

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

**Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão  
de Fratura do Reservatório Através de Poço  
Horizontal Virtual**

**Autor: Juan Manuel Montoya Moreno  
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

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

**Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão  
de Fratura do Reservatório Através de Poço  
Horizontal Virtual**

Autor: **Juan Manuel Montoya Moreno**  
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2007  
SP – Brasil

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

M468m Montoya Moreno, Juan Manuel  
Modelagem de injeção de água acima da pressão de fratura do reservatório através de poço horizontal virtual / Moreno, Juan Manuel Montoya. --Campinas, SP: [136], 2007.

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

1. Reservatórios. 2. Engenharia de reservatórios de óleo. 3. Reservatórios - Fratura. 4. Simulação (Computadores). 5. Mecânica de rochas. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Modeling Water Injection above Reservoir Formation Parting Pressure through a Virtual Horizontal Well.

Palavras-chave em Inglês: Numerical reservoir simulation; Water injection; Injectivity loss; Water injection above formation parting pressure, Geomechanics.

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Antonio Luiz Serra de Souza e Osvaldo Vidal Trevisan

Data da defesa: 01/02/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

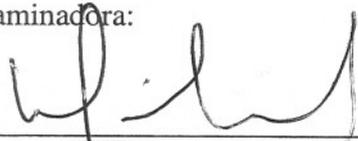
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão  
de Fratura do Reservatório Através de Poço  
Horizontal Virtual**

**Autor: Juan Manuel Montoya Moreno  
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:



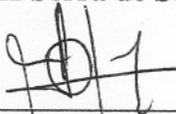
---

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



---

**Dr. Antonio Luiz Serra de Souza  
PETROBRAS**



---

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

Campinas, 1 de Fevereiro de 2007.

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

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão  
de Fratura do Reservatório Através de Poço  
Horizontal Virtual**

**Autor: Juan Manuel Montoya Moreno  
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:

---

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

---

**Dr. Antonio Luiz Serra de Souza  
PETROBRAS**

---

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

Campinas, 1 de Fevereiro de 2007.

## **Dedicatória**

A Lucia, por sua eterna espera, paciência e por todos estes anos de luta.

A Ângela, por tudo o que ela é e por tudo aquilo que eu lhe devo.

A Mônica.

## **Agradecimentos**

Expresso meus agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer, pela oportunidade dada para realizar o mestrado e pelas orientações oportunas que ajudaram a concluir este trabalho.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo, ao Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM) e ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO), pelo apoio técnico, e a todos os professores e funcionários que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho. Também agradeço ao pessoal do LABMEC pelo apoio e esclarecimento de importantes questões.

A todos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleos; aos meus amigos, Uiram, Sarah, Eduin, Duvier, Rafael Cruz, Débora, Mauricio Lima, Sebastian; também agradeço aos meus amigos da República Douglas: Adailson, Patrick, Pedro e Paulo, pela amizade e apoio.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo suporte financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

A Figueireda e Malhado, pela companhia.

*A arte é, de todas as mentiras, a que ilude menos.*  
*Aristóteles.*

## Resumo

MORENO, Juan Manuel Montoya, *Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura do Reservatório Através de Poço Horizontal Virtual*. Campinas, 2006, 136 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2007.

A injeção de água tem sido um método de recuperação de petróleo muito usado na indústria do petróleo. Um dos principais problemas associados a este método é a perda da injetividade. Diferentes procedimentos têm sido propostos para minimizar os efeitos de tal perda, um dos quais é a injeção acima da pressão de fratura, que consiste em injetar água com pressão suficiente para criar canais de alta condutividade, com o objetivo de restaurar a injetividade inicial do poço. Este procedimento tem se mostrado viável, tendo como vantagem a manutenção da injetividade em valores similares aos iniciais, embora apresente dificuldade de modelagem e incertezas em relação à eficiência de varrido, ao comportamento da frente de avanço da fratura e à influência desta na recirculação da água.

Uma forma adequada de modelar esse fenômeno é a integração da geomecânica com a simulação de escoamento, mas este tipo de abordagem envolve maior custo computacional, além de não ter sido completamente implementado em aplicações comerciais, o que dificulta aplicações práticas. Outras diferentes técnicas de simulação são usadas para modelar o fenômeno, tais como modificadores de transmissibilidade associados a refinamentos locais de malha.

Neste trabalho, é proposta a simulação da fratura por meio do uso de um poço horizontal virtual, usando um simulador comercial de escoamento e um software para simulações de processos de fraturamento hidráulico acoplados explicitamente. De início, modela-se a perda de injetividade num poço injetor de água e, junto com o modelo geomecânico de fratura, usam-se modificadores de transmissibilidade para modelar a fratura como modelo de referência. Posteriormente, introduz-se um modelo de fratura representado por um poço horizontal virtual mediante programação em simuladores comerciais. Os resultados mostram que o poço horizontal virtual representa adequadamente o comportamento da fratura em relação ao modelo de modificadores de transmissibilidade, evitando necessidade de refinamentos locais, tornando-se uma ferramenta útil para simular casos de campo em grande escala.

*Palavras-Chave: simulação de reservatório; injeção de água; perda de injetividade; injeção de água acima da pressão de fratura; geomecânica.*

## Abstract

MONTOYA, Juan Manuel, *Modeling Water Injection above Reservoir Formation Parting Pressure through a Virtual Horizontal Well*. Campinas, 2006, 136 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2007.

Water injection has been the most used method to improve oil recovery. The main problem of this method, related directly with operational efficiency, is the injectivity loss which is the loss of capacity to maintain water injection rates due to formation damage. Different models have been proposed to minimize the injectivity loss effects due to its high economic impact on oil production. One of these methods is water injection above formation parting pressure. It consists in creating high conductivity channels inside the reservoir to restore or to increase well injectivity. This method has advantages associated with injectivity maintenance but it is difficult to model and it presents uncertainties in relation to sweep efficiency, to fracture tip behavior and its influence on the water re-circulation.

One way to model the problem is the integration of geomechanical and flow simulation, but it requires a higher computation time and it has not been completely implemented in commercial simulators. Different techniques are used to model the water injection above formation parting pressure, such as transmissibility modifiers associated with local grid refinement.

In this work, a methodology is proposed for fracture simulation using both numerical fluid flow and geomechanical simulators, coupled explicitly, using a virtual well to model the fracture. Initially, injectivity loss is modeled and, along with geomechanical fracture model, transmissibility modifiers are used to model the fracture. This model represents the reference fracture model. Then, the fracture is represented by a virtual horizontal well, allowing easy implementation into commercial simulators. The results show that the virtual horizontal well represents adequately the fracture's behavior given by the reference model, avoiding local grid refinement and, allowing full field scale simulations without simulation grid modification.

*Key words: Numerical reservoir simulation; water injection; injectivity loss; water injection above formation parting pressure; geomechanics.*

# Índice

<b>Dedicatória</b> .....	<b>v</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>vi</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>viii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice</b> .....	<b>x</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>xiv</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>xvi</b>
<b>Nomenclatura</b> .....	<b>xvii</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Recuperação de Óleo .....	1
1.2 Injeção de Água .....	2
1.3 Perda de Injetividade e Injeção Acima da Pressão de Fratura.....	5
1.4 Modelagem de Fraturas .....	7
1.5 Motivação .....	8
1.6 Objetivos.....	8
1.7 Estrutura da Dissertação .....	9
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>10</b>
<b>Conceitos - Fundamentação Teórica</b> .....	<b>10</b>
2.1 Conceitos de Simulação de Reservatórios.....	10
2.1.1 Conceito de Transmissibilidade.....	11
2.1.2 Modelagem de Poços .....	12
2.2 Dano ou Estímulo de Formação e Perda de Injetividade.....	14

2.3	Razão de Mobilidades e Índice de Injetividade.....	15
2.4	Geomecânica e Fraturas Hidráulicas .....	17
2.4.1	Tensões no Reservatório .....	18
2.4.2	Pressão e Direção de Fratura.....	19
2.4.3	Fraturamento Devido à Injeção de Água .....	21
2.4.4	Fator de Dano de uma Fratura Hidráulica.....	24
2.4.5	Fraturamento Hidráulico e Injeção Acima da Pressão de Fratura .....	25
2.4.6	Simulação de Processos de Fraturamento Hidráulico.....	25
2.4.7	Módulo Geomecânico (STARS).....	26
2.5	Índice de Injetividade de um Poço Horizontal .....	26
2.6	Poço Horizontal Virtual.....	27
<b>Capítulo 3 .....</b>		<b>28</b>
<b>Revisão Bibliográfica.....</b>		<b>28</b>
3.1	Injeção de Água .....	28
3.1.1	Outras Aplicações da Injeção de Água. ....	32
3.2	Perda de Injetividade .....	33
3.3	Geomecânica e Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura. ....	38
3.4	Simulação de Fraturas .....	39
3.4.1	Índice de Injetividade em Poços não Convencionais.....	42
3.4.2	Índice de Injetividade de Poços Horizontais.....	43
3.5	Casos de Campo com Fraturas Geradas Pela Injeção de Água .....	44
<b>Capítulo 4 .....</b>		<b>45</b>
<b>Metodologia Proposta .....</b>		<b>45</b>
4.1	Descrição Geral e Integração das Etapas.....	45
4.2	Etapa 1: Definição dos Modelos Base.....	47
4.3	Etapa 2: Perda de Injetividade .....	48
4.4	Etapa 3: Modelagem da Fratura .....	49
4.4.1	Etapa 3.1: Modificadores de Transmissibilidade.....	49
4.4.2	Etapa 3.2: Modelo de Fratura Proposto: Poço Horizontal Virtual.....	51
4.4.3	Etapa 3.3: Comparação dos Modelos de Fratura. ....	53
4.5	Etapa 4: Estudos Adicionais sobre a Modelagem da Fratura. ....	54

4.5.1	Análise do Efeito da Pressão de Injeção no Poço Horizontal Virtual.....	54
4.5.2	Análise de Sensibilidade do Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual. ....	55
4.5.3	Análise da Variação do Perfil de Injeção de Água na Fratura. ....	55
4.5.4	Alternativa de Modelagem da Fratura: Poços Verticais Virtuais. ....	56
4.5.5	Eficiência de Varrido com Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura. ....	56
4.5.6	Simulação de Fraturas Hidráulicas no Simulador Geomecânico STARS. ....	56
<b>Capítulo 5 .....</b>		<b>57</b>
<b>Aplicação .....</b>		<b>57</b>
5.1	Etapa 1: Definição dos Modelos Base.....	57
5.2	Etapa 1: Definição dos Modelos Base.....	57
5.2.1	Modelos de Fluidos.....	60
5.2.2	Modelo Rocha-fluido.....	60
5.3	Etapa 2: Perda de Injetividade.....	60
5.4	Etapa 3: Modelagem da Fratura. ....	62
5.4.1	Modelo Geomecânico de Fratura.....	62
5.4.2	Etapa 3.1 Modificadores de Transmissibilidade.....	64
5.4.3	Etapa 3.2: Modelo de Fratura Proposto: Poço Horizontal Virtual.....	64
5.5	Etapa 4: Modelagem da Fratura com STARS .....	64
<b>Capítulo 6 .....</b>		<b>66</b>
<b>Resultados e Discussões.....</b>		<b>66</b>
6.1	Resultados da Etapa 1.....	66
6.2	Resultados da Etapa 2.....	70
6.3	Resultados da Etapa 3.....	73
6.3.1	Etapa 3.1: Modificadores de Transmissibilidade.....	73
6.3.2	Etapa 3.2: Poço Horizontal Virtual.....	76
6.3.3	Comparação dos Modelos de Fratura .....	79
6.4	Resultados da Etapa 4.....	81
6.4.1	Análise do Efeito da Pressão de Injeção no Poço Horizontal Virtual.....	81
6.4.2	Análise de Sensibilidade do Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual .....	83
6.4.3	Análise da Variação do Perfil de Injeção de Água na Fratura. ....	85
6.4.4	Alternativa de Modelagem da Fratura: Poços Verticais Virtuais .....	85

6.4.5	Eficiência de Varrido com Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura .....	86
6.4.6	Simulação de Fraturas Hidráulicas no Simulador Geomecânico STARS .....	89
6.5	Discussão Geral .....	92
<b>Capítulo 7 .....</b>		<b>95</b>
<b>Conclusões e Recomendações .....</b>		<b>95</b>
7.1	Conclusões .....	95
7.2	Recomendações .....	96
<b>Referências Bibliográficas .....</b>		<b>98</b>
<b>Apêndice 1. Perfil de Vazão na Fratura .....</b>		<b>102</b>
<b>Apêndice 2. Análise do Tamanho de Bloco Mínimo para Malhas Finas.....</b>		<b>104</b>
<b>Apêndice 3. Modelagem de Modelos Simplificados.....</b>		<b>106</b>
<b>Apêndice 4. Escalonamento da Permeabilidade .....</b>		<b>109</b>
<b>Apêndice 5. Resultados Adicionais de Perda de Injetividade.....</b>		<b>111</b>
<b>Anexo 1. Dados PVT – Modelo Sintético.....</b>		<b>116</b>

## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Fator de recuperação versus injeção de água ( <i>Corrêa, A. C. F., 2004</i> ). .....	2
Figura 1.2 – Etapas do gerenciamento da água ( <i>Souza et al., 2005b</i> ). .....	3
Figura 1.3 – Efeito da orientação da fratura ( <i>Gadde, P. B. e Sharma, M. M., 2001</i> ). .....	6
Figura 1.4 – Recuperação de óleo em razão do comprimento de fratura, $L_f$ . .....	7
Figura 2.1 – Transmissibilidade entre blocos de simulação. ....	11
Figura 2.2 – Malha utilizada para a definição de modelo de poço ( <i>Peaceman, 1978b</i> ). .....	13
Figura 2.3 – Mecanismos de obstrução no meio poroso ( <i>Schechter, 1992</i> ). .....	15
Figura 2.4 – Configuração do Reservatório. ....	18
Figura 2.5 – Relação entre a tensão mínima e a direção da fratura ( <i>Schechter, 1992</i> ). .....	20
Figura 2.6 – Pressão de injeção em função do tempo ( <i>Schechter, 1992</i> ). .....	21
Figura 2.7 – Reboco no interior da fratura ( <i>Valkó e Economides, 1995</i> ). .....	22
Figura 2.8 – Comportamento do comprimento da fratura. ....	23
Figura 2.9 – $s_f$ em razão de $F_{DC}$ ( <i>Valkó e Economides, 1995</i> ). .....	24
Figura 2.10 – Poço horizontal virtual. ....	27
Figura 3.1 – Árvore de decisão para afrontar a perda de injetividade ( <i>Palsson et al., 2003</i> ). .....	36
Figura 4.1 – Diagrama de fluxo da metodologia. ....	46
Figura 4.2 – Modificadores de transmissibilidade. ....	50
Figura 4.3 – Poço horizontal virtual. ....	52
Figura 5.1 – Configuração dos modelos da Etapa 1. ....	58
Figura 5.2 – Curvas de permeabilidades relativas. ....	60
Figura 5.3 – Modelo de variação na permeabilidade. ....	61
Figura 5.4 – Configuração dos modelos da Etapa 3. ....	62
Figura 5.5 – Comprimento da fratura em razão do tempo. ....	63

Figura 6.1 – Efeito da malha no tempo de erupção da água para os modelos Base 1 e 2. ....	67
Figura 6.2 – Água injetada e óleo produzido acumulados para os modelos Base 1 e 2. ....	68
Figura 6.3 – Vazão de injeção de água e pressão de injeção para os modelos Base 1 e 2. ....	69
Figura 6.4 – Vazões de produção de óleo e água para os modelos Base 1 e 2. ....	70
Figura 6.5 – Perda de injetividade nos modelos Base 1 e 2 com média harmônica. ....	71
Figura 6.6 – Perda de injetividade nos modelos Base 1 e 2 com variação do fator de dano. ....	72
Figura 6.7 – Comparação da vazão de óleo sem e com perda de injetividade. ....	72
Figura 6.8 – Caso 1 de modificadores de transmissibilidade. ....	73
Figura 6.9 – Caso 2 de modificadores de transmissibilidade. ....	74
Figura 6.10 – Caso 3 de modificadores de transmissibilidade. ....	74
Figura 6.11 – Caso 1 de Poço horizontal virtual. ....	77
Figura 6.12 – Caso 2 de poço horizontal virtual. ....	77
Figura 6.13 – Caso 3 de Poço horizontal virtual. ....	78
Figura 6.14 – Comparação de modificadores de transmissibilidade com poço horizontal virtual. ....	79
Figura 6.15 – Vazão de injeção de água e $W_i$ , para condição de operação 1. ....	81
Figura 6.16 – Vazão de injeção e pressão de injeção para as condições de operação 2 e 3. ....	82
Figura 6.17 – Vazão de produção de óleo e $N_p$ ( $p_{inj} = p_f$ ). ....	83
Figura 6.18 – Análise de sensibilidade dos fatores geométricos do poço horizontal virtual. ....	84
Figura 6.19 – Variação dos fatores geométricos do poço horizontal virtual. ....	85
Figura 6.20 – Resultados modelagem da fratura com poços verticais virtuais. ....	86
Figura 6.21 – Mapas de saturação, modelo Base 1, Etapas 1, 2 e 3. ....	87
Figura 6.22 – Mapas de saturação para o modelo Base 2, Etapas 1, 2 e 3. ....	87
Figura 6.23 – Mapas de pressão para o modelo Base 1, Etapas 1, 2 e 3. ....	88
Figura 6.24 – Mapas de pressão para o modelo Base 2, Etapas 1, 2 e 3. ....	88
Figura 6.25 – Comportamento da $p_{wf}$ , pressão do bloco e vazão (módulo geomecânico). ....	89
Figura 6.26 – Relação vazão de injeção e pressão de fratura, pressão de injeção e do bloco. ....	91
Figura 6.27 – Mapa de pressão da fratura (módulo geomecânico). ....	92

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Vantagens e Desvantagens da água de injeção ( <i>Palsson et al., 2003</i> ). .....	33
Tabela 4.1 – Condições de operação para o poço horizontal virtual. ....	55
Tabela 5.1 – Nomenclatura usada para identificar os modelos de simulação. ....	58
Tabela 5.2 – Propriedades do reservatório do caso base. ....	59
Tabela 5.3 – Estratégia de produção dos poços do caso base. ....	59
Tabela 5.4 – Dados utilizados no simulador de processo de fraturamento hidráulico. ....	63
Tabela 5.5 – Dados de espessura, penetração vertical e permeabilidade de fratura. ....	63
Tabela 5.6 – Condições de operação dos poços, modelo STARS. ....	64
Tabela 5.7 – Tensões iniciais utilizadas no modelo STARS. ....	65
Tabela 5.8 – Condições de fratura utilizadas no modelo STARS. ....	65
Tabela 6.1 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 1 com perda e fratura (T). ....	75
Tabela 6.2 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 2 com perda e fratura (T). ....	76
Tabela 6.3 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 1 com perda e fratura (PHV). ....	78
Tabela 6.4 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 2 com perda e fratura (PHV). ....	79
Tabela 6.5 – Afastamento entre as curvas de vazão de produção de água, $\times 10^6$ .....	80

## Nomenclatura

### *Letras Latinas*

$A$	área exposta ao escoamento no interior da fratura	$m^2$
$a_i$	constante do modelo de variação de permeabilidade	$dia^{-1}$
$B_g$	fator volume-formação do gás	$m^3 \cdot m^{-3}$
$B_o$	fator volume-formação do óleo	$m^3 \cdot m^{-3}$
$B_w$	fator volume-formação da água	$m^3 \cdot m^{-3}$
$C_L$	coeficiente de filtração	$m \cdot s^{-1/2}$
$d_i$	dimensão do bloco na direção $x$	$m$
$d_j$	dimensão do bloco na direção $y$	$m$
$d_k$	dimensão do bloco na direção $k$	$m$
$h$	espessura da formação	$m$
$F_{DC}$	condutividade adimensional da fratura	adimensional
$F_w$	mobilidade da água no índice de injetividade	$m^3 \cdot m^{-3} \cdot cP^{-1}$
$g$	aceleração da gravidade	$m \cdot s^{-2}$
$G_w$	fator geométrico no índice de injetividade (poço injetor)	$mD \cdot m$
$G_{w,h}$	fator geométrico (blocos do poço horizontal virtual)	$mD \cdot m$
$H_w$	índice de injetividade do poço injetor	$m^3 \cdot kPa^{-1}$
$k$	permeabilidade absoluta	$mD$
$k_f$	permeabilidade da fratura	$mD$
$k_{rg}$	permeabilidade relativa ao gás	adimensional
$k_{ro}$	permeabilidade relativa ao óleo	adimensional
$k_{rw}$	permeabilidade relativa à água	adimensional
$k_s$	permeabilidade da região de dano	$mD$

$L_f$	comprimento da fratura	m
$M$	razão de mobilidade	adimensional
$n$	constante modelo de variação de permeabilidade	adimensional
$p$	pressão	kPa
$p_{wf}$	pressão do fundo do poço	kPa
$N_p$	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	$m^3$
$Q_L(x)$	vazão de água por unidade de área (da fratura ao reservatório)	$m^3 \cdot m^{-2}$
$q$	vazão de injeção ou produção nas condições padrão	$m^3 \cdot dia^{-1}$
$q_f$	vazão de fluido na fratura	$m^3 \cdot dia^{-1}$
$q_l$	perda de fluido por unidade tempo	$m^3 \cdot dia^{-1}$
$q_o$	vazão de produção de óleo	$m^3 \cdot dia^{-1}$
$q_w$	vazão de injeção de água nas condições padrão	$m^3 \cdot dia^{-1}$
$t$	tempo	dia
$T_o$	resistência à tração	kPa
$W_i$	volume de água injetada acumulada nas condições padrão	$m^3$
$W_p$	volume de água produzida acumulada nas condições padrão	$m^3$
$r$	raio da área de influencia do poço	m
$r_e$	raio equivalente	m
$r_{eq}^*$	raio equivalente	m
$r_s$	raio da região de dano	m
$r_w$	raio do poço	m
$R_s$	razão de solubilidade	$m^3 \cdot m^{-3}$
$s$	fator de dano ou película (do inglês <i>skin</i> )	adimensional
$s_f$	fator de dano ou película devido a uma fratura	adimensional
$S$	saturação de fluido	adimensional
$v_{sp}$	volume de fluido transmitido para o meio poroso ( <i>spurt loss</i> )	$m^3 \cdot m^{-3}$
$w_f$	espessura média da fratura	m

### **Letras Gregas**

$\alpha$	constante de Biot	adimensional
$\alpha_c$	conversor de unidades: 1 em SI, 5.614 em sistema inglês	adimensional

$\beta_c$	conversor de unidades: $84.4 \times 10^{-6}$ em SI, 1.127 sistema inglês	adimensional.
$\phi$	porosidade	adimensional
$\lambda$	mobilidade de um fluido	$\text{mD} \cdot \text{cP}^{-1}$
$\mu$	viscosidade	cP
$\nu$	coeficiente de Poisson	adimensional
$\pi$	constante (3.1415926...)	adimensional
$\rho$	massa específica	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
$\sigma$	tensão	kPa
$\tau$	tempo	dia
$\Phi$	função potencial	kPa

### ***Subscritos***

<i>folh</i>	folhelho
<i>g</i>	gás
<i>H</i>	horizontal
<i>i</i>	posição <i>i</i> do bloco ( <i>i,j,k</i> )
<i>j</i>	posição <i>j</i> do bloco ( <i>i,j,k</i> )
<i>k</i>	posição <i>k</i> do bloco ( <i>i,j,k</i> )
min	mínimo
max	máximo
<i>o</i>	óleo
<i>sc</i>	condições padrão
<i>V</i>	vertical
<i>w</i>	água
<i>x</i>	direção x
<i>y</i>	direção y
<i>z</i>	direção z

### ***Símbolos***

$\bar{\nabla} \cdot$	operador divergência
$\bar{\nabla}$	operador gradiente

### ***Siglas***

<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano do Petróleo)
<i>BHP</i>	<i>Botton-hole pressure</i> (pressão do fundo do poço)
<i>CAPEX</i>	<i>Capital Expenditure</i> (Capital de investimento inicial)
<i>FR</i>	Fator de recuperação
<i>IMPES</i>	<i>Implicit Pressure, Explicit Saturation</i>
<i>NCW</i>	<i>Non-Conventional Wells</i> (Poços não-convencionais)
<i>RAO</i>	Razão água-óleo
<i>OPEX</i>	<i>Operational Expenditure</i> (Custo Operacional)
<i>PVV</i>	Poço vertical virtual
<i>VPL</i>	Valor presente líquido

### ***Fatores de conversão***

1 kPa = 0.145 psi

1 m<sup>3</sup> = 6.29 bbl

9.869233x10<sup>-13</sup> m<sup>2</sup> = 1 Darcy

# Capítulo 1

## Introdução

O atual cenário mundial de escassez de energia a baixo custo, representado pelo incremento dos preços do óleo nos últimos anos, por diversos motivos econômicos e geopolíticos e descobertas de grandes reservatórios cada dia menos freqüentes (Campbell, 2002), implica a necessidade de eficiência na produção de hidrocarbonetos dos reservatórios já descobertos. O fato anterior conduz a aperfeiçoar os métodos e estratégias de produção de petróleo, tornando a recuperação de petróleo uma atividade importante para a economia das indústrias deste setor e para as políticas energéticas dos países produtores deste recurso natural.

### 1.1 Recuperação de Óleo

Na medida em que o reservatório produz óleo e gás, a energia contida nesse reservatório vai sendo dissipada por diferentes mecanismos. Rosa *et al.* (2006) explicam que a dissipação da energia do reservatório acontece em razão da descompressão dos fluidos e das resistências associadas às forças viscosas e capilares encontradas pelo fluido ao escoar até os poços produtores. Assim, a perda de energia faz com que as vazões de produção e a pressão no interior do reservatório diminuam com o tempo. Em virtude disso, devem-se introduzir métodos de recuperação e manutenção de pressão no reservatório para manter ou aumentar a produção de petróleo. De forma resumida, tais métodos visam aumentar e acelerar a produção de petróleo, minimizando os efeitos nocivos da dissipação da energia, seja introduzindo um fluido (água ou gás), seja reduzindo as resistências viscosas e/ou capilares (aquecimento do reservatório).

Dentre os principais métodos de recuperação, pode-se afirmar que a injeção de água é o procedimento mais importante atualmente utilizado na indústria do petróleo. Hoje em dia, a injeção de água representa cerca de 80% de todos os métodos de recuperação<sup>1</sup>. A maioria dos campos em estados iniciais ou avançados de produção e desenvolvimento apresenta injeção de água como mecanismo de manutenção de pressão e recuperação de petróleo. A produção de petróleo em campos marítimos é um caso crítico, em que o acréscimo de recuperação de óleo torna-se um fator chave na viabilidade de tais projetos.

## 1.2 Injeção de Água

Este método consiste em injetar água no reservatório por meio dos poços injetores com dois fins fundamentais: (i) suportar a pressão do reservatório e (ii) deslocar o petróleo até os poços produtores (Willhite, 1986). No primeiro caso, a manutenção da pressão assegura que as vazões de petróleo não caiam rapidamente, em virtude da proporcionalidade entre a vazão de produção de fluidos e a pressão média do reservatório. No segundo caso, a produção de petróleo antecipa-se, apresentando condições econômicas favoráveis para o projeto. A Figura 1.1 apresenta um exemplo com e sem a injeção de água, mostrando a influência da injeção de água no fator de recuperação do reservatório e na velocidade recuperação do petróleo.

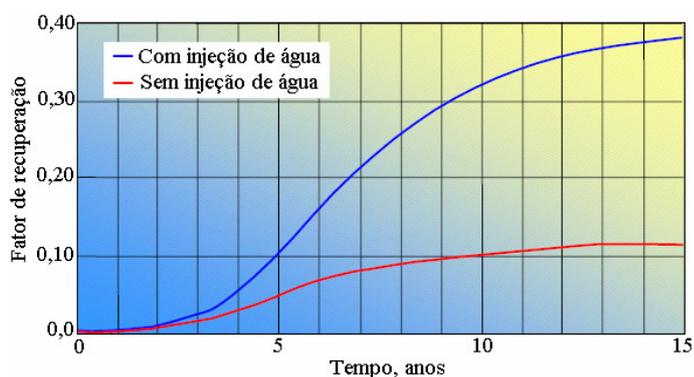


Figura 1.1 – Fator de recuperação versus injeção de água (Corrêa, A. C. F., 2004).

Os diferentes aspectos da injeção de água estão inseridos num conceito global, definido como gerenciamento de água, o qual tem diferentes propósitos em cada uma das etapas que

<sup>1</sup> Estatísticas discutidas durante o curso “Introdução ao Dano de Formação em poços de produção e injeção”, ministrado pelo Prof. Dr. P. Bedrikovetsky, Macaé 22-23 de novembro, 2005.

envolvem o uso e o processamento de água na produção de petróleo. Os principais objetivos do gerenciamento de água podem ser resumidos como:

- Aperfeiçoar processos de manejo de água, reduzindo custos em cada uma das fases de injeção/produção.
- Reduzir os impactos ambientais devido ao descarte da água nos locais naturais, como rios, lagoas e mar.
- Incrementar a produção de óleo, revitalizando campos maduros.

As diferentes etapas da injeção de água num campo marítimo estão apresentadas na Figura 1.2, resumindo os principais problemas e desafios durante todo o ciclo.

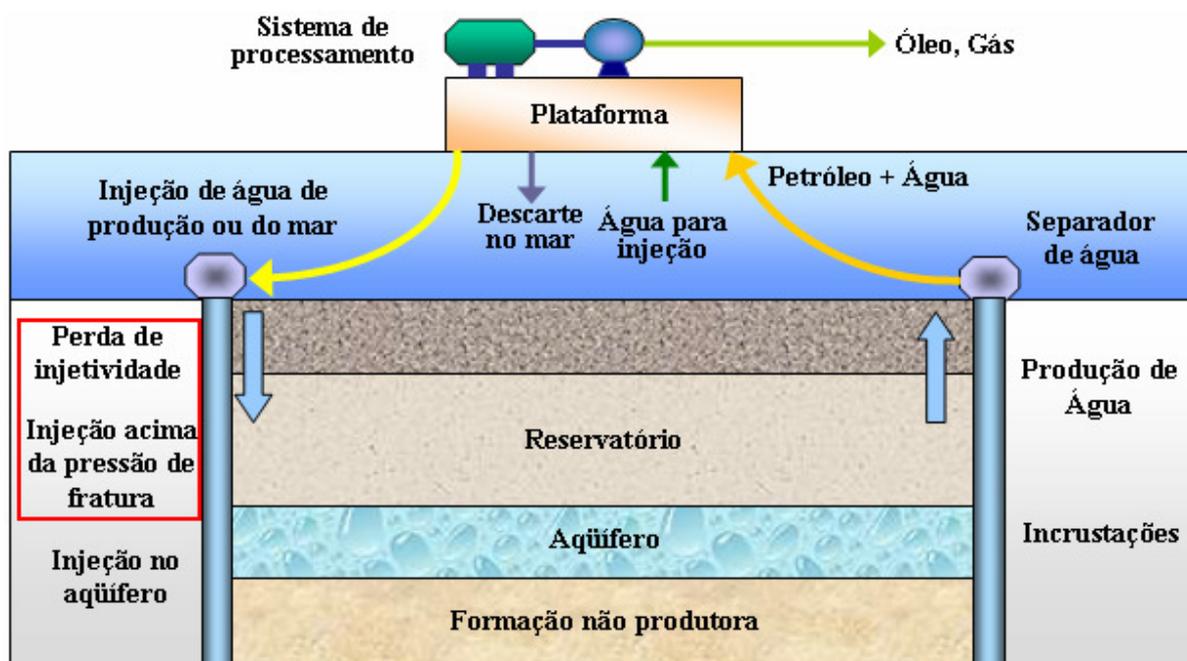


Figura 1.2 – Etapas do gerenciamento da água (Souza et al., 2005b).

De forma inerente aos reservatórios que têm suporte de pressão por injeção de água ou por um aquífero, sempre se apresenta produção de água nos poços produtores. Um objetivo fundamental do gerenciamento de água é minimizar a produção e o tempo de chegada da água aos poços produtores e, também, minimizar o impacto dos diferentes problemas que a produção de água possa induzir. Dois problemas importantes da produção de água de injeção são: a

formação de incrustações<sup>2</sup> e a formação de compostos ácidos por atividade bacteriana. Bedrikovetsky *et al.* (2003a) indicam que estes problemas diminuem a produtividade dos poços produtores.

Por outro lado, quando a produção de água acontece, o manejo da água de produção se converte no principal desafio. Deste modo, para evitar a elevação da água até a plataforma, em razão das limitações de espaço, procedimentos de separação do óleo da água no fundo do mar ou no fundo do poço têm sido propostos para minimizar custos de processamento de água, mas essas tecnologias ainda estão em desenvolvimento. Como nem sempre é possível a separação do óleo e da água antes da chegada destes fluidos à plataforma, ocorre, então, um novo desafio em relação ao processamento: injeção e descarte da água de produção e, também, o manejo do óleo que é enviado para os centros de processamento, o qual deve conter uma quantidade mínima de água.

Em consequência disso, a água de produção dever ser reutilizada para injeção ou tratada para o descarte no mar, ou em rios ou lagoas, em caso de campo terrestre. De modo geral, o descarte de água de produção no mar é atualmente o método mais usado, mas hoje, no mundo todo, a indústria do petróleo tende ao descarte zero (Furtado *et al.*, 2005). Enquanto isso não acontece, cada país, mediante suas próprias leis ambientais, define os requerimentos de conteúdo de óleo na água para o descarte, obrigando as empresas a incluírem sistemas de processamento de água nas plataformas de produção. No Brasil, a concentração de óleo na água, para o descarte no mar, é 20 ppm<sup>3</sup>.

Outra opção é a reinjeção da água de produção no reservatório como mecanismo de manutenção de pressão e recuperação de óleo. Esta opção se apresenta como uma tendência mundial que oferece vantagens em relação à descarga no mar, pois não requer altos índices de qualidade para o descarte, reduzindo, ainda, a tendência de formação de incrustações graças à incompatibilidade entre a água de injeção e a água da formação. Finalmente, o descarte em formações geológicas sem nenhum interesse econômico pode ser uma opção economicamente

---

<sup>2</sup> O termo incrustação é uma tradução do termo inglês *scale* e faz referência a compostos sólidos de sais. Geralmente são sulfato e carbonatos de cálcio e estrôncio, apresentando baixa solubilidade.

<sup>3</sup> Partes por milhão ou ppm é uma medida de concentração e expressa a massa de óleo disperso em µg existente em 1 g de água.

viável. A injeção de água nestes casos não requer tratamentos especiais, mas é preciso formações muito grandes para alocar os volumes que serão injetados e estudos geológicos cuidadosos para assegurar que não haja comunicação com o reservatório ou com a água do mar.

### **1.3 Perda de Injetividade e Injeção Acima da Pressão de Fratura**

A injeção de água, seja para recuperação de óleo, seja como método de descarte, apresenta um problema inerente à qualidade de água, conhecido como perda de injetividade (ver quadro vermelho na Figura 1.2). Este problema ocorre, pois a água contém sólidos em suspensão, partículas de óleo, sais e compostos de cálcio, que, ao serem injetados com a água dentro da formação, reduzem a permeabilidade da formação vizinha ao poço (Bedrikovetsky *et al.*, 2001b). A alteração da permeabilidade nesta região produz um declínio na capacidade de injeção de água, o que afeta a produção de óleo e/ou o descarte da água.

A perda de injetividade afeta a eficiência operacional da injeção de água, diminuindo a vazão de injeção dos poços injetores, refletindo-se na queda da pressão média do reservatório. A vazão de óleo é proporcional à pressão do reservatório e, assim, a queda na injetividade influi diretamente nas vazões de produção de óleo, e esta redução é crítica para o fator de recuperação final do campo e para o fluxo de caixa do projeto. Com este cenário, o tratamento e a previsão da perda de injetividade são importantes para as atividades de produção de petróleo e devem ser considerados nos planos de desenvolvimento de jazidas.

Diferentes soluções têm sido propostas para minimizar os efeitos da perda de injetividade. Assim, as possíveis soluções para a perda de injetividade podem ser a perfuração de novos poços de injeção, realizar estimulações periódicas ou estabelecer índice de qualidade da injeção de água para evitar a perda de injetividade.

Além dos cenários anteriores, uma alternativa diferente para reduzir a perda de injetividade vem sendo apresentada nos últimos anos: a injeção de água acima da pressão de fratura. Essa alternativa consiste em incrementar a pressão de injeção na medida em que se dá a perda de injetividade até valores acima da pressão de fratura, criando canais de alta condutividade dentro do reservatório e, assim, recuperando ou aumentando a injetividade inicial do poço injetor. A

criação da fratura permite manter a vazão de injeção em valores aproximadamente constantes. Este método tem sido reportado por Ali *et al.* (1994) no campo Valhall (Mar do Norte), por Ovens *et al.* (1998) no campo Dan Field (Mar do Norte), Martins *et al.* (1995) em Prodhoe Bay (Alaska) e Van den Hoek (2004) no Oriente Médio.

A injeção de água acima da pressão de fratura pode gerar benefício em relação à perda de injetividade, mas pode ser desfavorável em relação à eficiência do processo de injeção, pois a fratura pode gerar canais preferenciais de escoamento na direção ao poço produtor, aumentando o corte de água. Gadde e Sharma (2001) mostraram alguns dos efeitos do comprimento da fratura na eficiência do deslocamento e no fator de recuperação. A Figura 1.3 mostra um esquema de injeção de cinco pontos, em que o poço injetor foi fraturado na direção de dois poços produtores. A frente de avanço da água, representada pela região em azul, é modificada pelo avanço da fratura, criando uma direção preferencial de escoamento que acelera a chegada da água nos poços produtores.

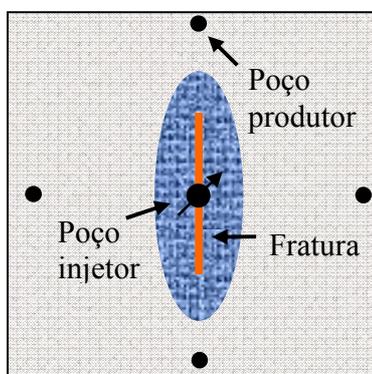


Figura 1.3 – Efeito da orientação da fratura (Gadde, P. B. e Sharma, M. M., 2001).

A Figura 1.4 apresenta a influência de diferentes comprimentos de fratura,  $L_f$ , no fator de recuperação para um reservatório aos 1000 dias. Gadde e Sharma (2001) mostraram que existe um comprimento ótimo no qual o fator de recuperação se incrementa e favorece a injetividade do poço injetor.

Assim, as pesquisas focam a otimização da localização dos poços injetores em relação à direção das fraturas, procurando aumentar o fator de recuperação para maximizar o lucro e diminuir os custos operacionais gerados pela perda de injetividade.

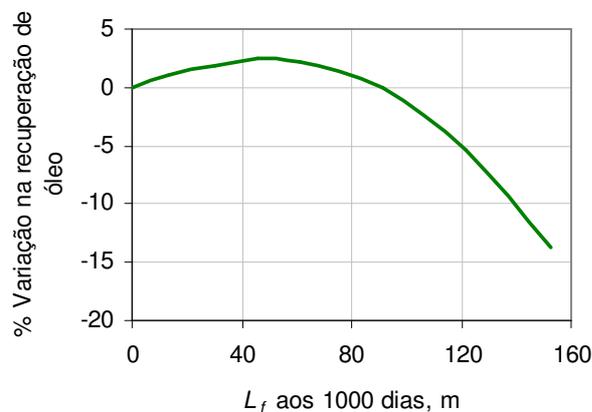


Figura 1.4 – Recuperação de óleo em razão do comprimento de fratura,  $L_f$  (Gadde, P. B. e Sharma, M. M., 2001).

#### 1.4 Modelagem de Fraturas

A aplicação da injeção de água acima da pressão de fratura requer o uso de modelos de simulação que representem de forma adequada os fenômenos que acontecem no fraturamento da formação. Os modelos numéricos usados tradicionalmente para a modelagem da fratura consistem em refinamentos locais na direção de crescimento da fratura, modificando a permeabilidade dos blocos que a representam. Outra aproximação é a modificação da transmissibilidade entre os blocos ou modificação do raio efetivo do poço injetor (Wan, 1999).

Outra vertente do estudo das fraturas geradas pela injeção de água tem sido desenvolvida na última década com o desenvolvimento dos modelos geomecânicos e das técnicas numéricas e computacionais para resolução das equações, que são altamente não-lineares (Osório *et al.*, 1999). Os modelos geomecânicos acoplam as equações de escoamento de fluidos às equações de deformação mecânica da rocha. Estes modelos compõem a ferramenta mais indicada para o estudo da injeção de água com fraturamento. As aplicações geomecânicas, contudo, em simuladores de reservatórios comerciais ainda são poucas ou limitam-se aos programas desenvolvidos internamente pelas companhias. As aplicações comerciais de simulação de fratura com injeção de água apresentam problemas de convergência e estabilidade numérica, além do aumento do tempo computacional que estes programas requerem, o que pode não se justificar para algumas aplicações como é o caso da modelagem de fenômenos localizados em regiões próximas aos poços.

## **1.5 Motivação**

A injeção de água acima da pressão de fratura tem se tornado um importante método alternativo para evitar a perda de injetividade e, assim, a modelagem dos processos de fraturamento em reservatórios passa a ser necessária para previsão de desempenho. Os modelos atuais de modelagem geomecânica de fraturas são robustos matematicamente, mas estes modelos ainda são restritos ou apresentam deficiências numéricas, ou demandam muito tempo de simulação. Desta forma, precisa-se de uma modelagem simples e de fácil aplicação nos estudos de simulação para a análise do comportamento de fraturas geradas pela injeção de água e do impacto destas no desempenho do reservatório, sem a modificação significativa de modelos de simulação de reservatórios existentes. A principal motivação deste trabalho, portanto, é a modelagem da fratura, usando simuladores comerciais, fazendo uso de métodos não-tradicionais, dada à ausência de simuladores que acoplam os fenômenos geomecânicos e os de escoamento de fluidos.

Além do motivo anterior, também é importante ressaltar outras razões que estão relacionadas com a injeção de água acima de fratura. Estas razões são: (i) a crescente necessidade de compreensão e avaliação da perda de injetividade em reservatórios de petróleo com injeção de água e sua influência no gerenciamento de água; (ii) o estudo do impacto de fraturas no desenvolvimento de campos de petróleo, e a otimização da produção incluindo injeção de água acima da pressão de fratura. Na literatura são apresentadas técnicas como os modificadores de transmissibilidade e refinamentos locais. É importante citar que diferentes modelos de simulação têm sido usados para representar fraturas hidráulicas geradas para estimulação de poços, mas para injeção de água acima da pressão de fratura há poucas referências bibliográficas.

## **1.6 Objetivos**

Ao considerar que a perda de injetividade é um problema de forte impacto no desempenho dos poços injetores e que a injeção acima da pressão de fratura ainda está em estudo, o presente trabalho apresenta os seguintes objetivos:

- Análise e aproximação da modelagem da perda de injetividade em poços de injeção de água, mediante o uso de simuladores numéricos de reservatórios, estudando o impacto no desempenho em reservatórios marítimos de petróleo.
- Desenvolvimento de método(s) para a modelagem de fraturas geradas pela injeção de água acima da pressão de fratura em simuladores comerciais e validação dos mesmos como uma técnica alternativa para combater a perda de injetividade.

## **1.7 Estrutura da Dissertação**

O presente trabalho compõe-se de sete capítulos. O Capítulo 1, a introdução do trabalho, apresenta uma breve descrição da injeção de água, a perda de injetividade, a motivação e os objetivos da pesquisa. O Capítulo 2 expõe a fundamentação teórica, revendo os principais conceitos usados na modelagem de poço, do dano de formação e os conceitos geomecânicos fundamentais, necessários para a compreensão do trabalho. Neste capítulo, são apresentados os conceitos necessários para a compreensão dos diferentes trabalhos publicados desta área. O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica, enumerando os problemas gerados pela perda de injetividade, as técnicas usadas para a modelagem de fraturas e as soluções utilizadas. Alguns casos de campo com injeção de água acima da pressão de fratura são comentados. O Capítulo 4 descreve a metodologia usada para a modelagem da fratura através de poço horizontal virtual, comentando as principais etapas a serem analisadas. De forma paralela e para efeitos de comparação, utiliza-se o método dos modificadores de transmissibilidade para modelar a fratura em malhas refinadas. No Capítulo 5 discute-se a aplicação e a definição dos modelos de simulação usados e os dados necessários para a obtenção dos resultados. Apresentam-se os dados necessários para os modelos de simulação de escoamento e para a simulação do processo de fraturamento hidráulico e a perda de injetividade. E, finalmente, no Capítulo 6, apresentam-se os resultados e a análise dos dados dos diferentes casos definidos no Capítulo 4 e, no Capítulo 7, as conclusões da análise e sugestões para trabalhos futuros.

## Capítulo 2

### Conceitos - Fundamentação Teórica

Neste capítulo, são apresentados os principais conceitos e definições que serão utilizados ao longo deste trabalho: conceitos fundamentais de simulação numérica de reservatórios, uma visão geral do dano de formação, da perda de injetividade, e a definição de alguns conceitos geomecânicos fundamentais em fraturamento hidráulico de formações e, finalmente, o índice de injetividade em poços horizontais.

#### 2.1 Conceitos de Simulação de Reservatórios

O escoamento em reservatórios de petróleo envolve fundamentalmente três fases: água, óleo e gás. O modelo matemático que descreve o escoamento destas fases, conhecido como *Black-oil*, consiste num conjunto de equações diferenciais parciais que descrevem o comportamento da pressão e saturação dos fluidos no reservatório em razão do tempo. Aziz e Settari (1979) apresentam a dedução destas equações diferenciais para o *Black-oil*, as quais são obtidas aplicando balanços de massa num elemento diferencial de reservatório.

As Equações 2.1, 2.2 e 2.3 são as expressões matemáticas para o petróleo, água e gás respectivamente e que integram o modelo *Black-oil*.

$$\vec{\nabla} \cdot \left( \beta_c \vec{k} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \vec{\nabla} \Phi_o \right) + q_{osc} = \frac{1}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad 2.1$$

$$\bar{\nabla} \cdot \left( \beta_c \bar{k} \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \bar{\nabla} \Phi_w \right) + q_{wsc} = \frac{1}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad 2.2$$

$$\bar{\nabla} \cdot \left( \beta_c \bar{k} \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \bar{\nabla} \Phi_g + \beta_c \bar{k} \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \bar{\nabla} \Phi_o \right) + q_{gsc} + R_s q_{osc} = \frac{1}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi S_o R_s}{B_o} \right) \quad 2.3$$

em que  $\alpha_c$  e  $\beta_c$  são fatores de conversão de unidades,  $\bar{k}$  é o tensor de permeabilidade absoluta,  $k_r$  é a permeabilidade relativa de cada uma das fases,  $\mu$  é a viscosidade,  $B$  é o fator de volume de formação,  $R_s$  é a razão de solubilidade,  $\phi$  é a porosidade e  $S$  é a saturação de cada fase. O termo  $\Phi$  representa a função potencial de cada fase. Aziz e Settari (1979) apresentam a definição para esta função. Os termos  $q_{osc}$ ,  $q_{wsc}$  e  $q_{gsc}$  representam as vazões de produção de óleo, água e gás, respectivamente, em condições padrão.

As equações que compõem o modelo *Black-oil* são não-lineares e resolvidas numericamente. A discretização é feita, usando-se diferenças finitas gerando blocos de simulação nos quais as propriedades petrofísicas são consideradas constantes. A Figura 2.1 representa dois blocos de simulação.

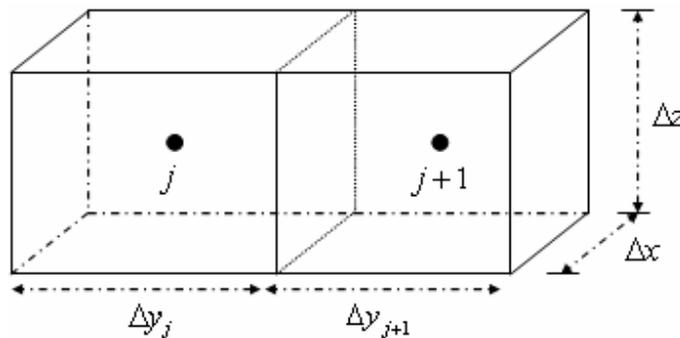


Figura 2.1 – Transmissibilidade entre blocos de simulação.

### 2.1.1 Conceito de Transmissibilidade.

O escoamento de fluidos entre os blocos de simulação é proporcional à seção transversal entre os blocos (área de fluxo), ao valor médio de permeabilidade e à distância entre os blocos de simulação (Figura 2.1). O fator usado para expressar esses parâmetros é denominado

transmissibilidade e é calculado em razão das propriedades geométricas e petrofísicas de cada um dos blocos em cada uma das direções  $x$ ,  $y$  e  $z$ . A Equação 2.4 relaciona a transmissibilidade  $T_{j+1/2}$ , entre os blocos  $j$  e  $j+1$  com as suas correspondentes propriedades geométricas e petrofísicas:

$$T_{j+\frac{1}{2}} = k_{j+\frac{1}{2}} \frac{\Delta x \Delta z}{\frac{1}{2}(\Delta y_j + \Delta y_{j+1})} \quad 2.4$$

No caso da modelagem da fratura, os blocos que contêm a fratura apresentam altos valores de transmissibilidade. Isto é devido ao fato de que a permeabilidade da fratura incrementa consideravelmente a permeabilidade direcional entre os blocos, na direção de crescimento da fratura. Este conceito é, portanto, essencial para o desenvolvimento do presente trabalho, dado que, com o seu uso, pode-se simular o comportamento da fratura segundo a metodologia apresentada por Souza *et al.* (2005a).

### 2.1.2 Modelagem de Poços

A modelagem de poço está relacionada com a determinação da pressão e/ou vazões de produção/injeção dos poços, termos  $q_{osc}$ ,  $q_{wsc}$  e  $q_{gsc}$  das Equações 2.1, 2.2 e 2.3. Crichlow (1977) ressalta a importância da modelagem dos poços em simulação de reservatórios. Segundo o autor, o poço é a locação onde a perturbação de pressão é iniciada e, ao mesmo tempo, o ponto de observação da pressão e vazão em estudos de simulação. Da mesma forma, Ertekin *et al.* (2001) discutem as dificuldades que a modelagem de poços apresenta e as principais considerações que devem ser levadas em conta na hora de fazer um estudo de simulação.

As dimensões do bloco que contém o poço geralmente são grandes em comparação ao raio do poço, e a pressão calculada pelo simulador neste bloco não representa, de forma precisa, a pressão no fundo do poço ( $BHP^4$ ). Assim, o modelo de poço relaciona a pressão do bloco com a pressão do fundo do poço. Peaceman (1978b) apresenta uma expressão matemática (Equação 2.5)

---

<sup>4</sup> O termo inglês *BHP* significa: *Bottom Hole Pressure* – pressão do fundo do poço.

que relaciona estas duas pressões para um fluido monofásico e incompressível, escoamento em estado estável, numa malha simétrica (Figura 2.2) e permeabilidade homogênea:

$$p_{i,j} - p_{wf} = \frac{q\mu B}{2\pi kh} \left( \ln \frac{\Delta x}{r_w} - \frac{\pi}{2} \right) \quad 2.5$$

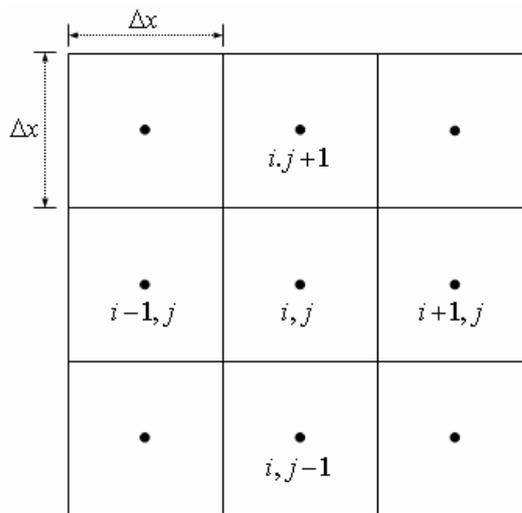


Figura 2.2 – Malha utilizada para a definição de modelo de poço (Peaceman, 1978b).

Na Equação 2.5,  $p_{i,j}$  é a pressão do bloco  $i,j$  calculada pelo simulador,  $p_{wf}$  é a pressão do fundo do poço,  $q$  é a vazão de injeção ou produção em condições padrão,  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $B$  é o fator volumétrico do fluido,  $k$  é a permeabilidade absoluta,  $h$  é a espessura da formação,  $\Delta x$  é comprimento do bloco e  $r_w$ , o raio do poço. Aplicando a Equação 2.5 em cada um dos nós de simulação indicados na Figura 2.2 e assumindo escoamento em condições estáveis, pode-se demonstrar que o raio equivalente  $r_e$  é igual à expressão apresentada na Equação 2.6:

$$r_e = e^{\frac{\pi}{2}} \Delta x \approx 0,21\Delta x \quad 2.6$$

O modelo de poço de Peaceman (1978b) baseia-se na premissa de que a pressão calculada para o bloco é igual à pressão de escoamento num raio equivalente,  $r_e$ . Da mesma forma, Peaceman (1983a) desenvolve a teoria da modelagem de poços para casos mais gerais, como

diferentes relações entre  $\Delta x$  e  $\Delta y$ , e para valores anisotrópicos na permeabilidade, desenvolvimento que se tornou o modelo de poço em simuladores comerciais.

## 2.2 Dano ou Estímulo de Formação e Perda de Injetividade

O dano de formação,  $s^5$ , refere-se à variação da permeabilidade absoluta da região vizinha ao poço. Entre os principais fatores que geram esta variação podem ser mencionados: (i) entupimento dos poros por partículas sólidas provenientes da água de injeção e fluidos de completação; (ii) gotas de óleo; (iii) desagregação química ou mecânica da rocha; (iv) variação nas propriedades PVT<sup>6</sup> do fluido (formação de condensado) e escoamento em altas velocidades (escoamento não-Darciano); (v) formação de emulsões e variação na permeabilidade relativa do fluido; (vi) formação de incrustações por precipitação química dos sais e em alguns casos entupimento por crescimento de bactérias.

Em engenharia de reservatórios o valor de  $s$  pode ser positivo ou negativo; no primeiro caso, indica que a formação tem sido danificada, ou seja, há uma queda de pressão adicional em relação à que se teria se não houvesse a presença do dano, e, no segundo caso, indica que a formação apresenta algum tipo de estimulação, do tipo fraturamento hidráulico ou ácido. Para o caso específico da alteração de permeabilidade, a relação entre o fator  $s$ , as permeabilidades e o raio da região alterada foi introduzida por Hawkins (Rosa *et al.*, 2006) e está dada pela Equação 2.7:

$$s = \left( \frac{k - k_s}{k_s} \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w} \quad 2.7$$

em que  $r_s$  é raio da zona de dano e  $k_s$  é a permeabilidade da região afetada pelo dano.

A perda de injetividade refere-se à perda da capacidade do poço em manter uma vazão de injeção constante para um gradiente dado de pressão em razão do dano de formação (Gadde e

---

<sup>5</sup> O termo película proveniente do termo inglês *skin*

<sup>6</sup> O termo PVT significa: Pressão Volume Temperatura.

Sharma, 2001). No caso de poços de injeção de água, os principais fatores da perda de injetividade referem-se à injeção de água com alto conteúdo de sólidos em suspensão e partículas de óleo. Estas partículas vêm de diferentes fontes externas ou podem ser geradas no mesmo meio poroso, e são mobilizadas por mudanças na composição química da água de injeção ou simplesmente por aplicação de forças do fluido em movimento (Economides *et al.*, 1994). Diferentes mecanismos de captura de partículas sólidas e líquidas estão presentes no processo de variação de permeabilidade na região próxima ao poço. Os principais mecanismos são: forças gravitacionais, elétricas e de Van der Waals. As formas de entupimento são: agregação de partículas, depósito e entupimento das gargantas dos poros. A Figura 2.3 apresenta os principais mecanismos de obstrução de poro por material particulado.

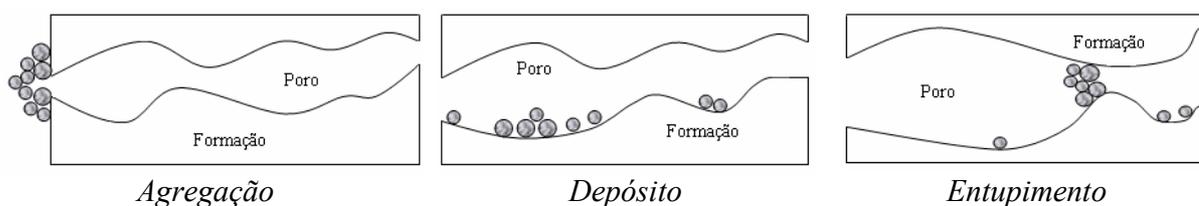


Figura 2.3 – Mecanismos de obstrução no meio poroso (Schechter, 1992).

Partículas grandes são transportadas até a superfície do meio poroso e geram entupimento, formando o reboco<sup>7</sup>; partículas pequenas atravessam o meio poroso e podem se aderir às paredes dos poros, resultando numa redução da permeabilidade; outras partículas podem tamponar as gargantas dos poros mediante sua agregação.

### 2.3 Razão de Mobilidades e Índice de Injetividade

No estudo da injeção de água (deslocamento imiscível) costuma-se definir a razão de mobilidades,  $M$ , conceito que relaciona as principais propriedades dos fluidos envolvidas no deslocamento. A razão de mobilidades é a relação entre a mobilidade da água  $\lambda_w$  (fluido deslocante), e a mobilidade do óleo  $\lambda_o$  (fluido deslocado) tal como é apresentado na Equação 2.8:

<sup>7</sup> O termo inglês usado na literatura: *cake*

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad 2.8$$

em que a mobilidade da água e do óleo estão indicadas pelas Equações 2.9 e 2.10:

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad 2.9$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad 2.10$$

em que  $k_{rw}$  é permeabilidade relativa da fase água,  $k_{ro}$  é a permeabilidade relativa da fase óleo,  $\mu_o$  é a viscosidade do óleo e  $\mu_w$  é a viscosidade da água.

Para modelar a perda de injetividade usa-se a equação de Darcy. A vazão de água para um poço injetor de água na zona de óleo é calculada com a Equação 2.11 (Rosa *et al.*, 2006):

$$q_w = \frac{2\pi h k \lambda_T (p_{wf} - p)}{B_w \left( \ln \frac{r}{r_w} + s \right)} \quad 2.11$$

em que  $q_w$  é a vazão de água em condições de superfície,  $\lambda_T$  é a mobilidade total que é igual a  $\lambda_T = \lambda_o + \lambda_w$ ,  $p$  é a pressão média da área de drenagem,  $B_w$  é o fator de volume de formação da água e  $r$  é o raio externo da área de influencia do poço injetor.

O índice de injetividade de poço injetor de água,  $I_w$  é a relação entre uma determinada vazão de injeção e o diferencial de pressão necessário para manter a vazão. Pode-se entender como uma medida da capacidade de um poço para injetar fluido (Rosa *et al.*, 2006). As principais variáveis que influem no índice de injetividade são as propriedades dos fluidos e a permeabilidade da rocha. Uma expressão matemática para o índice de injetividade é obtida da Equação 2.11 adotando a definição de Rosa *et al.* (2006) que é apresentada na Equação 2.12:

$$H_w = \frac{q_w}{(p_{wf} - p)} = \frac{2\pi h k \lambda_T}{B_w \left( \ln \frac{r}{r_w} + s \right)} \quad 2.12$$

Aplicando a Equação 2.12 no bloco  $i, j$  que contém o poço injetor (Figura 2.2) e seguindo a representação de Ertekin *et al.* (2001), o índice de injetividade pode ser representado como o produto de dois termos  $G_w$  e  $F_w$  (Equação 2.13):

$$H_w = F_w G_w \quad 2.13$$

em que  $F_w$  é definida pela Equação 2.14:

$$F_w = \frac{1}{B_w} \left( \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \quad 2.14$$

e  $G_w$  é o fator geométrico definido pela Equação 2.15:

$$G_w = \frac{2\pi h_b k_b}{\left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad 2.15$$

em que  $k_b$  é a permeabilidade absoluta do bloco e  $h_b$  é a altura do bloco e  $r_e$  é o raio equivalente e é função da geometria do bloco e está definido pela Equação 2.6. Peaceman (1983a) apresentou modificações na Equação 2.6 para sistemas heterogêneos e para diferentes relações entre  $\Delta x$  e  $\Delta y$ .

## 2.4 Geomecânica e Fraturas Hidráulicas

Um reservatório de petróleo está submetido a diferentes tensões em todo seu volume pelo fato de ser um corpo geológico soterrado a grandes profundidades. Segundo Valkó e Economides (1995), antes de perfurar um poço, o reservatório está submetido a um estado de tensões

uniformes e compressivas e, depois da perfuração e a produção/injeção de fluidos, altera-se o estado de tensões do reservatório, mudando as propriedades petrofísicas da rocha ( $\phi$  e  $k$ ).

### 2.4.1 Tensões no Reservatório

As tensões num reservatório são conseqüências da profundidade e da atividade tectônica regional (Valkó e Economides, 1995). Assim, considerando um caso geral de um reservatório (Figura 2.4), com uma profundidade média  $h_r$ , com lâmina de água  $h_w$ , pode-se concluir que esse reservatório esteja submetido a três tensões principais: uma vertical, e duas horizontais.

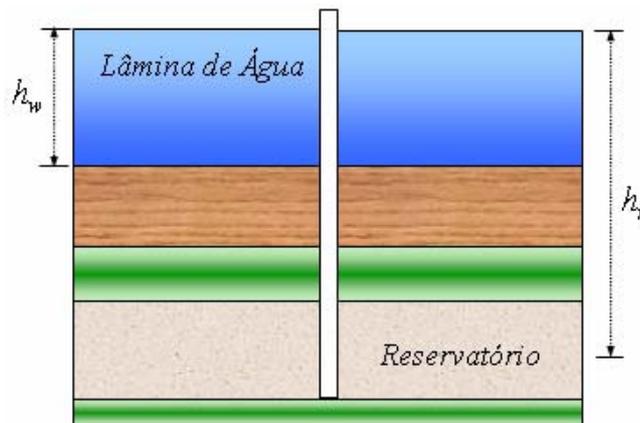


Figura 2.4 – Configuração do Reservatório.

A tensão vertical ou de sobrecarga, atuando na formação,  $\sigma_v$ , é considerada a principal tensão e é dada pela Equação 2.16:

$$\sigma_v = g\rho_w h_w + (h_r - h_w) \cdot grad_{sc} \quad 2.16$$

em que  $g$  é a aceleração da gravidade,  $\rho_w$  é a massa específica da água e  $grad_{sc}$  é o gradiente de sobrecarga das formações acima do reservatório, e calcula-se com a Equação 2.17:

$$grad_{sc} = g\rho_{sc} \quad 2.17$$

em que  $\rho_{sc}$  é a massa específica média da rocha acima do reservatório. Valores típicos para o gradiente de sobrecarga variam entre  $2.260 \times 10^4$  e  $2.488 \times 10^4$  Pa/m.

Além da tensão vertical, que deforma horizontalmente o reservatório, este está submetido a outras duas tensões: a tensão horizontal mínima,  $\sigma_{H,\min}$ , dada pela Equação 2.18, que pode ser calculada em razão da tensão vertical, do coeficiente de Poisson,  $\nu$ , da camada permeável e da pressão do reservatório,  $p$ :

$$\sigma_{H,\min} = \frac{\nu}{(1-\nu)}(\sigma_V - p) + p \quad 2.18$$

A tensão horizontal mínima pode ser avaliada com testes de campo. Valkó e Economides (1995) descrevem os diferentes testes para determinar esta tensão. A tensão principal máxima,  $\sigma_{H,\max}$ , é difícil de determinar, pois resulta das condições tectônicas regionais do reservatório. Considerando  $\sigma_{Tect}$  como as contribuições das tensões regionais, que em campo são difíceis de medir, obtém-se uma expressão geral para a tensão horizontal máxima, dada pela Equação 2.19 (Valkó e Economides, 1995):

$$\sigma_{H,\max} = \sigma_{H,\min} + \sigma_{Tect} \quad 2.19$$

Da mesma forma, no folhelho adjacente ao reservatório, pode-se calcular o valor da tensão horizontal mínima, dado pela Equação 2.20:

$$\sigma_{H,\min,folh} = \frac{\nu_{folh}}{(1-\nu_{folh})}(\sigma_V - p) + p \quad 2.20$$

em que  $\nu_{folh}$  é o coeficiente de Poisson para o folhelho adjacente.

#### 2.4.2 Pressão e Direção de Fratura

A pressão de fratura da formação é devido à diferença entre as tensões principais e a resistência à tração, ou seja, entre as propriedades mecânicas da rocha e a pressão do reservatório.

Expressões matemáticas que relacionam as diferentes variáveis para calcular a pressão de fratura, quando não se apresenta filtração do poço ao reservatório (fluido não-penetrante), são formuladas pela equação de Terzaghi (Valkó e Economides, 1995), Equação 2.21:

$$p_f = \frac{2\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - p) + p + T_o \quad 2.21$$

em que  $p_f$  é a pressão à qual se fratura a formação e  $T_o$  é a resistência à tração. No caso de apresentar escoamento do fluido fraturante na formação (fluido penetrante), a expressão para o cálculo da pressão de fratura é dada pela Equação 2.22 (Valkó e Economides, 1995):

$$p_f = \frac{\frac{2\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - p) + T_o}{2 - \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)}} + p \quad 2.22$$

em que  $\alpha$  é a constante de Biot. No caso da injeção de água, a pressão de fratura do reservatório é calculada usando a Equação 2.22.

De forma análoga, a relação entre as direções das tensões principais determina se uma fratura é vertical, horizontal ou se esta estará inclinada em relação ao poço injetor. Para um poço vertical, uma das tensões principais é paralela ao eixo do poço. Se a tensão vertical é a mínima, a fratura vai-se propagar horizontalmente; no caso contrário, quando a tensão mínima fica no plano horizontal, a fratura vai se propagar na direção vertical, tal como se apresenta na Figura 2.5.

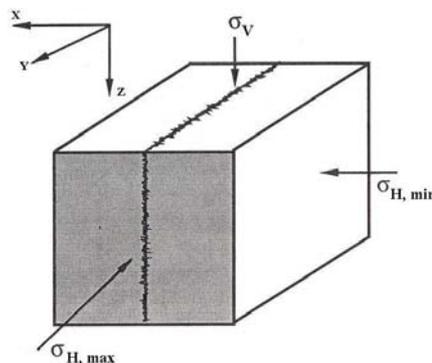


Figura 2.5 – Relação entre a tensão mínima e a direção da fratura (Schechter, 1992).

Geralmente, para formações relativamente profundas, a tensão vertical é a tensão principal, e a fratura será, portanto, vertical. Além da tensão anterior, as propriedades geomecânicas das rochas determinam a espessura, a penetração vertical e o comprimento da fratura.

### 2.4.3 Fraturamento Devido à Injeção de Água

O fraturamento hidráulico vem se constituindo em uma técnica altamente utilizada para estimulação de poços produtores com algum tipo de dano de formação ou em formações apertadas, para o incremento da injetividade de água e recuperação secundária (Devloo e Fernandes, 2001).

O comportamento da pressão de injeção durante um processo de injeção de água acima da pressão de fratura é apresentado na Figura 2.6<sup>8</sup>.

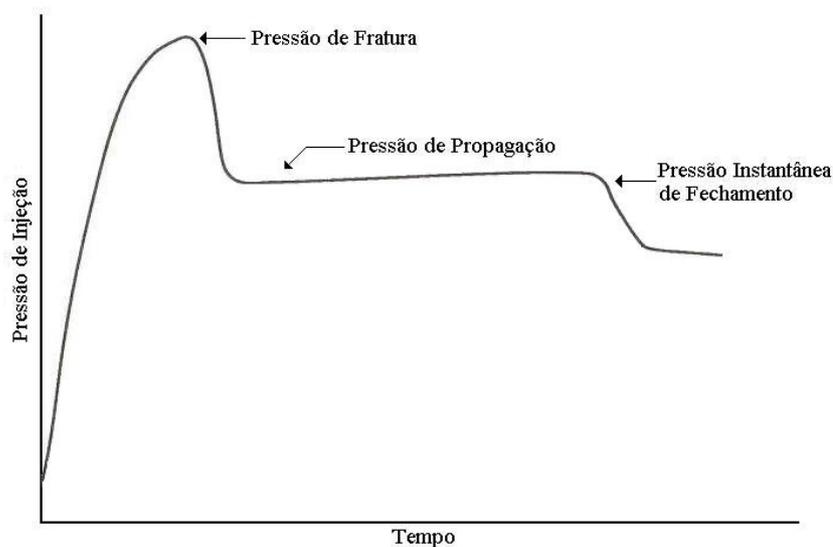


Figura 2.6 – Pressão de injeção em função do tempo (Schechter, 1992).

No transcurso da injeção de água, a perda de injetividade induz a um aumento da pressão de injeção para manter a vazão de água constante. O aumento progressivo da pressão de injeção conduz ao início da fratura no instante em que a pressão se iguala à pressão de ruptura da

<sup>8</sup> O comportamento é similar ao um processo de estimulação de poços produtores com fraturamento hidráulico, mas com diferenças na escala de tempo.

formação. Ao penetrar a água na formação, a pressão se incrementa nas vizinhanças do poço, incrementando a tensão até exceder a tensão de ruptura da formação, criando, assim, a fratura.

Para se propagar, a fratura precisará de uma pressão menor do que a pressão de fratura da formação (pressão de propagação). A propagação e avanço da fratura dentro do reservatório são determinados pelas leis da conservação de massa na fratura. Na medida em que a água é injetada na fratura é ao mesmo tempo filtrada através das paredes da fratura, dando lugar à formação de reboco, tal como se apresenta na Figura 2.7.

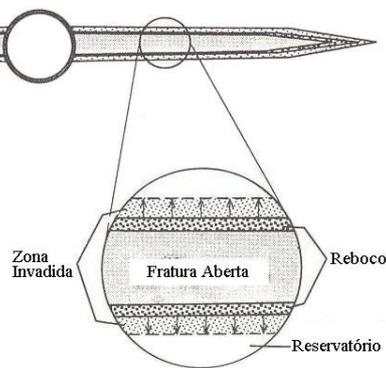


Figura 2.7 – Reboco no interior da fratura (Valkó e Economides, 1995).

Este reboco incrementa a resistência ao escoamento entre a fratura e o reservatório o qual induz um incremento da pressão ao interior da fratura. Este incremento na pressão provoca o avanço da fratura no interior do reservatório, expondo nova rocha à filtração da água reiniciando o processo. A Equação 2.23 representa o balanço de massa no interior da fratura.

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{q}_f + \frac{\partial A}{\partial t} + q_l = 0 \quad 2.23$$

em que  $A$  é área exposta ao escoamento no interior da fratura e é função da pressão, e  $\vec{q}_f$  é escoamento na fratura e resulta da espessura média da fratura,  $w_f$ , e do modelo reológico do fluido. Para um fluido newtoniano, o escoamento na fratura é representado pela Equação 2.24:

$$\vec{q}_f = -\frac{w_f^2 A}{12\mu} \nabla p \quad 2.24$$

O termo  $q_l$  na Equação 2.21 representa a perda de fluido por unidade de tempo para o meio poroso de uma área  $A$ , exposta no tempo  $\tau$ . O efeito da filtração é representado pelo modelo de Carter (Devloo e Fernandes, 2001), e é dado pela Equação 2.25:

$$q_l = A \left( v_{sp} \delta(t - \tau) + \frac{C_L}{2\sqrt{\pi} \sqrt{t - \tau}} \right) \quad 2.25$$

em que  $v_{sp}$  é o volume de fluido transmitido para o meio poroso instantaneamente após exposição ao fluido contido na fratura e  $C_L$  é o coeficiente de filtração.

O comportamento do comprimento de uma asa da fratura  $L_f$ , gerada pela injeção de água acima da pressão de fratura, é dada pela Equação 2.26<sup>9</sup>:

$$L_f = \frac{q_w \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad 2.26$$

A Figura 2.8 apresenta o comportamento do comprimento da fratura em razão do tempo de injeção.

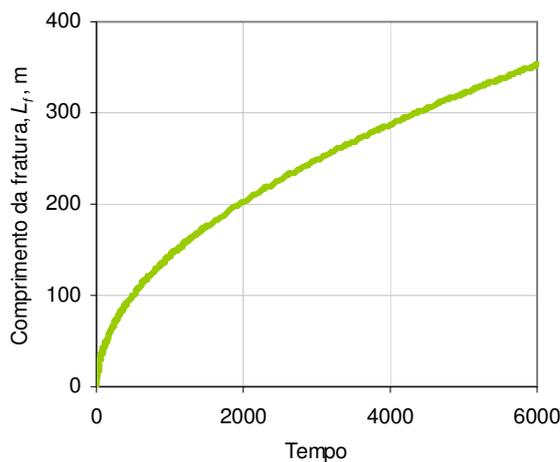


Figura 2.8 – Comportamento do comprimento da fratura.

<sup>9</sup> Nesta equação, o valor de  $q_w$  representa a vazão total de injeção.

#### 2.4.4 Fator de Dano de uma Fratura Hidráulica

Para fraturas geradas por injeção de água não se têm métodos para calcular o fator de dano devido à presença de uma fratura que cresce com o tempo. Os modelos geralmente são para comprimentos fixos de fratura (fraturamento hidráulico tradicional). Cinco-Ley e Samaniego (1981) calcularam o fator de dano devido à presença de uma fratura com um determinado comprimento  $L_f$ . O modelo baseia-se na condutividade adimensional da fratura,  $F_{DC}$ , definido pela Equação 2.27:

$$F_{DC} = \frac{k_f w}{k L_f} \quad 2.27$$

em que,  $k_f$  é a permeabilidade da fratura. Os autores apresentam uma função matemática entre  $F_{DC}$  e o fator de dano resultante  $s_f$  (Equação 2.28). A Figura 2.9 representa o comportamento da condutividade adimensional da fratura e o fator de dano resultante.

$$s_f + \ln \frac{L_f}{r_w} = -0.6751 \ln F_{DC} + 1.508 \quad 2.28$$

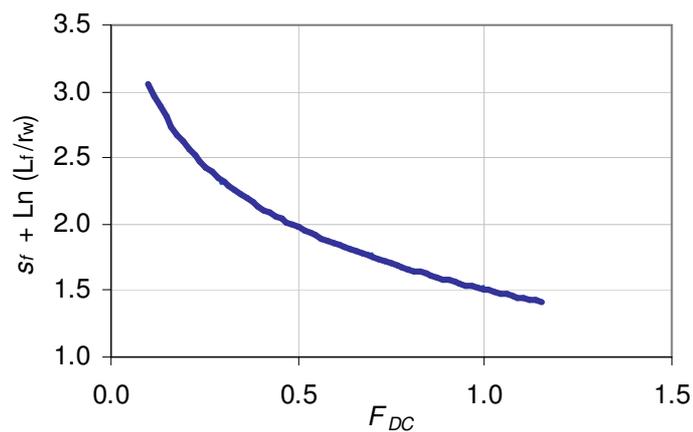


Figura 2.9 –  $s_f$  em razão de  $F_{DC}$  (Valkó e Economides, 1995).

#### **2.4.5 Fraturamento Hidráulico e Injeção Acima da Pressão de Fratura**

Mesmo que o fraturamento hidráulico e a injeção de água acima da pressão de fratura estejam governados pelos mesmos conceitos da mecânica de rochas e escoamento de fluidos em meios porosos, algumas diferenças importantes devem ser ressaltadas entre eles.

Fraturamento hidráulico, utilizado para estimulação de poços, é um processo com aproximadamente 100% de eficiência volumétrica, ou seja, o aumento de volume de fratura corresponde ao volume de fluido injetado, apresentando baixas perdas de fluido por filtração. De forma oposta, a injeção de água apresenta uma alta taxa de filtração, diminuindo a eficiência a valores próximos a 0.05% e a fratura abre-se em razão do incremento da pressão sobre suas paredes.

Outra diferença é o tempo de formação da fratura. Para fraturamento hidráulico, a injeção se dá rapidamente a altas vazões e a fratura se forma em poucas horas; para a injeção acima da pressão de fratura, o processo de crescimento da fratura leva meses ou até alguns anos para se completar.

#### **2.4.6 Simulação de Processos de Fraturamento Hidráulico**

Um software de simulação de processos de fraturamento hidráulico, que permite a análise da propagação da fratura, foi usado para estudar a injeção de água acima de fratura. O software, PROPAG<sup>10</sup>, é desenvolvido em elementos finitos e baseia-se no modelo matemático de fratura pseudo3d semi-analítico apresentado por Fernandes (1998), e adaptado para um modelo de fluido newtoniano de baixa viscosidade e de baixa eficiência de escoamento (Souza *et al.*, 2005a). As principais respostas obtidas são: pressão de fratura da formação, o comportamento do comprimento, penetração vertical e espessura da fratura em razão do tempo.

O PROPAG apresenta algumas limitações em relação ao índice de injetividade que deve ser usado. Assim, o índice de injetividade definido para o programa permanece fixo durante a

---

<sup>10</sup> O PROPAG é um programa desenvolvido pelo Laboratório de Mecânica Computacional, LABMEC, em parceria com a Petrobrás.

simulação e não é igual ao índice de injetividade calculado pelo simulador de escoamento, o qual é calculado a cada tempo. Outra limitação relaciona-se com o comportamento da pressão na área de drenagem do poço injetor. Durante um processo de injeção, a pressão média se incrementa e em certas circunstâncias varia com o tempo. O PROPAG assume uma pressão constante para o reservatório durante a simulação, em razão do que as pressões de propagação podem ser subestimadas.

#### **2.4.7 Módulo Geomecânico (STARS<sup>11</sup>)**

O simulador de escoamento, STARS, permite simular fraturas geradas por injeção de fluidos por meio do módulo de fratura dinâmica. Este módulo permite modelar a fratura em virtude da pressão de fratura ao longo de um plano de fratura, definido previamente e paralelo a algum eixo coordenado. Uma aproximação de escoamento combinado matriz-fratura é usada para calcular a transmissibilidade entre os blocos, em que a transmissibilidade total é a soma da transmissibilidade da matriz e da fratura. O modelo assume que a fratura está completamente ocupada pelo fluido de injeção durante o período de injeção. O modelo também não apresenta modelagem da filtração e do dano na parede da fratura. Isto é uma limitação à modelagem da fratura.

### **2.5 Índice de Injetividade de um Poço Horizontal**

A equação de influxo para um poço horizontal utilizada neste trabalho é uma forma simplificada (Aguilera *et al.*, 1991). Assume-se que o poço horizontal comporta-se como um poço vertical no qual o comprimento horizontal  $L_h$  representa a dimensão vertical. Assim, para um poço horizontal paralelo à direção  $j$  e com uma região de dano, o índice de injetividade,  $II_h$ , é dado pela Equação 2.29, e o raio efetivo,  $r_e$ , para um poço horizontal, é dado pela Equação 2.30.

---

<sup>11</sup> Do Inglês: *Steam, Thermal, and Advance Processes Reservoir Simulator*. Simulador de escoamento de processos térmicos e avançados, versão 2004.12.

$$H_h = \frac{2\pi L_h \sqrt{k_x k_z}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad 2.29$$

$$r_e = 0.28 \frac{\left[ \Delta x^2 \left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}} + \Delta z^2 \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{4}}} \quad 2.30$$

## 2.6 Poço Horizontal Virtual

Neste trabalho, propõe-se o uso de um poço horizontal virtual que representa o comportamento da fratura em razão do espaço e do tempo. A Figura 2.10 apresenta um esquema do poço horizontal virtual.

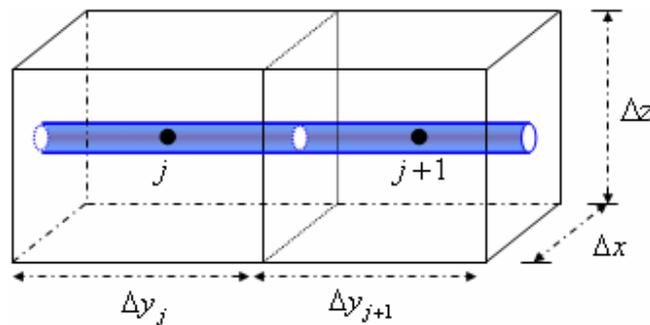


Figura 2.10 – Poço horizontal virtual.

O uso de um poço horizontal virtual para a representação da fratura surge da relação entre o comportamento da resposta de pressão de uma fratura hidráulica vertical ou horizontal e a resposta de pressão de um poço horizontal. Aguilera *et al.* (1991) e, mais tarde, Ogunsanya (2005) comentam que vários modelos analíticos têm sido propostos para obter soluções de pressão para poços horizontais, que são resultados de casos limites em que se pode considerar o poço horizontal. Assim, a solução para uma fratura vertical pode ser a resposta de um poço horizontal virtual quando se constata que a altura da fratura aproxima-se do raio do poço.

## Capítulo 3

### Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, realiza-se uma revisão bibliográfica dos principais aspectos da injeção de água e seu gerenciamento em campos de petróleo, focalizando a perda de injetividade. Apresentam-se alguns exemplos de campo onde a injeção de água acima da pressão de fratura foi utilizada como método para melhorar a injetividade. Finalmente, descrevem-se os aspectos geomecânicos da injeção de água e a modelagem de fraturas.

#### 3.1 Injeção de Água

Em engenharia de reservatórios, um reservatório é produzido por mecanismos naturais quando o fluido é deslocado aos poços pela energia oriunda da expansão do óleo, da expansão do gás em solução, da expansão da capa de gás ou, ainda, por influxo de água de um aquífero (Willhite, 1986). A produção natural de petróleo é conhecida como produção primária e geralmente, neste estágio, consegue-se produzir entre 5 – 25% do petróleo originalmente presente no reservatório.

Quando a energia do reservatório não é suficiente para manter uma vazão economicamente viável, ou quando se deseja aumentar a velocidade e o fator de recuperação, devem ser introduzidos programas de recuperação de petróleo adicionais. Neste sentido, pode-se dizer que a injeção de água atua sobre a energia do reservatório mantendo ou aumentando a pressão pela introdução de um fluido no meio poroso (Rosa *et al.*, 2006). No mundo, a injeção de água é um dos principais métodos de recuperação de petróleo e é parte essencial de muitos planos de

desenvolvimento de campos petrolíferos. Com este método consegue-se elevar a recuperação final de óleo a valores que oscilam entre 15 – 60%.

Singh e Kiel (1982) comentam que a injeção de água tem basicamente dois objetivos: o primeiro é a manutenção da pressão do reservatório acima da pressão de bolha, e o segundo, deslocar o óleo que está no meio poroso até os poços produtores, aumentando a recuperação da jazida. Os autores apontam que a principal diferença entre os dois objetivos é a pressão existente no reservatório no momento de início das operações de injeção de água, mas as duas operações devem incrementar a recuperação final do reservatório.

As principais variáveis que têm relação com injeção de água são descritas por Singh *et al.* (1982) e podem ser resumidas em:

- Geológicas: aquelas que têm relação com as propriedades petrofísicas da formação, sua distribuição no espaço e geometria do reservatório,
- Fluidos: tem relação com a viscosidade da água e do petróleo e o comportamento fluido-rocha (permeabilidade relativa),
- Técnicas: as quais estão relacionadas com a pressão de injeção, localização dos poços, qualidade da água, sendo a qualidade da água e a pressão de injeção os principais fatores que influem na vazão de injeção,
- Econômicas: como preço do óleo, taxas, impostos e custos de processamento da água para descarte ou injeção.

Segundo Willhite (1986), as variáveis geológicas estão relacionadas com a determinação da configuração geométrica do reservatório, estruturas estratigráficas e propriedades petrofísicas das formações. A correta localização de estruturas, como falhas, barreiras de permeabilidade (argila) e/ou se o reservatório é naturalmente fraturado, determina a localização dos poços e a estratégia de injeção de água que deve ser utilizada. Uma adequada caracterização das propriedades petrofísicas ajuda determinar as zonas onde a água vai ser injetada e as condições operacionais dos poços de injeção. Ali *et al.* (1994) comentam que, no campo Valhall, as taxas de injeção foram determinadas pelas características petrofísicas da estrutura do reservatório, pois o campo apresentava baixas permeabilidades no topo da estrutura, impedindo taxas econômicas de injeção.

Dentro das variáveis geológicas, a permeabilidade do reservatório é de capital importância porque controla a vazão de injeção que pode ser mantida para uma pressão específica no fundo do poço. A eficiência vertical decorre das variações na permeabilidade das camadas dentro do reservatório.

As heterogeneidades presentes no reservatório também são importantes no processo decisório de alocação dos poços de injeção de água e estão relacionadas com a eficiência areal. Singh e Kiel (1982) comentam que tendências de permeabilidade direcional num estrato podem gerar logo irrupções de água, se os poços não forem corretamente alinhados, sendo também válido quando se tem presença de fraturas naturais, gerando canalização da água de injeção, se os esquemas de injeção não forem cuidadosamente orientados.

Smith (1966) explica que a eficiência areal pode ficar comprometida com a presença de fraturas geradas quando a pressão de injeção atinge a pressão de fratura da formação. O autor comenta que os primeiros estudos da influência da presença de fraturas induzidas pela injeção de água acima da pressão de fratura na eficiência de varrido do reservatório foram feitos por Crawford e Collins. Os autores estudaram o efeito de uma fratura vertical num arranjo do tipo linha direta. Verificaram que quando a fratura se prolonga na direção do poço produtor, a eficiência areal de varredura pode variar desde zero, quando a fratura se espalha por toda sua extensão entre os poços, até um valor de eficiência alto, correspondente a um comprimento de fratura não é muito apreciável. A direção da fratura também foi investigada: quando esta não está na direção do poço produtor, a eficiência de varredura não é afetada, e, no instante da erupção, a eficiência é incrementada em relação aos modelos sem fratura.

De forma semelhante, Smith (1966) reporta que Dyes *et al.* (1958) estudaram um sistema de injeção de cinco pontos, com diferentes razões de mobilidade, variando entre 0,30 e 3,0. Dois arranjos de injeção foram pesquisados. Num deles, a fratura encontrava-se na direção do poço produtor e, no outro, a fratura encontrava-se a 45° da direção do poço injetor/produzidor. Os autores comparam o desempenho do modelo sem fratura com o modelo com fratura no caso em que a fratura encontrava-se a 45° da direção injetor/produzidor, verificando que a eficiência de varredura não havia sido prejudicada. Na situação em que a fratura se encontrava na direção ao poço

produtor, o comprimento da fratura afetou a eficiência de varredura, sendo necessária injeção de muitos volumes porosos para atingir uma eficiência equivalente às eficiências obtidas sem a presença da fratura. Os autores também pesquisaram o efeito da razão de mobilidade. O valor da fratura foi fixado num valor equivalente à metade da distância entre o poço injetor e o produtor e a mobilidade foi variada, observando-se o efeito adverso de mobilidades maiores que a unidade com a presença de uma fratura.

As variáveis técnicas estão relacionadas com a disposição dos poços injetores e produtores no campo, com a pressão de injeção e com as características dos fluidos. Num esquema de injeção/produção, a pressão de operação dos poços de injeção está determinada pela pressão de fratura da formação. Esta condição de operação é empregada comumente graças ao desconhecimento do comportamento das fraturas induzidas e aos efeitos na eficiência de varredura e na possível comunicação de aquíferos com o reservatório. Desta forma, o máximo  $\Delta p$  entre um poço injetor e um produtor é dado pela diferença entre a pressão de fratura e a pressão mínima dos poços produtores, o que geralmente se define como a pressão de bolha do fluido.

Igualmente Smith (1966) explica que as principais propriedades dos fluidos, envolvidos na injeção de água, são as viscosidades da água e do óleo. Estas propriedades estão relacionadas através da razão de mobilidades,  $M$  (Equação 2.8), e têm uma forte relação com a eficiência de varredura. Para valores de  $M > 1$ , o deslocamento do óleo pela água é menos eficiente, indicando que há uma baixa recuperação de óleo a um valor determinado de  $RAO$ , requerendo um incremento dos volumes a serem injetados para lograr a recuperação desejada. De outro lado, para valores de  $M \leq 1$ , o deslocamento do óleo é mais eficiente (deslocamento tipo pistão). A relação entre o índice de injetividade e a razão de mobilidade é importante porque para valores de  $M > 1$  observam-se incrementos na injetividade e para valores  $M \leq 1$  diminuição da injetividade (Equação 2.11).

Do ponto de vista econômico, a injeção de água é fundamental no desenvolvimento de reservatórios de petróleo. Especificamente, para campos marítimos, os custos de injeção de água são altos, com apertadas margens econômicas, e o tempo de desenvolvimento e produção

menores do que campos terrestres. Todos estes fatores implicam que o planejamento de projetos de injeção de água seja de muita importância em relação aos aspectos técnicos, como localização dos poços, eficiência de deslocamento, suporte de pressão, e também em relação ao aspecto econômico quanto a níveis aceitáveis de risco.

A importância da injeção de água, do ponto de vista econômico, surge do ganho adicional obtido. Este ganho é definido por Palson *et al.* (2003) como o “valor da injeção de água”. Segundo os autores, o valor da injeção de água consiste na diferença entre ganho obtido quando se injeta água no reservatório e o ganho obtido quando não injeta água. Os autores apresentam uma metodologia para maximizar o valor da injeção de água, integrando elementos econômicos e técnicos. A metodologia foi utilizada para determinar que tipo de água injetar num reservatório no Mar do Norte.

Um aspecto importante da injeção de água está relacionado com o gerenciamento da água. Atualmente em campos maduros têm se incrementado consideravelmente os volumes de água produzida. Segundo Souza *et al.* (2005b) as empresas de petróleo no Brasil manejam ao redor de três milhões de barris de água por dia, incluindo água de produção, injeção e reinjeção. O manejo adequado destes volumes de água nos próximos anos é um dos objetivos principais destas companhias nas quais os fatores ambientais têm se tornado uma variável importante na hora de definir estratégias para o manejo da água num campo de petróleo marítimo com condições operacionais limitadas.

### **3.1.1 Outras Aplicações da Injeção de Água.**

Furtado *et al.* (2005) comentam que a injeção de água é utilizada como método de descarte de água de produção. Os autores citam que o incremento dos volumes de água que companhias de petróleo precisam manejar atualmente tem conduzido à pesquisa de diferentes alternativas para o descarte da água de produção. Este fenômeno pode ser visto especialmente em campos maduros.

Por exemplo, Noirot *et al.* (2003) apresentam a aplicação da injeção de água como método de descarte da água. Num campo maduro no Omã, no qual as vazões de produção de água

ascendem aos  $2 \times 10^5 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ , a água é reinjetada num aquífero em baixo do reservatório. Para manter as altas vazões de injeção é utilizada a injeção de água acima da pressão de fratura e assim, evitar tratamentos da água de descarte.

### 3.2 Perda de Injetividade

Segundo Sharma *et al.* (2000), a perda de injetividade na indústria do petróleo, é um dos principais problemas por seu impacto econômico. Além do anterior, a perda de injetividade torna-se complexa em operações marítimas por diversas circunstâncias, como os espaços reduzidos das plataformas, o custo deste tipo de operações (plantas de processamento e filtração de água) e as condições ambientais presentes.

A redução na injetividade está relacionada com o tipo e qualidade da água usada para injeção. Em campos terrestres as diferentes fontes de água são rios, lagoas ou água de produção e, no caso de campos marítimos, as fontes de água são: água do mar, água proveniente de um aquífero e água de produção. Palsson *et al.* (2003) apresentam as principais vantagens e desvantagens de cada um dos tipos de água de injeção para campos marítimos. A Tabela 3.1 apresenta um resumo das características acima comentadas.

Tabela 3.1 – Vantagens e Desvantagens da água de injeção (Palsson *et al.*, 2003).

Fonte de Água	Vantagens	Desvantagens
Água de mar	Relativamente limpa, fria (5 – 15 °C)*	Incompatível com a água de formação (incrustações). Água de produção requer tratamento.
Água de aquífero	Água limpa, moderadamente fria (27°C)*, compatível com a água de formação.	Altos custos de produção. Disponibilidade da água é requerida.
Água de aquífero + água de produção	Moderadamente quente (30–60°C)** , viscosidade baixa. Minimiza o custo de tratamento e o volume de água para disposição.	Alto conteúdo de sólidos, tamponamento de meio poroso, conservação do sistema de injeção.

\* Pode causar fraturamento térmico no reservatório. Deve-se analisar com detalhe, porque sem fratura, aumenta a viscosidade reduzindo a injetividade e melhorando a razão de mobilidades.

\*\* Neste caso acontece o efeito contrario, aumentando a injetividade e a razão de mobilidades, prejudicando a eficiência de varredura.

Oort *et al.* (1992) descrevem os diferentes tipos de partículas contidos na água: partículas sólidas provenientes da formação e da água do mar (areia e argila), gotas de óleo provenientes da produção (fase dispersa), de bactérias e algas microscópicas (água de mar), sais em solução, carbonatos, sulfatos insolúveis e compostos de ferro produto da corrosão que, em condições físico-químicas apropriadas, precipitam-se, entupindo a formação.

Diferentes critérios de qualidade de água estão bem estabelecidos na indústria do petróleo, como a tendência da água à formação de incrustações, corrosão e conteúdo de bactérias. Em contraste, critérios em relação ao conteúdo de material em suspensão ainda estão em estudo. Os parâmetros de qualidade estão relacionados com aspectos físicos, químicos e biológicos. O controle físico faz referência ao controle dos materiais sólidos em suspensão, seja de origem mineral, seja orgânica, responsáveis pelo tamponamento do meio poroso. O tratamento preventivo consiste na filtração da água, o que é feito com filtros de leito misto ou filtros de cartucho. O controle químico está relacionado com a análise dos sais e gases dissolvidos e com as condições nas quais podem se precipitar no meio poroso ou no sistema de injeção. O controle biológico é feito com biocidas para evitar a formação de colônias de bactérias no meio poroso.

Em razão da importância da perda de injetividade, diferentes modelos analíticos e de laboratório têm sido propostos para o estudo do fenômeno. Tais modelos trabalham com funções empíricas ou semi-empíricas. Estes modelos matemáticos são importantes para conhecer o desempenho de um poço injetor em virtude da qualidade da água e para o desenho das plantas de tratamento de água.

Oort *et al.* (1993) desenvolveram um modelo para prever o dano causado por formação de reboco no interior de um poço de injeção de água. No modelo proposto pelos autores, o dano à formação pode ser calculado de forma semi-empírica, usando testes de laboratório para o cálculo das constantes do modelo. O modelo permite fazer estimativas da vida média dos poços injetores.

Sharma *et al.* (2000) apresentam um estudo de um caso no Golfo de México, em que poços indicavam uma rápida queda na taxa de injeção de água. Os poços tiveram acidificações periódicas durante dois anos. No contexto de campo marítimo, a injeção de água mais limpa pode

melhorar a injetividade, mas o custo é elevado. Os autores desenvolvem um modelo de perda de injetividade para avaliar o impacto dos diferentes parâmetros do processo: tamanho de partículas, concentração, vazão de injeção. O modelo foi usado para avaliar a relação econômica entre estimulações periódicas e custos de instalação de uma planta de tratamento de água para cumprir os parâmetros de qualidade de água, em que a opção de injeção acima da pressão de fratura não era factível no campo. Os resultados das simulações mostram a utilidade do uso dos modelos de perda de injetividade na obtenção dos parâmetros ótimos de injeção de água. Os autores concluem que poços fraturados apresentam uma vida útil (sem perda de injetividade) maior do que poços sem fraturas.

Bedrikovetsky *et al.* (2001b) apresentam um modelo matemático com duas funções empíricas (coeficiente de filtração em face da concentração de partículas depositadas e velocidade, e dano de formação em face da concentração de partículas depositadas). Com este modelo matemático é possível determinar com base em dados de laboratório a informação necessária para prever a perda de injetividade.

Um aspecto importante da perda de injetividade é que as diferentes soluções que existem para evitá-la não são econômicas e nem sempre simples de implantar em sistemas de produção marítimos. Assim, o primeiro passo para evitar a perda de injetividade é a avaliação do grau de dano de um tipo particular de partículas, ou seja, a caracterização da água de injeção e o impacto da sua própria injeção. Palsson *et al.* (2003) mediante uma árvore de decisão, Figura 3.1, apresenta as possíveis soluções para a perda de injetividade, as quais podem ser resumidas basicamente em três cenários.

O primeiro cenário é aceitar a perda de injetividade nos poços injetores e perfurar novos poços em razão da demanda de produção do campo (Figura 3.1(a)). Esta opção envolve tipicamente poços de baixo custo e o desenho dos novos poços é baseado na experiência prévia. O segundo cenário é a estimulação periódica do poço que apresenta perda de injetividade, restaurando o índice de injetividade do poço (Figura 3.1(b)). Neste caso, devem ser respondidas perguntas, como: tipo de intervenção e frequência de aplicação no poço. O período de aplicação depende do grau de queda na injetividade, das condições técnicas e econômicas. Dentro do

conjunto de intervenções que podem ser realizadas são mencionadas: *backflow*<sup>12</sup>, fraturamento hidráulico ou ácido, lavagem ácida para a remoção do reboco na parte interna do poço, injeção de ácido, solvente ou outro tipo de produto químico. Estes dois últimos cenários influem diretamente nos custos operacionais do projeto (*OPEX*).

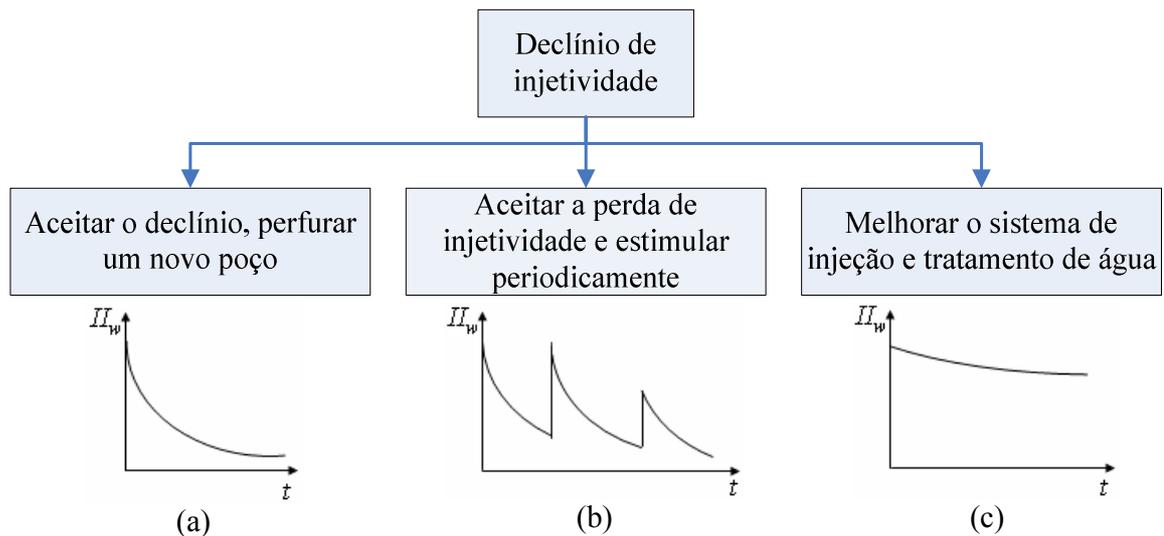


Figura 3.1 – Árvore de decisão para afrontar a perda de injetividade (Palsson et al., 2003).

Finalmente, o terceiro cenário é o aprimoramento da eficiência operacional do sistema de injeção desde o início do projeto, o qual incrementa o *CAPEX* (investimento), mas, por outro lado, diminui o risco de perda de injetividade durante o tempo de vida do poço injetor (Figura 3.1(c)). A eficiência pode ser incrementada melhorando o sistema de filtração da água, eliminando o oxigênio, compostos corrosivos e as bactérias da água.

O último cenário descrito é crítico em campos marítimos onde o espaço é limitado e nem sempre é possível a instalação de sistemas complexos de processamento de água para injeção. Souza et al. (2005b) comparam diferentes cenários com estimulações periódicas (cada cinco anos) nos poços com perda de injetividade e injeção de água com fratura. Nos resultados apresentados, as intervenções periódicas fizeram que o valor presente líquido (*VPL*) dos cenários com perda de injetividade ficasse negativo para todos os casos, obtendo um valor positivo no

<sup>12</sup> O termo em inglês *backflow* faz referência a um escoamento reverso para limpar o poço das partículas na sua região interna.

*VPL* para o cenário com injeção acima da pressão de fratura. Concluíram, ainda, que se os poços forem localizados corretamente, a injeção com fratura sempre será a melhor opção como *VPL*.

A modelagem da perda de injetividade em simuladores comerciais é pouco comentada na literatura e, nos casos práticos citados, as possíveis variações na vazão de injeção de água são modeladas multiplicando-se o índice de injetividade por algum fator de ajuste. Mais comuns são os modelos analíticos e testes de laboratório, apresentando a perda de injetividade em consequência da qualidade da água, indicando diferentes metodologias para o cálculo de parâmetros dos modelos analíticos.

Altoé *et al.* (2004) estudam o efeito combinado da injeção de partículas em suspensão e a variação total da mobilidade óleo/água na injetividade do poço. Estudos anteriores não levam em consideração a variação da mobilidade. Este modelo é usado em dois poços da bacia de Campos para determinar os parâmetros do dano com variação da mobilidade e sem tal variação. Os resultados apresentam diferenças importantes no caso de reservatórios com óleos pesados.

Moghadasi *et al.* (2004) apresentam dados de perda de injetividade no campo Siri no Irã. Os autores reportam-se ao fato de que a vazão de injeção caiu de 1460 até 350 m<sup>3</sup>·dia<sup>-1</sup> num período de seis anos. A principal causa foi formação de incrustações ao redor dos poços injetores por incompatibilidade entre as águas de injeção e da formação. Os autores apresentam os resultados de um estudo experimental e teórico da redução da permeabilidade do meio poroso, causado por depósito de incrustações.

Souza *et al.* (2005a) modelaram a perda de injetividade diminuindo a vazão de injeção para o tempo de simulação. Neste estudo não se apresenta uma análise detalhada do comportamento da pressão do fundo do poço e do efeito da malha de simulação. Os autores também estudaram o efeito no declínio na injetividade no fator de recuperação, comparando diferentes cenários de declínio na injetividade e mostraram que o fator de recuperação é menor na medida em que a perda de injetividade é maior.

### 3.3 Geomecânica e Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura.

Segundo Rewis (1999), a importância da geomecânica é bem conhecida na indústria do petróleo porque está relacionada com alguma das seguintes situações encontradas comumente em campo:

- Perfuração: perdas de circulação de fluido e estabilidade dos poços,
- Estimulação,
- Ambientais: subsidência, disposição de água e armazenamento de água,
- Engenharia de reservatórios: compactação, injeção de água acima da pressão de fratura, recuperação térmica e reservatórios naturalmente fraturados.

A geomecânica está relacionada com a determinação das tensões e as deformações do reservatório pela produção/injeção de fluidos. A injeção de água faz com que a tensão efetiva ( $\sigma'$ ) diminua, deslocando no diagrama de Mohr-Coulomb, a curva de tensão efetiva até a região de fratura (Osório *et al.*, 1999). Também a formação de fraturas induzidas pela injeção de água tem outro mecanismo devido às tensões térmicas. Estas tensões são originadas pela diferença de temperatura entre os fluidos injetados e a temperatura da formação. O esfriamento da região ao redor do poço induz uma contração da rocha e diminuição da tensão horizontal, causando o fraturamento da formação.

Os primeiros autores interessados neste fenômeno foram Perkins e Gonzalez (1985). Os autores comentam que, quando a temperatura da água de injeção é menor em relação à temperatura do reservatório, a rocha ao redor do poço é esfriada. Esta condição de temperatura gera a redução da tensão horizontal, causando fraturas hidráulicas em pressões de injeção menores que as esperadas pelo operador. Os autores desenvolvem um modelo numérico para calcular a mudança das tensões horizontais quando se tem injeção de água, considerando-se as tensões térmicas que podem resultar de áreas frias em reservatórios com injeção de água. Este mecanismo de formação de fraturas foi reportado por Ovens *et al.* (1998) no Mar do Norte.

A fratura pode ter um impacto significativo na produtividade do reservatório; um crescimento ilimitado da fratura pode ter conseqüências indesejáveis tais como, a distorção da

frente de água, baixas eficiências de varrido e tempos de erupção prematuros. Além disso, um crescimento vertical ilimitado pode pôr em contacto zonas de água com formações portadoras de hidrocarbonetos (Gadde e Sharma, 2001).

Nem sempre, contudo, a alteração do estado geomecânico e a presença de fraturas geram problemas de eficiência. Segundo Teufel e Rhett (1992), alterações no estado de tensões do campo marítimo de Ekofisk, no Mar do Norte, em razão da injeção de água, produziram um impacto positivo no desempenho do reservatório. O aumento das fraturas induzidas no reservatório aumentou a área exposta, induzindo um aumento das vazões de imbibição na matriz e a permeabilidade direcional no reservatório.

No trabalho de Souza *et al.* (2005a), os autores concluem que o conhecimento da geomecânica do reservatório é um fator importante na seleção dos poços, nos esquemas de injeção e espaçamento entre poços para que a injeção de água acima da pressão de fratura seja completamente otimizada.

### **3.4 Simulação de Fraturas**

A adequada representação de uma fratura num simulador de reservatórios é importante para varias áreas da engenharia de reservatórios, como: injeção de água acima da pressão de fratura, estimulação de poços de injeção/produção, injeção de vapor e disposição final de água de produção (Ji *et al.*, 2004). Geralmente, a modelagem é complexa porque envolve grande número de variáveis, tempo computacional e complexos modelos matemáticos e numéricos. Além disto, a natureza dinâmica da fratura induz que a modelagem leve em conta esta característica, obrigando que os modelos representem adequadamente a variação das propriedades geométricas e de escoamento da fratura com o tempo, produzindo modelos de simulação totalmente acoplados, representando de forma mais real o fenômeno.

A literatura reporta-se basicamente a três métodos amplamente usados para a simulação de fraturas, seja em poços produtores ou injetores, seja em poços verticais ou horizontais (Wan, 1999):

- Malhas refinadas. A fratura é representada por blocos finos, de espessura da ordem dos centímetros, com valores de permeabilidade alta e de baixas porosidades. A simulação utilizando esta aproximação envolve o fato que blocos pequenos geram instabilidade numérica.
- Modificação de transmissibilidade. Uso de multiplicadores entre os blocos de simulação que contém a fratura.
- Modificação do raio efetivo do poço ou o índice de poço.

Nghiem (1983) representou de forma numérica fraturas de condutividade infinita em simuladores de escoamento. O método consiste inicialmente na definição do conceito fonte em simulação de reservatórios e no uso deste conceito para calcular o escoamento de fratura do reservatório (ou vice-versa), usando as pressões e as propriedades dos blocos ao redor da fratura. A representação da fratura consiste no uso de um conjunto de linhas fontes. Algumas das suposições do método são: escoamento linear na fratura, escoamento elíptico no reservatório e efeito do dano na fratura. No caso de fraturas que têm capacidade limitada de escoamento, Nghiem (1983) sugere que estas podem ser simuladas com linhas de blocos de simulação com espessuras pequenas, altas permeabilidades e porosidades representando o interior das fraturas. Os resultados do modelo de fratura foram comparados com modelos analíticos, apresentando bons ajustes entre as respostas.

Rewis (1999) pesquisou o controle das fraturas geradas pela injeção de água para aperfeiçoar a injeção de água e a eficiência de varredura. Para tal fim, o autor desenvolve um simulador de escoamento, acoplado as equações de escoamento, geomecânicas e térmicas. As respostas obtidas do simulador são a evolução e distribuição das tensões no reservatório durante a injeção de água. O autor deduziu que a injeção de água acima da pressão de fratura acelera a recuperação sempre que o esquema de injeção seja cuidadosamente desenhado. Concluiu, ainda, que a reorientação das tensões, em razão das tensões térmicas, é resultado da diferença de temperatura da água de injeção e a temperatura do reservatório.

Lefevre *et al.* (1993) comentam que para propósitos de modelagem, o modelo de fratura não necessariamente deve representar o comportamento do escoamento em regime transiente na

fratura e sim o comportamento para longos períodos de tempo. Os autores fazem uma crítica ao método proposto por Nghiem (1983) em relação à distribuição de pressão nas vizinhanças da fratura, a qual não é controlada. Sugerem igualmente que a transmissibilidade entre os blocos de simulação deve também ser modificada no modelo proposto por Nghiem (1983).

Ali *et al.* (1994) usam o conceito de raio efetivo do poço para modelar a fratura induzida pela injeção de água. Assim, os efeitos da fratura no poço foram estudados e, com a ajuda de um segundo modelo numérico, o efeito da orientação e comprimento da fratura também foi estudado.

Gadde e Sharma (2001) acoplam um modelo de poço que prediz o comportamento de uma fratura dinâmica gerada por injeção de água e um simulador de escoamento. O modelo considera as tensões térmicas e tamponamento das paredes internas da fratura. Os autores concluem que, para estudar os efeitos da presença de fraturas no reservatório, estas devem ser modeladas de forma dinâmica. A aproximação à modelagem da fratura no trabalho de Gadde e Sharma (2001) é feita definindo-se um eixo de propagação preferencial, tomando-se a espessura dos blocos da malha que contém a fratura, com dimensões pequenas.

Noirot *et al.* (2003) usam um simulador para estudar o impacto das fraturas num reservatório de baixa permeabilidade ( $k < 100$  mD), com fluido viscoso ( $\mu > 100$  cP), com vazões de produção da ordem  $300 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$  e com um fator de recuperação baixo ( $\sim 6\%$ ). Para predizer o comportamento da fratura e seus efeitos, diferentes aspectos mecânicos da rocha foram introduzidos ao simulador. Neste trabalho, a orientação das fraturas naturais são as principais incertezas. A aplicação do simulador acoplado permite quantificar o impacto das fraturas no projeto de injeção.

Outra aproximação para a modelagem de fraturas são os multiplicadores de transmissibilidade. Ji *et al.* (2004) apresentam quatro formulações para representar fraturas dinâmicas em um simulador, as quais calculam a transmissibilidade entre dois blocos fraturados. As formulações apresentadas consideram a influência entre a fratura dinâmica e escoamento de fluidos no reservatório e tratam a fratura como uma parte do reservatório de alta permeabilidade, e são introduzidas em um simulador tipo *Black-oil*. Dentro da discussão dos resultados, sugerem

uma apropriada estratégia de malha para evitar saltos quando a fratura se propaga dos blocos pequenos aos blocos grandes. Blocos de simulação pequenos junto com pequenos passos de tempo devem ser usados para assegurar a estabilidade da solução, só que o tempo computacional se incrementa.

Van de Hoek (2004) usa simulação por linhas de fluxo<sup>13</sup> em dois padrões de injeção (de cinco e nove pontos), em que o comprimento, orientação das fraturas e a razão de mobilidades foram alterados. O autor conclui que fraturas induziram uma recuperação de óleo adicional, inclusive nos casos nos quais as fraturas são longas. O autor demonstra que, por causa do padrão de injeção, da orientação da fratura e da qualidade da água de injeção, há uma largura de fratura ótima que maximiza a recuperação de óleo para um padrão de injeção dado.

A modelagem da fratura no trabalho de Souza *et al.* (2005a) é feita usando-se uma malha refinada na direção de crescimento da fratura. A espessura do bloco de simulação que contém a fratura é de 0.125 m. A modificação da transmissibilidade entre os blocos de simulação é feita de acordo com os resultados do comportamento da fratura em face do tempo. O modelo é usado para estudar o impacto da fratura no fator de recuperação e eficiência de varredura.

### **3.4.1 Índice de Injetividade em Poços não Convencionais.**

As técnicas de fraturamento hidráulico na indústria do petróleo têm sido utilizadas amplamente para o incremento da produção de óleo, especialmente em reservatórios com baixa permeabilidade para melhorar as condições de escoamento dos fluidos produzidos. Da mesma forma, a injeção de água acima da pressão de fratura está se tornando uma alternativa para evitar perda de injetividade e melhorar a recuperação de óleo.

As duas situações descritas levam a que a simulação de reservatórios considere a presença de fraturas ao redor dos poços de injeção ou de produção. Atualmente, faz-se referência aos poços não-convencionais, os quais são caracterizados pela presença de fraturas (simples ou

---

<sup>13</sup> Do inglês *streamlines*. Embora a tradução na seja a mais correta, usa-se linha de fluxo por ser o nome utilizado atualmente nos simuladores comerciais no Brasil.

múltiplas) e poços horizontais, que também podem ser fraturados. Para esta situação de poços não convencionais, faz-se necessário calcular o valor do índice de poço, dado que os simuladores convencionais apresentam aproximações fundamentadas na teoria de Peaceman (1978b) que geralmente é calculado automaticamente pelos simuladores em consequência dos parâmetros geométricos do bloco de simulação. No caso de poços não-convencionais, o valor deve ser calculado e introduzido pelo usuário.

A importância do índice de poço consiste em que, de seu valor, dependem as respostas de pressão e de vazão dos poços. Wan (1999) desenvolve um método para o cálculo do índice de poço para poços horizontais hidráulicamente fraturados. Uma solução analítica 3D para poços horizontais com múltiplas fraturas é obtida aplicando-se a análise de Fourier a uma solução analítica 2D para obter o comportamento da pressão no poço. Esta solução é usada em conjunto com a pressão obtida numericamente do simulador para chegar-se ao índice de poço correto. Os resultados do trabalho demonstram a necessidade do cálculo correto do índice de poço.

A aplicação de métodos para a modelagem de fraturas em poços horizontais tem sido também estudada. Hayat (2001) apresenta um modelo de acoplamento entre um programa para modelar poços horizontais interceptados por fraturas com um programa que modela poços não convencionais ( $NCW^{14}$ ).

### **3.4.2 Índice de Injetividade de Poços Horizontais.**

O cálculo do índice de produtividade ou injetividade de poços horizontais tem sido amplamente estudado. O modelo para o cálculo do índice de produtividade/injetividade de um poço horizontal, reportado tradicionalmente na literatura, é o modelo Babu e Odeh (Aguilera *et al.*, 1991). A forma mais simples para calcular o índice de injetividade de um poço horizontal, contudo, é imaginá-lo como um poço vertical girado de  $90^\circ$  e considerar as mesmas suposições do poço vertical: escoamento monofásico de um fluido levemente compressível, reservatório homogêneo com espessura constante, desprezando efeitos capilares e gravitacionais, com escoamento uniforme ao longo de todo o poço.

---

<sup>14</sup> Das siglas do inglês: *Non-conventional wells*

### 3.5 Casos de Campo com Fraturas Geradas Pela Injeção de Água

Casos de injeção de água acima da pressão de fratura, reportados na literatura, apresentam-se em situações nas quais não se tem uma boa injetividade no reservatório dada a perda de injetividade ou a presença de formações de baixa permeabilidade<sup>15</sup>. Os principais campos com este tipo de injeção se localizam no Mar do Norte, no Golfo do México e no Alaska. É importante ressaltar que, em alguns casos de campo, ocorre injeção de água acima da pressão de fratura sem que o operador do campo perceba esta condição, apresentando-se problemas na eficiência de varrido que não eram esperados. (Noirot *et al.*, 2003).

Ovens *et al.* (1998) reportam resultados do campo Dan, na Dinamarca, Mar do Norte. Neste campo, que apresenta baixa permeabilidade na matriz (~2.0 mD), foi implementada injeção de água acima da pressão de fratura. Os testes pilotos indicavam a melhoria da injetividade no reservatório. Assim, a criação de fraturas desempenhava um papel importante na viabilidade do projeto. Da mesma forma, para minimizar os riscos envolvidos pela presença de fraturas, monitoramentos contínuos das fraturas foram feitos, usando-se traçadores radioativos, testes de pressão, registros de temperatura.

Ali *et al.* (2004) reportam o caso do campo Valhall, na Noruega. A formação Hod apresentava baixas permeabilidades, da ordem dos 5.0 mD, dificultando a injeção de água a vazões economicamente viáveis. Injeção acima da pressão de fratura foi o mecanismo pelo qual a injetividade da formação foi incrementada. Os autores apresentam os diferentes resultados das observações de campo e, nas conclusões, ressaltam a importância do comprimento total da fratura para não comprometer a eficiência de varredura, e a influência das fraturas naturais no desempenho da injeção de água.

No caso do Brasil, Souza *et al.* (2005a) esclarecem que alguns poços em campos terrestres estão injetando água por meio de fraturas. Um teste piloto, segundo os autores, seria executado num campo marítimo com a idéia de estender o método a vários campos de águas profundas.

---

<sup>15</sup> Na literatura, o termo em inglês correspondente a formações de baixa permeabilidade é *tight formations*.

## **Capítulo 4**

### **Metodologia Proposta**

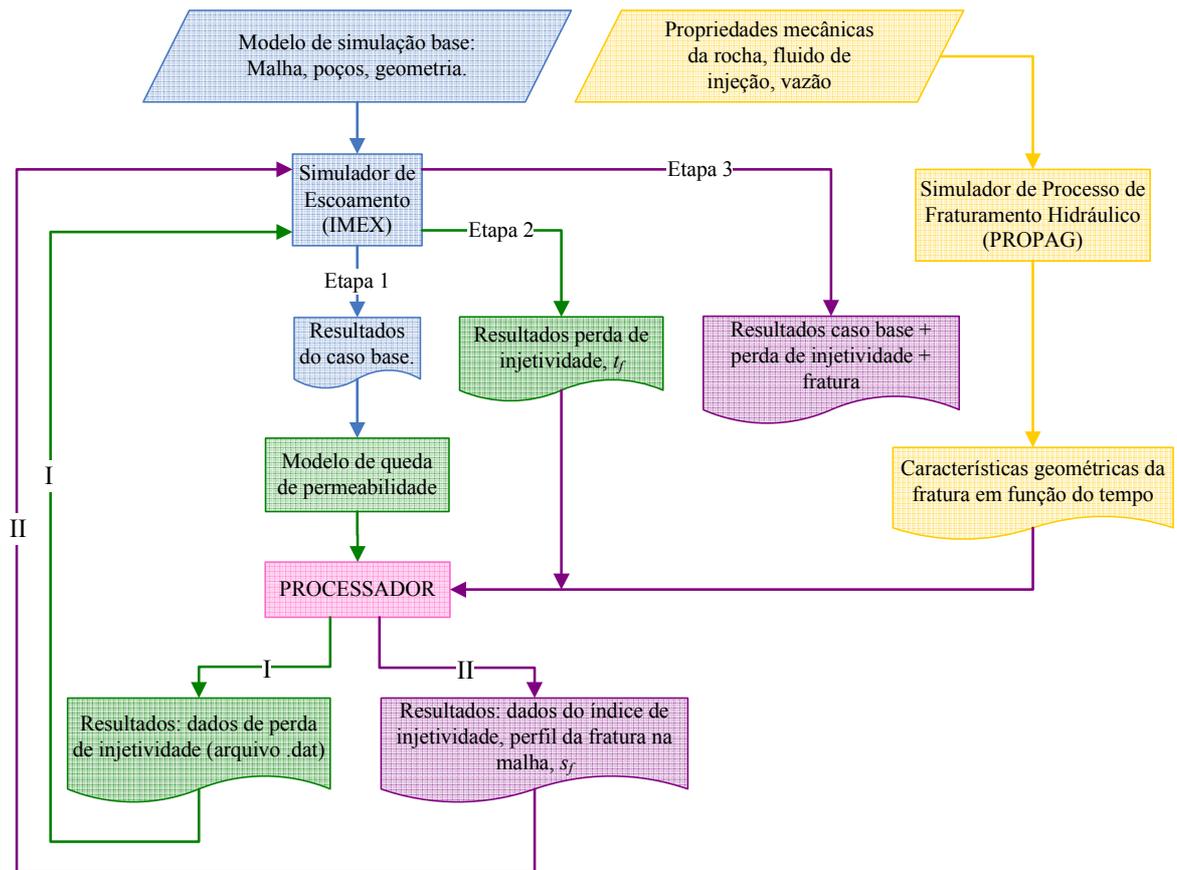
Neste trabalho, propõe-se um modelo para representar a fratura criada pela injeção acima da pressão de fratura do reservatório. O modelo proposto usa um poço horizontal virtual para representar a fratura. Para estudar e avaliar o modelo proposto propõe-se uma metodologia de análise que é dividida em quatro etapas, apresentadas neste capítulo.

Na primeira etapa, estuda-se o modelo base de simulação; na segunda etapa, descreve-se a modelagem da perda de injetividade, passo intermediário para o desenvolvimento deste trabalho; na terceira etapa descreve-se o modelo de referência para a fratura (modificadores de transmissibilidade) e o modelo proposto do poço horizontal virtual, e comparam-se, então, os resultados destes dois últimos modelos. Finalmente, na quarta etapa, apresenta-se uma análise de diferentes aspectos relacionados com a modelagem do poço horizontal virtual, descrevendo a importância dos fatores geométricos, a aplicação e a confiabilidade do modelo. Para o desenvolvimento do presente trabalho, as informações sobre pressão de propagação e comprimento da fratura foram obtidas de um simulado de processos de fraturamento hidráulico, descrito previamente no Capítulo 3.

#### **4.1 Descrição Geral e Integração das Etapas**

A Figura 4.1 apresenta o diagrama de fluxo que relaciona as três primeiras etapas da metodologia proposta. Essencialmente, para a modelagem da fratura gerada por injeção de água

acima da pressão de fratura, requer-se informação obtida do simulador de escoamento IMEX<sup>16</sup> e do simulador de processos de fraturamento hidráulico PROPAG. Cada um dos simuladores citados gera informação que no transcurso de cada uma das etapas vai sendo utilizada no PROCESSADOR<sup>17</sup> para criar os diferentes arquivos de simulação.



— Etapa 1      — Etapa 2      — Etapa 3 (PROPAG)      — Etapa 3 (IMEX)

Figura 4.1 – Diagrama de fluxo da metodologia.

A Etapa 1 (caixas de cor azul na Figura 4.1) começa com a obtenção dos resultados do modelo base de simulação. Estes resultados se obtêm do simulador de escoamento IMEX. Depois, com a definição do modelo de variação da permeabilidade na região de dano, no PROCESSADOR, são obtidos os arquivos de simulação (na linguagem do simulador IMEX) utilizados para modelar a perda de injetividade no poço injetor (ver trajetória da linha de cor

<sup>16</sup> IMEX, do inglês *IMplicit-EXplicit Black Oil Simulador*. Simulador de escoamento.

<sup>17</sup> PROCESSADOR é um programa desenvolvido em linguagem Fortran.

verde I na Figura 4.1). Estes arquivos são utilizados para simular a perda de injetividade no simulador de escoamento obtendo-se o tempo de início da fratura,  $t_f$ . Assim, finaliza-se a Etapa 2. De forma paralela, no simulador de processos de fraturamento hidráulico (PROPAG), são obtidas as características geométricas da fratura. Com esta informação e com o tempo de início da fratura (obtido na Etapa 2), inicia-se a Etapa 3. A informação da fratura e o tempo de fratura são utilizados para criar um novo arquivo de simulação (na linguagem do IMEX) utilizado para representar a fratura no simulador de escoamento (ver trajetória da linha de cor roxa II na Figura 4.1). Com este arquivo se obtém os resultados referentes ao caso base com perda de injetividade e com fratura, encerrando assim a integração das três etapas. A descrição de cada uma das etapas que compõem a metodologia proposta de modelagem da fratura são descritas a seguir.

#### **4.2 Etapa 1: Definição dos Modelos Base**

Nesta primeira etapa, são estudados dois modelos de simulação, chamados, neste trabalho, de modelo Base 1 e modelo Base 2, os quais representam dois diferentes tipos de fluido. O modelo Base 1 é constituído por um fluido caracterizado como leve e o modelo Base 2 está constituído por um fluido caracterizado como pesado. Cada um dos modelos de simulação tem duas malhas de simulação Cartesianas, fina e grossa, as quais representam um esquema de produção/injeção cinco pontos.

Em virtude da influência da razão de mobilidade ( $M$ ) no desempenho da injeção de água em reservatórios, neste trabalho se incluem dois modelos de fluido para analisar o comportamento da injeção de água acima da pressão de fratura com diferentes valores de  $M$ .

De outra parte, o uso de duas malhas de simulação se faz necessário, porque o modelo proposto de fratura (poço horizontal virtual) será empregado em modelos de simulação ajustados, os quais geralmente estão constituídos por malhas grosseiras. Deste modo, a aplicação do poço horizontal virtual não implicaria na modificação da malha e posterior reajuste do modelo de simulação de reservatório. Assim, neste trabalho, o modelo fino de fratura (modificadores de transmissibilidade) representa o modelo base de referência para estudar e avaliar as respostas do poço horizontal virtual, mas a aplicação do modelo proposto de poço horizontal virtual se dará,

em especial, para modelos grosseiros. A principal justificativa para o procedimento anterior se baseia em que, nos estudos de simulação de reservatórios reais, poucas vezes se têm modelos de reservatórios com malhas refinadas em particular devido ao tempo empregado na simulação e, também, porque os modelos refinados podem apresentar alguns problemas numéricos.

Cada um dos modelos (Base 1 e 2) são ajustados variando as vazões de produção e injeção, até conseguir condições de vazão e pressão de injeção de água aproximadamente constantes ao longo do tempo de simulação. As principais variáveis analisadas nesta etapa são: as vazões de injeção de água ( $q_w$ ), a pressão de injeção ( $BHP$ ), as vazões de produção de óleo e de água ( $q_o$  e  $q_w$ ) e os fluidos produzidos acumulados ( $W_p$  e  $N_p$ ).

### 4.3 Etapa 2: Perda de Injetividade

Nesta segunda etapa, a perda de injetividade é modelada no poço injetor de água. O método usado para modelar a perda de injetividade consiste na modificação do fator geométrico<sup>18</sup> do índice de injetividade, usando duas técnicas diferentes: variação do fator de dano ( $s$ ) e variação da permeabilidade absoluta do bloco ( $k_b$ ). O impacto da perda de injetividade, no desempenho do reservatório, é analisado em razão do comportamento das respostas obtidas de vazão de injeção água ( $q_w$  e  $W_i$ ), da pressão de injeção ( $BHP$ ) e da vazão de produção de óleo ( $q_o$  e  $N_p$ ) e água ( $W_p$ ).

A perda de injetividade é considerada nos modelos Base 1 e Base 2 da Etapa 1 e se supõe que aconteça durante todo o tempo de simulação do reservatório, representando um cenário pessimista, no qual não se impede a perda de injetividade. Ao longo da simulação, o simulador aumenta a pressão de injeção para compensar a diminuição no índice de injetividade e assim manter a vazão de injeção constante. O anterior acontece até a pressão de injeção alcança a pressão máxima de injeção definida pela pressão de fratura do reservatório<sup>19</sup>. Com a modelagem da perda da injetividade é possível determinar o tempo no qual se inicia a fratura, ou seja, o instante no qual a pressão de injeção do poço atinge a pressão de fratura.

---

<sup>18</sup> A definição do Fator Geométrico do Poço,  $G_w$  foi feita na Seção 2.3.

<sup>19</sup> A pressão de fratura do reservatório é calculada pelo simulador de processos de fraturamento hidráulico PROPAG.

A modelagem da perda de injetividade é necessária visto que a injeção acima da pressão de fratura é um dos métodos propostos para evitar a queda na injetividade, restaurando a injeção a valores próximos ou superiores aos iniciais. Deste modo, conserva-se a coerência na análise dos modelos estudados neste trabalho.

#### **4.4 Etapa 3: Modelagem da Fratura**

Nesta etapa, utiliza-se um modelo de fratura de referência, obtido da literatura (modificadores de transmissibilidade). Este modelo de referência foi escolhido porque intenta reproduzir o comportamento da fratura num simulador comercial não geomecânico (IMEX). Por outra parte, o modelo proposto de fratura (poço horizontal virtual) é avaliado usando o modelo de referência. Desta forma, o modelo proposto se converte num avanço adicional para a modelagem da fratura, uma vez que não requer refinamento local da malha de simulação. Dá-se especial interesse ao cálculo dos fatores geométricos do poço horizontal virtual. O modelo de referência de fratura e o poço horizontal virtual são considerados nos modelos Base 1 e 2, logo depois de que a pressão de injeção iguala-se com a pressão de fratura do reservatório ( $t_f$ ).

O impacto da fratura é analisado utilizando as principais variáveis de produção. É importante ressaltar que os modelos de dupla permeabilidade existentes no simulador comercial poderiam ser empregados na modelagem da fratura, mas o problema é a representação de uma única fratura neste tipo de modelo.

##### **4.4.1 Etapa 3.1: Modificadores de Transmissibilidade**

O modelo de referência usado para representar a fratura se baseia no modelo de Souza *et al.* (2005a). Este modelo consiste em uma malha refinada na qual os blocos que representam a fratura, de poucos centímetros de largura, têm as interfaces alteradas ao longo do tempo pelos multiplicadores de transmissibilidade. Os valores da transmissibilidade são elevados em razão da condutividade hidráulica praticamente infinita da fratura. Como a transmissibilidade entre dois blocos adjacentes decorre de propriedades geométricas e de rocha dos blocos (Equação 2.4), o uso do multiplicador na transmissibilidade favorece o escoamento numa direção preferencial.

O cálculo do tempo no qual a modificação entre dois blocos adjacentes acontece é função da taxa de avanço da fratura e se dá de acordo com o que é previsto pelo PROPAG (Figura 2.8). Na Figura 4.2(a) representa-se a frente de avanço da fratura (plano de cor laranja) entre os blocos  $j$  e  $j+1$ . Nesta posição, a fratura tem um comprimento total equivalente  $L_{f,j+1/2}$ , medido a partir do poço injetor (não apresentado na Figura 4.2(a)). Assim, para calcular o tempo para modificar a transmissibilidade entre os blocos  $j$  e  $j+1$ , se usa o perfil de propagação da fratura como se indica na Figura 4.2(b). Quando o tempo  $t_{j+1/2}$  é calculado, a transmissibilidade entre os blocos é modificada. O tempo  $t_{j+1/2}$  é calculado pelo programa PROCESSADOR e escreve as informações necessárias na linguagem do simulador IMEX para posteriormente serem simuladas.

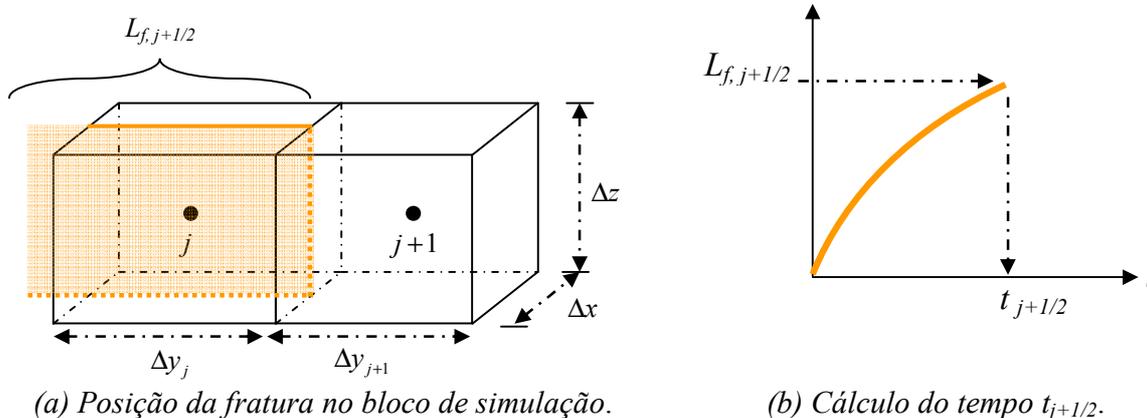


Figura 4.2 – Modificadores de transmissibilidade.

Depois que a pressão atinge a pressão de fratura, dada a perda de injetividade, a fratura é gerada e inicia-se a sua propagação. A fratura restaura ou aumenta o índice de injetividade original do poço. Assim, o problema fundamental é o cálculo do índice de injetividade para o poço injetor com a presença de uma fratura, cujo comprimento aumenta continuamente com o decorrer da injeção. Nesta etapa se analisam três casos diferentes para calcular o fator geométrico do poço injetor com presença da fratura.

O fator geométrico,  $G_w$ , é calculado pelo fator de dano da fratura, pela permeabilidade do reservatório e pelo comprimento da fratura. Os três casos considerados são:

- Caso 1: *Fator Geométrico do Poço Vertical Real Constante e igual ao inicial.* Neste caso, após a pressão de injeção atingir a pressão de fratura do reservatório, o fator geométrico

do poço injetor é restaurado ao valor inicial, representando a restauração da injetividade inicial no poço injetor. O valor inicial é calculado pelas propriedades geométricas do bloco de injeção e das petrofísicas, usando-se a Equação 2.15.

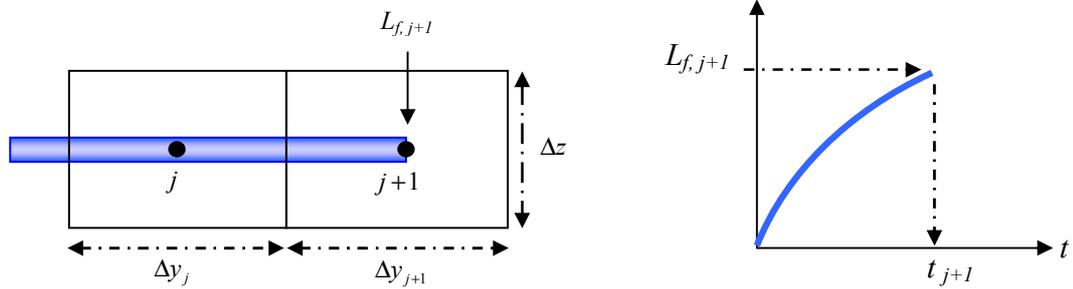
- *Caso 2: Fator Geométrico do Poço Vertical Real em Função do Comprimento da Fratura.* Neste caso, o método de Cinco-Ley e Samaniego (1981) é usado para calcular o fator de dano devido à fratura. Este método é usado neste trabalho de forma repetida<sup>20</sup> para calcular o fator de dano da fratura,  $s_f$ . Para um comprimento de fratura  $L_f$ , calcula-se o fator de condutividade adimensional  $F_{DC}$  (Equação 2.27) e logo o fator de dano  $s_f$  (Equação 2.28). O valor de  $s_f$  é substituído pelo valor de  $s$  na Equação 2.15 para calcular o valor do fator geométrico do poço com presença de uma fratura. O procedimento é realizado para cada tempo correspondente a uma modificação na transmissibilidade.
- *Caso 3: Fator Geométrico do Poço Vertical Real com Comprimento Fixo de Fratura.* Neste caso, o fator geométrico é calculado por um valor fixo de comprimento de fratura segundo um procedimento similar ao apresentado no Caso 2. O comprimento da fratura empregado é igual à metade do comprimento do bloco no qual está localizado o poço injetor. Incluiu-se este caso porque se observou que, para valores muito grandes de comprimento da fratura (Caso 2), o valor do fator geométrico não influenciava muito as resposta das variáveis analisadas (fatores geométricos muito grandes).

#### **4.4.2 Etapa 3.2: Modelo de Fratura Proposto: Poço Horizontal Virtual.**

O modelo proposto de fratura utiliza faz uso das perfurações do poço horizontal para representar a frente de avanço da fratura. No modelo de poço horizontal virtual, as perfurações são abertas de acordo com o que é previsto pelo PROPAG (Figura 2.8), segundo um procedimento similar aos modificadores de transmissibilidade. Deste modo, quando a frente de avanço da fratura está na posição  $j+1$  (ver Figura 4.3(a)), o tempo  $t_{j+1}$ , é calculado em função do perfil de propagação da fratura (ver Figura 4.3(b)). O interesse desta etapa é estudar o comportamento da resposta de pressão pelo modelo de cálculo do fator geométrico do poço horizontal virtual.

---

<sup>20</sup> No trabalho apresentado por Cinco-Ley e Samaniego (1981), o método é aplicado só a um comprimento fixo de fratura.



(a) Posição da fratura nos blocos de simulação. (b) Cálculo do tempo  $t_{j+1}$ .  
 Figura 4.3 – Poço horizontal virtual.

Propõem-se três casos para o cálculo do fator geométrico do poço horizontal virtual. Nestes casos usa-se a informação geométrica e petrofísica de cada um dos blocos para calcular o fator geométrico de cada um dos blocos que compõem o poço horizontal virtual. A informação do modelo geomecânico é usada para a modelagem do comportamento das perfurações do poço horizontal virtual em razão do tempo. Os casos simulados são:

- Caso 1: *Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual em Face do Fator Geométrico dos Blocos*,  $s_f = 0$ . Este caso representa basicamente um poço horizontal. O fator geométrico do poço é decorrente dos fatores geométricos de cada um dos blocos que compõem o poço horizontal virtual. Para este caso, o programa PROCESSADOR, em razão das propriedades geométricas e petrofísicas de cada um dos blocos por onde passa o poço horizontal, calcula o fator geométrico de cada um dos blocos. Assim, reescrevendo a Equação 2.29 para um poço horizontal virtual paralelo à direção  $j$ , como é apresentado Figura 4.3(a), o fator geométrico para o bloco  $j$  está dado pela Equação 4.1.

$$G_{w,h} = \frac{2\pi\Delta y_j k_b}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \quad 4.1$$

- Caso 2: *Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual em Face do Comprimento da Fratura*. Este caso é semelhante ao Caso 2 apresentado para modificadores de transmissibilidade. O fator geométrico do poço vertical é calculado pelo fator de dano devido à fratura usando o método de Cinco-Ley e Samaniego (1981) para determinar o

fator de dano devido à fratura,  $s_f$ . O fator geométrico de cada uma das perfurações do poço horizontal virtual é calculado dividindo o fator geométrico do poço vertical pelo número de perfurações que estão abertas ao fluxo num tempo  $t$ , correspondente ao comprimento da fratura naquele instante de tempo.

- *Caso 3: Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual em Face do Fator Geométrico dos Blocos,  $s_f \neq 0$ .* Este caso é similar ao Caso 1 de poço horizontal virtual, mas, neste caso, o cálculo do fator geométrico de cada um dos blocos inclui a presença da fratura através do fator de dano  $s_f$ . Têm-se duas expressões para o fator geométrico: se a fratura se encontra entre os blocos  $j$  e  $j+1$ , o fator geométrico do bloco  $j$  é calculado pela Equação 4.2:

$$G_{w,h} = \frac{2\pi\Delta y_j k_b}{\ln \frac{r_e}{r_w} + s_f} \quad 4.2$$

ou, se a fratura se encontra no meio do bloco  $j+1$ , o fator geométrico do bloco  $j+1$  é calculado pela Equação 4.3:

$$G_{w,h} = \pi\Delta y_{j+1} k_b \left( \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s_f \right)^{-1} + \left( \ln \frac{r_e}{r_w} \right)^{-1} \right) \quad 4.3$$

para cada tempo de simulação  $t_{j+1}$ . Neste caso, adotando-se uma penetração vertical da fratura equivalente a  $0.5h_f$  e o intervalo de injeção equivalente ao comprimento do bloco.

#### 4.4.3 Etapa 3.3: Comparação dos Modelos de Fratura.

Para comparar as respostas obtidas dos modelos de fratura, um indicador matemático é empregado, o qual indica o afastamento entre as variáveis analisadas. A idéia desta etapa é determinar, dentre as possíveis combinações dos casos anteriormente descritas, qual apresenta menor afastamento. Assim, o afastamento  $D$ , entre as respostas obtidas com modificadores de transmissibilidade e com o poço horizontal virtual é dado pela Equação 4.4;

$$D = \frac{\sum_{i=1}^m (d_{MT,i} - d_{PHV,i})}{\left| \sum_{i=1}^m (d_{MT,i} - d_{PHV,i}) \right|} \times \sum_{i=1}^m (d_{MT,i} - d_{PHV,i})^2 \quad 4.4$$

em que  $d_{MT,i}$  é o dado obtido com modificadores de transmissibilidade e  $d_{PHV,i}$ , o dado obtido com o poço horizontal virtual, e  $m$  representa o número de dados.

#### **4.5 Etapa 4: Estudos Adicionais sobre a Modelagem da Fratura.**

A modelagem da fratura, usando-se o poço horizontal virtual, apresenta dificuldades, as quais estão relacionadas com a determinação dos fatores geométricos das perfurações, de modo que as condições de propagação da fratura sejam as mais próximas das condições apresentadas num processo de injeção de água acima da pressão de fratura. Uma incerteza importante do modelo proposto é a forma de cálculo dos fatores geométricos, seja pela geometria dos blocos (Etapa 3), seja pela obtenção por algum método de ajuste.

As seguintes subetapas visam a contornar algumas das mais importantes questões na modelagem da fratura, usando-se o modelo de poço horizontal virtual, apresentando-se a importância de cada uma delas e a sua justificativa.

##### **4.5.1 Análise do Efeito da Pressão de Injeção no Poço Horizontal Virtual.**

Na Etapa 3, a condição de operação usada no poço de injeção fixa a vazão máxima de injeção de água (condição de operação principal) e a pressão de injeção não é fixa (condição de operação secundária). Para analisar o efeito da pressão de injeção no modelo proposto de poço horizontal virtual, simulações adicionais foram feitas. Nestes modelos de simulação, analisa-se o comportamento da vazão de injeção quando a pressão de injeção é igual à pressão de fratura. As novas condições de operação são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Condições de operação para o poço horizontal virtual.

Condições de operação	Pressão de injeção do poço injetor, kPa	Vazão de injeção, $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$
Condição No. 1	35497	Livre
Condição No. 2	35497	4000
Condição No. 3	35497	3000

#### 4.5.2 Análise de Sensibilidade do Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual.

A definição do fator geométrico dos blocos que compõem o poço horizontal virtual se fundamentou nas características geométricas dos blocos (ver item 4.4.2). Esta aproximação permite ter um procedimento geral para o cálculo do fator geométrico do poço horizontal virtual. Não é possível, porém, avaliar o impacto do fator geométrico no comportamento da pressão de injeção e da vazão.

Com o objetivo de estudar detalhadamente a influência dos fatores geométricos dos blocos de simulação no comportamento da pressão no poço horizontal virtual, foi feita uma análise de sensibilidade. Os valores dos fatores geométricos são calculados como fração dos fatores geométricos do modelo de poço horizontal virtual, Caso 1. As frações são: 0.01, 0.10, 0.40 e 0.70.

#### 4.5.3 Análise da Variação do Perfil de Injeção de Água na Fratura.

O perfil de injeção de água ao longo do comprimento da fratura não é constante em razão dos diferentes fenômenos de filtração profunda e posterior formação de reboco durante a injeção de água, concentrando-se a injeção de água nas extremidades<sup>21</sup> da fratura. Deste modo, a variação na injeção de água é levada em consideração calculando-se a variação dos fatores geométricos do poço horizontal virtual. Assim, para os blocos que levam mais tempo expostos ao escoamento da água, a capacidade de injeção vai ser menor do que os blocos que levam menor tempo de exposição. O Apêndice 1 apresenta o método de cálculo dos fatores que foram empregados para calcular a variação dos fatores geométricos do poço horizontal virtual.

<sup>21</sup> Tradução do termo inglês *tip*.

#### **4.5.4 Alternativa de Modelagem da Fratura: Poços Verticais Virtuais.**

A metodologia apresentada por Nghiem (1983) é adaptada neste trabalho para ser aplicada a uma fratura dinâmica gerada por injeção de água. Deste modo, usa-se um conjunto finito de termos fonte (poços verticais) em direção do crescimento da fratura. O fator geométrico de cada um dos poços verticais é calculado pelas propriedades geométricas e petrofísicas do bloco. A pressão de operação dos poços virtuais está determinada pela pressão de fratura do reservatório e a vazão de injeção de cada um deles é calculada pelo perfil da vazão ao longo da fratura. O Apêndice 1 apresenta o método de cálculo da vazão para cada bloco. Finalmente, em cada poço vertical virtual, um ajuste do fator geométrico foi feito para reproduzir o comportamento da pressão de injeção, dado que os fatores geométricos iniciais não necessariamente são os mais indicados. Para as simulações feitas com poços verticais virtuais, o modelo Base 1, com perda, malha grossa, foi usado.

#### **4.5.5 Eficiência de Varrido com Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura.**

A injeção de água acima da pressão de fratura supõe que o perfil de injeção de água seja modificado pela fratura, criando uma direção preferencial de escoamento, favorecendo a produção antecipada da água nos poços produtores. A influência da fratura na eficiência de varrido é analisada em razão das variáveis de produção e por comparação com os mapas de saturação e pressão, comparando-se o comportamento do modelo de referência de fratura com o comportamento obtido pelo modelo de poço horizontal virtual.

#### **4.5.6 Simulação de Fraturas Hidráulicas no Simulador Geomecânico STARS.**

Para modelar a fratura gerada pela injeção de água acima da pressão de fratura, usa-se o módulo geomecânico para fratura do simulador STARS. O modelo estudado não apresenta perda de injetividade e só se analisam, então, o efeito da vazão de injeção e as condições necessárias para modelar a fratura.

## Capítulo 5

### Aplicação

Este capítulo contém os dados necessários para a descrição dos casos utilizados no desenvolvimento da metodologia proposta no Capítulo 4. Inicialmente, define-se a nomenclatura para a identificação dos modelos de simulação. Posteriormente se descrevem os modelos de simulação utilizados, e os dados necessários para as simulações: propriedades petrofísicas, condições operacionais, tipo fluido, propriedades rocha-fluido. Descreve-se o modelo analítico de variação de permeabilidade e a informação obtida do simulador de processos de fraturamento hidráulico.

#### 5.1 Etapa 1: Definição dos Modelos Base.

Para classificar e organizar os resultados das simulações de forma coerente, seguindo a metodologia proposta, definiu-se uma terminologia para descrever as principais características de todos os modelos de simulação. A Tabela 5.1 apresenta as siglas e uma breve descrição. Esta nomenclatura é usada para representar as variáveis analisadas ao longo deste trabalho.

#### 5.2 Etapa 1: Definição dos Modelos Base.

O modelo Base 1 de reservatório tem dimensões de 1530 m x 1530 m x 40 m em cada uma das direções  $x$ ,  $y$  e  $z$ , respectivamente, com uma estratégia de produção do tipo cinco pontos como se apresenta na Figura 5.1.

Tabela 5.1 – Nomenclatura usada para identificar os modelos de simulação.

Sigla	Definição
F	Malha fina – Identificação nas figuras: linha contínua.
G	Malha grossa – Identificação nas figuras: linha tracejada.
SP	Modelo sem perda de injetividade.
CP	Modelo com perda de injetividade.
SF	Modelo sem fratura.
CF	Modelo com fratura.
T	Modelo com fratura: modificadores de transmissibilidade.
H	Modelo com fratura: poço horizontal virtual

Este modelo Base 1 está composto por duas malhas de simulação. O modelo Base 1 fino adota uma malha de simulação cartesiana de 139x139x1 blocos (19,321 blocos), com refinamento de malha na direção paralela ao eixo  $y$ , sem perda de injetividade e sem fratura. As dimensões dos blocos que contêm o poço injetor neste modelo apresentam um tamanho de bloco mínimo de  $\Delta x = 2 m$  e de  $\Delta y = 9 m$ , sendo definidas pela análise do tamanho de bloco mínimo para modelos refinados, apresentado no Apêndice 2.

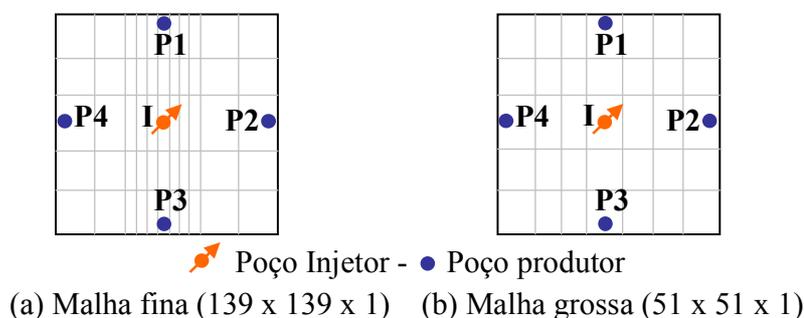


Figura 5.1 – Configuração dos modelos da Etapa 1.

O modelo Base 1 fino é definido como F-SP-SF. Por outro lado, o modelo Base 1 grosso adota uma malha cartesiana de 51x51x1 blocos (2601 blocos), que não apresenta refinamento local, nem perda de injetividade, nem fratura e é definido como G-SP-SF. Por causa da diferença entre as malhas de simulação, as respostas de pressão do fundo de poço no modelo G-SP-SF não reproduzem completamente o comportamento de pressão do modelo F-SP-SF. Um processo de ajuste faz-se necessário para obter respostas de pressão no fundo do poço e vazão semelhantes entre os modelos.

Os modelos Base 1 e 2 representam uma variação do modelo de linha-direta proposto por Souza *et al.* (2005a) para a modelagem da fratura, no qual a modelagem era feita só para uma asa da fratura. A modificação, na modelagem da fratura, deve-se ao fato de que o modelo proposto por Souza *et al.* (2005a) requer algumas modificações na permeabilidade e porosidade dos blocos que ficam na fronteira de corte. Da mesma forma, a vazão de injeção e o índice de injetividade do poço requerem modificações. Assim, não querendo combinar as mudanças citadas com as mudanças requeridas no fator geométrico para modelar a perda de injetividade e a fratura. No Apêndice 3 apresenta-se uma discussão mais detalhada sobre o assunto dos modelos simplificados.

As propriedades petrofísicas da rocha e a estratégia de produção/injeção adotada nos poços (um poço injetor e quatro produtores) são apresentadas na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3 respectivamente. O tempo de simulação do modelo é de 17 anos (6205 dias).

*Tabela 5.2 – Propriedades do reservatório do caso base.*

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>
Permeabilidade em direção <i>x</i>	500 mD
Permeabilidade em direção <i>y</i>	500 mD
Permeabilidade vertical	200 mD
Compressibilidade de rocha	$4.496 \times 10^{-7}$ kPa <sup>-1</sup>
Porosidade	25%

*Tabela 5.3 – Estratégia de produção dos poços do caso base.*

<b>BHP limite produtor, kPa</b>	<b>Máxima BHP injetor, kPa</b>	<b>Vazão máxima de cada produtor, m<sup>3</sup>·dia<sup>-1</sup></b>	<b>Vazão máxima do injetor, m<sup>3</sup>·dia<sup>-1</sup></b>
16609 <sup>(22)</sup>	35497	428	2200
29518 <sup>(23)</sup>	37597	428 m <sup>3</sup> ·dia <sup>-1</sup>	2200 m <sup>3</sup> ·dia <sup>-1</sup>

Na Tabela 5.3, a mínima *BHP* dos poços produtores está definida pela pressão de bolha do fluido empregado e a máxima *BHP* do poço injetor está definida pela pressão de fratura da formação, obtida do PROPAG.

<sup>22</sup> Pressão de bolha para o fluido 1.

<sup>23</sup> Pressão de bolha para o fluido 2.

### 5.2.1 Modelos de Fluidos

Para o desenvolvimento deste trabalho foram usados dois tipos de fluidos: um apresenta um grau *API* de 41.8, denominado fluido leve, e outro, um grau *API* de 21.5, denominado fluido pesado. O Anexo 1 contém tabeladas as principais propriedades dos fluidos.

### 5.2.2 Modelo Rocha-fluido

As curvas de permeabilidade relativas, utilizadas nos modelos de simulação, são apresentadas na Figura 5.2. O modelo não considera pressão capilar.

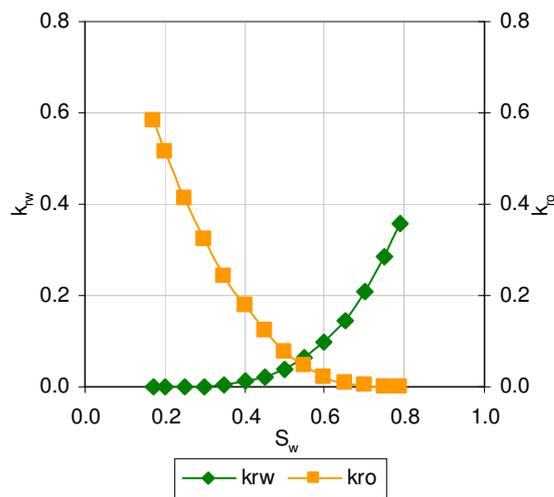


Figura 5.2 – Curvas de permeabilidades relativas.

### 5.3 Etapa 2: Perda de Injetividade.

Na segunda etapa, se introduz a perda de injetividade no poço injetor dos modelos Base 1 e 2, descritos na Etapa 1. A modelagem da perda se dá durante os 17 anos de simulação. De forma similar à Etapa 1, têm-se dois tipos de malha: um modelo fino, com perda de injetividade e sem fratura, denominado F-CP-SF, e um modelo grosso, com perda de injetividade e sem fratura, denominado G-CP-SF.

Para modelar a perda de injetividade, o índice de injetividade  $I_w$  é modificado variando sucessivamente o fator geométrico  $G_w$  (ver Equação 2.15) como uma função do tempo. Os parâmetros modificados no fator geométrico são: a permeabilidade do bloco do poço injetor e o fator de dano.

Para modelar a variação de permeabilidade ao redor do poço injetor, uma expressão analítica foi usada, definida pela Equação 5.1, onde a permeabilidade da região de dano apresenta um declínio hiperbólico:

$$k_s = \frac{k}{(1 + a_i n t)^{\frac{1}{n}}} \quad 5.1$$

em que  $k_s$  é a permeabilidade da região de dano e  $a_i$  e  $n$  representam constantes que definem a forma da curva<sup>24</sup> e  $k$  é a permeabilidade inicial. A Figura 5.3 apresenta as diferentes tendências para diferentes valores das constantes da Equação 5.1.

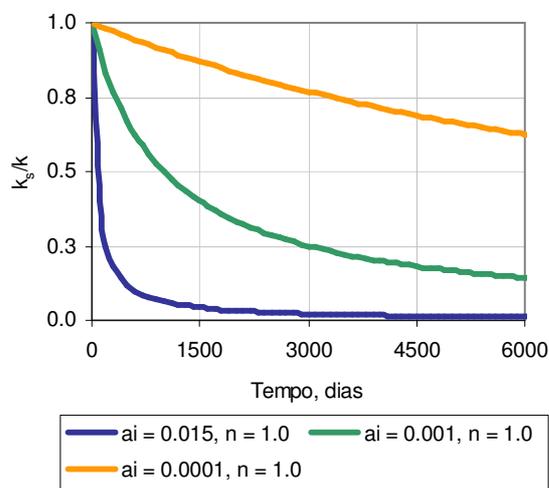


Figura 5.3 – Modelo de variação na permeabilidade.

Neste trabalho, foram usados os valores de  $a_i = 0.0150$  e  $n = 1.0$  os quais apresentam uma condição crítica de variação da permeabilidade absoluta num poço injetor. Os valores de

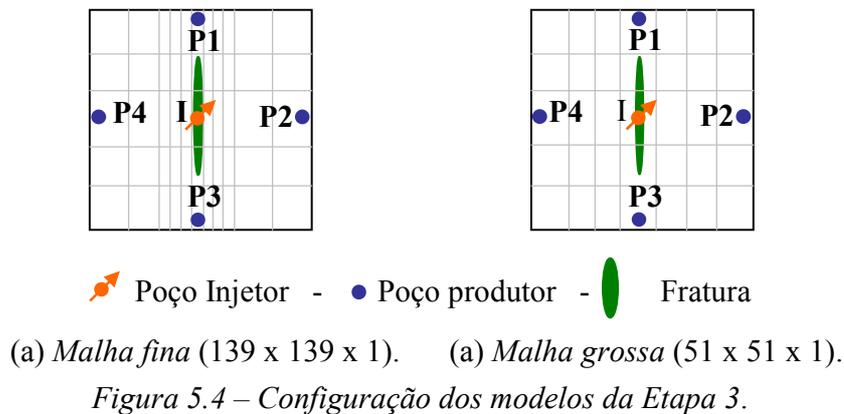
<sup>24</sup> Os valores de  $n$  determinam modelos de declínio: para  $n = 1$  se tem um declínio harmônico, para  $n \rightarrow 0$  se tem um declínio exponencial e, para  $0 < n < 1$  um declínio harmônico.

permeabilidade obtidos da Equação 5.1 são empregados para calcular o fator de dano do poço, usando a Equação 2.7.

Dado que a região ao redor do poço apresenta variação da permeabilidade, diferentes técnicas de transferência de escala foram utilizadas para calcular a permeabilidade equivalente do bloco do poço injetor, apresentando-se cada uma delas no Apêndice 4.

#### 5.4 Etapa 3: Modelagem da Fratura.

Na terceira etapa, a fratura é introduzida nos modelos de simulação descritos nas etapas prévias depois que a pressão de injeção atinge a pressão de fratura da formação pela perda contínua de injetividade no poço injetor. A Figura 5.4 apresenta a configuração dos modelos e a relação da fratura com os poços produtores.



##### 5.4.1 Modelo Geomecânico de Fratura

As informações referentes à rocha e ao fluido de injeção, empregadas para rodar o PROPAG, são típicas de um reservatório marítimo brasileiro e se apresentam na Tabela 5.4. Os valores de espessura média,  $w$ , penetração vertical,  $h_f$  e permeabilidade da fratura,  $k_f$ , são apresentados na Tabela 5.5. O valor da permeabilidade da fratura representa um valor pessimista na permeabilidade da fratura, já que para em termos práticos, a permeabilidade é muito grande. A espessura e a permeabilidade da fratura são utilizadas para calcular a condutividade adimensional da fratura (Equação 2.27).

Tabela 5.4 – Dados utilizados no simulador de processo de fraturamento hidráulico.

Reservatório		Fluido de Injeção	
Lâmina de água,	1,500 m	Massa específica da água	1.050 kg/m <sup>3</sup>
Profundidade média	2,700 m	Viscosidade de superfície	0.90 cP
Espessura permeável	40 m	Viscosidade de fundo.	0.60 cP
Módulo de Young	999.74 MPa	Coefficiente de reboco	0.0126 m/s <sup>1/2</sup>
Resistência à tração	0.345 MPa	Volume de fluido	1.0 m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>
Pressão estática	27.58 MPa	transmitido para o meio	poroso
Gradiente de sobrecarga	0.0226 MPa/m		
Poisson capa permeável	0.28		
Poisson capa de argila	0.30		
Constante de Biot	0.90		

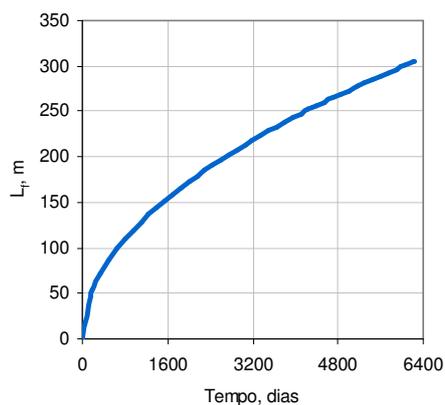
O comportamento do comprimento da fratura em razão do tempo, para os dois tipos de fluidos e para as condições de injeção, se apresenta na Figura 5.5.

Tabela 5.5 – Dados de espessura, penetração vertical e permeabilidade de fratura.

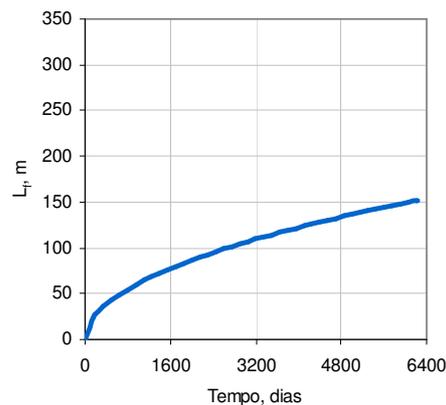
Variável	Valor
Espessura, $w^{(*)}$	$2.928 \times 10^{-3}$ m
Penetração vertical, $h_f^{(**)}$	40.2 m
Permeabilidade de fratura <sup>25</sup> , $k_f$	$9.87 \times 10^{-11}$ m <sup>2</sup> ( $1.0 \times 10^5$ mD)

(\*) Valor médio obtido do PROPAG.

(\*\*) Valor médio obtido do PROPAG. Indica que a fratura penetrou 0.1 m nas formações adjacentes (acima e abaixo do reservatório).



(a) Fluido leve.



(b) Fluido pesado.

Figura 5.5 – Comprimento da fratura em razão do tempo<sup>26</sup>.

<sup>25</sup> Fonte da pesquisa: Valko e Economides (1995)

<sup>26</sup> Estas figuras foram obtidas do PROPAG, mas também poderiam ter sido calculadas com a Equação 2.26.

### 5.4.2 Etapa 3.1 Modificadores de Transmissibilidade.

O valor utilizado como multiplicador de transmissibilidade entre os blocos de simulação dos modelos citados foi de 1000. Este valor é o máximo permitido para o simulador de escoamento IMEX Versão 2005.10. Em versões prévias é possível usar valores superiores.

### 5.4.3 Etapa 3.2: Modelo de Fratura Proposto: Poço Horizontal Virtual

Usando o PROCESSADOR e junto com a informação obtida do simulador de processos de fraturamento hidráulico PROPAG, se calculam os parâmetros (fatores geométricos e tempos de espessura das perfurações do poço horizontal) que representam o poço horizontal virtual.

### 5.5 Etapa 4: Modelagem da Fratura com STARS

Para as simulações realizadas no simulador de escoamento STARS, usou-se um modelo de fluido similar ao fluido leve das etapas previamente comentadas. As condições de operação dos poços estão na Tabela 5.6, com um esquema de produção igual ao apresentado na Figura 5.1. As propriedades mecânicas da rocha apresentadas na Tabela 5.4 foram usadas no arquivo de entrada de dados do simulador. As tensões iniciais foram calculadas pelas Equações 2.16, 2.18 e 2.19. Os valores das tensões calculados estão na Tabela 5.7. Na Tabela 5.8, apresentam-se as condições de fratura utilizadas para o modelo de fratura do STARS.

*Tabela 5.6 – Condições de operação dos poços, modelo STARS.*

<b>BHP limite produtor, kPa</b>	<b>Máxima BHP injetor, kPa</b>	<b>Vazão máxima de cada produtor, m<sup>3</sup>·dia<sup>-1</sup></b>	<b>Vazão máxima do injetor, m<sup>3</sup>·dia<sup>-1</sup></b>
16609	35597	471	2200
16609	35597	471	3000
16609	35597	471	4000
16609	35597	471	6000

A diferença entre a pressão de abertura/fechamento e a pressão máxima de injeção é devida ao fato de que o modelo geomecânico exige um intervalo de pressão no qual a fratura esteja completamente aberta. Neste trabalho, se assumiu uma diferença de 100 kPa.

*Tabela 5.7 – Tensões iniciais utilizadas no modelo STARS.*

<b>Tensões</b>	<b>Valor, kPa</b>
$\sigma_{H,min}$	33125
$\sigma_{H,max}$	35500
$\sigma_v$	41840

*Tabela 5.8 – Condições de fratura utilizadas no modelo STARS.*

<b>Dados</b>	<b>Valor, kPa</b>
Pressão de abertura/fechamento	35497
Faixa de abertura	100
Máxima transmissibilidade aplicada aos blocos	1000
Máxima transmissibilidade aplicada ao poço	1000

## Capítulo 6

### Resultados e Discussões

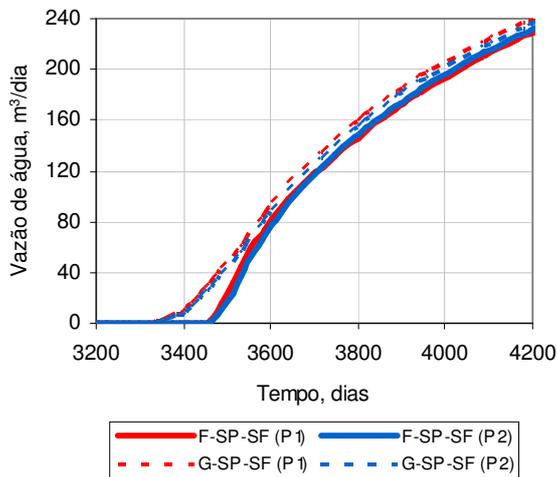
Este capítulo apresenta os resultados obtidos dos modelos de simulação descritos no Capítulo 5 e as discussões correspondentes. O capítulo está dividido em quatro seções representando as quatro etapas descritas na metodologia (Capítulo 4).

#### 6.1 Resultados da Etapa 1.

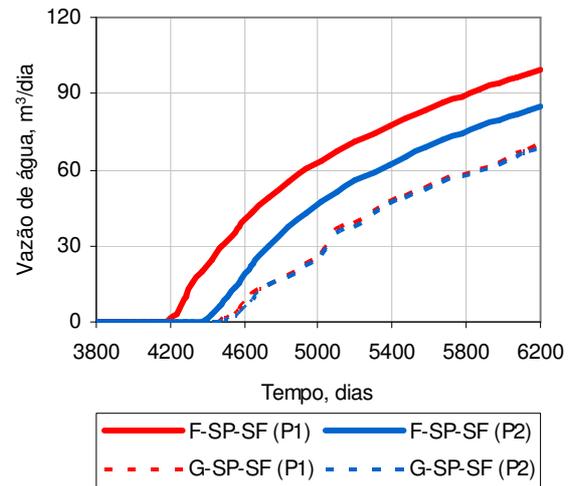
Nesta etapa, uma análise preliminar é feita sobre a influência do fluido e da malha de simulação no comportamento da vazão de água nos poços produtores. A Figura 6.1 apresenta o comportamento da vazão de água para dois poços produtores: o produtor 1 (P1) e produtor 2 (P2) (ver localização na Figura 5.1), para os modelos Base 1 e 2 e para cada tipo de malha: fina (F-SP-SF) e grossa (G-SP-SF).

No caso do modelo Base 1 (Figura 6.1(a), fluido leve), e que apresenta uma razão de mobilidades  $M = 0.21$ , o tempo de erupção da água nos poços produtores P1 e P2 é igual para um mesmo tipo de malha. Entre a malha fina e grossa se apresentam diferenças no tempo de erupção de aproximadamente 158 dias, indicando assim, a influência da diferença do tamanho do bloco. Isto indica que, para o modelo Base 1, o refinamento paralelo ao eixo  $y$  não favorece a erupção da água no poço produtor P1 em relação ao tempo de erupção da água no poço produtor P2.

Para o modelo Base 2 (Figura 6.1(b), Fluido pesado) e que apresenta uma razão de mobilidade  $M = 2.0$ , os tempos de erupção da água nos poços produtores P1 e P2 são diferentes. Neste caso, o tempo de erupção da água para a malha fina nos poços produtores P1 e P2 apresenta uma diferença de 225 dias. Comparando o resultado anterior com a malha grossa do modelo Base 2 (sem refinamento) observa-se que os tempos de erupção, para os mesmos poços produtores P1 e P2, são iguais. A observação anterior sugere que para refinamentos locais, os quais apresentam uma direção preferencial no tamanho dos blocos de simulação, os efeitos de malha são mais importantes com um fluido de grau *API* menor e maior viscosidade do que com um fluido com maior grau *API* e menor viscosidade.



(a) Modelo Base 1, fluido leve.



(b) Modelo Base 2, fluido pesado.

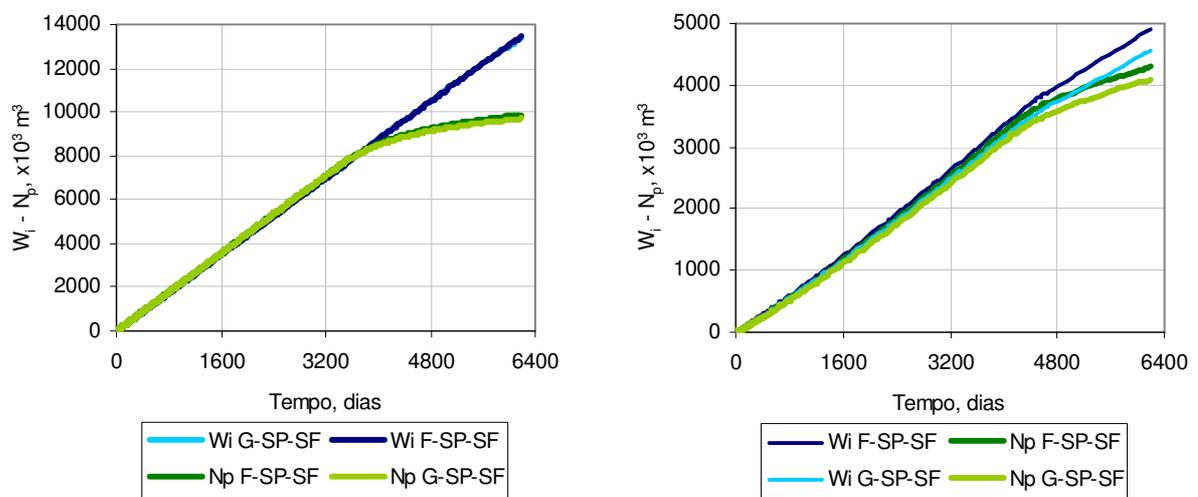
Figura 6.1 – Efeito da malha no tempo de erupção da água para os modelos Base 1 e 2.

A observação anterior é importante para o caso de simulação da fratura empregando modelos refinados com fluidos pesados. Demonstra-se que o emprego de modificadores de transmissibilidade como modelo de fratura pode apresentar problemas de malha em função do fluido, ou seja, a se refinar a malha de um modelo para representar a fratura, pode-se modificar os resultados em relação à malha grossa.

Como o modelo Base 2 injeta menos água (menor injetividade devido à viscosidade do fluido), observa-se que o tempo de erupção é maior quando é comparado com o tempo de erupção do modelo Base 1. A diferença entre o tempo de erupção da água na malha fina e a

malha grossa é importante porque na malha fina com fratura, os tempos de erupção da água nos poços produtores terão duas componentes: uma resultante da fratura e a outra componente resultante da combinação do efeito da malha e do fluido.

A Figura 6.2 apresenta a comparação da água acumulada injetada e o óleo acumulado produzido em condições de reservatório para os modelos Base 1 e 2 respectivamente.



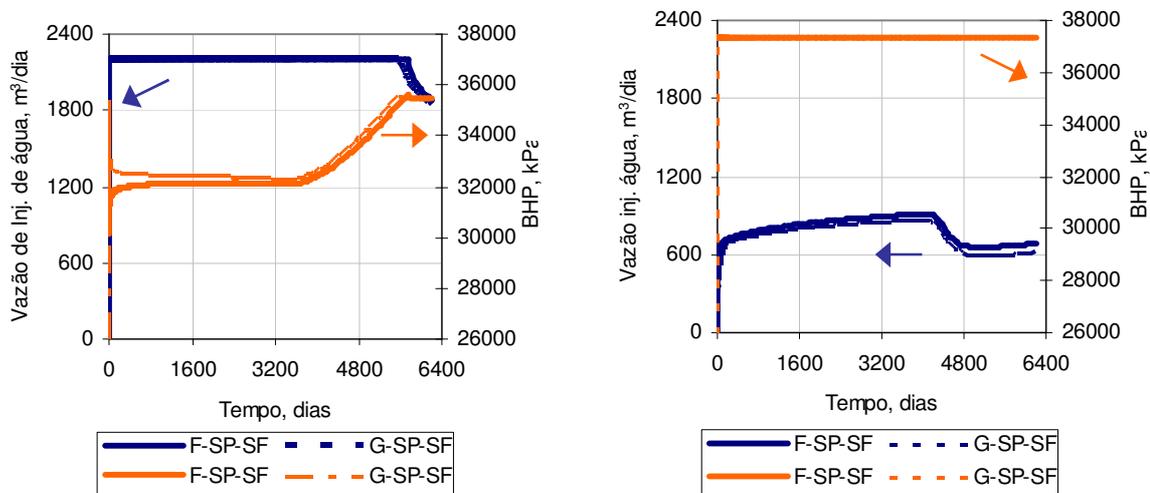
(a) Modelo Base 1, fluido leve.

(b) Modelo Base 2, fluido pesado.

Figura 6.2 – Água injetada e óleo produzido acumulados para os modelos Base 1 e 2.

Observa-se que o volume de água acumulada injetada,  $W_i$ , no modelo Base 1 (Figura 6.2(a)) é maior do que o volume de água acumulada injetada no modelo Base 2 (Figura 6.2(b)) devido à menor injetividade deste último. O comportamento do volume acumulado de óleo produzido em condições de reservatório,  $N_p$ , é igual ao valor de  $W_i$  até a erupção da água.

Para estudar o efeito da perda de injetividade e da fratura na pressão de injeção e na vazão de água, se ajustou a pressão e a vazão de injeção de forma tal que ficassem aproximadamente constantes durante parte do tempo de simulação. O ajuste foi feito através das vazões de injeção e produção, igualando os volumes acumulados injetados e produzidos (Figura 6.2). O comportamento da pressão do fundo de poço ( $BHP$ ) e da vazão de injeção de água é apresentado na Figura 6.3 para os modelos Base 1 e 2.



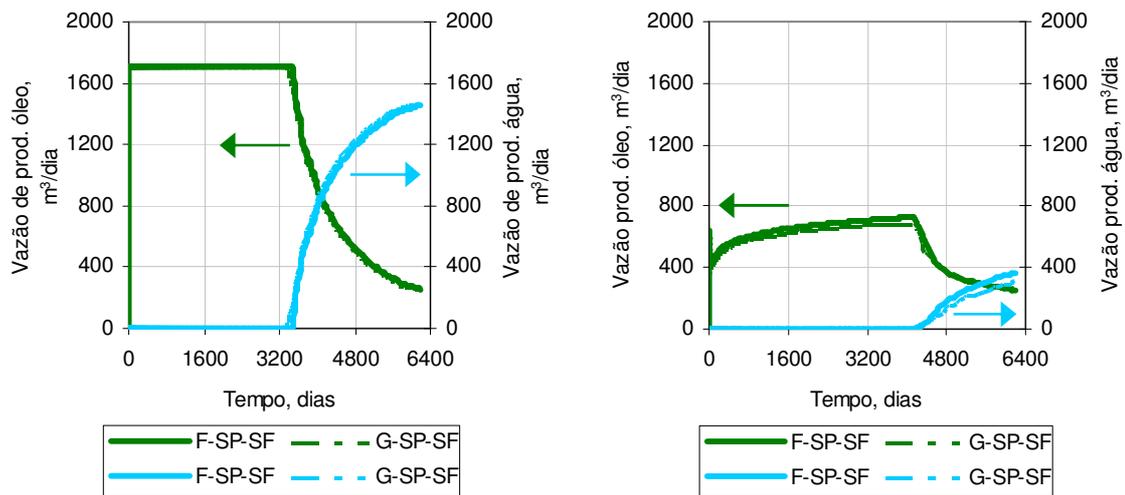
(a) Modelo Base 1, fluido leve.

(b) Modelo Base 2, fluido pesado.

Figura 6.3 – Vazão de injeção de água e pressão de injeção para os modelos Base 1 e 2.

Na Figura 6.3(a), observa-se que a pressão do reservatório, representada pelas linhas de cor laranja contínua (F-SP-SF) e tracejada (G-SP-SF), fica aproximadamente constante, só aumentando quando a água irrompe nos poços produtores. Para os tempos finais da simulação, a pressão do poço injetor atinge a pressão máxima de injeção, mas, neste caso supõe-se que não se apresenta fraturamento nenhum. Deve-se ressaltar que no início da simulação é onde se apresentam as maiores diferenças entre os valores calculados de pressão entre a malha fina e a grossa. Os valores de pressão de injeção calculados pelo simulador, asseguram que a vazão de água de injeção fique constante para a malha fina (F-SP-SF, linha azul contínua) e para a malha grossa (G-SP-SF, curva azul tracejada). Para o modelo Base 2, Figura 6.3(b), o comportamento da pressão de injeção é um pouco diferente. Como este modelo apresenta uma menor injetividade, o poço injetor não consegue injetar o máximo estabelecido de  $2200 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ , incrementando-se só até valores próximos aos  $950 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$  e logo, caindo como resultado da erupção da água. As respostas obtidas para a vazão de injeção de água apresentam diferenças maiores entre as malhas fina e grossa. A pressão de injeção fica fixada no limite operacional máximo, pressão de fratura da formação, e é igual para os dois modelos de malha. Assume-se para o modelo Base 2 que não se apresenta fraturamento do reservatório.

A Figura 6.4 apresenta o comportamento da vazão de produção de petróleo (linhas verdes contínuas e tracejadas) e da vazão de produção de água (linhas azuis claras contínuas e tracejadas) para os modelos Base 1 e 2.



(a) Modelo Base 1, fluido leve.

(b) Modelo Base 2, fluido pesado.

Figura 6.4 – Vazões de produção de óleo e água para os modelos Base 1 e 2.

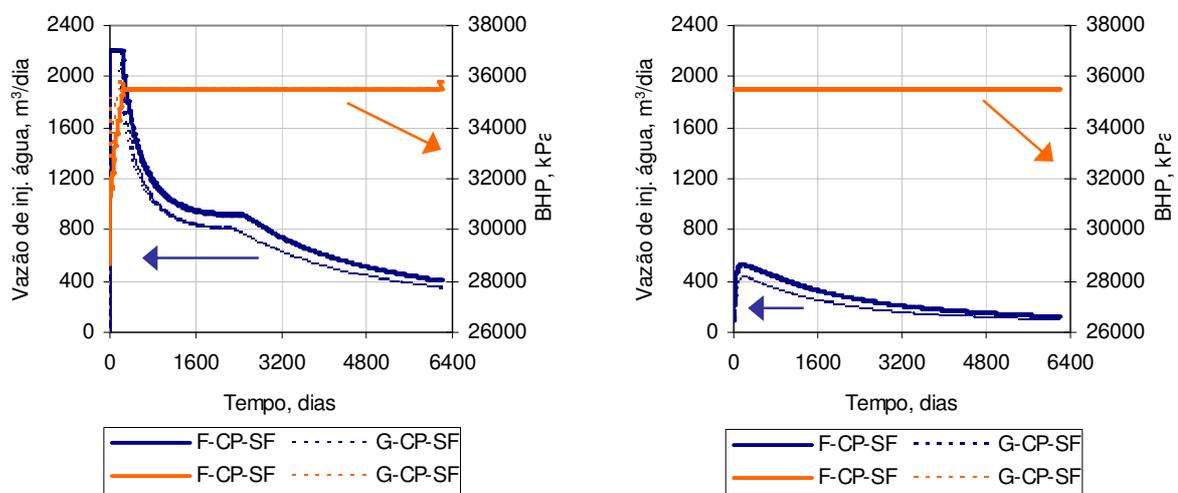
Observa-se a relação entre a vazão de produção de água e a queda na vazão de produção de petróleo. As diferenças entre as vazões de produção de água para cada um dos modelos base se devem à diferença de injetividade dos modelos base.

## 6.2 Resultados da Etapa 2.

A perda de injetividade no poço injetor é analisada para cada um dos métodos de transferência de escala referenciados no Apêndice 4. Muitos resultados foram gerados nesta etapa de trabalho, mas como o foco deste trabalho é a modelagem da fratura e não a perda de injetividade, os resultados atinentes à média aritmética, geométrica e potência são apresentados no Apêndice 5 e não no texto principal.

Dos diferentes métodos analisados para incluir a perda de injetividade, dois deles apresentaram os melhores resultados. A Figura 6.5 e a Figura 6.6 apresentam os resultados para a média harmônica e para o fator de dano aplicadas nos modelos Base 1 e 2 descritos na Etapa 1.

Estes métodos apresentaram os melhores ajustes para o cálculo do tempo de fratura tanto na malha fina como na grossa. Na Figura 6.5(a), observa-se que o comportamento da vazão de água obtido com a malha grossa aproxima-se ao comportamento obtido com a malha fina. Também se observa uma inflexão ao redor dos 2600 dias que se deve à queda na vazão de óleo nos poços produtores que modificam o campo de pressões no reservatório e que influi diretamente no cálculo da vazão de injeção através do fator geométrico do poço.

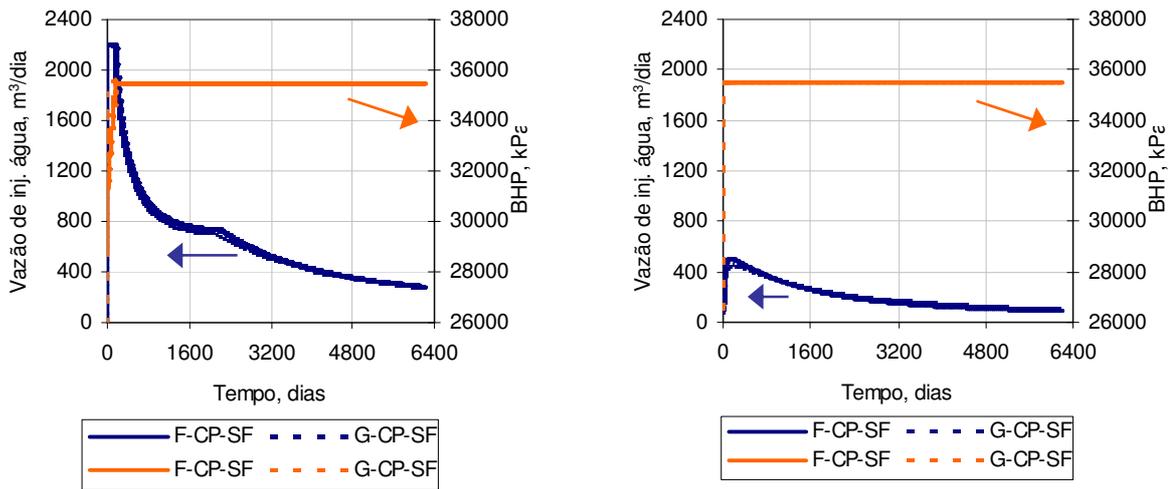


(a) Modelo Base 1 com perda, fluido leve. (b) Modelo Base 2 com perda, fluido pesado.  
 Figura 6.5 – Perda de injetividade nos modelos Base 1 e 2 com média harmônica.

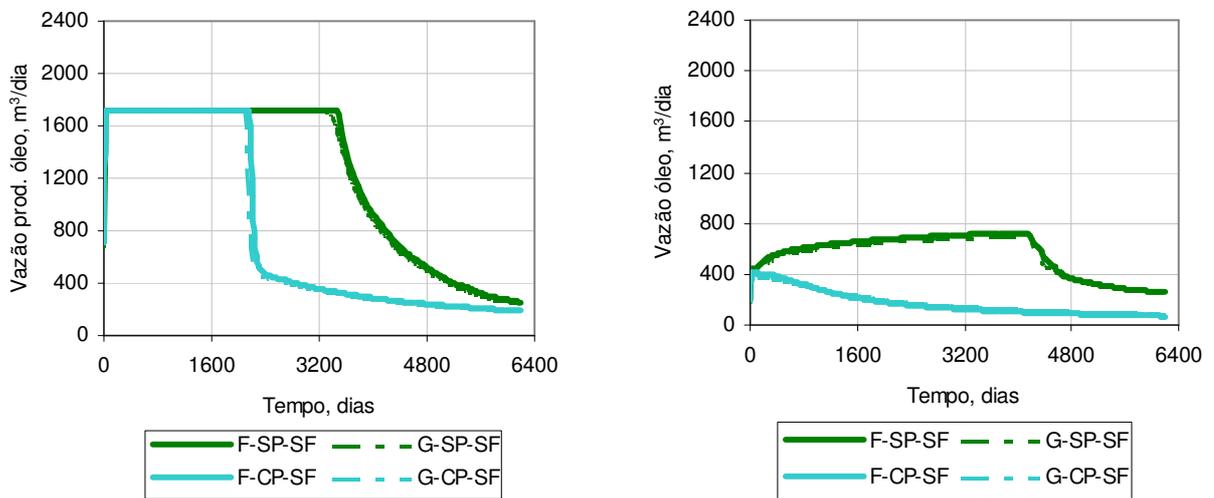
Para o modelo Base 2 com perda de injetividade, apresentado na Figura 6.5(b) observa-se que a perda se dá desde o início da injeção. As malhas grossa e fina têm resultados semelhantes ao longo da simulação. O tempo de início da fratura calculado pela malha fina e grossa são 240 e 180 dias respectivamente.

Na Figura 6.6, observa-se resultados para o fator de dano para modelar a perda de injetividade. O tempo de fratura obtido para o modelo Base 1 com perda de injetividade (Figura 6.6(a)) é de 160 dias para malha fina e de 123 para a malha grossa. Para o modelo Base 2 com perda de injetividade (Figura 6.6(b)) o tempo de fratura é igual a zero dias. O modelo de variação de perda de injetividade com o fator de dano será empregado na Etapa 3, na modelagem da fratura.

O comportamento da vazão de produção de óleo comparada com a vazão de óleo da Etapa 1 se apresenta na Figura 6.7 para os modelos Base 1 e 2 com perda de injetividade. Observa-se o efeito da perda na velocidade de recuperação de óleo.



(a) Modelo Base 1 com perda, fluido leve. (b) Modelo Base 2 com perda, fluido pesado.  
 Figura 6.6 – Perda de injetividade nos modelos Base 1 e 2 com variação do fator de dano.



(a) Modelo Base 1 com perda, fluido leve. (b) Modelo Base 2 com perda, fluido pesado.  
 Figura 6.7 – Comparação da vazão de óleo sem e com perda de injetividade.

### 6.3 Resultados da Etapa 3.

#### 6.3.1 Etapa 3.1: Modificadores de Transmissibilidade

A Figura 6.8 apresenta o comportamento da vazão de injeção de água e pressão de injeção para o modelo Base 1 e 2 com perda e com fratura modelada com modificadores de transmissibilidade, Caso 1.

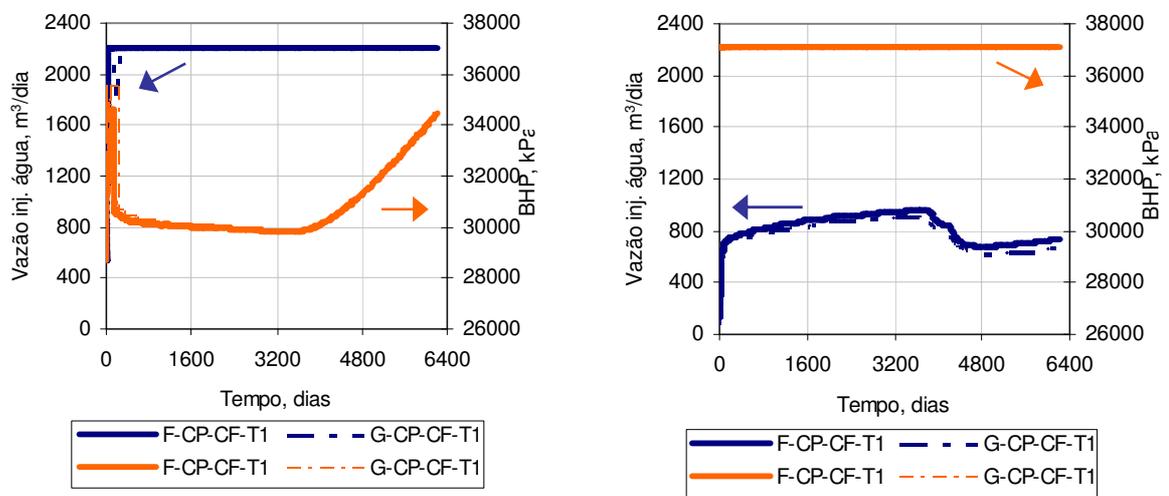
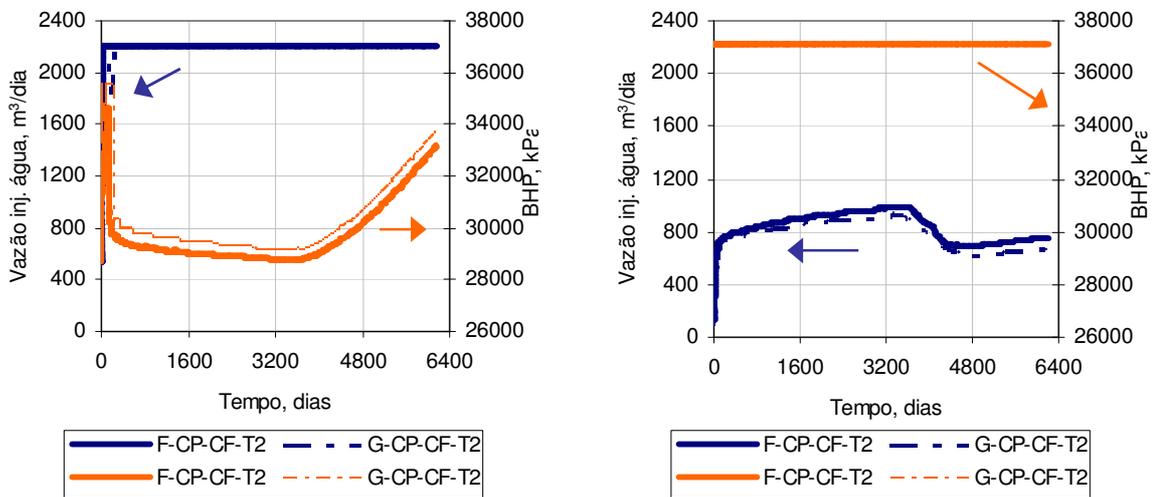


Figura 6.8 – Caso 1 de modificadores de transmissibilidade.

A pressão de injeção para os dois modelos de malha (fina F-CP-CF-T1: linha laranja contínua e grossa G-CP-CF-T1: linha laranja tracejada) aumenta até atingir a pressão de fratura da formação iniciando-se, logo depois, a fratura. A presença da fratura está representada pela queda na pressão de injeção do fundo do poço, como se observa na Figura 6.8(a). A pressão de injeção obtida das simulações representa em parte o comportamento da pressão num processo de fraturamento hidráulico (ver Figura 2.6). A dimensão da queda na pressão de injeção é grande e não assegura que a pressão do fundo do poço possa manter a fratura aberta para o modelo Base 1 com fratura com modificadores de transmissibilidade, Caso 1. Por outro lado, a vazão de injeção de água (F,G-CP-CF-T, linha azul contínua e tracejada) fica fixa no valor estabelecido. Para o modelo de fratura com modificadores de transmissibilidade, a vazão de água é restabelecida aos valores iniciais, mas poderiam ser maiores do que os iniciais.

O modelo Base 2 com perda e com fratura com modificadores de transmissibilidade se apresenta na Figura 6.8(b). Devido às características do fluido pesado e às condições de operação estabelecidas no poço injetor, a pressão de injeção fica fixada na pressão de fratura desde o início da injeção. A vazão de água, para a malha fina e para a malha grossa se incrementa até valores superiores aos apresentados no caso base da Etapa 1.

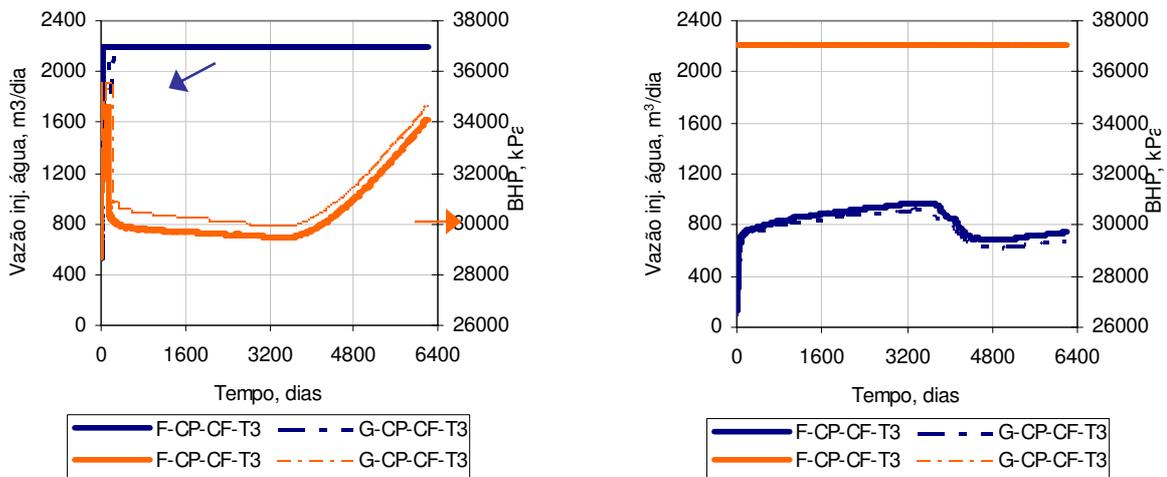
O comportamento dos modelos Base 1 e 2 com perda e com fratura com modificadores de transmissibilidade, Casos 2 e 3, são apresentados na Figura 6.9 e Figura 6.10 respectivamente.



(a) Modelo Base 1 com perda e fratura.

(b) Modelo Base 2 com perda e fratura.

Figura 6.9 – Caso 2 de modificadores de transmissibilidade.



(a) Modelo Base 1 com perda e fratura.

(b) Modelo Base 2 com perda e fratura.

Figura 6.10 – Caso 3 de modificadores de transmissibilidade.

O comportamento da pressão de injeção e da vazão água é similar aos resultados apresentados para o Caso 1. A queda na pressão é maior para o modelo Base 1 com perda e com fratura com modificadores de transmissibilidade Caso 2 porque os valores de fator geométrico calculados são maiores que do que os calculados para os Casos 1 e 3. Estes valores (Caso 1) aumentam durante a simulação em função do comprimento da fratura. Também se observa na Figura 6.9(a) diferenças significativas nas respostas de pressão obtidas pelas malhas fina e grossa. Enquanto isso, a vazão de água, para o modelo Base 1 com perda e com fratura com modificadores de transmissibilidade permanece constante durante o tempo tudo de simulação, e, para o modelo Base 2 com perda e com fratura apresenta incrementos adicionais em relação ao modelo Base 2 (Figura 6.3(b)).

O efeito da fratura com modificadores de transmissibilidade, para cada um dos casos comentados anteriormente, em relação às Etapas 1 e 2, pode ser comparado mediante o uso de valores quantitativos obtidos das simulações de escoamento. A Tabela 6.1 e Tabela 6.2 apresentam a vazão média de injeção de água, tempo médio de erupção da água nos poços produtores e o valor de óleo acumulado,  $N_p$ , para as Etapas 1, 2 e 3. Comparam-se os resultados obtidos para cada um dos fluidos utilizados.

Na Tabela 6.1 e Tabela 6.2 pode-se observar o efeito da perda de injetividade na vazão de injeção de água e, por conseqüência, no valor de óleo acumulado ao tempo final da simulação, para os dois modelos Base 1 e 2 com perda de injetividade. Na Seção 6.1 se apresentou que existem diferenças entre os poços em relação ao tempo de erupção, só que os valores da Tabela 6.1 e Tabela 6.2 são valores médios para os quatro poços.

*Tabela 6.1 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 1 com perda e fratura (T).*

Variável	Tipo de Malha	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
Vazão de injeção média, $m^3 \cdot dia^{-1}$ .	Malha fina	2191.9	898.8	2197.2	2197.3	2197.3
	Malha grossa	2095.8	825.8	2191.5	2117.5	2117.0
Tempo de erupção, dias.	Malha fina	3442.8	-	3250.5	3255.5	3255.5
	Malha grossa	3298.5	-	3024.5	3035.4	3036.1
Óleo acumulado, $x 10^6 m^3$	Malha fina	9.70	6.93	9.84	9.85	9.84
	Malha grossa	9.87	6.74	9.71	9.71	9.71

Tabela 6.2 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 2 com perda e fratura (T).

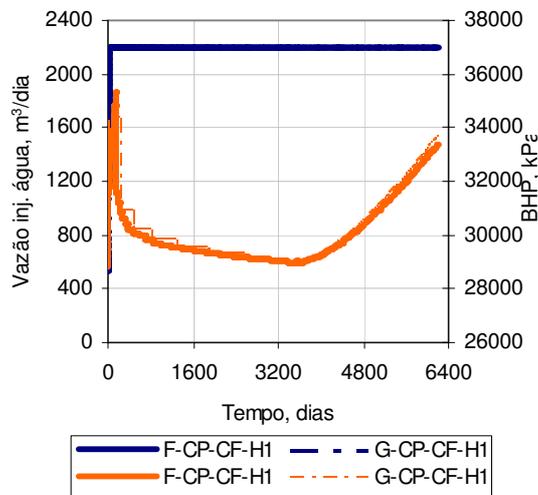
Variável	Tipo de Malha	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
Vazão de injeção média, m <sup>3</sup> ·dia <sup>-1</sup> .	Malha fina	736.5	211.8	792.0	809.3	798.3
	Malha grossa	652.1	198.9	704.8	715.9	715.8
Tempo de erupção, dias.	Malha fina	4194.8	-	3785.6	3608.1	3708.5
	Malha grossa	4230.0	-	3856.1	3733.7	3740.7
Óleo acumulado, x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Malha fina	4.29	1.27	4.31	4.32	4.32
	Malha grossa	4.09	1.24	4.10	4.11	4.11

Para os modelos Base 1 e 2 com perda de injetividade se observa que não se apresenta erupção de água nos poços produtores devido à diminuição da vazão de água de injeção. O efeito da fratura, na vazão de água de injeção para os três casos com modificadores de transmissibilidade, é o incremento da vazão de injeção de água em relação às vazões obtidas na Etapa 2. Particularmente, para o modelo Base 2 com perda e com fratura, os valores obtidos de vazão média são maiores dos obtidos na Etapa 1 (Tabela 6.2). Este efeito indica que a fratura restaura o índice de injetividade especialmente em reservatórios com fluidos pesados. O tempo de erupção da água nos poços produtores é influenciado pela presença da fratura. Observa-se que a fratura diminui o tempo de erupção da água nos poços produtores.

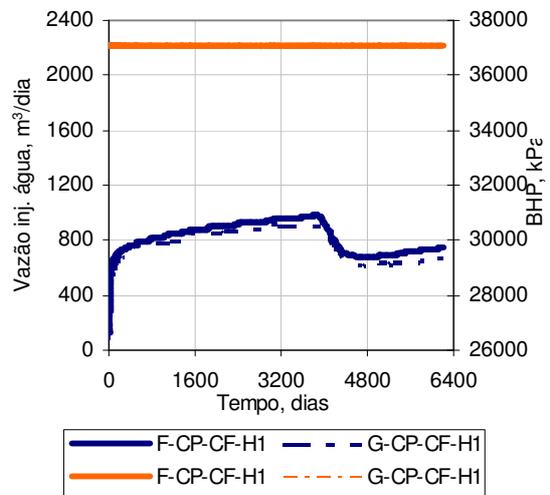
### 6.3.2 Etapa 3.2: Poço Horizontal Virtual

Os modelos Base 1 e 2 com perda e com fratura modelada com o poço horizontal virtual (Caso 1), são apresentados na Figura 6.11. Os fatores geométricos das perfurações são funções da permeabilidade e das propriedades geométricas dos blocos e a fratura não está rerepresentada em nenhum deles.

Observa-se, na Figura 6.11(a), que o comportamento da pressão de injeção usando o modelo de poço horizontal virtual é similar ao comportamento obtido com modificadores de transmissibilidade. A vazão de injeção de água não muda muito em comparação ao comportamento obtido previamente na Etapa 3.1. Na Figura 6.11(b), observa-se uma resposta semelhante à obtida com modificadores de transmissibilidade.



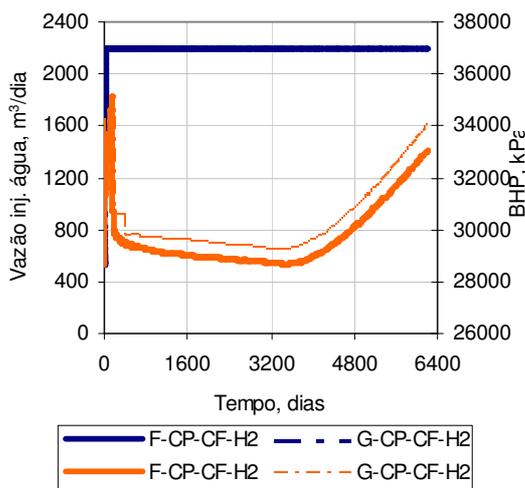
(a) Modelo Base 1 com perda e fratura.



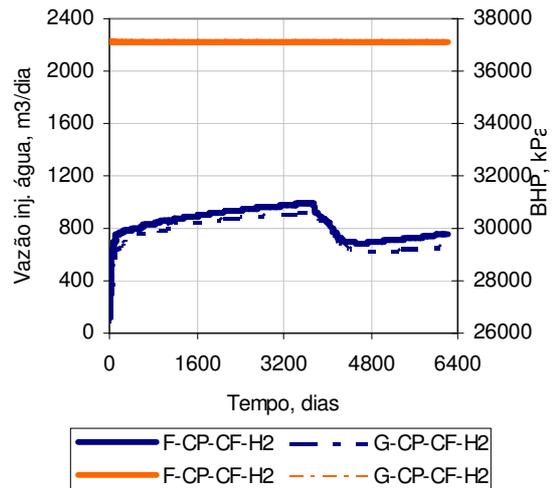
(b) Modelo Base 2 com perda e fratura.

Figura 6.11 – Caso 1 de Poço horizontal virtual.

Para o modelo Base 2 com perda e fratura com poço horizontal virtual, Caso 2 (Figura 6.12), observam-se maiores diferenças entre as malhas fina e grossa para as respostas de pressão (linhas laranja contínua e tracejada). Este comportamento é semelhante ao Caso 2 com modificadores de transmissibilidade. Isso sugere que o cálculo dos fatores geométricos em função do fator de dano calculado com o modelo de Cinco-Ley e Samaniego (1981), não apresenta um ajuste bom para as duas malhas. Os valores calculados de fator geométrico são da ordem de  $10^6$ .



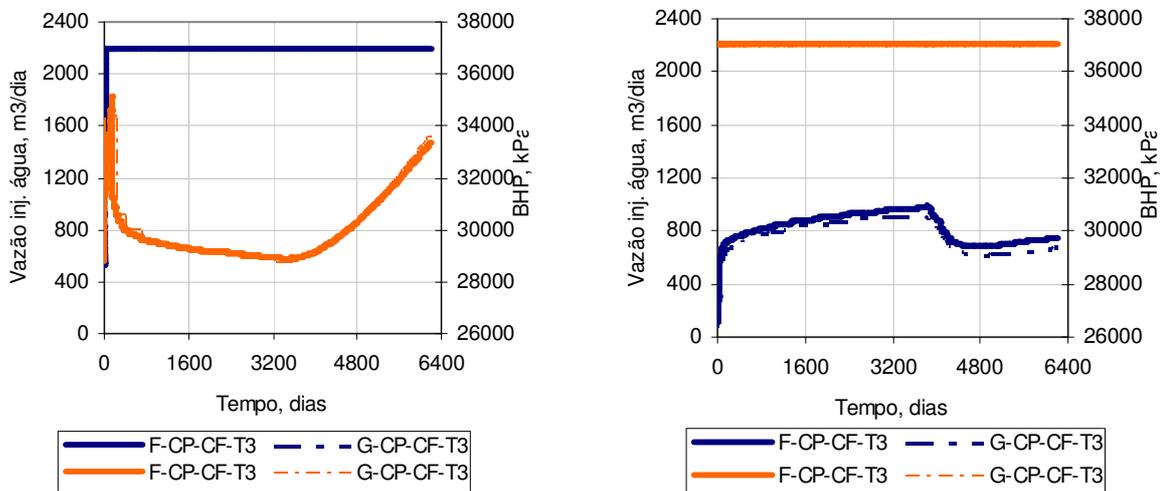
(a) Modelo Base 1 com perda e fratura.



(b) Modelo Base 2 com perda e fratura.

Figura 6.12 – Caso 2 de poço horizontal virtual.

As respostas para o modelo Base 2 com perda e com fratura com poço horizontal, Caso 3, são apresentados na Figura 6.13. Observa-se que a resposta de pressão para as duas malhas (Figura 6.13(a)), é similar. As respostas obtidas indicam que o uso do Caso 3 de poço horizontal virtual para a modelagem da fratura é mais indicado do que o caso porque o ajuste da malha grossa à malha fina é melhor do que o apresentado na Figura 6.12(a). A resposta obtida para a vazão de água na Figura 6.11(b) é similar aos casos citados previamente. Neste Caso 3 de poço horizontal virtual, o poço consegue injetar mais água do que o Caso 1 de poço horizontal virtual porque os fatores geométricos das perfurações incluem a presença da fratura.



(a) Modelo Base 1 com perda e fratura.

(b) Modelo Base 2 com perda e fratura.

Figura 6.13 – Caso 3 de Poço horizontal virtual.

Comparações das três etapas com poço horizontal virtual são apresentadas na Tabela 6.3 e Tabela 6.4 para os modelos Base 1 e 2 com perda e fratura com poço horizontal virtual.

Tabela 6.3 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 1 com perda e fratura (PHV).

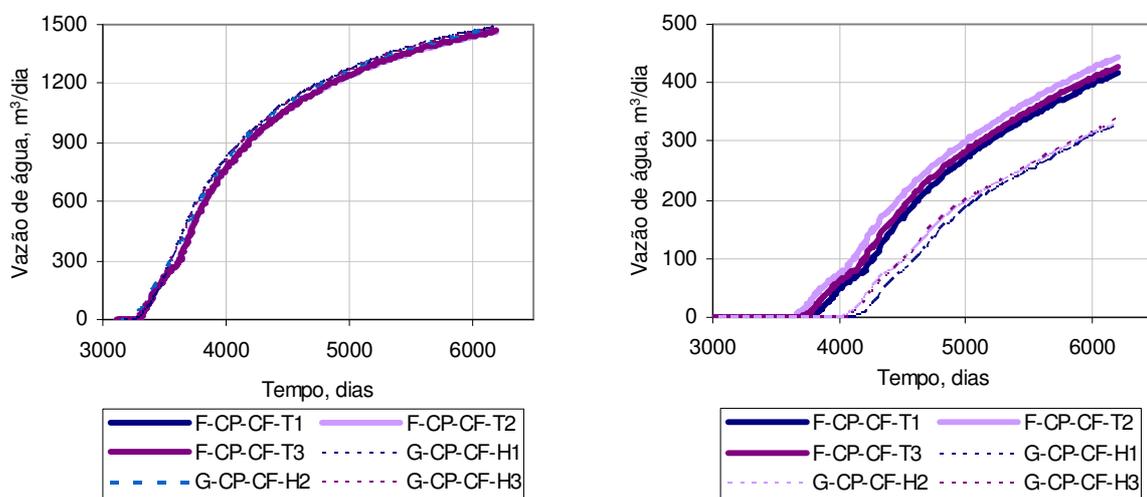
Variável	Tipo de Malha	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
Vazão de injeção média, m <sup>3</sup> ·dia <sup>-1</sup> .	Malha fina	2191.9	898.8	2197.1	2197.1	2197.1
	Malha grossa	2095.8	825.8	2131.8	2132.0	2131.9
Tempo de erupção, dias.	Malha fina	3442.8	-	3370.9	3313.6	3354.8
	Malha grossa	3298.5	-	3160.0	3159.2	3155.8
Óleo acumulado, x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Malha fina	9.70	6.93	9.86	9.86	9.86
	Malha grossa	9.87	6.74	9.68	9.68	9.68

Tabela 6.4 – Comparação das Etapas 1, 2 e 3, modelo Base 2 com perda e fratura (PHV).

Variável	Tipo de Malha	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
Vazão de injeção média, $m^3 \cdot dia^{-1}$ .	Malha fina	736.5	211.8	781.3	803.9	780.1
	Malha grossa	652.1	198.9	691.2	699.8	691.5
Tempo de erupção, dias.	Malha fina	4194.8	-	3910.3	3734.7	3835.2
	Malha grossa	4230.0	-	4027.0	3979.0	4012.1
Óleo acumulado, $x10^6 m^3$	Malha fina	4.29	1.27	4.31	4.32	4.31
	Malha grossa	4.09	1.24	4.09	4.09	4.09

### 6.3.3 Comparação dos Modelos de Fratura

A Figura 6.14 compara os modelos Base 1 e 2 com perda e com fratura para os três casos apresentados com modificadores de transmissibilidade (malha fina) com os três casos de poço horizontal virtual (malha grossa). Esta comparação é feita para observar o desempenho do poço horizontal virtual numa malha grossa em comparação com um modelo de fratura (modificadores de transmissibilidade) numa malha fina.



(a) Modelo Base 1 com fratura, fluido leve. (b) Modelo Base 2 com fratura, fluido pesado.  
 Figura 6.14 – Comparação de modificadores de transmissibilidade com poço horizontal virtual.

Para a vazão de água de produção, observa-se, na Figura 6.14(a), que para o modelo Base 1 com perda e com fratura, os modelos de poço horizontal virtual (linhas tracejadas), conseguem reproduzir o comportamento dos modelos com modificadores de transmissibilidade (linhas

contínuas). De forma similar, para o modelo Base 2 com perda e com fratura, o tempo de erupção da água nos poços apresenta diferenças entre modificadores de transmissibilidade e poço horizontal virtual. Para esta última ocorrência, Figura 6.14(b), os três casos apresentados com modificadores de transmissibilidade apresentam tempos de erupção menores do que os casos apresentados com poço horizontal virtual. A diferença entre estes modelos é devido ao refinamento na direção da fratura e a ao fato que no modelo Base 2 com perda e com fratura com poço horizontal virtual, a malha é grossa e apresenta menor injetividade. Com isso, o modelo de poço horizontal virtual consegue reproduzir o comportamento das respostas da fratura modelada com os modificadores de transmissibilidade com boa aproximação.

A Tabela 6.5 apresenta os resultados obtidos quando o indicador matemático ( $D$ ) é empregado para analisar o afastamento entre as respostas apresentadas na Figura 6.14 (vazão de produção de água). Observa-se que para os três casos do modelo Base 1 com perda e com fratura com poço horizontal virtual, todos eles conseguem reproduzir as respostas obtidas com modificadores de transmissibilidade.

*Tabela 6.5 – Afastamento entre as curvas de vazão de produção de água,  $\times 10^6$ .*

		<i>Modificadores de Transmissibilidade</i>					
		<b>Modelo Base 1 (fluido leve)</b>			<b>Modelo Base 2(fluido pesado)</b>		
		<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
<i>Poço</i>	<b>Caso 1</b>	-0.455	-0.468	-0.458	1.07	2.09	1.45
<i>Horizontal</i>	<b>Caso 2</b>	-0.404	-0.417	-0.409	0.809	1.69	1.13
<i>Virtual</i>	<b>Caso 3</b>	-0.415	-0.428	-0.418	0.791	1.68	1.11

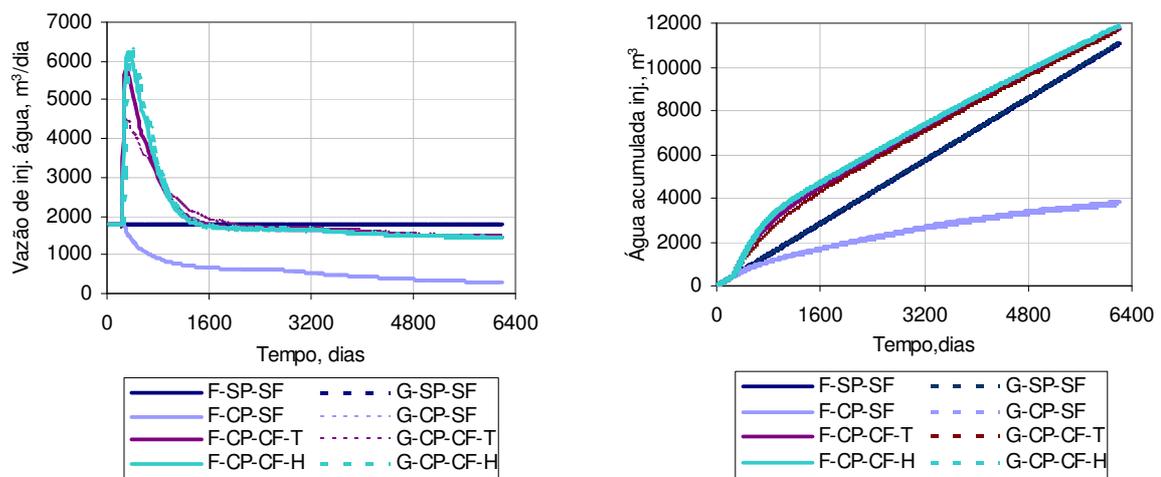
Para os três casos do modelo Base 2 com perda e com fratura com poço horizontal virtual, observa-se diferenças significativas entre os modelos de poço horizontal virtual e modificadores de transmissibilidade. Para o Caso 1 com modificadores de transmissibilidade combinado com os três casos de poço horizontal virtual, se obtém os menores afastamentos entre as curvas. Isto indica que o emprego do fator geométrico inicial do poço injetor seria suficiente para modelar a restauração da injetividade após a fratura. Também, dos dados apresentados na Tabela 6.5, se observa que o incremento do fator geométrico do poço horizontal virtual, não significa uma melhoria nas respostas de vazão de água e óleo. Isso indica que com um valor fixo de fator geométrico, obtido por ajuste, se podem obter resultados representativos.

## 6.4 Resultados da Etapa 4.

Na Seção 6.3.2 observa-se que o modelo Base 1 com perda e com fratura com poço horizontal virtual não consegue reproduzir completamente o comportamento da pressão de injeção. Devido ao fato que o poço horizontal empregado para modelar fratura é virtual, diferentes análises foram feitas para estudar o comportamento da pressão e da vazão de injeção modificando o fator geométrico das perfurações sem afetar o modelo de simulação. O modelo empregado para estas análises foi o Caso 1 do poço horizontal virtual.

### 6.4.1 Análise do Efeito da Pressão de Injeção no Poço Horizontal Virtual

Como foi apresentado previamente na Seção 6.3.2 para o modelo Base 1 com perda e com fratura modelada com poço horizontal virtual, a resposta obtida para a pressão de injeção não assegura propagação da fratura. A Figura 6.15(a) compara o comportamento da vazão de injeção obtida com o modelo Base 1 com a resposta obtida com o poço horizontal virtual, Caso 1, com a condição de operação 1 da Figura 6.11(a). Observa-se que a vazão de injeção se incrementa durante aproximadamente dois anos. O fato anterior implica que o reservatório seja pressurizado rapidamente. Este aumento da pressão média do reservatório influi na vazão de injeção, a qual diminui até valores próximos aos  $1800 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ .



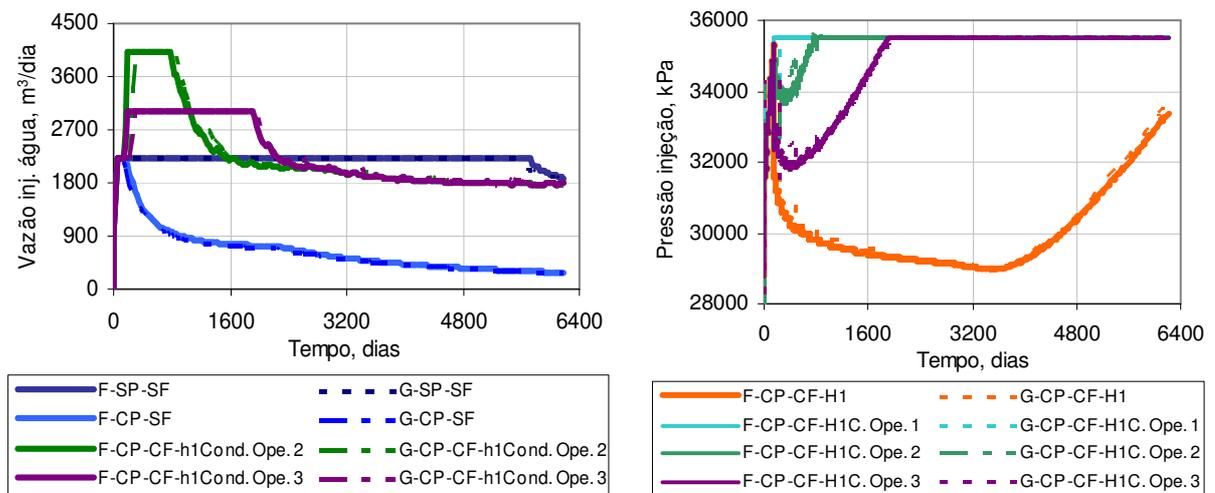
(a) Vazão de água injetada.

(b) Volume de água injetada acumulada.

Figura 6.15 – Vazão de injeção de água e  $W_i$  para condição de operação 1.

É importante ressaltar que depois do início da fratura, a vazão de injeção de água pode se incrementar. Assim, o comportamento da vazão de água para a condição de operação 1 representaria um máximo de injeção de água. Na Figura 6.15(b) se apresenta o volume de água injetado acumulada,  $W_i$ .

Na Figura 6.16, apresenta-se os resultados obtidos para as condições de operação 2 e 3 da Tabela 4.1. Observa-se que na medida em que os valores de vazão definidos pelas condições de operação 2 e 3 se aproximam aos  $2200 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ , como é apresentado na Figura 6.16(a), a pressão de injeção apresenta quedas consideráveis (Figura 6.16(b)) aproximando-se do resultado previamente obtido na Seção 6.3.2. Isso sugere que depois de se iniciar a fratura, existe uma vazão de injeção que assegura a propagação da fratura. Para as simulações feitas, este valor está entre 4000 e os  $5200 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ , valor máximo obtido para a condição de operação 1.



(a) Vazão de injeção de água.

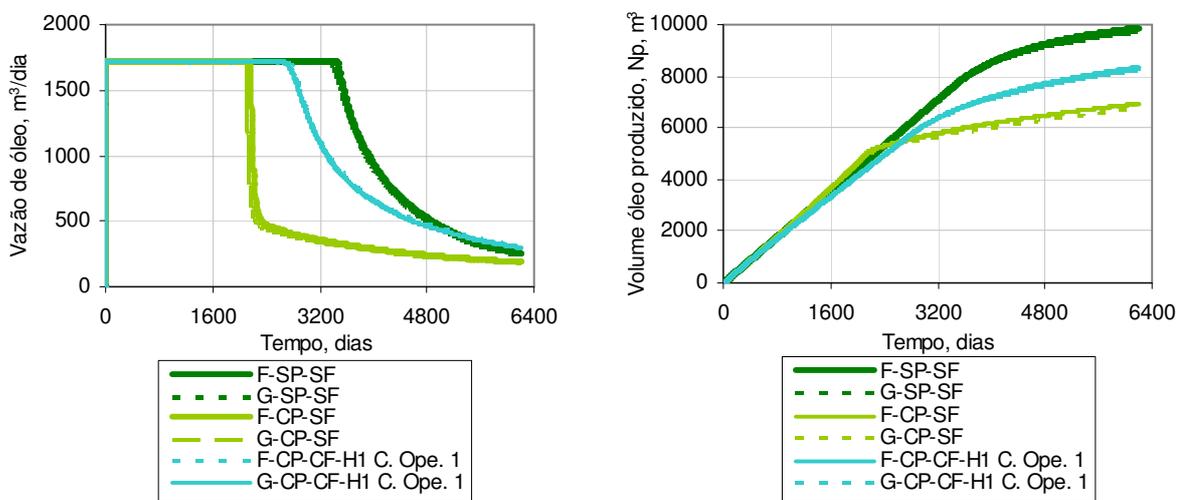
(b) Pressão de injeção.

Figura 6.16 – Vazão de injeção e pressão de injeção para as condições de operação 2 e 3.

A variação da vazão de injeção afeta diretamente o comportamento do perfil da fratura obtida do PROPAG. Simulações adicionais foram feitas com o PROPAG para observar o comportamento da variação da vazão de injeção. Os resultados mostram que, para os valores médios (discretizando a curva de vazão em diferentes intervalos de vazão constante) para as condições de operação descritas na Tabela 4.1, o comprimento final da fratura para cada caso é

similar ao perfil obtido com  $2200 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$  com diferenças ao redor de 4% no comprimento da fratura.

A vazão de produção de óleo e o volume de óleo produzido acumulado são apresentados na Figura 6.17. Como consequência da alta vazão de injeção de água, a produção de óleo se afeta pela erupção de água antecipada em relação à resposta de vazão obtida com fratura na Etapa 3 (Figura 6.17(a)). As respostas obtidas sugerem que a injeção de água de forma deliberada após a formação da fratura influi fortemente no desempenho do reservatório, acelerando a produção de água. O volume de óleo acumulado (Figura 6.17(b)), se incrementa em relação ao caso com perda de injetividade, mas não se conseguem restabelecer os valores obtidos no caso ideal (sem perda de injetividade). Assim, valores controlados de vazão de água devem ser mantidos para assegurar a abertura da fratura e restauração da injetividade do poço, mas, visando não acelerar a produção de água.



(a) Vazão de produção de óleo.

(b) Óleo produzido acumulado,  $N_p$ .

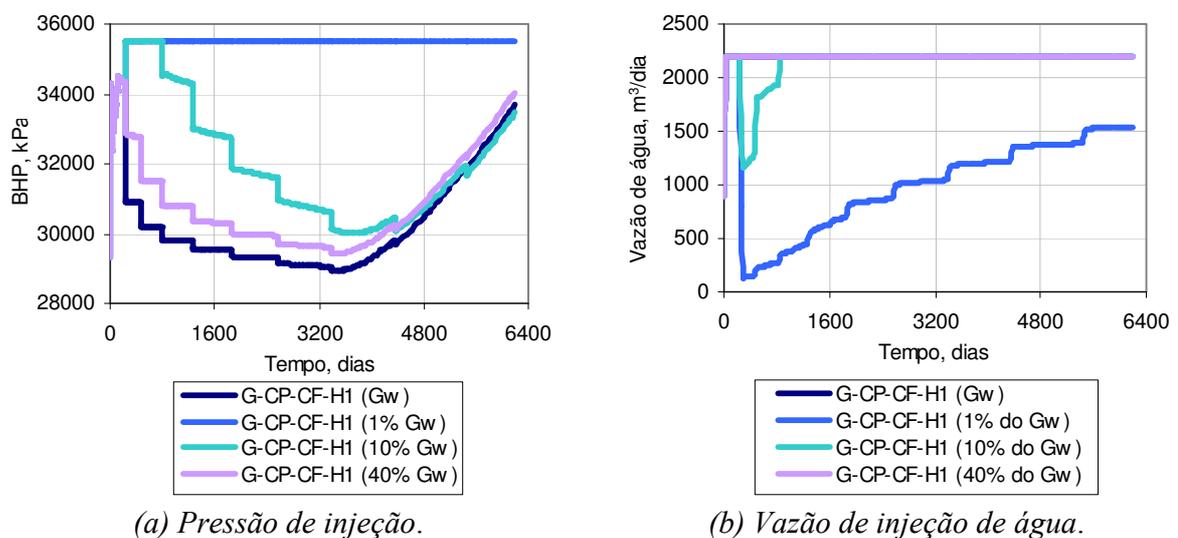
Figura 6.17 – Vazão de produção de óleo e  $N_p$  ( $p_{inj} = p_f$ ).

#### 6.4.2 Análise de Sensibilidade do Fator Geométrico do Poço Horizontal Virtual

O fator geométrico do poço horizontal virtual ( $G_{w,h}$ ) é função dos fatores geométricos dos blocos de simulação que o compõem, segundo as Equações 4.1, 4.2 e 4.3 apresentadas na Seção 4.4.2. O comportamento da pressão de fundo, calculada com o poço horizontal virtual, apresenta

uma queda significativa depois que a pressão atinge a pressão de fratura. Esta resposta de pressão obtida sugere que os valores dos fatores geométricos, calculados para o poço horizontal virtual, não são adequados para reproduzir o comportamento da pressão num poço de injeção de água injetando acima da pressão de fratura.

A Figura 6.18 apresenta as resposta da pressão de injeção e da vazão de injeção de água para cada uma das frações de fator geométrico comentadas na seção 4.5.2. Para fatores geométricos extremos, 1% do fator geométrico inicial, observa-se que a pressão de injeção é igual à pressão de fratura do reservatório (Figura 6.18(a)), comportamento que poderia reproduzir o a pressão de propagação da fratura. De outro lado, observando a vazão de injeção para o mesmo fator geométrico, a água injetada diminui consideravelmente (Figura 6.18(b)). Isto indica que existe um conjunto de fatores geométricos adequados, os quais, para uma vazão de injeção dada, conseguiriam ajustar o comportamento da pressão de propagação da fratura.

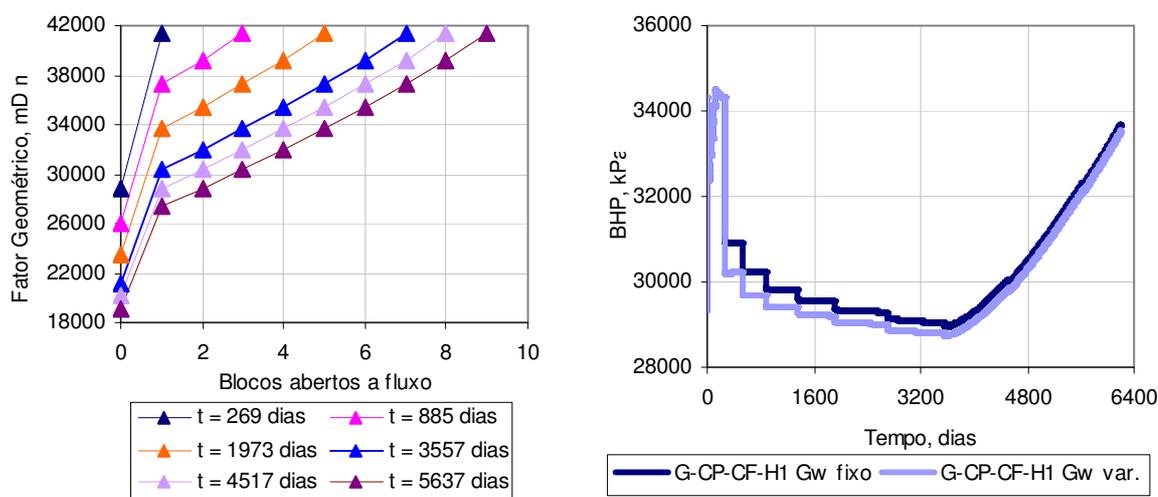


(a) Pressão de injeção. (b) Vazão de injeção de água.  
 Figura 6.18 – Análise de sensibilidade dos fatores geométricos do poço horizontal virtual.

Observa-se que na medida em que aumenta a percentagem, o comportamento da pressão tende ao caso de referência. Frações entre 10 e 20% do fator geométrico inicial (Caso 1) poderiam assegurar pressões de propagação e vazões estabelecidas de injeção de água.

### 6.4.3 Análise da Variação do Perfil de Injeção de Água na Fratura.

A Figura 6.19(a) apresenta o comportamento dos fatores geométricos, modelo Base 1 com perda e com fratura modelada com poço horizontal virtual, em função do comprimento da fratura representado (na figura referida) pelo número de blocos abertos ao escoamento em direção de crescimento da fratura (eixo  $x$ ).



(a) Variação do fator geométrico.

(b) Pressão de injeção - comparação.

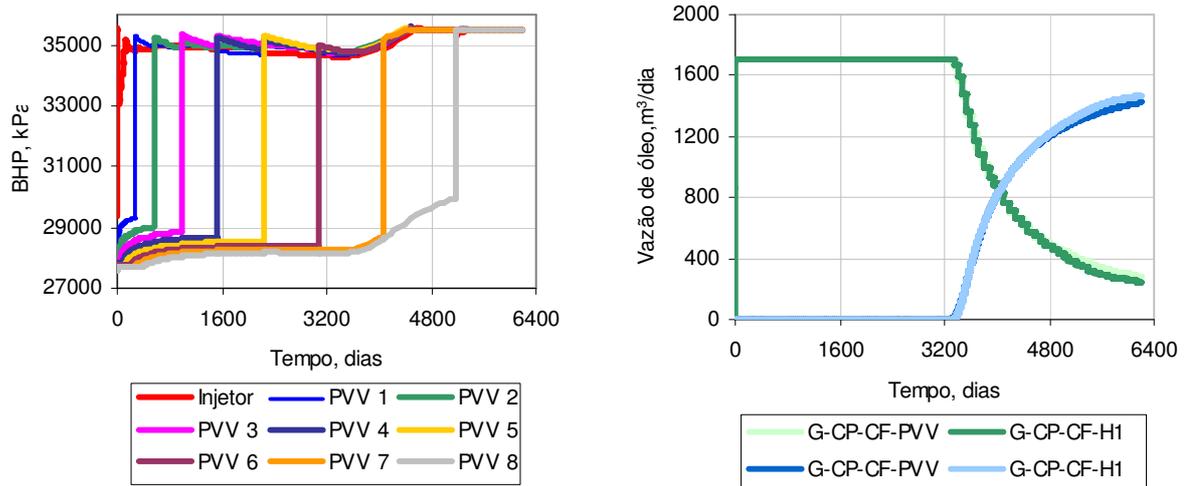
Figura 6.19 – Variação dos fatores geométricos do poço horizontal virtual.

Os blocos próximos ao poço injetor (veja bloco 0), apresentam um fator geométrico menor do que os blocos que estão menos tempo expostos ao escoamento (veja bloco nove). A resposta em pressão para o poço horizontal virtual, com e sem variação dos fatores geométricos, se apresenta na Figura 6.19(b). O comportamento da pressão de injeção não apresenta mudanças significativas na vazão de injeção ao longo do comprimento da fratura, que varia em função do tempo de injeção. Este efeito sugere que se deve incluir variação dos fatores geométricos do poço horizontal virtual em função do tempo.

### 6.4.4 Alternativa de Modelagem da Fratura: Poços Verticais Virtuais

A Figura 6.20 apresenta os resultados obtidos para o modelo Base 1 com perda e com fratura modelada com poços verticais virtuais (PVV). A Figura 6.20(a) apresenta o comportamento da pressão de injeção de cada um dos poços em função do tempo de abertura

(linhas contínuas)<sup>27</sup>. Cada linha vertical apresentada na Figura 6.20(a) representa a chegada da frente da fratura num bloco, abrindo o poço em função do tempo de propagação da fratura obtido do PROPAG. Os valores de pressão ficam em torno da pressão de propagação da fratura.



(a) Pressão de injeção dos PVV.

(b) Comparação do PHV com o PVV.

Figura 6.20 – Resultados modelagem da fratura com poços verticais virtuais.

Na Figura 6.20(b) se compara o comportamento da vazão de produção de óleo e água, Caso 1 de poço horizontal virtual, com a resposta de vazão de produção de óleo e água do modelo de poços verticais virtuais. Para as mesmas condições de operação, a quantidade de água injetada pelos poços virtuais verticais é igual à injetada pelo poço horizontal virtual. Isso confirma a possibilidade do uso dos poços verticais virtuais para a modelagem da fratura. Uma dificuldade dos poços verticais virtuais é que seria necessário definir um grande numero de poços, o que dificulta sua aplicação em modelos de simulação.

#### 6.4.5 Eficiência de Varrido com Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura

O comportamento da eficiência de varrido da injeção de água é analisado para cada uma das etapas comentadas neste trabalho. A Figura 6.21 e a Figura 6.22 mostram os mapas de saturação para os modelos Base 1 e 2, e para cada uma das Etapas 1, 2 e 3, malhas fina e grossa. O deslocamento do óleo pela água, para o fluido leve (Figura 6.21) é mais uniforme do que no

<sup>27</sup> Estes poços verticais virtuais representam uma asa da fratura.

fluido pesado (Figura 6.22) devido à diferença em mobilidades. Também se pode comparar o a posição da frente de água quando se apresenta a perda de injetividade. Para os casos com fratura, como modificadores de transmissibilidade (CP-CF-T1) e poço horizontal virtual (CP-CF-H1), a frente de avanço da água se modifica, favorecendo o escoamento de água na direção paralela ao eixo  $y$ . A presença da fratura modifica a frente de avanço da água.

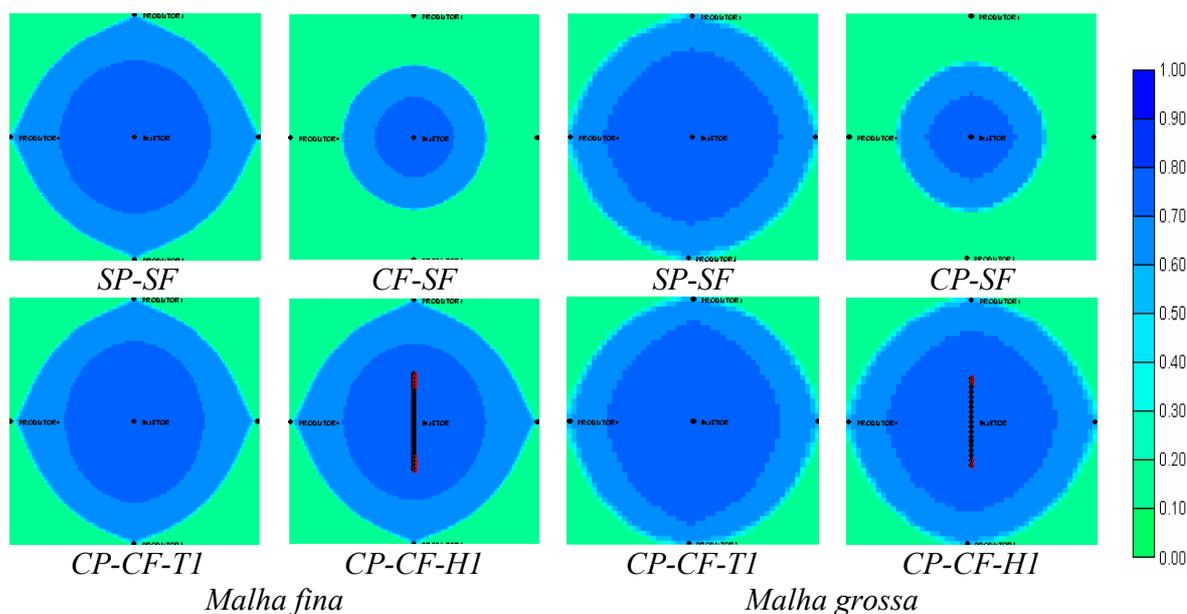


Figura 6.21 – Mapas de saturação, modelo Base 1, Etapas 1, 2 e 3.

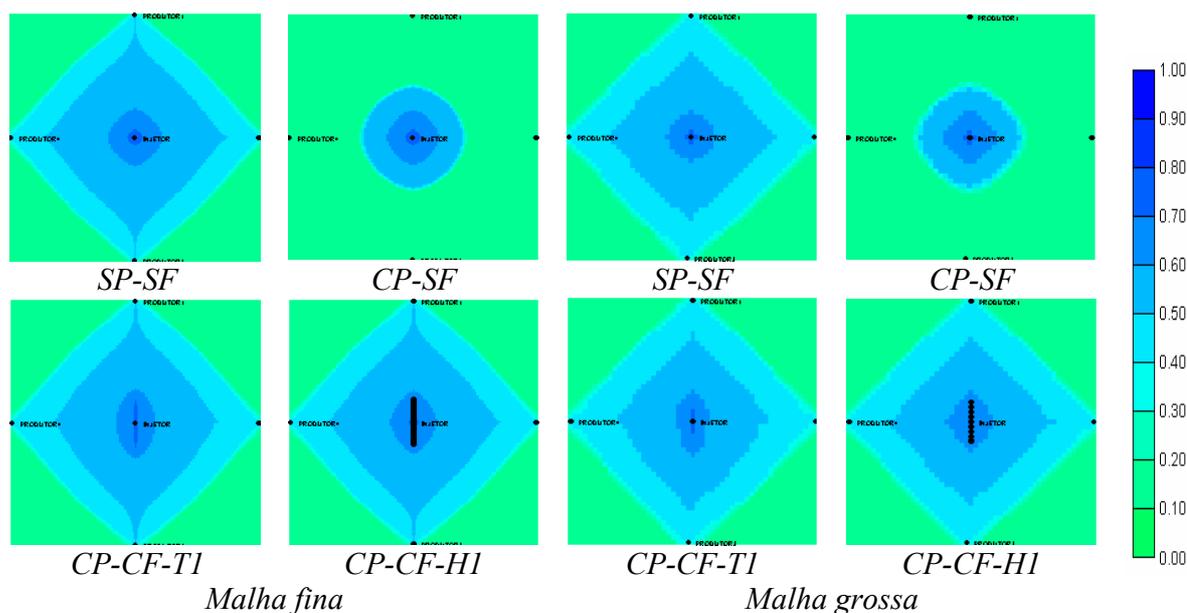


Figura 6.22 – Mapas de saturação para o modelo Base 2, Etapas 1, 2 e 3.

A distribuição de pressão se apresenta na Figura 6.23 e Figura 6.24 para os dois tipos de fluidos. A pressão próxima à área de injeção é menor do que a pressão de fratura da formação. De forma contrária, para o fluido pesado, a pressão fica constante e próxima à pressão de fratura.

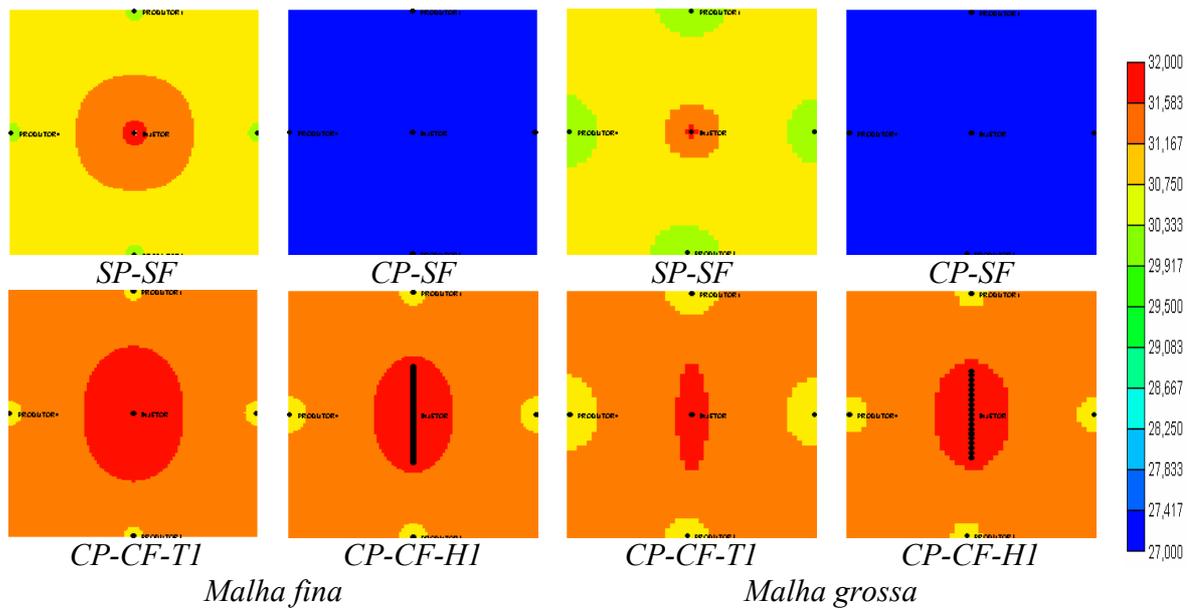


Figura 6.23 – Mapas de pressão para o modelo Base 1, Etapas 1, 2 e 3.

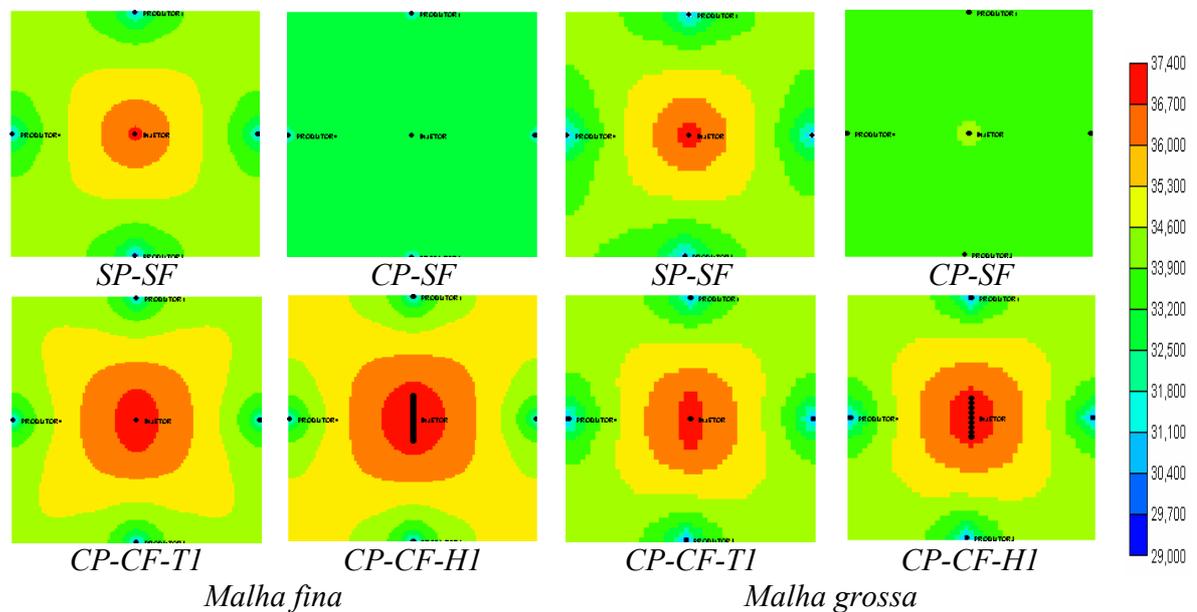
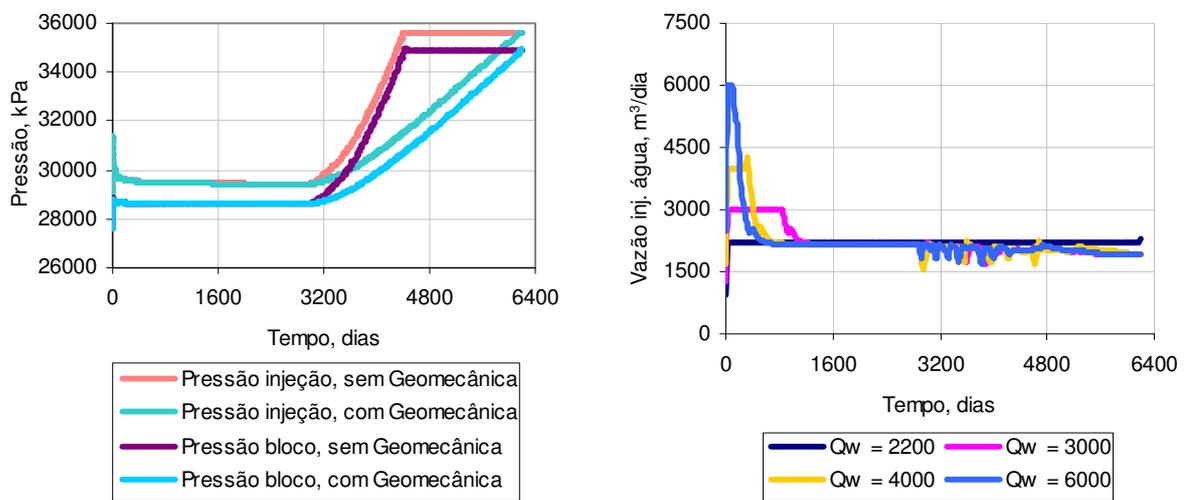


Figura 6.24 – Mapas de pressão para o modelo Base 2, Etapas 1, 2 e 3.

### 6.4.6 Simulação de Fraturas Hidráulicas no Simulador Geomecânico STARS

Os resultados das simulações feitas com o módulo geomecânico do STARS são apresentados nesta seção. Inicialmente, analisa-se o comportamento da vazão de injeção, pressão de injeção e pressão do bloco para o modelo Base 1, com as condições de operação apresentadas na Tabela 5.6, malha grossa. A Figura 6.25(a) apresenta o comportamento da pressão de injeção e a pressão do bloco injetor, com e sem o uso do módulo geomecânico.



(a) Pressão de injeção ( $q_w = 2200 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ ). (b) Comportamento da vazão de injeção de água.  
Figura 6.25 – Comportamento da  $p_{wf}$ , pressão do bloco e vazão (módulo geomecânico).

Observa-se que o comportamento da pressão calculada pelo módulo geomecânico apresenta diferenças significativas, a partir da erupção da água, indicando que o uso de modelos geomecânicos altera a resposta em relação aos modelos sem esta opção. Na Figura 6.25(b) apresenta-se o comportamento da vazão de injeção obtida com o módulo geomecânico. Comparando a Figura 6.15(a) com a Figura 6.25(b), observa-se um comportamento similar entre as respostas de vazão de injeção de água obtidas com o poço horizontal e com o simulador STARS.

Para as condições de pressão de reservatório, propriedades mecânicas da rocha e condições de operação do poço injetor, o PROPAG prediz uma pressão de fratura e um comportamento para o perfil da fratura no tempo (Figura 5.5(a)). Para as mesmas condições citadas, os resultados

obtidos pelo módulo geomecânico não apresentam presença da fratura, como se apresenta na Figura 6.26(a), onde a pressão de injeção só se incrementa por efeito da erupção da água.

As condições de fratura do módulo geomecânico requerem que a pressão de injeção seja igual à pressão de abertura da fratura (obtida do PROPAG) mais um incremento  $\Delta p$ , para o qual a fratura encontra-se completamente aberta; e, que a pressão média do bloco seja igual à pressão de abertura da fratura.

Na Figura 6.26(b), (c) e (d) observa-se que as condições de fratura se dão para vazões de injeção maiores aos 2200 m<sup>3</sup>·dia-1 para a mesma malha grossa. A pressão de injeção fixa-se nos 35573 kPa e pressão média do bloco em 35167 kPa. O aumento da vazão diminui o tempo no qual se dão as condições de fratura.

O incremento da vazão implica que a pressão média do bloco se incremente obtendo-se as condições adequadas para a fratura. Isto implica o uso de vazões de injeção muito altas, as quais poderiam não ser coerentes com as condições de operação do campo. Assim, uma alternativa é a redução das dimensões do bloco, o que implica redefinir a malha de simulação para que a uma vazão máxima estabelecida, se possam dar as condições de fratura. O refinamento num simulador geomecânico implica aumento do tempo computacional.

Uma dificuldade que apresenta o módulo geomecânico é que não se tem controle sobre o avanço da frente da fratura no tempo. No modelo, devem-se definir os blocos que vão ser fraturados, mas o tempo no qual isto acontece não é controlado. Desta forma, pode acontecer que os blocos definidos sejam fraturados num tempo muito menor do que o tempo previsto pelo PROPAG. A anterior observação deve ser cuidadosamente interpretada devido a que o PROPAG também apresenta limitações como foi citado no capítulo de fundamentação teórica. Deste modo, um adequado uso do módulo geomecânico implicaria o uso de dados de campo para ajustar o avanço da frente da fratura.

A Figura 6.27 apresenta o comportamento da pressão para duas vazões diferentes de injeção. Observa-se a influência da fratura. Um ponto importante é analisar as magnitudes da

pressão para cada um dos modelos. Observa-se na Figura 6.27(a) a pressão ao redor do poço não se aproxima à pressão de fratura da formação; na Figura 6.27(b) observa-se a distribuição da pressão ao longo da fratura.

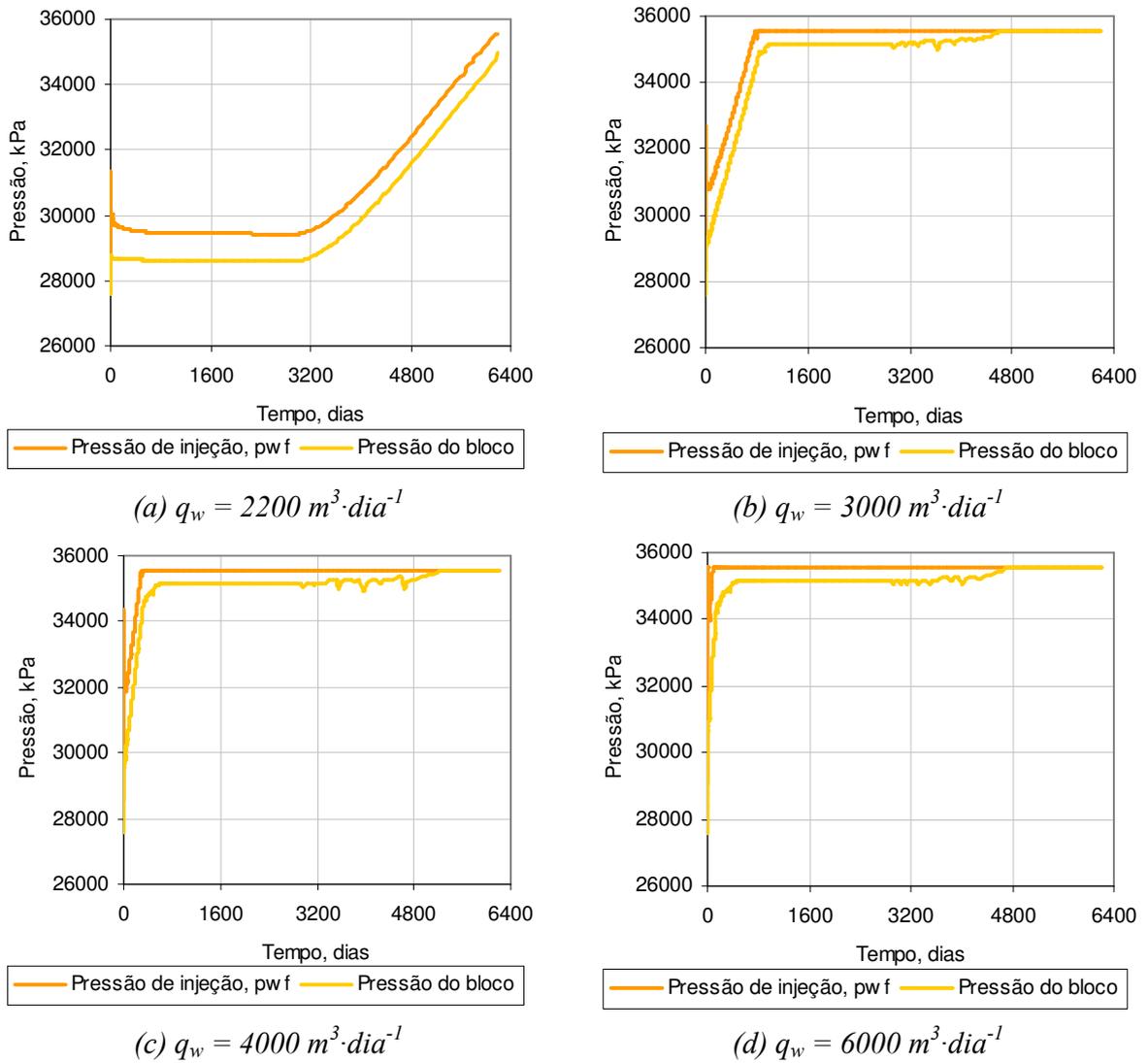
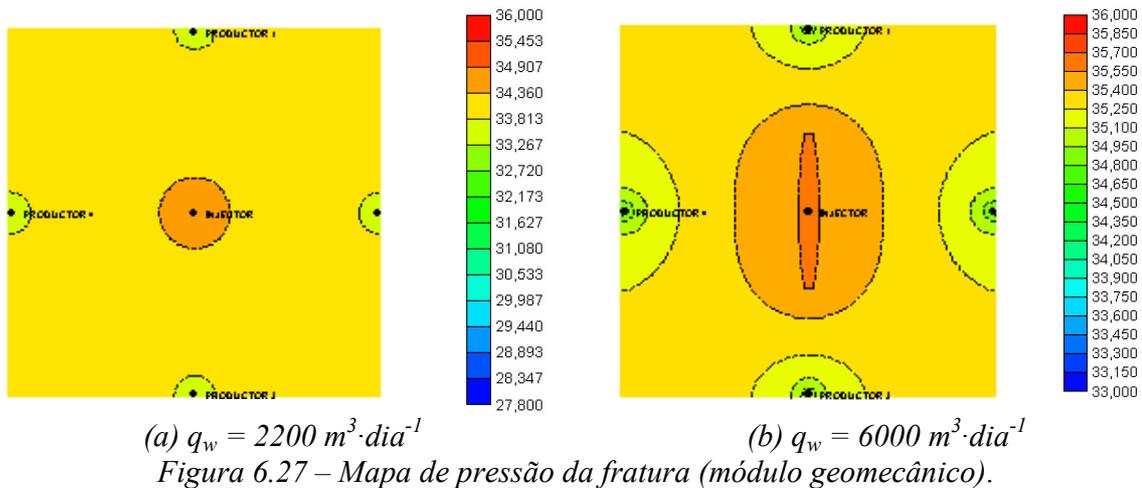


Figura 6.26 – Relação vazão de injeção e pressão de fratura, pressão de injeção e do bloco.



## 6.5 Discussão Geral

A modelagem da fratura usando o poço horizontal virtual envolve diferentes variáveis e limitações (na metodologia proposta), pois o trabalho se desenvolve usando um simulador de escoamento cujo código do programa não se pode modificar. Assim, a definição e aplicação do poço horizontal virtual é função das variáveis, que dentro dos limites físicos apropriados, podem-se modificar para aproximar o comportamento da fratura.

A influência do fluido e da malha de simulação na modelagem da fratura, usando refinamentos locais com modificadores de transmissibilidade, se mostrou importante na modelagem da fratura. Assim, a aplicação do poço horizontal virtual, que neste caso não implica modificação da malha de simulação, se apresenta como opção vantajosa para representar a fratura (menor tempo de processamento).

A representação da fratura, através do poço horizontal virtual, em modelos de simulação sem modificação da malha existente, minimiza os efeitos de refinamentos, ou seja, evita diferenças entre malha fina e grosseira e melhora o desempenho computacional.

Mesmo com as vantagens apresentadas pela modelagem da fratura através de poço horizontal virtual, importantes questões sobre o modelo proposto de fratura devem ser esclarecidas em função das simulações feitas neste trabalho. A questão fundamental é a definição dos fatores geométricos apropriados para o poço horizontal virtual. Inicialmente, no Caso 1 do

poço horizontal virtual, o cálculo dos fatores geométricos foi função dos fatores geométricos de um poço horizontal real. Esta aproximação apresentou deficiências porque a pressão do fundo do poço calculada não consegue assegurar condições de propagação da fratura. Os Casos 2 e 3 de poço horizontal virtual apresentaram comportamentos similares. Os valores do fator geométrico calculados para o Caso 2 cresceram em função do comprimento da fratura. Isto indica que não necessariamente, de forma direta, pode-se associar um comprimento de fratura (fator de dano) com um valor de fator geométrico. Valores cada vez maiores para o fator geométrico induzem valores menores na pressão do poço para injetar uma vazão dada de água.

O fato anterior leva a pensar que os fatores geométricos para cada uma das perfurações do poço horizontal virtual deveriam ser ajustados. Os valores iniciais para este ajuste são os calculados em função do poço horizontal real. O valor adequado para os fatores geométricos, para cada uma das perfurações, são aqueles que conseguirem reproduzir a pressão de propagação da fratura. A análise de sensibilidade feita para os fatores geométricos confirma a observação anterior. Um fato importante é que a pressão de propagação deve ser corretamente estimada por outros meios para assegurar uma boa qualidade dos dados.

Por outro lado, quando a pressão de injeção do poço horizontal é igual à pressão de fratura, pode-se considerar que o valor da pressão ao longo do poço é igual à pressão de fratura. Esta aproximação pode contornar o problema do comportamento da pressão de fratura citado previamente, mas, a vazão de injeção adequada para cada uma das perfurações, ao longo do poço horizontal virtual, não pode ser controlada.

A distribuição da vazão ao longo do poço pode ser feita através da modificação dos fatores geométricos iniciais. Isso, feito com os valores de fator geométrico calculados por qualquer um dos Casos 1, 2 e 3 de poço horizontal virtual, não assegura mudanças significativas no comportamento da pressão. Deste modo, novamente, o ajuste dos fatores geométricos, é a alternativa para controlar o perfil de injeção na fratura e o comportamento da pressão.

Assim, o modelo de poço horizontal virtual se torna uma ferramenta de rápida aplicação em aplicações de campo, ajudando na escolha de estratégias de injeção com injeção de água acima da pressão de fratura.

Por outro lado, o uso de poços verticais virtuais se apresenta como uma alternativa. Neste caso pode-se definir o valor da vazão e pressão de injeção. De forma semelhante aos casos citados, precisa-se de um ajuste do fator geométrico. O emprego dos poços verticais virtuais, tal como é citado na literatura, é uma aproximação ao problema de simulação da fratura e a principal deficiência é o valor do campo de pressões.

Finalmente, uma consideração importante é que o campo de pressões calculado para cada um dos blocos que compõem o poço horizontal virtual é aproximado porque o modelo matemático de escoamento do simulador não considera as equações de deformação geomecânica.

A opção de modelagem geomecânica avaliada, através do módulo geomecânico do STARS, apresenta um comportamento na pressão consistente com o fenômeno físico, mas para efeitos de simulação, a malha deve ser refinada para conseguir as condições apropriadas de início e propagação da fratura. Isto implica que para simulações de campo, devido à impossibilidade de malhas completamente refinadas, refinamentos locais sejam necessários para modelar a fratura.

## Capítulo 7

### Conclusões e Recomendações

Neste trabalho tratou-se da modelagem da fratura em simuladores comerciais fazendo uso de um poço horizontal virtual, como uma alternativa ao refinamento local e aos modificadores de transmissibilidade. Este capítulo procura resumir as principais conclusões e recomendações para trabalhos futuros decorrentes da realização deste trabalho.

#### 7.1 Conclusões

Do estudo realizado com o modelo sintético de reservatório, incluindo perda de injetividade e a fratura usando modificadores de transmissibilidade e o poço horizontal virtual, objetivando reproduzir todo o processo de injeção de água acima da pressão de fratura, foram obtidas as seguintes conclusões:

- Inclui-se uma forma diferente para a modelagem da perda de injetividade em simuladores numéricos de escoamento comerciais. O método permite o ajuste de dados de campo em função do modelo de perda.
- A modelagem da perda de injetividade variando a vazão de injeção não reflete o comportamento do sistema físico: a variação só na vazão de injeção induz uma queda na pressão de injeção do poço, mas não um aumento como era de se esperar. Portanto, o método proposto de variação do fator geométrico do índice de injetividade do poço concorda com a física da perda de injetividade.
- A média harmônica e o fator de dano se apresentaram como os melhores métodos para a modelagem da perda de injetividade.

- A influência do refinamento de malha, para a modelagem de fraturas, no comportamento das variáveis de produção aumenta quando o fluido empregado apresenta baixos graus *API* e altos valores de viscosidade. Desta forma, a opção apresentada na literatura de modelagem de fratura através de refinamento e modificadores de transmissibilidade pode causar diferenças significativas em relação ao modelo grosseiro usado no campo.
- Para fluidos leves, o emprego do poço horizontal virtual como modelo de fratura, se apresentou como uma opção viável para aplicações com modelos de simulação grossos, para a modelagem de processos de injeção de água acima da pressão de fratura. Já, no caso de fluidos pesados, apresentaram-se diferenças, em relação ao modelo de referência, para a vazão de produção de água. Estas diferenças devem-se aos efeitos da malha refinada (referência) quando se tem um fluido pesado e aos índices de injetividade muito grandes devido ao refinamento.
- Os valores calculados dos fatores geométricos para o poço horizontal virtual, em função do poço horizontal (real) não são adequados para representar o comportamento da pressão da fratura. Um processo de ajuste dos fatores geométricos iniciais é necessário para reproduzir o comportamento da fratura.
- O modelo de poço horizontal virtual se torna uma ferramenta de aplicação rápida para aplicações de campo para determinar estratégias de injeção com injeção de água acima da pressão de fratura. A metodologia pode ser aplicada sem modificação da malha minimizando efeitos de refinamentos, ou seja, evitando diferenças entre malha fina e grosseira e melhorando o desempenho computacional.

## 7.2 Recomendações

Em função dos resultados obtidos, e por razões de tempo e limitações de software para aprofundar na investigação sobre a modelagem da injeção acima da pressão de fratura, são sugeridas as seguintes pesquisas adicionais:

- Usar dados de laboratório ou de campo para calcular os valores apropriados do modelo de perda de injetividade para reproduzir e/ou ajustar o tempo no qual se alcança a pressão de fratura nas condições de reservatório.

- Comparar as soluções obtidas usando o modelo de poço horizontal virtual com um modelo geomecânico acoplado, para determinar as diferenças nas previsões de vazões de água e avanço da fratura. Este método poderia ser usado para ajustar os fatores geométricos que melhor reproduziriam o comportamento das variáveis comentadas.
- Incorporar resultados de modelos geomecânicos existentes na metodologia proposta. Estes resultados podem ser usados para validar e aprimorar o poço horizontal virtual. A inclusão dos valores de pressão de propagação de fratura e de comprimento de fratura obtidas por diferentes simuladores pode contribuir ao melhoramento do modelo proposto.

## Referências Bibliográficas

- AGUILERA, R., ARTINDALE, J. S., CORDEL, G. M., NG, M. C., NICHOLL, G. W., RUNIONS, G. A. Horizontal Wells. Gulf Publishing Company. Contributions in Petroleum and Engineering Vol. 9, 1991.
- ALI, N., SINGH, P. K., PENG, C. P., SHIRALKAR, G. S., MOSCHOVIDIS, Z. A., BAACK, W. L. Injection-Above-Parting-Pressure Waterflood Pilot, Valhall Field, Norway. Artigo 22893 - SPE Reservoir Engineering, Vol 9, No. 1, pp 22-28, February 1994.
- ALTOÉ, J. E., BEDRIKOVETSKY, P., GOMES, A.C.A., SIQUIERA, A. G., SOUZA, A. L. S. Effects of Oil-Water Mobility on Injectivity Impairment due to Suspended Particles. Artigo SPE 88501 - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Perth, 18-20 October, 2004.
- AZIZ, K., SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, 1979. 5-24 p.
- BEDRIKOVETSKY, P., GLADTONE, P. M., LOPES Jr., R. P., ROSÁRIO, F. F., SILVA, M. F., BEZERRA, M. C., LIMA, E. A. Oilfield Scaling – Part II: Productivity Index Theory. Artigo SPE 81128 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, West Indies, 27-30 April, 2003 (a).
- BEDRIKOVETSKY, P., MARCHESIN, D., SHECAIRA, F., SERRA, A. L., MERCHESIN, A., REZENDE, E., HIME, G. Well Impairment During Sea/Produced Water Flooding: Treatment of Laboratory Data. Artigo SPE 69546 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March, 2001 (b).
- CAMPBELL, C. J., Forecasting global Oil Supply 2000-2050. Hubbert Center Newsletter. M, King Hubbert Center, Golden, EUA, 2002.
- CINCO-LEY, H., SAMANIEGO, V. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. Journal Petroleum Technology. 1981. 1749-1766 p.
- CORRÊA, A. C. F. Water Management in PETROBRAS. Apresentação no International Seminar on Oilfield Water Management, Rio de Janeiro, Brasil, 15-18 Agosto, 2004.

- CRICHLLOW, H. B. Modern Reservoir Engineering – A Simulation approach. Prentice Hall Inc., 1977. 273-281 p.
- DEVLOO, P. R. B., FERNANDES, P. D. Modelagem Numérica de Fraturamento Hidráulico. XXII Iberian Latin-American Congress On Computational Methods In Engineering, Campinas, Brasil, 7-9 Novembro, 2001.
- ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C. Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994. 150–155 p.
- ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J. H., KING, G. R. Basic Applied Reservoir Simulation. SPE Textbook Series Vol. 7, 2001. 117-125 p.
- FERNANDES, P. D. Modelagem semi-analítica pseudo-tridimensional de propagação e fechamento de fraturas induzidas em rochas”, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 1998.
- FURTADO, C. J. A., SIQUEIRA, A. G., SOUZA, A. L. S., CORREA, A. C. F., MENDES, R. A.. Produced Water ReInjection in Petrobras Fields: Challenges and Perspectives. Artigo SPE 94705 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, June 20-23, 2005.
- GADDE, P. B., SHARMA, M. M. Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance. Artigo SPE 71614 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, Sep. 30 – 3 Oct., 2001.
- HAYAT, A. Approximate Modeling of Fractured Horizontal Wells. Stanford, California, 2001. 78p. Disertação (Master of Science) – Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 2001.
- JI, L., SETTARI, A. T., SULLIVAN, R. B. Methods for Modeling Dynamic Fractures In Coupled and Geomechanics Simulation. Artigo SPE 90874 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26 – 29 Sep., 2004.
- LEFEVRE, D., PELLISSIER, G., SABATHIER, J-C. A New Reservoir Simulation System for a Better Reservoir Management. Artigo SPE 25604 - SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition, Bahrain, 3 – 6 April, 1993.
- MARTINS, J. P., MURRAY, L. R., CLIFFORD, P. J., McLELLAND, W. G., HANNA, M. F., SHARP Jr., J. W. Produced-Water ReInjection and Fracturing in Prudhoe Bay. Artigo SPE 28936 - SPE Reservoir Engineering, Vol. 10, No. 3, pp 176-182, August 1995.
- MOGHADASI, J., JAMIALAHMADI, M., MULLER-STEINHAGEN, H., SHARIF, A. Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection. Artigo SPE 86524 - SPE International Symposium and Exhibition on formation Damage Control, Lafayette, 18-20 February 2004

- NGHIEM, L. X. Modeling Infinite-Conductivity Vertical Fractures With Source and Sink Terms. Artigo SPE 10507 – SPE Journal, pp 633-644, August, 1983.
- NOIROT, J. C., VAN DEN HOEK, P. J., ZWARTS, D., BJOERNDAL, H. P., STEWART, G., DRENTH, R., AL-MASFRY, R., WASSING, B., SAEBY, J., AL-MASROORI, M., ZARAFI, A. Water Injection and Water Flooding Under Fracturing Conditions. Artigo SPE 81462 - SPE Middle East Oil Show & Conference, Bahrain, 5-8 April, 2003.
- OGUNSANYA, B. O. A Physically Consistent Solution for Describing the Transient Response of Hydraulically Fractured and Horizontal Wells. Texas, 2005. 144 p. Disertação (Doctor of Philosophy) – Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, 2005
- OSÓRIO, J. G., Chen, H. Y., Teufel, L. W. Numerical Simulation of the Impact of Flow-Induced Geomechanical Response on the Productivity of Stress-Sensitive Reservoirs. Artigo SPE 51929 – SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, EUA, February 14-17, 1999.
- OORT, van E., VELZEM, van J. F. G., LEERLOOIJER, K. Impairment by Suspended Solids Invasion: Testing and Prediction. Artigo SPE 23822 - SPE Formation Damage Symposium, Lafayette, Louisiana, EUA, February 26 – 27, 1993.
- OVENS, J. E. V., LARSEN, F. P., COWIE, D. R. Making Sense of Water Injection Fractures in the Dan Field. Artigo SPE 52669 - SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol 1, No. 6, pp 556-566, December 1998.
- PALSSON, B., DAVIES, D.R., TODD, A. C., SOMERVILLE, J.M. A Holistic Review of the Water Injection Process. Artigo SPE 82224 - SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 13-14 May, 2003.
- PEACEMAN, D. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability. Artigo SPE 10528 - SPE Journal, pp. 531-543, June 1983 (a).
- PEACEMAN, D. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. Artigo SPE 6896 - SPE Journal, pp 183-194, June 1978 (b).
- PERKINS, T. K., GONZALEZ, J. A. The Effect of Thermo-elastic Stresses on Injection Well Fracturing. Artigo SPE 11332 – SPE Journal, pp. 78-88, February 1985.
- RATTU, B. C. Modeling Techniques for Simulation Well Behavior. College Station, Texas, 2002. 85p. Disertação (Master of Science) – Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, 2002
- REWIS, A. Coupled Thermal/Fluid-Flow/Geomechanical Simulation of Waterflood Under Fracturing Conditions. Socorro, New Mexico, 1999. 138 p. Disertação (Doctor of Philosophy) – Department of Petroleum Engineering, New Mexico Tech., 1999.

- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo, Interciência, 2006. 660-661 p.
- SCHECHTER, R. S. Oil Well Stimulation. Prentice Hall Inc., 1992. 246-270 p.
- SHARMA, M. M., PANG, S., WENNBERG, K.E., MORGENTHALER, L. N. Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. Artigo SPE 60901 - SPE Production & Facilities, Vol. 15, No. 1, pp. 6 – 13, February 2000.
- SINGH, S. P., KIEL, O. G. Waterflood Design (Pattern, Rate, and Timing). Artigo SPE 10024 - SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, China, March 18-26, 1982.
- SMITH, C. R. Secondary Oil Recovery. Robert E. Krieger Publishing Company, Inc., Malabar, FL, 1966.
- SOUZA, A. L. S., FERNANDES, P. D., MENDES, R. A., ROSA, A. J., FURTADO, C. J. A., The Impact of Injection with Fracture Propagation During Waterflooding Process. Artigo SPE 94704 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, June 20-23, 2005(a).
- SOUZA, A. L. S., FIGUEIREO, M. W., KUCHPIL, C., BEZERRA, M. C., SIQUIERA, A. G., FURTADO, C. A. Water Management in Petrobras: Developments and Challenges. Artigo OTC 17560 - Offshore Technology Conference, Houston, May 2-5, 2005(b).
- TEUFEL, L. W., RHETT, D. W. Failure of Chalk During Waterflooding of the Ekofisk Field. Artigo SPE 24911 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, October 4-7, 1992.
- VALKÓ, P., ECONOMIDES, M. Hydraulic Fracture Mechanics. John Willey and Sons, 1995. 22–29 p.
- VAN DEN HOEK, P. J. Impact of Induced Fractures on Sweep and Reservoir Management in Pattern Floods. Artigo SPE 90968 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 Sep., 2004.
- WAN, J. Well Models of Hydraulically Fractured Horizontal Wells. Stanford, California, 1999. 98 p. Dissertação (Master of Science) – Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1999.
- WILLHITE, G. P. Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3, 1986.

## Apêndice 1. Perfil de Vazão na Fratura

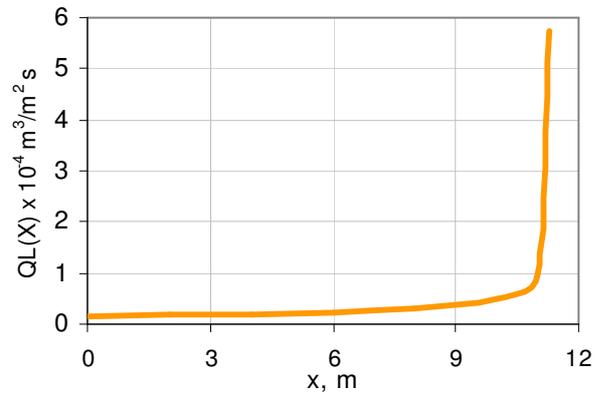
O modelo de poço horizontal virtual supõe que a vazão de injeção por unidade de comprimento é aproximadamente constante. O anterior não acontece na realidade. Durante a injeção de água acima da pressão de fratura, nas paredes da fratura que vão sendo expostas ao escoamento, se forma um reboco por causa da filtração de fluido. Este reboco faz que o perfil de injeção de água ao longo do comprimento da fratura não seja constante.

Matematicamente, a distribuição da vazão está dada por uma função  $Q_L(x)$  que indica o perfil de vazão na fratura, para uma asa e um lado da fratura. A função  $Q_L(x)$  está representada pela Equação A1.1 (Devloo e Fernandes, 2001):

$$Q_L(x) = \frac{q_w}{2\pi H_R L_f \sqrt{1 - (x/L_f)^2}} \quad \text{A1.1}$$

em que  $q_w$  é a vazão de injeção total de água,  $H_R$  é a altura do reservatório,  $L_f$  é o comprimento da fratura num instante de tempo dado, e  $x$  é a posição em que se quer calcular o perfil de vazão da fratura. A Figura A1.1 apresenta o perfil de vazão ao longo de uma fratura com comprimento  $L_f = 11.3$  m, indicando que a vazão é maior para as regiões da fratura mais afastada do poço.

O perfil de vazão na fratura é empregado para calcular a vazão de água que um bloco de simulação está introduzindo no reservatório. Assim, a vazão de um bloco por unidade de altura, está dada pela Equação A1.2:



*Figura A1.1 – Perfil de vazão na fratura.*

$$Q_B(x_i) = \int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} Q_L(x) dx$$

A1.2

em que  $x_{i\pm 1/2}$  representa os limites inferior e superior (na direção de crescimento da fratura) do bloco  $x_i$ . A Equação A1.2 se aplica para cada um dos blocos que compõem a fratura num instante de tempo.

## Apêndice 2. Análise do Tamanho de Bloco Mínimo para Malhas Finas.

A presença de uma fratura hidráulica num poço injetor vai se refletir num aumento da capacidade de injeção do poço. Para um poço vertical com presença de uma fratura gerada por injeção de água, o incremento na injetividade está representado por um valor negativo no fator de dano,  $s_f$ . Analisando-se o domínio da Equação 2.15, se observa que há limites analíticos que devem ser respeitados: o denominador deve ser diferente de zero e nunca negativo para assegurar valores positivos no fator de geométrico,  $G_w$ . Assim, alguns valores do fator de dano,  $s_f$ , em relação ao raio equivalente (dimensões do bloco), geram limitações de tipo numérico.

Neste trabalho, usa-se uma relação analítica para associar o comprimento da fratura com um valor do fator de dano causado pela fratura,  $s_f$ . Deste modo, para um comprimento máximo da fratura, pode-se obter uma estimativa do valor máximo do fator de dano devido à fratura,  $-s_{f,\max}$ . Assim, o denominador da Equação 2.15 deve cumprir a condição matemática representada pela Equação A2.1. Esta condição é particularmente aplicável em malhas finas, dado que para malhas grossas não se apresenta problema devido às dimensões do bloco:

$$\left( \ln \frac{r_e}{r_w} + (-s_{f,\max}) \right) > 0 \quad \text{A2.1}$$

O raio efetivo,  $r_e$ , está dado pela Equação A2.2:

$$r_e = geofac \sqrt{\frac{d_i d_j}{\pi wfrac}} \quad A2.2$$

em que  $geofac$  e  $wfrac$  são parâmetros do modelo de poço do simulador<sup>28</sup> e são numericamente iguais a 0.37 e 1.0 respectivamente,  $d_i$  e  $d_j$  representam as dimensão do bloco na direção  $x$  e  $y$  respectivamente.

Com a Equação A2.2 na Equação A2.1 e realizando algum tratamento matemático, pode-se obter a relação entre as dimensões do bloco do poço injetor e o fator de dano  $s_f$  devido à presença da fratura. A expressão matemática está dada pela Equação A2.3:

$$d_i d_j > \pi wfrac \left( \frac{r_w e^{-(-s_{f,max})}}{geofac} \right)^2 \quad A2.3$$

Com os valores calculados para o produto  $d_i d_j$ , assegura-se que os valores obtidos para o fator geométrico na Equação 2.15 sejam maiores que zero. A análise anterior é importante visto que o tamanho do bloco numa malha refinada torna-se uma função do comprimento da fratura, limitando a modelagem da fratura em malhas muito refinadas, quando o fator geométrico do poço injetor se calcula pelo fator de dano devido à fratura.

Finalmente, uma estimativa inicial do fator de dano pela fratura está dada pela Equação A2.4 (Hayat, 2001):

$$-s_{max} \approx \ln \left( \frac{L_{frac,max}}{4r_w} \right) \quad A2.4$$

em que  $L_{frac,max}$  é o comprimento máximo da fratura.

---

<sup>28</sup> Ver manual do simulador IMEX versão 2005.10, Apêndice C: *Calculation of Well Parameters*.

### Apêndice 3. Modelagem de Modelos Simplificados.

O modelo de simulação proposto por Souza *et al.* (2005a) usa um esquema em linha direta com um poço injetor e outro produtor. Este modelo é usado para estudar a injeção de água acima da pressão de fratura, usando-se o refinamento da malha de simulação e modificando-se a transmissibilidade entre os blocos. Por simetria, neste caso, só se modela metade da fratura.

Vários modelos de simulação apresentam simplificações em virtude da simetria do arranjo, simulando somente elementos representativos e obtendo-se diminuição do tempo de simulação. Segundo o procedimento apresentado por Rattu (2002), para a modelagem correta de elementos representativos de esquemas de injeção do tipo linha direta, ou cinco pontos, é necessário modificar a permeabilidade, a porosidade, a vazão de injeção/produção e o fator geométrico dos poços que estão na linha de corte do modelo, tal como é apresentado na Figura A3.1. Com as anteriores modificações, as respostas em pressão dos elementos representativos são similares às respostas do modelo global. Assim, o modelo apresentado por Souza *et al.* (2005a) requer modificações adicionais quanto à permeabilidade, à porosidade e ao índice de injetividade para modelar corretamente o reservatório.

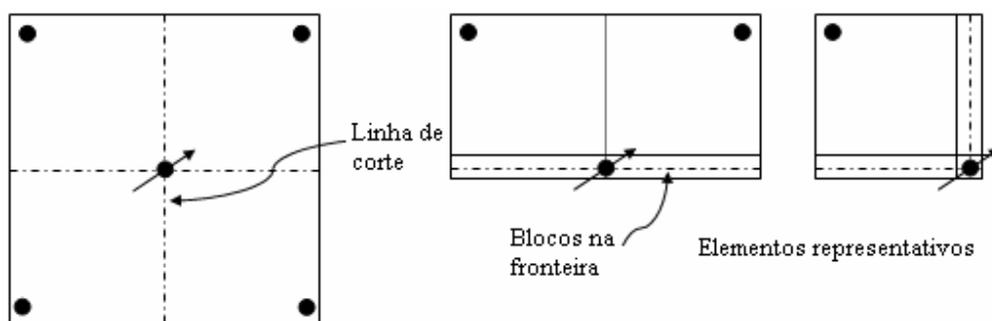


Figura A3.1 – Modelos representativos para um arranjo de cinco pontos.

As modificações da porosidade, da permeabilidade, da vazão de injeção e do fator geométrico do(s) poço(s), para um arranjo de cinco pontos, são resumidas na Tabela A3.1 para dois modelos representativos.

Tabela A3.1 – Modificações necessárias nos modelos representativos (Rattu, 2002).

Vazão	Fator geométrico	Porosidade	Permeabilidade horizontal	
<b>Modelo 1: modelo inicial (arranjo de cinco pontos).</b>				
$q$	$G_w$	$\phi$	$k_x$	$k_y$
<b>Modelo 2: metade do modelo 1</b>				
$0.5q$	$0.5G_w$	$0.5\phi$ ( $i = 1, N_x, j = N_x$ )	$0.5k_x$ ( $i = 1, N_x, j = 51$ )	$k_y$
<b>Modelo 3: um quarto do modelo 1</b>				
$0.25q$	$0.25G_w$	$0.25\phi$ ( $i = 51, j = 51$ )	$0.5k_x$ ( $i = 1, 51, j = 51$ )	$k_y, (i = 1, 51, j = 51)$
		$0.5\phi$ ( $i = 1, 50, j = 51$ ) $0.5\phi$ ( $j = 1, 50, i = 51$ )	$k_x$ ( $j = 1, 51, i = 51$ )	$0.5k_y$ ( $j = 1, 51, i = 51$ )

A Figura A3.2 apresenta a pressão do fundo do poço para o Modelo 1 (curva base) e os modelos representativos 2 e 3, respectivamente, sem modificações da vazão, do índice de injetividade, da permeabilidade e da porosidade nos blocos de fronteira. Observa-se que a resposta de pressão para os modelos 2 e 3 não se ajusta à resposta do Modelo 1. Esse fato indica que os Modelos 2 e 3 devem ser modificados para reproduzir o comportamento da pressão corretamente.

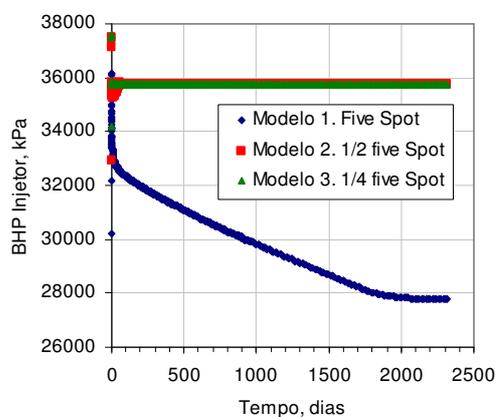
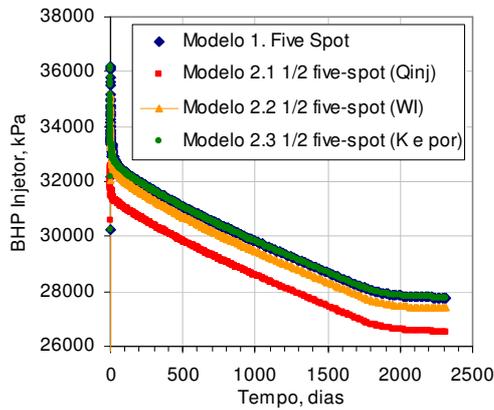
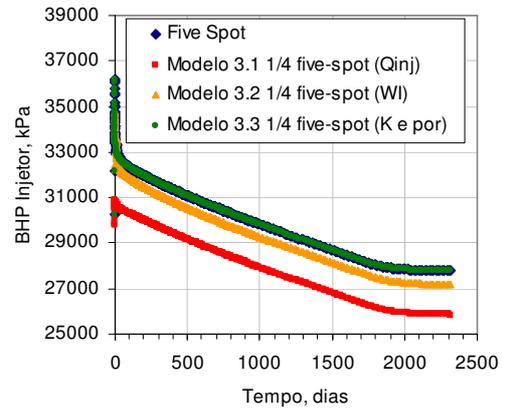


Figura A3.2 – Comparação do modelo 1 com os modelos 2 e 3 sem modificações.

A Figura A3.3(a) apresenta resposta em pressão do Modelo 2 e é comparada com o Modelo 1 para cada uma das modificações comentadas na Tabela A3.1.



(a) Modelo 2 comparado com Modelo 1



(b) Modelo 3 comparado com Modelo 1

Figura A3.3 – Comparação dos Modelos 2 e 3 com o Modelo 1.

A modificação no fator geométrico e nas propriedades petrofísicas melhora a resposta até conseguir igualar o comportamento em pressão do Modelo 1. De forma semelhante, a Figura A3.3(b) apresenta os resultados para o Modelo 3 comparado com o Modelo 1. As simulações apresentadas demonstram a importância de se levar em conta as modificações dos elementos representativos.

## Apêndice 4. Escalonamento da Permeabilidade

A permeabilidade da região de dano é variável ao longo do tempo. O anterior implica que a permeabilidade média do bloco do poço injetor não permaneça constante. Diferentes técnicas de transferência de escala foram usadas para calcular o valor equivalente da permeabilidade do bloco ( $k_b$ ), As variáveis modificadas na Equação 2.15 e as técnicas usadas para calcular a permeabilidade equivalente do bloco são apresentadas na Tabela A4.1.

*Tabela A4.1 – Técnicas de transferência de escala para calcular a permeabilidade equivalente.*

Variáveis modificadas na Equação 2.15	Técnica de Transferência de Escala (Permeabilidade equivalente)
	Média aritmética: $k_{ba} = \frac{1}{2}(k_b + k_s)$
	Média geométrica: $\ln k_{bg} = \frac{1}{2}(\ln k_b + \ln k_s)$
Permeabilidade do bloco, $k_b$ $k_b = \sqrt{k_x k_y}$	Média harmônica: $k_{bh} = \frac{\ln\left(\frac{r_{eq}^{\bullet}}{r_w}\right)}{\frac{1}{k_s} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \frac{1}{k_b} \ln\left(\frac{r_{eq}^{\bullet}}{r_s}\right)}$
	Média de potência: $k_{bp} = \left[\frac{1}{2}(k_b^{\omega} + k_s^{\omega})\right]^{\frac{1}{\omega}}$
Fator de dano, $s$	Equação de fator de dano: $s = \left(\frac{k_b - k_s}{k_s}\right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w}$

em que  $\omega$  é um valor que pode tomar valores entre zero e um, representando diferentes casos particulares dependendo do valor:  $\omega = 1$  é o caso com média aritmética, com  $\omega \rightarrow 0$  corresponde

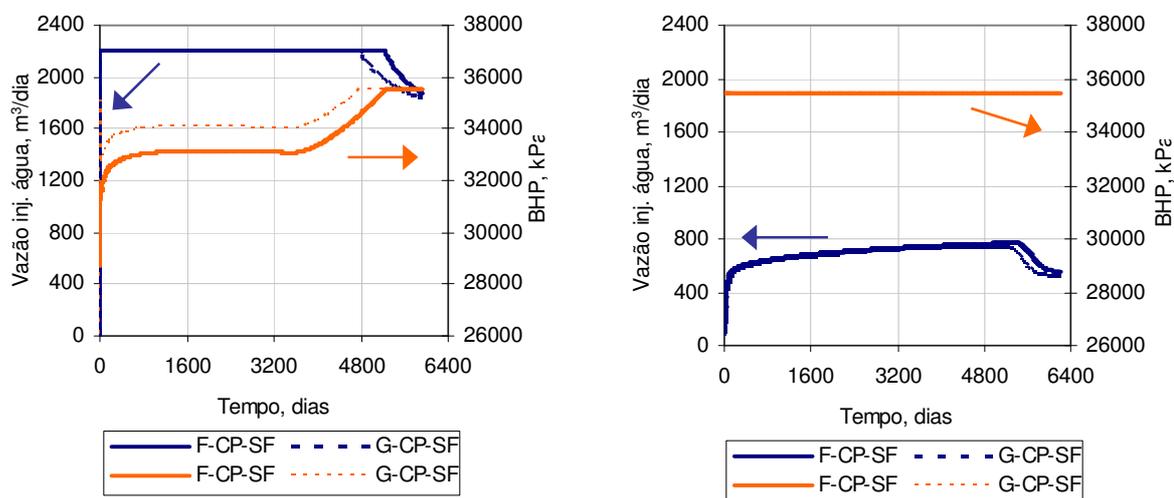
ao caso de média geométrica e, para valores de  $\omega$  entre zero e um corresponde a média harmônica linear. A área do bloco do poço injetor está relacionada com área de um círculo por intermédio do raio  $r_{eq}^*$ , que está definido pela Equação A4.1:

$$r_{eq}^* = \sqrt{\frac{d_i d_j}{\pi}} \quad \text{A4.1}$$

## Apêndice 5. Resultados Adicionais de Perda de Injetividade

Neste apêndice apresentam-se os resultados para cada um dos métodos de transferência de escala descritos no Apêndice 4. Em cada uma delas, se analisa o tempo no qual a pressão de injeção atinge a pressão de fratura da formação, e comparam-se as respostas obtidas para cada uma das malhas. Este procedimento foi desenvolvido para determinar qual dos métodos citados é o mais indicado para reproduzir o tempo de fratura em dois tipos de malhas diferentes.

Os resultados, usando média aritmética para o cálculo da permeabilidade equivalente do bloco do poço injetor, são apresentados na Figura A5.1 para o fluidos leve e pesado



(a) Modelo Base 1 com perda.

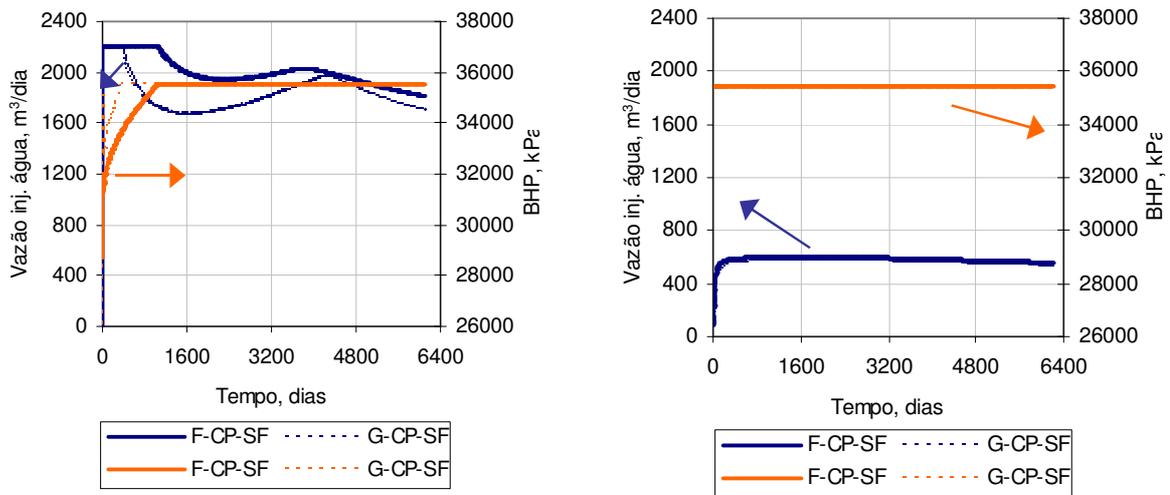
(b) Modelo Base 2 com perda.

Figura A5.1 – Perda de injetividade: média aritmética.

Observa-se que não houve nenhuma mudança na vazão de injeção de água quando se comparam os resultados com os obtidos na Etapa 1, Figura 6.3 (a). Isto indica que os valores de

permeabilidade calculados para o bloco do poço injetor não afetam o comportamento das variáveis de injeção do poço de forma significativa quando se apresenta perda de injetividade. Também, a pressão de injeção não apresenta mudança em relação à pressão obtida na Etapa 1. Portanto, a média aritmética não é um método adequado para calcular a permeabilidade equivalente do bloco do poço injetor para simular a perda de injetividade.

Usando a média geométrica, diferenças importantes no tempo de fratura se apresentam para cada um dos fluidos utilizados (Figura A5.2). No modelo Base 1, com perda de injetividade, Figura A5.2 (a), apresentam-se variações na vazão de injeção, durante o tempo de simulação para a malha fina (F-CP-SF, linha azul contínua) e para a malha grossa (G-CP-SF, linha azul tracejada), que são consequência direta do aumento da pressão de injeção até a pressão de fratura, dada a perda de injetividade do poço injetor.



(a) Modelo Base 1 com perda.

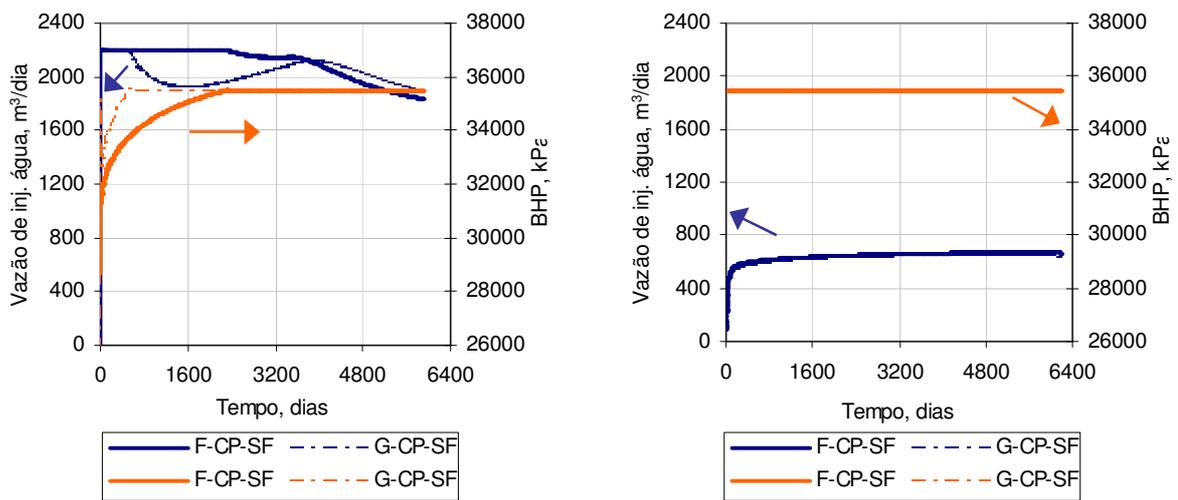
(b) Modelo Base 2 com perda.

Figura A5.2 – Perda de injetividade: média geométrica.

A pressão de injeção atinge a pressão de fratura aos 1420 dias na malha fina (F-CP-SF, linha laranja contínua), e pára na malha grossa (G-CP-SF, linha laranja tracejada) aos 460 dias. A igualdade no cálculo do tempo de fratura é importante porque os modelos devem prever tempos de fratura similares e, para o método de transferência de escala usando a média geométrica, o tempo de fratura previsto pelas duas malhas não coincide. Realizando uma análise similar para o modelo Base 2, com perda, Figura A5.2 (b), observa-se uma diminuição na vazão de injeção de

água quando se compara com o Modelo Base 2, Figura 6.3 (b). Da mesma forma, pode-se observar que a vazão de injeção de água permanece constante durante todo o tempo de simulação, comportamento que não coincide com a perda de injetividade. Visto que a pressão de injeção fica tudo o tempo no limite operacional do poço, a perda de injetividade é mascarada porque a pressão, desde o início, atinge a pressão de fratura.

Para o método de transferência de escala calculado com a média de potência, os resultados obtidos podem ser considerados como uma situação intermediária para os dois métodos anteriormente. Pode-se observar na Figura A5.3 que os resultados são semelhantes aos resultados obtidos usando-se a média geométrica.



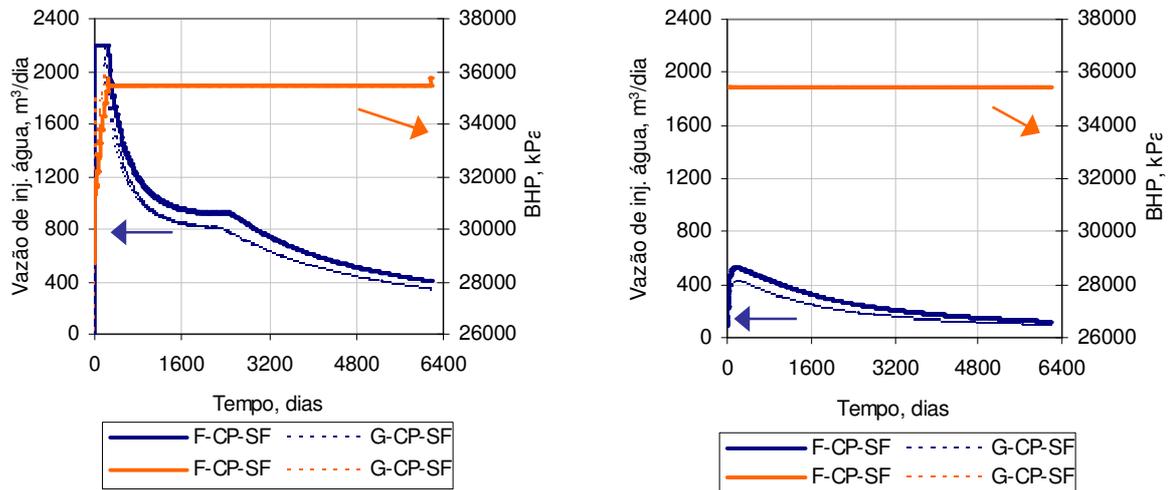
(a) Modelo Base 1 com perda.

(b) Modelo Base 2 com perda.

Figura A5.3 – Perda de injetividade: média potência,  $\omega = 0,25$ .

Os resultados do quarto método de transferência de escala empregado, a média harmônica, são apresentados na Figura A5.4. Para o modelo Base 1, com perda de injetividade, Figura A5.4 (a), observa-se que a pressão de injeção se incrementa quando se apresenta perda de injetividade e, deste modo, a vazão de injeção de água, permanece constante. O método de cálculo da permeabilidade equivalente consegue reproduzir tempos de fratura similares na malha fina (F-CP-SF, linha laranja contínua) e na malha grossa (G-CP-SF, linha laranja tracejada). O tempo de fratura é calculado pelo modelo de média harmônica para a malha fina e grossa, de 240 e 180 dias, respectivamente, após o início da injeção. A vazão de água, depois deste tempo, apresenta uma queda em função do tempo, representando a perda de injetividade. A curva de vazão do

modelo fino (F-CP-SF, linha azul contínua) e a curva do modelo grosso (G-CP-SF, linha azul tracejada) são semelhantes, mas apresentam diferenças durante o tempo de simulação.



(a) Modelo Base 1 com perda.

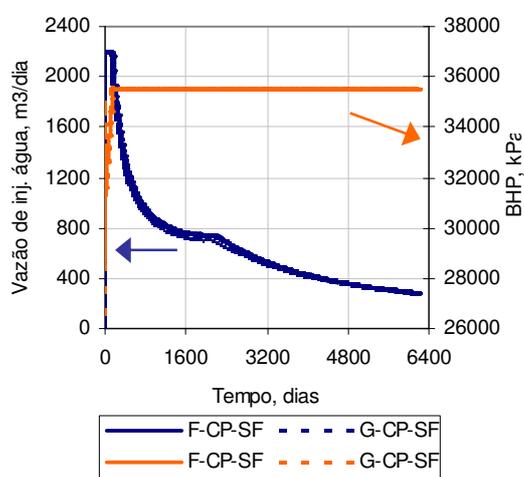
(b) Modelo Base 2 com perda.

Figura A5.4 – Perda de injetividade: média harmônica.

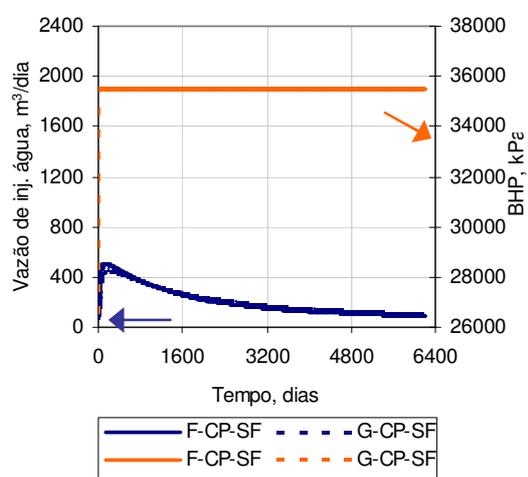
A análise do método de transferência de escala no modelo Base 2, com perda de injetividade, apresenta diferenças pelo fato de que a pressão de injeção permanece o tempo todo no limite operacional máximo (linhas laranja contínua e tracejada, Figura A5.4(b)). Neste caso, observa-se que a vazão de injeção de água apresenta uma queda contínua quando se apresenta perda de injetividade. A comparação das duas curvas indica que a malha grossa (G-CP-SF, linha azul tracejada) ajusta a malha fina (F-CP-SF, linha azul contínua), apresentando diferenças só no início da simulação.

Os resultados da modelagem da perda de injetividade, usando a variação do fator de dano  $s$ , são apresentados na Figura A5.5. Estes resultados são similares aos obtidos com a média harmônica. No caso do modelo Base 1, com perda de injetividade, como é apresentado na Figura A5.5(a), o tempo de fratura calculado pela malha fina é de 160 dias e pela malha grossa, de 123 dias, apresentando um comportamento igual durante toda a simulação. A vazão de água apresenta um ponto de inflexão aos 2600 dias por causa da mudança nas condições de produção de óleo nos poços produtores. A pressão apresenta também comportamento consistente com o fenômeno da perda de injetividade: no início aumenta para manter a vazão de injeção constante e depois de

atingir a pressão de fratura, permanece constante durante a simulação. Para o modelo Base 2, com perda de injetividade, Figura A5.5(b), os resultados são similares aos apresentados pelo método da média harmônica. Pode-se observar que a vazão de água calculada pela malha grossa (G-CP-SF, linha azul tracejada) apresenta valores maiores do que os calculados pela malha fina (F-CP-SF, linha azul contínua). Este fato indica que neste caso, o modelo grosso pode injetar mais água do que o modelo fino. Finalmente, o comportamento das variáveis de produção, para os modelos Base 1 e 2 respectivamente, sem perda de injetividade e com perda de injetividade, é apresentado na Figura A5.6.

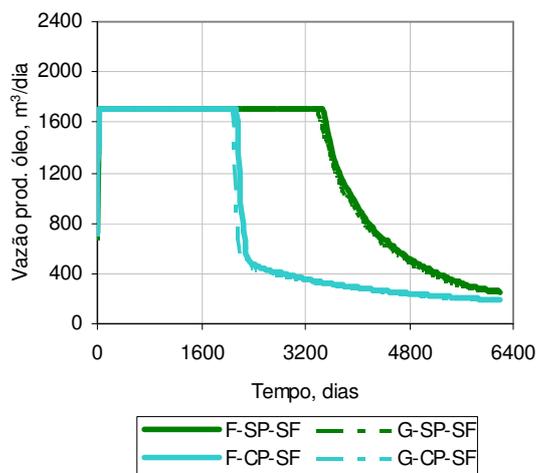


(a) Modelo Base 1 com perda.

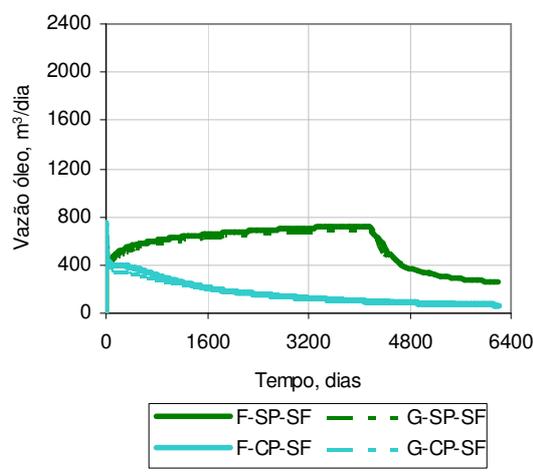


(b) Modelo Base 2 com perda.

Figura A5.5 – Perda de injetividade: variação do fator de dano.



(a) Modelo Base 1, com perda.



(b) Modelo Base 2, com perda.

Figura A5.6 – Vazão de óleo sem perda de injetividade e com perda de injetividade.

## Anexo 1. Dados PVT – Modelo Sintético.

As propriedades dos fluidos usados nos modelos sintéticos de reservatório se apresentam na seqüência. Os dados em negrito representam os dados no intervalo de pressão das simulações.

*Tabela A3.1 – Dados PVT do fluido leve, API 41.8.*

Pressão (kPa)	$R_s$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$B_o$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$B_g$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$\mu_o$ (cP)	$\mu_g$ (cP)	$c_o$ (kPa <sup>-1</sup> )
15796.00	147.2	1.477	0.007040	0.34300	0.01719	1.2967E-05
16609.00	154.6	1.498	0.006310	0.32900	0.01758	1.2967E-05
22954.50	207.2	1.591	0.004576	0.24748	0.02190	1.2967E-05
24526.43	220.2	1.623	0.004267	0.22877	0.02296	1.2967E-05
<b>26938.87</b>	<b>240.3</b>	<b>1.671</b>	<b>0.003865</b>	<b>0.20277</b>	<b>0.02468</b>	<b>1.2967E-05</b>
<b>27713.59</b>	<b>246.7</b>	<b>1.687</b>	<b>0.003751</b>	<b>0.19507</b>	<b>0.02526</b>	<b>1.2967E-05</b>
<b>28704.07</b>	<b>254.9</b>	<b>1.706</b>	<b>0.003615</b>	<b>0.18564</b>	<b>0.02602</b>	<b>1.2967E-05</b>
<b>31185.15</b>	<b>275.5</b>	<b>1.756</b>	<b>0.003312</b>	<b>0.16399</b>	<b>0.02803</b>	<b>1.2967E-05</b>
<b>34087.92</b>	<b>299.6</b>	<b>1.814</b>	<b>0.003015</b>	<b>0.14183</b>	<b>0.03059</b>	<b>1.2967E-05</b>
<b>35352.97</b>	<b>310.1</b>	<b>1.839</b>	<b>0.002902</b>	<b>0.13314</b>	<b>0.03177</b>	<b>1.2967E-05</b>
36847.00	322.5	1.869	0.002778	0.12356	0.03323	1.2967E-05

*Tabela A3.2 – Dados PVT do fluido pesado, API 21.5.*

Pressão (kPa)	$R_s$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$B_o$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$B_g$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$\mu_o$ (cP)	$\mu_g$ (cP)
17652.0	65.99	1.1718	0.005590000	4.720	0.01810
20594.0	75.36	1.1904	0.004850000	4.260	0.01920
23536.0	84.40	1.2073	0.004380000	3.830	0.02030
26046.5	92.10	1.2223	0.004000000	3.505	0.02130
<b>26468.1</b>	<b>93.39</b>	<b>1.2248</b>	<b>0.003960000</b>	<b>3.450</b>	<b>0.02150</b>
<b>29155.2</b>	<b>101.76</b>	<b>1.2408</b>	<b>0.003720000</b>	<b>3.240</b>	<b>0.02270</b>
<b>29351.3</b>	<b>102.23</b>	<b>1.2420</b>	<b>0.003700000</b>	<b>3.225</b>	<b>0.02280</b>
<b>32656.1</b>	<b>110.14</b>	<b>1.2624</b>	<b>0.003400000</b>	<b>2.999</b>	<b>0.02440</b>
<b>35970.8</b>	<b>118.08</b>	<b>1.2828</b>	<b>0.003200000</b>	<b>2.807</b>	<b>0.02590</b>
39285.4	126.02	1.3032	0.003000000	2.643	0.02740