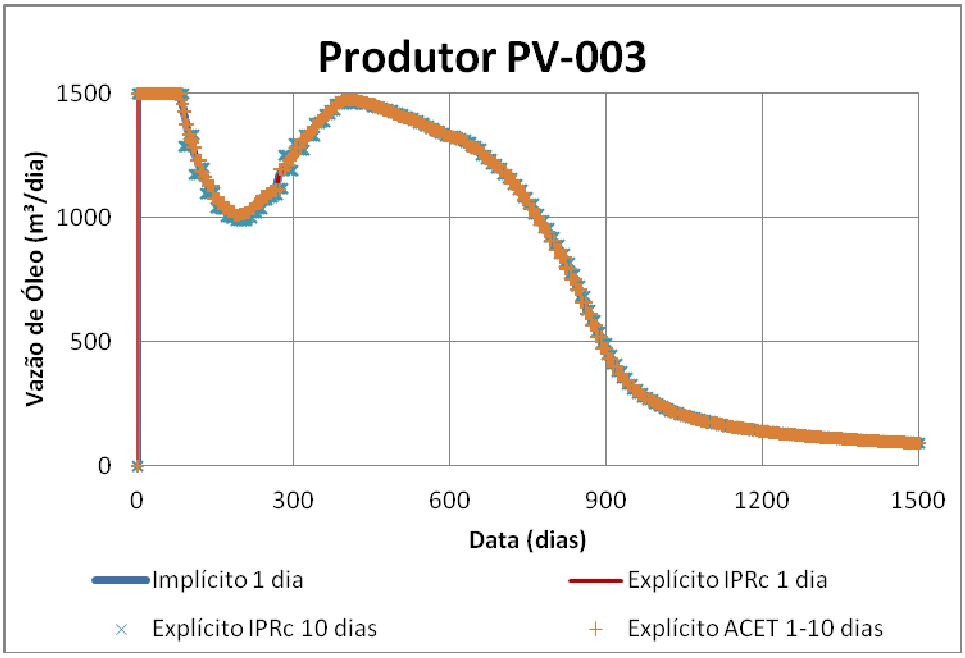

Figura 6-24 - Produção de óleo do poço produtor PV-003

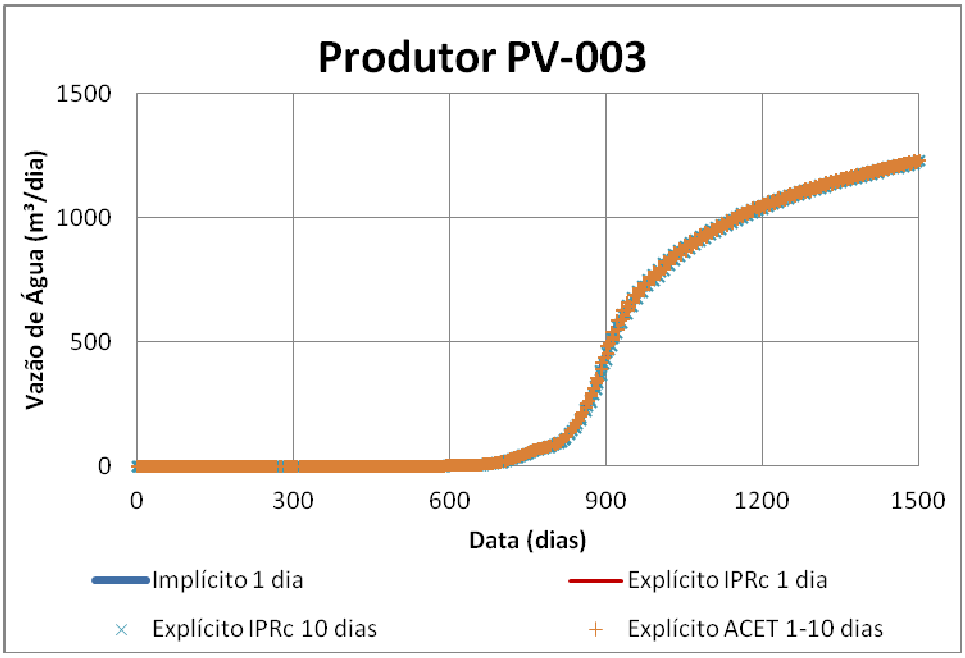

Figura 6-25 - Produção de água do poço produtor PV-003

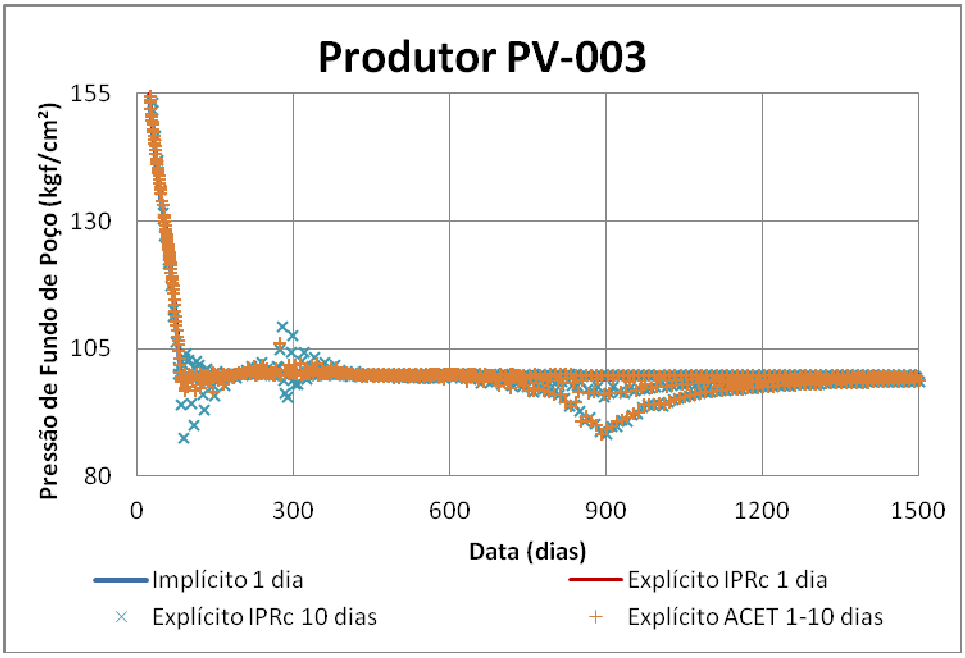

Figura 6-26 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003

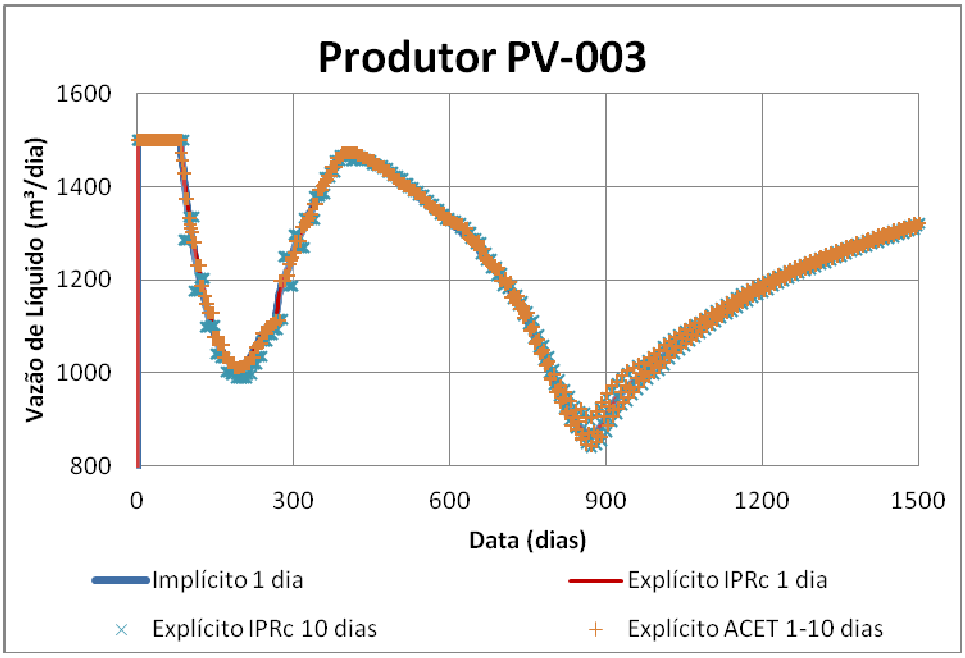

Figura 6-27 - Produção de líquido do poço produtor PV-003

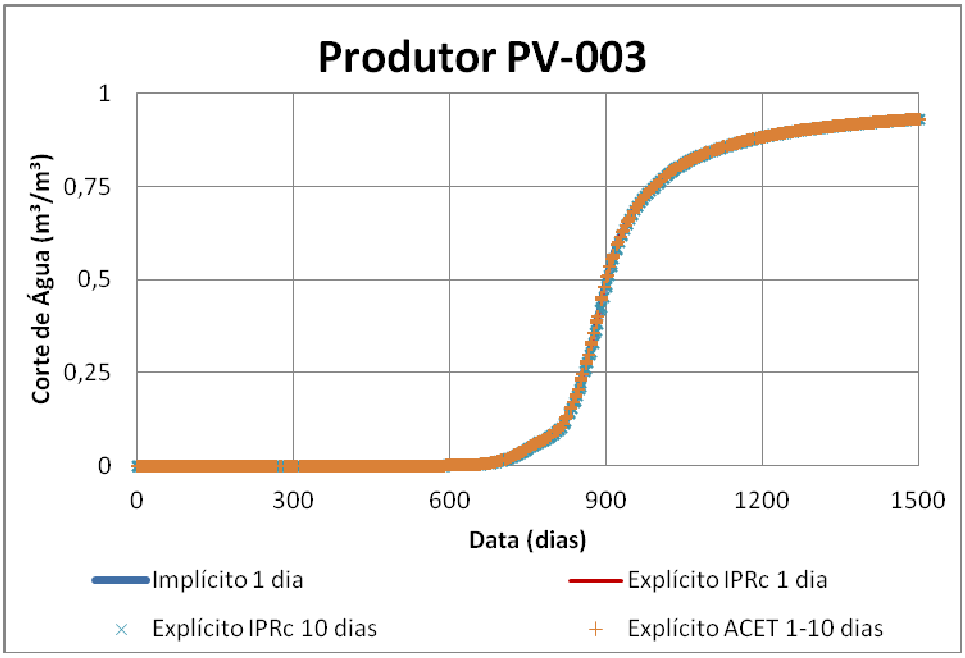

Figura 6-28 - Corte de água do poço PV-003

Da Figura 6-29 até a Figura 6-32 são apresentados os resultados totais de vazão de óleo, vazão de água, vazão de líquido e corte de água do grupo de poços produtores.

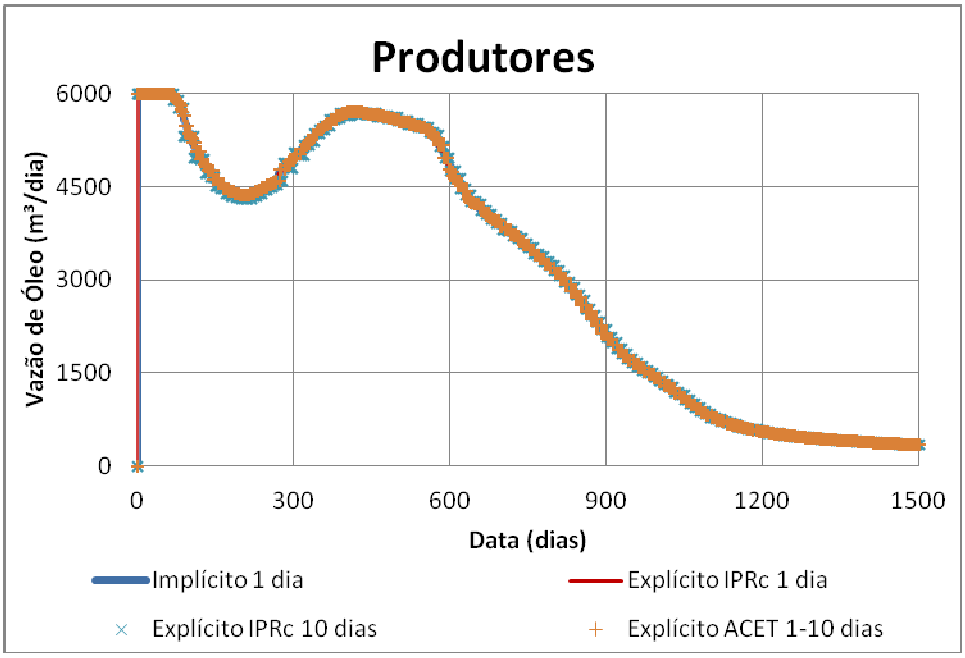

Figura 6-29 – Produção total de óleo dos poços produtores

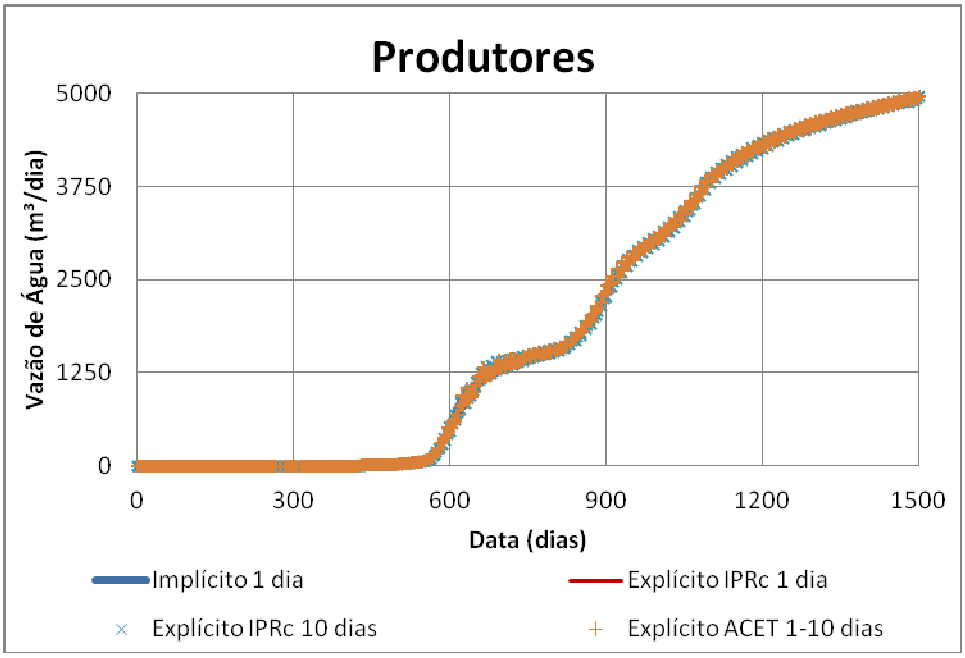

Figura 6-30 - Produção total de água dos poços produtores

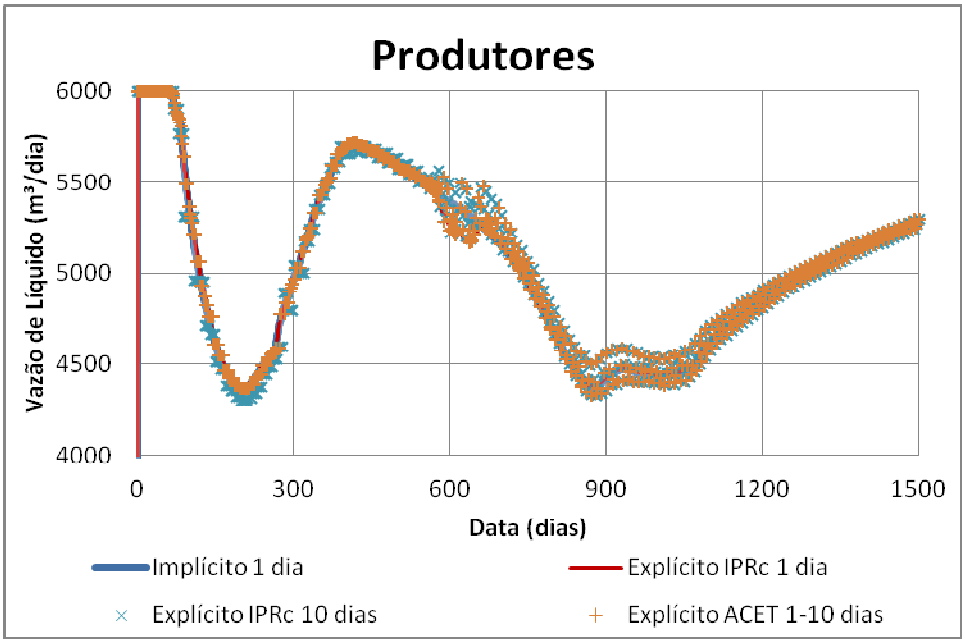

Figura 6-31 - Produção total de líquido dos poços produtores

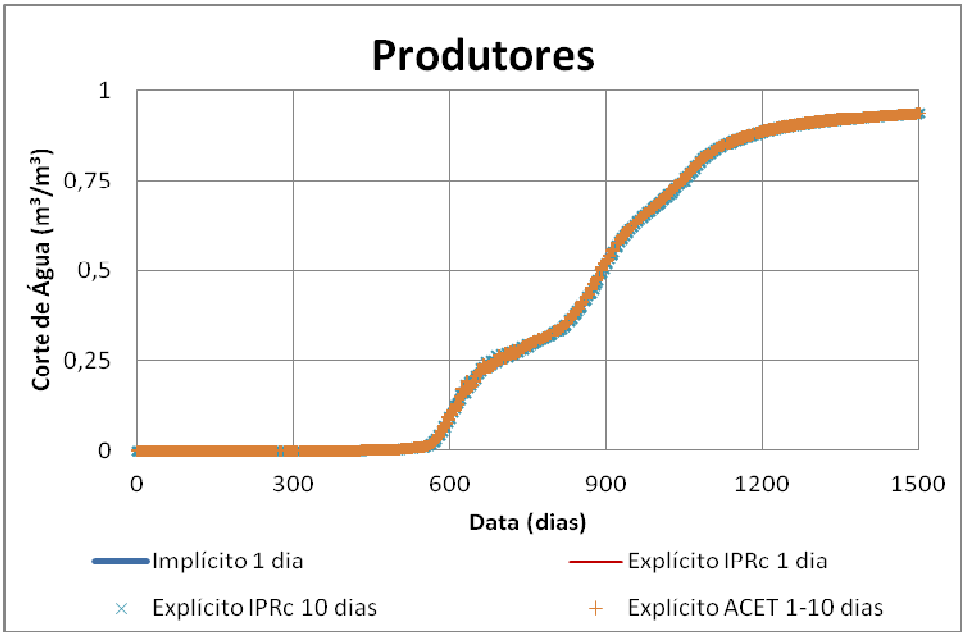

Figura 6-32 - Corte de água total dos poços produtores

Observa-se na Figura 6-17 e na Figura 6-18 que no período onde o poço injetor IV-001 é controlado por vazão de injeção de água (entre 50 e 400 dias), os resultados de pressão de fundo de poço são muito semelhantes para todas as rodadas. Para os demais períodos, onde o poço é controlado por pressão de fundo de poço, os resultados de vazão de injeção de água são muito semelhantes para os casos. Não ocorre instabilidade numérica do poço IV-001 nestas rodadas.

O poço produtor PV-001 não apresenta controle por pressão de fundo de poço durante o período rodado, sendo controlado apenas por vazão de líquido, conforme visto na Figura 6-21 e na Figura 6-22. No período onde não há produção de água, os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são muito semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre o crescimento de vazão de água (entre 500 e 900 dias), os valores de vazão de óleo permanecem parecidos, conforme observado na Figura 6-19 e na Figura 6-20, mas ocorre uma instabilidade numérica na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido) para as rodadas explícitas, que vai diminuindo ao longo do tempo. Esta instabilidade ocorre devido ao uso de uma curva de IPR não atualizada no final do passo de tempo integrado. O corte de água é semelhante para todas as rodadas, conforme a Figura 6-23.

Na Figura 6-26 e na Figura 6-27 o poço produtor PV-003 apresenta um período inicial (100 dias) de controle por vazão de líquido, sem produção de água, com os resultados de produção de óleo e pressão de fundo de poço muito semelhante para todas as rodadas. No período seguinte (até 500 dias), apresenta controle por pressão de fundo de poço e nenhuma produção de água, sendo os valores de vazão de óleo e pressão de fundo dos poços muito semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água, conforme visto na Figura 6-24 e na Figura 6-25, os valores de vazão de óleo permanecem semelhantes para todas as rodadas, mas ocorre diferença na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido) e na pressão de fundo de poço, mais acentuada no crescimento de produção de água (entre 700 e 900 dias), também devido à IPR não atualizada para o poço. O valor de corte de água é semelhante para todas as rodadas, com uma pequena diferença para o caso explícito com tamanho do passo de tempo integrado de 10 dias, conforme a Figura 6-28.

Para o grupo de poços produtores, mostrados da Figura 6-29 até a Figura 6-32, verifica-se o mesmo comportamento reportado nos poços PV-001 e PV-003. A vazão de óleo é semelhante em todas as rodadas, mas a vazão de água (e consequentemente de líquido) apresenta uma pequena diferença. O corte de água é semelhante para todas as rodadas.

As rodadas explícitas têm produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água semelhantes da rodada implícita, conforme apresentado na Tabela 6-2.

Tabela 6-2 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água

Rodada	Np (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Implícito 1 dia	4671,1		2861,7		9977,1	
Explícito IPRc 1 dia	4672,1	0,0%	2855,6	-0,2%	9968,3	-0,1%
Explícito IPRc 10 dias	4672,9	0,0%	2890,5	1,0%	10006,0	0,3%
Explícito ACET 1-10 dias	4675,0	0,1%	2898,8	1,3%	10015,0	0,4%

6.1.3. Caso 2 - controle de poços na cabeça do poço, sem metodologias de correção ACET e IPRc

São apresentadas rodadas implícitas com passo de tempo do simulador de reservatórios de 1 (Implícito 1 dia) e 10 (Implícito 10 dias) dias, e rodadas explícitas com passo de tempo integrado de 1 (Explícito 1 dia) e 10 (Explícito 10 dias) dias, para avaliar o acoplamento explícito e o efeito do aumento do passo de tempo. A Figura 6-33 e a Figura 6-34 apresentam os resultados de vazão de água e pressão de fundo do poço injetor IV-001.

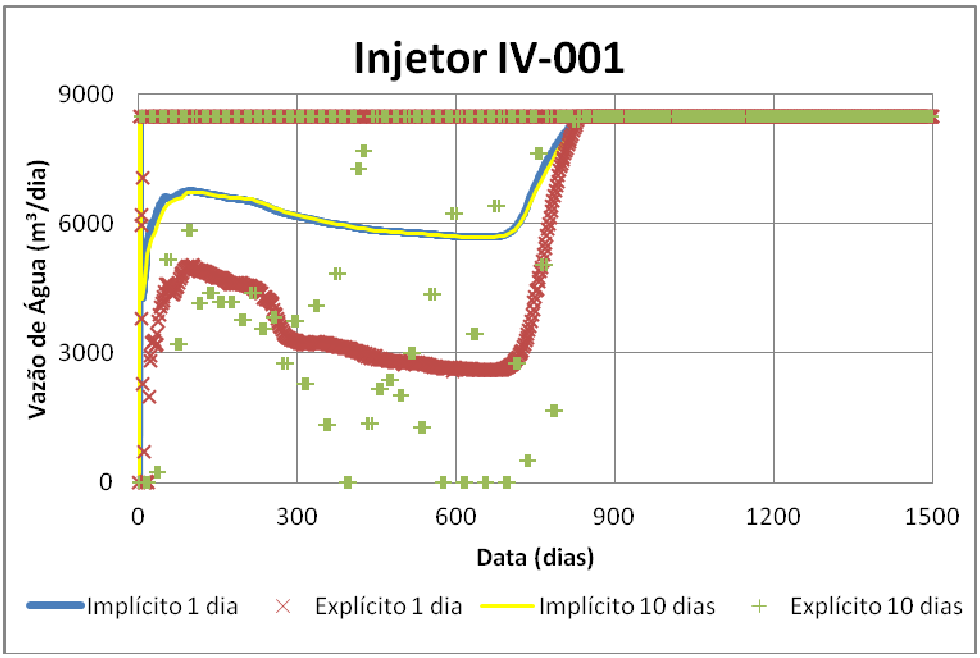

Figura 6-33 - Injeção de água do poço injetor IV-001

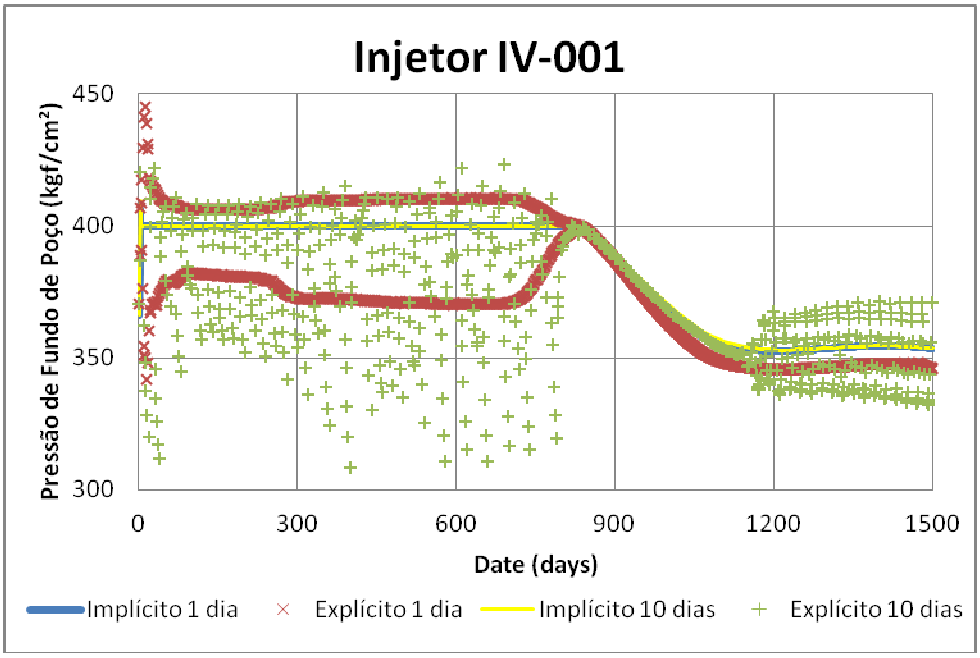

Figura 6-34 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001

Da Figura 6-35 até a Figura 6-44 são apresentados os resultados de vazão de óleo, vazão de água, pressão de fundo de poço, vazão de líquido e corte de água para os poços produtores PV-001 e PV-003, para rodadas implícitas e explícitas com passo de tempo de 1 e 10 dias.

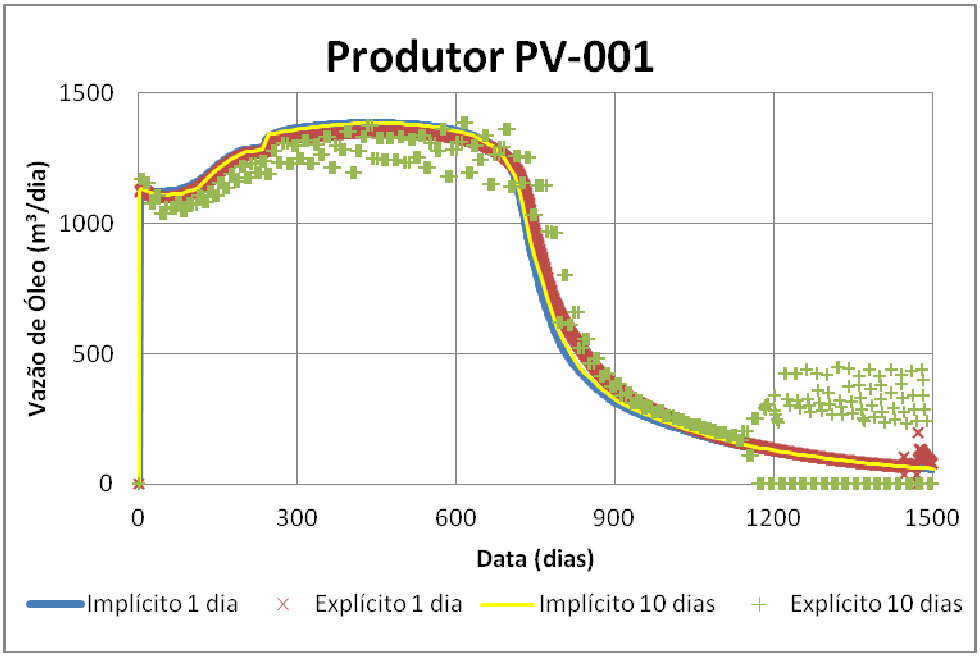

Figura 6-35 - Produção de óleo do poço produtor PV-001

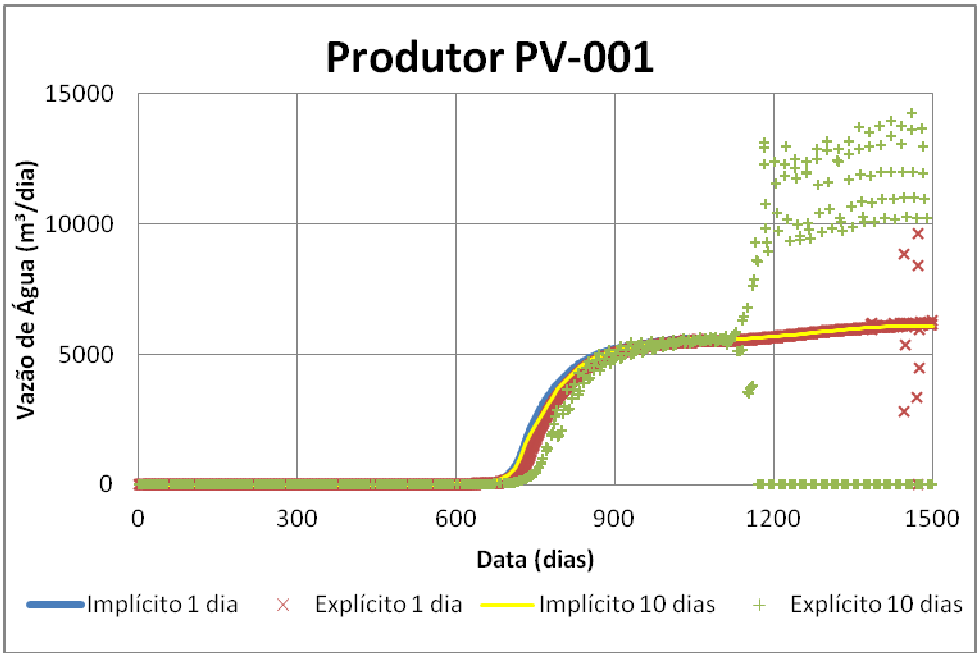

Figura 6-36 - Produção de água do poço produtor PV-001

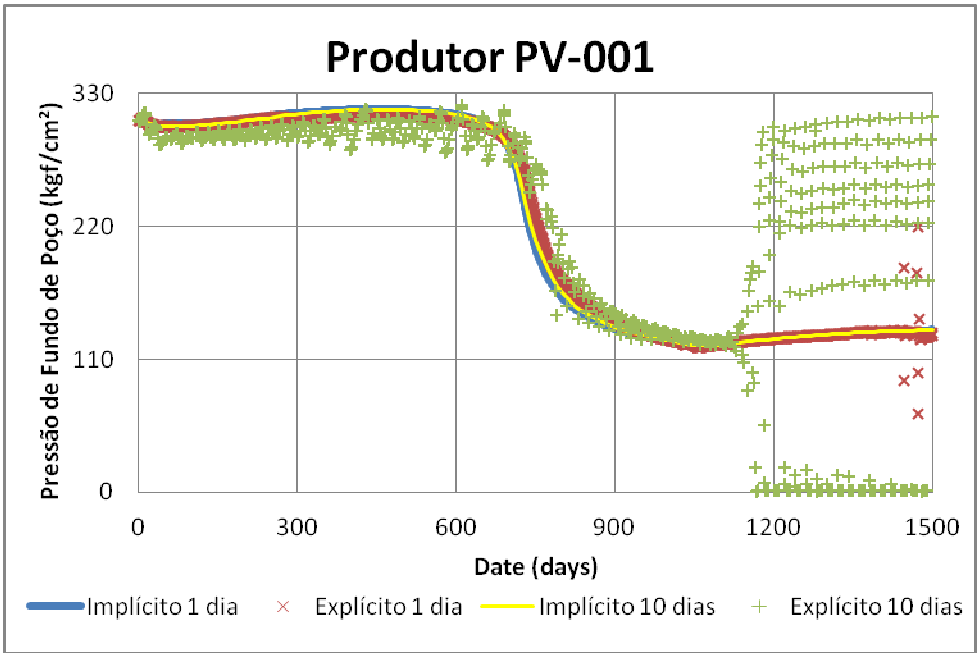

Figura 6-37 - Pressão de fundo do poço PV-001

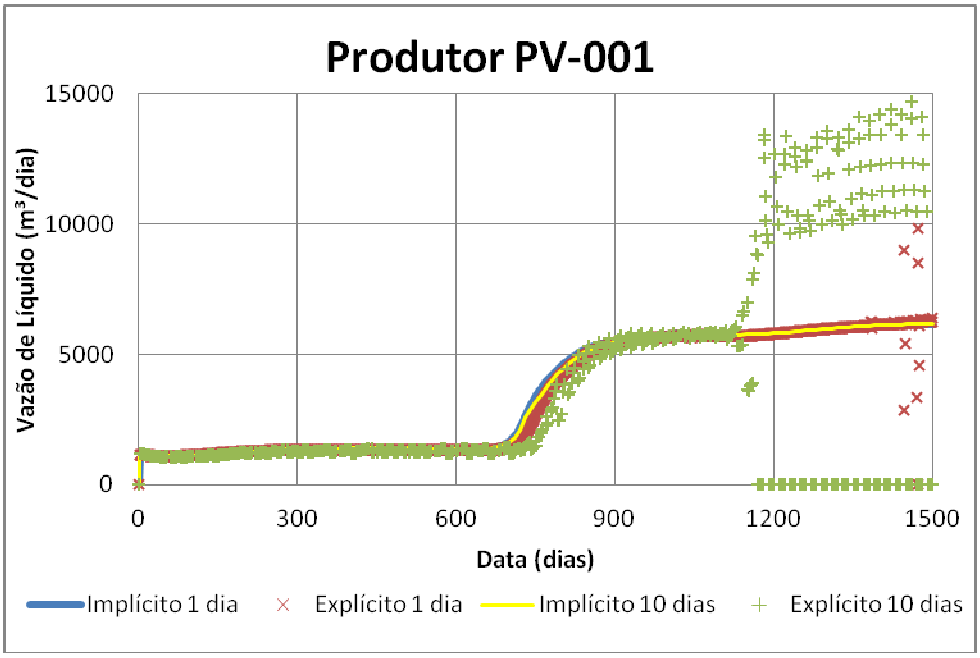

Figura 6-38 - Produção de líquido do poço produtor PV-001

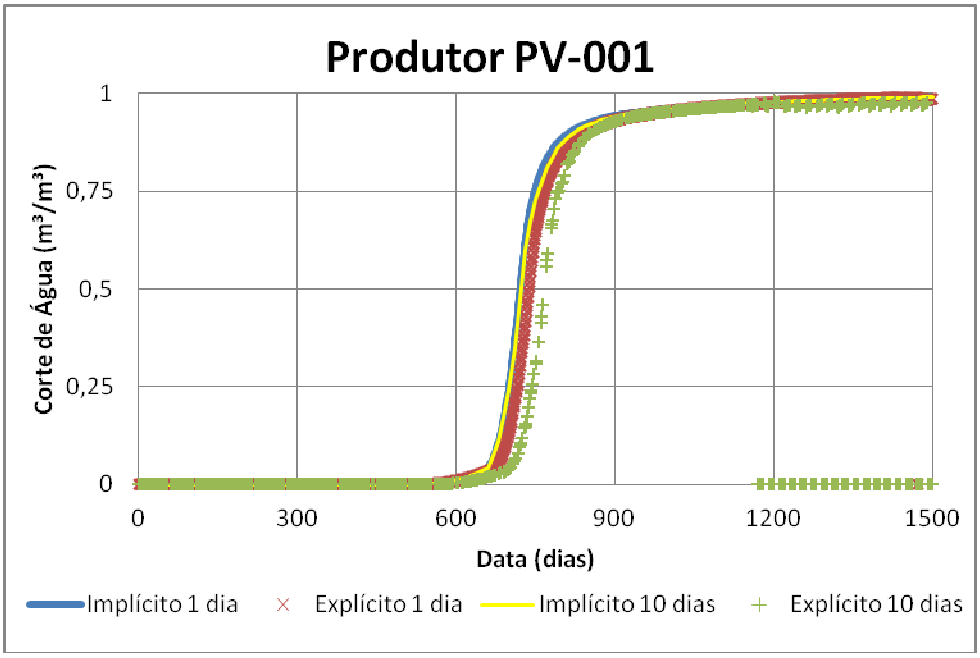

Figura 6-39 - Corte de água do poço produtor PV-001

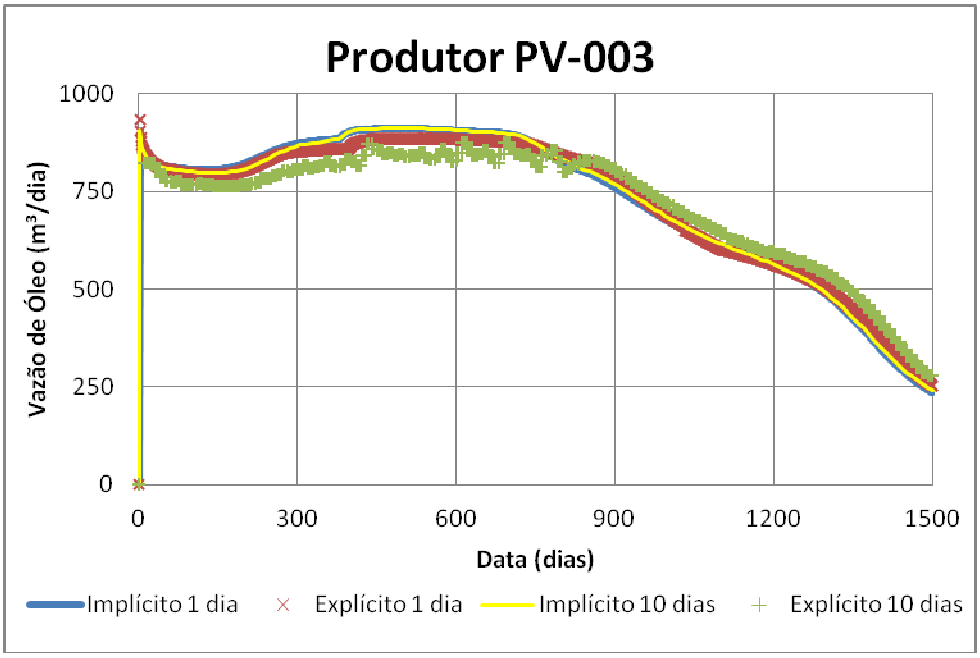

Figura 6-40 - Produção de óleo do poço produtor PV-003

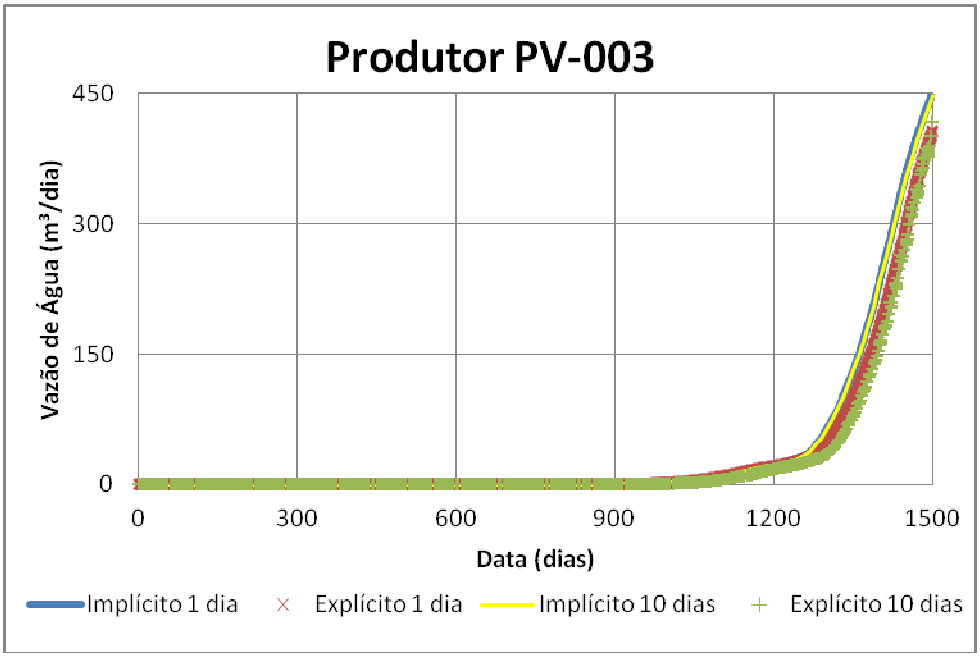

Figura 6-41 - Produção de água do poço produtor PV-003

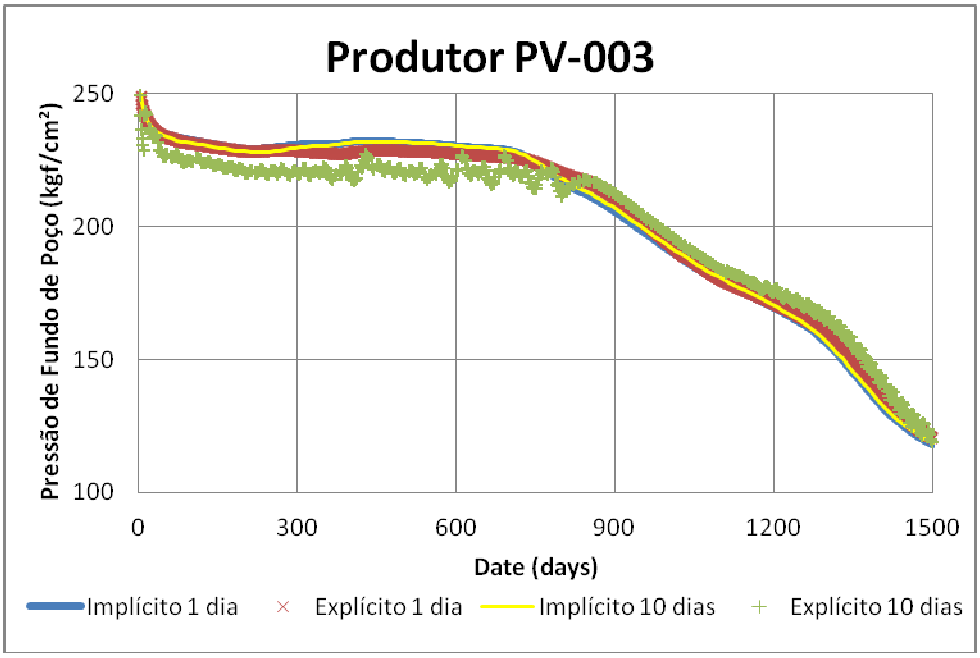

Figura 6-42 - Pressão de fundo do poço PV-003

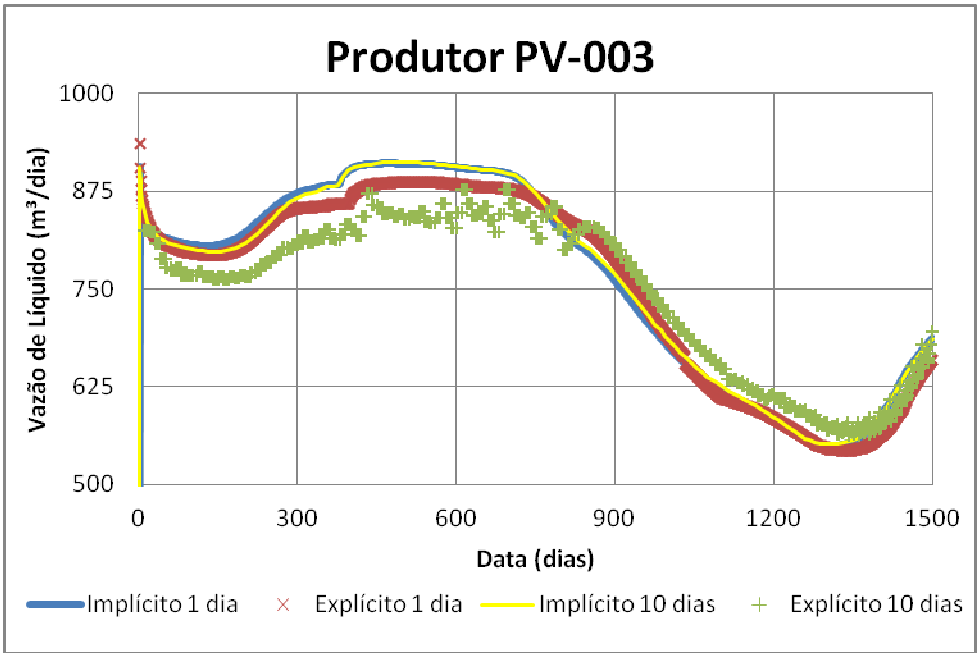

Figura 6-43 - Produção de líquido do poço produtor PV-003

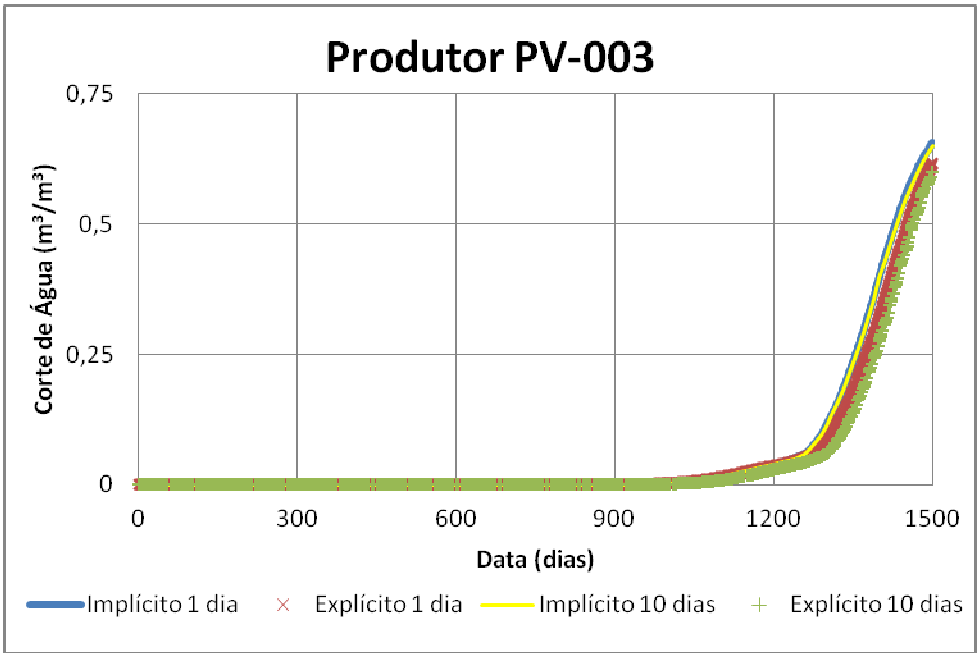

Figura 6-44 - Corte de água do poço produtor PV-003

Da Figura 6-45 até a Figura 6-48 são apresentados os resultados totais de vazão de óleo, vazão de água, vazão de líquido e corte de água do grupo de poços produtores.

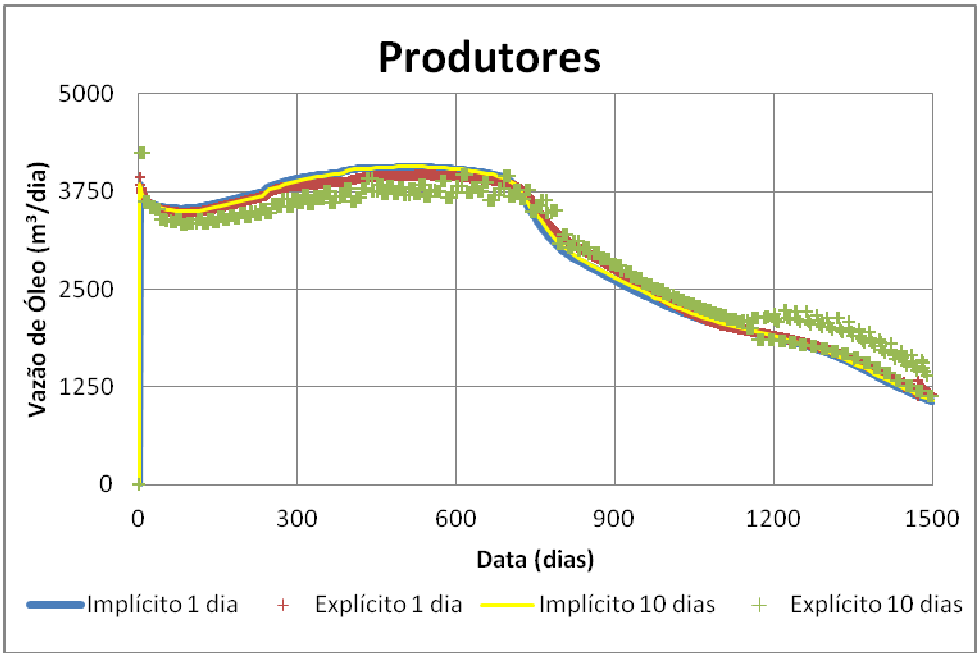

Figura 6-45 - Produção total de óleo dos poços produtores

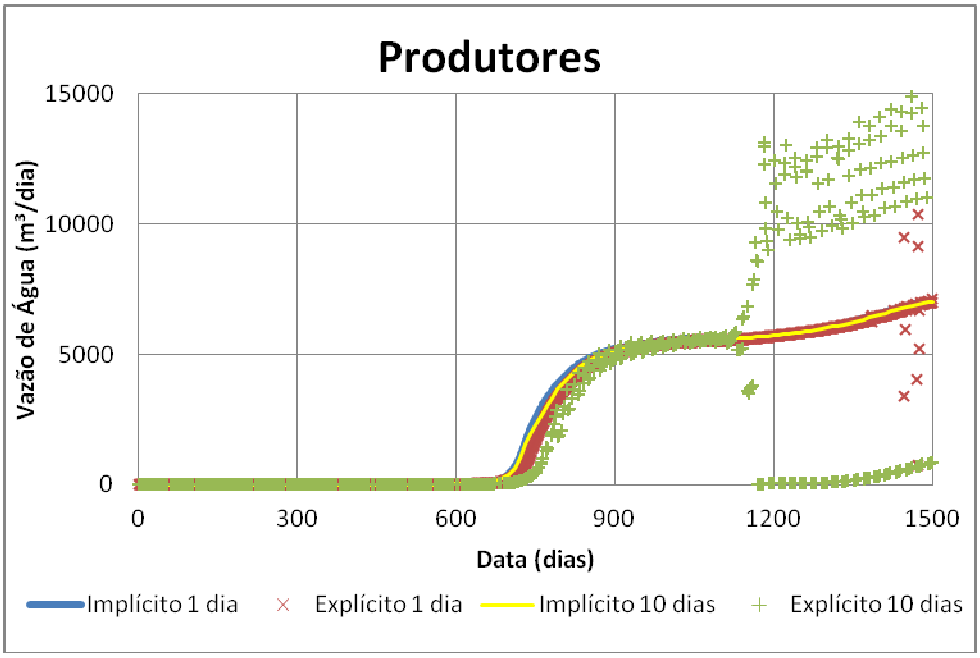

Figura 6-46 - Produção total de água dos poços produtores

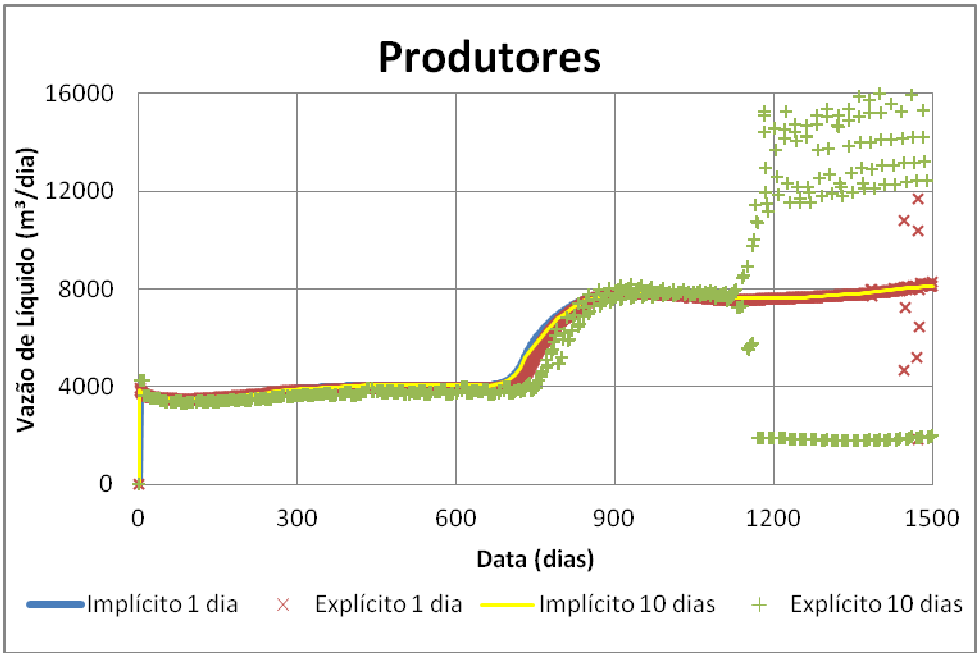

Figura 6-47 - Produção total de líquido dos poços produtores

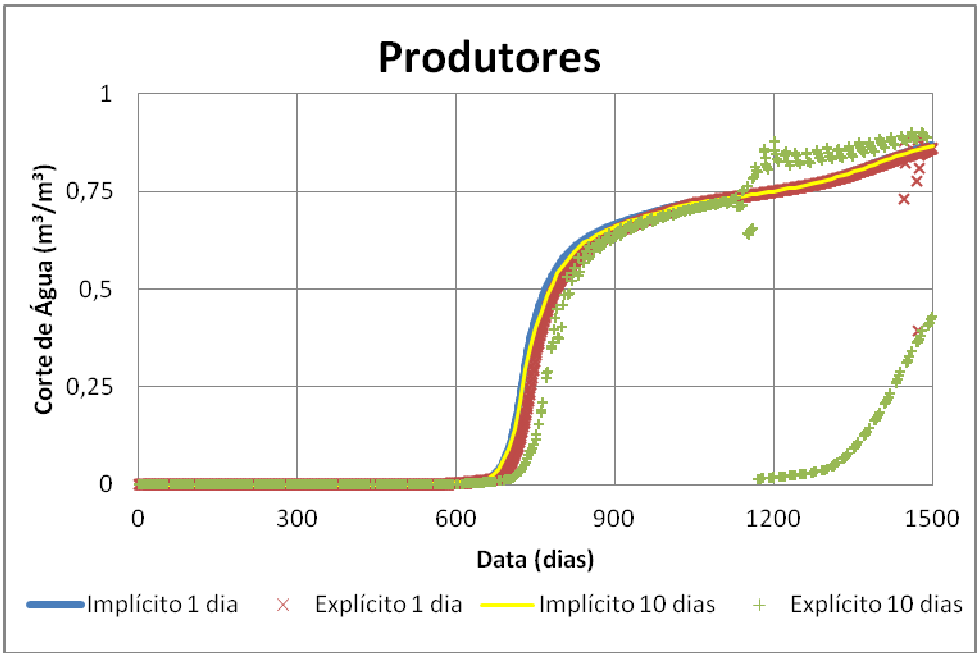

Figura 6-48 - Corte de água total dos poços produtores

Observa-se na Figura 6-33 e na Figura 6-34 que no período onde o poço injetor IV-001 é controlado por pressão de fundo de poço (até 800 dias), ocorre uma instabilidade numérica nos valores de pressão de fundo de poço e vazão de injeção de água das rodadas explícitas. A amplitude da instabilidade numérica parece ser proporcional ao tamanho do passo de tempo integrado, da mesma forma que ocorreu no Caso 1. No período seguinte onde o poço é controlado por vazão de injeção de água, os resultados de pressão de fundo de poço são diferentes para as rodadas explícitas. No caso da rodada com tamanho de passo de tempo de 10 dias, ocorre uma instabilidade numérica na pressão de fundo de poço a partir de 1100 dias, causado pelo ciclo de abertura e fechamento do poço PV-001.

O poço produtor PV-001 não apresenta controle por vazão de líquido, sendo apenas controlado por pressão na cabeça do poço, conforme visto na Figura 6-37 e na Figura 6-38. No período onde não há produção de água (até 800 dias), os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são relativamente semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água, os valores de vazão de óleo, vazão de água e de pressão de fundo de poço das rodadas explícitas tendem a convergir para o mesmo valor da rodada implícita, conforme a Figura 6-35 e a Figura 6-36. Contudo, para a rodada com tamanho de passo de tempo integrado de 10 dias, acontece uma instabilidade numérica em todos os resultados a

partir de 1100 dias, causado pelo ciclo de abertura e fechamento do poço PV-001. O corte de água está defasado no tempo para as rodada explícitas, conforme a Figura 6-39, devido à mudança na movimentação de fluidos dentro do reservatório.

Na Figura 6-42 e na Figura 6-43, o poço produtor PV-003 não apresenta controle por vazão de líquido, sendo apenas controlado por pressão na cabeça do poço. No período onde não há produção de água (até 1100 dias), os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são relativamente semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água, os valores de vazão de óleo e de pressão de fundo de poço das rodadas explícitas tendem a convergir para o mesmo valor da rodada implícita, conforme a Figura 6-42 e a Figura 6-43. O corte de água está defasado no tempo para as rodada explícitas, conforme visto na Figura 6-44, da mesma forma que ocorreu com o poço PV-001.

Para o grupo de poços produtores, mostrado da Figura 6-45 até a Figura 6-48, verifica-se o mesmo comportamento reportado nos poços PV-001 e PV-003. As vazões de óleo, água e líquido são relativamente semelhantes para as rodadas explícitas. O corte de água está defasado no tempo para as rodadas explícitas.

As rodadas explícitas têm produções acumuladas de óleo semelhantes, mas produção e injeção acumuladas de água significativamente menores do que as rodadas implícitas, conforme apresentado na Tabela 6-3.

Tabela 6-3 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água

Rodada	Np (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Implícito 1 dia	4435,8	-	4285,9	-	10902,0	-
Implícito 10 dias	4434,9	0,0%	4278,5	-0,2%	10890,0	-0,1%
Explícito 1 dia	4435,0	0,0%	4135,2	-3,5%	10774,0	-1,2%
Explícito 10 dias	4412,0	-0,5%	3830,2	-10,6%	10576,0	-3,0%

6.1.4. Caso 2 - controle de poços na cabeça do poço, com metodologias de correção ACET e IPRc

São apresentadas rodadas com correção IPRc para passos de tempo integrado de 1 dia (Explícito IPRc 1 dia), 10 dias (Explícito IPRc 10 dias) e com correção ACET com variação de

passo de tempo integrado entre 1 e 10 dias (Explícito ACET 1-10 dias), para avaliar as metodologias de correção para a metodologia explícita, comparados com os resultados da metodologia implícita. A Figura 6-49 e a Figura 6-50 apresentam os resultados de vazão de água e pressão de fundo do poço injetor IV-001.

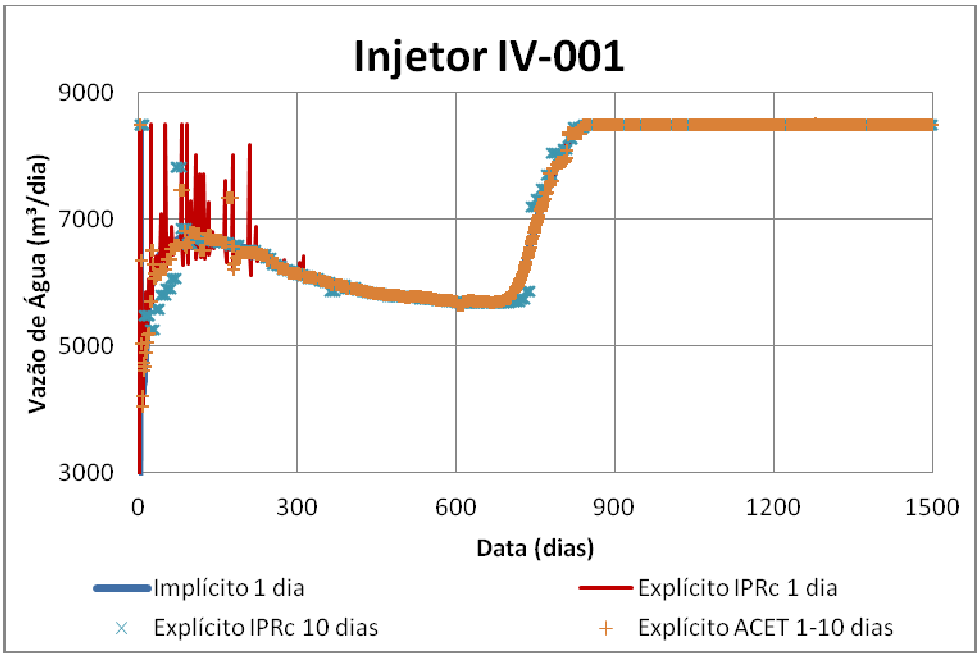

Figura 6-49 - Injeção de água do poço injetor IV-001

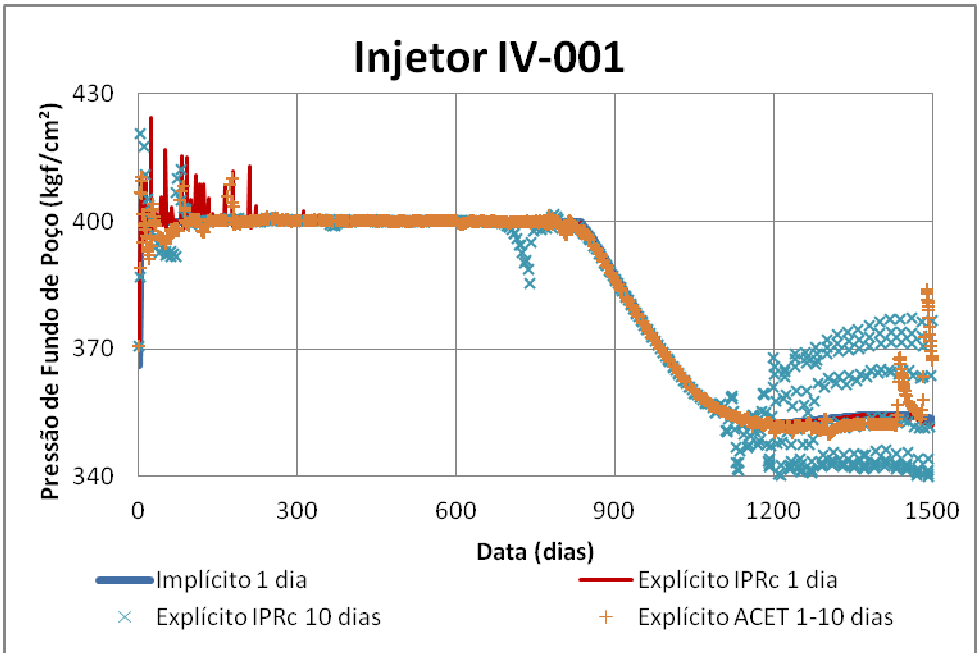

Figura 6-50 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001

Da Figura 6-51 até a Figura 6-60 são apresentados os resultados de vazão de óleo, vazão de água, pressão de fundo do poço, vazão de líquido e corte de água dos poços produtores PV-001 e PV-003.

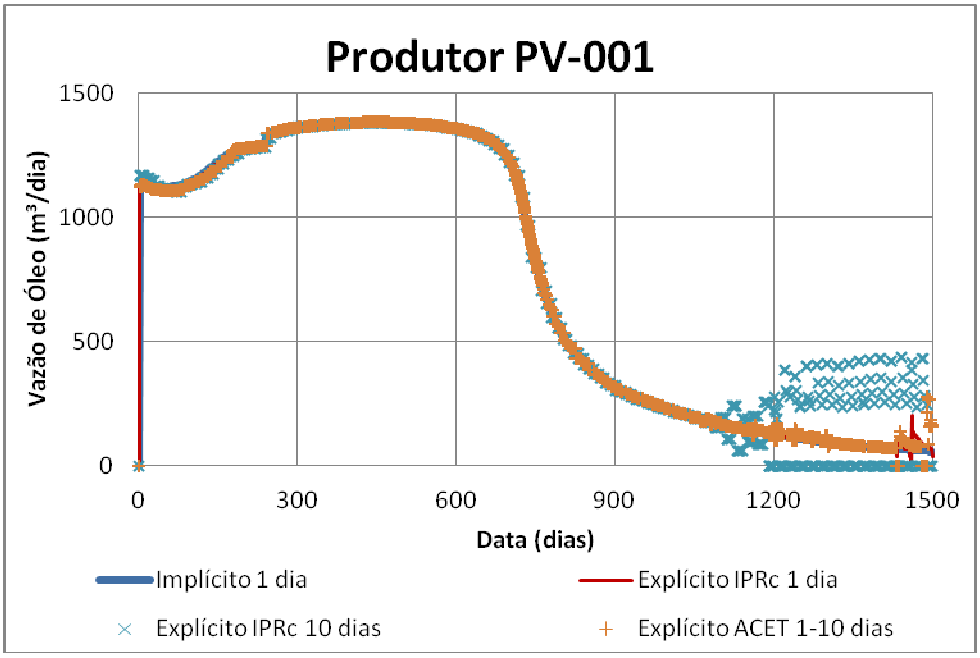

Figura 6-51 - Produção de óleo do poço produtor PV-001

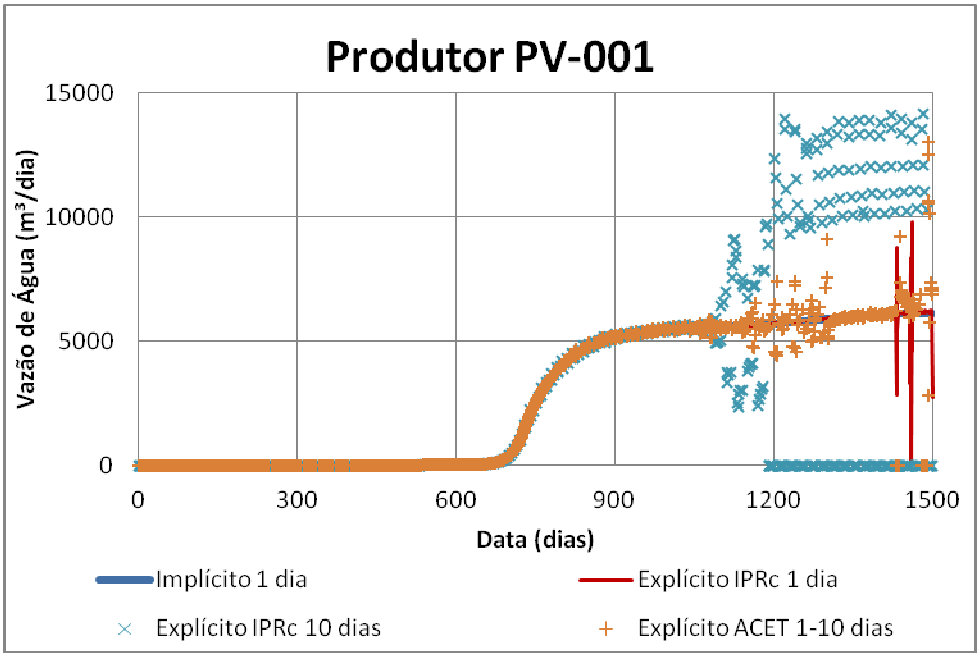

Figura 6-52 - Produção de água do poço produtor PV-001

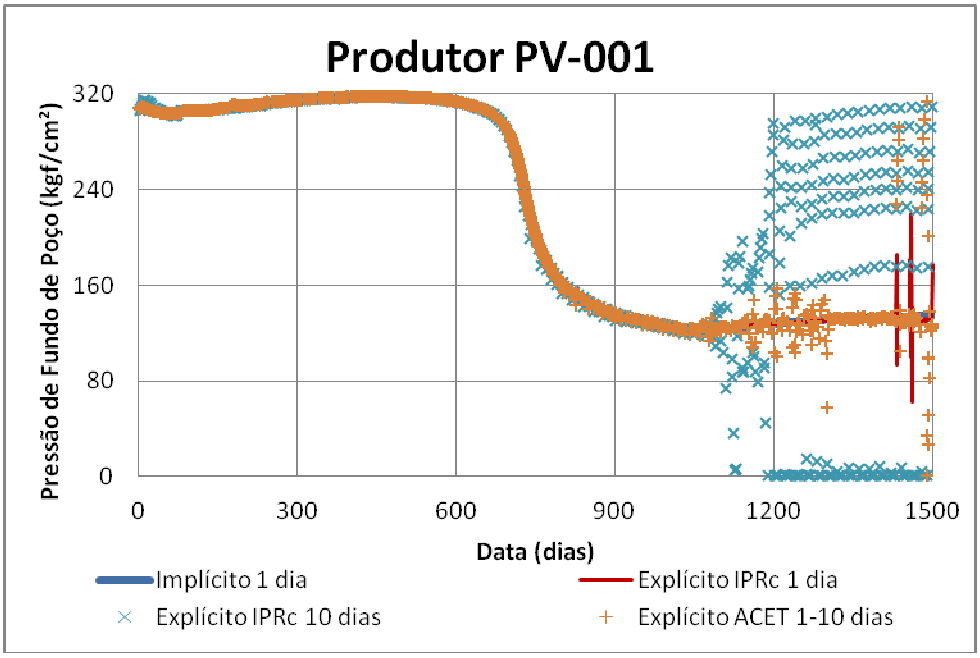

Figura 6-53 - Pressão de fundo do poço produtor PV-001

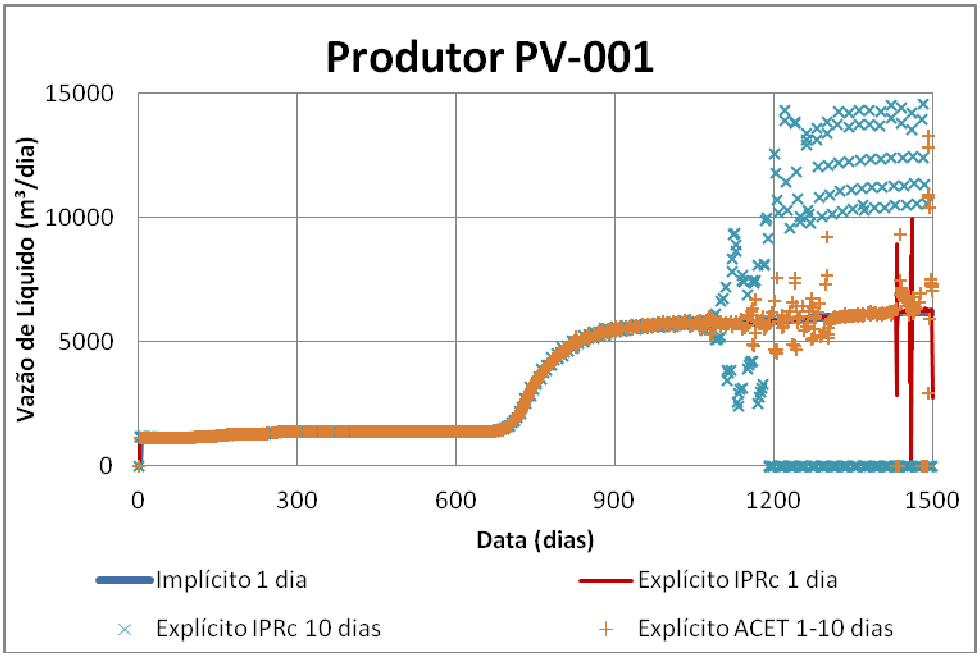

Figura 6-54 - Produção de líquido do poço produtor PV-001

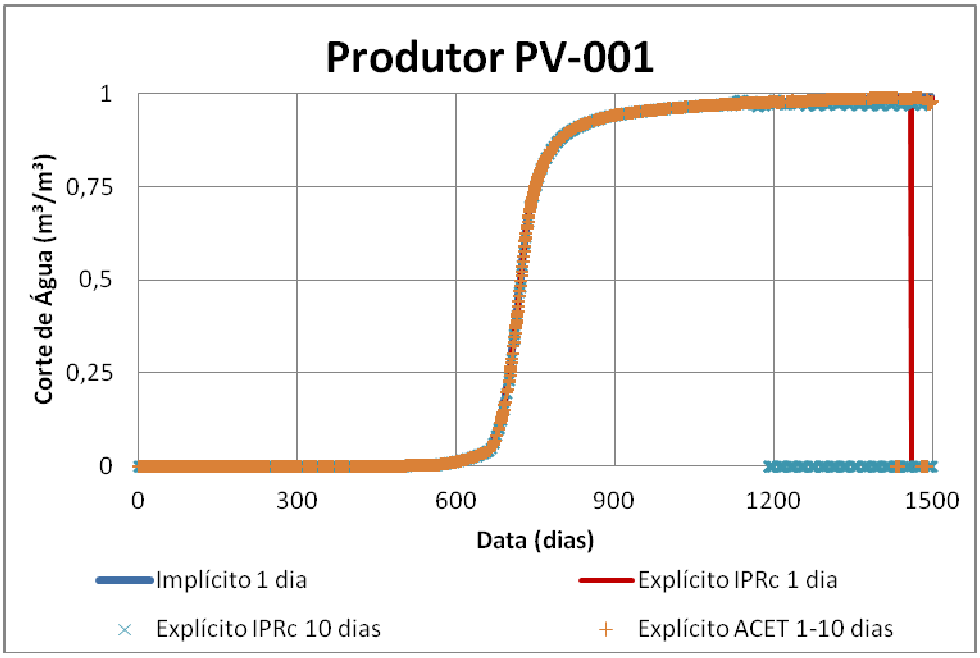

Figura 6-55 - Corte de água do poço PV-001

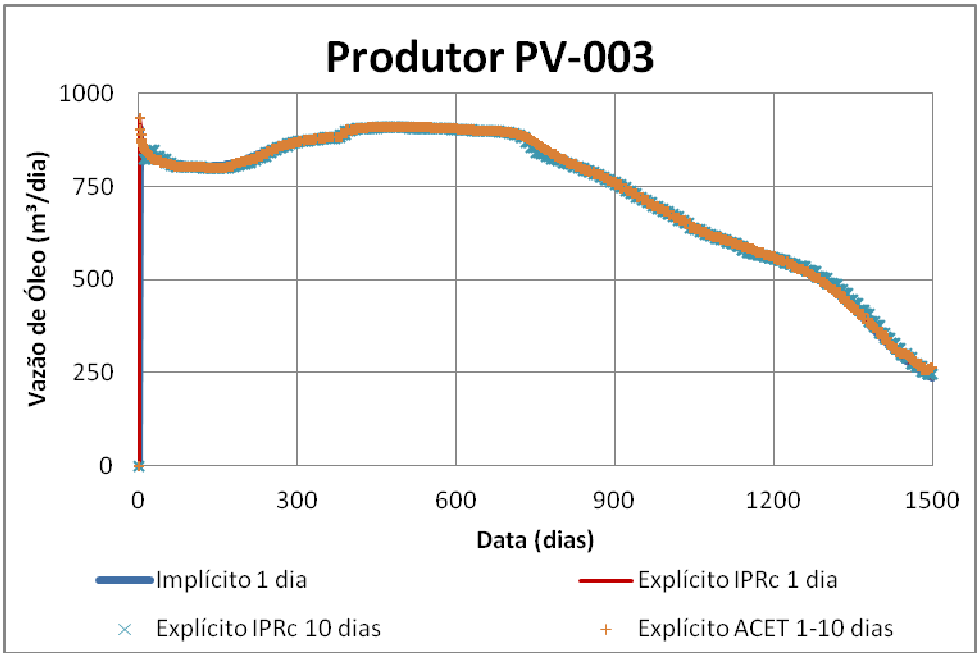

Figura 6-56 - Produção de óleo do poço produtor PV-003

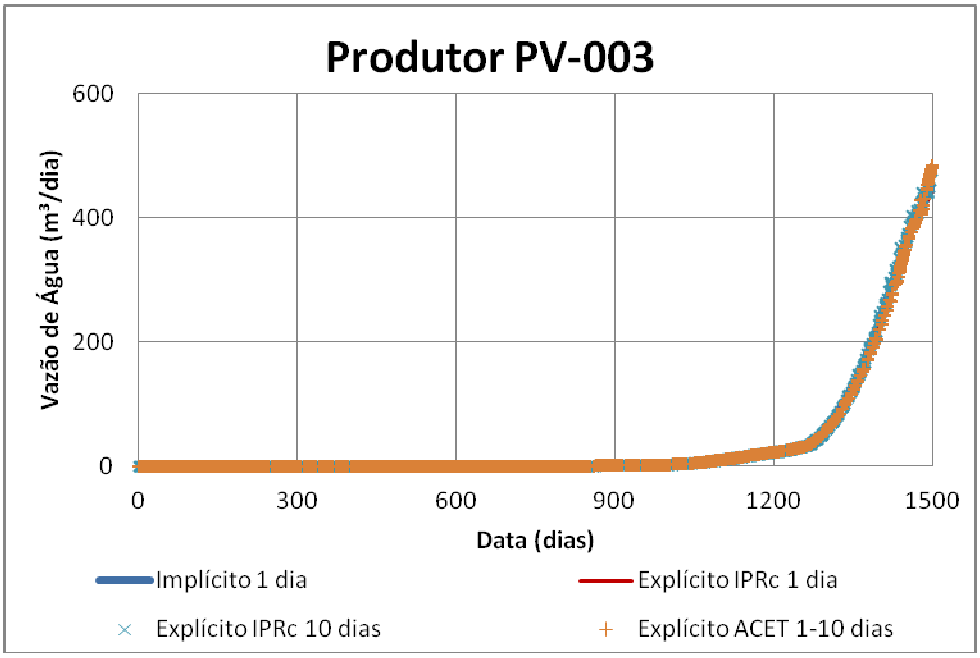

Figura 6-57 - Produção de água do poço produtor PV-003

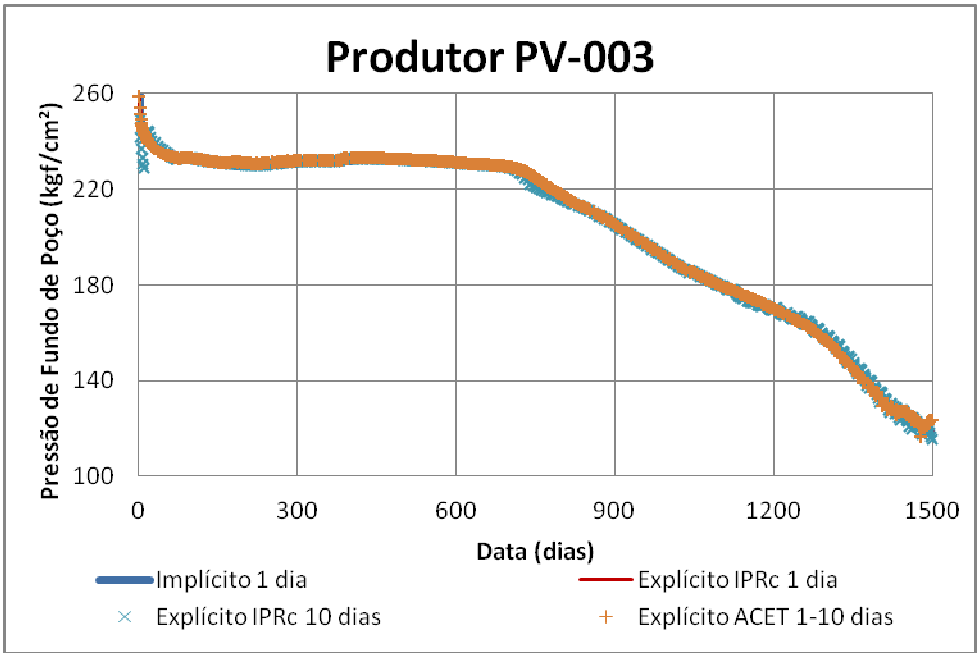

Figura 6-58 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003

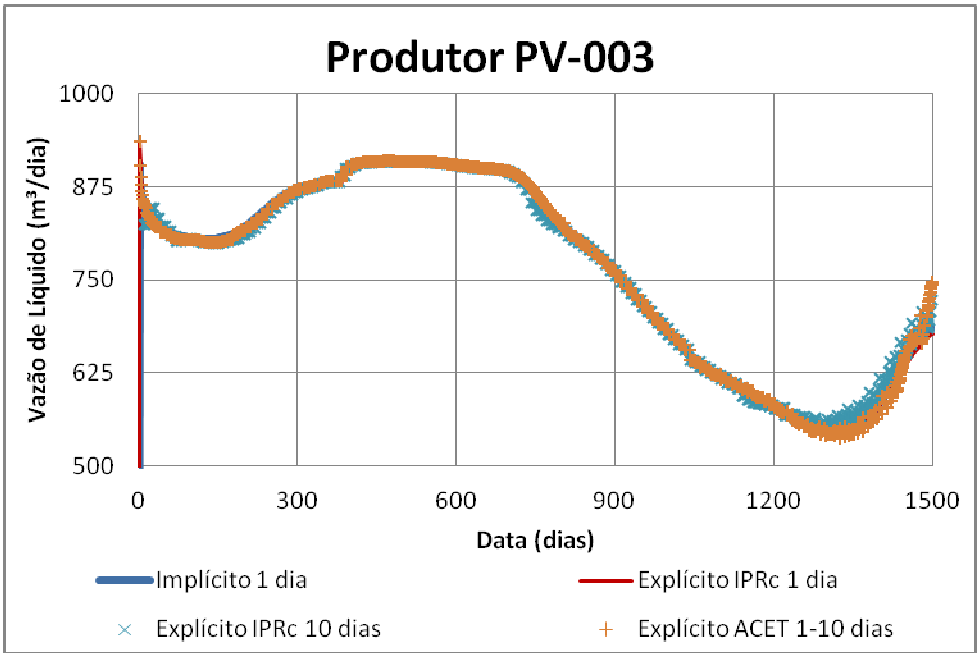

Figura 6-59 - Produção de líquido do poço produtor PV-003

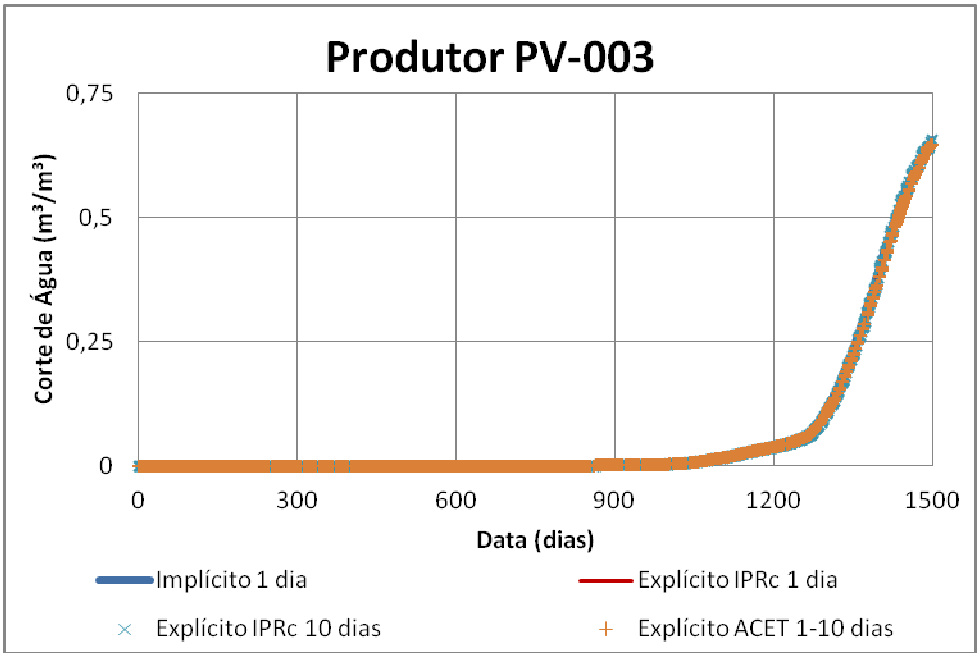

Figura 6-60 - Corte de água do poço PV-003

Da Figura 6-61 até a Figura 6-64 são apresentados os resultados totais de vazão de óleo, vazão de água, vazão de líquido e corte de água do grupo de poços produtores.

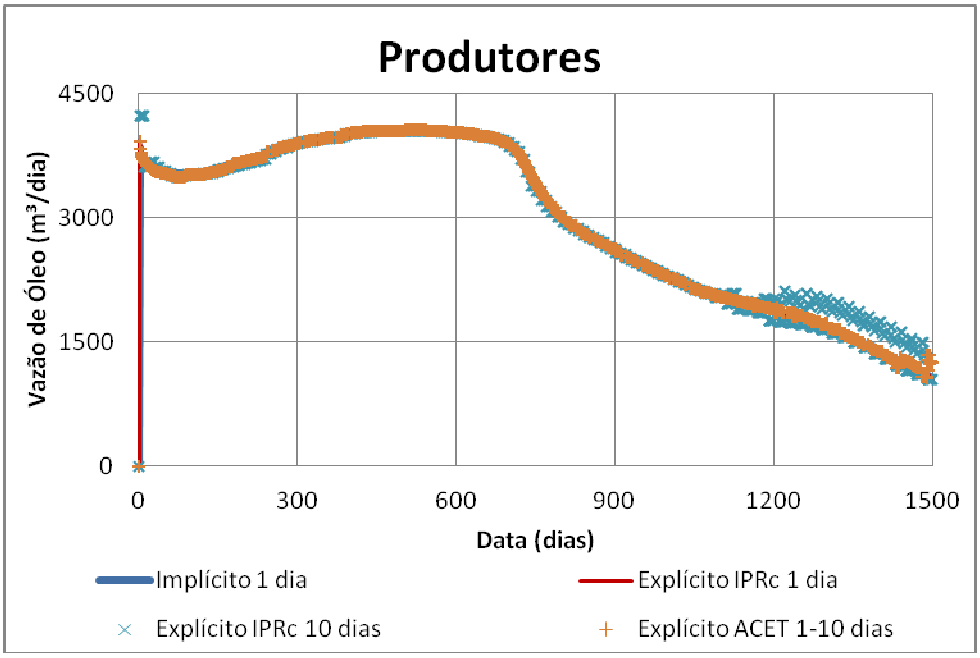

Figura 6-61 - Produção total de óleo dos poços produtores

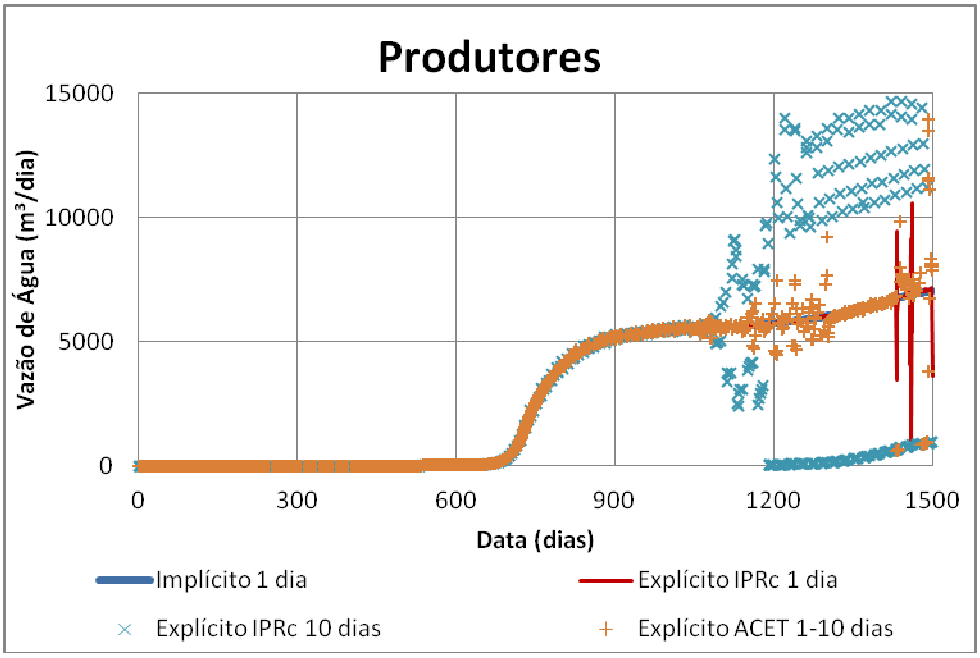

Figura 6-62 - Produção total de água dos poços produtores

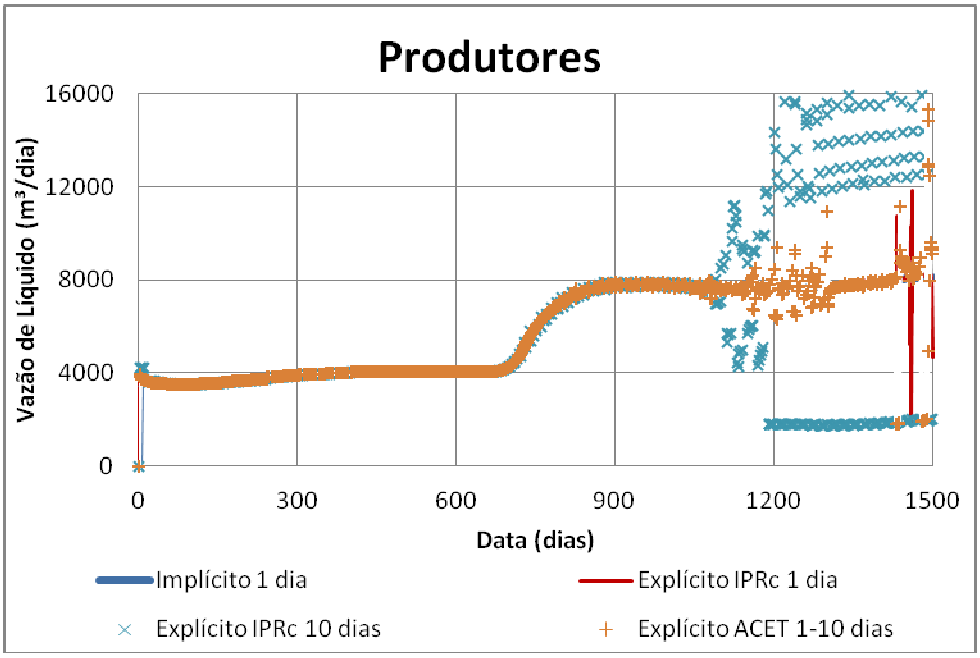

Figura 6-63 - Produção total de líquido dos poços produtores

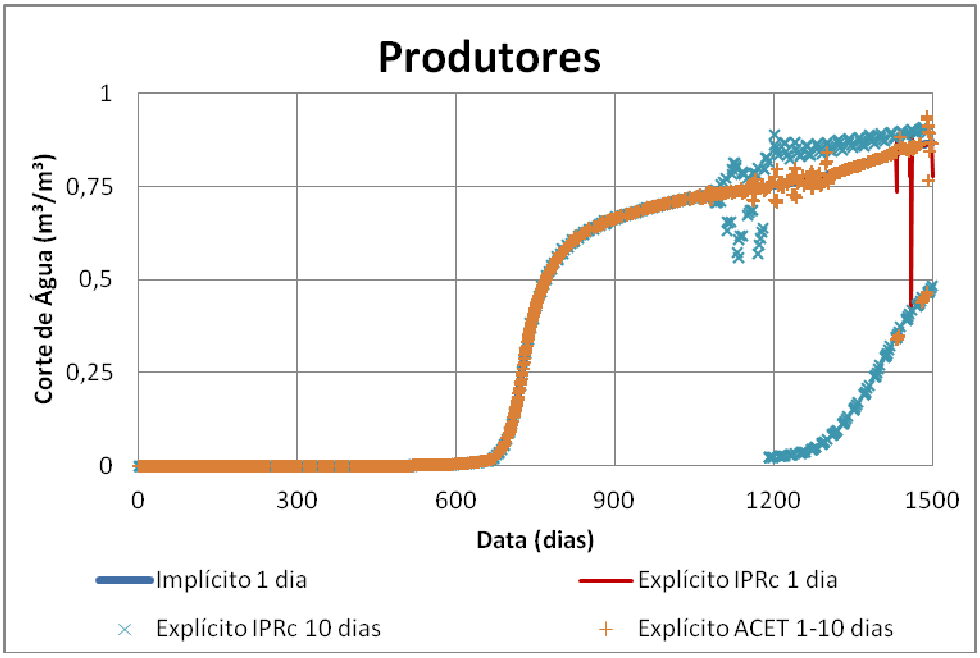

Figura 6-64 - Corte total de água dos poços produtores

Observa-se na Figura 6-49 e na Figura 6-50 que no período onde o poço injetor IV-001 é controlado por pressão de fundo de poço (até 800 dias), sendo os valores de vazão de água e pressão de fundo dos poços semelhantes para todas as rodadas. Contudo ocorre no início (até 200 dias) uma instabilidade numérica nos valores de pressão de fundo de poço e vazão de injeção de

água das rodadas explícitas. A amplitude da instabilidade numérica parece ser proporcional ao tamanho do passo de tempo integrado para as rodadas com correção IPRc, sendo relacionada à correção que a metodologia IPRc efetua.

No período seguinte onde o poço é controlado por vazão de injeção de água (após 800 dias), os resultados de pressão de fundo de poço são semelhantes para as rodadas explícitas. No caso da rodada com correção IPRc de 10 dias, ocorre uma instabilidade numérica na pressão de fundo de poço a partir de 1100 dias, devido ao ciclo de abertura e fechamento do poço PV-001.

O poço produtor PV-001 não apresenta controle por vazão de líquido, sendo apenas controlado por pressão na cabeça do poço, conforme a Figura 6-53 e a Figura 6-54. No período onde não há produção de água (até 800 dias), os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água, os valores de vazão de óleo, vazão de água e de pressão de fundo de poço das rodadas explícitas são semelhantes ao valor da rodada implícita, conforme visto na Figura 6-51 e na Figura 6-52. Contudo, nota-se instabilidade numérica, mais acentuada para a rodada com correção IPRc de 10 dias (a partir de 1100 dias), causado pelo ciclo de abertura e fechamento do poço. O corte de água é semelhante para todas as rodadas, sendo os valores zerados no final da curva indicativo de fechamento do poço, conforme a Figura 6-55.

Na Figura 6-58 e na Figura 6-59, o poço produtor PV-003 não apresenta controle por vazão de líquido, sendo apenas controlado por pressão na cabeça do poço. No período onde não há produção de água (até 1100 dias), os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço são semelhantes para todas as rodadas.

Quando ocorre a produção de água, os valores de vazão de óleo e de pressão de fundo de poço das rodadas explícitas são semelhantes à rodada implícita, conforme a Figura 6-56 e a Figura 6-57. O corte de água é semelhante para as todas as rodadas, conforme a Figura 6-60.

Para o grupo de poços produtores, mostrado da Figura 6-61 até a Figura 6-64, verifica-se o mesmo comportamento reportado nos poços PV-001 e PV-003. As vazões de óleo, água e líquido e o corte de água são semelhantes para as rodadas, exceto na rodada com correção IPRc de 10

dias, devido à instabilidade numérica causada pelo ciclo de abertura e fechamento do poço PV-001.

As rodadas explícitas têm produções acumuladas de óleo e água semelhantes, mas a injeção acumulada de água apresenta valores um pouco menores do que a rodada implícita, conforme apresentado na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água

Rodada	Np (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Implícito 1 dia	4435,8	-	4285,9	-	10902,0	-
Explícito IPRc 1 dia	4435,1	0,0%	4276,8	-0,2%	10896,0	-0,1%
Explícito IPRc 10 dias	4455,4	0,4%	4115,1	-4,0%	10895,0	-0,1%
Explícito ACET 1-10 dias	4436,4	0,0%	4230,1	-1,3%	10889,0	-0,1%

6.1.5. Caso 3 - controle de poços no fundo do poço e restrição de grupo, com metodologia de correção IPRc e metodologia WellPrior

São apresentadas duas rodadas com correção IPRc, com passo de tempo integrado de 10 dias, para avaliar a metodologia de gerenciamento de poço WellPrior com dois conjuntos de parâmetros (WellPrior 1 e WellPrior 2)[4]. Uma rodada implícita com passo de tempo de 10 dias é utilizada para comparação dos resultados. A Figura 6-65 e a Figura 6-66 apresentam os resultados de vazão de água e pressão de fundo do poço injetor IV-001.

xcviixcviiii

[4] Como já comentado, WellPrior 1 reproduz as regras de gerenciamento de poços do simulador de reservatórios e WellPrior 2 prioriza poços com menor corte de água.

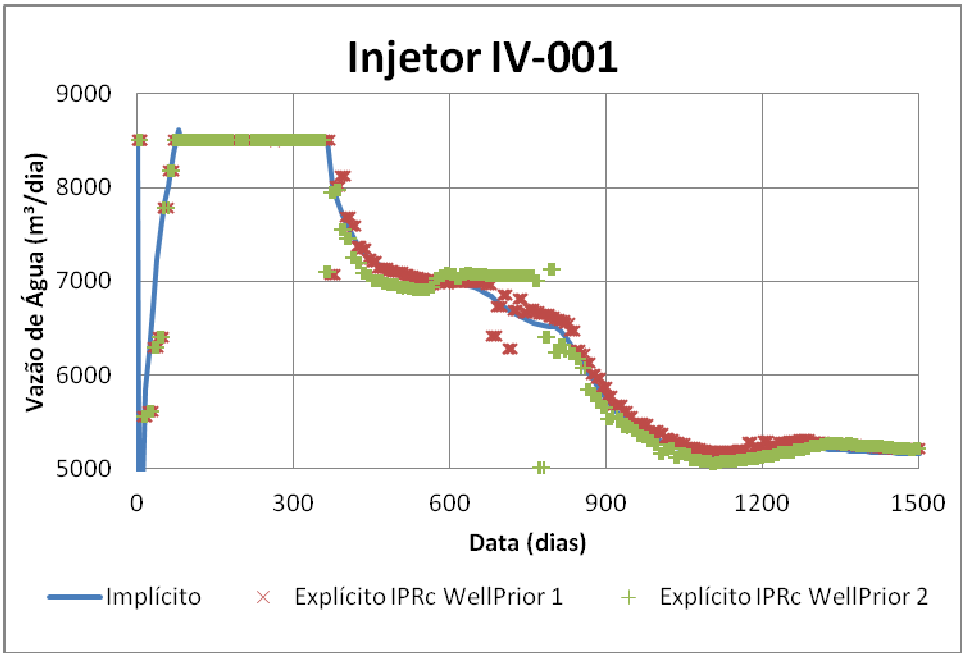

Figura 6-65 - Injeção de água do poço injetor IV-001

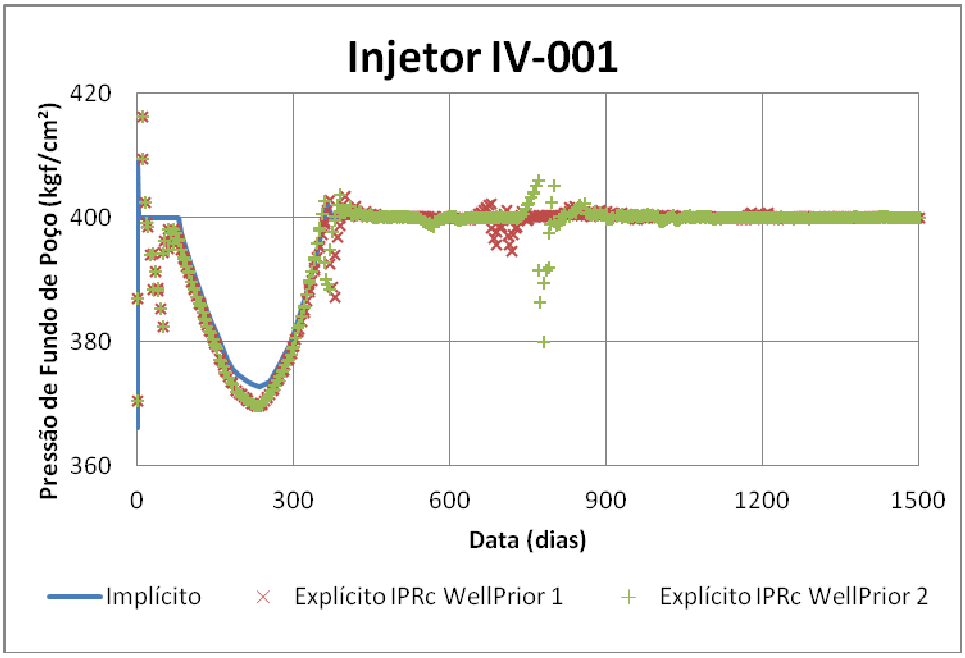

Figura 6-66 - Pressão de fundo do poço injetor IV-001

Da Figura 6-67 até a Figura 6-76 são apresentados os resultados de vazão de óleo, vazão de água, pressão de fundo de fundo, vazão de líquido e corte de água para os poços produtores PV-001 e PV-003.

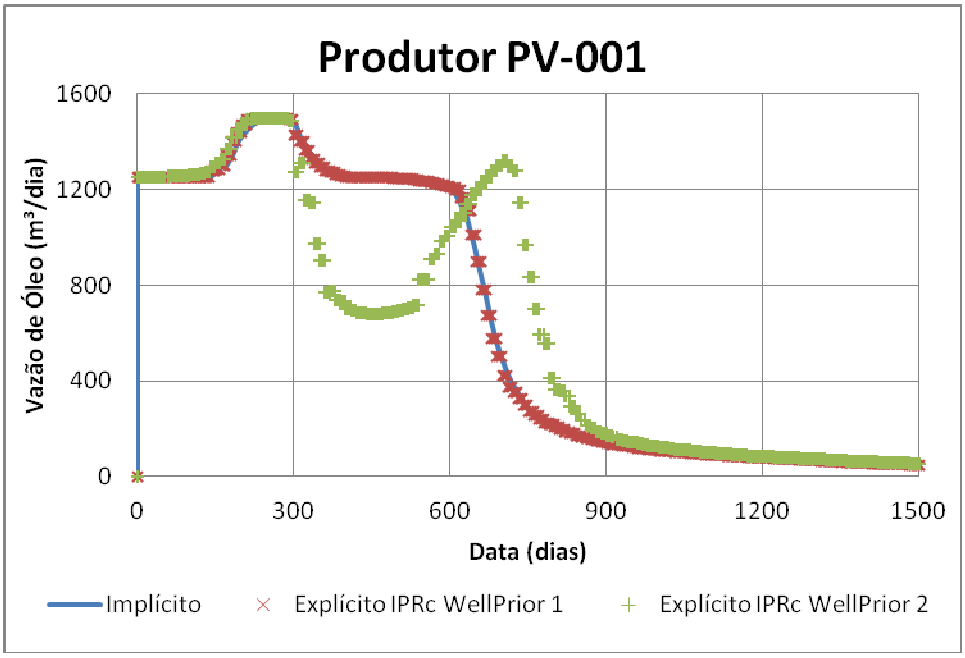

Figura 6-67 - Produção de óleo do poço produtor PV-001

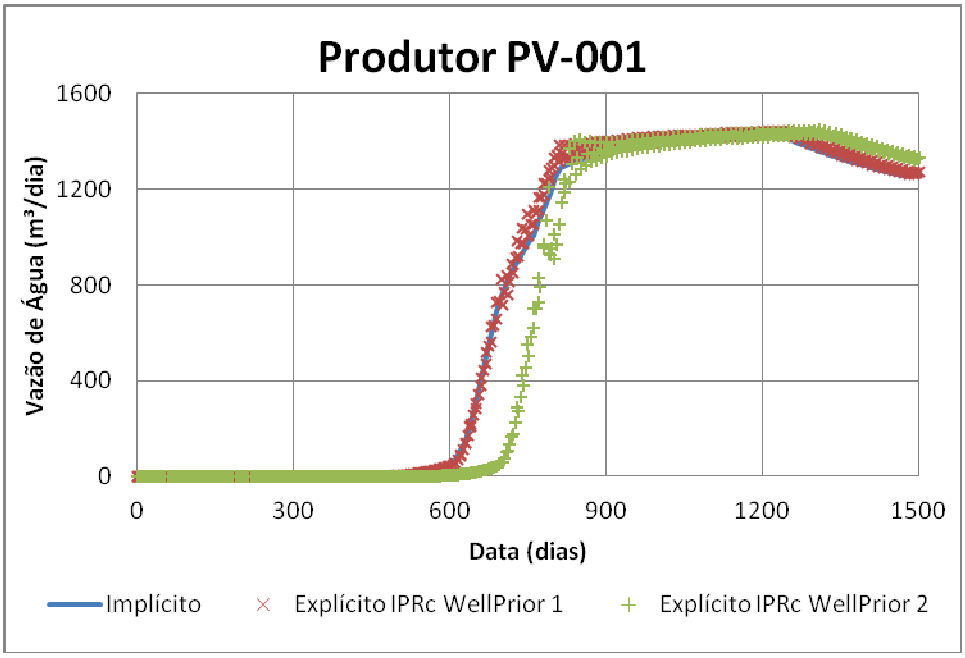

Figura 6-68 - Produção de água do poço produtor PV-001

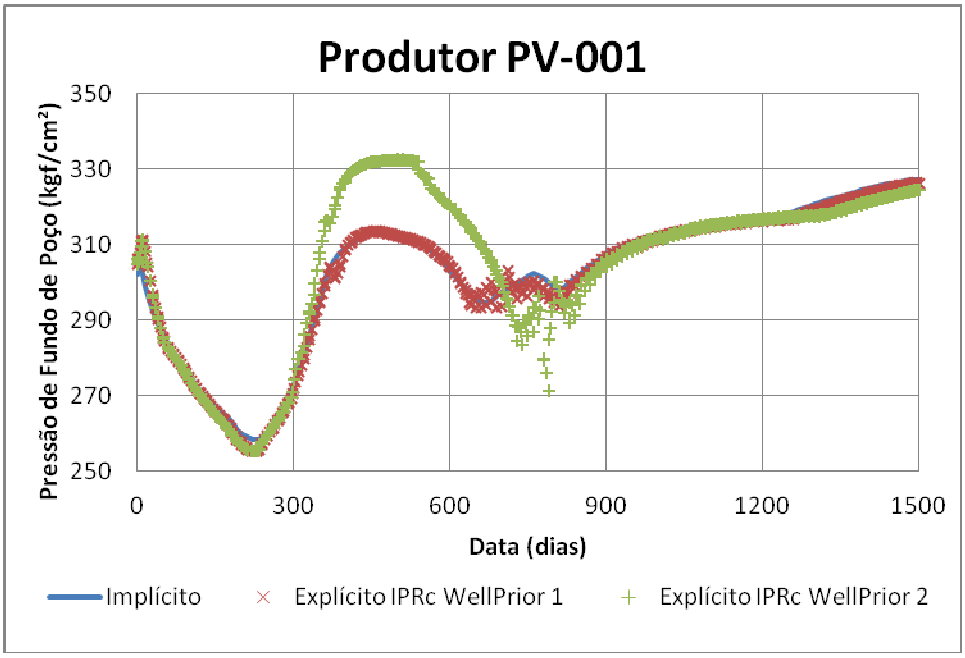

Figura 6-69 - Pressão de fundo do poço produtor PV-001

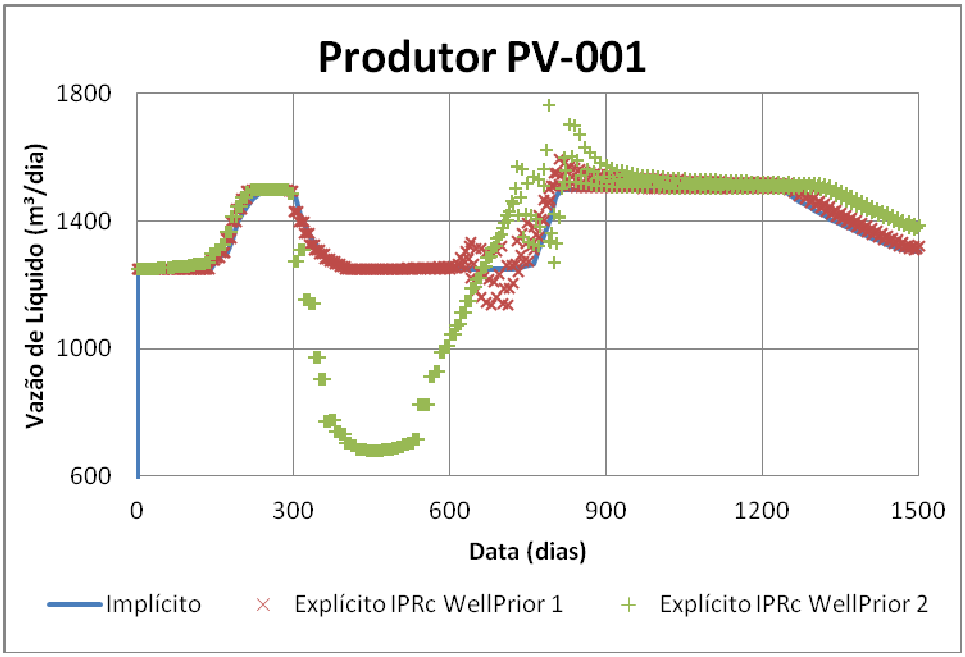

Figura 6-70 - Produção de líquido do poço produtor PV-001

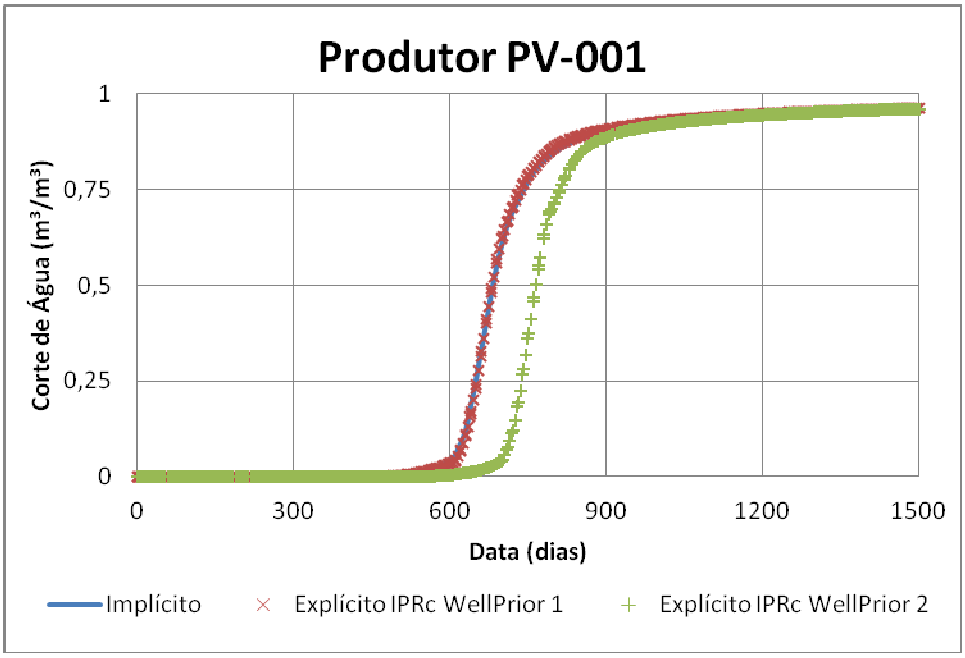

Figura 6-71 - Corte de água do poço PV-001

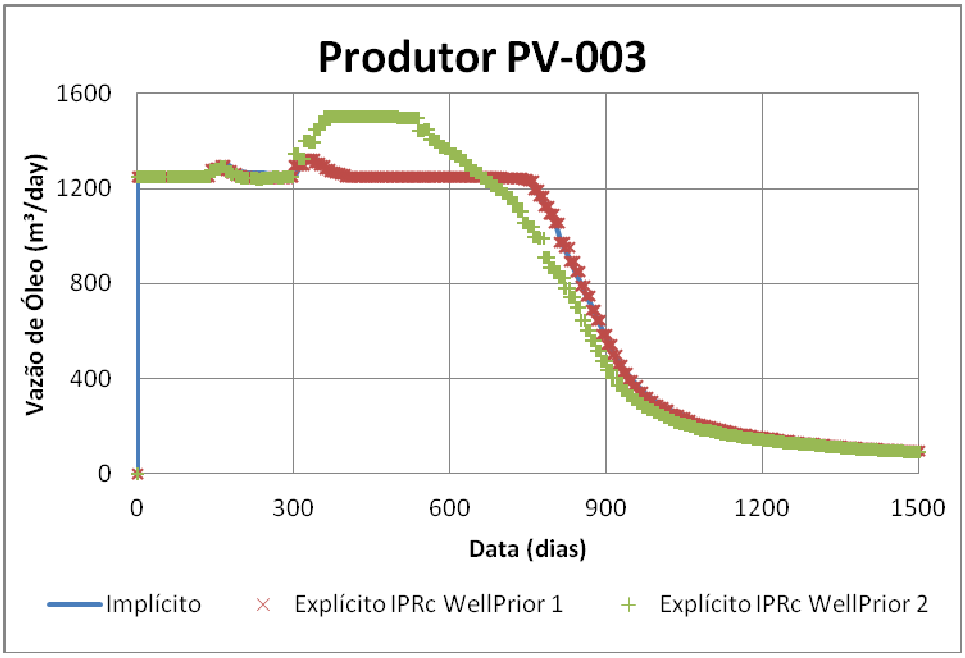

Figura 6-72 - Produção de óleo do poço produtor PV-003

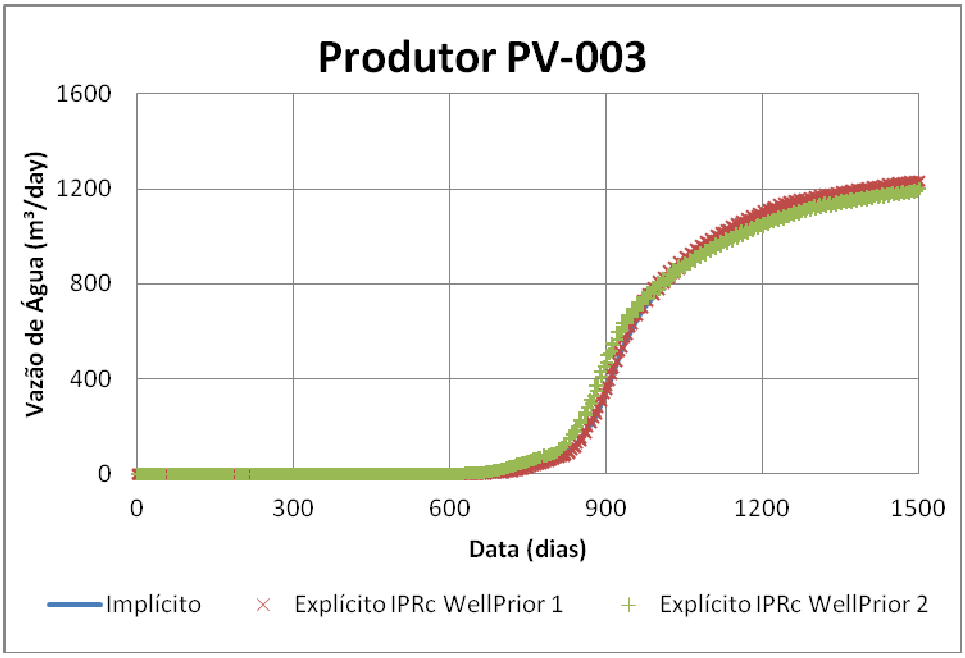

Figura 6-73 – Produção de água do poço produtor PV-003

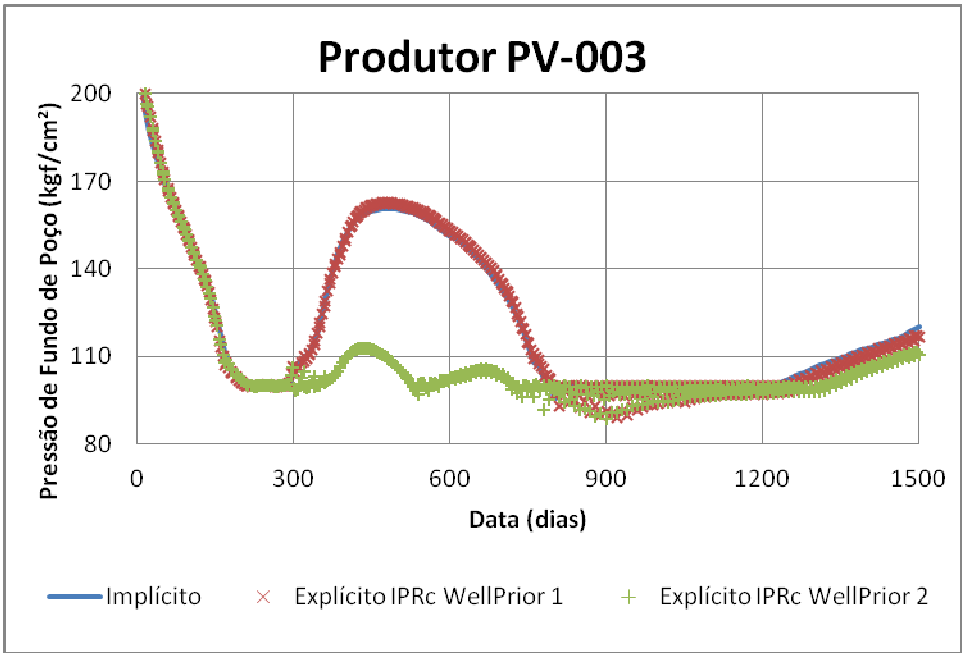

Figura 6-74 - Pressão de fundo do poço produtor PV-003

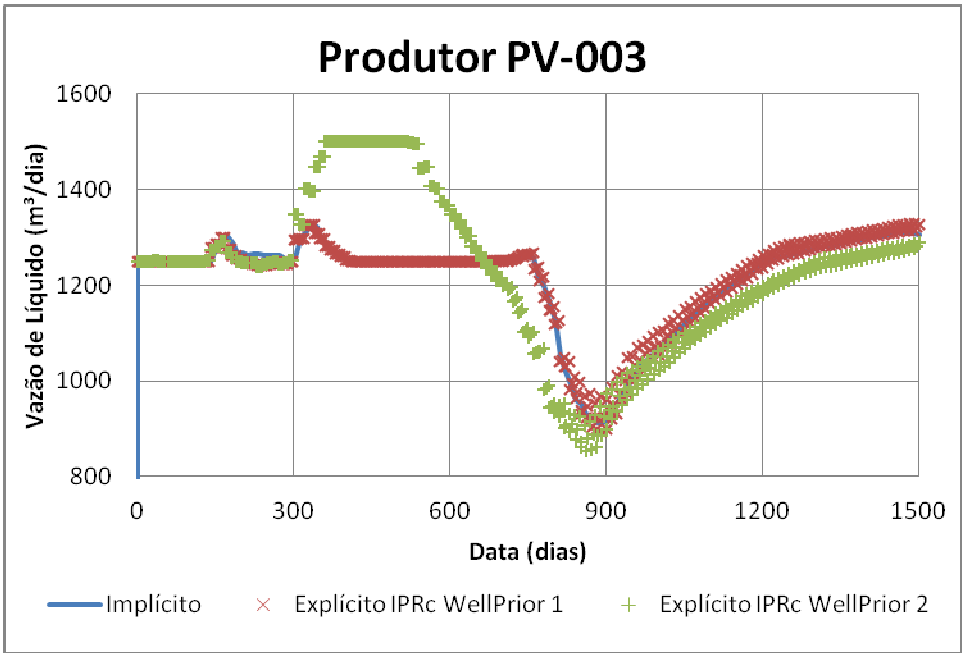

Figura 6-75 - Produção de líquido do poço produtor PV-003

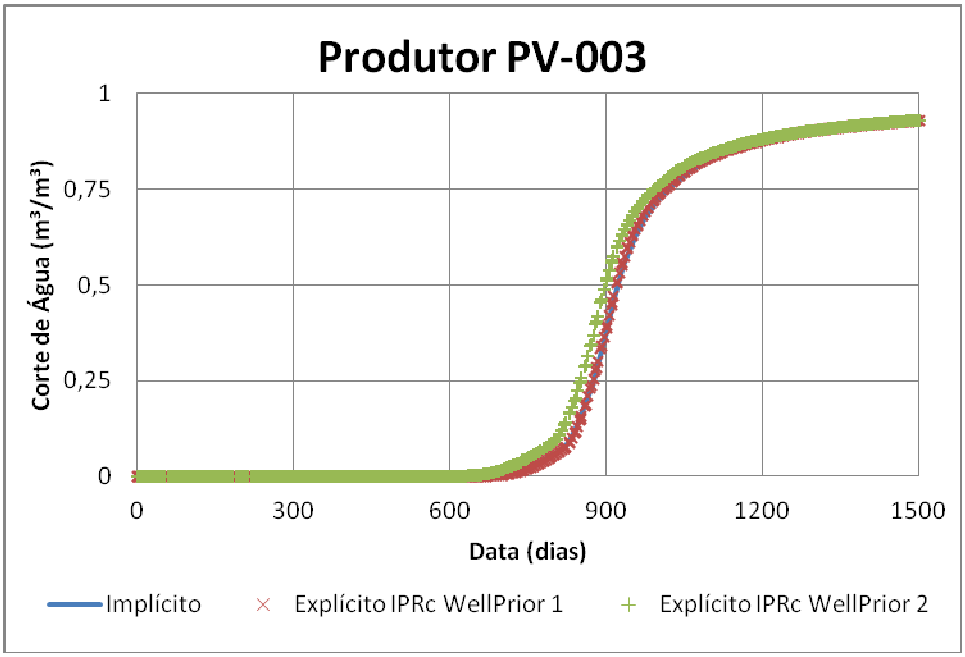

Figura 6-76 - Corte de água do poço PV-003

Da Figura 6-77 até a Figura 6-80 são apresentados os resultados totais de vazão de óleo, vazão de água, vazão de líquido e corte de água do grupo de poços produtores.

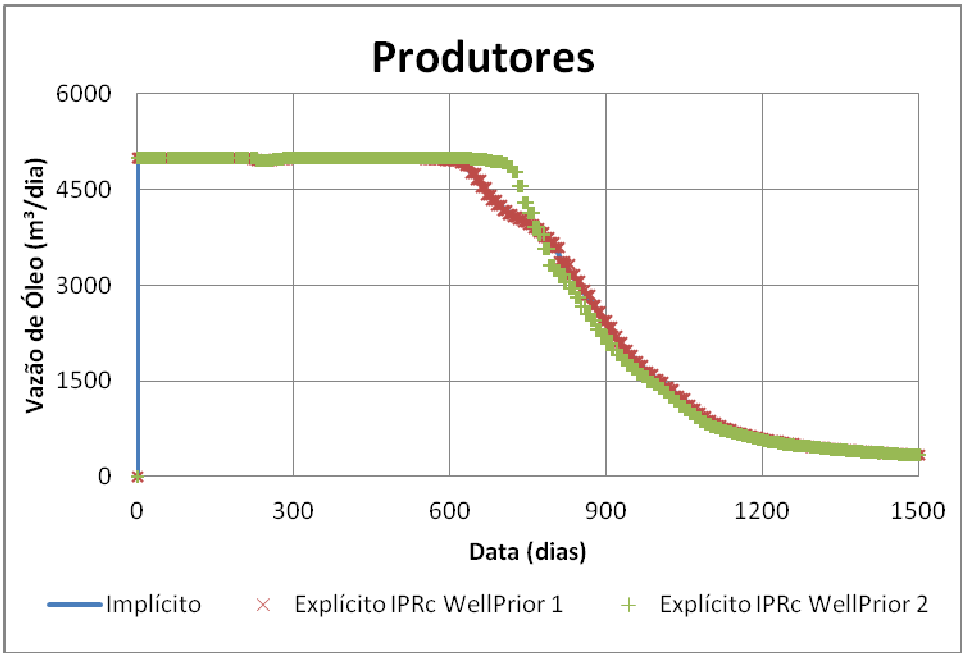

Figura 6-77 - Produção total de óleo dos poços produtores

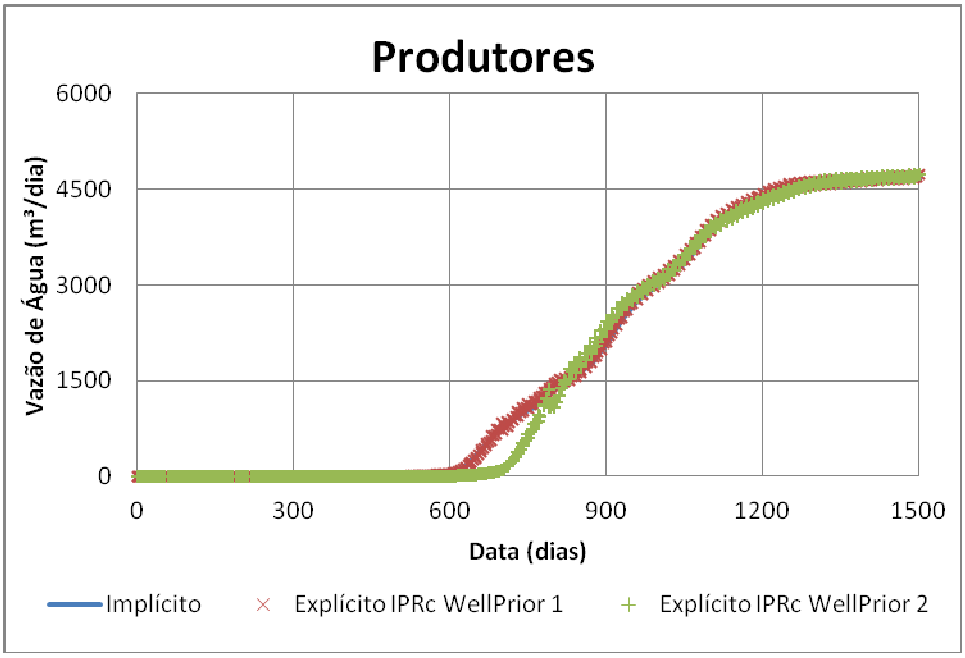

Figura 6-78 - Produção total de água dos poços produtores

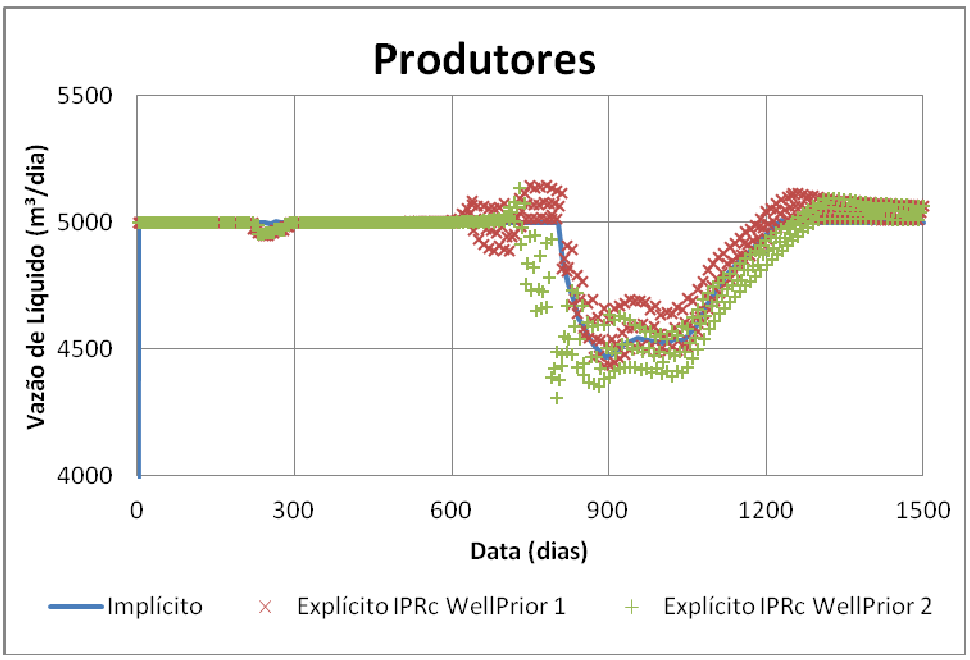

Figura 6-79 - Produção total de líquido dos poços produtores

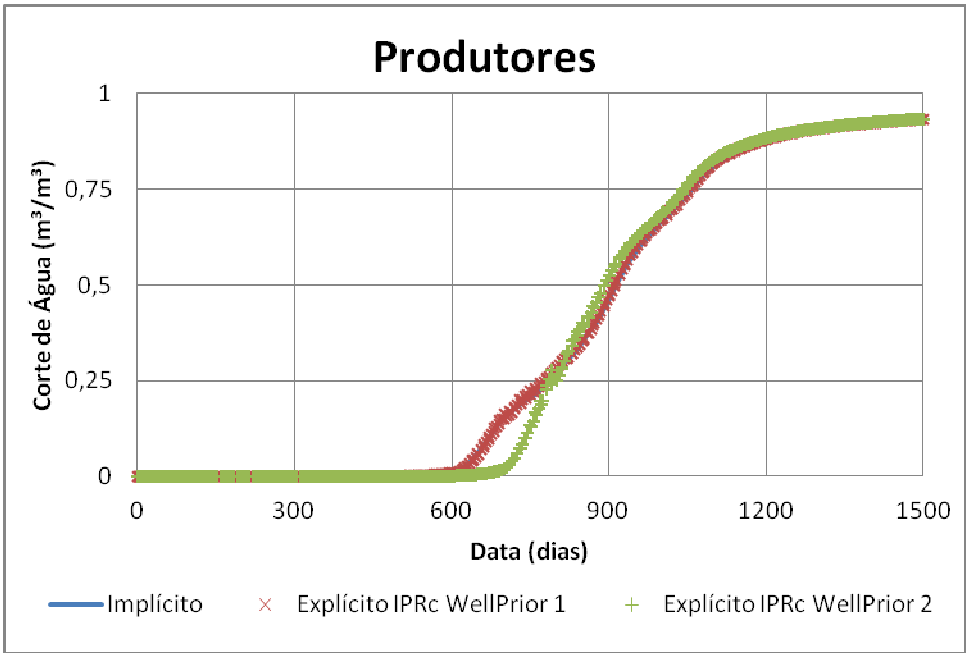

Figura 6-80 - Corte de água total dos poços produtores

Observa-se na Figura 6-65 e na Figura 6-66 que no período onde o poço injetor IV-001 é controlado por vazão de injeção de água (entre 100 e 400 dias), os resultados de pressão de fundo de poço são muito semelhantes para todas as rodadas. Para os demais períodos, onde o poço é controlado por pressão de fundo de poço, os resultados de vazão de injeção da rodada explícita

com a metodologia de gerenciamento de poços com conjunto de parâmetros de gerenciamento WellPrior 1 são muito semelhantes à rodada implícita. Os resultados para a rodada com o conjunto WellPrior 2 são muito próximos às demais rodadas. Não ocorre instabilidade numérica do poço IV-001 nestas rodadas.

Na Figura 6-69 e na Figura 6-70 o poço produtor PV-001 não apresenta controle por pressão de fundo de poço durante o período rodado, sendo controlado apenas por vazão de líquido. No período onde não há produção de água, os valores de vazão de óleo e pressão de fundo de poço da rodada com o conjunto WellPrior 1 são muito semelhantes à rodada implícita. Os resultados para a rodada com o conjunto WellPrior 2 apresentam diferenças em relação às demais rodadas devido ao uso de parâmetros que priorizam a produção dos poços por critérios diferentes.

Quando ocorre o crescimento de vazão de água (entre 600 e 800 dias), os valores de vazão de óleo da rodada com o conjunto WellPrior 1 permanecem semelhantes à rodada implícita, mas ocorre uma instabilidade numérica na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido), que vai diminuindo ao longo do tempo, conforme mostrado na Figura 6-67 e na Figura 6-68. O mesmo efeito é verificado na rodada com o conjunto WellPrior 2, semelhante ao ocorrido nos Casos anteriores.

Para rodada com o conjunto WellPrior 1 o corte de água é semelhante com a rodada implícita, conforme visto na Figura 6-71. Os resultados para a rodada com o conjunto WellPrior 2 mostram o corte de água defasado em relação às outras rodadas, mostrando o efeito da diferenciação do parâmetros da metodologia WellPrior.

Na Figura 6-74 e na Figura 6-75 o poço produtor PV-003 apresenta um período inicial (200 dias) de controle por vazão de líquido, sem produção de água, com os resultados de produção de óleo e pressão de fundo de poço muito semelhante para todas as rodadas. No período seguinte (até 600 dias), apresenta controle por pressão de fundo de poço e nenhuma produção de água, sendo os valores de vazão de óleo e pressão de fundo dos poços muito semelhantes para a rodada com o conjunto WellPrior 1 e a rodada implícita. Os resultados para a rodada com o conjunto WellPrior 2 são diferentes em relação às demais rodadas, devido à diferença de priorização dos poços.

Quando ocorre a produção de água, os valores de vazão de óleo permanecem semelhantes para todas as rodadas, mas ocorre diferença na vazão de água produzida (consequentemente na vazão de líquido) e instabilidade numérica na pressão de fundo de poço, mais acentuada no crescimento de produção de água (entre 800 e 1000 dias), conforme visto na Figura 6-72 e na Figura 6-73. Para rodada com o conjunto WellPrior 1 o corte de água é semelhante com a rodada implícita. Os resultados para a rodada com o conjunto WellPrior 2 valor do corte de água defasado em relação às outras rodadas, conforme a Figura 6-76.

Para o grupo de poços produtores, mostrados da Figura 6-77 até a Figura 6-80, verifica-se o mesmo comportamento reportado nos poços PV-001 e PV-003. A vazão de óleo, vazão de água e vazão de líquido são semelhantes na rodada com o conjunto WellPrior 1 e a rodada implícita. Para a rodada com o conjunto WellPrior 2, os resultados são relativamente semelhantes, com uma diferença maior entre 600 e 1200 dias.

A vazão de líquido respeita a restrição máxima imposta à metodologia de gerenciamento de poços nas rodadas explícitas, contudo mostra uma pequena instabilidade após 600 dias. As mesmas considerações anteriores valem para o corte de água.

As rodadas explícitas têm produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água semelhantes da rodada implícita, conforme apresentado na Tabela 6-5.

Tabela 6-5 - Produções acumuladas de óleo e água e injeção acumulada de água

Rodada (10 dias)	Np (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Implícito	4651,8	-	2707,3	-	9807,3	-
Explícito IPRc WellPrior 1	4663,2	0,2%	2751,0	1,6%	9857,8	0,5%
Explícito IPRc WellPrior 2	4666,0	0,3%	2677,0	-1,1%	9777,1	-0,3%

As diferenças nos valores de produção e injeção nas rodadas explícitas com a metodologia de gerenciamento de poços representam o efeito do uso de conjuntos distintos de parâmetros de gerenciamento de poços utilizados em cada rodada, conforme já comentado, o que impacta diretamente no escoamento de fluidos dentro do reservatório. A rodada com conjunto WellPrior 2 apresenta um atraso na chegada de água no poço PV-001 (e consequentemente um prolongamento na produção de óleo) em relação às demais rodadas. Este atraso não é compensado pelos demais

poços produtores, provocando assim uma diferença semelhante para o grupo de poços, como mostrado anteriormente.

6.2. Caso de aplicação da metodologia explícita

São apresentadas duas rodadas com correção IPRc, com passo de tempo integrado de 10 dias, para avaliar a metodologia de gerenciamento de poço WellPrior no caso de mais de uma rodada de simulação de reservatório acoplada. Uma rodada implícita baseada em rateio prévio com passo de tempo de 10 dias é utilizada para comparação dos resultados[5].

Da Figura 6-81 até a Figura 6-84 são apresentados os resultados de produção de líquido para o Campo e os Reservatórios 1, 2 e 3, comparados com a restrição global imposta e os respectivos valores de rateio por reservatório. Em verde está indicado o limite operacional das plataformas para o Campo e os limites rateados previamente para os Reservatórios 1, 2 e 3.

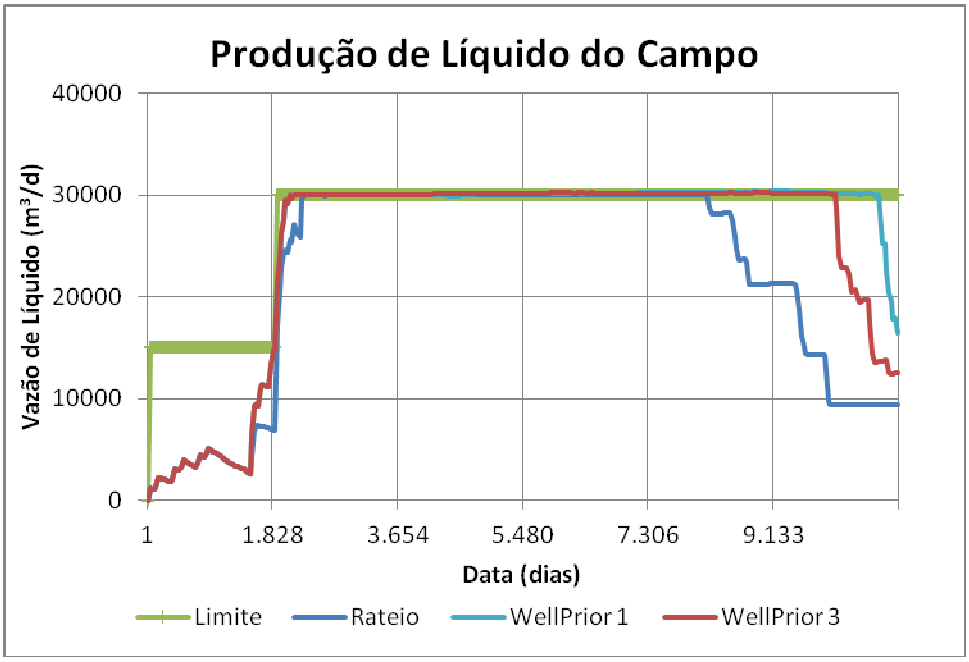

Figura 6-81 - Produção total de líquido do Campo

cviiicviiiii

[5] Como já citado, WellPrior 1 reproduz as regras de gerenciamento de poços do simulador de reservatórios e WellPrior 3 prioriza poços com baixa produção de água. No caso da rodada implícita, os três modelos de reservatórios são rodados separadamente, com rateios de produção e injeção pré-definidos.

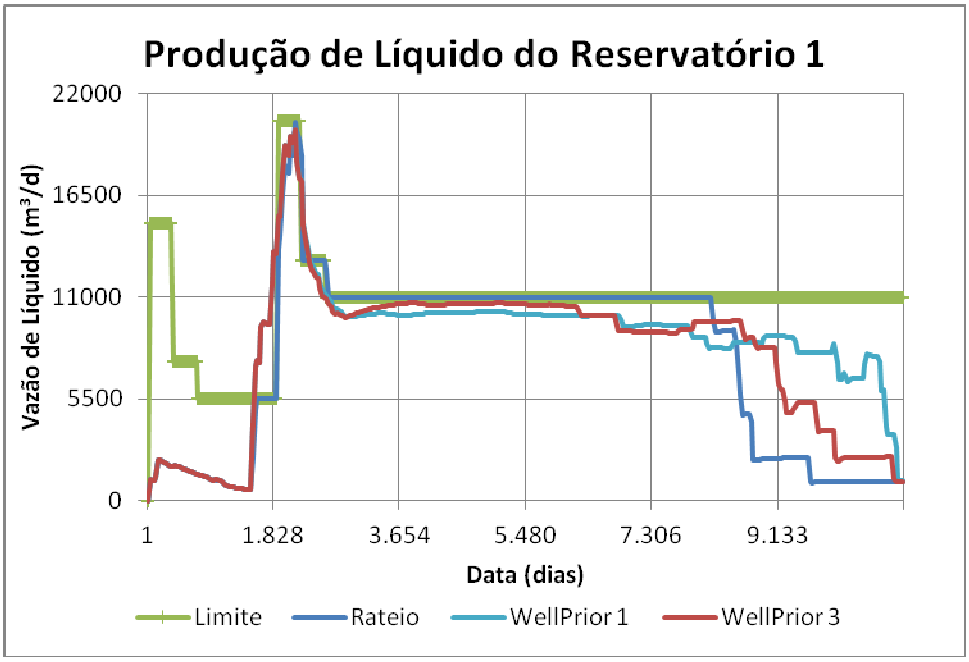

Figura 6-82 - Produção total de líquido do Reservatório 1

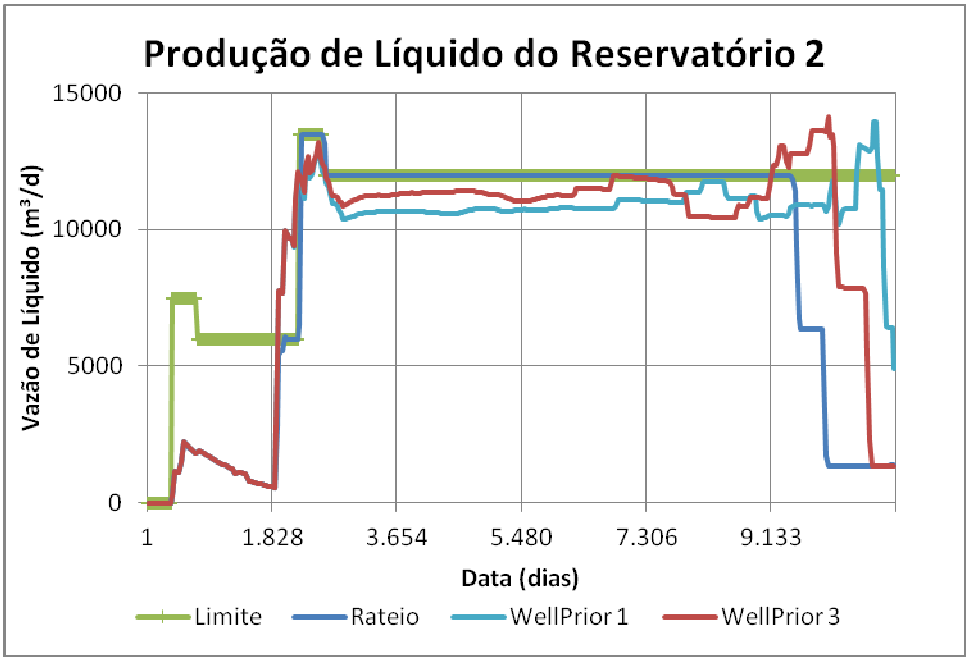

Figura 6-83 - Produção total de líquido do Reservatório 2

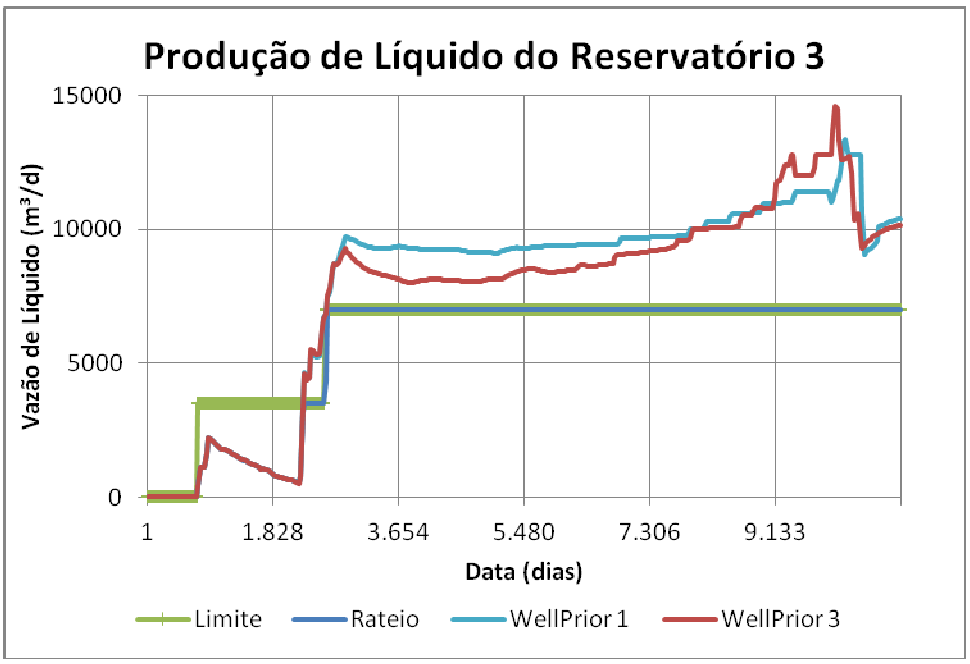

Figura 6-84 - Produção total de líquido do Reservatório 3

Da Figura 6-85 até a Figura 6-88 são apresentados os resultados de injeção de água para o Campo e os Reservatórios 1, 2 e 3, comparados com a restrição global imposta e os respectivos valores de rateio por reservatório.

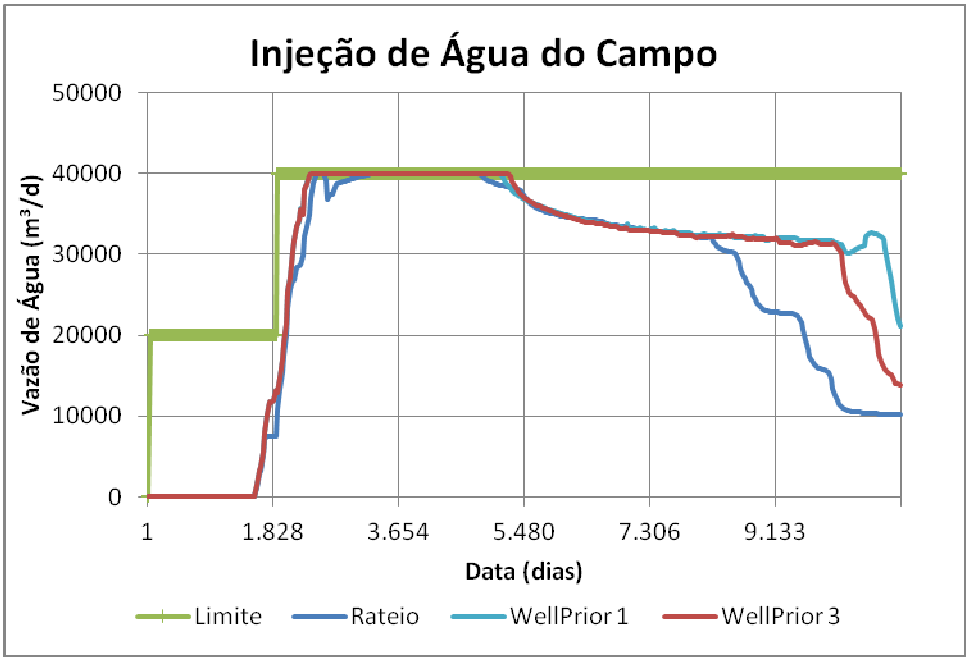

Figura 6-85 - Injeção total de água do Campo

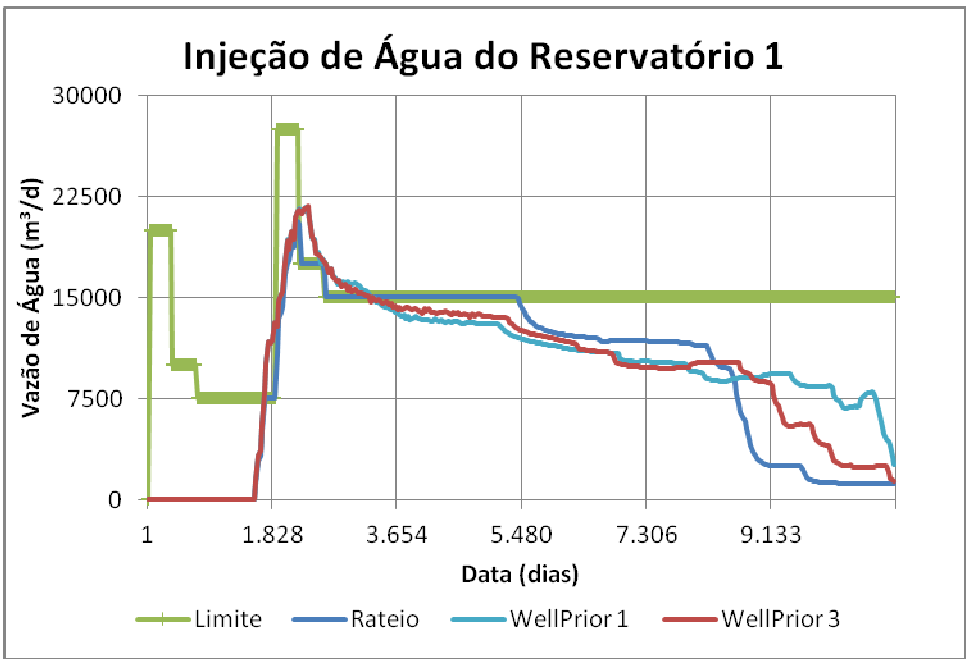

Figura 6-86 - Injeção total de água do Reservatório 1

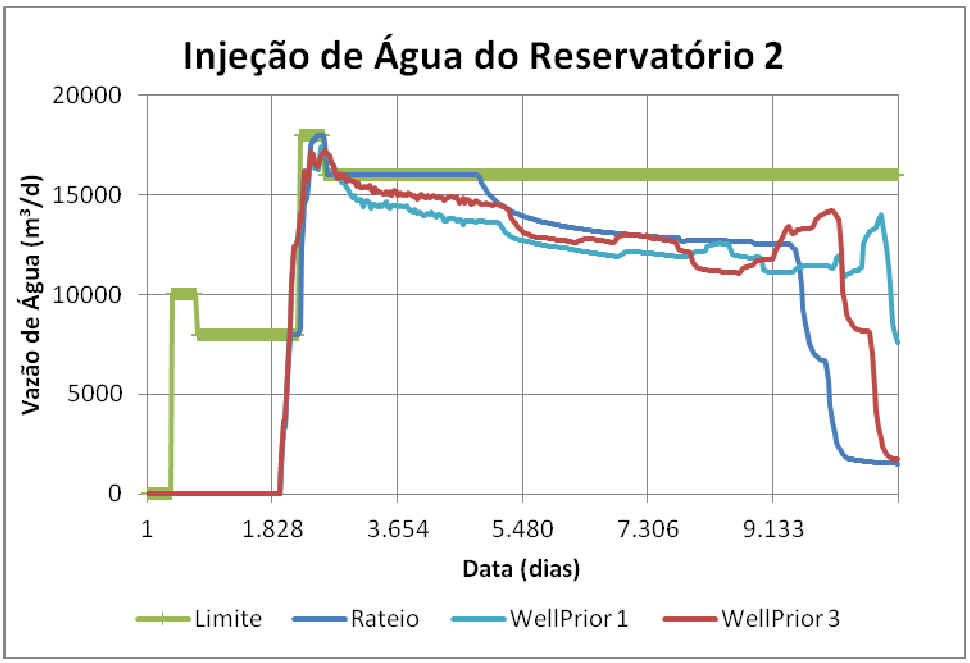

Figura 6-87 - Injeção total de água do Reservatório 2

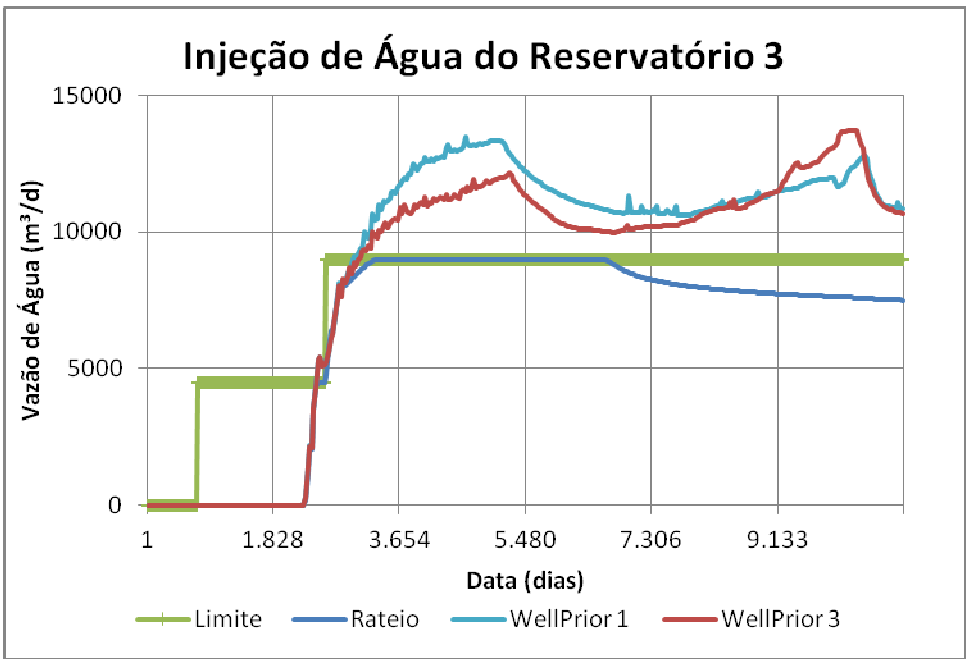

Figura 6-88 - Injeção total de água do Reservatório 3

Da Figura 6-89 até a Figura 6-92 são apresentados os resultados de produção de óleo para o Campo e os Reservatórios 1, 2 e 3.

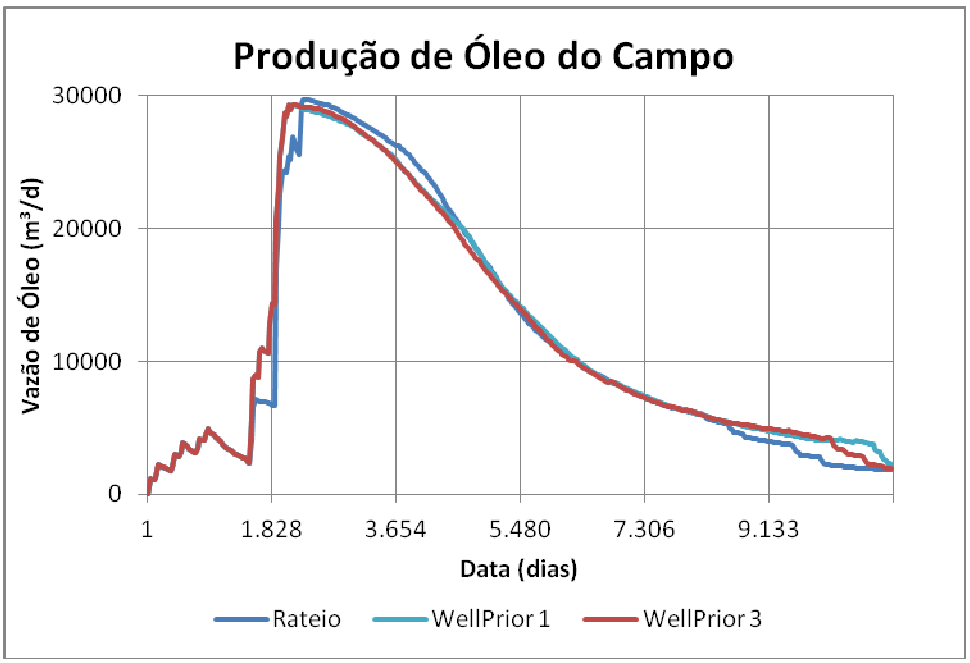

Figura 6-89 - Produção total de óleo do Campo

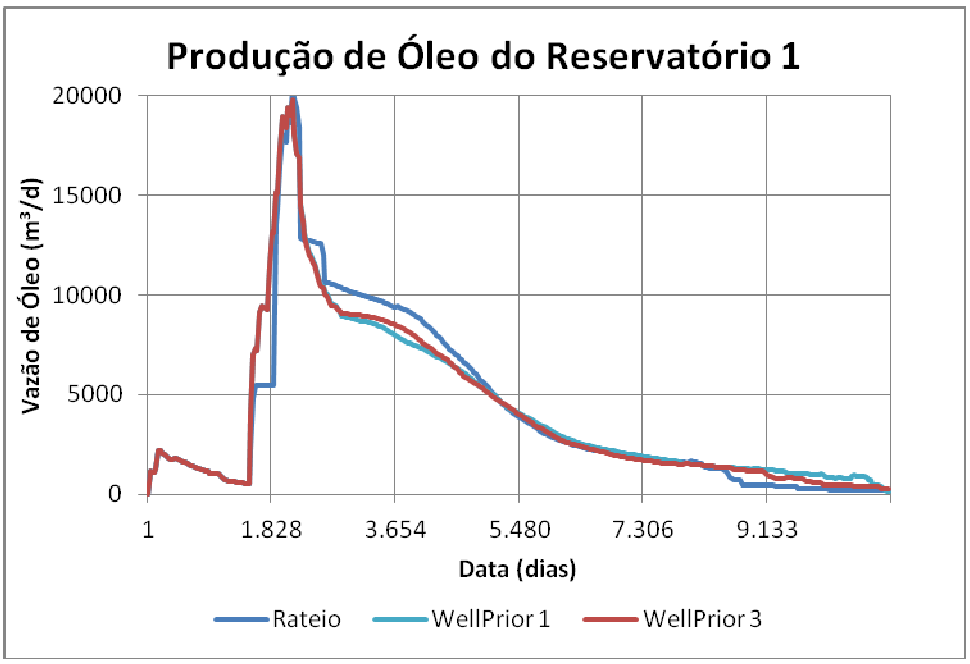

Figura 6-90 - Produção total de óleo do Reservatório 1

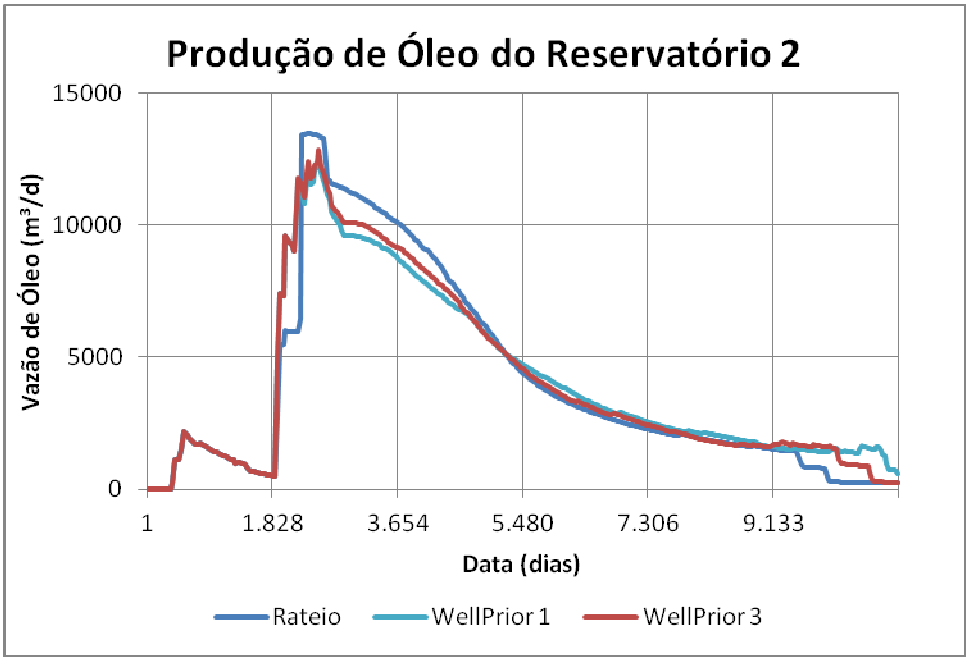

Figura 6-91 – Produção total de óleo do Reservatório 2

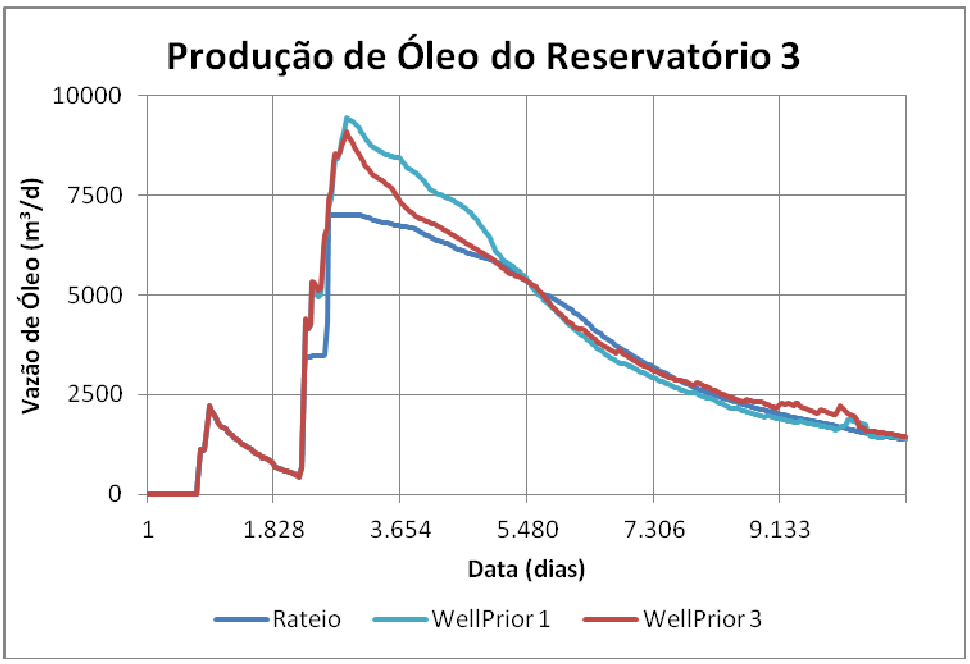

Figura 6-92 - Produção total de óleo do Reservatório 3

Da Figura 6-93 até a Figura 6-96 são apresentados os resultados de produção de água para o Campo e os Reservatórios 1, 2 e 3.

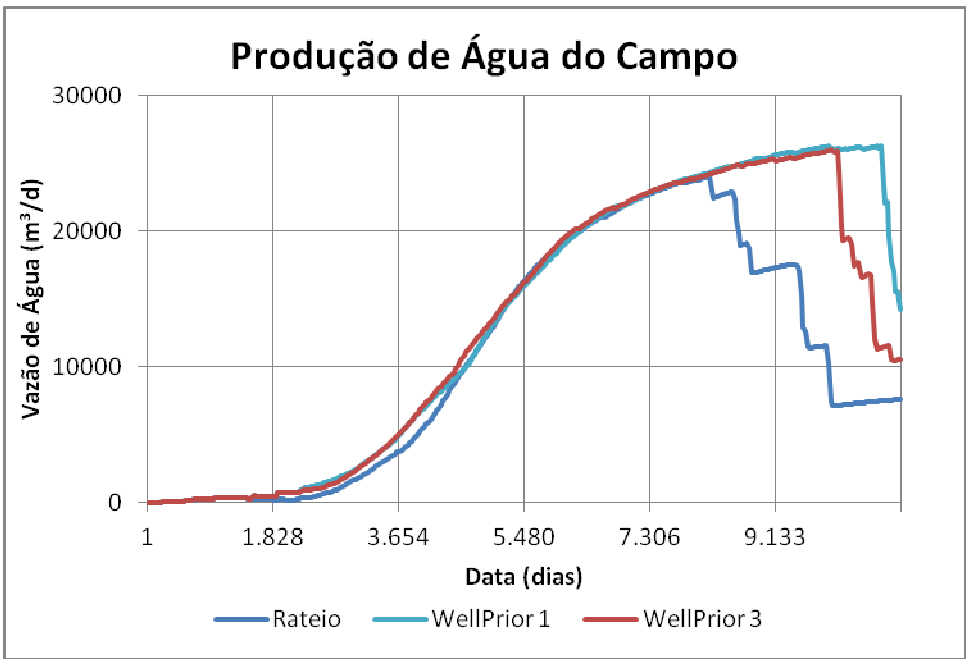

Figura 6-93 - Produção total de água do Campo

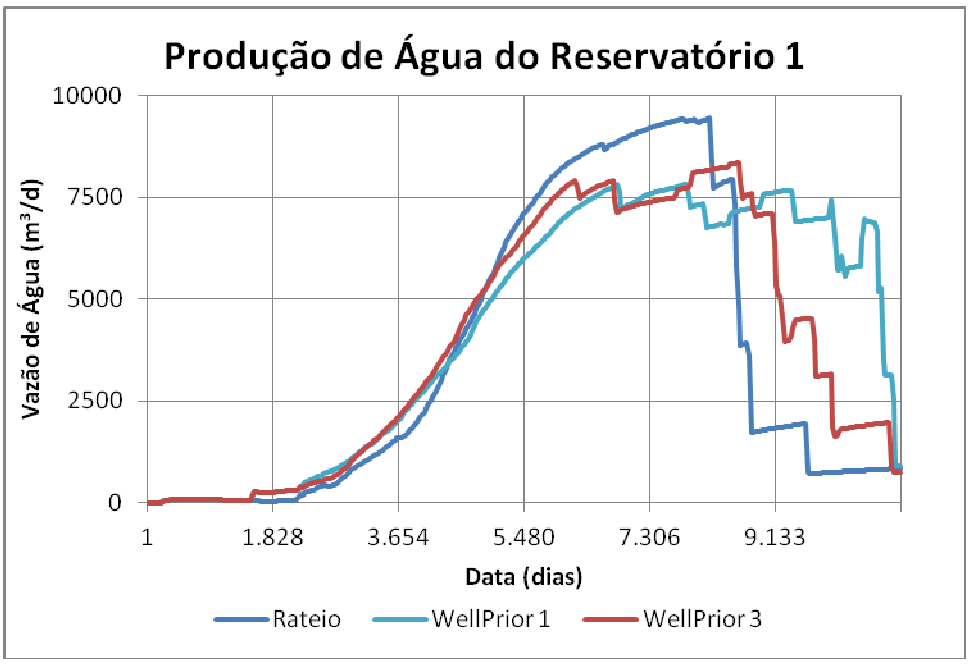

Figura 6-94 - Produção total de água do Reservatório 1

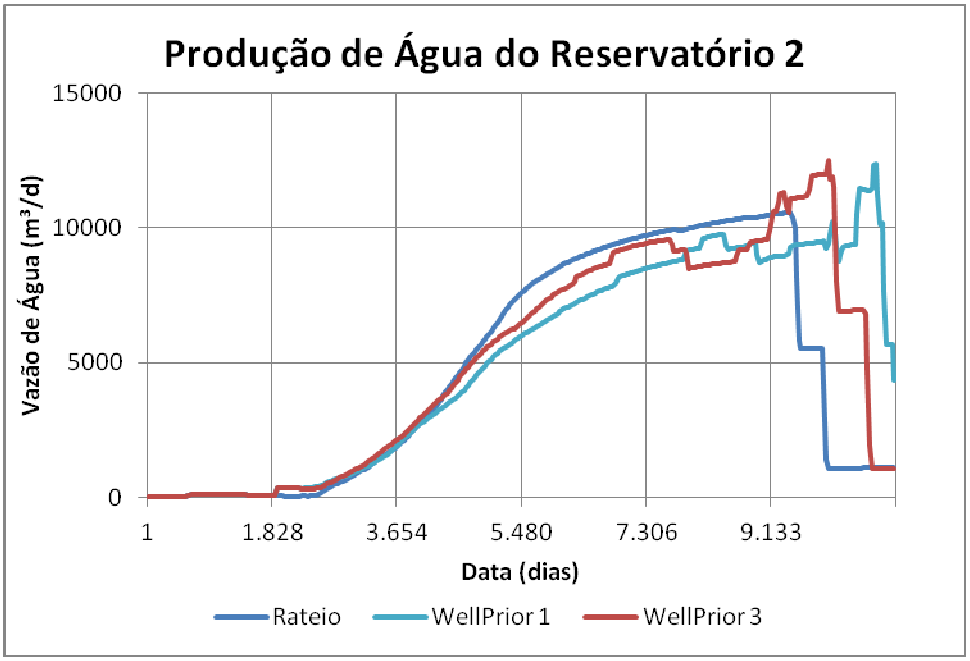

Figura 6-95 - Produção total de água do Reservatório 2

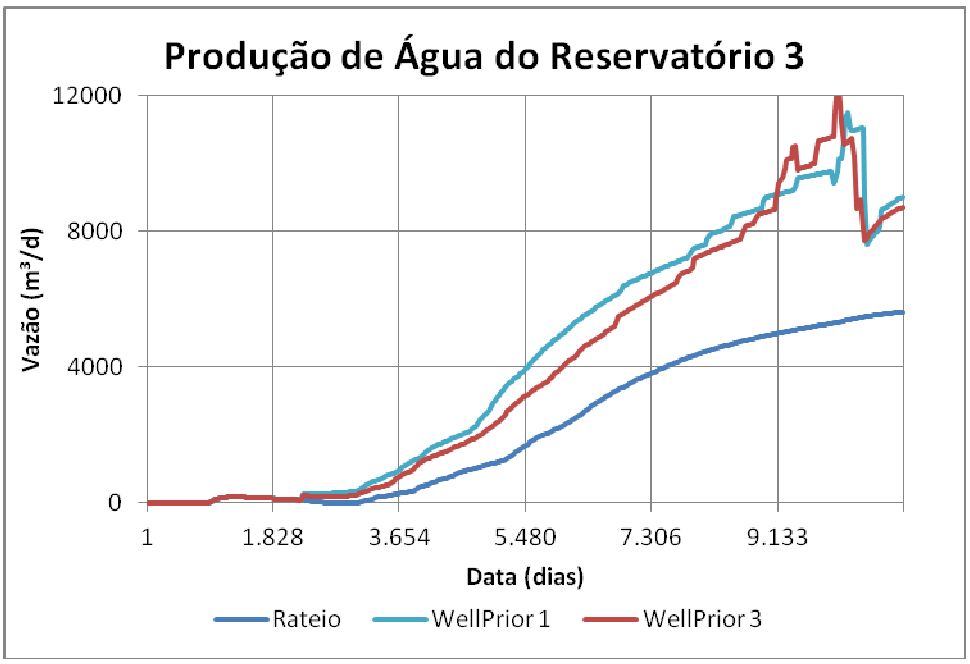

Figura 6-96 - Produção total de água do Reservatório 3

Da Figura 6-97 até a Figura 6-100 são apresentados os resultados de corte de água para o Campo e os Reservatórios 1, 2 e 3.

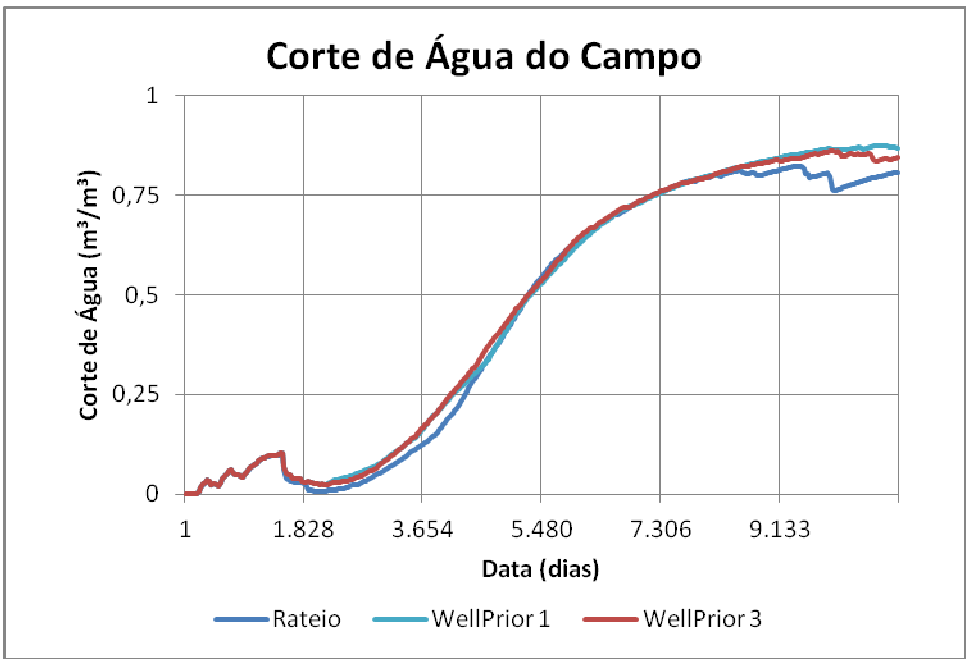

Figura 6-97 - Corte de água total do Campo

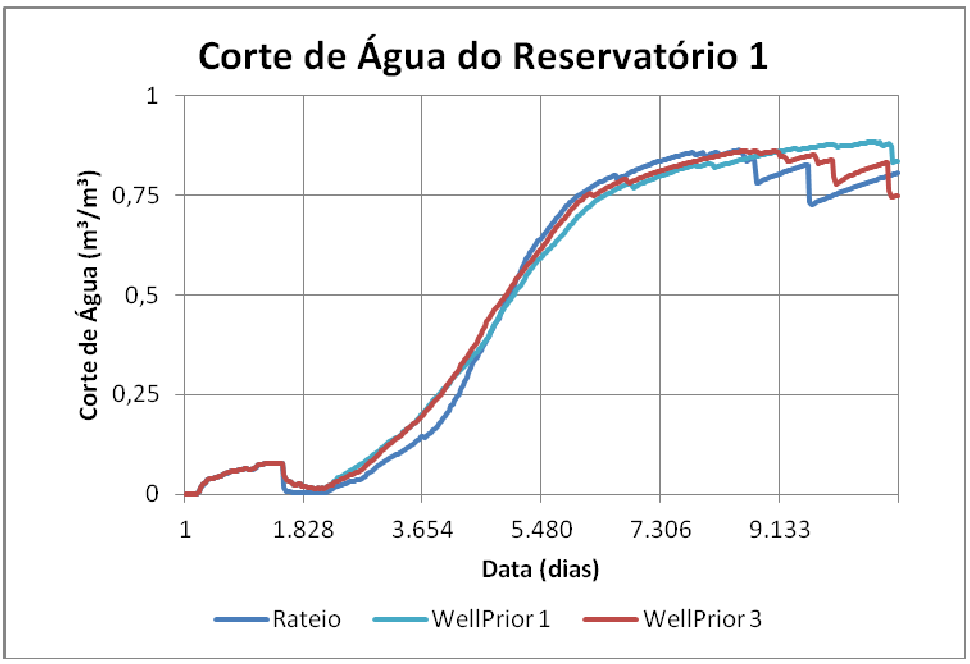

Figura 6-98 - Corte de água total do Reservatório 1

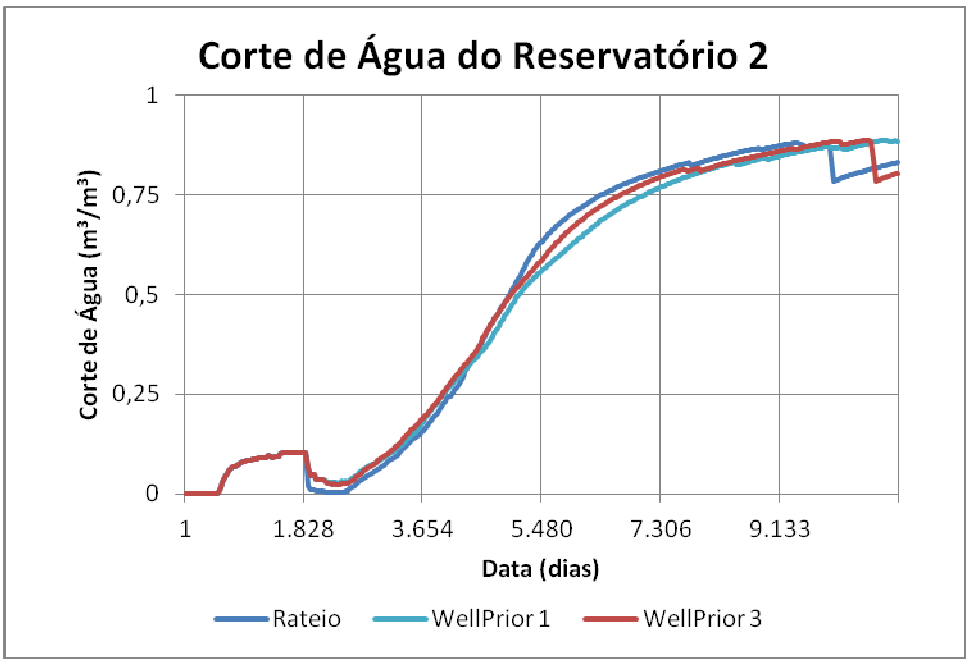

Figura 6-99 - Corte de água total do Reservatório2

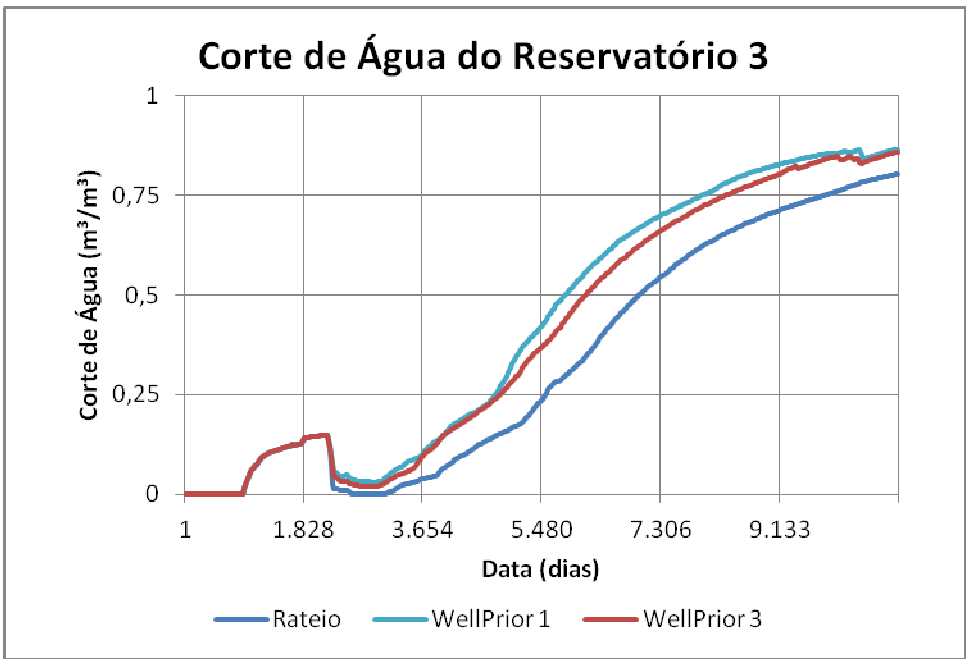

Figura 6-100 - Corte de água total do Reservatório 3

Observa-se da Figura 6-81 até a Figura 6-84 que os valores de produção de líquido para o Campo honram o limite de produção máxima estabelecida para o campo, nas três rodadas. Nota-se um melhor aproveitamento da restrição na entrada da segunda plataforma (1828 dias) nas rodadas explícitas com a metodologia de gerenciamento de poços com conjunto de parâmetros de gerenciamento WellPrior 1 e WellPrior 3, em relação à rodada implícita baseada em rateio de produção de líquido. Ocorre uma diferença nos valores finais de produção, ocorrendo um prolongamento de produção nas rodadas com WellPrior.

Para os Reservatórios 1, 2 e 3, nota-se que a produção de líquido é diferente ao longo das rodadas, mostrando uma distribuição de vazões de líquido nas rodadas com WellPrior diferente dos rateios pré-definidos por reservatório, os quais são honrados pela rodada com rateio. Nota-se que a produção de líquido para o Reservatório 3 nas rodadas com WellPrior é maior do que na rodada com rateio, o que é contrário para os demais reservatórios.

Os valores de injeção de água para o Campo honram o limite de injeção máxima estabelecida para o campo, nas três rodadas mostradas da Figura 6-85 até a Figura 6-88. Os valores são semelhantes, havendo uma diferença apenas no final da produção do campo, ocorrendo um prolongamento de injeção nas rodadas com WellPrior.

Para os Reservatórios 1, 2 e 3, nota-se que a injeção de água é diferente ao longo das rodadas, mostrando uma distribuição de vazões de água nas rodadas com WellPrior diferente dos rateios pré-definidos por reservatório, os quais são honrados pela rodada com rateio. Nota-se que a injeção de água para o Reservatório 3 nas rodadas com WellPrior é maior do que na rodada implícita, o que é contrário para os demais reservatórios.

Os valores de produção de óleo para o Campo apresentam valores aproximados para as três rodadas. Nota-se uma recuperação antecipada na entrada da segunda plataforma nas rodadas com WellPrior. Ocorre diferença nos valores finais de produção, ocorrendo um prolongamento de produção de óleo nas rodadas com WellPrior. Nota-se que a produção de óleo dos reservatórios é diferente ao longo das rodadas, sendo maior para o Reservatório 3 nas rodadas com WellPrior e o contrário para os demais reservatórios, conforme mostrado da Figura 6-89 até a Figura 6-92.

Os valores de produção de água para o Campo apresentam valores aproximados para as três rodadas. Ocorre diferença nos valores finais de produção, ocorrendo um prolongamento da produção de água nas rodadas com WellPrior. Nota-se que a produção de água dos reservatórios é diferente ao longo das rodadas, sendo esta maior para o Reservatório 3 nas rodadas com WellPrior e o contrário para os demais reservatórios, conforme mostrado da Figura 6-93 até a Figura 6-96.

Os valores de corte de água para o Campo apresentam valores aproximados para as três rodadas. Ocorre diferença nos valores finais de produção. Para os Reservatórios 1 e 2 nota-se que o corte de água é semelhante ao longo das rodadas, o que não ocorre para o Reservatório 3 nas rodadas com WellPrior, conforme mostrado da Figura 6-97 até a Figura 6-100.

Para o Reservatório 1 e o Reservatório 2, as rodadas com WellPrior têm produções acumuladas de óleo semelhantes à rodada com rateio. Para o Reservatório 3 e o Campo, os valores de produção acumulada de óleo são maiores nas rodadas com WellPrior. Os valores de produção acumulada de óleo estão apresentados na Tabela 6-6.

Para os Reservatórios 1, 2, 3 e o Campo, as rodadas com WellPrior têm produções acumuladas de água maiores à rodada com rateio. Os valores de produção acumulada de água estão apresentados na Tabela 6-7.

Para os Reservatórios 1, 2, 3 e o Campo, as rodadas com WellPrior têm injeções acumuladas de água maiores à rodada com rateio. Os valores de injeção acumulada de água estão apresentados na Tabela 6-8.

Tabela 6-6 - Produção acumulada de óleo

Rodada	Rateio	WellPrior 1		WellPrior 3	
	Np (10^3m^3)	Np (10^3m^3)	Diferença	Np (10^3m^3)	Diferença
Reservatório 1	45308	45232	-0,2%	45877	1,3%
Reservatório 2	43864	44106	0,6%	44319	1,0%
Reservatório 3	36750	39273	6,9%	39878	8,5%
Campo	**125922**	**128611**	**2,1%**	**130074**	**3,3%**

Tabela 6-7 - Produção acumulada de água

Rodada	Rateio	WellPrior 1		WellPrior 3	
	Wp (10^3m^3)	Wp (10^3m^3)	Diferença	Wp (10^3m^3)	Diferença
Reservatório 1	38721	42365	9,4%	46545	20,2%
Reservatório 2	51772	55759	7,7%	56027	8,2%
Reservatório 3	24943	43681	75,1%	46792	87,6%
Campo	**115436**	**141805**	**22,8%**	**149364**	**29,4%**

Tabela 6-8 - Injeção acumulada de água

Rodada	Rateio	WellPrior 1		WellPrior 3	
	Wi (10^3m^3)	Wi (10^3m^3)	Diferença	Wi (10^3m^3)	Diferença
Reservatório 1	99236	102748	3,5%	107690	8,5%
Reservatório 2	110378	114602	3,8%	114618	3,8%
Reservatório 3	70883	92508	30,5%	96394	36,0%
Campo	**280497**	**309858**	**10,5%**	**318702**	**13,6%**

As diferenças nos valores de produção e injeção nas rodadas explícitas com a metodologia de gerenciamento de poços representam o efeito do uso de conjuntos distintos de parâmetros de gerenciamento de poços utilizados em cada rodada, o que impacta diretamente na priorização dos poços a serem restringidos, o que influencia diretamente no escoamento de fluidos dentro do reservatório e indiretamente no fechamento de poços produtores e injetores.

A Figura 6-101 e a Figura 6-102 mostram as densidades das misturas de óleo e gás resultante da produção para as três rodadas, indicando as propriedades dos fluidos que chegam na superfície.

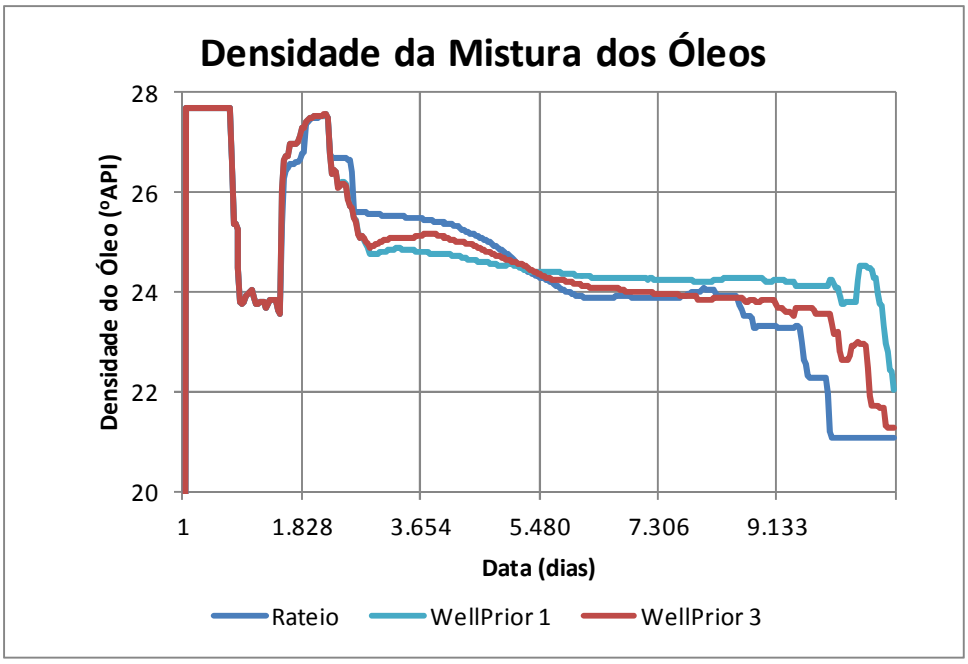

Figura 6-101 - Densidade da mistura das correntes de óleo

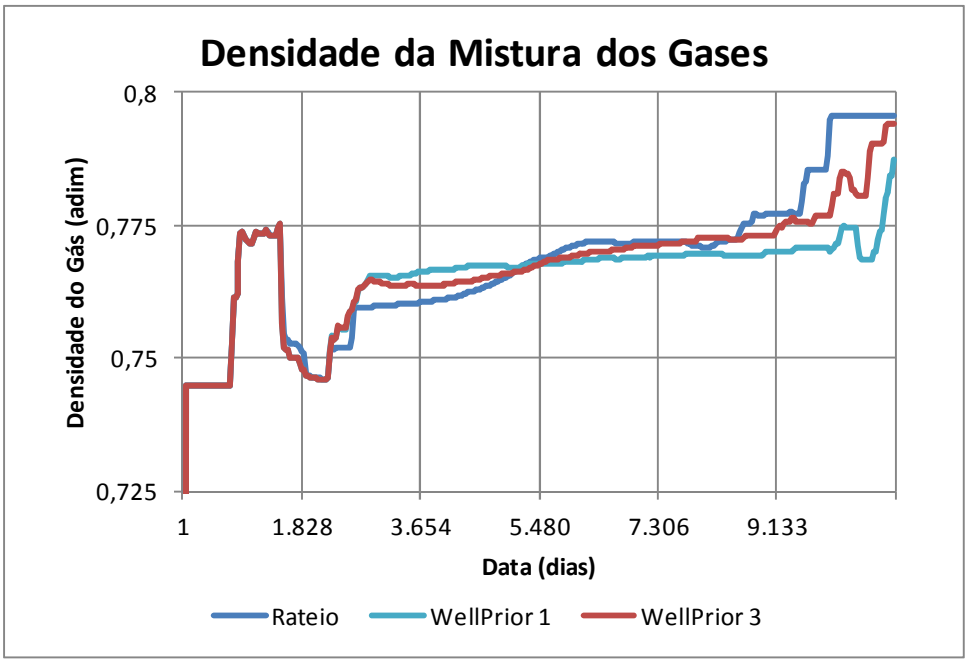

Figura 6-102 – Densidade da mistura das correntes de gás

6.3. Análise dos tempos computacionais

Uma questão relevante para as metodologias de acoplamento é o tempo total de rodada integrada, o que em muitos casos justifica a escolha de uma metodologia de acoplamento em

particular. A Tabela 6-9 resume o tempo computacional médio obtido do simulador de reservatórios gasto nas rodadas de acoplamento implícito e explícito, para os casos de validação com um modelo de reservatório acoplado e os casos de aplicação com três modelos de reservatórios acoplados. O tempo de CPU gasto pelo programa acoplador (t^{CPU}) ficou em torno de 1,5% do tempo total gasto (t^{total}) nos casos acoplados com 1 modelo e 17,3% para os casos acoplados com 3 reservatórios. Os casos foram rodados paralelamente em uma máquina Intel® Core™ 2 CPU T5500 com 1,66 GHz, 1 GB de memória RAM e 70 GB de disco rígido.

Tabela 6-9 – Tempo computacional médio por tipo de acoplamento

Descrição	Rodada	Passo de Tempo Integrado	t^{CPU} (s)	t^{total} (s)	n_{sim}
1 modelo de reservatório acoplado 1500 dias	**Implícita**	1 dia	26,9	29,0	1
	Implícita	10 dias	3,6	4,0	1
	Explícita	1 dias	25,0	777,9	1
	Explícita	10 dias	9,2	85,3	1
	Explícita ACET	1-10 dias	11,1	171,9	1
3 modelos acoplados 10950 dias	**Implícita**[6]	10 dias	107,6	162,9	3
	Explícita	10 dias	330,2	1011,9	3

A Tabela 6-10 apresenta os tempos gastos nas rodadas de acoplamento implícito e explícito com passo de tempo integrado de 10 dias, normalizados pela Equação 4-2 em relação ao tempo total gasto na rodada implícita de um modelo acoplado com período de simulação de 1500 dias (t_{ref} igual a 29 segundos). A principal diferença entre o t_{norm}^{CPU} e o t_{norm}^{total} está relacionada às rotinas de entrada e saída de dados.

Tabela 6-10 – Tempo computacional médio normalizado

Rodada de 10 dias	t_{norm}^{CPU}	t_{norm}^{total}
Implícito 1 modelo 1500 dias	0,9	1,0
Explícito 1 modelo 1500 dias	2,3	21,3
Implícito 3 modelos 10950 dias	1,2	1,9
Explícito 3 modelos 10950 dias	3,8	11,6

6.4. Discussão

Conforme já citado no Item 3.6, o tratamento das curvas de IPR dado no acoplamento explícito faz com que a curva de IPR fornecida para avaliação no início do passo de tempo integrado não seja a curva representativa do poço no período de tempo integrado, o que pode causar instabilidade numérica na solução. Exemplificando uma das causas desta instabilidade numérica, a Figura 6-103 mostra uma aplicação da metodologia de correção de IPR para poços injetores (IPRc), apresentada no Item 4.2.

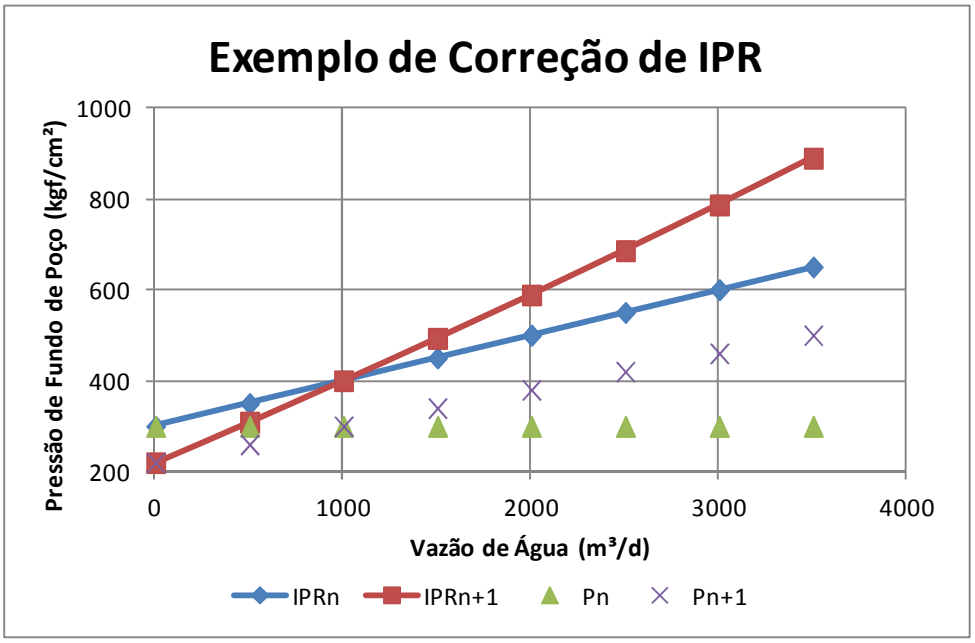

Figura 6-103 - Exemplo de aplicação da metodologia de correção IPRc para poço injetor

A avaliação da curva de IPR no início do passo de tempo (IPR_n) para determinar o seu comportamento no final do passo de tempo gera uma estimativa de pressão de fundo de poço menor ou uma vazão de injeção de água maior do que a avaliação da curva de IPR no final do passo de tempo (IPR_{n+1}), a qual é a mais realista. Como consequência desta avaliação, a pressão do bloco para o passo de tempo seguinte (P_{n+1}) é afetada pela vazão de água escolhida, o que pode causar um deslocamento acentuado na próxima curva de IPR (IPR_n) em relação à curva anterior, podendo entrar num ciclo intermitente, o que caracteriza a instabilidade numérica.

[6] Os três modelos rodados simultaneamente de forma desacoplada, por rateio de produção de líquido e injeção de água.

Quanto maior o índice de produtividade dos poços, maior será esta defasagem e, consequentemente, o deslocamento das curvas de IPR.

A mudança da razão de fluidos no fundo do poço (óleo, água, gás) também está relacionada com esta instabilidade numérica causada pelo acoplamento explícito, pois a avaliação das curvas de IPR multifásicas sofre mudança dentro do passo de tempo integrado, que é dependente da vazão dos fluidos dentro do período avaliado. Esta instabilidade está relacionada aos poços produtores.

Outra causa da instabilidade numérica é devida à repressurização da área de drenagem de um poço produtor que fechou por não ter pressão de fundo de poço suficiente para fazer os fluidos serem elevados pela tubulação, calculado na etapa de balanceamento de poço (lembrando que é utilizada a curva de IPR fornecida no início do passo de tempo). Este poço passa a ter uma vazão de fluidos maior que a realista para o próximo passo de tempo integrado, permitindo a reabertura do poço, o que pode causar os mesmos problemas citados anteriormente.

O tratamento da instabilidade numérica é necessário, visto que a desconsideração da atuação deste problema gerou diferenças significativas nos valores de produção acumulada de óleo, produção acumulada de água e injeção acumulada de água, bem como nos valores de pressão de fundo de poço e vazões de fluidos, verificadas nos casos rodados nos Itens 6.1.1 e 6.1.3.

Desta forma, ocorre a necessidade de aplicação de alguma metodologia de correção para poços injetores devido ao poço IV-001 possuir um alto índice de produtividade, uma das causas da instabilidade numérica. A metodologia de correção da IPR dos poços injetores (IPRc) mostra-se satisfatória para eliminar esta instabilidade, conforme mostrado nos Itens 6.1.2 e 6.1.4. Esta metodologia não é totalmente eficiente contudo, conforme apresentado no item 6.1.4, apresentando uma pequena instabilidade e assim carecendo de um refinamento em sua formulação. Mas por apresentar um desempenho satisfatório, esta metodologia de correção é a escolhida para rodar os casos dos Itens 6.1.5 e 6.2.

A outra metodologia de correção, baseada no controle de passo de tempo integrado adaptativo (ACET), mostra-se satisfatória para ajudar na correção da instabilidade do poço injetor via IPRc, também eliminando parte da instabilidade numérica causada nos poços produtores,

conforme mostrado nos Itens 6.1.2 e 6.1.4. Além disto, o desempenho da simulação acoplada em termos computacionais é melhor do que a metodologia IPRc, indicando que o seu uso pode ser avaliado nos demais casos.

Como verificado nos Itens 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 e 6.1.4, os poços produtores PV-001 e PV-003 apresentam diferenças nas rodadas explícitas comparadas com as rodadas implícitas. Estas diferenças ocorrem devido ao tratamento das curvas de IPR dado no acoplamento explícito, conforme comentado anteriormente. Desta forma, existe também a necessidade de correção das curvas de IPR para os poços produtores, a fim de se obter resultados mais confiáveis.

A partir das análises dos Itens 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 e 6.1.4, é verificado que o uso da condição de contorno de fluido principal disponível no simulador de reservatórios funciona adequadamente para representar as restrições operacionais de vazão de injeção de água e vazão de produção de líquido no regime monofásico (no caso óleo). No caso de restrição de produção de líquido no regime bifásico (óleo e água), a condição de contorno de fluido principal não é totalmente efetiva, gerando diferenças na pressão de fundo e na vazão de líquido. Percebe-se que a avaliação da vazão de líquido no início do passo de tempo é diferente da avaliação que utiliza a vazão de líquido do final do passo de tempo (processo já descrito anteriormente), o que gera uma estimativa da vazão de líquido final maior devido à fixação da vazão do fluido principal a ser informada ao simulador de reservatório.

No caso de restrição por pressão de fundo de poço ou pressão na cabeça do poço, é verificado que o uso da condição de contorno de fluido principal disponível no simulador de reservatórios funciona adequadamente para representar as restrições operacionais de pressão máxima de injeção de água, pressão mínima de fundo de poço no regime monofásico (no caso óleo) e pressão mínima de superfície no regime monofásico. No caso de produção de líquido no regime bifásico (óleo e água), a condição de contorno de fluido principal não é totalmente efetiva, também gerando diferenças na pressão de fundo e na vazão de líquido. Em todos os casos, as restrições são avaliadas utilizando a curva de IPR fornecida pelo simulador de fluxo, ficando notória a necessidade de uma metodologia de correção das curvas de IPR, o que já foi comentado anteriormente.

Para o caso de aplicação, mostrado no Item 6.2, o acoplamento utilizando a metodologia explícita se mostra mais vantajosa do que o acoplamento feito através de rateios pré-determinados de produção de líquido e injeção de água, adequadamente utilizando a capacidade das duas plataformas e gerenciando os fluidos de produção e injeção, de modo semelhante ao que se esperaria de uma rodada implícita com todos os reservatórios, desta forma permitindo uma melhor caracterização dos fluidos resultantes na superfície. Além disto, permitiu o acoplamento de três reservatórios de simulação independentes, compartilhando duas plataformas de produção.

Os casos rodados nos Itens 6.1.5 e 6.2 mostram alguns benefícios da flexibilidade na previsão do gerenciamento dos poços dentro da metodologia de acoplamento explícito. Esta flexibilidade permitiu o uso de uma metodologia de gerenciamento de poços externa ao simulador de reservatórios, que além de permitir a reprodução da forma com que o simulador de reservatórios aplica as regras de priorização de poços (a ser utilizada em um caso com três simulações de reservatórios acopladas explicitamente), permitiu incluir regras diferentes para a priorização de poços, que poderiam indicar um melhor caminho na previsão de produção otimizada.

O exemplo de validação da metodologia de gerenciamento de poços WellPrior, como mostrada no Item 6.1.5, mostra que esta metodologia é robusta para representar a forma com que o simulador de reservatórios aplica as regras de priorização de poços produtores em cenários de produção de água com injeção de água, sem produção de gás livre. Também permite a avaliação de outra regra de gerenciamento de poços produtores, a qual prioriza poços a partir de outro critério, mostrando um resultado diferente da regra anterior. A aplicação desta metodologia no item 6.2 mostra resultados coerentes no gerenciamento dos poços produtores e injetores das três simulações de reservatórios acopladas.

Um ponto a ser comentado sobre o controle de poços através da metodologia de gerenciamento de poços WellPrior implementada neste trabalho é que os valores de pressão de fundo de poço e de pressão de cabeça de poço calculados pelo simulador de sistema de produção são utilizados apenas como ponto de partida para a rotina de priorização de poços, amparados pelas simplificações comentadas no Item 4.3. Dependendo do modelo de sistema de produção, uma metodologia de gerenciamento de poços mais robusta precisa ser implementada de modo a

garantir que as mudanças nos valores de produção e injeção dos poços são factíveis de serem reproduzidos pelo sistema de produção.

Em relação à demanda computacional, no Item 6.3 são apresentados os tempos gastos nas rodadas feitas para os casos de validação e o caso de aplicação. Percebe-se um aumento no tempo de CPU na ordem de duas vezes para as rodadas explícitas em relação às rodadas implícitas, mas não se verifica uma tendência semelhante para o tempo total.

Um detalhe importante para ser considerado nesta avaliação é que o modelo de 1500 dias possui 5 poços (4 produtores e 1 injetor) e 600 blocos de simulação ativos, enquanto que o modelo de 10950 dias possui 26 poços (14 produtores e 12 injetores) e 5174 blocos de simulação ativos. O tempo de CPU normalizado reflete em parte a diferença no tamanho do modelo, contudo o tempo total normalizado não acompanha esta tendência, indicando que o tempo total na metodologia explícito gasto não é proporcional ao tamanho do modelo e parece ter alguma correlação como tempo de troca de dados entre o programa controlador e as simulações acopladas.

De um modo geral, a metodologia de acoplamento explícito mostrou resultados satisfatórios de produção de fluidos, injeção de água e pressões de fundo de poço, comparáveis aos resultados obtidos com o acoplamento implícito. Entretanto, é necessário usar metodologias de correção para evitar problemas com oscilações.

Os casos de validação apresentados no Item 6.1 são incluídos apenas para validar a metodologia de acoplamento explícita, pois esta metodologia se torna interessante quando o sistema de produção acoplado não consegue ser adequadamente representado pelo simulador de reservatório, como ser modificado para melhorar a produção ou injeção de fluidos, sofrer uma alteração em sua rede de coleta de modo a melhorar o desempenho dos poços durante a vida produtiva do campo, ou permitir a integração com outro simulador de reservatórios, como proposto do Caso 4 do Item 6.2.

Apesar das rodadas explícitas para este caso gastarem tempo computacional total maior do que as rodadas implícitas (na ordem de 6 vezes), os resultados demonstrados no item 6.2 apontam resultados mais precisos para a rodada explícita com o acoplamento dos três reservatórios, em detrimento da rodada implícita composta de três modelos de reservatório rodados

independentemente restritos por cotas de produção de líquido e injeção de água previamente determinadas. Bento (2011) apresentou resultados de tempo de rodadas integradas implícitas com modelos de simulação de dois reservatórios na ordem de 2 vezes maiores que o total das rodadas integradas implícitas com os modelos de simulação dos reservatórios separados com aplicação de rateio.

Percebe-se que qualquer estudo que envolva análises e alterações na estratégia de priorização para reservatórios acoplados pode demandar mais tempo para ser concluído no processo tradicional por rateio de poços (devido à necessidade de várias rodadas complementares sucessivas para avaliação dos rateios) do que se efetuada através de uma única rodada acoplada pela metodologia explícita, o que justificaria a escolha desta metodologia de acoplamento.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões e recomendações gerais obtidas neste trabalho de pesquisa, deixando registrada a necessidade da continuação dos estudos relacionados à aplicação da metodologia explícita, pois ela apresentou algumas vantagens para o tipo específico de cenário de produção de petróleo estudado neste trabalho, não sendo, entretanto, uma conclusão que possa ser generalizada para os demais casos encontrados na indústria do petróleo.

7.1. Conclusões

O acoplamento explícito, como implementado neste trabalho, apresentou um resultado satisfatório para a integração entre os simuladores de reservatório e de sistema de produção. Contudo, como verificado em todos os casos de validação, há a necessidade de aplicação de alguma metodologia de correção para corrigir problemas de instabilidade numérica para poços com alto índice de produtividade, o que pode ser corrigido para alguns casos. Correções para outras fontes de instabilidade numérica, como as causadas pela mudança das fases que chegam ao poço, também são necessárias, contudo esta correção para poços com alto índice de produtividade é essencial para que o acoplamento apresente resultados de pressão e vazão coerentes.

Como reportado no manual, a interface do simulador de reservatório utilizado permite apenas que os poços sejam controlados por uma condição de contorno de vazão de líquido principal (óleo, água ou gás), aparentemente incorporada por ser a solução de implementação mais fácil. O uso desta condição de contorno para representar restrições de contorno diferentes da condição de vazão monofásica, como restrição de vazão de líquido multifásica ou a restrição de pressão no fundo do poço, apresentou discrepâncias entre os resultados do poço em termos de vazões de fluidos e pressão no fundo do poço, conforme comentado no Capítulo 6. Esta diferença é característica da metodologia explícita, por avaliar a curva de IPR dos poços no início do passo de tempo, desprezando as mudanças causadas pela produção ou injeção dos poços.

Foi observado que quanto maior o tamanho do passo de tempo integrado utilizado na metodologia de acoplamento explícito, maior é a diferença dos valores calculados e maior é a instabilidade numérica reportada. Se não houver a aplicação de alguma metodologia de correção,

o tratamento mais apropriado é o uso de pequenos passos de tempo integrado, especialmente no momento de abertura de poços, o que pode aumentar muito o tempo computacional total da rodada acoplada.

Uma forma de tentar melhorar o desempenho computacional foi a aplicação de uma metodologia de correção da curva de IPR (IPRc), utilizando uma formulação não empírica que ajusta em tempo de simulação as curvas de IPR, fornecendo uma estimativa da curva de IPR para o final do passo de tempo integrado. Esta metodologia se mostrou bastante interessante para poços injetores, reduzindo o tempo total gasto e removendo grande parte das instabilidades numéricas decorrentes do alto índice de produtividade dos poços. Algum refinamento na formulação precisa ser efetuado, contudo, por ter apresentado algumas instabilidades.

Outra solução para melhorar o desempenho computacional do acoplamento explícito foi aplicar uma metodologia de controle de passo de tempo integrado adaptativo (ACET) juntamente com a metodologia de correção IPRc, utilizando uma formulação empírica que controla o avanço do passo de tempo integrado. Os resultados foram satisfatórios para reduzir instabilidades numéricas de poços produtores e injetores, e se conseguiu uma queda significativa do tempo total do processo. Contudo, por ACET ser uma solução empírica com valores de calibração predeterminados no início da rodada explícita, esta metodologia tem uma grande dependência das características próprias da simulação para obter uma calibração inicial adequada.

Para os casos de validação estudados neste trabalho, os resultados em termos de produção de óleo, produção de água, injeção de água e seus valores acumulados obtidos pela metodologia explícita com o uso de metodologias de correção foram bastante similares aos obtidos com a metodologia implícita. Para o caso com o uso de metodologia de gerenciamento de poços WellPrior, a restrição operacional de vazão de líquido máxima do grupo de poços definida no caso estudado foi honrada.

Em alguns casos estudados, os poços produtores apresentaram diferenças nos valores de pressão e vazão de líquido no regime bifásico, especialmente em momentos com alto crescimento da taxa de corte de água, indicando assim a necessidade de uma metodologia de correção de IPR consistente para os poços produtores. O mesmo problema ocorreu em períodos próximos ao momento de fechamento dos poços, o que poderia ser corrigido pela mesma metodologia.

A flexibilidade na escolha da metodologia de gerenciamento de poços permitida pela abordagem explícita mostrou-se ser vantajosa ao permitir o uso uma metodologia externa que pôde trazer uma melhor previsão no gerenciamento da produção para o seu estudo, conforme demonstrado no caso de validação desta metodologia. Esta flexibilidade abre novas oportunidades para encontrar melhores caminhos para melhorar a previsão do gerenciamento otimizado de poços em campos com produção e injeção de fluidos.

A metodologia de gerenciamento de poços WellPrior implementada dentro do programa controlador se mostrou bastante robusta para a priorização na previsão de produção dos poços. Através de sua aplicação, foi possível um resultado semelhante às regras de priorização de poços do simulador de reservatórios, bem como aplicar outras regras de priorização de poços diferentes das regras disponíveis dentro do simulador de reservatórios.

Para o caso de aplicação da metodologia explícita, os resultados foram bastante satisfatórios, pois foi possível o acoplamento de três simulações de reservatórios independentes que compartilhavam restrições globais de produção de líquido e injeção de água, fornecendo resultados mais confiáveis se comparados com os obtidos através de uma solução simplificada através de rodadas implícitas com rateios pré-determinados de produção de líquido e injeção de água. Este ponto é reforçado pela melhor caracterização dos fluidos que alcançam a superfície, dado necessário para a etapa de processamento primário da produção.

A escolha do uso da metodologia explícita tem uma variável importante que é o tempo total gasto pelo acoplamento. Os casos estudados mostraram que este tempo não é proporcional ao tamanho dos modelos empregados e sugere que para problemas mais complexos, o tempo total gasto diminui, talvez por haver uma minoração na troca de informações entre os simuladores. O tipo de caso a ser rodado indicará a atratividade ou não do uso desta metodologia de acoplamento.

7.2. Recomendações

Sugere-se a continuidade do desenvolvimento da metodologia de correção de IPR (IPRc), refinando o seu tratamento para poços injetores e adequando a sua formulação para poços produtores, especialmente no regime multifásico.

O cenário estudado neste trabalho contempla a produção de óleo com injeção de água, por consequência com manutenção de pressão. Sugere-se aplicar casos de validação em outros cenários, como produção de campos de gás, produção de óleo e gás livre em reservatórios depletivos, produção de óleo com injeção alternada de água e gás etc.

Outra avaliação sugerida é a validação da metodologia de acoplamento explícita para o acoplamento com simulador de reservatório composicional e a avaliação do tratamento da caracterização dos fluidos em casos onde ocorra mistura de fluidos.

Como o acoplamento explícito tem uma grande atratividade para o acoplamento de sistemas de produção complexos, geralmente modelados em simuladores de produção apropriados, sugere-se testar a metodologia explícita com sistemas de produção mais elaborados, comparando suas respostas com as obtidas por metodologias implícitas mais robustas.

O correto gerenciamento dos poços para previsão de produção e injeção é fundamental para a otimização da produção de um campo de petróleo. Estudos relacionados ao processo de otimização de sistemas de produção devem ser aprofundados, a fim de se encontrar algoritmos eficientes e robustos para a otimização integrada entre os simuladores de reservatórios e de sistemas de produção, verificando a influência de ações de curto prazo sobre o resultado final no longo prazo.

Como a necessidade de utilização de metodologias de correção na aplicação da metodologia de acoplamento explícita é uma conclusão importante deste trabalho, fica como uma sugestão deste trabalho uma verificação aprofundada das metodologias de correção disponíveis quando do uso dos programas de acoplamento externo disponíveis para a indústria, a fim de se reduzir os problemas discutidos no trabalho.

Sugere-se para a metodologia de acoplamento explícito disponível dentro do simulador de reservatórios utilizado, a implementação de algumas melhorias como: a possibilidade de definição da condição de contorno para a operação do poço (pressão de fundo de poço, vazão em regime monofásico ou mesmo bifásico); o fornecimento de uma curva de IPR calculada dentro de um subdomínio (na área próxima ao poço, por exemplo), como baseado no trabalho de Schiozer

(1994); ou a repetição do passo de tempo integrado dentro de algum critério de convergência, com atualização das curvas de IPR.

Percebe-se que na forma de acoplamento explícito utilizada no trabalho, o simulador de reservatórios acaba tendo que tratar todas as alterações de vazão e pressão que lhe são fornecidas, mesmo que as mesmas apresentem alguma inconsistência. Uma sugestão para a implementação no simulador de reservatórios, mas que também pode ser implementada e avaliada no programa controlador, é incluir regras para avaliar as diferenças de vazão e pressão obtidas entre passos de tempo consecutivos (como por exemplo, não permitir uma oscilação brusca de pressão de fundo de poço ou vazão de fluido), de forma a repassar parte das oscilações para o simulador do sistema de produção, ou restringir as vazões para evitar choques de pressão e vazão dentro do simulador de reservatórios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T.; MCKINNEY, P. D. **Advanced Reservoir Engineering**. Burllington: Elsevier Scientific Publishing Company, 2005. 407 p.

AL-MUTAIRI, S. et al. **A Study of Coupling Surface Network to Reservoir Simulation Model in a Large Middle East Field. SPE 127976**. SPE North Africa Conference and Exhibition. Cairo: Society of Petroleum Engineers. 2010.

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. 1a. ed. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979. 477 p.

BARROUX, C. C. et al. **Linking Reservoir and Surface Simulator: How to Improve the Coupled Solutions. SPE 65159**. Paris, França: [s.n.]. 24 e 25 de Outubro de 2000.

BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A **Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes**. EUA: Trans. of Pet. Soc. of AIME, v. 256, 1973. 607 p.

BENTO, D. F. **Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Explotação de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 206 p. Dissertação (Mestrado).

CMG. **IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator Version 2008 User's. Guide**. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2008.

COATS, B. K. et al. **A generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator. SPE 79704**. Reservoir Symposium Simulation. Houston: Society of Petroleum Engineers. 2003.

COTRIM, H. A.; **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 130 p. Dissertação (Mestrado).

COTRIM, H. A.; HOHENDORFF FILHO, J. C. V.; SCHIOZER, D. J. **Production Optimization Considering Interaction between Reservoirs and Constrained Surface Facilities. SPE 148334**. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers. 2011.

DAKE, L. P. **Fundamental of Reservoir Engineering**. **Developments in Petroleum Science 8**. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978. 498 p.

DANESH, A. **Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Developments in Petroleum Science 47**. Aberdeen: Elsevier Scientific Publishing Company, 1988. 388 p.

DENNEY, D. Optimizing Production Operations. **Journal of Petroleum Technology**, Richardson, p. 59-60, Março 2003.

DÍEZ, M. D. et al. **Opportunities and challenges of using sequential quadratic programming (SQP) for optimization of petroleum production networks**. European Symposium on Computer Aided Process Engineering. [S.l.]: Elsevier Science B. V. 2005.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EDHLIG-ECONOMIDES., C. **Petroleum Production Systems**. New Jersey: Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994. 611 p.

EMMANUEL, A. S.; RANNEY, J. C. Studies of Offshore Reservoir with an Interfaced Reservoir/ Piping Network Simulator. **Journal of Petroleum Technology**, Richardson, p. 399-406, 1981.

ERTEKIN, T.; ABOU-HASSEM, J. H.; KING, G. R. **Basic Applied Reservoir Simulation**. SPE Textbook Series. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001.

FANCHI, J. R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. 3a. ed. Burlington: Elsevier Scientific Publishing Company, 2006. 511 p.

FANG, W. Y.; LO, K. K. **A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation. SPE 29124**. 13º Reservoir Simulation Symposium. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 1995.

GHORAYEB, K. et al. **A general Purpose Controlles for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks. SPE 79702**. Reservoir Symposium Simulation. Houston: Society of Petroleum Engineers. 2003.

HAUGEN, E. D.; HOLMES, J. A.; SELVIG, **A. Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints. SPE 29106**. 13º Reservoir Simulation Symposium. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 1995.

HAYDER, E.; DAHAN, M.; DOSSARY, M. **Production Optimization through Coupled Facility/Reservoir Simulation. SPE paper 100027**. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 2006.

HEPGULER, G.; BARUA, S.; BARD, W. **Integration of a Field Surface and Production with a Reservoir Simulator. SPE 38937**. SPE Computer Applications. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 1997.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. **Hydrocarbon Exploration and Production. Developments in Petroleum Science 46**. Aberdeen: Elsevier Scientific Publishing Company, 2003. 384 p.

KOSMALA, A. et al. **Coupling of a Surface Network With Reservoir Simulation. SPE 84220**. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 2003.

LITVAK, M. L. et al. **Integration of Prudhoe Bay Surface Pipeline Network and Full Field Reservoir Models**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 1997.

LITVAK, M. L. et al. **Prudhoe Bay E-Field Production Optimization System Based on Integrated Reservoir and Facility Simulation. SPE 77643**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 2002.

LITVAK, M. L.; DARLOW, B. L. **Surface Network and Well Tubinghead Pressure Constraints in Compositional Simulation. SPE 29125**. 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Antonio: Society of Petroleum Engineers. 1995.

MAGALHÃES, T. C. B. D. **Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas, 2005. 143 p. Dissertação (Mestrado).

MATTAX, C. C.; DALTON, R. L. **Reservoir Simulation. Monograph Vol. 13**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1977. 173 p.

PEACEMAN, D. W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. **SPE Journal**, Richardson, p. 183-194, Junho 1978.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2006. 808 p.

ROTONDI, M. et al. **The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases. SPE 113831**. SPE Europec/EAGE Annuel Conference and Exhibition. Roma: Society of Petroleum Engineers. 2008.

SCHIOZER, D. J. **Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities**. Stanford: Stanford University, 1994. 172 p. Dissertação (Doutorado).

SCHIOZER, D. J. **Simulação de Reservatórios I – Notas de Aula** – Departamento de Engenharia de Petróleo, Campinas: UNICAMP, 2010.

SCHIOZER, D. J.; AZIZ, K. **Use of Domain Decomposition for Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities. SPE 27876**. SPE Western Regional Meeting. Long Beach: Society of Petroleum Engineers. 1994.

SHOHAM, O. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 396 p.

STARTZMAN, R. A. et al. Computer Combines Offshore Facilities and Reservoir Forecasts. **Petroleum Engineer**, Richardson, p. 65-76, 1977.

TRICK, M. D. A **Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model. SPE 40001**. SPE Gas Technology Symposium. Calgary: Society of Petroleum Engineering. 1998.

WANG, P. J. **Development and applications of production optimisation techniques for petroleum fields**. Stanford: Stanford University, 2003. 181 p.

WANG, P.; LITVAK, M. L.; AND AZIZ, K. **Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. SPE 77658**. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2002.

YANG, D.; ZHANG, Q.; GU, Y. **Integrated Production Operation Models with Reservoir Simulation for Optimum Reservoir Management. SPE 75236**. Richardson: Society of Petroleum Engineering. 2002.

ANEXO I

DESENVOLVIMENTO DA FORMULAÇÃO DA METODOLOGIA DE CORREÇÃO DA CURVA DE IPR PARA POÇOS INJETORES (IPRC)

A formulação base para a formulação da metodologia de correção de IPR para poços injetores (IPRc) é obtida pela Equação 7-1:

$$q_w^{n+1} = q_w^n + \left.\frac{\partial q_w}{\partial P}\right|^n \left(P_{n+1} - P_n\right) \qquad \textbf{Equação 7-1}$$

onde a vazão de água no final do passo de tempo integrado q_w^{n+1} está relacionada a vazão de água no início do passo de tempo integrado, a pressão média do bloco de simulação no início do passo de tempo integrado P_n e a pressão média do bloco de simulação no final do passo de tempo integrado P_{n+1}.

Escrevendo a equação da produtividade de poço na forma da Equação 7-2 obtém-se:

$$q_w = IP_w\left(P - BHP\right) \qquad \textbf{Equação 7-2}$$

onde IP_w é o índice de produtividade do poço injetor de água. Derivando a equação anterior em função de P, obtém-se a Equação 7-3:

$$\left.\frac{\partial q_w}{\partial P}\right|^n = \left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n \left(P^n - BHP^n\right) + IP_w^n \left.\frac{\partial\left(P - BHP\right)}{\partial P}\right|^n \qquad \textbf{Equação 7-3}$$

Rearranjando a equação anterior e obrigando a igualdade de BHP em n e $n+1$, obtém-se a Equação 7-4:

$$BHP^n = BHP^{n+1} \;\therefore\; P^n - \frac{q_w^n}{IP_w^n} = P^{n+1} - \frac{q_w^{n+1}}{IP_w^{n+1}} \qquad \textbf{Equação 7-4}$$

Arranjando as equações acima, obtém-se a Equação 7-5:

$$q_w^{n+1} = IP_w^n \left(P^{n+1} - P^n\right) + q_w^n + \left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n \left(P^{n+1} - P^n\right)^2 + \frac{q_w^n}{IP_w^n}\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n \left(P^{n+1} - P^n\right)$$

Equação 7-5

Como hipótese adota-se a Equação 7-6 e a Equação 7-7:

$$\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n = \text{constante}$$

Equação 7-6

e

$$\left.\frac{\partial P}{\partial t}\right|^n = T\left(q_w^{n+1} - q_w^{n-1}\right)$$

Equação 7-7

onde

T = constante que depende da relação entre a P e q_w no tempo

$n-1$ = final do passo de tempo anterior

Adotando-se a hipótese e rearranjando a Equação 7-5, obtém-se a equação já apresentada

$$\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n \left(P^{n+1} - P^n\right)^2 + \left[IP_w^n + \frac{q_w^n}{IP_w^n}\left.\frac{\partial IP_w}{\partial P}\right|^n - \frac{1}{T\Delta t}\right]\left(P^{n+1} - P^n\right) + q_w^n - q_w^{n-1} = 0$$

Equação 4-1

que pode ser resolvida analiticamente.

ANEXO II

ALGORITMO DO SIMULADOR DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

Conforme apresentado no Item 2.4, a simulação do sistema de produção tem o objetivo de modelar o escoamento dos fluidos do fundo do poço até a superfície através da rede de escoamento, levando em conta as características dos modelos hidráulicos que representam as tubulações e os equipamentos de elevação de petróleo.

Segundo Magalhães (2005), o simulador de reservatórios utiliza tabelas de escoamento multifásico para considerar dinamicamente as quedas de pressão no sistema de produção e consequentemente os métodos de elevação utilizados.

Contudo, esta abordagem apresenta problemas de simplificação pois permite incluir na maioria dos casos sistemas de produção simples como poços satélites produzindo para plataforma e redes de escoamento com um nó de pressão representando um *manifold* de forma explícita (CMG, 2008).

Como os valores de queda de pressão são obtidos por interpolação tabular e não pela resolução dos modelos de escoamento para as condições de contorno de vazão e pressão adequados, problemas com a mudança do regime de fluxo dentro das tubulações podem ser mascarados, gerando soluções não factíveis se a discretização desta tabela não for adequada.

Percebe-se também que a simplificação da modelagem de sistemas de produção mais complexos não é adequada para estudos de engenharia de produção, pois não possui tratamento adequado para *manifolds*, reguladores de vazão, válvulas de *gas lift*, bombas submersas e outros equipamentos de poço e rede de coleta.

E finalmente, as tabelas de escoamento multifásico são calculadas para propriedades termodinâmicas dos fluidos fixas (densidades, viscosidades, razão entre fluidos etc.), o que ocasionam problemas com a produção de fluidos com propriedades termodinâmicas variáveis no

tempo, como na ocorrência de API variável, mistura de fluidos em *manifolds* etc., conforme comentado no Item 3.1.

Para alguns estudos de produção de óleo e gás, estas simplificações do modelo do sistema de produção são adequadas para a obtenção dos resultados. Para outros estudos, entretanto, a aplicação de alguma metodologia de acoplamento é necessária para representar adequadamente o sistema de produção.

Para este trabalho desenvolveu-se um simulador de sistema de produção simplificado a ser incorporado ao programa acoplador, permitindo representar a mesma simplificação adotada pelo simulador de reservatórios empregado e assim avaliar a aplicação da metodologia explícita com as mesmas tabelas de escoamento multifásico adotadas.

O simulador de sistema de produção desenvolvido neste trabalho tem o objetivo de resolver uma rede de coleta simplificada representando um poço satélite, que contempla a modelagem da tubulação do fundo do poço até a superfície para cada poço acoplado, procurando obter os respectivos pontos de operação (vazão de fluidos e pressão de fundo). Esta rede de coleta trata cada poço independentemente dos demais poços.

O simulador de sistema de produção recebe do programa controlador as informações de pressão disponível (curva de IPR) de cada fase do fluido para cada poço acoplado, bem como uma estimativa inicial de vazão de operação do fluido principal, a pressão mínima de superfície e os valores de máximos e mínimos de vazões dos fluidos e razões mínimas e máximas entre vazões de fluidos (WCUT, RGO e RGL) admitidos, definidos dentro do programa controlador.

As informações de perda de carga decorrentes do escoamento multifásico de cada poço acoplado são informadas em formato tabular dentro do simulador de sistema de produção, no mesmo formato adotado pelo simulador de reservatórios. Esta tabela representa a pressão requerida (curva de TPC) do poço.

Com estas informações, um processo de minimização baseado em Newton-Raphson é efetuado para encontrar o ponto de maior vazão onde há a coincidência da curva de IPR e o valor interpolado linearmente da curva de TPC para cada poço, respeitando os valores de máximo e mínimo de vazões e razões de fluidos admitidos. Caso o simulador não consiga achar um ponto

de operação que satisfaça a pressão mínima de fundo (única restrição adotada), o simulador fecha o respectivo poço.

Tendo encontrado o ponto de operação para cada poço, após o processo iterativo concluído, o simulador de sistema de produção devolve as informações de pressão e vazões obtidas para o programa acoplador, que informa ao simulador de reservatórios o ponto de operação encontrado.