

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

**Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão
de Propagação de Fratura**

Autor: **Odair José Costa**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

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

C823e Costa, Odair José
Estudo sobre injeção de água acima da pressão de propagação de fratura / Odair José Costa. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

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

1. Engenharia de reservatório de óleo. 2. Simulação (Computadores). 3. Petróleo em terra submersa. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Study of water injection with fracture propagation pressure

Palavras-chave em Inglês: Oil reservoir engineering, Computer simulation, Petroleum in submerged lands

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Paulo Roberto Ribeiro, Adalberto José Rosa

Data da defesa: 18/12/2008

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura

Autor: **Odair José Costa**
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, 2008
SP – Brasil

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

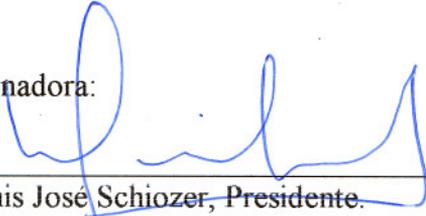
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão
de Propagação de Fratura**

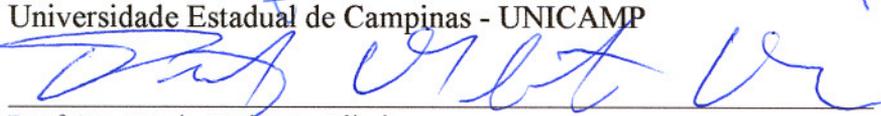
Autor: Odair José Costa

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

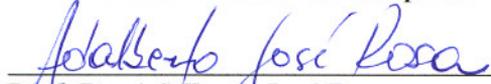
Banca Examinadora:



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



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP



Prof. Dr. Adalberto José Rosa
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras

Campinas, 18 de dezembro de 2008

Dedicatória

Aos meus queridos pais José Carlos e Marlene aos meus irmãos Rodrigo e Ronaldo.
A querida Danielle por tudo que me proporciona.

Agradecimentos

Expresso meus agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer, pela oportunidade dada para realizar o mestrado e pelas orientações oportunas que auxiliaram na conclusão deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo e ao Centro de Estudos de Petróleo, pelo apoio técnico e a todos os professores e funcionários que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM): Eduin, Mauro Ida, Pedro Nogueira, que sempre estiveram dispostos a esclarecimentos de dúvidas e discussões. Aos meus amigos: João Paulo, André, Guilherme, Carlos, Fábio, Beto, Perin, Parker e Fernando e pelos bons momentos, amizade e apoio. À Danielle, pela revisão do texto.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), pela concessão de bolsa de estudos, à Petrobras e Centro de Estudos de Petróleo, pelo suporte financeiro.

*“Isto é uma ordem: Sê firme e corajoso. Não te atemorizes, não tenhas medo, porque o Senhor
está contigo em qualquer parte para onde fores”
(Js 1, 9)*

Resumo

COSTA, Odair José, *Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura*, Campinas, 2008, 107 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2008.

A reinjeção de água produzida é um método muito utilizado para descarte de água e para suporte de pressão e energia do reservatório. Um problema comum da reinjeção é a perda de injetividade, que prejudica o processo e impede a operação em níveis ótimos de injeção. A perda de injetividade pode ser minimizada pela injeção de água com pressão acima da pressão de fratura do reservatório (IPF), que procura restaurar a capacidade de injeção. Para estudar este processo, um simulador geomecânico para modelagem da fratura é combinado com um simulador numérico de reservatórios para modelar e otimizar a condição de operação dos poços injetores. A fratura é representada por um poço horizontal virtual, de forma conjunta com formulações analíticas de declínio hiperbólico de permeabilidade, para representar o efeito do dano de formação.

O objetivo do trabalho é estudar alguns casos para verificar em quais situações a IPF é conveniente. O modelo de simulação estudado foi um reservatório sintético com um arranjo de drenagem de cinco pontos invertido representando uma parte de um reservatório. Foram considerados três cenários, onde a variação foi o tipo de óleo empregado (leve, intermediário e pesado). Estes cenários foram elaborados com a finalidade de representar algumas possíveis situações que podem ocorrer em um campo real, onde a pressão de iniciação de fratura pode ser atingida pelo efeito da perda de injetividade ou devido às propriedades rocha-fluido. O desempenho da IPF foi avaliado utilizando o valor presente líquido (VPL) e produções acumuladas de óleo e água.

Os resultados mostraram que o estudo da IPF pode ser considerado como parte de um processo de otimização de vazão de injeção, onde a fratura pode ou não ocorrer. Mostra-se que a

IPF, em geral, antecipa a produção de óleo para os casos de viscosidade intermediária e alta, tornando o método bastante vantajoso, embora com maior produção de água. Já estudos com óleo leve indicam que a técnica só é interessante quando houver significativa perda de injetividade, onde a IPF serve como reparadora da injetividade.

Palavras Chave: Propagação de Fratura; Geomecânica; Perda de Injetividade; Simulação de Reservatórios.

Abstract

COSTA, Odair José, *Study of Water Injection with Fracture Propagation Pressure*, Campinas, 2008, 107 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2008.

Produced water re-injection is a valuable method of water disposal and pressure and energy support. A common water re-injection problem is the injectivity loss, which affects negatively the process and restrains optimal water injection rates. The injectivity loss can be minimized by water injection with fracture propagation pressure (IFPP), which aims to restore injection capacity. To study this process, a geo-mechanical simulator for fracture modeling combined with a commercial reservoir simulation package is used to model and to optimize the operation condition of water injection wells. The fracture is represented by a virtual horizontal well and analytical formulations of hyperbolic decline of permeability are used to represent the effect of formation damage.

This work aims the study of some cases to verify in which situations the IFPP is convenient. The simulation model studied is a synthetic reservoir with a five-spot pattern, representing a region of a reservoir. Three scenarios are considered, with different oil types (light, intermediate and heavy). These scenarios are proposed to reproduce some possible situations, where fracture pressure can be reached by the effect of the injectivity loss or due to rock and fluid characteristics. The behavior of the IFPP is evaluated using the net present value (NPV) and cumulative oil and water productions.

The results showed that the IFPP study can be considered as part of an optimization problem of injection flow, where the fracture may occur. It is shown that IFPP, in general, presents advantages for intermediate and high viscosity oil because it anticipates oil production. Studies with light oil indicate that the technique is only interesting when there is significant injectivity loss, where IFPP is desirable for injectivity restoration.

Key-words: Fracture Propagation; Geo-mechanical; Injectivity Loss; Reservoir Simulation.

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract	x
Índice	xii
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tabelas	xviii
Nomenclatura	xix
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Reinjeção de água produzida	1
1.2 Perda de injetividade	2
1.3 Injeção de água acima da pressão de propagação de fratura	3
1.4 Representação da fratura hidráulica	4
1.5 Motivação	4
1.6 Objetivos.....	5
1.7 Premissas	5
1.8 Estrutura da dissertação	5
Capítulo 2	7
Conceitos - Fundamentação Teórica	7
2.1 Efeito de película e perda de injetividade.....	7
2.2 Índice de injetividade.....	9
2.3 Estado de tensões atuantes no reservatório.....	10

2.3.1	Magnitude das tensões atuantes no reservatório.....	11
2.3.2	Pressão de iniciação de fratura.....	12
2.3.3	Comportamento da pressão da IPF	13
2.3.4	Determinação das direções das tensões no reservatório	14
2.3.5	Otimização da malha de drenagem e maximização da eficiência de varrido do reservatório	16
2.4	Tipo de modelagem da fratura.....	17
2.5	Simulador de fraturamento hidráulico.....	18
2.6	Poço horizontal virtual	19
2.6.1	Índice de injetividade de um poço horizontal	21
Capítulo 3		23
Revisão Bibliográfica.....		23
3.1	Perda de injetividade	23
3.2	Injeção de água acima da pressão de propagação de fratura	25
3.3	Simulação de fraturas	27
3.4	Casos de campos com fraturas geradas pela injeção de água.....	29
3.5	Simulação de escoamento usando IPF	30
Capítulo 4		32
Metodologia Proposta		32
4.1	Descrição geral	32
4.2	Seleção da vazão ideal de injeção (Ia e Ib).....	33
4.3	Análise da pressão de fundo de poço (II)	34
4.4	Modelo com perda de injetividade (III).....	34
4.5	Modelo com presença de propagação de fratura (IV)	35
4.6	Pressão de propagação de fratura (V).....	35
4.7	Geração dos cenários	35
4.8	Comparação entre os modelos.....	36
4.9	Análise da irrupção de água nos poços produtores.....	36
4.10	Análise de sensibilidade ao comprimento de fratura.....	36
Capítulo 5		37
Aplicação		37

5.1	Modelo de simulação.....	37
5.2	Propriedades do reservatório	38
5.2.1	Modelo homogêneo de permeabilidade	38
5.2.2	Modelo heterogêneo de permeabilidade	38
5.3	Modelo rocha-fluido.....	38
5.4	Modelo com perda de injetividade	39
5.5	Modelo geomecânico.....	40
5.6	Condições operacionais dos poços	40
5.6.1	Modelo sem presença de propagação de fratura.....	41
5.6.2	Modelo com presença de propagação de fratura.....	41
5.7	Modelos de fluidos	41
Capítulo 6		43
Resultados e Discussões.....		43
6.1	Cenário de óleo leve	43
6.1.1	Vazão ideal de injeção (Ia)	44
6.1.2	Pressão de iniciação de fratura (II)	45
6.1.3	Modelo com perda de injetividade (III)	45
6.1.3.1	Modelo com queda de injetividade brusca.....	45
6.1.4	Modelo com presença de fratura e queda brusca (IV)	47
6.1.5	Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib).....	47
6.1.5.1	Comportamento da pressão de propagação (V)	48
6.1.6	Modelo com queda de injetividade suave	48
6.1.7	Modelo com presença de fratura e queda suave (IV)	50
6.1.8	Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib).....	50
6.1.8.1	Comportamento da pressão de propagação (V)	51
6.1.9	Resultados gerais para óleo leve	51
6.1.10	Irrupção da água.....	52
6.2	Cenário de óleo intermediário	54
6.2.1	Vazão ideal de injeção (Ia)	54
6.2.2	Pressão de iniciação de fratura (II)	55
6.2.3	Modelo com perda de injetividade (III)	55

6.2.4	Modelo com presença de fratura (IV).....	56
6.2.5	Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib).....	56
6.2.5.1	Comportamento da pressão de propagação (V)	57
6.2.6	Resultados gerais para óleo intermediário	58
6.2.7	Irrupção da água.....	59
6.3	Cenário de óleo pesado.....	60
6.3.1	Vazão ideal de injeção (Ia)	60
6.3.2	Pressão de iniciação de fratura (II)	61
6.3.3	Modelo com perda de injetividade (III)	62
6.3.4	Modelo com presença de fratura (IV).....	62
6.3.5	Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib).....	62
6.3.5.1	Comportamento da pressão de propagação (V)	63
6.3.6	Resultados gerais para óleo pesado.....	64
6.3.7	Irrupção da água.....	65
6.4	Modelo heterogêneo de permeabilidade.....	66
6.4.1	Vazão ideal de injeção (Ia)	66
6.4.2	Pressão de iniciação de fratura (II)	67
6.4.3	Modelo com perda de injetividade (III)	67
6.4.4	Modelo com presença de fratura (IV).....	68
6.4.5	Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib).....	68
6.4.6	Resultados gerais para óleo pesado.....	69
6.5	Sensibilidade ao comprimento de fratura	70
Capítulo 7		73
Conclusões e Recomendações		73
7.1	Conclusões.....	73
7.2	Recomendações	76
Referências Bibliográficas		78
Apêndice 1. Propriedades dos fluidos.....		82
Apêndice 2. Cenário econômico		85

Lista de Figuras

<i>Figura 1.1: Evolução do volume de água gerenciado pela Petrobras (Souza et al., 2007).</i>	2
<i>Figura 2.1: Mecanismos de obstrução (Economides et al., 1994).</i>	8
<i>Figura 2.2: Camadas envolvendo o reservatório.</i>	10
<i>Figura 2.3: Pressão de injeção em função do tempo (Schechter, 1992).</i>	13
<i>Figura 2.4: Reboco no interior da fratura (Valkó e Economides, 1995).</i>	14
<i>Figura 2.5: Orientação e geometria da fratura hidráulica dependendo das tensões principais da formação (Lacy et al., 1983).</i>	15
<i>Figura 2.6: Alocação de poços: (a) drenagem eficiente; (b) drenagem ineficiente; (Lacy et al., 1983).</i>	16
<i>Figura 2.7: Influência da orientação da fratura em operações de injeção de água, atuando na eficiência do varrido areal: (a) varrido areal eficiente; (b) varrido areal ineficiente (Lacy et al., 1983).</i>	17
<i>Figura 2.8: Principais dados de saída do PROPAG.</i>	19
<i>Figura 2.9: s_f versus condutividade adimensional da fratura.</i>	20
<i>Figura 2.10: Poço horizontal virtual.</i>	21
<i>Figura 3.1: Soluções para a perda de injetividade (Palsson et al., 2003).</i>	24
<i>Figura 3.2: Declínio de injetividade de um poço no Golfo do México com injeção de água do mar finamente filtrada (Sharma et al., 1997).</i>	25
<i>Figura 3.3: Desempenho da injeção de um poço de descarte de água no Oriente Médio (Van den Hoek, 2008).</i>	26
<i>Figura 3.4: Impacto da orientação da fratura no varrido areal (Hustedt et al., 2008).</i>	27
<i>Figura 4.1: Fluxograma da metodologia.</i>	33
<i>Figura 5.1: Modelo de simulação empregado.</i>	37
<i>Figura 5.2: Mapas de permeabilidade por camadas do modelo heterogêneo.</i>	38
<i>Figura 5.3: Curvas de permeabilidades relativas.</i>	39
<i>Figura 5.4: Queda de permeabilidade ao redor do poço injetor.</i>	39
<i>Figura 6.1: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p; (b) VPL.</i>	44
<i>Figura 6.2: BHP da C.O.3 representativa do modelo SPSF.</i>	45
<i>Figura 6.3: Comparação entre os modelos SPSF e $CPSF_B$.</i>	46
<i>Figura 6.4: BHP e vazão de injeção do modelo $CPSF_B$.</i>	46
<i>Figura 6.5: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo $CPCF_B$.</i>	47
<i>Figura 6.6: BHP das condições operacionais avaliadas para o modelo $CPCF_B$.</i>	48
<i>Figura 6.7: Comparação entre os modelos SPSF e $CPSF_S$.</i>	49
<i>Figura 6.8: BHP e vazão de injeção do modelo $CPSF_S$.</i>	49

<i>Figura 6.9: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo CPCF_S: (a) N_p e W_p; (b) VPL.</i>	50
<i>Figura 6.10: BHP das condições operacionais avaliadas para o modelo CPCF_S.</i>	51
<i>Figura 6.11: Comparação entre os modelos.</i>	52
<i>Figura 6.12: Comparação entre os modelos SPSF, CPCF_S e CPCF_B: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido.</i>	53
<i>Figura 6.13: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) CPCF_S; (c) CPCF_B.</i>	53
<i>Figura 6.14: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p; (b) VPL.</i>	54
<i>Figura 6.15: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPSF.</i>	55
<i>Figura 6.16: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_S e CPSF_B.</i>	55
<i>Figura 6.17: Condições operacionais estudadas para a definição do modelo SPCF.</i>	57
<i>Figura 6.18: BHP e vazão de injeção para as C.O.1 e C.O.2 para o modelo SPCF.</i>	58
<i>Figura 6.19: Comparação entre os modelos.</i>	58
<i>Figura 6.20: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF.</i>	59
<i>Figura 6.21: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido.</i>	59
<i>Figura 6.22: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.</i>	60
<i>Figura 6.23: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p; (b) VPL.</i>	61
<i>Figura 6.24: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPSF.</i>	61
<i>Figura 6.25: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_B e CPSF_S.</i>	62
<i>Figura 6.26: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo SPCF: (a) N_p e W_p; (b) VPL.</i>	63
<i>Figura 6.27: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPCF.</i>	64
<i>Figura 6.28: Comparação entre os modelos.</i>	64
<i>Figura 6.29: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF.</i>	65
<i>Figura 6.30: Comparação entre os modelos SPSF e CPCF: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido.</i>	65
<i>Figura 6.31: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.</i>	66
<i>Figura 6.32: BHP e vazão de injeção da C.O.2 representativa do modelo SPSF.</i>	67
<i>Figura 6.33: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_B e CPSF_S.</i>	68
<i>Figura 6.34: BHP e vazão de injeção do modelo SPCF.</i>	69
<i>Figura 6.35: Comparação entre os modelos.</i>	69
<i>Figura 6.36: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.</i>	70
<i>Figura 6.37: Comparação da eficiência de varrido.</i>	71
<i>Figura 6.38: Análise da irrupção de água para os modelos SPSF e SPCF.</i>	71

Lista de Tabelas

<i>Tabela 4.1: Legenda empregada nos modelos.</i>	32
<i>Tabela 5.1: Propriedades petrofísicas do reservatório.</i>	38
<i>Tabela 5.2: Dados de entrada no simulador geomecânico.</i>	40
<i>Tabela 5.3: Dados de entrada no simulador geomecânico - fluido.</i>	40
<i>Tabela 5.4: Condições operacionais dos modelos sem propagação de fratura.</i>	41
<i>Tabela 5.5: Condições operacionais dos modelos com propagação de fratura.</i>	41
<i>Tabela 5.6: Propriedades dos modelos de fluido.</i>	42
<i>Tabela 6.1: Condições operacionais estudadas.</i>	44
<i>Tabela 6.2: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.</i>	47
<i>Tabela 6.3: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.</i>	50
<i>Tabela 6.4: Condições operacionais estudadas.</i>	54
<i>Tabela 6.5: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.</i>	56
<i>Tabela 6.6: Condições operacionais estudadas.</i>	60
<i>Tabela 6.7: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.</i>	63
<i>Tabela 6.8: Condições operacionais estudadas.</i>	66
<i>Tabela 6.9: Comprimentos das fraturas.</i>	70
<i>Tabela 7.1: Dados de PVT do fluido leve.</i>	82
<i>Tabela 7.2: Dados de PVT do fluido intermediário.</i>	83
<i>Tabela 7.3: Dados de PVT do fluido pesado.</i>	84
<i>Tabela 7.4: Cenário econômico.</i>	85
<i>Tabela 7.5: Custo de investimento em plataforma (SUZANA, 2006).</i>	86

Nomenclatura

Letras Latinas

a_i	constante do modelo de variação de permeabilidade	dia^{-1}
B_g	fator volume-formação do gás	m^3/m^3
B_o	fator volume-formação do óleo	m^3/m^3
B_w	fator volume-formação da água	m^3/m^3
c	compressibilidade	kPa^{-1}
h	espessura da formação	m
h_f	altura da fratura	m
F_{DC}	condutividade adimensional da fratura	adimensional
g	aceleração da gravidade	m/s^2
G_w	fator geométrico do poço injetor	$\text{mD}\cdot\text{m}$
II	índice de injetividade	$\text{m}^3\cdot\text{kPa}^{-1}$
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	comprimento	m
M	razão de mobilidade	adimensional
p	pressão	kPa
p_f	pressão de fratura	kPa
p_{wf}	pressão do fundo do poço	kPa

N_p	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	m^3
Q	vazão de injeção nas condições padrão	m^3/dia
t	tempo	dia
T_o	resistência à tração	kPa
W_i	volume de água injetada nas condições padrão	m^3
W_p	volume de água produzida nas condições padrão	m^3
r_e	raio externo da área de drenagem do poço	m
r_{eq}	raio equivalente	m
r_w	raio do poço	m
s	fator de dano	adimensional
S	saturação de fluido	adimensional
w_f	espessura da fratura	mm

Letras Gregas

α	constante de Biot	adimensional
ϕ	porosidade	adimensional
λ	mobilidade de um fluido	$mD \cdot cP^{-1}$
μ	viscosidade	cP
ν	razão de Poisson	adimensional
π	constante (3,1415926...)	adimensional
ρ	massa específica	kg/m^3
σ	esforço	kPa
Δ	incremento	adimensional

Subscritos

f	fratura
$folh$	folhelho
g	gás
ini	iniciação
i	posição i do bloco (i,j,k)
j	posição j do bloco (i,j,k)

k	posição k do bloco (i,j,k)
min	mínimo
max	máximo
o	óleo
w	água

Siglas

API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano do Petróleo)
BHP	<i>Bottom-hole pressure</i> (pressão de fundo de poço)
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (capital de investimento inicial)
C.O.	Condição operacional
FR	Fator de recuperação
IFPP	<i>Injection with fracture propagation pressure</i> (Injeção com propagação de fratura)
IPF	Injeção com propagação de fratura
RAO	Razão água-óleo
OPEX	<i>Operational expenditure</i> (custo operacional)
Prod	poço vertical produtor
Inj	poço vertical injetor
PV	Poço vertical
PHV	Poço horizontal virtual
SPSF	Sem perda de injetividade e sem fratura
CPSF _B	Com perda de injetividade brusca e sem fratura
CPSF _S	Com perda de injetividade suave e sem fratura
SPCF	Sem perda de injetividade e com fratura
CPCF _B	Com perda de injetividade brusca e com fratura
CPCF _S	Com perda de injetividade suave e com fratura
VPL	Valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

A busca por novas tecnologias na indústria do petróleo para desenvolver e aplicar técnicas que promovam aumento no desempenho técnico e econômico de campos petrolíferos é constante. Dentre as possibilidades de alcançar esse objetivo estão o aumento no fator de recuperação, a antecipação da curva de produção e a redução de custos. Como uma das medidas de redução de custos na indústria do petróleo, pode-se citar o gerenciamento de águas. Por sua vez, uma maneira de redução de custos é a reinjeção de água produzida, que além de ser uma alternativa com benefícios ao meio ambiente, pode ser economicamente atrativa (Souza *et al.*, 2007).

1.1 Reinjeção de água produzida

Nos últimos anos, a quantidade de água injetada e produzida nas empresas de petróleo tem crescido consideravelmente. No Brasil, a Petrobras gerenciou no ano de 2006 cerca de 720 mil m³/dia (Figura 1.1), sendo cerca de 400 mil m³/dia correspondentes a água injetada e o restante em água produzida.

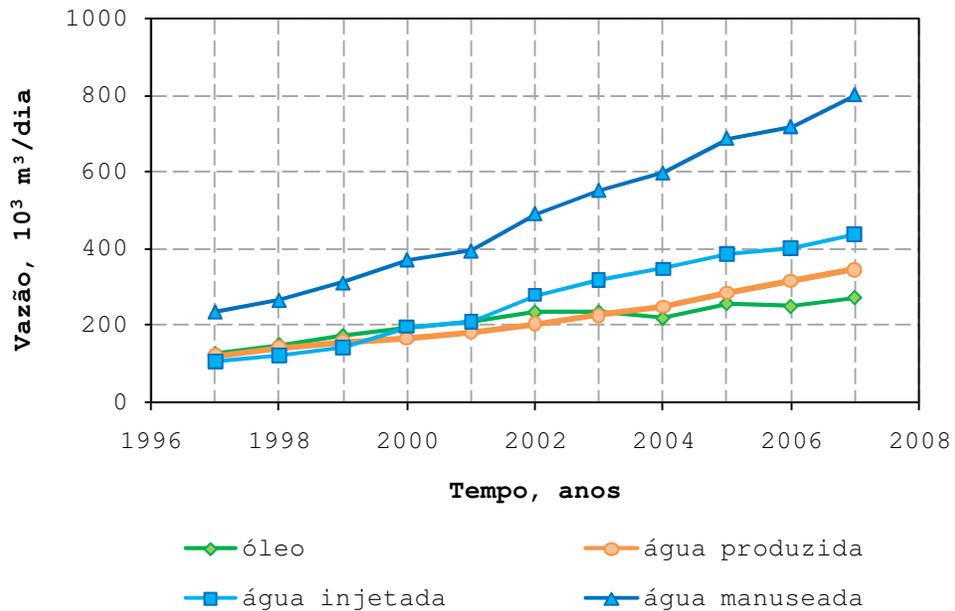


Figura 1.1: Evolução do volume de água gerenciado pela Petrobras (Souza et al., 2007).

Nos campos terrestres gerenciados pela Petrobras, 80% da água injetada é água produzida. Na bacia de Campos, a reinjeção de água produzida teve início em 2003, em dois campos marítimos. A tendência é que novos projetos sejam sempre avaliados com essa opção (Souza et al., 2007).

Dentre os possíveis benefícios da reinjeção podem ser citados: redução dos problemas de incrustações nas tubulações; auxílio na manutenção da produção de óleo em plataformas onde o tratamento de água produzida, para descarte no mar, é limitado; minimização da captação da água do mar para injeção; simplificação do tratamento necessário para reinjeção e redução do custo em relação ao da água do mar somado ao da água produzida para descarte. Este último benefício ocorre devido à menor necessidade de retirada de sólidos, de redução de óleo e graxa, dessulfatação, desaeração, compatibilidade entre as águas de injeção e da formação etc.

1.2 Perda de injetividade

A reinjeção de água, seja para recuperação de óleo ou como método de descarte, apresenta um problema conhecido como perda de injetividade, que ocorre devido ao conteúdo de sólidos em suspensão, partículas de óleo, sais e compostos de cálcio, que, ao serem injetados com a água

na formação, conduzem à redução na permeabilidade e formação de reboco na região próxima ao poço, produzindo um declínio na capacidade de injeção de água no reservatório. Além dos fenômenos citados, a formação e o depósito de escamas, pela incompatibilidade entre a água de injeção e da formação, também contribuem para a perda de injetividade.

A perda de injetividade afeta a eficiência operacional da injeção de água, diminuindo a vazão de injeção e prejudicando o descarte da água, inviabilizando a manutenção da pressão média do reservatório, com conseqüente redução das vazões de produção de óleo, do fator de recuperação final do campo e do lucro da operação.

Dentre as soluções para o problema do declínio da injetividade, a melhoria no tratamento da qualidade da água de injeção e a remoção do dano são as medidas mais utilizadas. Uma técnica que vem sendo mundialmente empregada é a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura.

1.3 Injeção de água acima da pressão de propagação de fratura

A manutenção da vazão de injeção de água produzida pode garantir um aumento na pressão do poço injetor, de forma a iniciar a fratura e garantir sua propagação. Esta técnica é empregada em grande escala no Mar do Norte, Alaska e Golfo do México. Um exemplo é o campo de Dan, localizado no Mar do Norte. Na Petrobras, diversos poços em campos terrestres usam esse procedimento e alguns localizados em campos marítimos já estão injetando acima da pressão de propagação (Souza *et al.*, 2005).

Dentre as principais vantagens, se destaca a possibilidade de evitar a queda de injetividade, sendo esta uma técnica de baixo custo quando comparada com as operações de estimulação e de melhoria na qualidade da água de injeção. Como desvantagem, pode-se relatar a possibilidade de a fratura antecipar a produção de água injetada e, com isso, prejudicar o varrido do reservatório.

Souza *et al.* (2005) estudaram o impacto da injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, verificaram a influência da qualidade da água de injeção no processo de fraturamento e avaliaram a influência da direção de avanço da fratura com relação ao poço produtor.

Muñoz Mazo *et al.* (2006) estudaram a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura para diversos cenários de anisotropia de permeabilidade e concluíram que esse método pode ser eficaz para incrementar a eficiência de recuperação de óleo em reservatórios com

problemas de perda de injetividade, permitindo reverter o seu efeito negativo do declínio de injetividade.

1.4 Representação da fratura hidráulica

Os modelos numéricos usados tradicionalmente para a modelagem da fratura consistem em refinamentos locais na direção de crescimento, modificando a permeabilidade dos blocos. Outra aproximação é a modificação da transmissibilidade entre os blocos ou modificação do raio efetivo do poço injetor (Wan, 1999).

Montoya Moreno (2006) desenvolveu uma ferramenta de aplicação rápida para representação da propagação da fratura, o poço horizontal virtual. O modelo foi ajustado com o modelo de modificadores de transmissibilidade usado por Souza *et al.* (2005).

Van den Hoek (2007) desenvolveu uma nova estratégia de modelagem, totalmente acoplado de forma implícita, que combina escoamento de fluido e avanço de fratura.

1.5 Motivação

A injeção de água acima da pressão de propagação de fratura tem se tornado um importante método alternativo para evitar a perda de injetividade. Assim, a motivação para esse trabalho está baseada nos seguintes tópicos:

- Uma vez ocorrida a perda de injetividade, a fratura pode restaurar os níveis de produção do caso sem presença de perda de injetividade.
- Pode-se analisar o uso da injeção de água acima da pressão de propagação de fratura como uma estratégia de produção, e não apenas de restauração da injetividade.
- É possível que haja impacto da presença da fratura na irrupção antecipada da água nos poços produtores, com prejuízo no varrido do reservatório por consequência disso.
- Benefícios nas alterações dos poços injetores não são facilmente mensuráveis, pois o impacto deve levar em conta os resultados globais do processo. Por isso, é necessário estabelecer uma metodologia de comparação entre casos com e sem presença de fratura, e casos com e sem perda de injetividade.

1.6 Objetivos

Ao considerar que a perda de injetividade é um problema de considerável 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:

- Estudar o uso da injeção de água acima da pressão de propagação de fratura (IPF) em alguns cenários do ponto de vista econômico e estratégico.
- Estabelecer uma metodologia de comparação para os casos com e sem a presença de fratura.
- Estudar o impacto da presença da fratura na irrupção antecipada da água nos poços produtores.

1.7 Premissas

Algumas considerações devem ser feitas com base nas ferramentas e nas hipóteses admitidas no presente trabalho:

- O modelo de poço horizontal virtual empregado é considerado como representativo do comportamento da fratura hidráulica.
- O simulador geomecânico adotado, assim como suas premissas, é considerado como representativo do processo de fraturamento acima da pressão de propagação.
- O modelo de reservatório selecionado, região compreendida num arranjo de cinco pontos invertido, é tido como representativo do problema.
- Uma vez iniciada a fratura é admitido que não ocorra perda de injetividade. A fratura possui o mesmo índice de injetividade ao longo de seu comprimento.

1.8 Estrutura da dissertação

O presente trabalho é composto por sete capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução, trazendo comentários sucintos a respeito da reinjeção de água produzida, perda de injetividade, injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, a motivação, os objetivos e as premissas desta pesquisa. O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica, descreve conceitos de

efeito de película, índice de injetividade, estados de tensões atuantes no reservatório, tipo de modelagem da fratura, simulador de fraturamento hidráulico e poço horizontal virtual. O Capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica, promovendo destaque à perda de injetividade, injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, simulação de fraturas, casos de campos com fraturas geradas pela injeção de água, simulação de escoamento com injeção acima da pressão de propagação de fratura e uma discussão a respeito da direção tomada nesta pesquisa. O Capítulo 4 apresenta a metodologia. No Capítulo 5 é discutida a aplicação e a definição dos modelos de simulação usados, condições operacionais dos poços, propriedades do reservatório e dados de entrada no simulador geomecânico. O Capítulo 6 apresenta os resultados e comparações entre os modelos estudados. O Capítulo 7 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Conceitos - Fundamentação Teórica

Neste capítulo, são apresentados os conceitos e definições empregados ao longo do trabalho: efeito de película e perda de injetividade, índice de injetividade, o estado de tensões e suas magnitudes atuantes no reservatório, cálculo da pressão de iniciação, comportamento da pressão em um processo de injeção de água acima da pressão de propagação de fratura e sua direção, otimização e maximização da eficiência de varrido, tipos de modelagem de fratura e o conceito de poço horizontal virtual.

2.1 Efeito de película e perda de injetividade

O efeito de película, s , pode ser determinado por testes de transiente de pressão no poço. O modelo proposto por van Everdingen e Hurst (1953), para um caso particular de alteração de permeabilidade na região do poço pode ser obtida pela Equação 2.1.

$$s = \left(\frac{k - k_s}{k_s} \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Equação 2.1}$$

onde r_s é o raio da zona de dano, r_w o raio do poço, k_s a permeabilidade da região afetada pelo dano e k a permeabilidade absoluta inicial.

Pela Equação 2.1 nota-se que s pode assumir valores positivos ou negativos. Um valor positivo implica em dano de formação, que pode ser decorrente de: entupimento dos poros por partículas sólidas provenientes da água de injeção e fluidos de completação; gotas de óleo;

desagregação química ou mecânica da rocha; variação nas propriedades PVT¹ do fluido (formação de condensado); escoamento em altas velocidades; formação de emulsões e variação na permeabilidade relativa ao óleo; formação de escamas por precipitação química dos sais e, em alguns casos, entupimento por crescimento de bactérias.

Já um valor negativo de s representa um estímulo. As operações de estimulação têm a finalidade de aumentar a produtividade de poços produtores de óleo e ou/gás, ou aumentar a injetividade de poços injetores de água para descarte ou recuperação secundária, onde a permeabilidade próxima ao poço torna-se superior à original da rocha-reservatório. Dentre as técnicas de estimulação pode ser citadas: acidificação da matriz, fraturamento ácido ou hidráulico.

Economides *et al.* (1994) citam que a perda de injetividade refere-se à perda da capacidade do poço em manter uma vazão de injeção constante para um dado gradiente de pressão devido ao dano de formação. Os principais fatores da perda de injetividade, para poços injetores de água, referem-se à injeção com alto conteúdo de sólidos em suspensão e partículas de óleo. Estas partículas são provenientes 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. Diferentes mecanismos de captura de partículas sólidas e líquidas estão presentes no processo de variação de permeabilidade na região próxima ao poço, sendo os principais mecanismos: 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 2.1 apresenta os principais mecanismos de obstrução de poro por material particulado.

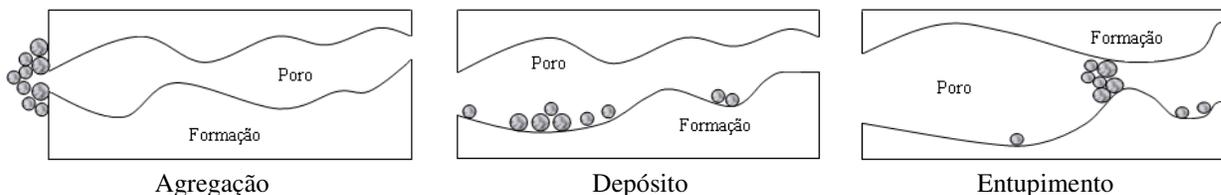


Figura 2.1: Mecanismos de obstrução (Economides *et al.*, 1994).

Partículas grandes são transportadas até a superfície do meio poroso e geram entupimento formando o reboco; partículas pequenas atravessam o meio poroso e podem se aderir às paredes

¹ O termo PVT significa: Pressão Volume Temperatura.

dos poros, resultando numa redução da permeabilidade; outras partículas podem tamponar as gargantas dos poros mediante agregação das mesmas.

2.2 Índice de injetividade

O índice de injetividade é uma medida da capacidade do poço para injetar fluido e é uma propriedade medida comumente em testes de campo (Rosa *et al.*, 2006). As principais variáveis que influenciam no índice de injetividade são as propriedades do fluido e a permeabilidade da rocha.

O índice de injetividade de um poço injetor de água nas condições de reservatório para regime estabilizado de escoamento, I_w , é definido pela Equação 2.2.

$$I_w = \frac{q_w}{(p_{wf} - p)} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde p é a pressão estática média da área de drenagem, p_w a pressão de escoamento no poço e q_w a vazão do poço.

A vazão de água para regime estabilizado, escoamento radial e monofásico, é calculada pela Equação 2.3 (Rosa *et al.*, 2006).

$$q_w = \frac{2\pi h k_w (p_{wf} - p)}{\mu_w B_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad \text{Equação 2.3}$$

onde h é a altura do reservatório, k_w a permeabilidade efetiva da água, μ_w a viscosidade da água de injeção, B_w o fator de volume de formação da água e r_e o raio externo da área de drenagem do poço. Logo o índice de injetividade pode ser descrito pela Equação 2.4.

$$I_w = \frac{2\pi h k_w}{\mu_w B_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad \text{Equação 2.4}$$

A modelagem da perda de injetividade empregada aqui fora proposta por Montoya Moreno (2006). Esta modelagem relaciona um declínio hiperbólico de permeabilidade ao redor do poço injetor com o tempo, esse declínio é convertido em um dano, o qual permite o cálculo do fator

geométrico do bloco do poço para cada passo de tempo estabelecido no simulador de escoamento. O fator geométrico do poço injetor, G_w , é dado pela Equação 2.5.

$$G_w = \frac{2\pi h_b k_b}{\left(\ln \frac{r_{eq}}{r_w} + s \right)} \quad \text{Equação 2.5}$$

onde k_b é a permeabilidade absoluta do bloco, h_b a altura do bloco e r_{eq} o raio equivalente, o qual é função da geometria do bloco, e está definido pela Equação 2.6 (Peaceman, 1978).

$$r_{eq} = 0,370 \sqrt{\frac{d_i \cdot d_j}{\pi}} \quad \text{Equação 2.6}$$

onde d_i e d_j são as dimensões dos blocos nas direções i e j .

2.3 Estado de tensões atuantes no reservatório

Um reservatório de petróleo está submetido a diferentes esforços em todo seu volume pelo fato de ser um corpo geológico soterrado a grandes profundidades (Figura 2.2). Segundo Valkó e Economides (1995), antes de perfurar um poço, o reservatório está submetido a um estado de esforços uniformes e compressivos, e logo depois da perfuração e a produção/injeção de fluidos as propriedades petrofísicas da rocha mudam devido à variação do campo de tensões *in situ*. Estes efeitos têm sido reportados em diferentes casos de campo e no caso da injeção de água a pressão do reservatório incrementa-se e, em alguns casos, alcança-se a pressão de iniciação de fratura da formação.

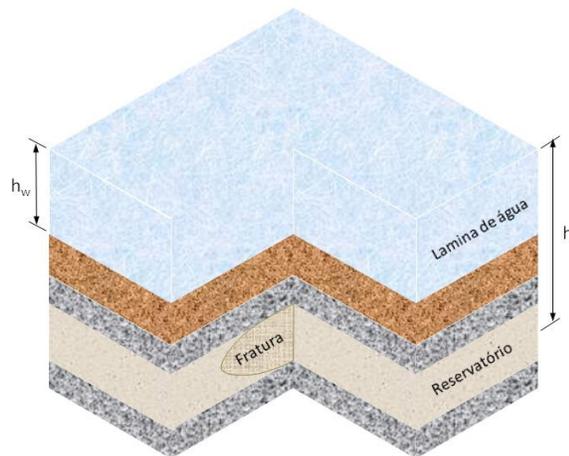


Figura 2.2: Camadas envolvendo o reservatório.

2.3.1 Magnitude das tensões atuantes no reservatório

O estado de esforços no reservatório é uma função da profundidade e da atividade tectônica regional (Valkó e Economides, 1995). Assim, considerando o caso geral de um reservatório (Figura 2.2), com uma profundidade média h_r , com lâmina de água h_w , pode-se considerar que o reservatório está submetido a três esforços principais: um vertical e dois horizontais. O esforço vertical ou de sobrecarga atuando na formação, σ_v , é considerado como o principal e é dado pela Equação 2.7:

$$\sigma_v = g\rho_w h_w + (h_r - h_w) \cdot grad_{sc} \quad \text{Equação 2.7}$$

onde g é a aceleração da gravidade, ρ_w a densidade da água e $grad_{sc}$ o gradiente de sobrecarga das formações acima do reservatório, e pode ser calculado pela Equação 2.8:

$$grad_{sc} = g\rho_{sc} \quad \text{Equação 2.8}$$

onde ρ_{sc} é a densidade 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 do esforço vertical, e pelo fato do reservatório estar em contato com outros corpos geológicos e, além disso, o fato do esforço vertical deformar horizontalmente o reservatório, o mesmo fica submetido a outros dois esforços: o esforço horizontal mínimo, $\sigma_{H, min}$, dado pela Equação 2.9, que pode ser calculado em função do esforço vertical, do coeficiente de Poisson, ν , da camada permeável e da pressão do reservatório, p :

$$\sigma_{H, min} = \frac{\nu}{(1-\nu)} (\sigma_v - p) + p \quad \text{Equação 2.9}$$

O esforço horizontal mínimo pode ser determinado com testes de campo. Valkó e Economides (1995) descrevem os diferentes testes para determinar este esforço. O esforço principal máximo, $\sigma_{H, max}$, é de difícil determinação, pois é função das condições tectônicas regionais aos quais o reservatório se encontra submetido. Considerando σ_{Tect} como as contribuições dos esforços regionais, obtém-se uma expressão geral para o esforço horizontal máximo, dada pela Equação 2.10 (Valkó e Economides, 1995):

$$\sigma_{H,\max} = \sigma_{H,\min} + \sigma_{Tect} \quad \text{Equação 2.10}$$

De igual forma, no folhelho adjacente ao reservatório pode-se calcular o valor do esforço horizontal mínimo, dado pela Equação 2.11:

$$\sigma_{H,\min,folh} = \frac{\nu_{folh}}{(1-\nu_{folh})}(\sigma_v - p) + p \quad \text{Equação 2.11}$$

onde ν_{folh} é o coeficiente de Poisson para o folhelho adjacente.

2.3.2 Pressão de iniciação de fratura

A pressão de iniciação de fratura da formação é função da diferença entre as tensões principais e a resistência à tração, ou seja, das propriedades mecânicas da rocha e da pressão do reservatório. Além disso, ela está relacionada com as tensões atuantes na parede do poço e ao tipo de comportamento do fluido injetado na formação, que pode ser do tipo penetrante ou não penetrante. Na injeção com fluido não penetrante a pressão de iniciação de fratura é dada pela equação de Terzaghi (Valkó e Economides, 1995), Equação 2.12:

$$p_f = \frac{2\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - p_p) + p + T_o \quad \text{Equação 2.12}$$

onde p_f é a pressão à qual se fratura a formação, p_p é a pressão na parede do poço, que varia de acordo com o tipo de fluido de injeção, e T_o é a resistência à tração. Já a injeção com fluido penetrante na formação, como é o caso da água, a expressão para o cálculo da pressão de iniciação de fratura é dada pela Equação 2.13.

$$p_f = \frac{\frac{2\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - p_p) + T_o}{2 - \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)}} + p \quad \text{Equação 2.13}$$

onde α é a constante de Biot.

2.3.3 Comportamento da pressão da IPF

O comportamento da pressão de injeção durante um processo de injeção de água acima da pressão de propagação de fratura é apresentado na Figura 2.3.

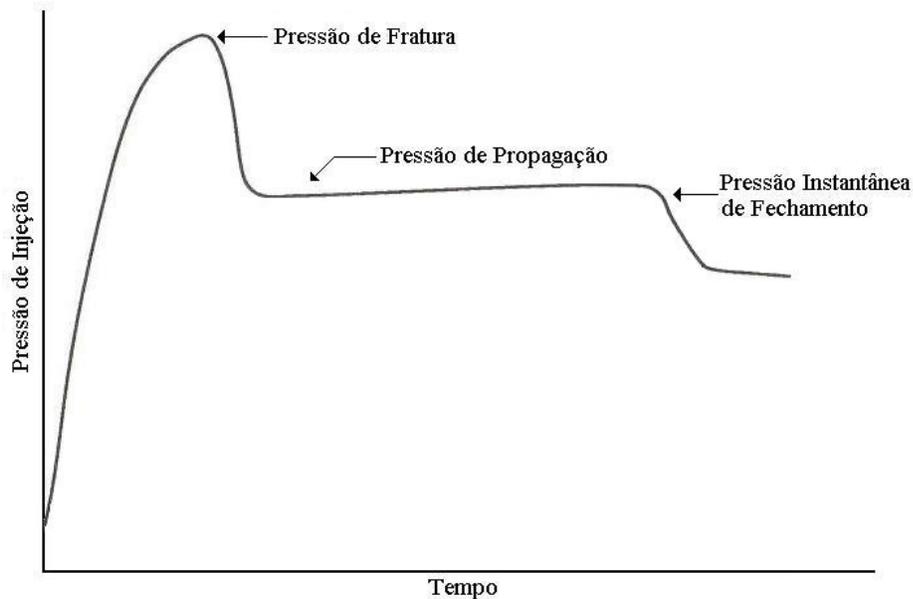


Figura 2.3: Pressão de injeção em função do tempo (Schechter, 1992).

Valkó e Economides (1995) descrevem que no processo de injeção de água, a perda de injetividade induz 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 formação. Ao penetrar a água na formação, a pressão se incrementa nas vizinhanças do poço, elevando a tensão até exceder a tensão de ruptura da formação, criando, assim, a fratura.

Para se propagar, a fratura precisa de uma pressão menor do que a pressão de iniciação de fratura da formação (pressão de propagação). A propagação da fratura dentro do reservatório é determinada pelas leis da conservação de massa na fratura. Na medida em que a água é injetada na fratura e ao mesmo tempo filtrada através das paredes, dá-se lugar à formação de reboco, tal como se apresenta na Figura 2.4.

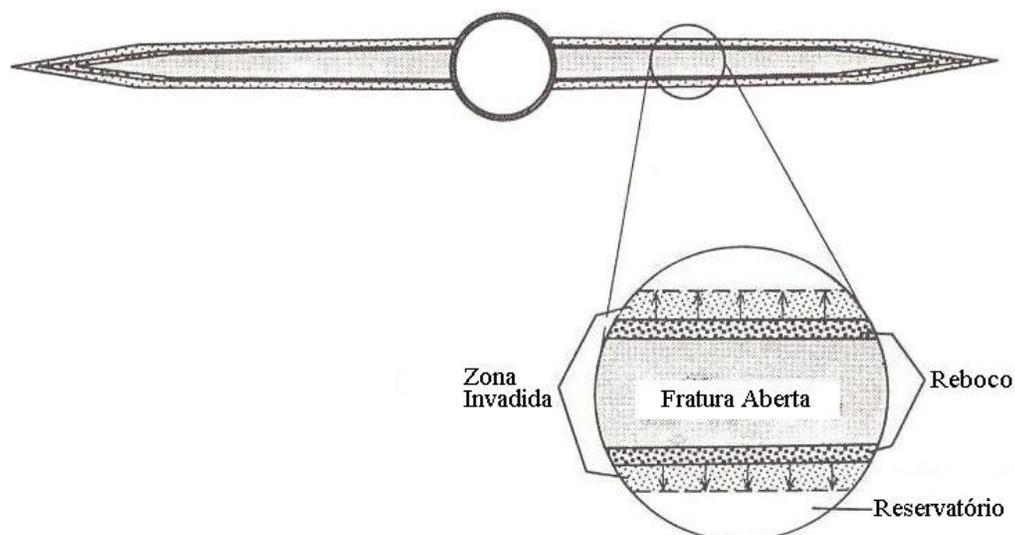


Figura 2.4: Reboco no interior da fratura (Valkó e Economides, 1995).

O reboco incrementa a resistência ao escoamento entre a fratura e o reservatório, induzindo um acréscimo de pressão no interior da fratura. Este acréscimo provoca o avanço da fratura no interior do reservatório, expondo nova rocha à filtração da água e reiniciando o processo.

2.3.4 Determinação das direções das tensões no reservatório

O conhecimento da orientação e direção da fratura é importante para a determinação da disposição ótima de localização dos poços, para diversos tipos de reservatórios ou técnicas de recuperação. Para o mesmo investimento pode-se selecionar uma disposição de poços que otimize a drenagem do campo e evite a chegada da água, antecipadamente, durante a injeção.

A geometria das fraturas hidráulicas geralmente é controlada pelas tensões *in situ*. A Figura 2.5 ilustra quatro tipos de geometria de fratura hidráulica que podem ocorrer, dependendo da magnitude e direção das tensões atuantes no campo.

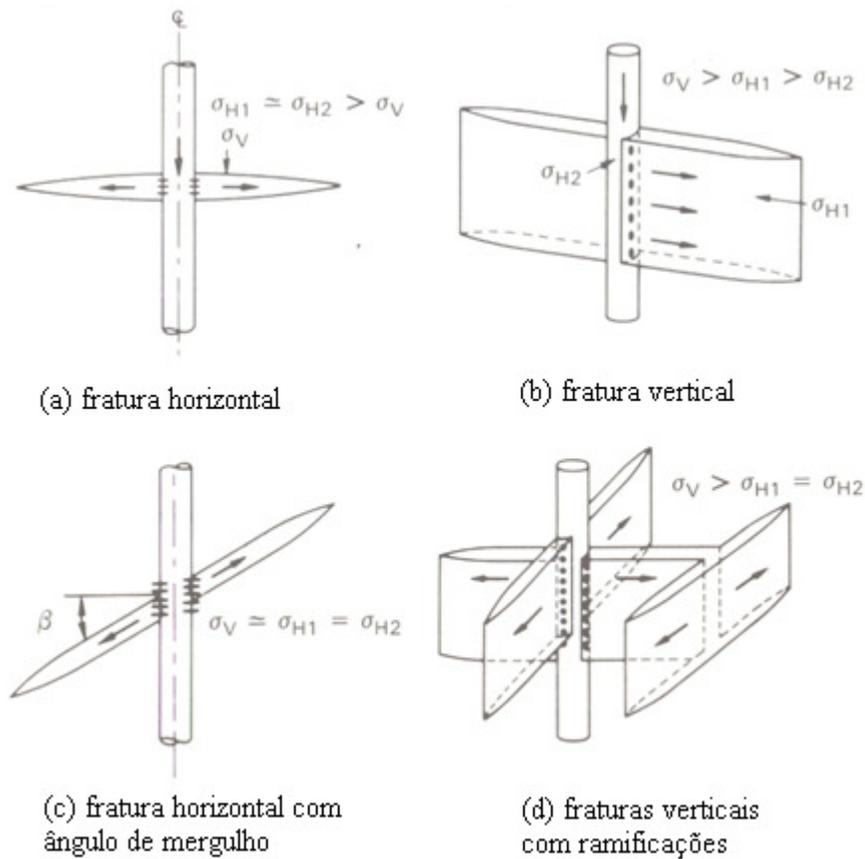


Figura 2.5: Orientação e geometria da fratura hidráulica dependendo das tensões principais da formação (Lacy et al.,1983).

Na Figura 2.5, σ_V é a tensão vertical principal, e σ_{H1} e σ_{H2} são, respectivamente, a máxima e a mínima tensão horizontal. Quando σ_{H1} e σ_{H2} são maiores que σ_V , a fratura hidráulica é horizontal, como ilustra a Figura 2.5a. Fraturas horizontais ocorrem geralmente em formações rasas, já que a carga vertical é geralmente menor que as tensões horizontais. Se as tensões principais são aproximadamente iguais, a fratura hidráulica pode ter um ângulo de mergulho (Figura 2.5c). Esse tipo de fratura pode ocorrer também em poços rasos e pode seguir o ângulo de mergulho do reservatório (β). Quando a tensão vertical é maior que a tensão horizontal para poços suficientemente profundos, a fratura hidráulica é vertical e sua orientação segue a direção da máxima tensão horizontal, σ_{H1} (Figura 2.5b); neste trabalho, o estado de tensão que o reservatório está submetido proporciona este tipo de geometria de fratura. A Figura 2.5c e a Figura 2.5d ilustram geometrias de fratura intermediárias entre totalmente horizontais e de asa dupla. Fraturas com ramos verticais (Figura 2.5d) não são comuns, mas podem ocorrer quando as duas tensões horizontais são aproximadamente iguais e menores que a vertical.

Quando a diferença $\sigma_{H1} - \sigma_{H2}$ é menor que a tensão de resistência da rocha da formação, a orientação da fratura dependerá da anisotropia de esforços a que a rocha estiver submetida, pois muitas formações frequentemente possuem fraturas e falhas ainda não consolidadas. A principal anisotropia de esforços na formação corresponderá à orientação dessas fraturas naturais, como indica a Figura 2.5(d). Complementando, as propriedades geomecânicas das rochas determinam a espessura, a penetração vertical e o comprimento da fratura. Geralmente, em campos marítimos, onde o esforço vertical é superior aos demais, a fratura tende a ser vertical.

Dentre as técnicas de determinação da direção das tensões principais pode-se citar (Fernandes, 1998):

- Análise da deformação da circunferência do poço, utilizando perfis de *caliper* orientado ou perfis de imagem;
- Testemunhagem orientada, após microfraturamento;
- Ensaaios de relaxação;
- Perfis de imagem, em intervalos submetidos a um microfraturamento prévio.

2.3.5 Otimização da malha de drenagem e maximização da eficiência de varrido do reservatório

Segundo Smith (1979), a orientação da fratura se torna importante quando o espaçamento entre poços se aproxima do comprimento da fratura, as quais podem ser de 300 a 760 m de comprimento para uma asa. A Figura 2.6 mostra como a orientação da fratura resulta em uma drenagem ineficiente do reservatório quando a direção da fratura é ignorada no dimensionamento do espaçamento entre poços.

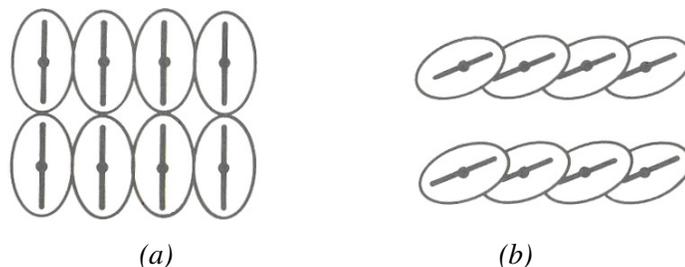


Figura 2.6: Alocação de poços: (a) drenagem eficiente; (b) drenagem ineficiente; (Lacy et al., 1983).

O conhecimento da orientação da fratura é útil para a seleção da alocação ótima dos poços, para os casos de injeção de água ou aplicações de métodos de recuperação avançada. Como ilustra a Figura 2.6, a fratura hidráulica pode abrir canais de injeção de água sobre grandes distâncias no reservatório.

A maximização da eficiência de varrido se dá para poços localizados paralelamente à direção da fratura (Figura 2.7(a)). Poços produtores localizados perpendicularmente à direção da fratura (Figura 2.7 (b)) tendem a promover um varrido ineficiente do reservatório. A eficiência de varrido depende da orientação e do tamanho da fratura. A perda de produção pode ser de 10 a 80% caso a direção da fratura hidráulica ou natural não seja considerada no planejamento de alocação de poços.

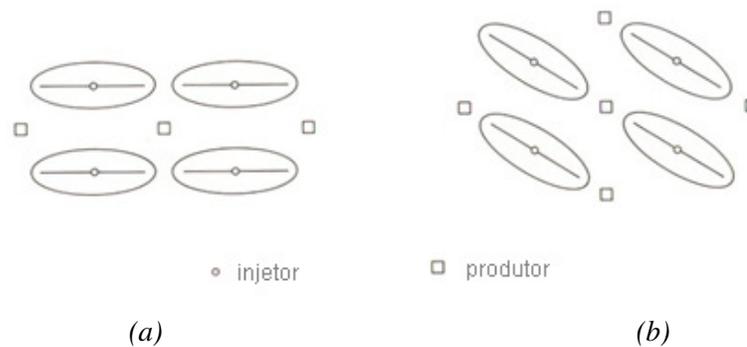


Figura 2.7: Influência da orientação da fratura em operações de injeção de água, atuando na eficiência do varrido areal: (a) varrido areal eficiente; (b) varrido areal ineficiente (Lacy et al., 1983).

2.4 Tipo de modelagem da fratura

A modelagem da geometria da fratura pode ser feita usando-se vários modelos (Fernandes 1998):

- Modelos 2D: consideram conhecida e constante uma das geometrias da fratura, como altura ou espessura no tempo e no espaço. Podem ser uma boa aproximação em situações de contenção vertical, porém afastam-se da realidade nas situações de pequeno contraste de tensão horizontal. Os modelos de Perkins Kern e Nordgren, conhecido como modelo PKN, de Geertsma e Klerk, conhecido como modelo KGD, e o modelo Valko e Economides, conhecido como modelo radial, são modelos do tipo 2D ou bidimensional. Esses modelos admitem altura e módulo de elasticidade constantes.

- Modelos Pseudo-3D: nestes modelos o escoamento no interior da fratura é unidimensional ao longo do eixo de propagação. A altura é considerada variável durante a propagação e ao longo da fratura. Como limitação, o modelo incorpora simplificações físicas para facilitar a solução matemática, afastando-se da realidade em situações mais complexas. O modelo Pseudo-3D considera o crescimento da altura baseado no contraste de tensões entre as camadas e módulo de elasticidade constante.
- Modelos totalmente 3D: consideram que o escoamento no interior da fratura é bidimensional, com altura variável durante a propagação e ao longo da fratura. Procuram reproduzir situações físicas mais genéricas e apresentam soluções matemáticas mais complexas que os modelos citados anteriormente. Como em consequência disso, fornecem respostas mais precisas.

2.5 Simulador de fraturamento hidráulico

Um modelo geomecânico para estudar a injeção de água acima da pressão de fratura foi usado para obter a informação referente à fratura. O software usado foi o PROPAG², que é um programa desenvolvido em elementos finitos para simular processos de fraturamento hidráulico, permitindo a análise de propagação. Este software baseia-se no modelo matemático de fratura pseudo-3D apresentado por Fernandes (1998), e adaptado para um modelo de fluido newtoniano de baixa viscosidade e baixa eficiência de escoamento (Souza *et al.*, 2005). As principais respostas obtidas são: pressão de fratura da formação (p_{ini}), comportamento do comprimento (L_f), penetração vertical (h_f), espessura da fratura em função do tempo (w_f) e eficiência, relação entre o volume da fratura pelo volume injetado de água, (Figura 2.8).

² O PROPAG é uma aplicação desenvolvida pelo Laboratório em Mecânica Computacional da Unicamp, LabMeC, em parceria com a Petrobras.

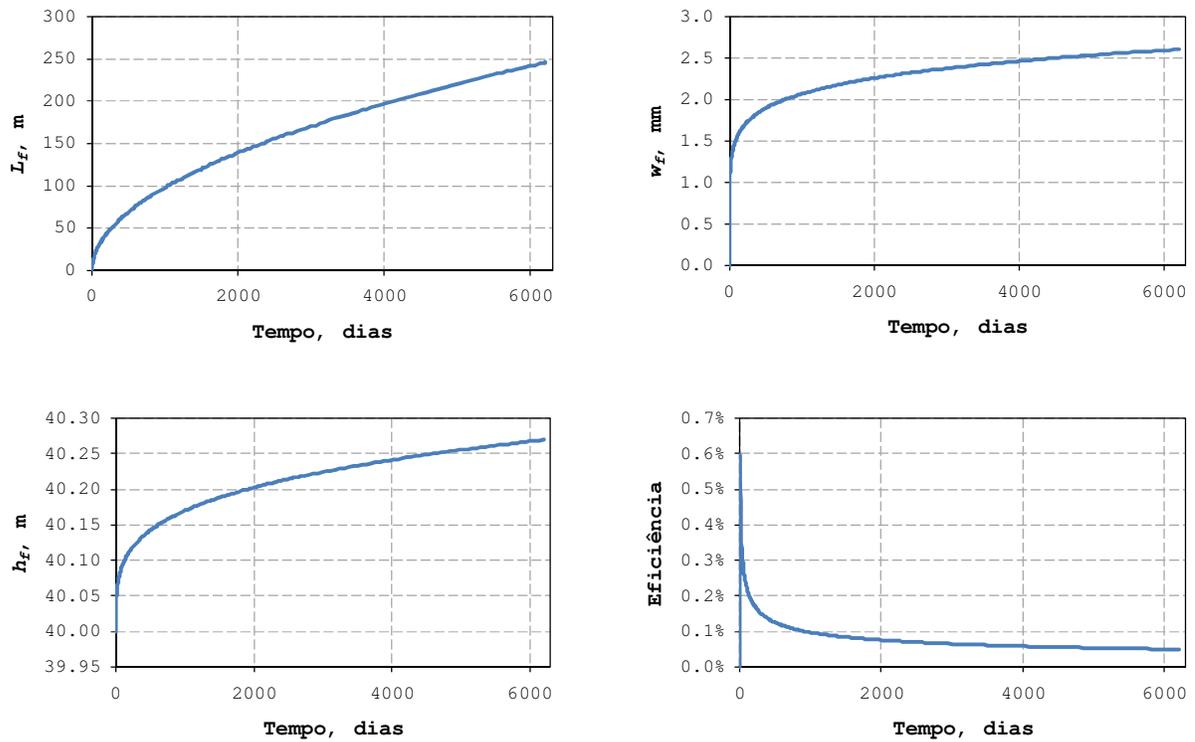


Figura 2.8: Principais dados de saída do PROPAG.

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 todo o tempo de estudo e não é completamente igual ao índice de injetividade calculado pelo simulador, o qual é calculado a cada tempo. Outra limitação é que a pressão da área de drenagem do poço injetor varia, conforme os fluidos são produzidos e injetados no reservatório, e no PROPAG é admitida uma pressão constante para o reservatório.

2.6 Poço horizontal virtual

O poço horizontal virtual (PHV) tem a finalidade de representar o comportamento da propagação da fratura. O modelo empregado aqui fora proposto por Montoya Moreno (2006). O autor usou o modelo de Cinco-Ley e Samaniego (1981) para aproximar um dado comprimento de fratura a um fator de dano correspondente. Como o avanço da fratura é um processo dinâmico, o modelo de Cinco-Ley e Samaniego (1981) foi reaplicado várias vezes para cada incremento no comprimento de fratura.

O modelo de Cinco-Ley e Samaniego (1981) baseia-se no fator denominado F_{DC} , condutividade adimensional da fratura, que é definido pela Equação 2.14:

$$F_{DC} = \frac{k_f w}{k L_f} \quad \text{Equação 2.14}$$

onde k_f é a permeabilidade da fratura, w a espessura da fratura, k a permeabilidade da formação (matriz) e L_f o comprimento da fratura.

Uma relação que possibilita o cálculo da permeabilidade da fratura é apresentada por Aguilera (1980):

$$k_f = 84 \times 10^6 w^2 \quad \text{Equação 2.15}$$

Cinco-Ley e Samaniego (1981) apresentam uma relação entre F_{DC} e o dano resultante por uma fratura mediante uma função matemática. A Figura 2.9 ilustra a relação e a Equação 2.16 representa a relação entre a condutividade adimensional da fratura e o fator de dano equivalente devido à fratura:

$$s_f + \ln \frac{L_f}{r_w} = -0,6751 \ln(F_{DC}) + 1,508 \quad \text{Equação 2.16}$$

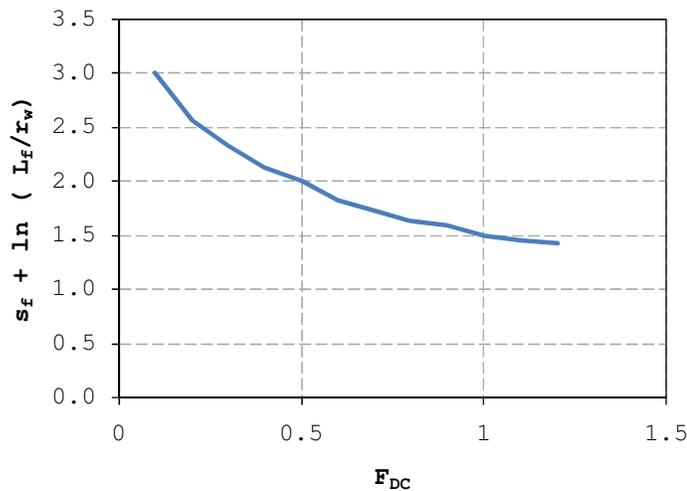


Figura 2.9: s_f versus condutividade adimensional da fratura.

O poço horizontal virtual pode ser entendido como um poço horizontal ou multilateral convencional, onde suas completações são abertas conforme o avanço da fratura, dado pelo simulador geomecânico (Figura 2.10). A particularidade é que o comportamento do poço convencional não representa adequadamente a pressão de propagação de fratura. Assim, para

contornar esse problema, o fator geométrico do índice de poço é alterado em função do estímulo que a fratura promove.

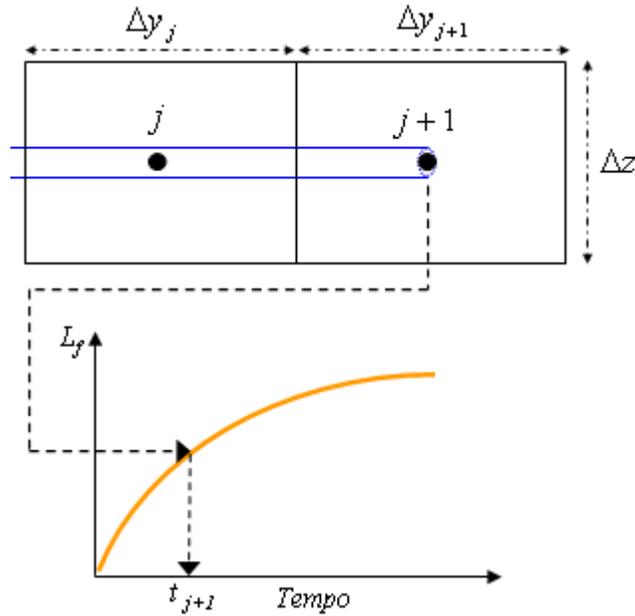


Figura 2.10: Poço horizontal virtual.

O fator geométrico é obtido para um comprimento dado de fratura e dividido pelo número de perfurações que estão abertas ao escoamento num tempo t , que é função do comportamento do comprimento da fratura com o tempo. Desta forma, cada bloco por onde passa o poço horizontal fica com um fator geométrico que é função do tempo e que inclui o valor do fator de dano.

$$G_w = \frac{2\pi h_b k_b}{\left(\ln \frac{r_{eq}}{r_w} + s_f \right)} \quad \text{Equação 2.17}$$

onde s_f é o estímulo devido à fratura.

2.6.1 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). Admite-se que o poço horizontal comporta-se como um poço vertical, onde 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 2.18:

$$II_h = \frac{2\pi L_h \sqrt{k_x k_z}}{\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s} \quad \text{Equação 2.18}$$

onde r_{eq} é o raio equivalente, para um poço horizontal, dado pela Equação 2.19. Equações similares são deduzidas por Peaceman (1983) para um poço horizontal paralelo à direção i .

$$r_{eq} = 0,28 \frac{\left[\Delta x^2 \left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}} + \Delta z^2 \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{4}}} \quad \text{Equação 2.19}$$

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é abordada a revisão bibliográfica das principais pesquisas relacionadas a este trabalho, tais como: perda de injetividade, injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, simulação de fraturas, campos com fraturas geradas pela injeção de água e simulação de escoamento com injeção de água acima da pressão de propagação de fratura.

3.1 Perda de injetividade

Sharma *et al.* (2000) descrevem a perda de injetividade na indústria do petróleo como um dos problemas mais importantes por seu impacto econômico. No caso de operações marítimas, o problema torna-se ainda mais complexo por diversas circunstâncias, tais como: espaços reduzidos das plataformas, custo com plantas de processamento e filtração de água, além das condições ambientais presentes.

Van den Hoek (2000) relata sobre os desafios, vantagens e limitações dos modelos de água produzida considerados na simulação de reservatórios. As vantagens de cada caso estão relacionadas com as condições adotadas no modelo. O autor reconhece que isto é particularmente difícil de resolver com todos os parâmetros de entrada disponíveis. Modelagens mais confiáveis incorporam mecanismos físicos de perda de fluido e tamponamento, enquanto outros são capazes de levar em conta as interações entre os poços produtores e injetores. Um desafio é incluir a representação e compreender o transporte das partículas e o tamponamento de forma mais eficiente.

Gadde e Sharma (2001) mencionam a perda da capacidade de manutenção da vazão de injeção constante, durante longo período de tempo, devido a redução da permeabilidade na região ao redor ao poço. A redução ocorre pela obstrução de partículas finas, gotas de óleo, bactérias e escamas presentes na água de injeção. Em operações marítimas, como as condições de operação são restritas, a injeção de água nestes tipos de campo é cada vez mais empregada. Esses campos são caracterizados pelos altos custos econômicos e por menores tempos de vida dos projetos, quando comparados aos campos terrestres. Como mecanismo para manter a produção com taxas altas e maximizar a recuperação de petróleo, a injeção de água é iniciada rapidamente e usada para manter a pressão. Assim, a perda de injetividade em campos marítimos implica em grandes conseqüências para a vida econômica e viabilidade do projeto. A redução na injetividade está relacionada com o tipo e qualidade da água usada pra a injeção. Em condições terrestres, em geral, as diferentes fontes de água são os rios, lagoas ou água de produção.

Palsson *et al.* (2003) citam que o uso de métodos de predição de perda de injetividade e a compreensão das incertezas envolvidas são essenciais para o planejamento de operações de injeção de água. Três exemplos de soluções para a perda de injetividade são ilustrados na Figura 3.1.

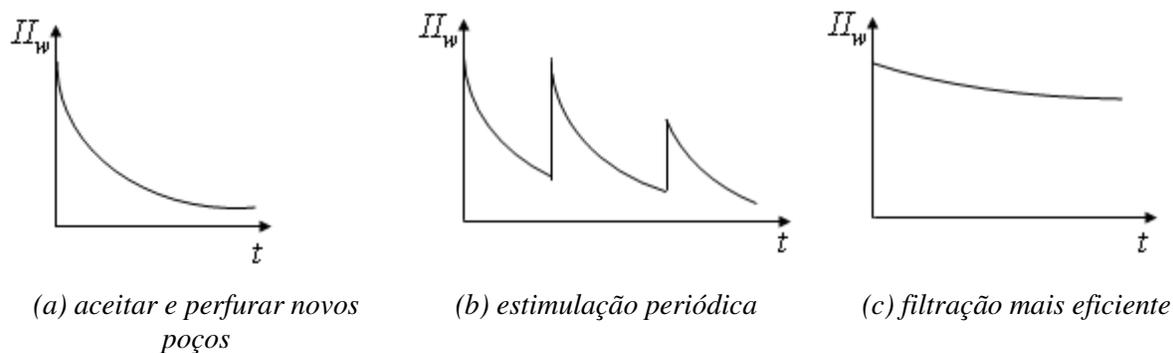


Figura 3.1: Soluções para a perda de injetividade (Palsson *et al.*, 2003).

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

3.1c) consiste em aumentar a eficiência operacional do sistema de injeção desde o início do projeto, o qual incrementa o investimento (CAPEX), mas, por outro lado, diminui o risco de perda de injetividade durante o tempo de operação. A eficiência pode ser incrementada melhorando o sistema de filtração da água, eliminando o oxigênio, os compostos corrosivos e as bactérias da água.

Paiva *et al.* (2007) comentam sobre o problema do declínio de injetividade quando se injeta água produzida, como ocorre em campos localizados no Mar do Norte, Golfo do México e na Bacia de Campos. A predição do declínio da injetividade é importante para o planejamento do uso da água de reinjeção, no tratamento da água de injeção e no processo de estimulação de poços. Uma predição confiável pode ser baseada em modelos matemáticos usando o histórico do índice de injetividade e dados de laboratório.

3.2 Injeção de água acima da pressão de propagação de fratura

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

Van den Hoek *et al.* (2008) citam que injetar água geralmente implica em declínio de injetividade, a menos que se injete com propagação de fratura. A Figura 3.2 ilustra o comportamento do índice de injetividade para uma injeção de água do mar finamente filtrada e a Figura 3.3 uma injeção com água de produção com propagação de fratura.

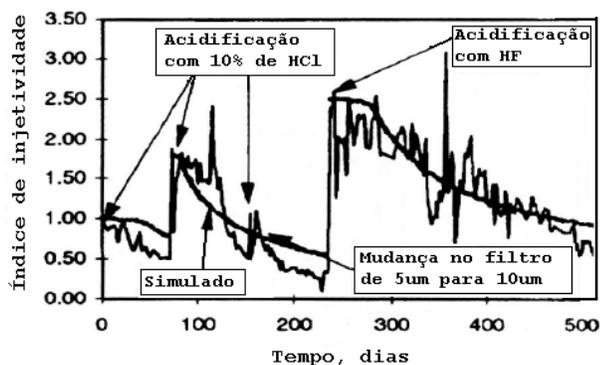


Figura 3.2: Declínio de injetividade de um poço no Golfo do México com injeção de água do mar finamente filtrada (Sharma *et al.*, 1997).

Na Figura 3.2, a acidificação regular é necessária para manter a injetividade do poço (apesar da alta qualidade da água), enquanto no caso de propagação com fratura (Figura 3.3) a injetividade permanece constante no período analisado, apesar de uma água de produção de baixa qualidade.

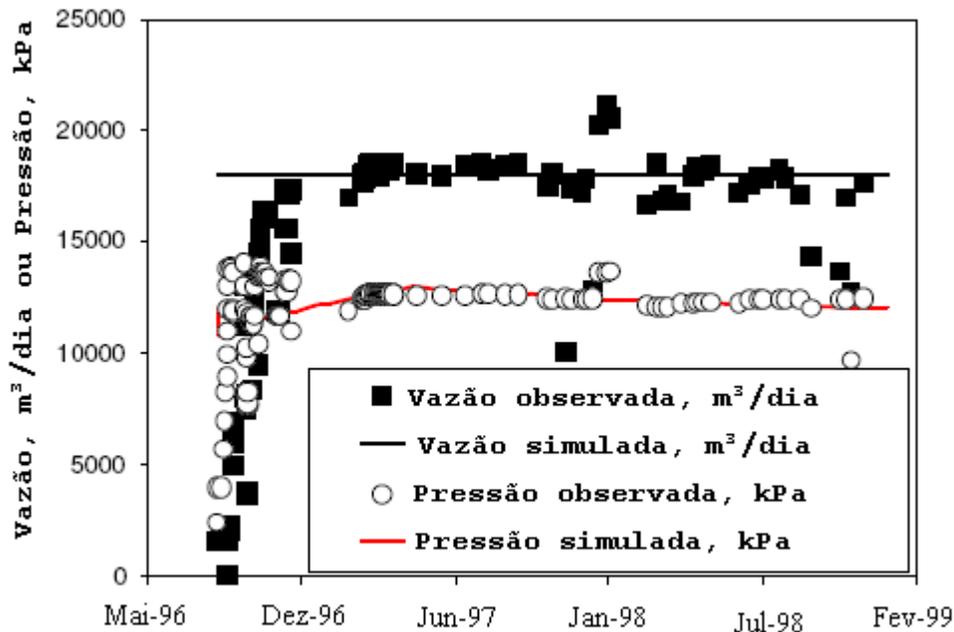


Figura 3.3: Desempenho da injeção de um poço de descarte de água no Oriente Médio (Van den Hoek, 2008).

Os autores ainda citam que tradicionalmente é incentivado evitar o fraturamento a qualquer custo. Por conta disso a injeção é limitada a pressão abaixo da pressão de iniciação de fratura. Porém, após sistemática análise de dados de campos na indústria, nos últimos anos, resultados têm mostrado que principalmente em reservatórios com fluido de baixa mobilidade, a injeção sem propagação de fratura é praticamente impossível. Sendo assim, ao invés de procurar evitar sua propagação, é recomendado otimizar seu uso. Como solução, pode-se citar: uma avaliação do risco de crescimentos excessivos da propagação da fratura e o aumento do número de informações no campo necessitam ser continuamente atualizados, para evitar riscos. Dentre as decisões que geralmente são impactadas estão: localização dos poços (injetor/produtor), completação dos poços produtores, relação entre poços injetores/produtores, vazão de injeção dos poços injetores ao longo do tempo, qualidade da água e temperatura etc.

Hustedt *et al.* (2008) comenta que a injeção de água é aplicada tanto para recuperação de óleo em campos maduros, quanto para manter a pressão acima da pressão de bolha do óleo em

campos na fase inicial da produção. Porém, mesmo que imperceptível, a injeção de água leva muitas vezes à propagação de fratura. O fraturamento da rocha reservatório tem forte influência na injetividade de água e na distribuição areal dos fluidos no reservatório. A Figura 3.4 ilustra um exemplo quantitativo da influência da direção da fratura no varrido areal usando linhas de fluxo em dois padrões diferentes de injeção, linha direta e cinco pontos. No primeiro caso, a fratura avança na direção do poço produtor e no segundo, a fratura avança na direção ortogonal ao poço produtor. A densidade das linhas de fluxo indica que a orientação da fratura muda o varrido areal.

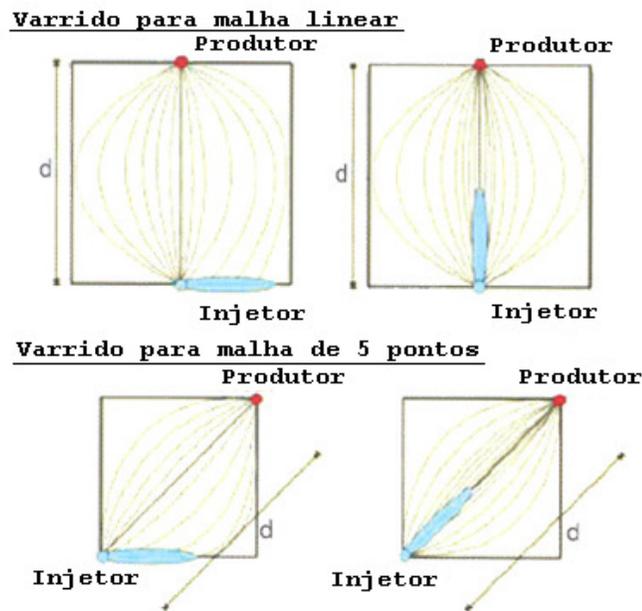


Figura 3.4: Impacto da orientação da fratura no varrido areal (Hustedt et al., 2008).

3.3 Simulação de fraturas

Wan (1999) cita três métodos amplamente usados para a simulação de fraturas, tanto para poços produtores ou injetores, verticais ou horizontais:

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

Souza *et al.* (2005) usam uma malha refinada na direção de crescimento da fratura para representá-la. A espessura do bloco de simulação que a representa é de 0,125 m. A abordagem para simular a fratura é feita usando um simulador geomecânico desenvolvido pelo grupo de pesquisa do Departamento de Mecânica Computacional da Unicamp com a Petrobras, e um simulador comercial. A modificação da transmissibilidade entre os blocos de simulação é feita de acordo com os resultados do comportamento da fratura com o tempo (dados de saída do simulador geomecânico). O modelo é usado para estudar o impacto da fratura no fator de recuperação e na eficiência do varrido.

Siebrits *et al.* (2000) apresentaram uma ferramenta para projetar fraturas hidráulicas em reservatórios laminares. O método é totalmente acoplado para a modelagem da propagação da fratura hidráulica 3D em reservatórios laminares. O avanço da fratura é baseado na velocidade do fluido próximo à frente da fratura. Os autores citam que o perfil de espessura e a direção do comprimento são fortemente dependentes das propriedades elásticas de cada camada.

Ji *et al.* (2004) citam que a adequada representação de uma fratura num simulador numérico de escoamento é importante para varias áreas da engenharia de reservatórios, tais como: injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, estimulação de poços de injeção/produção, injeção de vapor e disposição final de água de produção. Geralmente, a modelagem é complexa, pois envolve grande número de variáveis, tempo computacional e modelos matemáticos e numéricos robustos. Além disso, a natureza dinâmica da fratura induz que a modelagem considere essa 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, representado de forma mais real o fenômeno.

Van den Hoek (2004) usa simulação por linhas de fluxo 3D em dois padrões de injeção (de cinco e nove pontos), onde o comprimento, a orientação das fraturas e a razão de mobilidades foram alteradas. O autor conclui que as fraturas induziram uma recuperação de óleo adicional, inclusive nos casos onde as fraturas são longas. O autor demonstra que devido ao padrão de injeção, orientação da fratura e qualidade da água de injeção, há uma largura de fratura ótima que maximiza a recuperação de óleo para um padrão de injeção dado.

Van den Hoek (2008) desenvolveu uma nova estratégia de modelagem, totalmente acoplado de forma implícita, que combina escoamento de fluido e avanço de fratura. As

simulações foram feitas com base em um modelo de reservatório real, considerando os problemas mais comuns que ocorrem no processo de injeção: canais entre produtores e injetores, presença de fraturas e reservatório varrido. Foi demonstrado que a dimensão de fraturas induzidas apresenta sensibilidade à distribuição de mobilidades 3D no reservatório.

Foi verificado que o grau de crescimento ou redução da fratura na injeção de água depende fortemente da razão de mobilidade água-óleo, e esse comportamento pode variar com o tempo. Em caso de razão de mobilidade água-óleo favorável, as fraturas induzidas crescem o tempo todo, e esse crescimento tende a aumentar quanto mais o óleo *in situ* é deslocado pela injeção. De modo recíproco, em casos de razão de mobilidades desfavoráveis, as fraturas induzidas contraem o tempo todo (após o crescimento inicial) conforme o óleo *in situ* é deslocado pela água. O crescimento da fratura pode ser acelerado fortemente no momento em que a água atinge os poços produtores. Uma vez que a água chegou, a fratura volta a se contrair. O autor conclui que devido aos efeitos citados, a injeção de água acima da pressão de fratura requer uma estratégia otimizada de injeção, com variação das taxas de injeção por toda a vida do campo com a finalidade de prever varrido prejudicial por excesso de crescimento da fratura.

3.4 Casos de campos com fraturas geradas pela injeção de água

Estudos sobre fraturas geradas pela injeção de água têm sido amplamente reportados na literatura. Os principais aspectos analisados são os impactos da fratura no fator de recuperação, na eficiência de deslocamento de óleo e no tempo de irrupção da frente de água. Os principais campos com injeção de água acima da pressão de propagação de fratura estão localizados no Mar do Norte e no Alaska. É importante ressaltar que existem casos de campos em que a injeção de água acima da pressão de fratura ocorre sem que o operador perceba, repercutindo em problemas na eficiência de varrido que não eram esperados. (Noirot *et al.*, 2003).

Na Petrobras diversos poços em campos terrestres já utilizam a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, e alguns localizados em campos marítimos já estão injetando acima da pressão de propagação (Souza *et al.*, 2005).

Ali *et al.* (1994) reportam o caso do campo Valhall, na Noruega. O campo consiste de duas estruturas contentoras de óleo. A produção do campo é proveniente principalmente da formação inferior, a Tor. A estrutura superior, a Hod, tem baixas permeabilidades, em média 5,0 mD, apresenta baixa injetividade, inviabilizando a injeção de água com vazões economicamente

viáveis. A injeção acima da pressão de propagação de fratura foi o mecanismo pelo qual a injetividade da formação foi incrementada. Os autores apresentam os diferentes resultados das observações de campo. Dentro das conclusões, os autores ressaltam a importância do comprimento total da fratura para não comprometer a eficiência de varrido e a influência das fraturas naturais no desempenho da injeção de água.

Van den Hoek (2007) cita que a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura foi usada no campo de Dan, localizado no Mar do Norte na Dinamarca, campo de óleo formado por calcário de baixa permeabilidade, para promover melhora no fator de recuperação. O projeto piloto teve início em 1990, e em 1995 foi tomada a decisão de continuar a desenvolver o campo usando este recurso. Muitas técnicas de monitoramento foram usadas para avaliar a altura, o comprimento, a orientação e a interação produtor/injetor. Com a reunião dessas informações Ovens *et al.* (1997) construíram um modelo de crescimento de fratura que foi desenvolvido para as diferentes formas de dados. Com a aplicação desse modelo foi possível uma melhora nas estimativas de comprimento e altura, o que permitiu uma maior compreensão dos mecanismos de avanço de fratura neste campo.

3.5 Simulação de escoamento usando IPF

Gadde e Sharma (2001) estudaram alguns dos efeitos do comprimento da fratura na eficiência do deslocamento e no fator de recuperação para um dado modelo de simulação de reservatório. Foi empregado um esquema de injeção de cinco pontos invertido, em que o poço injetor foi fraturado na direção de dois poços produtores. Foi verificado que a frente de avanço da água é modificada pelo avanço da fratura, criando uma direção preferencial de escoamento que acelera a chegada da água nos poços produtores. Os autores demonstraram 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.

Souza *et al.* (2005), usando um modelo de simulação de reservatórios, modelaram a perda de injetividade diminuindo a vazão de injeção para o tempo de simulação. Os autores verificaram o efeito do declínio da injetividade no fator de recuperação. Comparando diferentes cenários de

declínio de injetividade eles mostraram que o fator de recuperação é menor na medida em que a perda de injetividade é maior. Os autores também estudaram o efeito da direção de avanço da fratura em relação ao poço produtor, e concluíram que os efeitos da injeção podem ser negativos se a fratura se propagar em direção ao poço produtor, e esses efeitos podem ser agravados quando se trata de altas taxas de injeção.

Muñoz Mazo *et al.* (2007 a) estudaram a influência do tipo do óleo (leve, intermediário e pesado) na eficiência do varrido para casos onde o método de recuperação foi a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura do reservatório, empregando poço horizontal virtual (PHV). Verificaram para os três tipos de óleo que injetar acima de pressão de fratura só é interessante em casos de perda de injetividade. Já em casos onde o fenômeno não ocorre a aplicação não é interessante do ponto de vista econômico nem operacional. O óleo com maior razão de mobilidade (óleo pesado) foi o que apresentou os piores índices quando ocorre a perda, porém quando tratado com a injeção acima da pressão de propagação de fratura é o que produz os melhores resultados.

Muñoz Mazo *et al.* (2007 b) estudaram a eficiência do varrido de injeção de água quando aplicada a injeção acima da pressão de propagação de fratura. Foram construídos cenários com isotropia e anisotropia de permeabilidade, considerando três tipos de caso: sem perda de injetividade e sem fratura, com perda de injetividade e sem fratura, com perda de injetividade e presença de fratura. Os autores observaram que a propagação da fratura pode aumentar a eficiência do varrido em reservatórios que apresentam perda de injetividade, e que a capacidade de melhoria na produtividade é mais significativa em sistemas que apresentam alto grau de anisotropia. Também verificaram a relação entre o decréscimo da eficiência do varrido com o acréscimo do nível de anisotropia. A injeção de água acima da pressão de propagação de fratura tende a resolver o dano causado em poços inseridos em modelos anisotrópicos, e apresenta possibilidade de recuperação para casos onde ocorre perda de injetividade quando comparado a casos sem presença de fratura.

Capítulo 4

Metodologia Proposta

Neste capítulo é apresentada a metodologia seguida no trabalho. Esta foi elaborada com a finalidade de promover uma comparação adequada entre modelos com e sem presença de perda de injetividade e com e sem propagação de fratura. Como citado no Capítulo 3, existem situações nas quais a propagação de fratura não ocorre ou só ocorre com vazões muito diferentes das ótimas, logo é conveniente realizar esta comparação com as condições operacionais ótimas de cada modelo. A metodologia é baseada na otimização da condição operacional do poço injetor para casos com ou sem presença de fratura.

4.1 Descrição geral

A Tabela 4.1 mostra a legenda empregada ao longo dos próximos capítulos.

Tabela 4.1: Legenda empregada nos modelos.

Sigla	Definição
SPSF	Modelo sem Perda de Injetividade sem Fratura.
SPCF	Modelo sem Perda de Injetividade com Fratura.
CPSF _B	Modelo com Perda de Injetividade Brusca sem Fratura.
CPSF _S	Modelo com Perda de Injetividade Suave sem Fratura.
CPCF _B	Modelo com Perda de Injetividade Brusca com Fratura.
CPCF _S	Modelo com Perda de Injetividade Suave com Fratura.

A Figura 4.1 ilustra o fluxograma usado na construção dos modelos descritos acima.

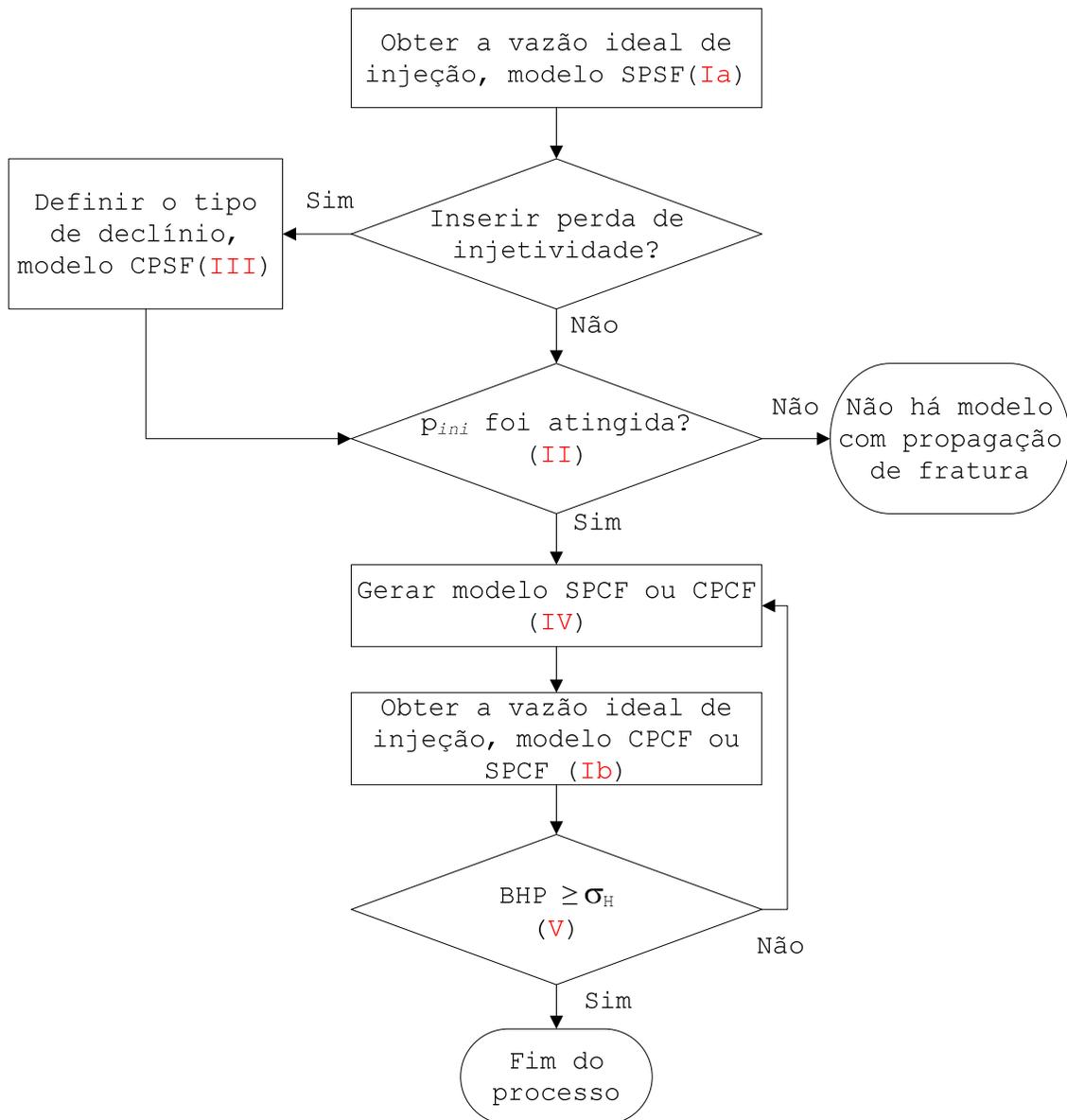


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia.

Os passos seguidos no fluxograma numerados por algarismos romanos são explicadas nos itens a seguir.

4.2 Seleção da vazão ideal de injeção (Ia e Ib)

A obtenção da vazão ideal de injeção (Ia) visa (1) promover uma adequada comparação entre modelos com e sem propagação de fratura e (2) verificar a influência da perda de injetividade no desempenho do campo, uma vez que a vazão de injeção será inferior à ideal.

Iniciando com o modelo SPSF, o primeiro procedimento é limitar a pressão de fundo do poço injetor abaixo da pressão de iniciação de fratura e, na seqüência, analisar dentro de um determinado intervalo de vazões qual promove o melhor retorno.

Esse procedimento também é realizado para o modelo que apresenta propagação de fratura (Ib), porém com a pressão de fundo do poço injetor livre, permitindo a propagação da fratura.

A seleção da vazão ideal é feita com base no valor presente líquido (VPL), mas as produções acumuladas de óleo e água são analisadas auxiliando a decisão. A escolha da função a ser analisada também pode mudar de acordo com os objetivos da empresa.

4.3 Análise da pressão de fundo de poço (II)

Nesta etapa, o comportamento da pressão de fundo do poço injetor é analisado em função do tempo, onde p_{ini} é a pressão de iniciação de fratura. Selecionada a vazão ideal de injeção para o modelo SPSF, o processo está finalizado para este modelo, uma vez que a fratura não se propaga. É preciso avaliar o desempenho do sistema para maiores vazões, onde a propagação da fratura é iniciada no instante em que a pressão de iniciação é atingida. Neste caso, o modelo SPCF é gerado, caso contrário o modelo com presença de fratura não é gerado.

Quando a pressão de iniciação é alcançada devido à perda de injetividade, pela análise do comportamento da pressão de fundo de poço do modelo CPSF, a propagação é iniciada neste instante e o modelo é denominado CPCF. Para este caso, uma vez iniciada a propagação o efeito de perda de injetividade passa a ser desprezado devido à presença da fratura.

4.4 Modelo com perda de injetividade (III)

A partir do modelo sem perda de injetividade e sem fratura são gerados modelos com presença de perda de injetividade, denominados CPSF. O objetivo desta etapa é estudar a influência do efeito da perda nos indicadores de desempenho adotados quando esta não é tratada ou evitada. Outra razão para esta fase do estudo é verificar se a pressão de iniciação de fratura é atingida no processo de injeção quando a perda de injetividade está presente, como ocorre no campo. Caso a pressão de iniciação seja atingida a fratura é iniciada, e o modelo passa a ser denominado CPCF. São inseridos casos de declínio de permeabilidade ao redor do poço injetor.

A modelagem da perda de injetividade é realizada usando a proposta de Montoya Moreno (2006), onde o declínio hiperbólico da permeabilidade ao redor do poço é dado pela Equação 4.1.

$$k_s = \frac{k}{(1. + a_i nt)^{1/n}} \quad \text{Equação 4.1}$$

onde k_s é a permeabilidade da região de dano, k a permeabilidade inicial da região do bloco, a_i e n constantes que definem a forma da curva, t é o tempo.

4.5 Modelo com presença de propagação de fratura (IV)

Uma vez atingida a pressão de iniciação de fratura, seja no início ou após determinado período de produção, esta é iniciada empregando o modelo de poço horizontal virtual, proposto por Montoya Moreno (2006). Os modelos aqui são denominados SPCF ou CPCF.

O poço horizontal virtual é inserido no arquivo de simulação por meio de uma rotina desenvolvida em VISUAL FORTRAN.

4.6 Pressão de propagação de fratura (V)

Devido à produção do reservatório e sua conseqüente queda de pressão, a pressão de fundo do poço horizontal virtual pode vir a baixar a níveis inferiores à pressão de propagação de fratura. Sendo assim, uma medida tomada é a análise da pressão de fundo de poço com a finalidade de saber se a fratura está se comportando como a resposta fornecida pelo simulador geomecânico. Nos casos de fraturas verticais a pressão de propagação de fratura se iguala à tensão horizontal σ_H .

4.7 Geração dos cenários

Para promover o estudo de todas as condições citadas acima foram criados cenários com diversos comportamentos encontrados no campo: pressão de iniciação atingida desde o início da injeção, em razão das propriedades de mobilidade dos fluidos; pressão de iniciação alcançada

após iniciada a produção, devido a perda de injetividade e a combinação destes últimos; casos onde a perda de injetividade exerça forte influência e outros em que seu efeito não seja significativamente prejudicial. Baseado nestes casos, três tipos de óleo foram analisados.

4.8 Comparação entre os modelos

Os modelos são comparados com o modelo SPSF. Os resultados obtidos, tais como produção acumulada de óleo (N_p), produção acumulada de água (W_p), injeção acumulada de água (W_i) e valor presente líquido (VPL) são divididos pelo valor correspondente do modelo SPSF, com a finalidade de normalizar os resultados.

4.9 Análise da irrupção de água nos poços produtores

O tempo de irrupção da água no modelo com propagação de fratura é comparado com o modelo sem perda de injetividade e sem fratura. Essa análise tem como finalidade avaliar se a presença da propagação promove antecipação da produção da água de injeção.

4.10 Análise de sensibilidade ao comprimento de fratura

A influência do comprimento da fratura é analisada nesta etapa. É escolhido um cenário para realizar tal análise. Essa etapa foi gerada considerando as limitações da modelagem do poço horizontal virtual e as do simulador geomecânico.

Para uma mesma taxa de injeção variou-se a qualidade da água de injeção, o que promoveu comprimentos superiores e inferiores ao obtido com o índice inicial.

Capítulo 5

Aplicação

Neste capítulo, são apresentados os modelos de simulação usados para desenvolver a metodologia e a aplicação. Os itens relacionados a este capítulo são: modelo de simulação, propriedades do reservatório, modelo rocha-fluido, modelo com queda de permeabilidade, modelo geomecânico, condições operacionais dos poços, modelos de fluido, resultados e discussão.

5.1 Modelo de simulação

Um modelo sintético de reservatório com arranjo de drenagem do tipo cinco pontos invertido é utilizado para desenvolver o estudo proposto. A Figura 5.1 é uma ilustração do modelo de simulação, o qual consiste em um arranjo cartesiano de 51x51x10, com dimensões dos blocos de 30x30x4 m.

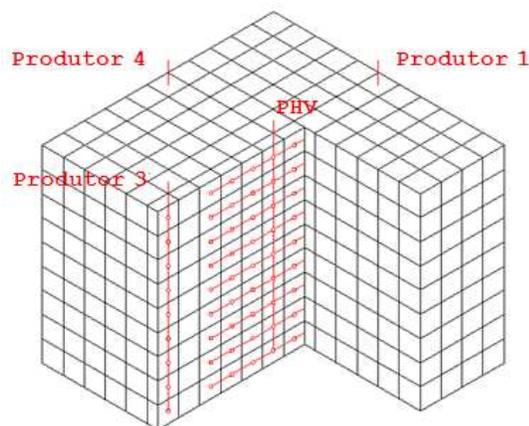


Figura 5.1: Modelo de simulação empregado.

5.2 Propriedades do reservatório

Neste item são apresentados os parâmetros de entrada no simulador de escoamento.

5.2.1 Modelo homogêneo de permeabilidade

Um modelo homogêneo de permeabilidade é empregado para desenvolver o estudo proposto, cujos valores estão descritos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Propriedades petrofísicas do reservatório.

Propriedade	Valor
Permeabilidade na direção x	500 mD
Permeabilidade na direção y	500 mD
Permeabilidade na direção z	200 mD
Porosidade	25%
Compressibilidade da rocha	$6,118 \times 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$

5.2.2 Modelo heterogêneo de permeabilidade

Um modelo heterogêneo de permeabilidade também é usado em um caso específico, estando os mapas das camadas ilustrados pela Figura 5.2.

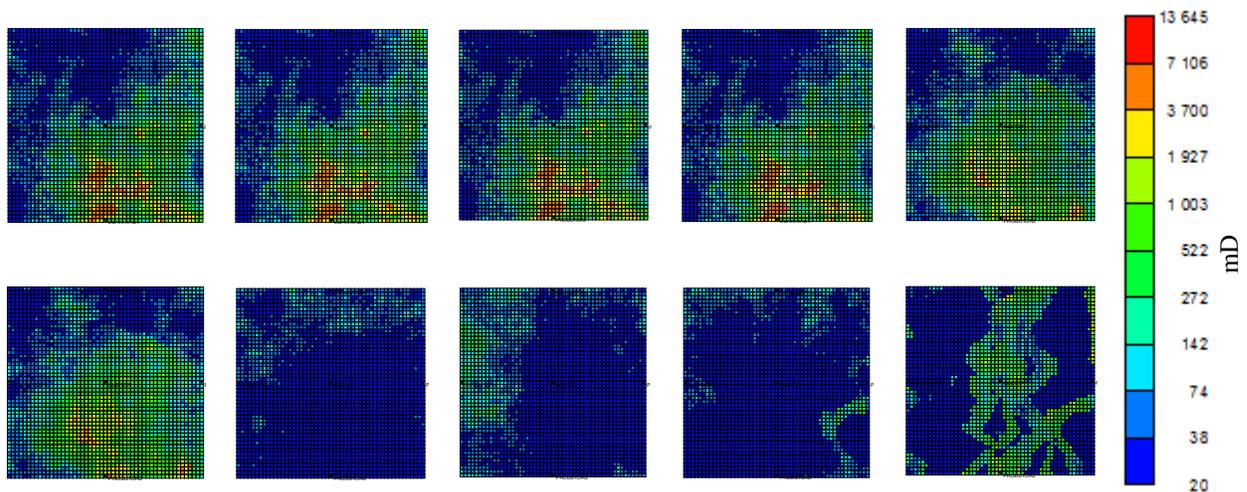


Figura 5.2: Mapas de permeabilidade por camadas do modelo heterogêneo.

5.3 Modelo rocha-fluido

As curvas de permeabilidades relativas utilizadas nos modelos de simulação são apresentadas na Figura 5.3. O modelo não considera pressão capilar.

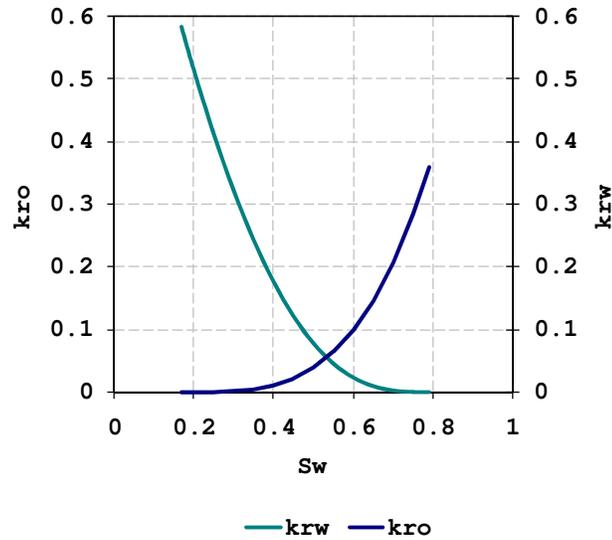


Figura 5.3: Curvas de permeabilidades relativas.

5.4 Modelo com perda de injetividade

Neste estudo, dois tipos de declínio foram adotados, com: $a_i = 0,009$; $n = 1,0$ e $a_i = 0,0001$; $n = 1,0$, denominados declínio brusco e suave, respectivamente. A Figura 5.4 ilustra o comportamento destas curvas com o tempo quando aplicadas as constantes adotadas na Equação 4.1.

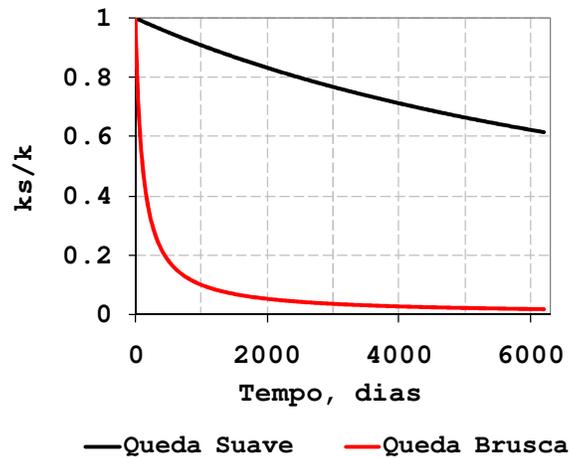


Figura 5.4: Queda de permeabilidade ao redor do poço injetor.

O modelo de queda de injetividade é inserido no arquivo de simulação por meio de uma rotina desenvolvida em VISUAL FORTRAN.

5.5 Modelo geomecânico

As condições e propriedades geomecânicas às quais o reservatório está submetido são as mesmas para todos os casos estudados neste trabalho. Essas condições estão descritas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Dados de entrada no simulador geomecânico.

Propriedades do reservatório	
Lâmina de água	1500 m
Profundidade média	2700 m
Espessura permeável	40 m
Módulo de Young	999,74 MPa
Resistência à tração	0,345 MPa
Pressão estática	27,58 MPa
Gradiente de sobrecarga	0,0226 MPa/m
Coefficiente de Poisson da camada permeável	0,28
Coefficiente de Poisson da camada de argila	0,30
Constante de Biot	0,90

O mesmo ocorre para as características do fluido de injeção, as quais se encontram descritas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Dados de entrada no simulador geomecânico - fluido.

Fluido de injeção	
Massa específica da água	1050 kg/m ³
Viscosidade de superfície	0,90 cP
Viscosidade de fundo	0,60 cP
Coefficiente de reboco	0,0126 m/s ^{1/2}
Volume de fluido transmitido para o meio	1,0 m ³ /m ²

5.6 Condições operacionais dos poços

Como citado, os modelos são compostos por quatro poços produtores e um poço injetor. Dois tipos de condições operacionais são estabelecidas: a primeira não permite propagação de fratura e na segunda a propagação da fratura é permitida.

5.6.1 Modelo sem presença de propagação de fratura

Neste modelo os poços produtores são controlados por pressão mínima de operação. Os injetores são limitados abaixo da pressão de iniciação de fratura e na máxima vazão ideal de injeção. Os modelos com perda de injetividade não são controlados por vazão ideal de injeção, para este tipo de modelo a vazão inicia com a ideal do modelo sem perda, mas seu comportamento é determinado pela queda na injetividade. A Tabela 5.4 ilustra as condições.

Tabela 5.4: Condições operacionais dos modelos sem propagação de fratura.

Mínima BHP produtor, kPa	Máxima BHP do injetor, kPa	Vazão máxima de cada produtor, m ³ /dia	Vazão máxima do injetor, m ³ /dia
Pressão de bolha do óleo	Abaixo da pressão de iniciação de fratura	¼ da vazão de injeção ideal do injetor	Vazão ideal

5.6.2 Modelo com presença de propagação de fratura

Neste modelo os poços produtores são controlados por pressão mínima de operação. Os injetores podem operar acima da pressão de iniciação de fratura e na máxima vazão ideal de injeção. A condição operacional para modelos com perda de injetividade e com presença de fratura é uma combinação entre o modelo sem presença de fratura e o modelo que apresenta propagação.

Tabela 5.5: Condições operacionais dos modelos com propagação de fratura.

Condições operacionais			
Mínima BHP produtor, kPa	Máxima BHP do injetor, kPa	Vazão máxima de cada produtor, m ³ /dia	Vazão máxima do injetor, m ³ /dia
Pressão de bolha do óleo	Livre	¼ da vazão de injeção ideal do injetor	Vazão ideal
Condições monitoradas			
Pressão de iniciação de fratura, kPa		35773,8	
Pressão de fechamento da fratura, kPa		33342,6	

5.7 Modelos de fluidos

São utilizados três tipos de óleo, cujas propriedades básicas estão descritas na Tabela 5.6. O Anexo 1 apresenta as tabelas completas de PVT desses fluidos.

Tabela 5.6: Propriedades dos modelos de fluido.

Tipo de óleo	Grau API	Viscosidade cP	Pressão de bolha, kPa
Leve	41	0,32	16609
Intermediário	31	1,22	17171
Pesado	21	3,83	25500

Capítulo 6

Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentados os resultados e as discussões referentes ao estudo. A ordem dos resultados tem início com o modelo de óleo leve, com uma descrição detalhada da metodologia desenvolvida. O estudo é iniciado buscando-se a vazão ideal de injeção do modelo SPSF, em seguida a perda de injetividade brusca e suave é inserida neste modelo, gerando os modelos CPSF_B e CPSF_S. O próximo procedimento é analisar se a pressão de iniciação de fratura é atingida para os modelos SPSF, CPSF_B e CPSF_S. Em situação afirmativa o modelo SPCF ou CPCF é gerado com a finalidade de analisar a capacidade de restauração e/ou desempenho da IPF. Uma vez iniciada a fratura, a pressão de propagação é monitorada.

Ao fim de cada cenário é apresentada uma comparação dos resultados na forma adimensional com relação ao modelo SPSF, com base nos índices de desempenho adotados.

Em seguida é apresentado o efeito da irrupção da água nos poços produtores, onde são comparados os modelos SPSF com os modelos com presença de fratura. Esse procedimento se repete para os cenários de óleo intermediário e pesado, respectivamente.

Um cenário com distribuição heterogênea de permeabilidade é estudado no tipo de óleo que se apresentou mais sensível à presença de fratura. A sensibilidade ao comprimento da fratura é avaliada por fim para este cenário.

6.1 Cenário de óleo leve

Este tópico trata da aplicação da metodologia para o cenário de óleo leve.

6.1.1 Vazão ideal de injeção (Ia)

Quatro valores de vazão de injeção são estudados para obter a condição operacional ideal do modelo SPSF. A Tabela 6.1 mostra os valores estudados.

Tabela 6.1: Condições operacionais estudadas.

Condições de operação	Injeção máxima, m ³ /dia
1	3000
2	4000
3	5000
4	10000

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo e o VPL, como ilustra a Figura 6.1.

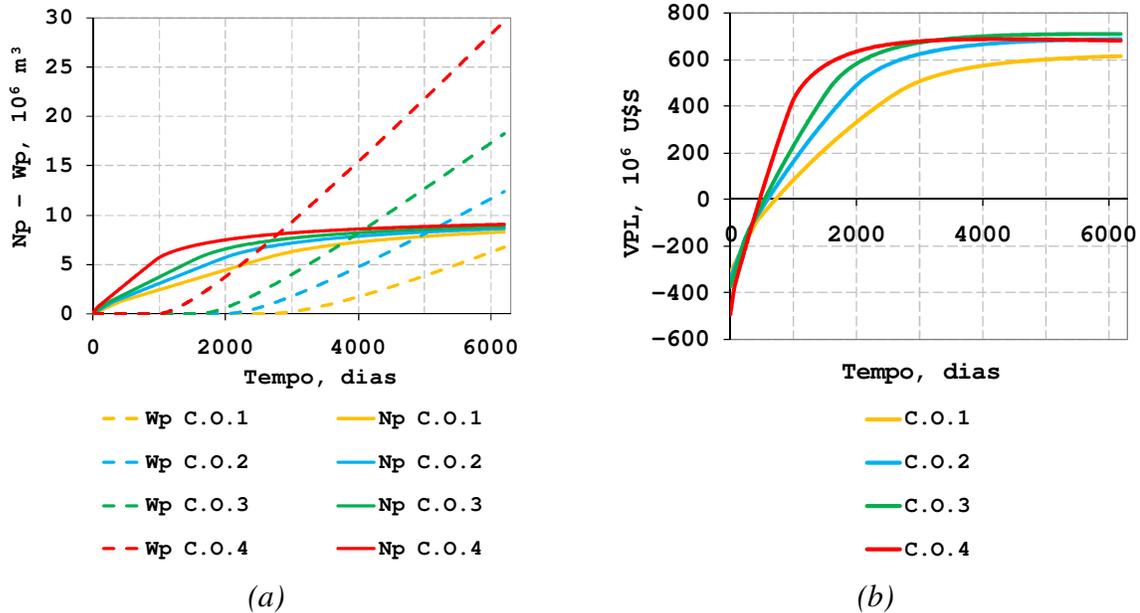


Figura 6.1: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p ; (b) VPL.

Observa-se, pela Figura 6.1(a), que a C.O.4 (condição de operação 4), apesar de promover uma antecipação na curva de produção de óleo, produz água em excesso, o que conseqüentemente prejudica o VPL. A Figura 6.1 (b) indica que as C.O. 2 e 3 são as melhores candidatas para representar o modelo SPSF. A C.O.3 apresenta um VPL 0,72% superior à C.O.2. Logo, esta condição foi selecionada, sendo definido o modelo SPSF.

6.1.2 Pressão de iniciação de fratura (II)

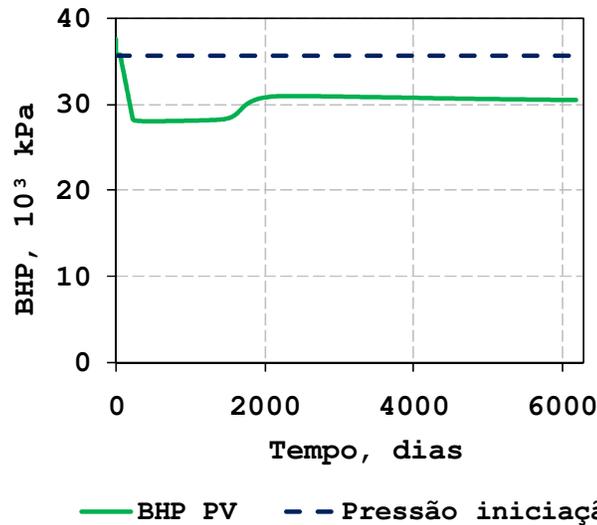


Figura 6.2: BHP da C.O.3 representativa do modelo SPSF.

O BHP fica abaixo da pressão de iniciação de fratura. Para este caso, a pressão de iniciação de fratura apenas seria atingida na presença de perda de injetividade.

6.1.3 Modelo com perda de injetividade (III)

Dois modelos de perda são empregados, como descritos na metodologia, denominados queda de injetividade brusca e queda de injetividade suave.

6.1.3.1 Modelo com queda de injetividade brusca

Inserida a queda de injetividade brusca no modelo SPSF, este passa a ser denominado CPSF_B. A Figura 6.3 ilustra o resultado da simulação e o compara com o modelo SPSF.

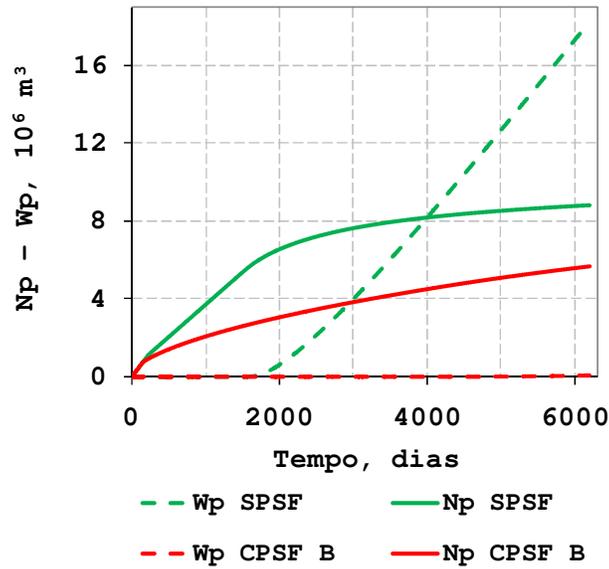


Figura 6.3: Comparação entre os modelos SPSF e CPSF_B.

O efeito da queda de injetividade prejudicou fortemente a produção de óleo do reservatório, como pode ser observado. A produção de água foi ínfima quando comparada ao modelo SPSF. Isso é consequência da queda de injetividade do poço injetor que pode ser analisada na Figura 6.4.

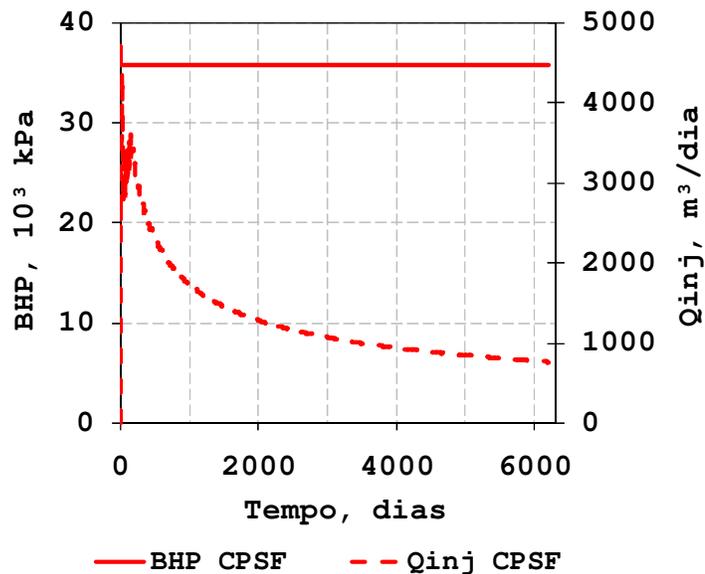


Figura 6.4: BHP e vazão de injeção do modelo CPSF_B.

A queda de injetividade exerceu influência significativa na capacidade de injeção do poço. A pressão de iniciação de fratura é atingida desde o início da injeção.

6.1.4 Modelo com presença de fratura e queda brusca (IV)

Como a pressão de iniciação de fratura foi atingida desde o início da injeção, na presença de perda de injetividade, a técnica de restauração empregada é a IPF, e a fratura é iniciada desde o início da injeção.

6.1.5 Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib)

Três valores de vazão de injeção são estudados para obter a condição operacional ideal do modelo CPCF_B. A Tabela 6.2 mostra os valores empregados, com os respectivos comprimentos finais de fratura obtidos pelo simulador geomecânico.

Tabela 6.2: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia	L _f , m
1	3000	380
2	4000	510
3	5000	640

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo, como ilustra Figura 6.5.

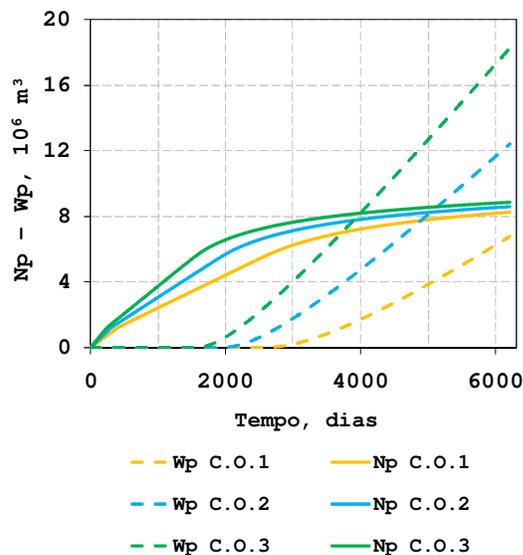


Figura 6.5: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo CPCF_B.

A alta produção de água por parte da C.O.3 se deve à elevada vazão de injeção que promoveu uma aproximação de 120 m entre a ponta da fratura e o poço produtor. Na definição do modelo $CPCF_B$ é necessário conhecer o comportamento da pressão no interior da fratura.

6.1.5.1 Comportamento da pressão de propagação (V)

A Figura 6.6 ilustra o comportamento do BHP do PHV para as condições operacionais analisadas.

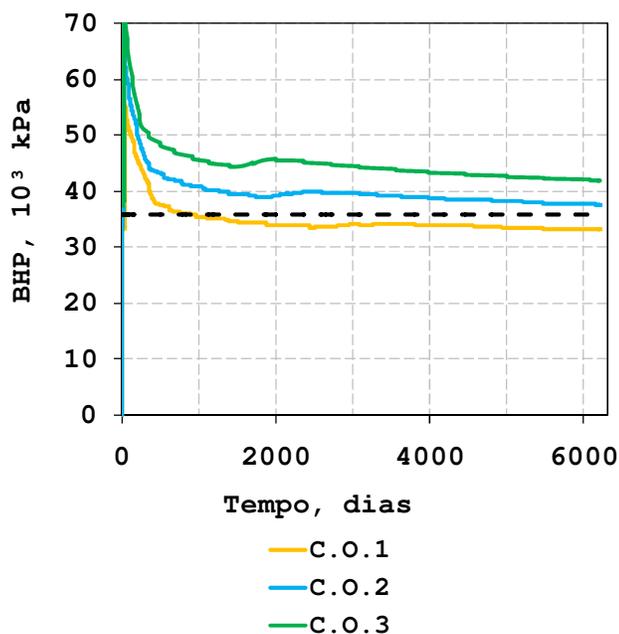


Figura 6.6: BHP das condições operacionais avaliadas para o modelo $CPCF_B$.

Na C.O.1 a fratura se fecha aos 500 dias aproximadamente, sendo assim seria necessária uma maior vazão de injeção para mantê-la aberta. Logo, com a C.O.1 os efeitos de perda de injetividade voltariam a acontecer. Com base nisso e no VPL, a C.O.2 foi selecionada.

6.1.6 Modelo com queda de injetividade suave

Neste tópico, a mesma seqüência realizada para a queda brusca é feita para a queda suave. Inserida a queda de injetividade suave no modelo SPSF, este passa a ser denominado $CPSF_S$. A Figura 6.7 ilustra o resultado da simulação para este modelo e o compara com o modelo SPSF.

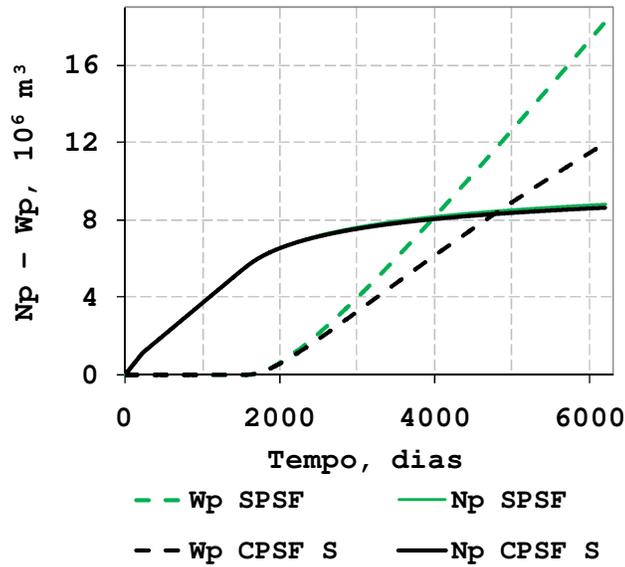


Figura 6.7: Comparação entre os modelos SPSF e CPSF_S.

O efeito da queda de injetividade pouco prejudicou a produção de óleo do reservatório, como pode ser observado. A produção de água, no entanto, foi razoavelmente inferior. Isso é consequência da queda de injetividade do poço injetor, que pode ser analisada na Figura 6.4.

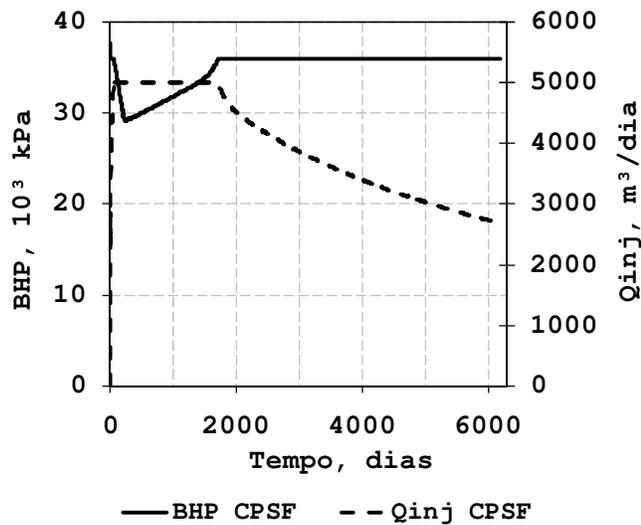


Figura 6.8: BHP e vazão de injeção do modelo CPSF_S.

A queda de injetividade exerceu influência positiva no desempenho da injeção. Isso mostra que a vazão ideal selecionada para o modelo SPSF foi elevada, ou seja, uma vazão pouco menor poderia apresentar melhores resultados para o modelo SPSF, mas como a diferença é pequena, isso não foi testado; caso a diferença fosse grande, poder-se-ia reiniciar o processo.

6.1.7 Modelo com presença de fratura e queda suave (IV)

Uma vez a pressão de iniciação de fratura tenha sido atingida na presença de perda de injetividade suave, a IPF é aplicada, e iniciada aos 1800 dias.

6.1.8 Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib)

Três condições operacionais são estudadas para obter a vazão ideal do modelo CPCF_S. A Tabela 6.3 mostra os valores empregados, com os respectivos comprimentos finais de fratura obtidos pelo simulador geomecânico.

Tabela 6.3: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia	L _f , m
1	3000	315
2	4000	435
3	5000	555

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo e o VPL das condições operacionais (Figura 6.9).

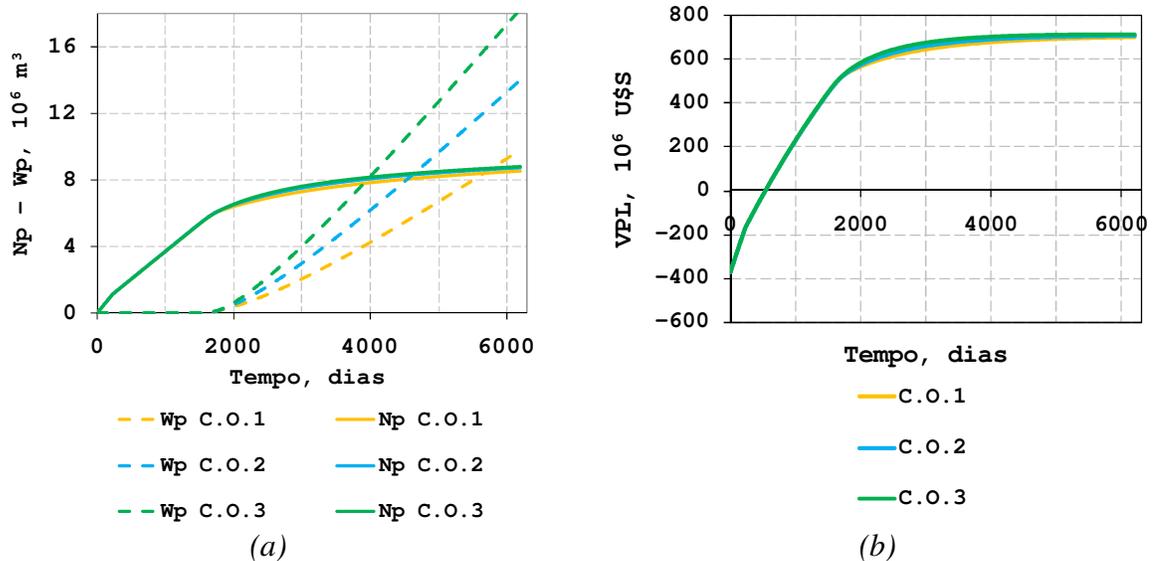


Figura 6.9: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo CPCF_S: (a) Np e Wp; (b) VPL.

As condições operacionais pouco se diferenciaram com relação à produção de óleo. A vazão selecionada foi a de 5000 m³/dia. Segundo o cálculo do VPL essa condição passa a ser representativa do modelo CPCF_S. Como as diferenças são pequenas a escolha poderia ser outra, levando-se em conta principalmente a redução da produção de água, por exemplo.

6.1.8.1 Comportamento da pressão de propagação (V)

A Figura 6.10 ilustra o comportamento do BHP do poço horizontal virtual (PHV) para as condições operacionais analisadas.

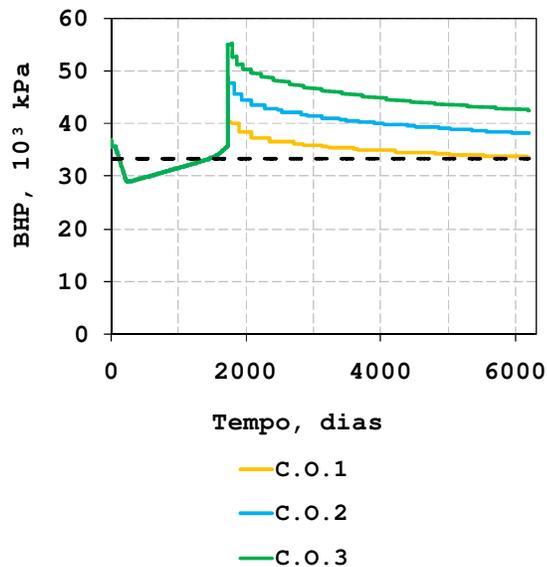


Figura 6.10: BHP das condições operacionais avaliadas para o modelo CPCF_S.

Nota-se que para as três condições operacionais estudadas a fratura permanece aberta durante todo o período de simulação, já que a pressão do PHV não fica abaixo da tensão horizontal.

6.1.9 Resultados gerais para óleo leve

Os resultados de produção acumulada de água e óleo, volume injetado de água e VPL dos modelos estudados estão na forma adimensional, em relação ao modelo SPSF, para facilitar a comparação. A Figura 6.11 ilustra os resultados. Nessa figura, *ID* é o indicador de desempenho, calculado pelo quociente entre os modelos estudados pelo o modelo SPSF.

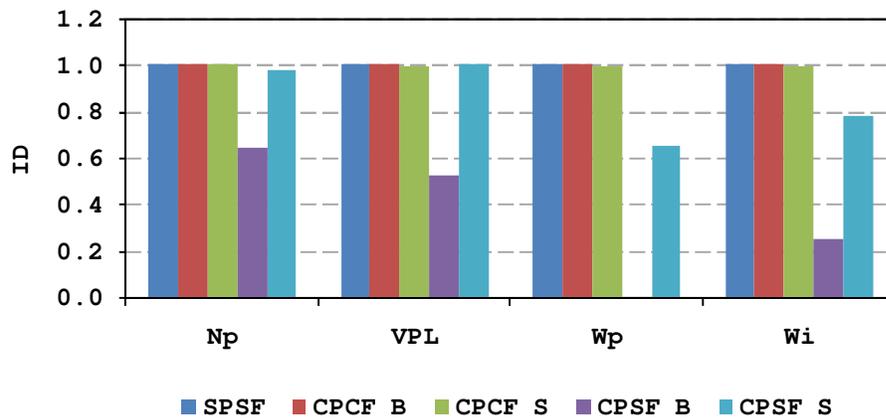


Figura 6.11: Comparação entre os modelos.

Pela análise da Figura 6.11 nota-se que a presença da fratura restabeleceu os níveis de produção do modelo SPSF. Dentre os modelos com perda de injetividade, o caso com queda brusca foi consideravelmente afetado tanto na produção de óleo quanto no VPL. O caso com queda suave apresentou um bom desempenho, resultado que se deve à elevada vazão empregada no modelo SPSF.

6.1.10 Irrupção da água

A Figura 6.12 ilustra o comportamento da vazão de produção de água e a eficiência de varrido para os modelos com e sem presença de fratura.

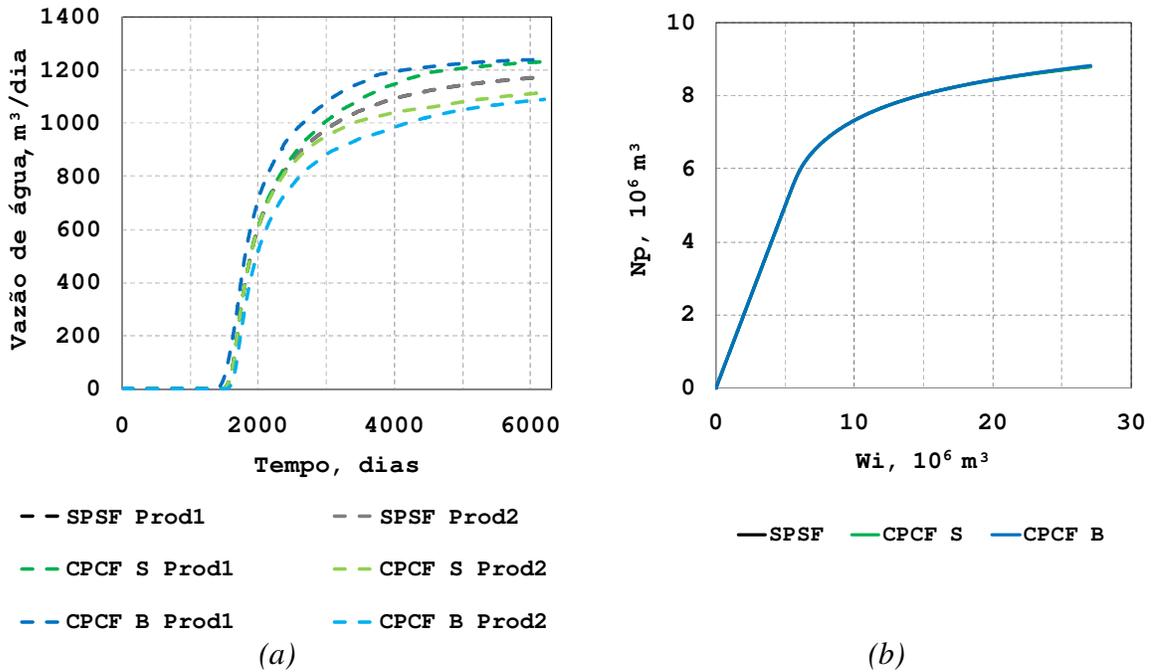


Figura 6.12: Comparação entre os modelos SPSF, CPCF_S e CPCF_B: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido

Como a curva de produção de água do poço produtor 1 (direção da fratura) é superior à curva do poço produtor 2 (perpendicular a fratura), conclui-se que a presença da fratura promoveu canalização da água. A influência é pequena na chegada da água no poço produtor (Figura 6.13), mas um pouco maior na produção acumulada de água. Quanto à eficiência do processo, os modelos apresentaram desempenhos similares. Os mapas de saturação de água (Figura 6.13) referem-se à quinta camada do reservatório e para o tempo de 2000 dias após o início da injeção.

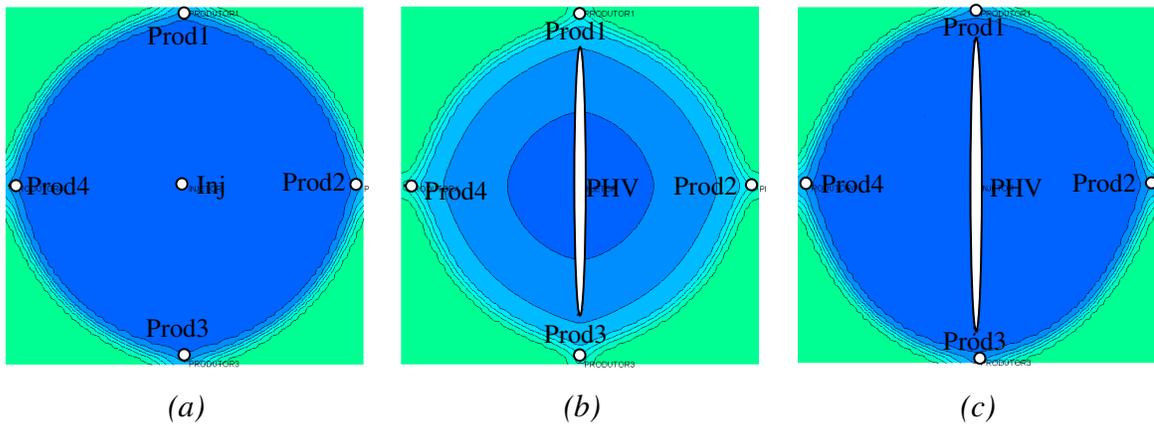


Figura 6.13: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) CPCF_S; (c) CPCF_B.

6.2 Cenário de óleo intermediário

Este tópico trata da aplicação da metodologia para o cenário de óleo intermediário.

6.2.1 Vazão ideal de injeção (Ia)

Quatro condições operacionais são estudadas para obter a vazão ideal do modelo SPSF. A Tabela 6.4 mostra os valores empregados.

Tabela 6.4: Condições operacionais estudadas.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia
1	800
2	1000
3	1200
4	2500

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo, como ilustra a Figura 6.14.

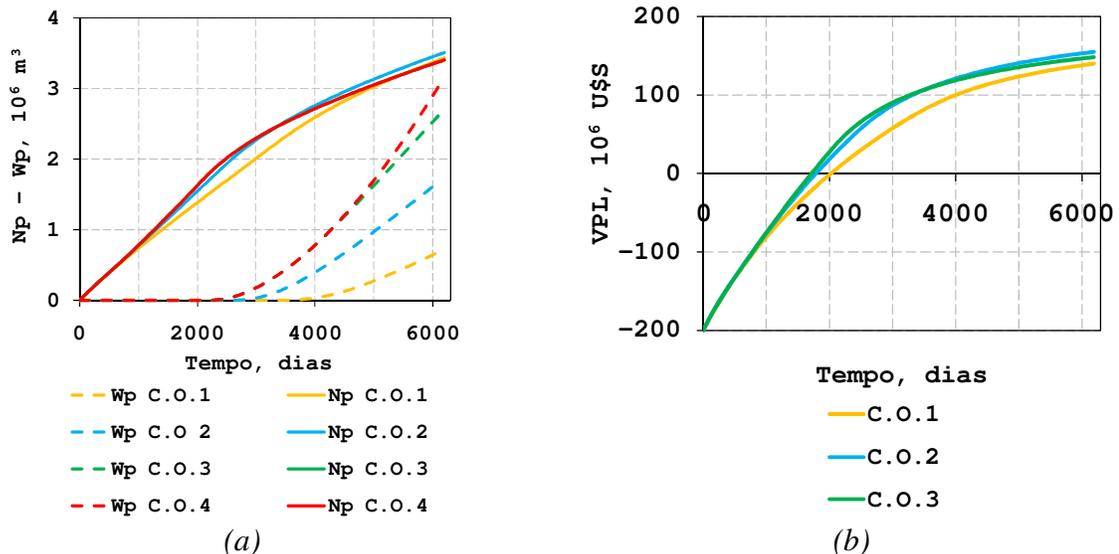


Figura 6.14: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p ; (b) VPL.

O VPL indicou a C.O.2 como alternativa mais atrativa para representar o modelo SPSF.

6.2.2 Pressão de iniciação de fratura (II)

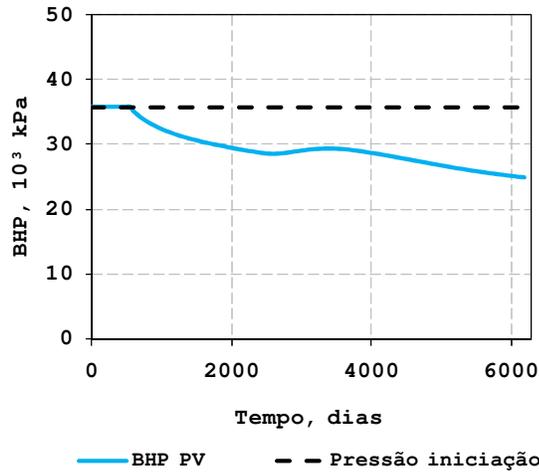


Figura 6.15: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPSF.

O comportamento do BHP mostra que a pressão de iniciação de fratura é atingida desde o início da injeção. Logo essa situação leva à possibilidade do emprego da IPF desde o início.

6.2.3 Modelo com perda de injetividade (III)

A queda de injetividade brusca e suave é inserida no modelo SPSF, reproduzindo respectivamente os modelos CPSF_B e CPSF_S.

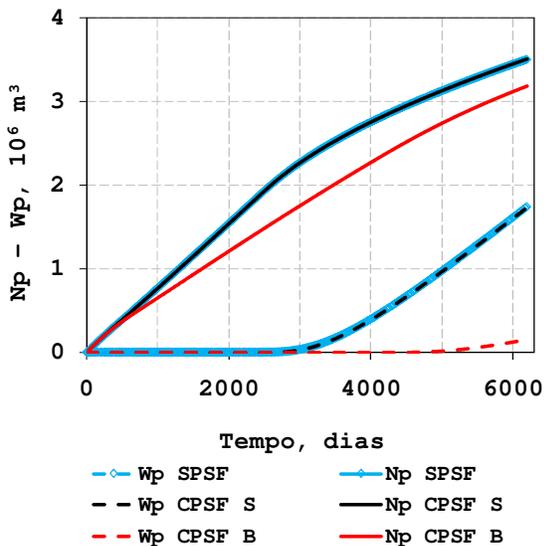


Figura 6.16: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_S e CPSF_B.

A queda de injetividade exerceu influência significativa na capacidade de injeção do poço para a queda brusca, repercutindo na produção de óleo. Já a queda suave não promoveu influência significativa nas curvas de produção.

6.2.4 Modelo com presença de fratura (IV)

Como a pressão de iniciação de fratura foi atingida para o modelo SPSF desde o início, a IPF é aplicada. Nesta etapa os modelos SPCF, CPCF_S e CPCF_B são coincidentes, já que é admitido que, uma vez iniciada a fratura, o poço não perde injetividade.

6.2.5 Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib)

Quatro condições operacionais são estudadas para obter a vazão ideal do modelo SPCF. A Tabela 6.5 mostra os valores empregados, com os respectivos comprimentos finais de fratura obtidos pelo simulador geomecânico.

Tabela 6.5: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia	L _f , m
1	850	110
2	1000	130
3	1200	155
4	1500	190

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo, como ilustra Figura 6.5.

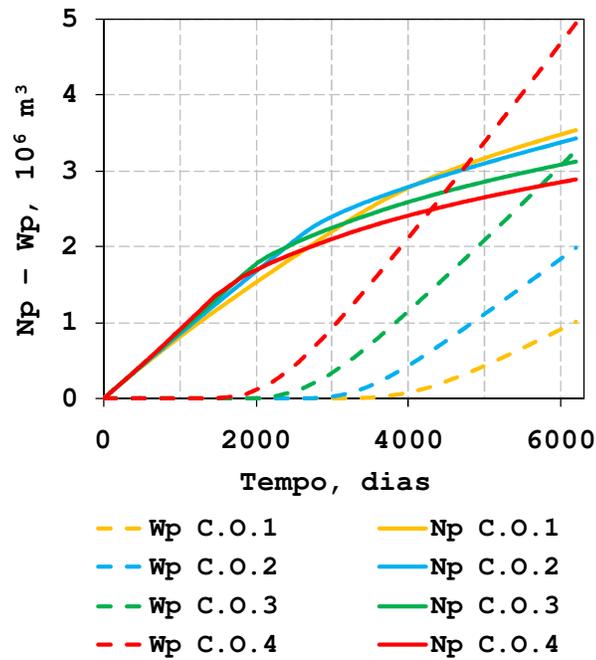


Figura 6.17: Condições operacionais estudadas para a definição do modelo SPCF.

A C.O.1 e a C.O.2 são as que apresentam os melhores desempenhos quando comparados às demais. Essas condições produzem mais óleo e menos água. Por fim, cabe analisar a pressão de propagação de fratura.

6.2.5.1 Comportamento da pressão de propagação (V)

A Figura 6.18 ilustra o comportamento do BHP do PHV para as condições operacionais analisadas.

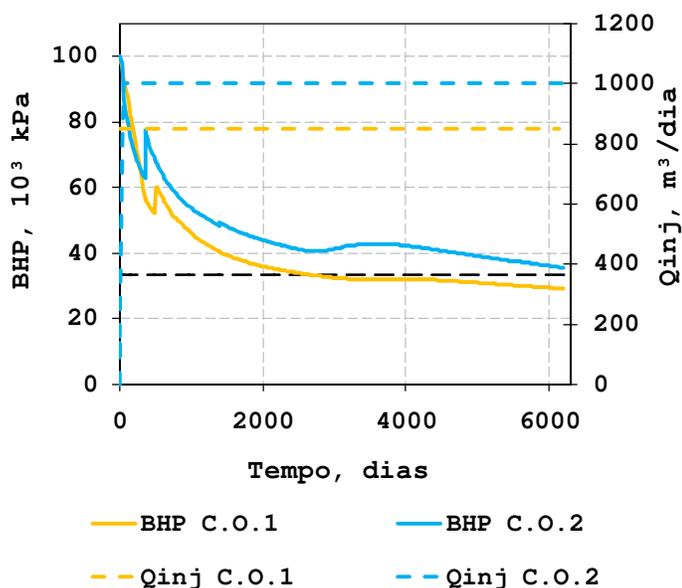


Figura 6.18: BHP e vazão de injeção para as C.O.1 e C.O.2 para o modelo SPCF.

Na C.O.1 a fratura se fecha aos 500 dias aproximadamente. Sendo assim, seria necessária uma vazão de injeção superior. Por conta disso, a C.O.2 foi a selecionada.

6.2.6 Resultados gerais para óleo intermediário

Os resultados de produção acumulada de água e óleo, volume injetado de água e VPL dos modelos estudados estão na forma adimensional, em relação ao modelo SPSF, para facilitar a comparação. A Figura 6.19³ ilustra os resultados.

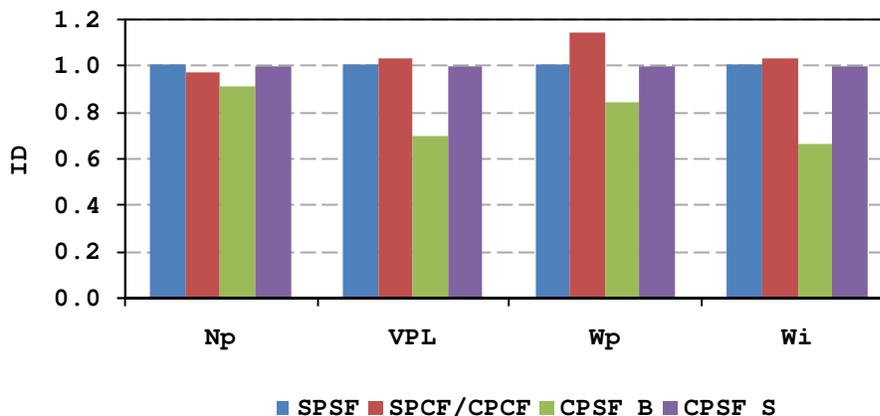


Figura 6.19: Comparação entre os modelos.

³ Como citado nas premissas do trabalho, como a fratura ocorre desde o início para a vazão ótima deste caso, os casos SPCF e CPCF são iguais e, por isso, mostrados de forma conjunta nos resultados.

O VPL do modelo com presença de fratura apresenta-se discretamente superior ao modelo SPSF. Isso pode ser justificado pela Figura 6.20, já que uma sensível antecipação na curva de produção foi obtida.

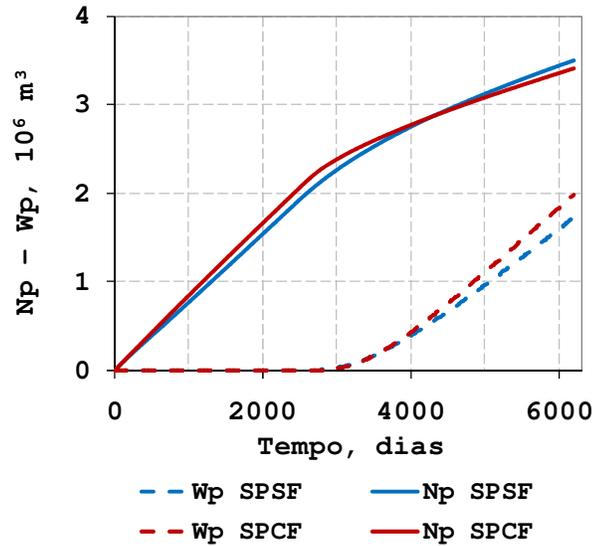


Figura 6.20: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF.

6.2.7 Irrupção da água

A Figura 6.21 ilustra o comportamento da vazão de produção de água e a eficiência de varrido para os modelos com presença de fratura.

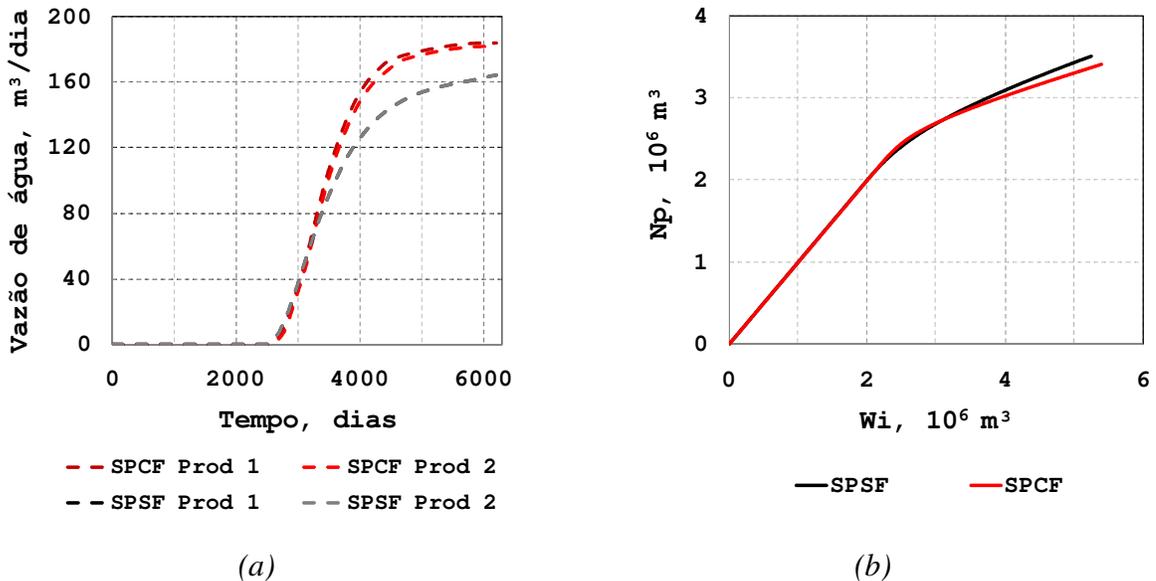


Figura 6.21: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido.

O tempo de irrupção de água para ambos os casos são praticamente os mesmos. Porém, após 3500 dias os poços produtores do modelo SPCF passam a produzir mais água, embora os poços perpendiculares e na direção da fratura apresentassem os mesmos níveis de produção. A respeito da eficiência de varrido, o comportamento foi similar. Os mapas de saturação de água (Figura 6.23) referem-se à quinta camada do reservatório e para o tempo final do projeto. A frente de avanço da água é modificada pela presença da fratura.

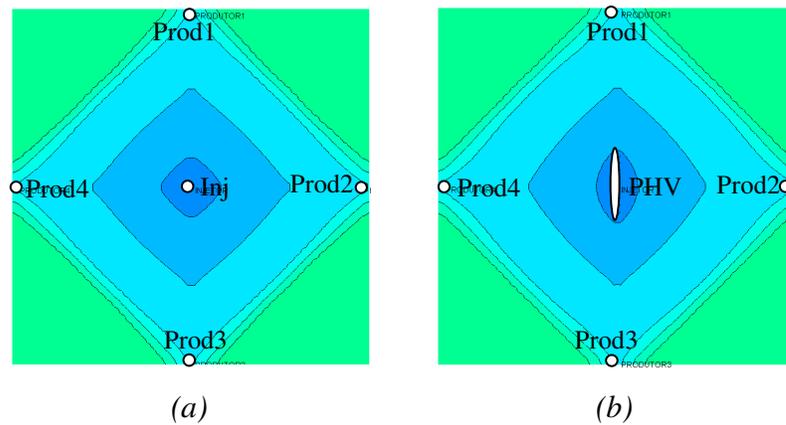


Figura 6.22: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.

6.3 Cenário de óleo pesado

Este tópico trata da aplicação da metodologia para o cenário de óleo pesado.

6.3.1 Vazão ideal de injeção (Ia)

Dois valores de vazão de injeção são estudados para obter a vazão ideal do modelo SPSF. A Tabela 6.6 mostra os valores empregados.

Tabela 6.6: Condições operacionais estudadas.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia
1	800
2	1000

Como resultado da simulação de escoamento, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo e o VPL, como ilustra Figura 6.23.

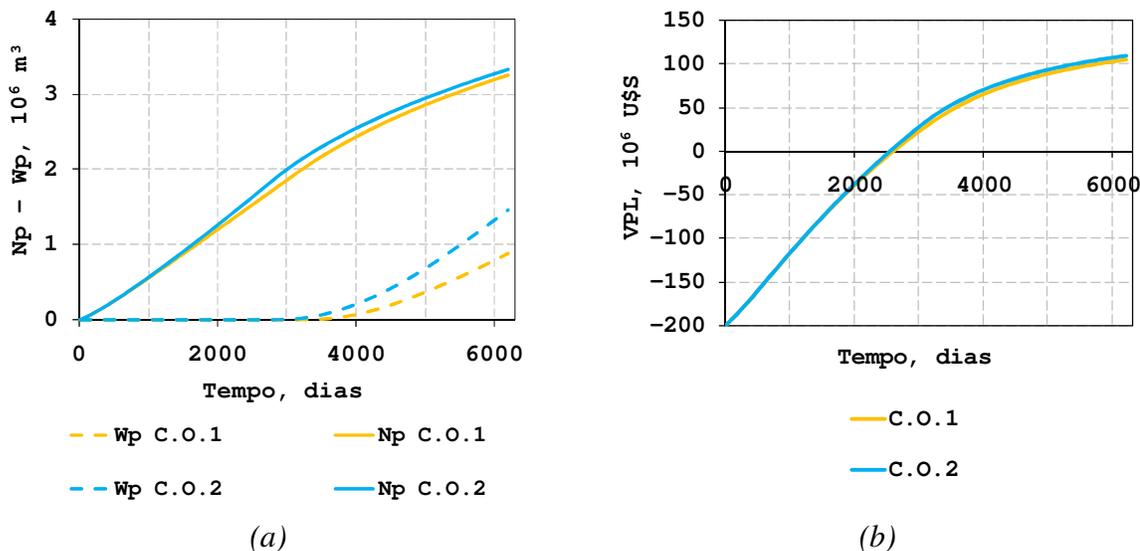


Figura 6.23: Condições operacionais avaliadas para a definição do modelo SPSF: (a) N_p e W_p ; (b) VPL.

A condição operacional selecionada foi a C.O.2, por apresentar o maior VPL.

6.3.2 Pressão de iniciação de fratura (II)

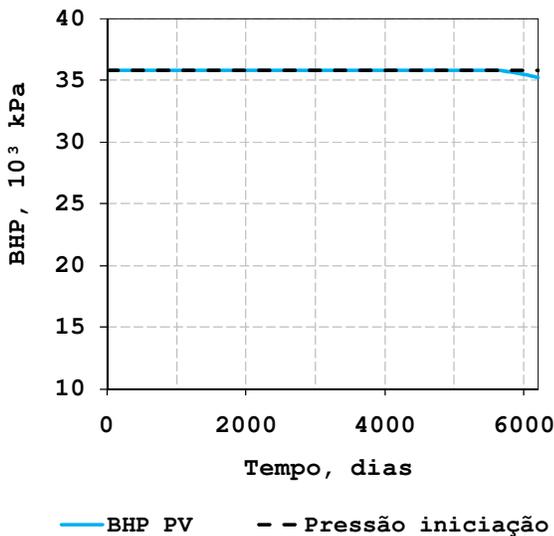


Figura 6.24: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPSF.

A pressão de fundo de poço foi atingida desde o início da injeção, o que leva a um fraturamento desde o início da injeção para o modelo com presença de fratura.

6.3.3 Modelo com perda de injetividade (III)

As quedas de injetividade brusca e suave são inseridas no modelo SPSF, reproduzindo, respectivamente, os modelos CPSF_B e CPSF_S. A Figura 6.25 ilustra os resultados obtidos e os compara com o modelo SPSF.

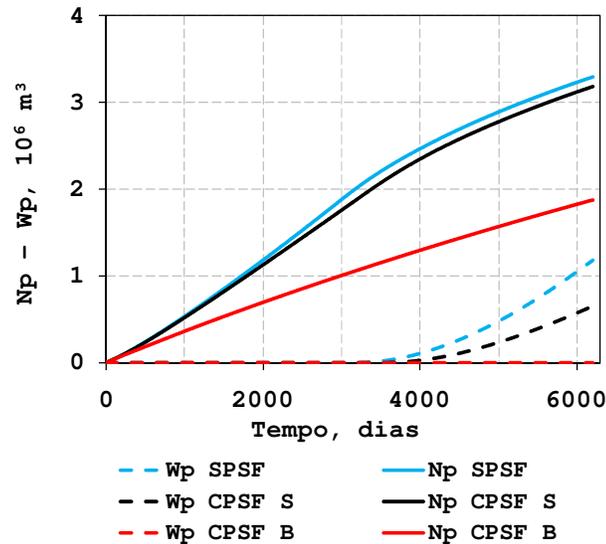


Figura 6.25: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_B e CPSF_S.

Neste cenário os dois tipos de queda de injetividade exerceram influência significativa na produção de óleo e água. Diferentemente dos casos anteriores, a perda de injetividade suave levou a uma produção inferior de óleo.

6.3.4 Modelo com presença de fratura (IV)

Como a pressão de iniciação de fratura foi atingida para o modelo SPSF desde o início, a IPF é aplicada. Nesta etapa os modelos SPCF, CPCF_S e CPCF_B são coincidentes, já que é assumido que, uma vez iniciada a fratura, o poço não perde injetividade.

6.3.5 Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib)

Quatro condições operacionais são estudadas para obter a vazão ideal do modelo SPCF. A Tabela 6.7 mostra os valores empregados, com os respectivos comprimentos finais de fratura obtidos pelo simulador geomecânico.

Tabela 6.7: Condições operacionais estudadas e comprimento de fratura correspondente.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia	L _f , m
1	850	110
2	1000	130
3	1200	155
4	1500	190

Como resultado da simulação, sob as condições operacionais propostas, tem-se as curvas de produção acumulada de óleo e água em função do tempo e VPL, como ilustra Figura 6.26.

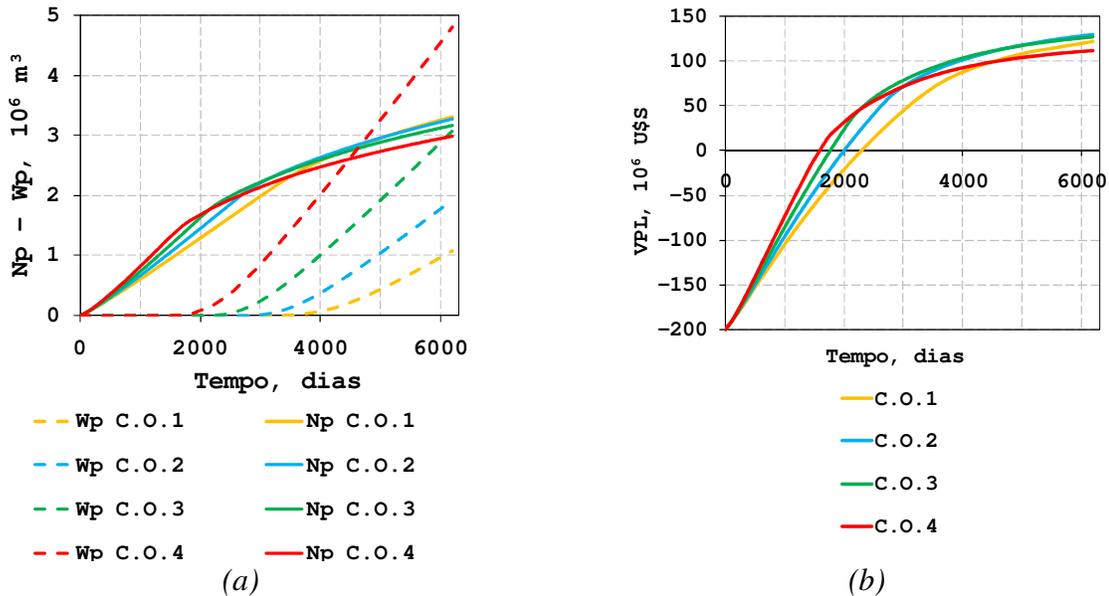


Figura 6.26: Condições operacionais avaliadas para definição do modelo SPCF: (a) N_p e W_p ; (b) VPL.

A C.O. 2 foi a que apresentou o melhor VPL, sendo essa representativa do modelo SPCF.

6.3.5.1 Comportamento da pressão de propagação (V)

A Figura 6.27 ilustra o comportamento do BHP do PHV para as condições operacionais analisadas.

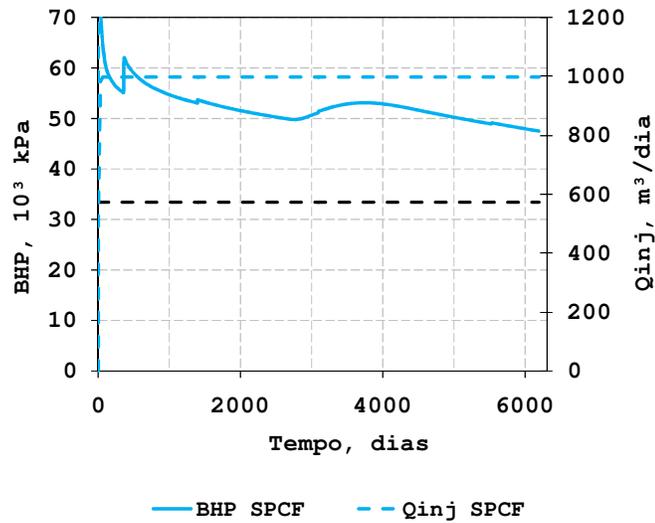


Figura 6.27: BHP da C.O.2 representativa do modelo SPCF.

O BHP permanece acima da pressão mínima de propagação, logo a fratura permanece aberta.

6.3.6 Resultados gerais para óleo pesado

Os resultados de produção acumulada de água e óleo, volume injetado de água e VPL dos modelos estudados estão na forma adimensional, em relação ao modelo SPSF, para facilitar a comparação. A Figura 6.28⁴ ilustra os resultados.

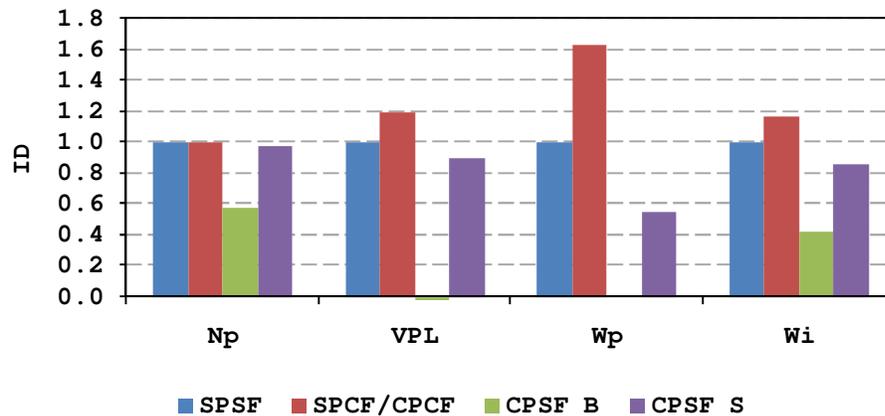


Figura 6.28: Comparação entre os modelos.

O ganho no VPL por parte do modelo SPCF, apesar de uma mesma produção de óleo final, deve-se à antecipação na curva de produção de óleo gerada pela presença da fratura (Figura 6.29).

⁴ Como citado nas premissas do trabalho, como a fratura ocorre desde o início para a vazão ótima deste caso, os casos SPCF e CPCF são iguais e, por isso, mostrados de forma conjunta nos resultados.

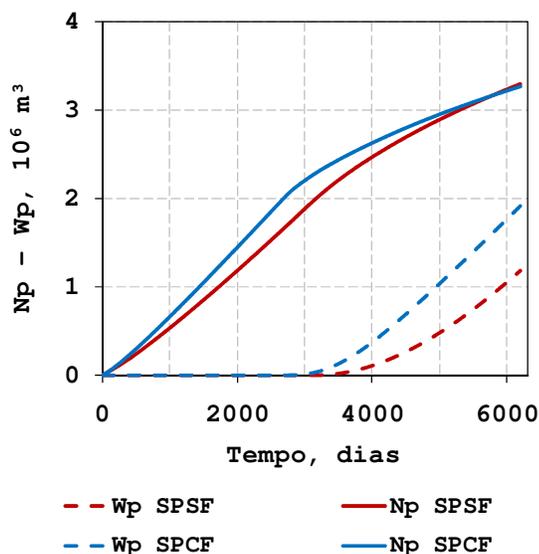


Figura 6.29: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF.

6.3.7 Irrupção da água

A Figura 6.30 ilustra o comportamento da vazão de produção de água e a eficiência de varrido para os modelos com presença de fratura.

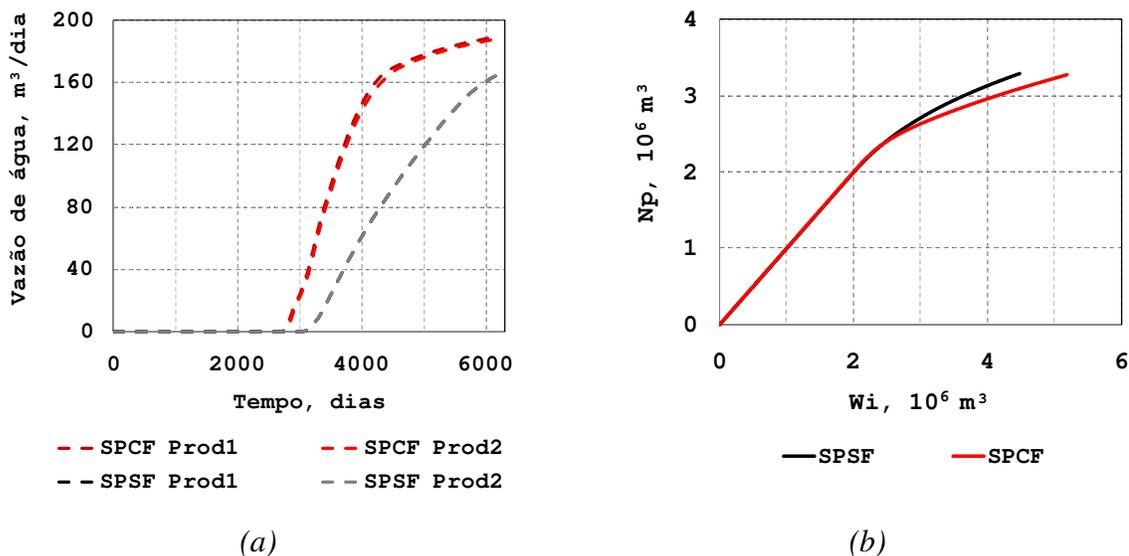


Figura 6.30: Comparação entre os modelos SPSF e SPCF: (a) irrupção de água; (b) eficiência no varrido.

O modelo com presença de fratura produz água antecipadamente quando comparado ao modelo SPSF.

O modelo SPSF, após $3,0 \times 10^6$ m³ de água injetada, apresentou eficiência de varrido superior ao modelo SPCF. Isso pode ser consequência do avanço da fratura, estando esse resultado relacionado também com o espaçamento entre injetores e produtores. Os mapas de saturação de água (Figura 6.31) referem-se à quinta camada do reservatório e para o tempo final do projeto. A frente de avanço da água foi modificada.

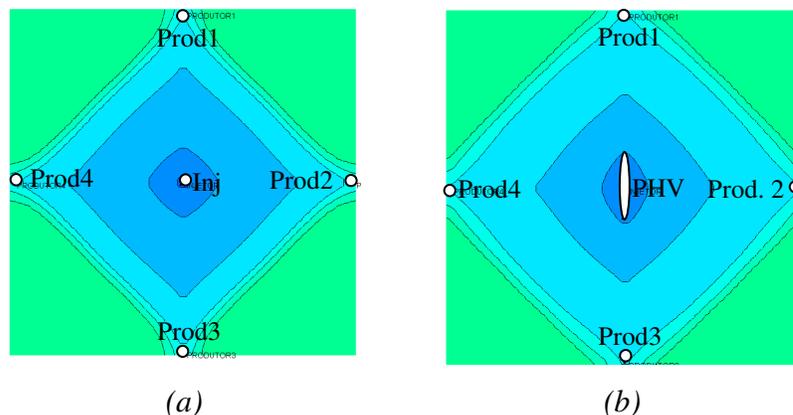


Figura 6.31: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.

6.4 Modelo heterogêneo de permeabilidade

Este tópico trata da aplicação da metodologia para um caso de óleo pesado, o qual se mostrou mais sensível à presença da fratura, com distribuição heterogênea de permeabilidade.

6.4.1 Vazão ideal de injeção (Ia)

Dois valores de vazão de injeção são estudados para obter a vazão ideal de injeção do modelo SPSF. A Tabela 6.8 mostra os valores empregados.

Tabela 6.8: Condições operacionais estudadas.

Condições de operação	Vazão máxima, m ³ /dia
1	700
2	800

A vazão de 800 m³/dia apresentou o melhor VPL e foi selecionada para representar o modelo SPSF.

6.4.2 Pressão de iniciação de fratura (II)

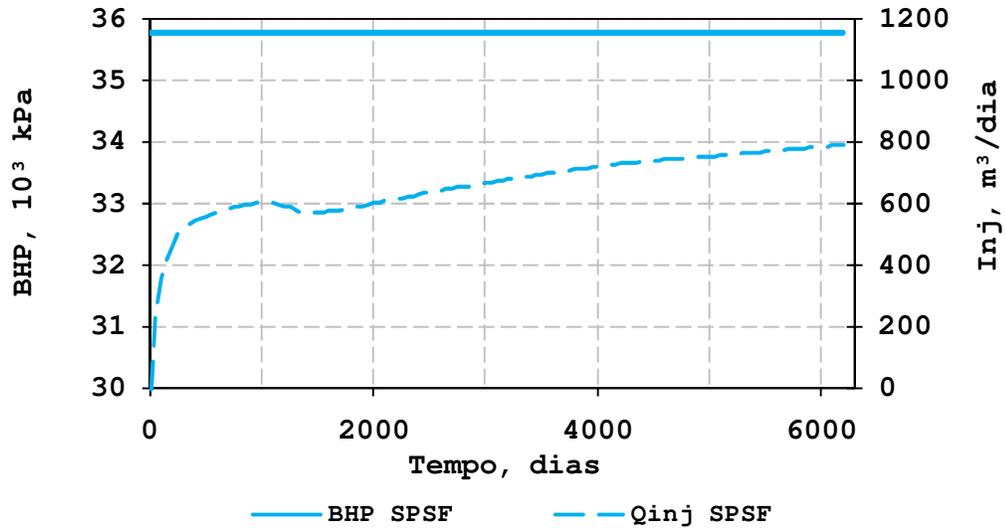


Figura 6.32: BHP e vazão de injeção da C.O.2 representativa do modelo SPSF.

A pressão do poço injetor situa-se abaixo da pressão de iniciação de fratura por todo o período de análise.

6.4.3 Modelo com perda de injetividade (III)

As quedas de injetividade brusca e suave são inseridas no modelo SPSF, reproduzindo, respectivamente, os modelos CPSF_B e CPSF_S.

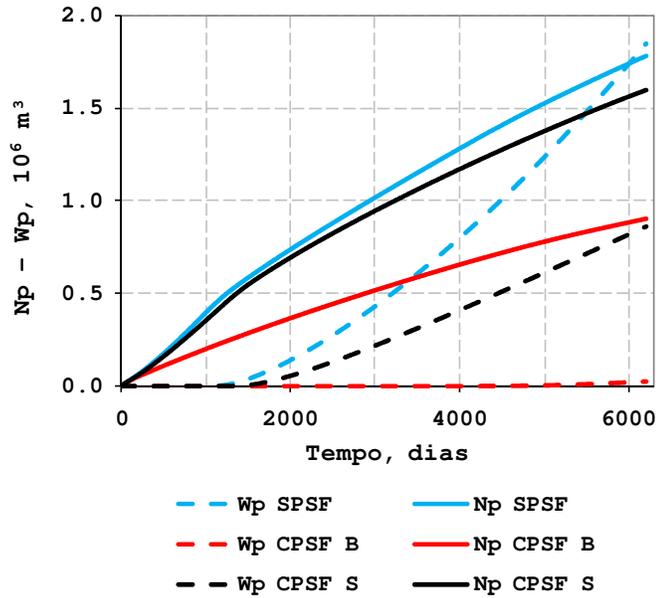


Figura 6.33: Comparação entre os modelos SPSF, CPSF_B e CPSF_S.

Todos os modelos foram afetados pela presença da perda de injetividade.

6.4.4 Modelo com presença de fratura (IV)

Como a pressão de iniciação de fratura foi atingida para o modelo SPSF desde o início, a IPF é aplicada. Nesta etapa os modelos SPCF, CPCF_S e CPCF_B são coincidentes, já que é admitido que, uma vez iniciada a fratura, o poço não perde injetividade.

6.4.5 Vazão ideal de injeção com propagação de fratura (Ib)

Nesta etapa apenas uma condição operacional de 850 m³/dia foi estudada, vazão mínima de iniciação de fratura. Valores superiores foram avaliados, porém estes elevavam excessivamente a pressão média do campo.

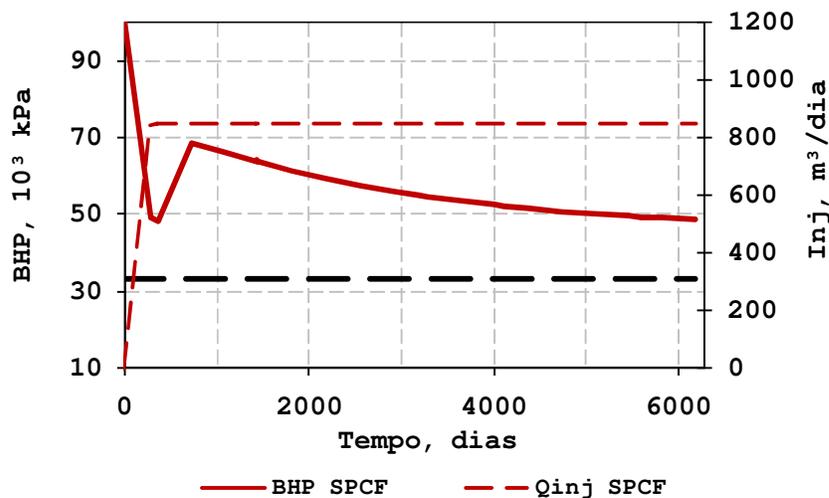


Figura 6.34: BHP e vazão de injeção do modelo SPCF.

O BHP do poço injetor permaneceu acima da pressão mínima de propagação, garantindo que a fratura, representada pelo poço horizontal virtual, permaneça aberta.

6.4.6 Resultados gerais para óleo pesado

Os resultados de produção acumulada de água e óleo, volume injetado de água e VPL dos modelos estudados estão na forma adimensional, em relação ao modelo SPSF, para facilitar a comparação. A Figura 6.35⁵ ilustra os resultados, que são bem semelhantes, em termos de indicadores, aos resultados do caso homogêneo. Uma pequena diferença acontece no aumento de N_p para o caso com fratura.

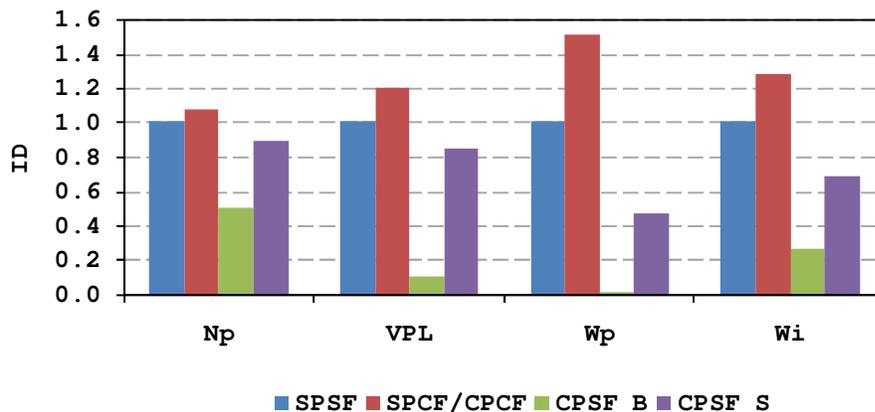


Figura 6.35: Comparação entre os modelos.

⁵ Como citado nas premissas do trabalho, como a fratura ocorre desde o início para a vazão ótima deste caso, os casos SPCF e CPCF são iguais e, por isso, mostrados de forma conjunta nos resultados.

O ganho no Np e no VPL para esse cenário foi interessante quando empregada a IPF. Como desvantagem, uma maior produção de água foi verificada. Diferentemente dos cenários anteriores, os modelos com perda de injetividade foram consideravelmente prejudicados. Os mapas de saturação de água (Figura 6.36) referem-se à quinta camada do reservatório e para o tempo final do projeto.

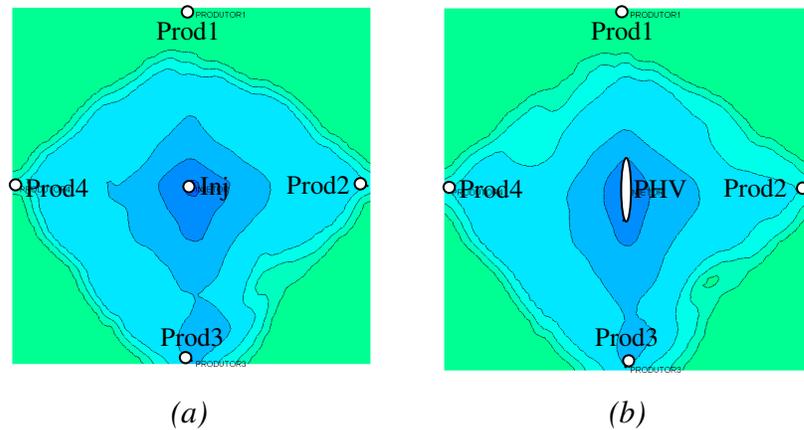


Figura 6.36: Mapas de saturação de água: (a) SPSF; (b) SPCF.

6.5 Sensibilidade ao comprimento de fratura

Utilizando o cenário anterior, um estudo da sensibilidade ao comprimento da fratura é realizado neste tópico. Os comprimentos estudados foram 30% acima e abaixo do valor tido como correto, dado pelo PROPAG. A Tabela 6.9 mostra os comprimentos empregados na análise de sensibilidade, e a Figura 6.37 ilustra a eficiência do varrido para os três casos estudados.

Tabela 6.9: Comprimentos das fraturas.

Modelo	L_f , m
Superior	156
Base	120
Inferior	84

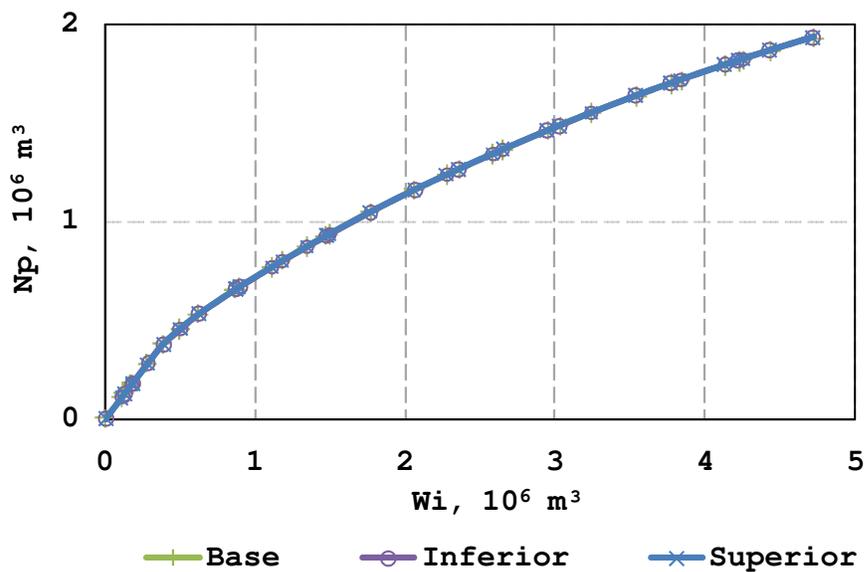


Figura 6.37: Comparação da eficiência de varrido.

Quando a eficiência de varrido é analisada nota-se que a variação de comprimento não exerce influência no comportamento do varrido. Outra análise é a irrupção de água nos poços produtores, ilustrada pela Figura 6.38.

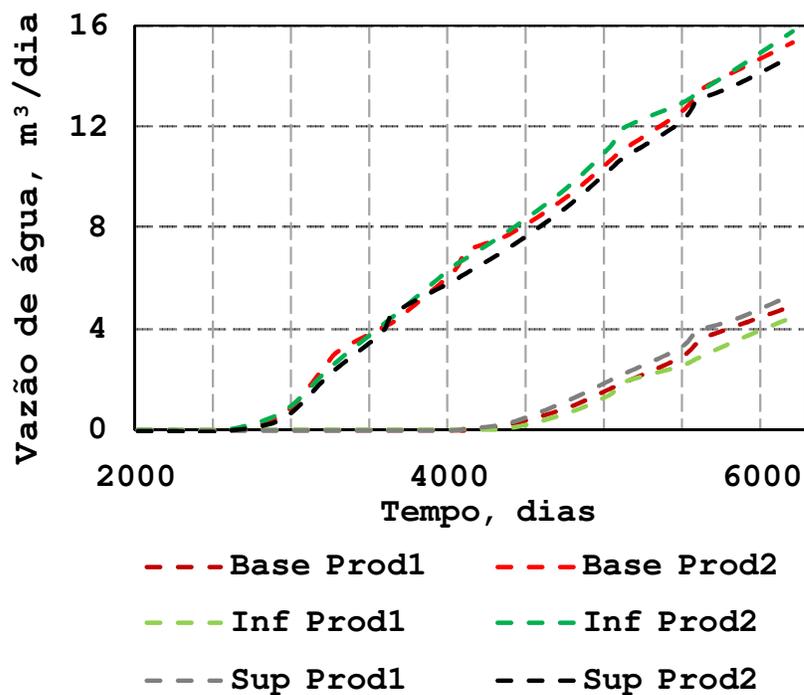


Figura 6.38: Análise da irrupção de água para os modelos SPSF e SPCF.

A diferença na produção de água não foi muito significativa, o que mostra que a aproximação dada pelo PROPAG não compromete os resultados de forma negativa.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

Nesse trabalho, tratou-se da aplicação de um procedimento para estudo da injeção de água acima da pressão de propagação de fratura. Foram estudados três cenários, variando o tipo de óleo. A partir desses cenários, estudos foram realizados para avaliar a influência da perda de injetividade no desempenho da recuperação. A injeção de água acima da pressão de propagação de fratura (IPF) foi empregada como restauradora da injetividade. Para todos os cenários avaliados um estudo a respeito da irrupção de água nos poços produtores foi realizado. Também foi estudado um caso com anisotropia de permeabilidade para o cenário de óleo pesado. Para atestar a validade do uso das ferramentas empregadas na metodologia, uma análise de sensibilidade foi realizada para o caso mais crítico, cenário de óleo pesado com heterogeneidade de permeabilidade.

7.1 Conclusões

A partir dos estudos e resultados obtidos neste trabalho, foi possível entender melhor a influência da injeção acima da pressão de fratura no desempenho da produção da área de influência do injetor, possibilitando chegar às seguintes conclusões:

- O estudo das vantagens e desvantagens do processo de injeção acima da pressão de fratura é complexo e deve ser feito na forma de otimização de vazões, pois as condições operacionais ideais de produção são diferentes para os casos com e sem propagação de fratura. Além disso, para alguns casos específicos não basta iniciar a fratura, mas é preciso manter as condições operacionais para que a fratura se mantenha ativa.

- A partir da conclusão anterior, foi proposto um procedimento de análise que se mostrou válido para os estudos realizados. Buscou-se representar os possíveis comportamentos da pressão de fundo do poço injetor para os casos estudados, variando os tipos de óleo.
- As vazões ideais para os modelos sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF), para os óleos intermediário e pesado, sempre se encontraram controladas inicialmente pela máxima pressão de escoamento do poço injetor (abaixo da pressão de iniciação de fratura). Já para o óleo leve o comportamento foi diferente devido à baixa razão de mobilidade, que favorece o deslocamento. Isso justifica em parte a antecipação de produção propiciada pela IPF, já que esta permite iniciar injetando na vazão máxima ideal.
- Para o óleo leve, a pressão de iniciação de fratura só foi atingida na presença da perda de injetividade. Pode-se concluir que a presença de fratura restabeleceu os níveis de produção do modelo SPSF, porém não foi notada antecipação na curva de produção.
- No estudo com óleo intermediário, a pressão de iniciação foi atingida desde o início, mesmo sem presença de perda de injetividade. Com isso, a reprodução do modelo sem perda de injetividade e com fratura (SPCF) foi gerado. A presença da fratura promoveu uma sensível antecipação da curva de produção e gerou um ganho no VPL do campo, com o N_p um pouco menor.
- No cenário com óleo pesado, como no anterior, a pressão de iniciação foi atingida desde o início da injeção, mesmo sem o efeito de perda de injetividade. Este cenário demonstrou maior sensibilidade à presença da fratura. Foi verificada uma pronunciada antecipação na curva de produção, o que promoveu um ganho considerável no VPL do projeto, apesar de uma maior produção de água e mesmo N_p .
- Um caso com presença de heterogeneidade de permeabilidade usando óleo pesado foi estudado. Diferentemente dos cenários anteriores, um maior N_p foi obtido. Isso se justifica, pois a máxima vazão de injeção do modelo SPSF ficou limitada na pressão máxima de operação do poço injetor, ou seja, o poço operou com uma vazão inferior em relação ao poço com presença de fratura. Como aspecto negativo uma maior produção de água foi gerada.
- Os cenários estudados, considerando queda de injetividade, com decaimento brusco ou suave, foram interessantes para expor a importância desse efeito. A queda de injetividade suave só apresentou interferência considerável no óleo pesado. Já com relação ao

decaimento brusco, todos os casos foram afetados e a produção de óleo foi fortemente reduzida.

- A irrupção de água nos poços produtores se mostrou sensível à variação de vazão para os modelos com e sem fratura. Porém, a presença da fratura não repercutiu em uma irrupção antecipada para os casos de óleo intermediário e leve, fato que pode ser justificado pela razão de mobilidade dos fluidos. Para cenário de óleo pesado a água irrompeu 400 dias antes.
- Para altas vazões, como é o caso do cenário de óleo leve, a ponta da fratura se aproximou dos poços produtores localizados na direção da fratura, repercutindo em maior produção de água nestes poços. Para os cenários de óleo intermediário e pesado esta produção superior foi ínfima.
- Quando se avalia o volume injetado de água, no cenário de óleo pesado, antes da irrupção de água, o modelo SPCF apresenta uma recuperação superior ao modelo SPSF. Isso leva a crer que o emprego da IPF é bastante interessante para grandes espaçamentos entre produtor e injetor.
- A sensibilidade ao comprimento da fratura foi analisada e mostrou que a variação de 30% para acima e para baixo do comprimento usado como correto não exerceu grande influência nos resultados. A diferença na produção de água não foi significativa, mostrando que a aproximação dada pelo PROPAG, mesmo que não seja exata, não compromete os resultados.
- A IPF pode ser considerada como parte de um processo de otimização de vazão de injeção, onde a fratura pode ou não ocorrer.
- A injeção de água com pressão acima da pressão de propagação de fratura constitui um método eficaz para incrementar a eficiência de recuperação de óleo em reservatórios com problemas de perda de injetividade.
- A presença de propagação de fratura (SPCF/CPCF) em geral proporciona a mesma produção acumulada de óleo quando comparada ao caso sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF). Porém, foi observada uma antecipação na curva de produção nos cenários com viscosidades mais elevadas.

- Iniciar a fratura, mesmo sem ocorrência de perda de injetividade, pode ser conveniente em casos com óleos de viscosidade intermediária e alta, com finalidade de antecipação de produção.
- A seleção da condição operacional ideal de injeção nos cenários estudados, com e sem propagação de fratura, apresentam dependência direta com o cenário econômico e, em especial, o preço do óleo, produção e tratamento da água.
- Os resultados apresentados aqui se aplicam ao caso marítimo. Para campos terrestres, devido ao menos custo de produção de água, pode-se afirmar que os efeitos tenderiam a ser menores.
- Vale salientar que o esquema de injeção tem forte influência no desempenho da recuperação do campo. As conclusões apresentados aqui se limitam ao esquema de injeção empregado, cinco pontos invertido. Porém a metodologia desenvolvida se aplica a qualquer arranjo de injeção.
- É possível realizar o processo de modelagem do problema de forma explícita, como foi mostrado neste trabalho e em alguns trabalhos anteriores, mas para a modelagem de casos reais com vários poços, seria importante integrar a modelagem de escoamento e de geomecânica da fratura para dar maior aplicabilidade aos estudos.

7.2 Recomendações

Em função dos resultados obtidos e da revisão bibliográfica alguns temas são deixados como recomendações e sugestões:

- Aplicar a metodologia desenvolvida em um caso de campo com dimensões reais, já que o caso estudado aqui trata-se de parte de um reservatório. E, nesse caso, considerar valores diferentes para o preço de injeção de água produzida, sendo injetada com propagação de fratura, e proveniente do mar ou aquífero, sem propagação de fratura.
- Incrementar o modelo de poço horizontal virtual levando em consideração efeito de perda de injetividade nas paredes da fratura. Isso tornaria o modelo mais representativo.
- Expandir a aplicação do poço horizontal virtual para casos de poço horizontal multi-fraturado.

- Comparar os resultados obtidos com os de simuladores que apresentam acoplamento entre escoamento e avanço de fratura.
- Desenvolver metodologias para integração implícita de geomecânica da fratura e simulação numérica de escoamento.

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. SPE Reservoir Engineering, February 1994.
- CINCO-LEY, H., SAMANIEGO, V. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. Journal Petroleum Technology. 1981. 1749-1766 p.
- ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C. Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994. 150–155 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.
- GADDE, P. B., SHARMA, M. M., “Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance”. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE 71614, Sep. 30 – 3 Oct., 2001.
- HUSTEDT, B., ZWARTS, D., BJOERMDAL, P., MASFRY, R., VAN DEN HOEK, Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to a waterflooding field example. In: SPE Reservoir Evaluation and Engineering, San Antonio, Texas, EUA, SPE 102467, June 23 – 27., 2008.

- JI, L., SETTARI, A. T., SULLIVAN, R. B. Methods for Modeling Dynamic Fractures In: Coupled and Geomechanics Simulation. SPE 90874, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26 – 29 Sep., 2004.
- MONTOYA MORENO, J. M., “Modelagem de injeção de água acima da pressão de fratura do reservatório através de poço horizontal virtual”. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2006, 116p. Dissertação (Mestrado).
- MUÑOZ MAZO, EDUIN O., MONTOYA MORENO, JUAN M., SCHIOZER, DENIS J. “Study of Sweep Efficiency of Water Injection Under Fracturing-Conditions Process” In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007. (a)
- MUÑOZ MAZO, EDUIN O., MONTOYA MORENO, JUAN M., SCHIOZER, DENIS J. “Effects of Directional Permeability Anisotropy on Sweep Efficiency of Water Injection under Fracturing Conditions Process” Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 12 – 14, 2007. (b)
- MUÑOZ MAZO, EDUIN O., MONTOYA MORENO, JUAN M., SCHIOZER, DENIS J. “Efeito do Acoplamento da geomecânica à Simulação Numérica de Reservatórios com Injeção de Água a Pressão Acima da Pressão de Fratura” Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006, Rio de Janeiro, 11 -14 setembro 2006.
- 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. SPE 81462, SPE Middle East Oil Show & Conference, Bahrain, 5-8 April, 2003.
- OVENS, J. E. V., LARSEN, F. P., COWIE, D. R. Making Sense of Water Injection Fractures in the Dan Field. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. December 1998.
- PAIVA, R., BEDRIKOVETSKY, P., FURTADO, C., SIQUEIRA, A. G., A Comprehensive Model for Injectivity Decline Prediction during PWRI. SPE 107866 In: European Formation Damage Conference. Netherlands, 30 May, 2007.
- PALSSON, B., DAVIES, D.R., TODD, A. C., SOMERVILLE, J.M. A Holistic Review of the Water Injection Process. SPE 82224, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 13-14 May, 2003.

- PEACEMAN, D. Interpretation of Well Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. SPE Journal, June 1978, pp. 183-194.
- PEACEMAN, D. Interpretation of Well-block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability. SPE Journal, June 1983, pp. 531-543.
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Interciência, 2006. 660-661 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”. In: SPE Prod. And Facilities Vol. 15, No. 1, 6 – 13, February 2000.
- SIEBRITS, E., PEIRCE A.P. “Hydraulic fracturing in laminated reservoirs” In: Workshop on Three Dimensional and Advanced Hydraulic Fracture Modeling, held in conjunction with the Fourth North American Rock Mechanics Symposium, Seattle, July 29, 2000.
- SOUZA, A. L. S., FURTADO, C. A., ANDRADE, C. A., MENDES, R. A., LUZ, E. B., AMARAL, C. R., “The PWRI Offshore Experience at Petrobras”. In: II International Seminar on Oilfield Water Management, Rio de Janeiro, October 16-19, 2007.
- 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”. 2005 Offshore Technology Conference, Houston, May 2-5, 2005.
- SOUZA, A. L. S., FERNANDES, R. A., MENDES, R. A., ROSA, A. J., FURTADO, C. J. A., “The Impact of Injection with Fracture Propagation During Waterflooding Process”. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, June 20-23, 2005.
- 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. SPE 90968, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 Sep., 2004.

- VAN DEN HOEK, P. J., MCLENNAN. J. D., “Hydraulic Fracturing in Produced Water Reinjection” In: Workshop on Three-Dimensional and Advanced Hydraulic Fracture Modeling, held in conjunction with the Fourth North American Rock Mechanics Symposium, Seattle, July 29, 2000.
- VAN DEN HOEK, P. J. “Waterflooding Under dynamic induced fractures: Reservoir Management and Optimization of fracture Waterfloods”. In: II International Seminar on Oilfield Water Management, Rio de Janeiro, 2007.
- VAN DEN HOEK, P. J., AI-MASFRY, R., ZWARTS, D., JANSEN, J.D., HUSTEDT, B., VAN SCHIJNDEL, L., Waterflooding Under Dynamic Induced Fractures: Reservoir Management and Optimization of Fractured Waterfloods. SPE 110379 In: Improved Oil recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 19-23 April 2008.
- WAN, J. Well Models of Hydraulically Fractured Horizontal Wells. Stanford, California, 1999. 98 p. (Master of Science) – Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1999.

Apêndice 1. Propriedades dos fluidos

Nesta seção estão relacionadas as tabelas de PVT dos fluidos utilizados no trabalho.

Tabela 7.1: Dados de PVT do fluido leve.

Pressão (kPa)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)	B_g (m ³ /m ³)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	c_o (kPa ⁻¹)
096,0	60,9	1,248	0,020550	0,60700	0,01320	2,25E-06
6696,0	72,9	1,279	0,017850	0,55200	0,01370	2,25E-06
8396,0	85,7	1,313	0,013580	0,50200	0,01426	2,25E-06
9996,0	98,2	1,346	0,011270	0,46000	0,01485	2,25E-06
11696,0	111,8	1,383	0,009430	0,42200	0,01547	2,25E-06
13296,0	125,0	1,418	0,008120	0,38900	0,01606	2,25E-06
14096,0	131,9	1,436	0,007630	0,37300	0,01639	2,25E-06
14996,0	140,0	1,457	0,007270	0,35700	0,01681	2,25E-06
15796,0	147,2	1,477	0,007040	0,34300	0,01719	2,25E-06
16609,0	154,6	1,498	0,006310	0,32900	0,01758	2,25E-06
17296,0	161,1	1,508	0,006060	0,31800	0,01790	2,25E-06
17996,0	166,6	1,523	0,005820	0,30700	0,01823	2,25E-06
18696,0	172,1	1,538	0,005600	0,29600	0,01858	2,25E-06
19396,0	177,5	1,554	0,005400	0,28500	0,01893	2,25E-06
20796,0	188,3	1,584	0,005040	0,26600	0,01964	2,25E-06
22954,5	207,2	1,591	0,004576	0,24748	0,02190	2,25E-06
24526,4	220,2	1,623	0,004267	0,22877	0,02296	2,25E-06
26036,7	232,8	1,653	0,004007	0,21213	0,02402	2,25E-06
26938,9	240,3	1,671	0,003865	0,20277	0,02468	2,25E-06
27713,6	246,7	1,687	0,003751	0,19507	0,02526	2,25E-06
28704,1	254,9	1,706	0,003615	0,18564	0,02602	2,25E-06
29969,1	265,4	1,732	0,003454	0,17427	0,02703	2,25E-06
31185,2	275,5	1,756	0,003312	0,16399	0,02803	2,25E-06
34087,9	299,6	1,814	0,003015	0,14183	0,03059	2,25E-06
35353,0	310,1	1,839	0,002902	0,13314	0,03177	2,25E-06
36847,0	322,5	1,869	0,002778	0,12356	0,03323	2,25E-06
38456,0	335,9	1,902	0,002655	0,11400	0,03487	2,25E-06
40251,0	350,8	1,937	0,002531	0,10422	0,03680	2,25E-06
41845,0	364,0	1,969	0,002429	0,09623	0,03860	2,25E-06

Tabela 7.2: Dados de PVT do fluido intermediário.

Pressão (kPa)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)	B_g (m ³ /m ³)	μ_o (cP)	μ_g (cP)
980,7	10,74	1,0734	0,0534	3,4530	0,0111
2942,0	27,50	1,1270	0,0353	2,2400	0,0122
5884,0	43,32	1,1620	0,0176	1,8200	0,0131
8826,0	58,26	1,1950	0,0115	1,6100	0,0142
11768,0	73,15	1,2280	0,0084	1,4700	0,0157
14710,0	87,94	1,2590	0,0066	1,3300	0,0170
17171,4	100,27	1,2870	0,0057	1,2200	0,0175
19613,3	112,66	1,3174	0,0050	1,2080	0,0185
23536,0	132,45	1,3614	0,0041	1,1370	0,0201
27458,6	152,24	1,4054	0,0035	1,0800	0,0217
31381,3	172,03	1,4494	0,0030	1,0330	0,0233
35303,9	191,83	1,4934	0,0027	0,9930	0,0249
35794,3	194,30	1,4989	0,0026	0,9880	0,0251
36284,6	196,77	1,5044	0,0026	0,9840	0,0253
36774,9	199,25	1,5099	0,0026	0,9790	0,0255
37265,3	201,72	1,5154	0,0025	0,9750	0,0257
38245,9	206,67	1,5264	0,0025	0,9670	0,0261
39226,6	211,62	1,5374	0,0024	0,9580	0,0265
41678,3	223,99	1,5649	0,0023	0,9390	0,0275
44129,9	236,95	1,5924	0,0021	0,9210	0,0285
49033,3	265,84	1,6474	0,0019	0,8900	0,0305

Pressão (kPa)	c_o (kPa ⁻¹)
17171,4	1,27E-05
19613,3	1,27E-05
23536	1,22E-05
27458,6	1,11E-05
31381,3	1,01E-05
35303,9	1,01E-05
39226,6	1,01E-05

Tabela 7.3: Dados de PVT do fluido pesado.

Pressão (kPa)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)	B_g (m ³ /m ³)	μ_o (cP)	μ_g (cP)
980,7	5,26	1,0442	0,060203125	17,117	0,01243
2510,5	13,47	1,0655	0,041800000	13,196	0,01310
2942,0	15,78	1,0715	0,038210000	12,090	0,01320
5128,9	23,78	1,0876	0,020000000	9,949	0,01370
5884,0	26,54	1,0931	0,017940000	9,210	0,01390
7737,4	33,00	1,1064	0,012900000	8,101	0,01450
8826,0	36,80	1,1142	0,011490000	7,450	0,01480
10365,6	41,99	1,1245	0,009500000	6,853	0,01540
11768,0	46,71	1,1338	0,008420000	6,310	0,01590
12974,2	50,72	1,1417	0,007500000	5,941	0,01630
14710,0	56,50	1,1530	0,006700000	5,410	0,01700
15582,8	59,32	1,1586	0,006300000	5,205	0,01730
17652,0	65,99	1,1718	0,005590000	4,720	0,01810
18201,1	67,74	1,1753	0,005400000	4,634	0,01830
20594,0	75,36	1,1904	0,004850000	4,260	0,01920
20809,7	76,02	1,1916	0,004800000	4,229	0,01930
23428,1	84,07	1,2067	0,004400000	3,846	0,02020
23536,0	84,40	1,2073	0,004380000	3,830	0,02030
26046,5	92,10	1,2223	0,004000000	3,505	0,02130
26468,1	93,39	1,2248	0,003960000	3,450	0,02150
29155,2	101,76	1,2408	0,003720000	3,240	0,02270
29351,3	102,23	1,2420	0,003700000	3,225	0,02280
32656,1	110,14	1,2624	0,003400000	2,999	0,02440
35970,8	118,08	1,2828	0,003200000	2,807	0,02590
39285,4	126,02	1,3032	0,003000000	2,643	0,02740
41678,3	135,09	1,3203	0,002526718	2,503	0,02900
44129,9	141,99	1,3353	0,002388460	2,399	0,03000
49033,3	155,94	1,3653	0,002153127	2,218	0,03200

Pressão (kPa)	c_o (kPa ⁻¹)
29518,0	1,19307E-06
32460,0	1,13188E-06
35402,0	1,05031E-06
38344,0	9,99322E-07
41286,0	9,99322E-07
44129,9	9,99322E-07
49033,3	9,99322E-07

Apêndice 2. Cenário econômico

Como citado, o cálculo do valor do VPL auxilia na seleção da vazão ideal de injeção. A Tabela 7.4 traz os parâmetros adotados.

Tabela 7.4: Cenário econômico.

Taxas	
Taxa de Atratividade (anual)	0,1
Royalties	0,1
PIS	0,0065
Cofins	0,03
PIS+Cofins	0,0365
Imposto de Renda (IR)	0,25
Contribuição Social (CS)	0,08
IR+CS	0,33
Receita	
Preço Óleo (US\$/bbl)	60
Preço Óleo (US\$/m ³)	283,05
Preço Gás (US\$/m ³)	0,09
Investimentos	
Plataforma (US\$)	Tabela 7.5
Produtor (US\$)	30000000
Injetor (US\$)	30000000
Custos	
Custo Produção Óleo	37,74
Custo Produção Água	4,03
Custo Produção Gás	0,002
Custo Injeção Água	4,03

A Tabela 7.5 mostra a relação de investimentos em plataforma, como função da produção de líquido, adotada no cálculo do VPL do campo.

Tabela 7.5: Custo de investimento em plataforma (SUZANA, 2006).

Capacidade de produção de líquido (mil Barris)	Custo da plataforma (US\$ milhões)
30	269
52	382
74	478
96	565
118	644
140	718
162	789
184	855
206	919
228	981
250	1040
272	1098
294	1154
316	1208