



UNICAMP

EDUIN ORLANDO MUÑOZ MAZO

**ANÁLISE DO GERENCIAMENTO DE ÁGUA
MEDIANTE O CONTROLE DE POÇOS
INJETORES EM RESERVATÓRIOS
HETEROGÊNEOS E FRATURADOS**

CAMPINAS
2013



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

EDUIN ORLANDO MUÑOZ MAZO

ANÁLISE DO GERENCIAMENTO DE ÁGUA MEDIANTE O CONTROLE DE POÇOS INJETORES EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS E FRATURADOS

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Eduin Orlando Muñoz Mazo e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

A handwritten signature in blue ink is written over a horizontal line. The signature is cursive and appears to read "Denis José Schiozer". Below the signature, the text "Prof. Dr. Denis José Schiozer" is printed in a black, sans-serif font.

Prof. Dr. Denis José Schiozer

CAMPINAS
2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M926a Muñoz Mazo, Eduin Orlando, 1976-
Análise do gerenciamento de água mediante o controle de poços injetores em reservatórios heterogêneos e fraturados / Eduin Orlando Muñoz Mazo. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Denis José Schiozer.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Engenharia de reservatório de óleo. 2. Simulação por computador. 3. Reservatórios - Fratura. 4. Água - Análise. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Titulo em outro idioma: Analysis of water management by injector wells control in heterogeneous and fractured reservoirs

Palavras-chave em inglês:

Oil reservoir engineering

Computer simulation

Reservoirs - Fracture

Water analysis

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Phillipe Remy Bernard Devloo

Ézio da Rocha Araújo

Antônio Luiz Serra de Souza

Data de defesa: 23-08-2013

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNICAMP

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

TESE DE DOUTORADO

**ANÁLISE DO GERENCIAMENTO DE ÁGUA
MEDIANTE O CONTROLE DE POÇOS INJETORES EM
RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS E FRATURADOS**

Autor: Eduin Orlando Muñoz Mazo M.Sc.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta tese:

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

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

Prof. Dr. Philippe Remy Bernard Devloo
DES/FEC/UNICAMP

Dr. Antonio Luiz Serra de Souza
CENPES/PETROBRAS

Prof. Dr. Ézio da Rocha Araújo
DECIV/UFPE

Campinas, 23 de Agosto de 2013

Dedico esta tese à minha mãe, Luz Helena, ao meu pai, Luis Horacio,
ao meu irmão, Néstor e à minha companheira, Zuleika.
Pelo seu amor, seus ensinamentos, sua coragem e sua força.
Por fazerem de mim um ser humano melhor.
Por serem os pilares sobre os quais se sustenta minha existência.

AGRADECIMENTOS

Expresso meus mais sinceros agradecimentos:

A Deus, por me dar em todo momento a iluminação e a força para seguir adiante.

À minha família, por seu incondicional amor, pelo seu constante apoio e pela inabalável confiança com que me inspiraram a continuar e a manter a esperança, mesmo quando o caminho se desviava e as forças começavam a fraquejar.

Ao Professor Denis J. Schiozer, pela oportunidade dada, sua confiança e sua sempre solícita e oportuna orientação, que fizeram possível a realização deste trabalho.

À Universidade Estadual de Campinas, por me oferecer um lugar onde continuar a minha formação profissional.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo, ao Centro de Estudos do Petróleo e à Petrobras, que puseram à minha disposição os recursos acadêmicos, logísticos e financeiros necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos Professores do DEP, pelos novos caminhos do conhecimento que me mostraram e pela ajuda brindada ao melhoramento deste trabalho.

À Prof. Dra. Rosângela Moreno e ao Prof. Dr. Célio Maschio, pelas valiosas contribuições realizadas a este trabalho no exame de qualificação.

Aos funcionários e estagiários do DEP, e às funcionárias da Comissão de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo, pela sua colaboração.

A Guilherme Tonin e aos colegas e pesquisadores do grupo UNISIM, pela sua colaboração e pela constante troca de conhecimentos.

A meus grandes amigos: Daniel Carvalho, Ana Teresa Gaspar, Sebastián Sendoya, Adriana Salomão, Juca Rocha, Lucíola Magalhães, Flora Chang, Carlos Barreto, Nara Policarpo, e a todos aqueles que por questões de espaço e memória curta não menciono aqui. Aos amigos que chegaram e aos que foram embora; que fizeram da minha estadia em Campinas toda uma

experiência de crescimento e autoconhecimento; que com seu constante carinho e apoio fizeram menos amargos os momentos difíceis e me ajudaram a encontrar a força e a coragem para seguir.

A Zuleika Arruda, pelos seus sábios conselhos, sua constante ajuda, sua amorosa paciência e seu incondicional apoio; por acreditar em mim e nesta empreitada.

Aos meus compatriotas, que mesmo tão longe do nosso país fizeram com que a distância parecesse muito menor.

A todas aquelas pessoas que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

*“Descobri como é bom chegar quando se tem paciência.
E para se chegar, onde quer que seja, aprendi que
não é necessário dominar a força, mas a razão.
É preciso, antes de mais nada, querer”.*

Amyr Klink – Cem dias entre céu e mar

RESUMO

A injeção de água como método para auxiliar na recuperação de hidrocarbonetos e na manutenção da pressão em reservatórios tem sido aplicada de maneira crescente nas últimas décadas devido às suas características de eficiência, baixo custo e alta disponibilidade da água, o que faz com que este procedimento seja considerado com frequência na fase de desenvolvimento de campos de petróleo, como parte da estratégia inicial de produção.

No entanto, volumes cada vez maiores de água produzida são reportados pelas companhias operadoras, com grandes implicações técnicas e econômicas para as mesmas. Esta situação pode, em alguns casos, fazer com que a água deixe de ser considerada como um recurso e passe a ser vista como um empecilho à produção. Outro problema associado à injeção de água em reservatórios é a perda de injetividade causada pela diminuição da permeabilidade na região vizinha aos poços injetores, decorrente do dano de formação.

Portanto, implementar soluções ao problema da perda de injetividade e considerar o controle da água injetada e produzida na etapa de lançamento e otimização de estratégias de produção têm um impacto significativo no desempenho produtivo e financeiro de um projeto de exploração e produção (E&P), especialmente em reservatórios heterogêneos e fraturados, onde as propriedades petrofísicas trazem consequências importantes no escoamento dos fluidos de injeção e produção.

Nesse trabalho é realizada uma análise da aplicação do processo de injeção com pressão de propagação de fratura (*Injection with Fracture Propagation Pressure – IFPP*) mediante a modelagem dos processos de perda de injetividade e propagação de fratura utilizando ferramentas de simulação de uso comercial. Posteriormente, uma metodologia para o gerenciamento de água baseada no controle dos volumes de injeção e produção de água é proposta e aplicada para casos de reservatório heterogêneo e naturalmente fraturado.

Os resultados apontam que a injeção de água com propagação de fratura pode ser utilizada para remediar os efeitos nocivos da perda de injetividade, permitindo, em alguns casos, um aumento significativo da recuperação de óleo. Apontam também que a sua modelagem pode ser estudada como um problema de otimização de vazão, evidenciando a necessidade de inclusão do controle da injeção (otimização de vazão e determinação da data de fechamento do poço injetor) na fase de proposta e posterior otimização de estratégias de produção. Finalmente, mostram o efeito positivo do controle da injeção de água, aliado ao controle da produção, como mecanismo para o gerenciamento de água, possibilitando um melhor desempenho produtivo e financeiro de reservatórios heterogêneos e fraturados que utilizam a injeção de água como método de recuperação secundária.

Palavras-Chave: Simulação de reservatórios, Gerenciamento de águas, Reservatórios heterogêneos, Reservatórios fraturados.

ABSTRACT

Water injection as a method to assist hydrocarbon recovery and reservoir pressure maintenance has been applied increasingly in recent decades because of its characteristics of efficiency, low cost and high availability of water. This makes this procedure often considered in the development of oil fields as part of the initial production strategy.

However, increasing volumes of produced water have been reported by the operating companies, with major technical and economic implications for them. This may cause the water to stop being regarded as a resource and to start to be seen as a constraint to the production. Another problem associated with water injection into the reservoir is the injectivity loss caused by the permeability decrease in the region adjacent to the injection wells due to the formation damage.

Therefore, implementing solutions to the problem of injectivity loss and considering the control of injected and produced water in the proposal and optimization of production strategy stage have a significant impact on the productive and financial performance of exploration and production (E&P) projects. This happens in heterogeneous and fractured reservoirs, where the petrophysical properties have a significant impact on the flow of injection and production fluids.

In this work is carried out an analysis of the application of the injection with fracture propagation pressure (IFPP) process by modeling injectivity loss and fracture propagation using commercial simulation tools. Subsequently, a methodology for water management based on control of injection volumes and water production is proposed and applied to cases of heterogeneous and naturally fractured reservoirs.

The results show that water injection with fracture propagation can be used to remedy the harmful effects of injectivity loss allowing, in some cases, a significant increase in oil recovery. Also indicate that its modeling can be studied as a flow rate optimization problem, highlighting the need for the inclusion of the injection control (optimization of the injection rate and shutting time of the injection well) at the proposal and subsequent optimization stage of production strategies. Finally, show the positive effect of the control of water injection, coupled to the control of water production, as a mechanism for managing water, providing better productive and financial performance for heterogeneous and fractured reservoirs using water injection as a method of improved oil recovery.

Keywords: Reservoir simulation, Water management, Heterogeneous reservoirs, Fractured reservoirs.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xxi
LISTA DE TABELAS	xxv
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação	4
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo geral.....	5
1.2.2 Objetivos específicos.....	5
1.3 Estrutura da tese.....	6
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
2.1 Gerenciamento de água	9
2.2 Injeção de água	11
2.3 Incidência da produção e injeção de água na engenharia de reservatórios	14
2.3.1 Cone de água	15
2.3.2 Canalização	15
2.3.3 Perda de injetividade	16
2.4 Opções para o gerenciamento de água em campos de petróleo em fase de produção ...	17
2.4.1 Reinyeção de água.....	17
2.4.2 Descarte da água produzida.....	18
2.4.3 Inyeção de água com propagação de fratura	20
2.5 Controle da inyeção	21
2.6 Aspectos econômicos do gerenciamento de água.....	22
2.7 Reservatórios de geologias complexas	24
2.8 Simulação por linhas de corrente.....	27

2.9 Análises complementares ao gerenciamento de água em reservatórios	28
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	31
3.1 Conceitos técnicos	31
3.1.1 Eficiência volumétrica da injeção de água	31
3.1.2 Reposição de fluidos	32
3.1.3 Dano de formação	36
3.1.4 Perda de injetividade	37
3.1.5 Modelagem de propagação de fratura	40
3.2 Conceitos econômicos e de gerenciamento de reservatórios.....	42
3.2.1 Fases de desenvolvimento de um reservatório.....	42
3.2.2 Valor presente líquido (VPL).....	43
3.2.3 Controle da produção de água baseado em parâmetros econômicos	45
3.2.4 Indicadores econômicos na fase de lançamento de estratégias de produção	45
4. ANÁLISE DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE ÁGUA COM PROPAGAÇÃO DE	
FRATURA (IFPP).....	49
4.1 Metodologia.....	49
4.1.1 Comparação entre a modelagem de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e a que utiliza poços horizontais virtuais.....	49
4.1.2 Análise do efeito da anisotropia de permeabilidade no processo IFPP.....	50
4.1.3 Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP.....	52
4.1.4 Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP.....	53
4.1.5 Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura.....	54
4.1.6 Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura.	55
4.2 Aplicações	56
4.2.1 Comparação entre a modelagem de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais	56

4.2.2	Análise do efeito da anisotropia direcional de permeabilidade no processo IFPP....	58
4.2.3	Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP.....	59
4.2.4	Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP.....	60
4.2.5	Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura.....	61
4.2.6	Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura	62
4.3	Resultados e discussão.....	62
4.3.1	Comparação entre as modelagens de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais	62
4.3.2	Análise do efeito da anisotropia de permeabilidade no processo IFPP.....	67
4.3.3	Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP.....	77
4.3.4	Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP.....	81
4.3.5	Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura.....	86
4.3.6	Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura	91
5.	DETERMINAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO DA INJEÇÃO E PRODUÇÃO DE ÁGUAS	95
5.1	Metodologia.....	95
5.2	Aplicações	104
5.2.1	Modelo não fraturado	104
5.2.2	Modelo naturalmente fraturado	106
5.3	Resultados e discussão.....	109
5.3.1	Caso com modelo de reservatório não fraturado.....	109
5.3.2	Modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II.....	132
5.3.3	Modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo III	145

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	157
6.1 Conclusões.....	157
6.1.1 Análise do processo de injeção com propagação de fratura.....	157
6.1.2 Determinação da estratégia de gerenciamento da injeção e produção de água.....	159
6.2 Recomendações	162
6.2.1 Análise do processo de injeção com propagação de fratura.....	162
6.2.2 Determinação da estratégia de gerenciamento da injeção e produção de águas.	162
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	165
APÊNDICE A – Propriedades dos fluidos utilizados na análise do processo de injeção com propagação de fratura	181
APÊNDICE B – Comparação entre as modelagens de propagação de fratura por modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais	185
APÊNDICE C – Resultados dos testes de anisotropia de permeabilidade horizontal para todos os casos e fluidos testados.....	187
APÊNDICE D – Dados pvt e curvas de permeabilidade relativa para o modelo não fraturado	191
APÊNDICE E – Dados pvt e curvas de permeabilidade relativa para o modelo fraturado	193
APÊNDICE F – Lista de publicações derivadas do desenvolvimento da tese.....	199

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1. Relações do VRR para o diagnóstico do comportamento do processo de injeção.....	33
Figura 3.2 Esquema de um gráfico do tipo ABC Plot.....	34
Figura 3.3. Esquemática da propagação de fratura e a sua representação utilizando poços horizontais virtuais ..	41
Figura 3.4. Componentes do fluxo de caixa de um projeto de E&P.....	44
Figura 3.5. Etapas do processo de otimização adaptado de Mezzomo (2005).....	46
Figura 4.1. Esquema dos modelos de simulação. (a) malha grosseira, (b) malha refinada.	57
Figura 4.2. Vazão de injeção para os casos testados.	63
Figura 4.3. Pressão de fundo do poço injetor nos casos testados.....	63
Figura 4.4. Comportamento da produção de água para os casos testados.	65
Figura 4.5. Produção de óleo nos casos testados.....	65
Figura 4.6. Comportamento do VPL para os casos testados.....	66
Figura 4.7. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle.....	68
Figura 4.8. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle dos modelos isotrópicos.....	70
Figura 4.9. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 2000$ mD....	71
Figura 4.10. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 500$ mD....	71
Figura 4.11. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle dos modelos isotrópicos	73
Figura 4.12. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 2000$ mD..	74
Figura 4.13. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 500$ mD....	75
Figura 4.14. Comportamento do ID com CAD para o FR de modelos anisotrópicos.	75
Figura 4.15. Comportamento do ID com CAD para o FR nos três tipos de fluidos testados, CAD = 0.84.....	77
Figura 4.16. Efeito da perda de injetividade para distintas razões de mobilidade	78
Figura 4.17. Efeito da propagação de fratura para distintas razões de mobilidade.....	79
Figura 4.18. Comparação entre casos com fratura e casos sem perda de injetividade.....	80
Figura 4.19. Comportamento do FR (a), VPL (b), W_i (c) e W_p (d) para os casos testados na Fase I.....	82

Figura 4.20. Comportamento do FR (a), VPL (b), W_i (c) e W_p (d) para os casos testados na Fase II.	83
Figura 4.21. Comportamento do FR (a), VPL (b), W_i (c) e W_p (d) para os casos testados na fase III.	85
Figura 4.22. Comportamento do modelo com vazão não otimizada.	86
Figura 4.23. Pressão de fundo do poço injetor durante a otimização da vazão de injeção.	87
Figura 4.24. Comportamento da vazão com controle de pressão.	88
Figura 4.25. Comportamento da pressão com vazão otimizada.	89
Figura 4.26. Comportamento da produção de óleo com vazão otimizada.	89
Figura 4.27. Comportamento da propagação de fratura sem e com dano de formação na face da fratura, (a) BHP do poço injetor, (b) Vazão de injeção, (c) Produções acumuladas de óleo e água.	92
Figura 5.1. Fluxo de trabalho da metodologia proposta.	96
Figura 5.2. Fluxo de trabalho para análises de estratégia de produção.	98
Figura 5.3. Fluxo de trabalho para o fechamento dos poços injetores.	101
Figura 5.4. Fluxo de trabalho para a análise de aplicabilidade do processo IFPP.	102
Figura 5.5. Distribuição de porosidade para o modelo não fraturado. (a) Vista superior, (b) Vista tridimensional.	105
Figura 5.6. Distribuição de porosidade de matriz para o modelo fraturado. (a) Vista superior, (b) Vista tridimensional.	107
Figura 5.7. Evolução do IEC para a determinação do número de poços do modelo homogêneo.	110
Figura 5.8. Distribuição dos poços para a estratégia de produção otimizada.	111
Figura 5.9. Comportamento da produção e injeção acumuladas.	113
Figura 5.10. Comportamento das vazões de produção de óleo para os poços do campo.	114
Figura 5.11. Comportamento do corte de água para os poços do campo.	114
Figura 5.12. Valor de fechamento dos poços injetores em diferentes tempos de análise (TA). ..	120
Figura 5.13. Valor de fechamento dos poços injetores nos tempos de análise refinados.	121
Figura 5.14. Comportamento da pressão de fundo dos poços injetores.	122
Figura 5.15. Perfis de propagação de fratura para os poços injetores.	124
Figura 5.16. Declínio da permeabilidade decorrente do dano de formação.	125

Figura 5.17. Vazões dos poços injetores com perda de injetividade.....	126
Figura 5.18. Vazões de produção do campo com perda de injetividade.	126
Figura 5.19. Pressão de fundo dos poços injetores com perda de injetividade.	127
Figura 5.20. Pressão de fundo dos poços injetores após a iniciação da propagação de fratura. ..	128
Figura 5.21. Fator de recuperação de óleo do campo para o processo IFPP otimizado.....	128
Figura 5.22. Produção acumulada de água para o processo IFPP otimizado.....	129
Figura 5.23. Injeção acumulada de água para o processo IFPP otimizado.	129
Figura 5.24. Distribuição inicial de poços produtores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado.	133
Figura 5.25. Distribuição final dos poços produtores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado.	134
Figura 5.26. Distribuição final dos poços produtores e injetores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II.	138
Figura 5.27. Distribuição final dos poços produtores e injetores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo III.....	150
Figura B.1. Mapas finais de saturação para os casos testados. (a) SPSF, (b) CPSF, (c) CPCFT, (d) CPCFH.	185
Figura D.1. Curvas de permeabilidade relativa para o modelo não fraturado	192
Figura E.1. Curvas de permeabilidade relativa para fácies 1 do modelo fraturado.	194
Figura E.2. Curvas de permeabilidade relativa para fácies 2 do modelo fraturado.	194
Figura E.3. Curvas de permeabilidade relativa para o sistema de fraturas do modelo fraturado.	195
Figura E.4. Curva de pressão capilar de drenagem para fácies 1 do modelo fraturado.	195
Figura E.5. Curva de pressão capilar de embebição para fácies 1 do modelo fraturado.....	196
Figura E.6. Curva de pressão capilar de drenagem para fácies 2 do modelo fraturado.	196
Figura E.7. Curva de pressão capilar de embebição para fácies 2 do modelo fraturado.....	197

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1. Parâmetros utilizados na análise do efeito da anisotropia l de permeabilidade.	50
Tabela 4.2. Propriedades petrofísicas do modelo físico.....	57
Tabela 4.3. Conjuntos de Permeabilidade direcional.....	58
Tabela 4.4. Cenário econômico utilizado para cálculo do VPL.....	59
Tabela 4.5. Propriedades do modelo de simulação.	60
Tabela 4.6. Propriedades e características do modelo base.....	60
Tabela 4.7. Vazões de injeção utilizadas nas fases I, II e III.	61
Tabela 4.8. Modelo econômico utilizado na análise.	61
Tabela 4.9. Fator de recuperação dos casos testados.	67
Tabela 4.10. Quantificação do grau de anisotropia direcional.....	67
Tabela 4.11. Índices de desempenho para os parâmetros de controle utilizados.	68
Tabela 4.12. Índices de desempenho em função de k média para os modelos isotrópicos.....	69
Tabela 4.13. Índices de desempenho em função do CAD para anisotropias com $k_y = 2000$ mD..	70
Tabela 4.14. Índices de desempenho em função do CAD para anisotropias com $k_y = 500$ mD....	70
Tabela 4.15. Índices de desempenho para os parâmetros de controle utilizados.	72
Tabela 4.16. Índices de Desempenho em função de k média para os modelos isotrópicos.....	72
Tabela 4.17. Razões de mobilidade para os fluidos.	78
Tabela 4.18. Comportamento do fator de recuperação para os casos simulados.....	81
Tabela 4.19. Resultados de otimização de vazão de injeção para diferentes mobilidades.	91
Tabela 4.20. Indicadores técnico-econômicos do processo de injeção ao final do tempo de simulação.....	93
Tabela 4.21. Indicadores técnico-econômicos para os fluidos simulados.....	93
Tabela 5.1. Cenário econômico utilizado na análise do modelo não fraturado.	105
Tabela 5.2. Propriedades petrofísicas do modelo naturalmente fraturado.....	106
Tabela 5.3. Cenário econômico utilizado na análise do modelo naturalmente fraturado.	108
Tabela 5.4. Localização e camada de completação otimizadas para os poços do modelo.....	111
Tabela 5.5. Cronograma otimizado de entrada em operação dos poços.	112

Tabela 5.6. Valor dos poços da estratégia de produção.	115
Tabela 5.7. Variação do VPL para a reotimização da estratégia de produção.	117
Tabela 5.8. Valor dos poços para a estratégia de produção após a reotimização.	118
Tabela 5.9. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores.	119
Tabela 5.10. Tempo otimizado para fechamento dos poços injetores.	121
Tabela 5.11. Efeito da otimização do fechamento dos poços injetores no VPL.	122
Tabela 5.12. Tempo para atingir Pfrat dos poços injetores.	123
Tabela 5.13. Indicadores técnicos e econômicos do processo IFPP.	130
Tabela 5.14. Tempo otimizado para fechamento dos poços produtores.	131
Tabela 5.15. Tempo para entrada em operação dos poços produtores.	133
Tabela 5.16. Resultado do processo de remoção de poços produtores.	134
Tabela 5.17. Resultados do teste de injeção para o VPL (em 10^6 USD).	135
Tabela 5.18. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de óleo (em 10^6 m ³). ...	135
Tabela 5.19. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de água (em 10^6 m ³). .	136
Tabela 5.20. Resultados do teste de injeção para a injeção acumulada de água (em 10^6 m ³).	136
Tabela 5.21. Refinamento do tempo para entrada em operação dos poços injetores.	137
Tabela 5.22. Valor dos poços para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo II.	139
Tabela 5.23. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores.	140
Tabela 5.24. Valor do injetor para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado.	141
Tabela 5.25. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ003.	141
Tabela 5.26. Valor do injetor após o fechamento do poço INJ003.	142
Tabela 5.27. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ004, após o fechamento do poço INJ003.	143
Tabela 5.28. Tempos de fechamento dos poços produtores para controle de água primário.	144
Tabela 5.29. Tempos de fechamento dos poços injetores.	144
Tabela 5.30. Evolução dos indicadores para as diferentes etapas do processo de otimização.	145
Tabela 5.31. Resultados do teste de injeção para o VPL (em 10^6 USD).	146
Tabela 5.32. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de óleo (em 10^6 m ³). ...	146
Tabela 5.33. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de água (em 10^6 m ³). .	146
Tabela 5.34. Resultados do teste de injeção para a injeção acumulada de água (em 10^6 m ³).	146

Tabela 5.35. Refinamento do tempo para entrada em operação dos poços injetores.....	147
Tabela 5.36. Valor de perfuração dos poços para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo III.....	148
Tabela 5.37. Variação do VPL para a reotimização da estratégia de produção – Reservatório naturalmente fraturado Tipo III.....	149
Tabela 5.38. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores do modelo de reservatório fraturado Tipo III.....	151
Tabela 5.39. Valor do injetor para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo III.	151
Tabela 5.40. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ004.	152
Tabela 5.41. Valor do injetor após o fechamento do poço INJ004.	152
Tabela 5.42. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ006, após o fechamento do poço INJ004.	153
Tabela 5.43. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ005, após o fechamento dos poços INJ004 e INJ006.....	153
Tabela 5.44. Tempos de fechamento dos poços produtores para controle de água primário no reservatório naturalmente fraturado Tipo III.....	154
Tabela 5.45. Tempos de fechamento dos poços injetores para o reservatório fraturado Tipo III.	155
Tabela 5.46. Evolução dos indicadores para as diferentes etapas do processo de otimização.....	155
Tabela A.1. Propriedades do fluido leve.	181
Tabela A.2. Propriedades do fluido intermediário.	182
Tabela A.3. Propriedades do fluido pesado.....	183
Tabela C.1. Resultados para o fluido leve.....	187
Tabela C.2. Resultados para o fluido intermediário.....	188
Tabela C.3. Resultados para o fluido pesado.	189
Tabela D.1. Dados PVT do fluido para o modelo não fraturado.	191
Tabela E.1. Dados PVT do fluido para o modelo fraturado.....	193

LISTA DE NOMENCLATURAS

Símbolos

B	Fator volumétrico de formação
c_0, c_1	Constantes de diminuição da permeabilidade
C_o	Custos operacionais
C_{wp}	Custo de produção de água
C_{winj}	Custo de injeção de água
E_A	Eficiência de varredura areal
E_V	Eficiência de varredura vertical
E_{vw}	Eficiência de volumétrica de varredura
F_{DC}	Condutividade adimensional da fratura
G_w	Fator geométrico do modelo de poço
h	Espessura
I	Investimentos
Π_w	Índice de injetividade da água
k_b	Permeabilidade absoluta
k_f	Permeabilidade da fratura
k_r	Permeabilidade relativa
k_s	Permeabilidade da região afetada pelo dano de formação
L_f	Comprimento da fratura
M	Razão de mobilidade
n	Razão injeção/produção

NINJ	Número de poços injetores em uma estratégia de produção
N_p	Produção acumulada de óleo
N_{prod}	Número de poços produtores na estratégia de produção
P	Pressão estática do reservatório
P_{ftrat}	Pressão de fratura da rocha reservatório
P_{inj}	Pressão de fundo do poço injetor
P_o	Preço de venda do óleo
P_{wf}	Pressão de fluxo do poço
q_o	Vazão de óleo
q_w	Vazão de produção de água
Q_{inj}, q_{wi}	Vazão de injeção de água
R	Receitas
r_s	Raio da região afetada pelo dano de formação
r_w	Raio do poço
R_s	Fator de solubilidade de gás
s	Fator película (<i>skin</i>)
S_f	Fator de dano de formação da fratura
S_o	Saturação de óleo
$\overline{S_{orw}}$	Saturação residual de óleo ao final da injeção de água
S_w	Saturação de água
S_{wc}	Saturação de água conata
T	Tributos
t	Tempo
TA	Tempo de análise para fechamento de poços injetores

Tshutin	Tempo de fechamento de poços
Tsim	Tempo final de simulação
VINJ _{<i>i,j</i>}	Valor de fechamento do poço injetor <i>j</i> no tempo de análise <i>i</i>
V _p	Volume poroso
VPERF	Valor de perfuração de um poço da estratégia de produção
<i>w</i>	Abertura da fratura
WCUT _{lim}	Corte de água limite teórico
WCUT _{otm}	Corte de água otimizado
WI	Índice de poço
Wi	Injeção acumulada de água
Wp	Produção acumulada de água

Símbolos Gregos

α	Taxa de atratividade
β	Peso do atributo
λ	Mobilidade
μ	Viscosidade
ΔP	Gradiente de pressão
Δx	Tamanho do bloco da malha de simulação na direção x
Δy	Tamanho do bloco da malha de simulação na direção y
Δz	Tamanho do bloco da malha de simulação na direção z

Siglas

BHP	Pressão de fundo de poço (<i>Bottom Hole Pressure</i>)
-----	--

CAD	Coeficiente de Anisotropia Direcional
CPSF	Modelo de simulação com perda de injetividade e sem propagação de fratura
CPCF	Modelo de simulação com perda de injetividade e com propagação de fratura
CPCFH	Modelo de simulação com perda de injetividade e com propagação de fratura modelada mediante poços horizontais virtuais
CPCFT	Modelo de simulação com perda de injetividade e com propagação de fratura modelada mediante multiplicadores de transmissibilidade
FC	Fluxo de caixa
FC_{LP}	Fluxo de caixa líquido do poço produtor
FR	Fator de recuperação
GOR	Razão gás/óleo
ID	Índice de desempenho
IDP	Índice de desempenho de poços
IEC	Índice econômico do campo
IEPI	Índice econômico do poço injetor
IEPP	Índice econômico do poço produtor
IFPP	Injeção de água com pressão de propagação de fratura
SPSF	Modelo de simulação sem perda de injetividade e sem propagação de fratura
USD	Dólares Americanos
VRR	Razão de substituição de fluidos
VPL	Valor presente líquido

Subscritos

dirfracprop

Direção de propagação de fratura

g

Gás

o

Óleo

w

Água

1. INTRODUÇÃO

Muitas das decisões ligadas à definição da estratégia de produção de campos de petróleo afetam diretamente o retorno financeiro de empreendimentos, a recuperação final de óleo, os volumes de água produzida e injetada, assim como a estrutura de vários sistemas que operam nos campos de petróleo (produção, injeção, tratamento e transporte de fluidos, entre outros) e que englobam um sistema de gerenciamento de água.

Com o aumento nas restrições ambientais e a constante necessidade de aumentar o lucro e a produtividade dos campos de petróleo, as decisões sobre o gerenciamento de água têm se tornado cada vez mais importantes, obrigando as empresas a serem mais criteriosas no uso e na gestão deste recurso natural.

No desenvolvimento de reservas de petróleo e gás é comum gerenciar quantidades cada vez maiores de água durante a vida produtiva do reservatório e, de acordo com Khatib e Verbeek (2002), a produção excessiva de água é um dos principais critérios para a determinação do ponto de abandono de poços produtores, o que pode ocasionar o abandono de volumes significativos de hidrocarbonetos, afetando a recuperação final e o retorno econômico de um projeto de E&P de petróleo.

A legislação ambiental vigente e futura são fatores que precisam ser observados no processo de lançamento de estratégias de gerenciamento de água. Muitos dos componentes presentes na água produzida podem ser considerados prejudiciais ao meio ambiente e, dependendo de sua concentração, regulamentos consequentemente restritos são impostos para evitar seu descarte na superfície e no subsolo.

A injeção de água é o método mais comum para a recuperação adicional de óleo utilizado em todo o mundo e seu uso representa cerca de 80% entre todos os métodos de recuperação secundária.

Sob produção primária, os reservatórios apresentam fatores de recuperação final entre 5% e 20% (Gomes, 2003). Quando a energia do reservatório não é suficiente para manter uma taxa de óleo que seja economicamente satisfatória, diferentes métodos de recuperação devem ser

utilizados para manter a pressão e as vazões de produção. Deste modo, a injeção de água é usada, a fim de aumentar a pressão do reservatório, o que resulta numa melhoria do fator de recuperação final, aumentando os seus valores entre 15% e 60% (Rosa *et al.*, 2006).

Apesar das vantagens da injeção de água, existe um problema de natureza operacional que tem um impacto importante, tanto técnica quanto economicamente, e que é conhecido como perda de injetividade. De acordo com Sharma *et al.* (2000), a perda de injetividade é um dos problemas mais importantes associado a processos de injeção de água, e torna-se mais importante em operações marítimas.

A perda de injetividade está relacionada com a diminuição da capacidade do poço para manter uma vazão de injeção de água constante e está diretamente relacionada com a qualidade da água injetada, sendo que a água para injeção provém de diferentes fontes: água do mar, rios e lagos ou, como em muitos casos de campo, a água proveniente da própria produção, que é tratada para ser posteriormente injetada.

Quando a água é introduzida no meio poroso, as partículas nela suspensas (areias, argilas, gotículas de óleo em fase dispersa, bactérias, algas microscópicas, sais dissolvidos, carbonatos, sulfatos e alguns compostos de ferro, como apontado por Oort *et al.*, 1993) são retidas nas gargantas dos poros da rocha, reduzindo a permeabilidade na região adjacente ao poço injetor (Bedrikovetsky *et al.*, 2001) e, desta forma, um declínio na injetividade é observado.

Para evitar a perda de injetividade, diferentes procedimentos podem ser utilizados, de modo que a melhor escolha depende de condições técnicas, econômicas e ambientais. Furtado *et al.* (2005) comentam que a perda de injetividade aumenta o custo operacional, pois envolve a filtração contínua de água, a adição de agentes químicos para controlar o crescimento das bactérias, o uso de inibidores de incrustações e, por vezes, a introdução de mudanças no sistema de injeção.

Dado que, tipicamente, o limite operacional para a pressão de fundo do poço injetor é a pressão de fratura, outra opção para combater a perda de injetividade é aumentar a pressão de injeção acima da pressão de fratura da formação, rompendo-a com a finalidade de criar canais de alta condutividade através da região afetada pelo dano.

Ovens *et al.* (1998), relatam casos de campo onde a injeção de água sob condições de fratura foi usada para melhorar a injetividade. Alguns autores comentam sobre o local correto

para propagar a fratura, de forma a evitar a recirculação de água em casos em que esta se encontre alinhada com o poço produtor, o que teria o potencial de diminuir a eficiência de varredura areal do processo. A influência da vazão de injeção no processo de injeção de água com propagação de fratura é analisada por Costa *et al.* (2009) e Muñoz Mazo e Schiozer (2009).

Montoya *et al.* (2006) apontam que, neste tipo de cenário, a utilização de simuladores geomecânicos pode ser a opção mais apropriada para analisar o comportamento da fratura sob condições de injeção de água, mas este tipo de software apresenta um custo computacional elevado e não é fácil de se adquirir comercialmente na maioria dos casos. Por outro lado, alguns simuladores comerciais que incorporaram aplicações geomecânicas apresentam algumas instabilidades numéricas.

O aprimoramento do uso da água e o estudo dos seus efeitos no lançamento e otimização de estratégias de desenvolvimento de campos de petróleo, tornam-se imprescindíveis quando o que se busca é (1) maximizar a produtividade e a lucratividade do projeto e (2) minimizar os custos e efeitos ambientais com o manejo da água produzida, evitando que se convertam em uma restrição para a produção e considerando uma maior segurança ambiental.

Uma vez que a estratégia geral do desenvolvimento do campo tenha sido proposta, é necessário estabelecer os procedimentos que serão adotados como estratégia de gerenciamento de água. Para isso, processos de otimização de longo prazo, baseados em previsões de comportamento obtidas mediante o uso de aplicações computacionais, são ferramentas úteis para determinar a melhor maneira de operar o campo ou, em casos onde se tenha altos graus de incerteza no comportamento futuro do reservatório, compor cenários possíveis para ajudar na tomada de decisões ligadas à fase de produção.

Portanto, o constante monitoramento do desempenho da produção e da injeção é necessário para verificar as exigências da operação e para solucionar eventuais problemas, que podem estar relacionados, entre outros, à diminuição da condutividade no reservatório, à presença de heterogeneidades fortes e a problemas produzidos pelos procedimentos implementados para o descarte da água.

Essas ações, como apontado por Muñoz Mazo *et al.* (2010), que incluem a injeção de água, a reinjeção da água produzida (PWRI – *Produced Water Re-Injection*), o descarte de água em reservatórios depletados, o tratamento para o posterior descarte em superfície, a injeção de água

com pressão de propagação de fratura (IFPP – *Injection with Fracture Propagation Pressure*), entre outras, podem ser enquadradas em três categorias principais: (1) gerenciamento da injeção de água; (2) descarte, seja este executado em superfície ou no subsolo; e (3) reinjeção para recuperação secundária, de forma a integrar a maior quantidade possível de fases do processo nos diferentes níveis da gerência do reservatório.

A definição de estratégias de gerenciamento de água necessita da tomada de decisões baseadas em aspectos técnicos e econômicos e, em alguns casos, é necessário decidir entre opções que satisfazem os múltiplos objetivos da estratégia de gerenciamento de forma separada, que podem levar a ter que escolher entre uma maior produção de petróleo (associada a uma maior produção de água), uma menor injeção ou um retorno econômico maior. Nesse processo, a simulação de reservatórios é utilizada visando identificar as variáveis que afetam de forma mais acentuada o comportamento do reservatório, fornecendo meios para a definição da melhor estratégia de exploração considerando as restrições operacionais e econômicas ligadas ao projeto.

No caso de reservatórios com altas heterogeneidades ou fraturas naturais, a aplicação do gerenciamento de água requer atenção, já que as condições de operação e os impactos que estas possam ter sobre o desempenho produtivo estão altamente influenciados pelas características geológicas e petrofísicas da formação. Isto, ligado aos níveis de incerteza nas propriedades petrofísicas deste tipo de reservatórios, faz com que seja necessária uma abordagem global do efeito da injeção de água, que compreenda tanto o entendimento dos modelos geológico e de fluido, quanto uma análise do escoamento de fluidos em processos de injeção e produção.

1.1 Motivação

O aprimoramento das ações para o gerenciamento de água é muito importante para o planejamento e execução de estratégias para a produção de campos de petróleo.

Desta forma, a determinação das ações que devem ser tomadas para esta finalidade, tomando como base os seus efeitos no comportamento técnico-econômico do reservatório, requer um profundo conhecimento das características do reservatório e dos fluidos nele contidos, especialmente em reservatórios com presença de heterogeneidades fortes e fraturas.

Portanto, torna-se importante o conhecimento e previsão dos possíveis impactos das mudanças nos custos e na operação do gerenciamento de água no segmento econômico das

companhias, visando à aplicabilidade das diferentes estratégias propostas para o gerenciamento de água do campo.

Também é importante considerar os efeitos adversos da perda de injetividade como consequência do uso da injeção de água para auxiliar a recuperação de petróleo e a implementação da injeção com propagação de fratura como meio para restabelecer as condições de injetividade, de forma que a estratégia proposta esteja de acordo com as características e objetivos do projeto.

1.2 Objetivos

Para o desenvolvimento desta tese, os objetivos principais são listados a seguir.

1.2.1 Objetivo geral

Formular uma metodologia que permita determinar, por meio de simulação numérica de reservatórios e análises técnico-econômicas, estratégias de produção de campos de petróleo, considerando-se as características específicas dos reservatórios e tendo como foco o gerenciamento de água.

Desta forma, pretende-se propor uma metodologia para gerenciar a injeção e produção de água, de tal maneira que possa ser inserida no processo de otimização de estratégias de desenvolvimento e que permita incrementar o desempenho produtivo e econômico de projetos de E&P.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar levantamento bibliográfico sobre os principais aspectos que intervêm no gerenciamento de água em campos de petróleo;
- Estudar aspectos de modelagem dos processos de perda de injetividade e propagação de fratura em campos de petróleo, assim como a relação desses processos com os aspectos econômicos envolvidos nos diferentes processos e os seus efeitos no gerenciamento de águas em reservatórios;

- Analisar o acoplamento dos processos de perda de injetividade, propagação de fratura, gerenciamento da injeção e da produção de água estudados, visando sua utilização conjunta na formulação metodológica para a otimização de estratégias de produção considerando o gerenciamento de água em reservatórios;
- Estudar a influência das principais características de reservatórios heterogêneos e naturalmente fraturados na definição de estratégias de produção ligados ao gerenciamento de água na fase de desenvolvimento.

1.3 Estrutura da tese

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica utilizada para a realização deste trabalho. Nela, realiza-se um levantamento dos principais aspectos relacionados com o gerenciamento de água, tanto na parte técnica quanto na parte econômica, em diferentes fases da vida de um projeto de E&P.

A fundamentação teórica do presente trabalho é apresentada no Capítulo 3, onde se mostram os princípios que são utilizados para o desenvolvimento da metodologia empregada para a obtenção dos resultados e sua posterior interpretação.

O Capítulo 4 refere-se à análise do processo de injeção de água com propagação de fratura, onde se avalia o seu impacto no comportamento produtivo dos reservatórios e as suas possibilidades como ferramenta para o gerenciamento de água. Nele se apresentam, na forma de subseções, a formulação metodológica aplicada, os modelos de simulação e as premissas técnicas e econômicas utilizadas, assim como o reporte e discussão dos resultados obtidos.

No Capítulo 5, apresentam-se a metodologia proposta, as aplicações, e se reportam e discutem os resultados relacionados à análise de gerenciamento de processos de injeção e produção de água para campos de petróleo em fase de desenvolvimento, para casos de reservatório heterogêneo não fraturado e reservatório naturalmente fraturado.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e as recomendações derivadas do estudo; nele são discutidos os resultados obtidos em relação aos objetivos propostos para o presente trabalho e são

realizadas propostas de análises para trabalhos futuros em áreas de interesse correlatas à dessa tese.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Gerenciamento de água

A análise do gerenciamento de água em campos de petróleo engloba fatores técnicos e econômicos que são determinantes para o bom desempenho de um projeto de E&P. Dentro dos aspectos técnicos que devem ser considerados está a modelagem dos processos nos quais a água, seja esta injetada ou produzida, participa de maneira ativa. A esse respeito, Sahni e Kovacevich (2007) apontam que a utilidade e a robustez de uma estratégia de gerenciamento de água estão na sua capacidade de prever de forma precisa os volumes de água injetados e produzidos durante a vida útil do campo.

Desta forma, estratégias eficazes de gerenciamento da água podem ampliar o horizonte econômico da produção de óleo ao reduzir custos importantes e aumentar as receitas obtidas de maiores volumes de óleo produzidos. Fatores como a produção mais acelerada, um maior fator de recuperação do óleo do campo, a redução dos volumes de água tratados e a diminuição do custo unitário do tratamento de água podem exemplificar essa influência.

De acordo com Ravagnani *et al.* (2009), a definição da estratégia de desenvolvimento para um campo de petróleo depende do estágio da produção em que este se encontra. Dessa forma, nas fases iniciais do desenvolvimento, a análise da estratégia está orientada à determinação de diversos parâmetros de produção (número, tipo e localização dos poços, assim como as suas condições operacionais, entre outros) enquanto que em fases mais avançadas a análise se centra no monitoramento e na otimização da produção, de forma a ter a maior quantidade de informação possível para poder determinar as operações mais adequadas e assim aumentar a eficiência das intervenções que sejam realizadas nos diferentes poços.

Nesta linha de análise, Mezzomo (2005) propõe uma metodologia que permite a seleção e a otimização de diferentes estratégias de produção, onde, na medida em que diversos parâmetros são otimizados, um número menor de estratégias é considerado para ser otimizado em fases posteriores. Isto permite ter no final do processo um número reduzido de estratégias que, de acordo com os critérios do processo de seleção, representam as melhores opções para o

desenvolvimento do campo. Ravagnani *et al.* (2011) utilizam esta abordagem para a análise da estratégia de produção considerando incertezas geológicas e econômicas.

De acordo com Abou-Sayed *et al.* (2005), a proposta de estratégias de gerenciamento de água deve ser implementada em uma abordagem técnica que permita analisar os processos de produção, separação e descarte/injeção da mesma, de forma a incrementar as receitas, diminuir os custos e minimizar os impactos ambientais.

Da mesma maneira, os autores propõem uma abordagem na qual é possível considerar o efeito da água, tanto injetada quanto produzida, na proposta e otimização de estratégias de desenvolvimento, tanto mediante parâmetros técnicos como a Razão de Substituição de Fluidos (VRR, do inglês, *Voidage Replacement Ratio*), que relaciona a quantidade de água injetada e produzida, quanto pelo uso da avaliação econômica dos procedimentos de gerenciamento de água.

Chaudhry *et al.* (2009) ilustram o plano de desenvolvimento para um campo de petróleo localizado entre Kuwait e Arábia Saudita. Os autores relatam tanto as premissas do processo de produção aplicando injeção de água, onde se destacam o controle da razão injeção/produção e a preocupação com a manutenção da eficiência de varredura em um meio com altas variações de permeabilidade vertical, quanto às ações com as quais essas premissas são executadas, considerando ações relacionadas à perfuração de novos poços, a injeção abaixo do contato água-óleo, a horizontalização de poços verticais com baixa injetividade, a injeção em camadas superiores para o aumento da recuperação final, entre outros.

Na maioria dos casos, as estratégias de gerenciamento de água surgem como uma resposta à necessidade de implementar ações que permitam a remediação ou a minimização de problemas associados à injeção e à produção de água em campos de petróleo com uma estratégia de desenvolvimento pré-definida.

Desta forma, autores como Al-Huthali *et al.* (2005) e Al-Mutairi *et al.* (2006) discutem as estratégias e procedimentos adotados para o gerenciamento de água aplicado a casos de campo, onde se destacam o tamponamento de regiões produtoras de água de forma a melhorar a eficiência de varredura, a implementação de operação cíclica nos poços com alta produção de água, a perfuração de novos poços produtores horizontais ou a perfuração de poços direcionais a partir de poços verticais pré-existent para incrementar a recuperação final. Outras técnicas,

como a utilização de poços parcialmente completados e a otimização da estratégia de desenvolvimento usando linhas de corrente, entre outras, também contribuíram para o planejamento e a execução das estratégias de gerenciamento de água, levando a resultados satisfatórios.

Abou-Sayed *et al.* (2007) discutem as práticas mais apropriadas para a proposta e monitoramento de estratégias de gerenciamento de água. Os autores dão ênfase ao processo de Reinjeção da Água Produzida (*PWRI – Produced Water ReInjection*), ilustrando os aspectos mais críticos do procedimento, tanto no nível de reservatório quanto no nível de poço, e considerando processos de injeção com e sem propagação de fraturas (*Matrix Injection* e *Fractured Injection*, respectivamente).

Maskeri *et al.* (2008) e Jansen *et al.* (2009) discutem o uso de campos inteligentes e a aplicação de abordagens de gerenciamento do tipo *closed-loop*¹ para reservatórios. Segundo os autores, esse tipo de abordagens permite alcançar uma maior eficiência no manejo da água e da produção através do constante monitoramento e da assimilação de dados mediante técnicas numéricas. A aplicação de técnicas de otimização multinível para o gerenciamento de reservatórios é discutida por Saputelli *et al.* (2005).

A introdução da análise do aspecto ambiental na escolha de estratégias de gerenciamento de água pode ser enquadrada dentro das tendências atuais de valorização ambiental, tanto por iniciativas governamentais como pela geração de novos padrões de comportamento da sociedade em relação ao meio ambiente.

Diversos autores (Abou-Sayed *et al.*, 2005; Sahni e Kovacevich, 2007; Pedenaud, 2007; Plebon *et al.*, 2006, ente outros) discutem a importância da redução das práticas de descarte de água e propõem procedimentos alternativos e técnicas para melhorar a qualidade da água produzida para a sua posterior utilização em outros processos ligados à produção melhorada em campos de petróleo.

2.2 Injeção de água

A injeção de água é um dos métodos de recuperação de petróleo mais aplicados na indústria, e é parte essencial de muitos planos de desenvolvimento de campos de petróleo,

¹ Também chamado de gerenciamento integrado.

permitindo significativos incrementos na recuperação final, como aponta Gomes (2003) e podendo ser implementada no reservatório desde o início da produção.

De acordo com Singh e Kiel (1982), a injeção de água tem dois objetivos principais: (1) a manutenção da pressão do reservatório; (2) o deslocamento do óleo que está no meio poroso para os poços produtores, permitindo incrementar a sua recuperação. Palsson *et al.* (2003b) apontam o uso da injeção de água para controlar a compactação da rocha e para ajudar o aquífero a manter condições de pressão ótimas para a manutenção das vazões de produção.

O processo de injeção de água é influenciado por vários fatores; entre eles, os principais são: (1) a geologia da formação, que considera as diferentes variáveis geológicas associadas às propriedades petrofísicas da formação (Willhite, 1986; Rosa *et al.*, 2006); (2) a configuração do sistema de injeção, que contempla a localização de poços, as condições operacionais (Willhite, 1986) e as características dos fluidos que intervêm no processo (Sharma *et al.*, 2000); e (3) a componente econômica da análise do campo, onde se mostra a utilidade do gerenciamento de água e seus impactos no desempenho do projeto de injeção e no comportamento dos reservatórios (Furtado *et al.*, 2005; Noiro *et al.*, 2003).

A avaliação do desempenho de processos de injeção de água é uma preocupação constante para muitos engenheiros de reservatórios e para as companhias operadoras de campos de petróleo, já que permite determinar ações que maximizam a recuperação, incrementando, assim, o valor da água que é injetada nos reservatórios.

Kenawy *et al.* (1999) abordam a análise do processo de injeção de água usando uma aproximação multicategórica, na qual os procedimentos e técnicas aplicadas estão classificadas segundo a sua utilidade para (1) manter as vazões de injeção; (2) incrementar a eficiência de varredura; e (3) melhorar a eficiência de deslocamento. Os autores também destacam a manutenção da qualidade da água, o controle de acidificação e de corrosão e a proteção ambiental como desafios adicionais que devem ser considerados na proposta de projetos de injeção de água.

Terrado *et al.* (2007) propõem uma aproximação multinível para o monitoramento do processo de injeção de água, na qual os autores ilustram os aspectos mais importantes para a implementação e avaliação de projetos de injeção aos níveis de campo, de regiões do campo, de arranjo de poços e de poço.

Um dos critérios mais utilizados para a avaliação do desempenho da injeção de água é o cálculo da eficiência volumétrica de varredura, E_{vw} . Cobb e Marek (1997) propõem uma metodologia para o cálculo deste parâmetro utilizando dados de produção, assim como informações advindas de análises de fluidos e de testemunhos e dados geológicos. Vicente *et al.* (2001) usam a formulação de Cobb e Marek (1997), além de princípios de balanço de materiais, para a determinação de E_{vw} em um caso real de campo.

Mandal e Nik Ahmad (2007) propõem uma ferramenta computacional para a alocação da injeção de água em cenários com recursos hídricos para injeção limitados, considerando como critérios de escolha da vazão de injeção a substituição de fluidos (VRR), a pressão limite de operação, a distribuição espacial da água injetada, o corte de água de produção, a qualidade do óleo, entre outras. Souza *et al.* (2010) propõem um fluxo de trabalho determinístico para a otimização de processos de injeção de água que é desenvolvido em três etapas: (1) definição da localização dos poços; (2) definição do tipo de poço; e (3) otimização da configuração de produção e injeção.

Em reservatórios naturalmente fraturados, a injeção de água apresenta cenários técnicos de maior complexidade, se comparada com a injeção em reservatórios não fraturados. O mais importante deles é gerado pelo efeito da presença de fraturas que têm a capacidade de influenciar o avanço da água injetada e, em casos mais críticos, ocasionar um “curto-circuito” entre os poços injetores e produtores com consequências negativas para a recuperação, já que o processo de injeção fica reduzido a uma recirculação da água injetada. Dessa forma, uma parte significativa do óleo contido na matriz não consegue ser deslocado para as fraturas, sendo finalmente abandonado dentro do reservatório e diminuindo substancialmente a eficiência do processo de injeção, que de acordo com Ligthelm *et al.* (2006), já é per se inferior à de processos de injeção em reservatórios “não fraturados”.

Outra situação que se apresenta quando da injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados é a geração e propagação não controlada de fraturas no poço injetor. Ligthelm *et al.* (2006) apresentam um estudo de caso onde é analisada a influência de fraturas induzidas por injeção no comportamento da água injetada e propõem alternativas para sua remediação. Segundo os autores, a minimização da ocorrência de “curto-circuito” entre poços de injeção e produção pode ser conseguida através da combinação de (1) trajetórias injeção-produção que estejam

alinhadas com a orientação do sistema de fraturas predominante e a minimização de fraturas induzidas, que possam interceptar as fraturas naturais; (2) da obturação de fraturas (naturais ou induzidas) que acelerem a canalização e a intercepção de corredores importantes de fratura; (3) do tratamento apropriado da água de injeção; e (4) do controle da vazão de injeção.

Li *et al.* (2008), em seu estudo de caso, analisam o rápido declínio na produção de óleo e a aceleração do corte de água, uma vez ocorrida a irrupção de água em reservatórios fraturados e com presença de sistemas vulgares. Desta forma, os autores propõem uma metodologia para o controle do influxo de água e visa prolongar a produção de óleo baseada na correlação matemática entre a produção de óleo e o corte de água.

A tecnologia de poços inteligentes e o controle de campos em tempo real apresentam uma utilidade crescente para o aumento da eficiência da injeção de água. Thigpen *et al.* (2008) analisam diferentes metodologias para o controle em tempo real, em níveis de campo (global) e de poço (local), e a possibilidade de sua aplicação de forma conjunta. Al-Huthali *et al.* (2009) propõem uma metodologia para o controle em tempo real de processos de injeção que incorpora a utilização de válvulas inteligentes e algoritmos de otimização.

2.3 Incidência da produção e injeção de água na engenharia de reservatórios

Dado que o principal objetivo do gerenciamento de água é a diminuição dos efeitos negativos relacionados à utilização da água sobre o desempenho produtivo e econômico de campos de petróleo, é importante saber quais são as causas dos problemas relacionados ao seu uso em operações de produção. Portanto, é fundamental estabelecer, de forma cíclica, como apontam Flores *et al.* (2008), qual a origem da irrupção de água nos poços produtores (mecanismo de irrupção), a detecção dos problemas relativos ao sistema de produção implementado no campo e a análise do destino final da água produzida (descarte ou reinjeção).

Para isso, o estudo dos problemas associados à injeção de água por parte do engenheiro de reservatórios deve englobar a ocorrência de inconformidades tanto em nível de poço quanto ao nível de reservatório, de forma a possibilitar a seleção da estratégia de gerenciamento de água mais efetiva para um caso de campo em uma fase específica da sua vida produtiva, utilizando-se, para este fim, análises ligadas aos dados de produção, assim como ferramentas para previsão de

comportamentos futuros, com efeitos significativos no horizonte econômico do reservatório e na recuperação final.

Nas próximas subseções se relatam os problemas mais comuns relacionados ao uso da água em processos de recuperação secundária, tanto no nível de reservatório quanto no nível de poço.

2.3.1 Cone de água

Quedas pronunciadas de pressão na vizinhança dos poços produtores propiciam o influxo de água desde aquíferos para os intervalos perfurados onde o óleo é produzido, chegando a substituir de forma significativa o escoamento de óleo, situação que se torna mais grave com a irrupção da água injetada, decorrendo em um aumento acelerado do corte de água.

Em termos de gerenciamento da produção de água na fase de produção, procedimentos e técnicas de natureza proativa (otimização da localização de poços, seleção dos intervalos perfurados, uso de válvulas inteligentes, monitoramento do contato água-óleo) têm um impacto mais significativo no controle de água do que tratamentos reativos (fechamento do poço, redução da vazão de produção, intervenções no poço produtor) que, em sua maioria, só reduzem o efeito negativo do cone, ao invés de evitá-lo.

2.3.2 Canalização

Características petrofísicas e geológicas da rocha reservatório, relacionadas à existência de regiões com alta anisotropia de permeabilidade, camadas de alta permeabilidade, assim como a presença de fraturas, podem contribuir para a ocorrência da irrupção prematura de água nos poços produtores. Esta situação apresenta efeitos negativos para a eficiência da injeção, tanto em termos da recuperação final - que se vê diminuída em consequência do volume de óleo não drenado -, quanto de varredura areal e volumétrica, dado que, uma vez que a irrupção de água acontece, a área varrida pela frente de injeção não sofre modificações significativas.

A canalização pode ser ocasionada também pela interdigitação viscosa devido à diferença entre a mobilidade das fases para casos de razão de mobilidade maiores que um. Desta forma, o fluido com uma menor viscosidade, e em consequência uma maior mobilidade, se desloca pelo caminho menos tortuoso em direção ao poço produtor, deixando áreas significativas do reservatório sem varrer uma vez que a irrupção da água ocorre.

Flores *et al.* (2008) apontam que o adensamento de poços (*infill drilling*) é uma solução ao problema da eficiência areal e ressaltam a utilidade da simulação por linhas de corrente para a previsão do deslocamento da água e a otimização das vazões de injeção, de forma a orientar as frentes de água para regiões ainda não varridas.

2.3.3 Perda de injetividade

Um dos problemas associados à injeção de água como método de recuperação secundária de petróleo é a perda de injetividade originada pela redução na capacidade de escoamento na vizinhança do poço injetor, a qual, na maioria dos casos, está relacionada à qualidade da água de injeção.

Sharma *et al.* (2000) apontam a complexidade que a prevenção e o tratamento da perda de injetividade apresenta em cenários de produção marítima de petróleo, devido ao espaço reduzido na plataforma e ao elevado custo operacional, evidenciando o seu alto impacto econômico.

O estudo da perda de injetividade e seus efeitos, tanto no reservatório quanto na produção de petróleo, aborda três aspectos fundamentais, os quais são elencados a seguir.

Caracterização de qualidade da água

Diversos autores (Bedrikivetsky *et al.*, 2001; Oort *et al.*, 1993; Palsson *et al.*, 2003b) abordam em seus estudos a incidência da qualidade da água de injeção e os diferentes tipos de contaminantes (sólidos, líquidos, bactérias, entre outros) que afetam a permeabilidade na região vizinha ao poço injetor. Montoya (2007) aponta que os critérios de qualidade da água estão relacionados, principalmente, com aspectos químicos, físicos e biológicos, os quais estão bem definidos, e cita como exemplos de problemas associados a estes aspectos a tendência a formar incrustações e o efeito de bactérias.

Modelagem de processos de deposição de partículas e ocorrência do dano de formação

Modelos empíricos e semiempíricos para o cálculo do dano de formação e para a determinação da velocidade de deposição de partículas em meios porosos foram apresentados por Oort *et al.* (1993) e por Bedrikovetsky *et al.* (2001), respectivamente. Ambos os modelos

permitem realizar previsões sobre a perda de injetividade, quantificar o dano de formação e estimar a vida média dos poços injetores. Por outra parte, Sharma *et al.* (2000) propõem um modelo que pode ser relacionado com o aspecto econômico do processo de perda de injetividade, sendo útil para a determinação dos parâmetros ótimos de qualidade da água de injeção.

Ações preventivas/corretivas relacionadas à perda de injetividade

Em termos gerais, a ação preventiva mais utilizada consiste na determinação da qualidade ótima da água de injeção. Palsson *et al.* (2003b) apresentam diferentes ações corretivas para diminuir o impacto da perda de injetividade onde, em função dos custos relacionados, pode-se optar, em ordem crescente de custos, pela perfuração de novos poços, pela estimulação periódica dos injetores ou por instalações mais eficientes no tratamento da água.

Souza *et al.* (2005), Muñoz Mazo *et al.* (2006), Costa *et al.* (2009) estudam os efeitos, tanto ao nível operacional quanto ao nível econômico, da injeção de água acima da pressão de fratura como uma forma de restaurar a injetividade do poço. Estes estudos avaliam, mediante o uso de simulação numérica de escoamento, diferentes formas de representar os fenômenos de perda de injetividade e propagação de fratura em reservatórios.

2.4 Opções para o gerenciamento de água em campos de petróleo em fase de produção

2.4.1 Reinjeção de água

A reinjeção da água produzida (*PWRI –produced water re-injection*) reduz o impacto ambiental no meio superficial, reduzindo o desperdício de recursos e reduzindo os impactos ambientais das atividades de exploração e produção de petróleo e gás que, nos últimos anos, têm adotado premissas cada vez mais comprometidas com o meio ambiente, buscando a redução total das emissões de efluentes e a anulação do descarte de poluentes presentes na água para descarte em superfície no longo prazo.

Por isso, o uso da reinjeção da água produzida é uma opção considerada com maior frequência. Assim, o processo de reinjeção converte a água de produto indesejado em um recurso. Entretanto, uma variedade de estudos sobre a gerência da água no campo necessita ser realizada para garantir seu sucesso.

Sabe-se que a reinjeção da água produzida em campos terrestres tem um impacto positivo, nos aspectos técnicos e econômicos, maior do que em campos marítimos. No entanto, a qualidade da água, de forma similar ao caso de injeção de água proveniente de fontes extrarreservatório (rios, no caso de campos terrestres, e água do mar no caso de produção marítima), torna-se um fator relevante, não só pelo conteúdo de partículas sólidas, mas também pela presença de contaminantes líquidos que devem ser considerados ao modelar tanto o dano de formação quanto a perda de injetividade.

Paiva *et al.* (2006), baseados na premissa de que a previsão da perda de injetividade é importante para o planejamento e a execução de operações de reinjeção de água, propõem um modelo matemático que considera a análise do dano de formação, tanto na parte interna quanto na parede do poço, assim como a razão de mobilidades entre o óleo e a água para a determinação do dano de formação a partir de dados de poço.

Furtado *et al.* (2005) relatam as perspectivas da aplicação da reinjeção de água produzida e mostram que a reinjeção de água traz como benefícios (1) a redução de custos de tratamento e manejo da água, que podem chegar a ser menores que no caso de descarte de água e (2) um incremento da injetividade do poço devido à redução na viscosidade da água decorrente da temperatura mais alta da água reinjetada. Nunes *et al.* (2011) apontam o uso crescente da reinjeção da água produzida em campos maduros marítimos operados pela Petrobras. Também dão ênfase à qualidade da água, com o propósito de evitar a formação de agregados sólidos, cuja ocorrência acarreta altos custos operacionais e de equipamentos.

2.4.2 Descarte da água produzida

O aumento do controle ambiental em relação à água produzida implica que a eliminação de efluentes e resíduos deva ser planejada para impedir que o manejo da água produzida se transforme em uma restrição para a produção de óleo. Para desenvolvimentos de campos terrestres de óleo, o descarte em superfície da água produzida dentro de poços de evaporação, ou nos rios, tem sido tratado como uma opção inadequada e já não é ambientalmente aceitável (Evans, 2001).

De acordo com Knudsen *et al.* (2004), o principal foco das ações de redução da poluição por água de produção tem sido a redução do conteúdo de óleo disperso na água produzida, que

pode ser lograda mediante processos químicos e/ou mecânicos, assim como de outros compostos com potencial poluente.

Johnsen *et al.* (2000) apresentam uma formulação para o cálculo de um Fator de Impacto Ambiental (*EIF – Environmental Impact Factor*) e discutem a sua aplicação em diferentes cenários em campos de óleo e gás no Mar do Norte. Os autores propõem um indicador que é função da concentração de diferentes compostos (orgânicos e inorgânicos) na água produzida, do volume de água descartado e do risco ambiental associado a cada composto presente na água.

Ekins *et al.* (2007) analisam três cenários de descarte de água: (1) manutenção dos padrões qualidade da água acompanhada de ações como a substituição de substâncias químicas para tratamento e monitoramento dos efluentes; (2) diminuição dos níveis aceitáveis de concentração de poluentes; e (3) redução a zero de descarte de substâncias poluentes na água no longo prazo. Os autores apontam que a opção de descarte zero de poluentes e água envolve custos tanto operacionais quanto de investimento em instalações, visando a total reinjeção da água produzida. No entanto, na visão dos autores, a valoração significativamente positiva por parte da sociedade à redução do impacto ambiental pode ser interpretada como um ganho que, mesmo não quantificável em termos monetários, pode ser incorporado ao balanço do projeto.

Diversos autores (Caudle, 2002; Lystad e Nilssen, 2004; Garland e Hjelde, 2003; Garland, 2005) realizaram estudos sobre a legislação ambiental (principalmente no que refere à emissão de poluentes e resíduos no ambiente superficial e no ambiente marinho) aplicada em locais onde a exploração de hidrocarbonetos está localizada (Estados Unidos, no caso de Caudle, 2002, e o Mar do Norte, no caso dos demais autores) e analisaram as tendências futuras sobre o rol da legislação no controle do impacto ambiental das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

No caso brasileiro, as normas estabelecidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estipulam as condições sob as quais as águas de produção resultantes da operação de campos de petróleo podem ser consideradas aptas para o descarte em diferentes tipos de corpos de água e em regiões classificadas como áreas ecologicamente sensíveis^{2,3}.

² Resolução CONAMA n° 357 de 17 de dezembro de 2005.

³ Resolução CONAMA n° 393 de 08 de agosto de 2007.

2.4.3 Injeção de água com propagação de fratura

O processo de injeção apresenta algumas desvantagens que devem ser analisadas cuidadosamente para garantir que o processo seja realizado de forma eficiente. Nesse sentido, a perda de injetividade se configura como um dos principais problemas associados à injeção de água em reservatórios, estando diretamente relacionada com a qualidade da água e com as propriedades do reservatório (Sharma *et al.*, 2000; Bedrikovetsky *et al.*, 2001; Altoé *et al.*, 2004; Souza *et al.*, 2005).

Uma alternativa para remediar a perda de injetividade em reservatórios afetados pelo dano de formação é a injeção de água acima da pressão de fratura (*IFPP – Injection with Fracture Propagation Pressure*). Este processo consiste no aumento da pressão de injeção além do limite de fratura da formação, criando desta forma canais de alta condutividade dentro do reservatório e utilizando a pressão de injeção da água para manter a fratura aberta durante o processo, garantindo assim a sua propagação. Desta maneira, espera-se restaurar a injeção de água no reservatório e, conseqüentemente, aumentar na recuperação final (Gadde e Sharma, 2001; Nghiem, 1983; Van den Hoek, 2004; Montoya *et al.*, 2006, 2007; Muñoz Mazo *et al.*, 2006).

Devloo e Fernandes (2001) desenvolvem um processo de simulação pseudotridimensional, no qual um modelo semianalítico é implementado para representar a propagação e o fechamento de fraturas hidráulicas. O estudo se centra no desenvolvimento de um software que inclui a modelagem a resposta elástica do meio poroso e o escoamento dentro da fratura. Por outra parte, a simulação da propagação de fraturas utilizando softwares comerciais exige que um acoplamento explícito entre simulação geomecânica e simulação numérica de escoamento seja realizado.

Para fins de modelagem baseada no uso de simulação comercial, Montoya (2007), Montoya *et al.* (2006, 2007) propõem a utilização de poços horizontais virtuais, nos quais a fratura é tratada como um poço injetor horizontal, aonde as perfurações do mesmo vão sendo abertas no tempo de acordo com o perfil de propagação de fratura obtido a partir do simulador geomecânico.

O processo, mesmo tendo a desvantagem de não ser de natureza implícita, apresenta uma aplicabilidade e uma representatividade maior do processo de injeção com propagação de fratura quando comparado com alternativas como a modificação de transmissibilidade e os refinamentos locais de malha, que em geral apresentam fontes de erro mais críticas, assim como problemas de

convergência nos casos de refinamentos sucessivos com tamanhos de bloco da ordem de centímetros.

A aplicabilidade da injeção de água com propagação de fratura foi estudada por Costa *et al.* (2009). O trabalho ilustra uma metodologia que permite avaliar a influência de fatores como a vazão e a pressão no desempenho do processo e quantificar os seus impactos técnicos e econômicos. Os resultados mostram que o estudo do processo de injeção acima da pressão de fratura é complexo por causa das diferentes condições operacionais dos casos com e sem propagação de fratura.

Lee *et al.* (2011) propõem um modelo de propagação de fratura que considera o dano de formação na face da fratura, a reologia de fluidos poliméricos não newtonianos, os efeitos térmicos pela injeção de água fria e a reorientação de esforços. Os autores apontam que os efeitos dos fenômenos considerados são mais evidentes em reservatórios com heterogeneidades verticais significativas, assim como o efeito do dano na face da fratura na velocidade de propagação e na eficiência de varredura.

2.5 Controle da injeção

O controle da injeção é uma forma adicional ao uso do corte de água como critério para a determinação do ponto de fechamento dos poços produtores, que permite aprimorar a estratégia de gerenciamento de água do campo e que se configura através do controle da vazão de injeção.

Neste tipo de procedimento, determina-se o ponto ótimo de fechamento de um poço injetor, o qual deve ser levado a cabo quando a sua interação com os diferentes poços produtores for considerada negativa para o desempenho financeiro dos poços produtores e do campo. Dessa forma, torna-se importante o conhecimento da interação produtor-injetor, visando à otimização do desempenho econômico pela determinação do momento mais adequado para o fechamento dos poços injetores.

A importância do gerenciamento de água em poços injetores na exploração de um campo de petróleo baseia-se no fato de que, de maneira geral, para maximizar o VPL, o fechamento dos poços injetores deve ocorrer, no máximo, no momento do fechamento dos últimos poços produtores. Outra opção é que o fechamento dos injetores seja realizado antes do fechamento dos poços produtores, devido ao fato de que a interrupção da injeção de água não anula de forma

imediate a produção de óleo, dado que existe um intervalo de tempo entre o período de injeção de água e a sua irrupção nos poços produtores propiciada pelo aumento da pressão decorrente da injeção.

Muñoz Mazo *et al.* (2012) apresentam uma metodologia que analisa a otimização da estratégia de desenvolvimento e gerenciamento de água em campos de petróleo, usando o controle do fechamento dos poços injetores como complemento ao gerenciamento de poços produtores, por meio de simulação numérica de reservatórios.

Os autores propõem três estudos de caso e mostram que para reservatórios com expectativa de produção de grandes volumes de água e altas vazões de injeção, o uso do controle de poços produtores como único procedimento para o controle da água dentro do reservatório pode resultar insuficiente.

Por outra parte, em função do cenário de preços praticado na previsão econômica, e considerando casos com heterogeneidades, a determinação do momento de fechamento de poços injetores e produtores, de maneira individualizada, se mostra como a opção mais adequada de estratégia de desenvolvimento e gerenciamento de águas do campo (Muñoz Mazo *et al.*, 2012).

2.6 Aspectos econômicos do gerenciamento de água

As estratégias eficazes de gerenciamento da água podem diminuir as limitações econômicas relacionadas à produção de óleo, reduzindo custos importantes e aumentando as receitas. Fatores como a produção mais célere, maior fator de recuperação do óleo do campo, redução dos volumes da água tratados e a diminuição do custo unitário do tratamento de água podem exemplificar essa influência.

De acordo com Hill *et al.* (2012), durante o ano de 2011 a indústria de exploração e produção de petróleo gastou mais de 50 bilhões de dólares em custos, diretos e indiretos, de manejo da água produzida nos campos. Segundo os autores, esses custos referem-se a atividades de descarte, transporte, tratamento e reinjeção da água produzida, não levando em consideração outros custos indiretos de eventos relacionados com a água que podem ocasionar a perda de produtividade.

Flores *et al.* (2008) ilustram o conceito da “água favorável”, que é aquele volume de água que contribui para a produção de uma quantidade de óleo, cuja receita consegue cobrir os custos

operacionais ligados à injeção. Desta forma, é possível estabelecer um nível crítico de Razão Água-Óleo (RAO) a partir do qual o custo marginal da água pode ser desfavorável para o fluxo de caixa da estratégia de produção e gerenciamento do reservatório.

Nesse sentido, diversas metodologias e parâmetros são utilizados para a avaliação econômica de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios e água. A mais frequente é a avaliação mediante a determinação do Valor Presente Líquido (VPL), o qual consiste na atualização do fluxo de caixa descontado, relativo ao projeto.

Palsson *et al.* (2003a) apresentam uma metodologia de seis passos para a avaliação econômica de processos de gerenciamento de água. Na metodologia proposta pelos autores, a principal premissa é a maximização do valor da água injetada, que é definida como a diferença entre as receitas incrementais da venda do óleo e os custos incrementais da injeção de água.

Nesta visão, a ideia é buscar a maximização da receita advinda da venda do óleo recuperado com a minimização dos riscos, econômicos e técnicos, envolvidos no processo. Os passos propostos pelos autores incluem: (1) a determinação das fontes dos principais custos e receitas associados à injeção de água; (2) a identificação da relação entre os custos e as receitas estabelecidas no passo (1); (3) análise do fluxo de caixa determinístico; (4) estudos de sensibilidade determinísticos; (5) avaliação probabilística; e (6) a inclusão de técnicas estatísticas para a avaliação econômica, que incluem árvore de decisão e, análises de portfólio, entre outras.

Em trabalho posterior, Palsson *et al.* (2003b) ilustram a utilidade de análises de Valor da Informação e análises de risco como métodos probabilísticos para a valoração de processos de injeção considerando a fonte da água injetada (água do mar, água de aquíferos ou água produzida).

As estratégias de gerenciamento de água podem ser analisadas, também, empregando-se a teoria da utilidade. Segundo Nepomuceno (1997), a utilidade é definida como um número que é agregado a um possível resultado de um processo de decisão. O valor da função utilidade não possui significado prático quando analisado isoladamente, pois é apenas um número que reflete as preferências de um indivíduo por um determinado investimento (Lima, 2004).

Aplicações da teoria de análise multiatributos como ferramenta para tomadas de decisão em processos com múltiplos objetivos em processos envolvendo decisões de gerenciamento de água foram estudadas por Muñoz Mazo *et al.* (2009).

Salomão e Figueiredo Júnior (2007) utilizam a abordagem da teoria da utilidade e do valor da informação para a comparação de estratégias de desenvolvimento em um caso real de campo localizado na Bacia de Campos. Os autores mostram que, para o caso estudado, a utilização isolada da aproximação de Valor Monetário Esperado resulta ser insuficiente, mas é útil em cenários com grande incerteza, e se complementa de maneira mais eficaz com o uso da teoria da utilidade, permitindo assim a redução do risco.

Do ponto de vista gerencial, Hite *et al.* (2006) e Dell *et al.* (2008) apresentam ferramentas de caráter informativo que buscam, principalmente, a transferência de conhecimento relacionado ao uso e à disponibilidade da água, assim como tecnologias e operações, entre profissionais e empresas, de forma a facilitar a tomada de decisões estratégicas sobre o controle e gerenciamento da água em campos de petróleo.

2.7 Reservatórios de geologias complexas

A presença de heterogeneidades, tanto na conformação geológica quanto nas propriedades petrofísicas de um reservatório, tem um efeito sensível no comportamento produtivo e na proposta e execução de estratégias de produção e gerenciamento de um campo de petróleo.

No caso de reservatórios naturalmente fraturados, Nelson (1985) aponta que a avaliação efetiva deste tipo de reservatórios requer a identificação eficaz do sistema de fraturas presente na rocha reservatório e uma metodologia que permita, de forma sistemática, reunir todas as informações pertinentes para a análise e a correta previsão da produção.

Além das particularidades de caráter geológico e petrofísico, os reservatórios naturalmente fraturados apresentam importantes diferenças em relação aos reservatórios homogêneos do ponto de vista da produção, cujos processos e mecanismos são mais complexos devido às suas características, dentre as quais podem ser mencionadas, de acordo com Muñoz Mazo (2005):

- a queda de pressão perto dos poços é pequena devido à alta transmissibilidade da fratura. Dessa forma, a produção nesse tipo de reservatórios está relacionada principalmente aos mecanismos que governam a transferência de fluidos entre a matriz e a fratura;

- quando a permeabilidade da matriz não é muito baixa, o declínio de pressão por unidade de volume produzido é pequeno, se comparado com sistemas homogêneos, em condições de escoamento permanente de óleo entre a matriz e a fratura;
- os reservatórios naturalmente fraturados não apresentam zonas de transição, de forma que os contatos água-óleo e óleo-gás são superfícies definidas devido à alta permeabilidade das fraturas que permite a rápida restauração do equilíbrio;
- o corte de água nesse tipo de reservatórios é fortemente influenciado pela taxa de produção, com uma menor influência das propriedades petrofísicas e das características do fluido;
- no início da produção se apresenta um alto índice de produtividade, devido ao fato de que o óleo contido nas fraturas escoam em direção ao poço a altas taxas e, após um pico de produtividade, se estabiliza, uma vez que a transferência de fluidos entre a matriz e as fraturas se torna o processo dominante de escoamento.

Diversos autores têm estudado os diferentes fenômenos e processos que regulam tanto a transferência de fluidos entre a matriz e o sistema de fraturas quanto o escoamento no sistema de fraturas. Nessa linha de análise, podem-se mencionar a modelagem matemática de processos de drenagem gás-óleo e de embebição água-óleo realizados por Rosen e Shen (1989), a análise de processos de reinfiltração reportada por Firoozabadi e Ishimoto (1991), os estudos de efeitos da molhabilidade de Civan *et al.* (1999), os estudos de avanço da frente de água injetada, realizados por Reis (2002), os estudos estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados realizados por Muñoz Mazo (2005) e os estudos sobre a modelagem de funções de transferência matriz-fratura realizados por Paiva (2012), entre outros.

Muñoz Mazo (2005) aponta que fatores associados a parâmetros de reservatório (propriedades petrofísicas da matriz e das fraturas), os fluidos e a características da estratégia de desenvolvimento podem afetar, de forma diferenciada, o comportamento produtivo e econômico de reservatórios naturalmente fraturados.

É importante ressaltar que, além das dificuldades inerentes à detecção e à caracterização de sistemas de fraturas, existem alguns outros problemas de natureza produtiva que são associados à ocorrência de fraturas. Entre eles podem ser mencionados a canalização de água através do

sistema de alta condutividade conformado pelas fraturas, que pode acarretar na antecipação da irrupção de água nos poços produtores, em detrimento de outras regiões do reservatório que permanecem intocadas pela frente de água, assim como pode contribuir para o aumento indesejado das razões água/óleo e gás/óleo - o que pode limitar de forma importante o horizonte produtivo e econômico da exploração.

No processo de injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados existem alguns fatores que são considerados críticos para a sua implementação de forma eficiente, dentre os quais podem ser mencionados:

- o posicionamento de poços, o qual pode ser analisado e otimizado mediante processos manuais ou assistidos que considerem os indicadores de desempenho técnicos e econômicos. Diversos autores (Putra e Schechter, 1999; Putra *et al.*, 1999; Muñoz Mazo, 2005) analisam o impacto da localização dos poços, tanto injetores quanto produtores, no comportamento de reservatórios naturalmente fraturados em diferentes cenários, e formulam recomendações sobre a localização apropriada de poços para a manutenção de pressão, o controle da frente de água injetada e o aumento da produtividade;
- o controle da vazão de injeção, que além de ser determinante para o deslocamento da frente de água injetada, é importante para os processos de drenagem e embebição dentro da matriz rochosa. Putra *et al.* (1999), apontam a existência de uma taxa de injeção crítica acima da qual a água injetada circulará pela rede de fraturas sem entrar na matriz para deslocar o óleo;
- o controle da irrupção de água, cujo objetivo fundamental é o adiamento da chegada da água injetada nos poços produtores, e pode ser conseguido mediante ações que combinem, principalmente, a otimização da alocação dos poços e o controle das vazões de injeção e produção, considerando as propriedades petrofísicas e geométricas do sistema de fraturas. Para esta finalidade, Gilman (2003) cita a identificação e caracterização das tendências de orientação dos sistemas de fratura e o controle das vazões de injeção e produção, assim como a determinação do tempo de início da injeção como procedimentos importantes no planejamento da injeção de água.

Um estudo sobre a aplicabilidade e o desempenho da injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados foi realizado por Volgin *et al.* (2008). Nele, os autores, usando simulação numérica de fluxo, analisaram o impacto de propriedades petrofísicas e de interação rocha-fluido em um campo naturalmente fraturado na Rússia. Os autores mostram o impacto do espaçamento das fraturas na manutenção de pressão e na produtividade de processos de injeção de água, que está ligada de forma significativa à conectividade entre os sistemas de fraturas presentes no reservatório. Também são discutidos os efeitos da molhabilidade e da data de iniciação da injeção na eficiência do processo de injeção, onde, para o reservatório em estudo, as condições de forte molhabilidade a óleo não possibilitam a injeção de água.

2.8 Simulação por linhas de corrente

A simulação por linhas de corrente apresenta grande eficiência quando utilizada para resolver sistemas geologicamente complexos, problemas que envolvem transferência de escala, estudo de eficiências de injeção e análise do ajuste do histórico de produção, entre outras aplicações.

Uma linha de corrente, de acordo com Thiele *et al.* (2010) é uma linha que é tangente em todos os pontos a um campo local de velocidades. A abordagem de linhas de corrente permite uma melhor resolução do sistema, assim como uma minimização da dispersão numérica e a possibilidade de observar o efeito da orientação da malha de simulação com um uso de memória computacional mais eficiente e maiores velocidades de processamento se comparada com a abordagem convencional de diferenças finitas devido ao fato de que, durante um passo de tempo os fluidos são transportados ao longo das linhas de corrente, em lugar da transferência bloco a bloco que acontece na simulação por diferenças finitas.

Thiele (2001) aponta seis princípios básicos que fundamentam a simulação por linhas de corrente: (1) cálculo de linhas de corrente em três dimensões, (2) cálculos de conservação de massa nas linhas de corrente, (3) atualização periódica, (4) equações numéricas de transporte em uma dimensão, (5) inclusão de fenômenos gravitacionais e (6) extrapolação da base de cálculo para escoamento compressível.

Al-Huthali e Datta-Gupta (2004) estudaram a aplicação da simulação por linhas de corrente em reservatórios naturalmente fraturados. Dentro do seu estudo foram considerados os modelos

de dupla porosidade e dupla permeabilidade em reservatórios tanto homogêneos quanto heterogêneos com o intuito de modelar o escoamento de fluidos em meios fraturados e comparar o comportamento frente à abordagem de diferenças finitas, a partir dos resultados obtidos. Dessa forma os autores mostram que a utilização de simulação por linhas de corrente permite obter resultados similares aos obtidos pela abordagem de diferenças finitas, com redução da dispersão numérica e diminuição do tempo computacional.

Iino e Arihara (2007) desenvolveram uma modelagem baseada em linhas de corrente para a análise da eficiência de injeção em reservatórios naturalmente fraturados, a qual pode ser avaliada entre pares de poços injetores e produtores devido à possibilidade de estabelecer as vazões isoladas de escoamento entre um determinado poço injetor e um determinado poço produtor.

A utilização das linhas de corrente, quando aplicadas a meios naturalmente fraturados, dependerá da modelagem abordada, isto é, se o modelo de reservatório está baseado no enfoque de dupla porosidade ou dupla permeabilidade. Quando o modelo utilizado é de dupla porosidade, as linhas de corrente são geradas somente no sistema de fraturas, já que não existe uma continuidade entre elementos de matriz, coisa que acontece no modelo de dupla permeabilidade, onde é necessária a geração de linhas de corrente tanto para os elementos de matriz, quanto para os elementos de fratura. Por outro lado Thiele (2001) recomenda a inclusão de funções de transferência matriz-fratura e a consideração de efeitos capilares como elementos importantes da modelagem.

2.9 Análises complementares ao gerenciamento de água em reservatórios

Diversas técnicas numéricas, estatísticas e computacionais podem ajudar na proposta, avaliação e otimização de estratégias para o gerenciamento de água em reservatórios.

A teoria da utilidade multiatributos tem sido estudada por diversos autores, os quais analisam os diferentes aspectos do processo, desde a escolha e hierarquização dos atributos a serem estudados (Nepomuceno e Suslick, 2000), até as características que os mesmos devem ter para garantir resultados confiáveis que reflitam aspectos como: a) as preferências dos decisores (Keeney e Raiffa, 1976); b) a fundamentação matemática das funções que podem ser aplicadas para relacioná-las (Clemen, 1990); c) as aplicações desta metodologia a processos decisórios para

alocação de investimentos em desenvolvimento de projetos de E&P de petróleo (Nepomuceno, 1997); e d) aplicação relacionadas ao gerenciamento de água em campos de petróleo (Muñoz Mazo *et al.* 2009).

Assim, o responsável pelas decisões pode escolher ações que permitam obter um VPL mais elevado ou pagar uma determinada quantidade do retorno financeiro do projeto a fim aumentar a recuperação final do óleo. Estas decisões dependem do cenário econômico e tecnológico no momento da análise, já que na perspectiva de um aumento futuro no preço do petróleo uma produção maior poderia ser mais rentável, mas em casos da incerteza tecnológica um VPL mais elevado pode ser mais conveniente devido à dificuldade de um aumento posterior na produção de petróleo.

Jansen *et al.* (2009) ilustra a utilidade do gerenciamento de “ciclo fechado” (*Closed-Loop Management* – também conhecida como Tecnologia de Campos Inteligentes ou Gerenciamento Integrado) para um caso de injeção de água.

A técnica, de acordo com os autores, se baseia na combinação de procedimentos de otimização de estratégias (métodos de gradientes ou algoritmos evolucionários) e de assimilação de dados (Filtro de Kalman⁴), que se realiza de forma *quase contínua*, isto é, com uma periodicidade muito pequena de assimilação dos dados medidos, permitindo a atualização quase contínua do modelo de simulação utilizado na previsão de comportamento. Os autores mostram que, em função da diminuição da periodicidade de assimilação dos dados, o método permite obter incrementos significativos no comportamento produtivo quando comparado a estratégias convencionais com controle de tipo reativo.

⁴ Também denotado na literatura como *EnKF* – *Ensemble Kalman Filter*.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esse capítulo apresenta os conceitos teóricos que são utilizados no desenvolvimento dessa tese. Para cada um dos tópicos abordados, são mostrados os princípios básicos e, quando necessário, as suas formulações matemáticas.

3.1 Conceitos técnicos

3.1.1 Eficiência volumétrica da injeção de água

Na análise do desempenho de processos de injeção de água, a eficiência volumétrica de varredura permite determinar a porção do volume de óleo do reservatório, que pode ser deslocado mediante injeção, além de servir como um meio para realizar estimativas iniciais do volume de água total a ser injetado durante o processo.

A eficiência volumétrica de varredura se define como a combinação da eficiência de varredura areal (E_A) e a eficiência de varredura vertical (E_V), segundo se mostra na Equação 3.1.

$$E_{vw} = E_A * E_V \quad (3.1)$$

A eficiência areal faz referência à porção da área total de um determinado arranjo de injeção que é varrida pela água e é função, principalmente, da geometria do reservatório, das suas propriedades petrofísicas, da mobilidade dos fluidos e das vazões de injeção e produção.

A eficiência de varredura vertical, leva em consideração a estratificação das camadas do reservatório. Para seu cálculo utilizam-se métodos analíticos que consideram a ordenação das camadas do reservatório segundo a sua capacidade de escoamento. Esses métodos levam em consideração as mobilidades dos fluidos, as características geométricas das camadas e as suas propriedades petrofísicas.

Cobb e Marek (1997) descrevem um método de cálculo da eficiência volumétrica de varredura baseado unicamente em parâmetros de produção, como se mostra na Equação 3.2.

$$E_{vw} = E_A * E_V = \frac{\frac{N_p * B_o}{V_p} + 1.0 - S_o - S_{wc}}{\bar{S}_w - S_{wc}} \quad (3.2)$$

Na Equação 3.2, N_p é o volume acumulado de óleo produzido desde o início da injeção, B_o é o fator volumétrico de formação do óleo, V_p é o volume poroso do reservatório, S_o é a saturação de óleo, S_{wc} é a saturação de água conata, e \bar{S}_w é a saturação média de água na região contatada que, para razões de mobilidade moderadas e baixas, e com B_o constante, pode ser aproximada pela seguinte relação:

$$\bar{S}_w = 1 - \overline{S_{orw}} \quad (3.3)$$

onde $\overline{S_{orw}}$ é a saturação remanescente de óleo ao final do processo de injeção de água.

3.1.2 Reposição de fluidos

A razão de reposição de fluidos se define como a relação entre o volume de fluido injetado no reservatório e o volume de fluidos produzido, segundo a Equação 3.4.

$$VRR = \frac{\text{Volume injetado em condições de reservatório}}{\text{Volume de líquidos produzido em condições de reservatório}} \quad (3.4)$$

A VRR pode, também, ser calculada de forma instantânea da seguinte forma:

$$VRR = \frac{B_w * q_{wi}}{B_o * q_o + B_w * q_w + q_o (GOR - R_s) B_g} \quad (3.5)$$

Na Equação 3.5, B_w , B_o e B_g são os fatores volume de formação de água, de óleo e de gás, respectivamente; q_o , q_w e q_g são as vazões de óleo, de água e de gás, respectivamente, W_i é o volume de água injetada, GOR é a razão gás/óleo, e R_s é a razão de solubilidade do gás no óleo.

Em uma forma intuitiva, espera-se que um valor de VRR igual a 1.0 indique que a substituição de fluidos do reservatório está sendo realizada de forma adequada e eficiente. No entanto, de acordo com Meehan (2010) um valor igual a 1.0 não significa que o reservatório está sendo operado em condições de pressão constante e, portanto, recomenda-se o monitoramento constante do VRR, não somente ao nível de reservatório, mas também ao nível de regiões estruturais e inclusive ao nível do arranjo de injeção. Este indicador apresenta grande utilidade para o diagnóstico e controle de sistemas de injeção de água, principalmente para reservatórios com processos de injeção em fases mais avançadas.

Agarwal *et al.* (2006) apresentam três exemplos de diagnóstico do processo de injeção usando o VRR, os quais se apresentam na Figura 3.1.

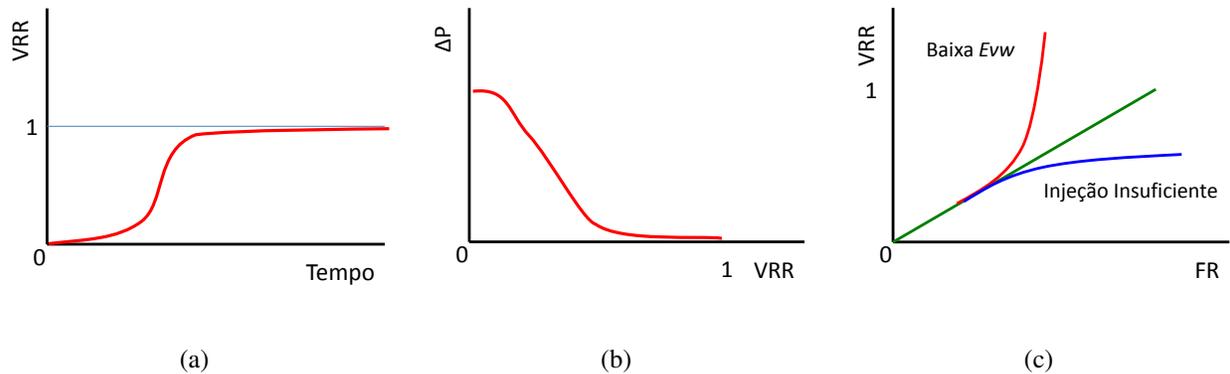


Figura 3.1. Relações do VRR para o diagnóstico do comportamento do processo de injeção. (a) VRR vs. Tempo, (b) VRR vs. Diferencial de pressão poço-reservatório, (c) VRR vs. FR.

Na Figura 3.1, devem-se observar as seguintes relações:

VRR vs. Tempo

É a curva de diagnóstico mais comum e mostra a evolução da injeção, como mostrado na Figura 3.1a. Pela quantidade de dados e pela forma de cálculo do VRR, que podem afetar o formato da curva, seu uso é mais recomendado para etapas avançadas.

VRR vs. Diferencial de pressão poço-reservatório (*drawdown*)

Nesta curva de diagnóstico, a premissa fundamental é a avaliação da capacidade da injeção de manter a pressão ou de repressurizar o reservatório. O comportamento do VRR indica uma aproximação assintótica ao valor de 1.0 na medida em que a diferença de pressão de escoamento (*drawdown*) se aproxima a zero, como mostrado na Figura 3.1b.

VRR vs. Fator de recuperação

Considerando processos de injeção com boa eficiência de recuperação, a relação entre os parâmetros deveria ser linear. Porém, desvios muito acentuados deste comportamento, podem

indicar problemas de varredura, canalização ou de injeção insuficiente, como exemplificado na Figura 3.1c.

Diagnóstico a partir das vazões de produção

Uma forma eficiente de monitorar o comportamento produtivo dos poços durante a injeção de água é proposto por Terrado *et al.* (2007), no qual a premissa é a avaliação da variação nas vazões de produção de água e de óleo em duas datas diferentes e contrastando-as num gráfico denominado ABC Plot (*After-Before-Compare Plot*).

Neste gráfico, a razão entre a vazão de produção de óleo numa data i e a vazão de produção de óleo numa data $i-1$ é mostrada contra a razão entre a vazão de produção de água na data i e a vazão de produção de água na data $i-1$, como se ilustra da Figura 3.2.

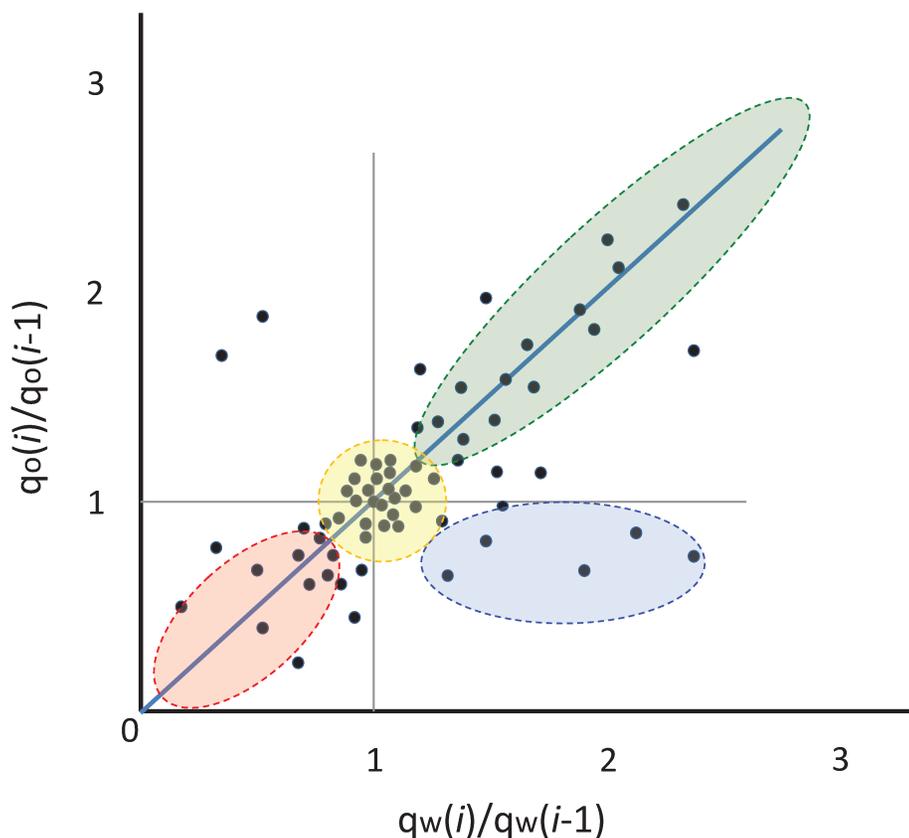


Figura 3.2 Esquema de um gráfico do tipo ABC Plot. Em amarelo – região de poços estabilizados; em verde – região de aumento na vazão de líquidos; em vermelho – região de diminuição na vazão de líquidos; e em azul – região de aumento de corte de água. Adaptado de Terrado *et al.* (2007).

Em um gráfico tipo ABC Plot como o mostrado na Figura 3.2 é possível distinguir quatro regiões de análise:

Região de poços estabilizados:

É aquela que se localiza na vizinhança do ponto (1,1). Os poços que se localizam nesta região (em amarelo no gráfico) apresentam como característica principal uma estabilização do corte de água, de forma que não são necessárias futuras modificações nas suas condições operacionais, mas um bom monitoramento pode contribuir para sua operação eficiente.

Região de aumento na vazão de líquidos:

Esta região (em verde no gráfico) se localiza na vizinhança da linha de 45° acima do ponto (1,1). Os poços ali localizados apresentam uma resposta positiva ao processo de injeção (aumento das produções de óleo e água) com pequenas variações no corte de água.

Região de diminuição na vazão de líquidos:

Localizada na vizinhança da linha de 45°, abaixo do ponto (1,1) e mostrada em vermelho na Figura 3.2, contém os poços onde a resposta à injeção não é satisfatória. Neste caso, as diferentes análises de desempenho da injeção devem estar focadas na determinação das causas da diminuição da produção (pontos de injeção, vazões de injeção e produção, possibilidade de deslocamento de água fora das regiões objetivo etc.).

Região de aumento do corte de água:

A área em azul na Figura 3.2 serve para identificar os poços com um corte de água crescente (o qual é o comportamento esperado dos poços produtores, após a irrupção de água, durante o processo de injeção). Para os poços localizados nesta região, a análise deve estar centrada em determinar se o aumento do corte de água obedece ao aumento na produção de água, à diminuição da produção de óleo ou a uma combinação de ambas, e se as causas dessa variação

da produção estão relacionadas a características do reservatório ou estão ligadas às condições operacionais dos poços.

3.1.3 Dano de Formação

O dano de formação está relacionado com a variação da permeabilidade absoluta do meio poroso localizado na vizinhança de um poço. As causas do dano de formação podem estar relacionadas a fatores geológicos, petrofísicos e de escoamento de fluidos. Rosa *et al.* (2006) apontam, como os principais fatores do dano de formação (1) o tamponamento dos canais de fluxo pela deposição de sólidos em suspensão, a migração de partículas finas ou o inchamento de argilas; (2) a redução da permeabilidade relativa devido a mudanças na saturação de fluidos e (3) o aumento da viscosidade do óleo por processos de formação parafinas ou a formação de emulsões. Montoya (2007) também aponta a formação de incrustações por precipitação química e crescimentos bacterianos como possíveis causas do dano de formação.

A quantificação do dano de formação é realizada mediante a formulação do chamado “Fator Película” (*Skin Factor*) que relaciona as permeabilidades das regiões vizinhas ao poço e a geometria da região afetada pelo dano de formação, segundo a Equação 3.6:

$$s = \left(\frac{k_b}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (3.6)$$

Na Equação 3.6, k_b é a permeabilidade absoluta da região do meio poroso não afetada pelo dano de formação, k_s é a permeabilidade da região afetada pelo dano e r_s e r_w são, respectivamente, o raio da região afetada pelo dano e o raio do poço.

Quando a relação entre k_b e k_s é maior do que 1, isto implica que a permeabilidade da região afetada é menor do que a permeabilidade absoluta do meio poroso. Desta forma, o valor do fator s é positivo e pode-se falar em presença de dano na formação. No entanto, uma relação entre k_b e k_s é menor do que 1 implica que a permeabilidade na vizinhança do poço é maior do que a permeabilidade absoluta do meio poroso e o valor do fator s será negativo, o que se conhece como estimulação do poço.

O dano de formação também tem efeito no comportamento da pressão nos arredores do poço devido à maior quantidade de energia que é necessária para que os fluidos escoem através

de um meio poroso de permeabilidade reduzida, o que ocasiona um maior gradiente de pressão, que pode ser expresso como:

$$\Delta P = \frac{qB\mu}{2\pi k_b h} s \quad (3.7)$$

onde ΔP é a variação de pressão, q é a vazão de escoamento, B é o fator volumétrico do fluido, μ é a viscosidade do fluido k_b é a permeabilidade absoluta da formação e h é a espessura da camada onde está sendo levada a cabo a injeção.

Rosa *et al.* (2006) apontam que meios porosos com alta permeabilidade apresentam regiões de dano com de maior extensão em função da maior facilidade de penetração dos fluidos. No entanto, devido à alta permeabilidade, o tamponamento dos poros é menos severo, levando a variações de permeabilidade menores quando comparados com formações menos permeáveis.

3.1.4 Perda de injetividade

O índice de injetividade (II_w) é dado pela relação entre uma determinada vazão de injeção e o gradiente de pressão necessário para manter essa vazão, a qual, em sua forma mais básica, pode ser expressa como:

$$II_w = \frac{q_w}{\Delta P} \quad (3.8)$$

A partir da Equação de Darcy, tem-se que a vazão de escoamento para um poço injetor na zona de óleo pode ser escrita como:

$$q_w = \frac{2\pi k_w h \lambda_T (P_{wf} - P)}{B_w \left(\ln \frac{r}{r_w} + s \right)} \quad (3.9)$$

onde P é pressão estática do reservatório, P_{wf} é a pressão de injeção de água e r é o raio equivalente do reservatório. Na mesma Equação, tem-se que:

$$\lambda_T = \lambda_o + \lambda_w \quad (3.10)$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad (3.11)$$

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad (3.12)$$

Na Equação 3.10 λ_T é denominado como mobilidade total do sistema, que é a soma das mobilidades do óleo (Equação 3.11) e da água (3.12) as quais são relações entre a permeabilidade relativa de um fluido (k_r) e a sua viscosidade.

Levando a Equação 3.9 à forma da Equação 3.8 tem-se:

$$II_w = \frac{2\pi k_w h \lambda_T}{B_w \left(\ln \frac{r}{r_w} + s \right)} \quad (3.13)$$

A Equação 3.13 mostra a dependência da injetividade de um poço em relação a fatores geométricos (raios de poço e da região afetada pela injeção, assim como a espessura da camada onde se injeta) e de fatores relacionados ao escoamento de fluidos (mobilidades e permeabilidade absoluta).

A perda de injetividade refere-se à diminuição da capacidade de um poço para manter uma vazão de injeção constante em função de um diferencial de pressão.

Alguns estudos disponíveis na literatura analisam a origem do dano de formação e os seus efeitos na perda de injetividade. Gadde e Sharma (2001) desenvolveram um modelo analítico para estudar o declínio causado pela injeção de partículas finas e seu impacto sobre o desempenho do injetor, e usaram este modelo para determinar os parâmetros de qualidade para a injeção de água. Bedrikovetsky *et al.* (2001) desenvolveram um modelo matemático com dois parâmetros (coeficientes de dano e filtração) para calcular as informações necessárias para determinar o dano causado ao poço injetor a partir de exames laboratoriais e de campo.

Dado que, em geral, a perda de injetividade está ligada à ocorrência do dano de formação, e este, por sua parte, é função da diminuição da permeabilidade, é possível relacionar o efeito da redução na permeabilidade da região afetada pelo dano de formação com a redução na injetividade dos poços, como apontam Muñoz Mazo *et al.* (2006), Montoya (2007) e Costa (2008), que utilizam um modelo matemático de variação de permeabilidade da região de dano considerando um declínio de permeabilidade, como função do tempo conforme descrito na Equação 3.14:

$$k_s = \frac{k_b}{c_0 + c_1 t} \quad (3.14)$$

onde k_s é a permeabilidade absoluta da região de dano, k_b é permeabilidade original da região do poço injetor e c_0 e c_1 são constantes que determinam a tendência de queda da curva no tempo t .

A vazão de injeção de água pode ser calculada a partir da Equação 3.15 em condições de escoamento monofásico em regime permanente:

$$q_w = \frac{2\pi h k_w (p_{wf} - p)}{\mu_w B_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad (3.15)$$

onde q_w é a vazão de água, h é a espessura do reservatório, k_w é a permeabilidade efetiva à água, p é a pressão média da área de drenagem, p_{wf} é a pressão de fundo do poço, μ_w é a viscosidade da água, B_w é o fator volumétrico de formação da água, r_e e r_w são, respectivamente, o raio externo do reservatório e o raio do poço, e s é o fator de dano de formação do poço (*skin factor*).

O índice de injetividade I_w pode ser obtido a partir da Equação 3.15:

$$I_w = \frac{q_w}{(p_{wf} - p)} = \frac{2\pi h k_w}{\mu_w B_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad (3.16)$$

Aplicando-se a Equação 3.16 ao bloco do poço injetor e de acordo com a representação de Ertekin *et al.* (2001), o índice de injetividade pode ser representado como o produto de fatores geométricos e de mobilidade da água, como se observa na Equação 3.17:

$$I_w = \lambda_w G_w \quad (3.17)$$

onde a mobilidade da água λ_w é definida de acordo com a Equação 3.18:

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \quad (3.18)$$

E o fator geométrico, G_w se define pela Equação 3.19:

$$G_w = \frac{2\pi h_b k_b}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad (3.19)$$

Para modelar a perda de injetividade, o índice de injetividade I_w é alterado mediante a variação do fator geométrico, G_w , em função do tempo. Os parâmetros que são alterados na Equação 3.19 são o índice de dano de formação (s) e a permeabilidade do bloco, sendo que estes parâmetros estão relacionados pela Equação 3.14.

3.1.5 Modelagem de propagação de fratura

De acordo com Montoya *et al.* (2007), existem na literatura poucas aproximações para a modelagem de fraturas em simuladores numéricos comerciais de reservatório.

Wan (1999) relata três métodos de representação da propagação de fraturas utilizando simulação comercial: (1) utilizando refinamentos locais de malha, com os blocos finos que representam a fratura apresentando alta permeabilidade e uma baixa porosidade, (2) usando modificadores de transmissibilidade, ou (3) usando um raio equivalente para representar a fratura. Além disso, o autor calcula o índice de injetividade para poços não convencionais (poços horizontais ou verticais com fraturas).

As opções acima mencionadas têm como características comuns: (1) um consumo elevado de tempo computacional e (2) a necessidade de refinamentos locais da malha de simulação, que são de difícil implementação e de pouca utilidade prática em casos reais de campo.

A utilização de modificadores de transmissibilidade como um método para representar a geração e a propagação de fraturas, como proposto por Souza *et al.* (2005), consiste em um refinamento da malha na direção de propagação fratura e na multiplicação do valor de transmissibilidade para os blocos onde a fratura passa. Dado que a transmissibilidade entre dois blocos é uma função das propriedades geométricas, petrofísicas e de interação rocha-fluido, o fator de multiplicação da transmissibilidade favorece a direção de propagação de fratura, em detrimento da permeabilidade localizada de forma ortogonal à fratura.

A abordagem de poços horizontais virtuais para representar o crescimento de fratura se baseia nas análises realizadas por Ogunsanya (2005), que considerou o poço horizontal como uma fratura de pequena altura. Neste modelo, os parâmetros de poço são calculados como função das características geométricas da fratura, evitando assim o alto consumo de tempo computacional, típico dos simuladores totalmente acoplados com geomecânica.

Um esquema geral do processo explícito de modelagem da propagação de fratura utilizando poços horizontais virtuais pode ser observado na Figura 3.3.

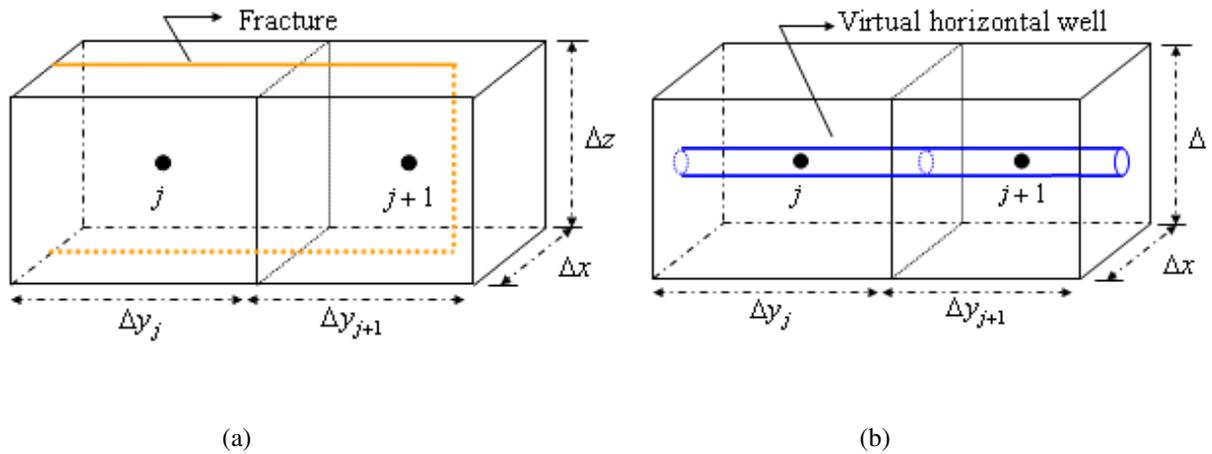


Figura 3.3. Esquemática da propagação de fratura (a) e a sua representação utilizando poços horizontais virtuais (b). Fonte Muñoz Mazo *et al*, 2006.

Valkó e Economides (1995) propõem uma expressão que relaciona o fator de dano de formação (s) com o comprimento de fratura (L_f) segundo a Equação 3.21, a partir do conceito de condutividade adimensional de fratura (F_{DC}) proposto por Cinco-Ley e Samaniego (1981), o qual é mostrado na Equação 3.22.

$$s + Ln \frac{L_f}{r_w} = -0,6751 Ln(F_{DC}) + 1,508 \quad (3.20)$$

sendo que:

$$F_{DC} = \frac{k_f w}{k L_f} \quad (3.21)$$

Na Equação 3.20, F_{DC} é a condutividade adimensional da fratura, e na Equação 3.21, w é a abertura da fratura e k_f é a permeabilidade de fratura, que está dada pela seguinte relação (Aguilera, 1980):

$$k_f = 84 \times 10^6 w^2 \quad (3.22)$$

Nas Equações 3.21 e 3.22, a abertura da fratura é obtida a partir de um simulador geomecânico, assim como o perfil de propagação da fratura no tempo.

O índice de poço é calculado conforme descrito anteriormente e dividido pelo número de perfurações abertas em conformidade com o perfil de propagação da fratura obtido a partir de simulação geomecânica de acordo com a metodologia proposta por Muñoz Mazo *et al.* (2006).

3.2 Conceitos econômicos e de gerenciamento de reservatórios

3.2.1 Fases de desenvolvimento de um reservatório

Na indústria de exploração e produção de petróleo e gás, é comum dividir a vida útil de um projeto em fases com características e objetivos bem específicos, a saber:

Exploração:

Nesta fase, o objetivo principal é a determinação da existência de reservatórios de hidrocarbonetos no subsolo. Caracteriza-se por uma aquisição de informações mais intensiva, a partir de diferentes fontes e em diversas escalas de investigação, com a finalidade de estabelecer uma descrição da forma mais detalhada possível do reservatório e dos fluidos nele contidos.

Avaliação:

Uma vez confirmada a presença de reservatórios de hidrocarbonetos em uma determinada área do subsolo mediante a perfuração de poços exploratórios também chamados de pioneiros - as atividades se centram na aquisição de mais informações e na determinação do tamanho das reservas recuperáveis visando estabelecer a comercialidade do projeto de E&P, isto é, determinar se o volume e qualidade do óleo contido no reservatório será suficiente para, uma vez extraído e comercializado, compensar os custos e investimentos envolvidos no desenvolvimento da jazida.

Outra característica desta etapa é que deve fornecer informações suficientes sobre a geologia do reservatório, os fluidos presentes e a interação rocha-fluido, para permitir realizar análises com o intuito de propor estratégias iniciais para a produção dos hidrocarbonetos contidos no reservatório.

Desenvolvimento:

É nesta fase que o sistema de produção, baseado nas informações obtidas durante a fase de avaliação, é projetado. A estratégia de produção proposta para o projeto é amplamente avaliada, em termos dos seus desempenhos técnico e econômico, com o objetivo de determinar qual a melhor maneira de extrair os hidrocarbonetos do reservatório.

Produção:

Depois de instaladas as facilidades de superfície, é dado início à fase de produção, na qual as estratégias propostas e avaliadas durante a fase de desenvolvimento do projeto são executadas. Essa é uma fase de constante avaliação e monitoramento do comportamento produtivo do reservatório e, quando necessário, a avaliação dos efeitos de mudanças nas estratégias, a adição de novos objetivos ou a implementação de novas tecnologias, levando em consideração a sua viabilidade econômica e o efeito na recuperação final de hidrocarbonetos.

Descomissionamento:

Quando a produção apresenta indícios de não ser mais executada de uma forma financeiramente viável, é proposta a desativação gradual do sistema produtivo do reservatório. A exaustão econômica do projeto nem sempre implica a exaustão física das reservas. Por isso, em alguns casos, a incorporação de técnicas avançadas de recuperação (*EOR – Enhanced Oil Recovery* ou *IOR – Improved Oil Recovery*) pode outorgar uma sobrevida à produção do campo, mas a sua aplicabilidade depende da sua disponibilidade tecnológica e de sua viabilidade econômica.

3.2.2 Valor presente líquido (VPL)

O fluxo de caixa descontado é a principal forma de avaliação econômica de projetos de exploração e produção de petróleo. Nele são consideradas as receitas advindas da venda da produção de petróleo e gás, assim como os diferentes investimentos, custos e tributos relacionados tanto à produção quanto ao exercício da atividade de exploração de reservatórios de hidrocarbonetos.

O fluxo de caixa pode ser calculado pela Equação 3.23.

$$FC = R - Co - T - I \quad (3.23)$$

onde FC é o fluxo de caixa, R são as receitas advindas da venda da produção, Co são os custos operacionais, T é o valor correspondente aos tributos e taxas, e I são os investimentos.

De acordo com Ravagnani (2009) um dos indicadores mais importantes que podem ser obtidos a partir do fluxo de caixa é o valor presente líquido (VPL), o qual se define como a soma dos valores correspondentes às entradas e saídas do fluxo de caixa já atualizados (ou descontados) em uma determinada data e a uma taxa de atratividade estabelecidas pelo agente decisório. Dessa forma, busca-se determinar os ganhos ou perdas de capital decorrentes do projeto.

Dessarte, o VPL pode ser escrito como:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + \alpha)^t} \quad (3.24)$$

onde, t é o período no qual os valores são atualizados, FC_t é o fluxo de caixa líquido ao longo do tempo t e α é a taxa de atratividade.

A Figura 3.4 ilustra os componentes do fluxo de caixa ao longo da vida útil de um projeto de E&P.

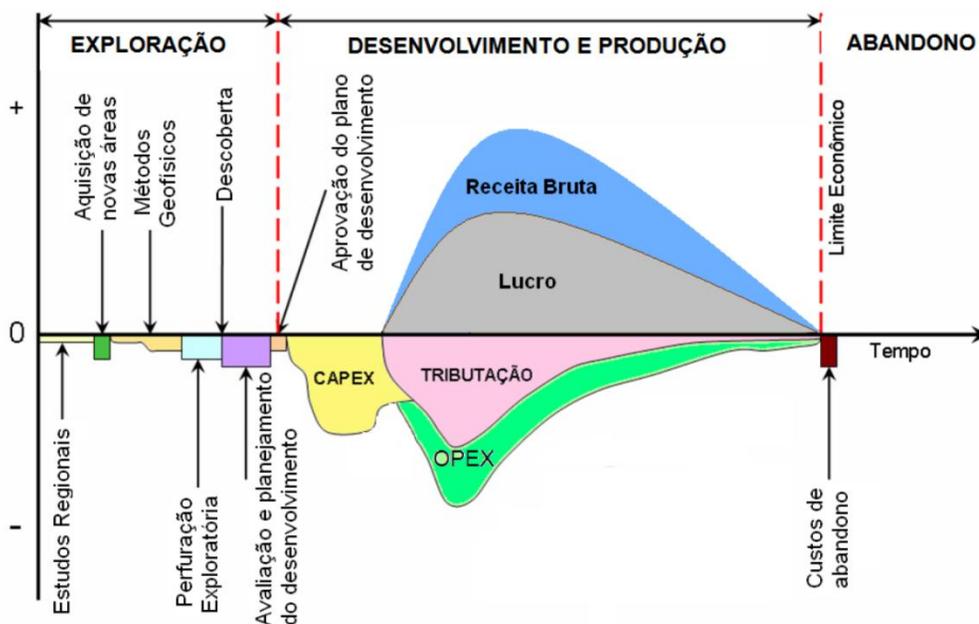


Figura 3.4. Componentes do fluxo de caixa de um projeto de E&P. Fonte: Ravagnani (2009).

A Figura 3.4 mostra que durante as fases iniciais do projeto (Exploração e Avaliação) o fluxo de caixa registra somente saídas de recursos financeiros em função das atividades de aquisição de informações. A fase de desenvolvimento da produção caracteriza-se por um grande investimento de capital, o qual precisa ser compensado pela receita decorrente da produção, descontados os custos operacionais e de tributação até o abandono do projeto.

3.2.3 Controle da produção de água baseado em parâmetros econômicos

Barreto, *et al.* (2010) propôs o cálculo do fluxo de caixa de um poço produtor operado em campos onde os custos e as receitas relativas ao gás podem ser negligenciadas, e que considera a contabilização dos custos de injeção, conforme a Equação 3.25:

$$FC_{LP} = (P_o - C_o) * q_o - C_{wp} * q_{wp} - C_{inj} * n * (q_{wp} - q_o) \quad (3.25)$$

Na Equação 3.25 FC_{LP} é o fluxo de caixa líquido do poço produtor; P_o , C_o e q_o são, respectivamente, o preço de venda, o custo de produção e a vazão de produção de óleo; C_{wp} e q_{wp} são, respectivamente, o custo de produção e a vazão de produção da água; C_{inj} é o custo de injeção e n é a razão entre a vazão de injeção e a vazão de produção de líquidos.

Levando-se em consideração que o corte de água é definido como a razão entre a produção de água e a produção de líquidos de um poço, é possível determinar um valor limite de corte de água ($WCUT_{lim}$) como aquele que faz com que o fluxo de caixa líquido do poço produtor seja igual a zero, de forma que, dado o fluxo de caixa mostrado na Equação 3.25 possa se obter:

$$WCUT_{lim} = \frac{P_o - C_o - n * C_{inj}}{P_o - C_o + C_{wp}} \quad (3.26)$$

3.2.4 Indicadores econômicos na fase de lançamento de estratégias de produção

A definição da uma estratégia de produção para um determinado campo de petróleo, de acordo com Mezzomo (2005) passa por diferentes etapas e fases, como se mostra na Figura 3.5.

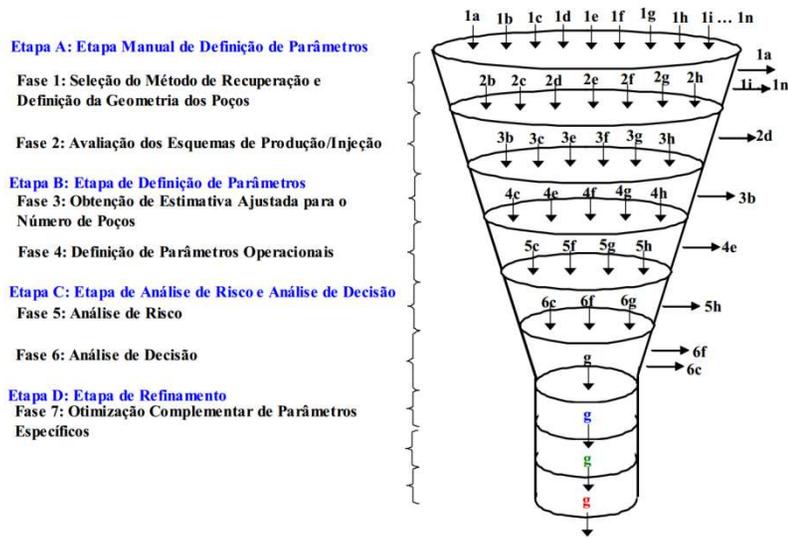


Figura 3.5. Etapas do processo de otimização adaptado de Mezzomo (2005).

A partir da Figura 3.5, é possível classificar as ações que conformam o processo de lançamento e otimização de estratégias de produção da seguinte forma:

- Etapa A: definição dos parâmetros básicos, onde o método de recuperação é selecionado e a geometria dos poços é definida (Fase 1), e os esquemas de produção e injeção são avaliados (Fase 2).
- Etapa B: definição de outros parâmetros, na qual é obtida uma estimativa do número de poços (Fase 3), bem como a definição dos parâmetros de operação (fase 4).
- Etapa C: realização de análise de risco (Fase 5), e de decisão (Fase 6).
- Etapa D: refinamento, onde parâmetros específicos são otimizados (Fase 7).

Durante a etapa de obtenção de número de poços, assim como a de definição das condições operacionais do sistema de produção (Fases 3 e 4) uma das opções para a realização dessas análises é o preenchimento do modelo de simulação com uma grande quantidade de poços, no qual os poços com pior desempenho vão sendo retirados de forma sequencial em função de parâmetros econômicos. Posteriormente, os parâmetros referentes à localização, condições operacionais e cronograma de abertura dos poços que conformam a estratégia são otimizados.

Dado que na fase de determinação de número e localização dos poços as estratégias são testadas mediante a abertura simultânea dos poços, é necessário utilizar um parâmetro econômico adequado a esta situação e que seja coerente para representar o potencial econômico do projeto.

Nesse sentido, Ravagnani *et al.* (2011) definem o conceito de Índice Econômico do Campo (IEC), que tem uma formulação idêntica ao do conceito de VPL mostrado na Equação (3.24), mas recebe essa denotação pelo fato de considerar a abertura simultânea dos poços que conformam a estratégia, o que além de não ser possível do ponto de vista técnico, também incrementa os custos de operação de uma forma considerável e pouco realista.

Os autores também consideram critérios econômicos ligados aos poços para a sua remoção durante a fase 3. Desta forma, são introduzidos o Índice Econômico do Poço Produtor (IEPP) e o Índice Econômico do Poço Injetor (IEPI), que são definidos como o valor presente do fluxo de caixa de cada um dos poços, receitas, custos e investimento na perfuração do poço, no caso dos poços produtores, e custos e investimento no caso dos poços injetores, como se mostra nas Equações 3.27 e 3.28.

$$IEPP = \sum_{t=0}^n \frac{Receitas - Custos - Investimento}{(1 + \alpha)^t} \quad (3.27)$$

$$IEPI = \sum_{t=0}^n \frac{-Custos - Investimento}{(1 + \alpha)^t} \quad (3.28)$$

Botechia (2012) aponta que o IEPI, mesmo podendo ser um indicador da qualidade do poço injetor, não consegue mostrar a eficiência da injeção, evidenciando a necessidade de definir formas para a inclusão do controle de injeção na etapa de determinação e otimização da estratégia de produção.

O mesmo autor propõe o uso de um indicador denominado Índice de Desempenho de Poços (IDP) com o intuito de diluir itens do fluxo de caixa não considerados no cálculo do IEPP (investimentos, tributos e custos relacionados à operação do campo), como se mostra na Equação 3.29.

$$IDP_i = IEPP_i - \frac{\sum_{i=1}^{Nprod} IEPP_i - VPL_{campo}}{Nprod} \quad (3.29)$$

onde $Nprod$ é o número de poços produtores que conformam a estratégia.

4. ANÁLISE DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE ÁGUA COM PROPAGAÇÃO DE FRATURA (IFPP)

Neste capítulo se analisam os diferentes fatores que influenciam o processo de propagação de fraturas em modelos de reservatório, assim como os impactos técnicos e econômicos da utilização da IFPP como método de apoio à produção e à estratégia de gerenciamento de água em reservatórios.

Para isso, nesta tese é utilizada a abordagem de Montoya *et al.* (2006) e Muñoz Mazo *et al.* (2006), que propõem um acoplamento explícito no qual, inicialmente, modela-se a perda de injetividade num poço injetor de água mediante as Equações 3.14 a 3.19 e, posteriormente, introduz-se um modelo de fratura representado por um poço horizontal virtual mediante o uso combinado de programação e aplicações de simulação comercial considerando as Equações 3.20 a 3.22.

4.1 Metodologia

A metodologia proposta para a análise do processo compreende as seguintes fases:

4.1.1 Comparação entre a modelagem de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e a que utiliza poços horizontais virtuais

Nesta análise, o modelo físico é representado mediante a utilização de duas malhas de simulação, com o objetivo de comparar a representação da propagação de fratura mediante poços virtuais com a representação por meio de modificadores de transmissibilidade.

Para focar na análise da modelagem do processo de propagação de fratura, e assim eliminar possíveis influências da diferença de malha de simulação nos resultados obtidos, a malha mais fina é utilizada como referência para calibrar o comportamento da malha de simulação mais grosseira.

Com o modelo físico e as malhas anteriormente citadas, são testados os casos sem perda de injetividade e sem fraturamento (SPSF), com perda de injetividade e sem fraturamento (CPSF), e

os casos com perda de injetividade e com fraturamento, onde se têm os casos de representação da fratura mediante modificadores de transmissibilidade (CPCFT) e poços horizontais virtuais (CPCFH).

4.1.2 Análise do efeito da anisotropia de permeabilidade no processo IFPP

O objetivo desta fase da análise é avaliar o comportamento da produção em condições de anisotropia na permeabilidade horizontal. Para tanto, são definidos alguns conjuntos de permeabilidade horizontal com diferentes anisotropias. É importante levar-se em consideração que o modelo só apresenta anisotropia na permeabilidade horizontal, razão pela qual não se considera a heterogeneidade para definir o modelo e sim a anisotropia, já que o valor de permeabilidade numa determinada direção (x ou y) é constante para todos os blocos da malha de simulação.

As simulações são feitas seguindo a mesma sequência utilizada na seção anterior, onde inicialmente se simula um modelo sem perda de injetividade e sem presença de fraturamento (SPSF). A seguir é introduzida a perda de injetividade no modelo de simulação, reproduzindo assim o efeito do dano de formação, por meio da alteração do índice de poço, mas mantendo a pressão do reservatório abaixo do valor da pressão de fratura com a finalidade de estabelecer o efeito do dano sobre o modelo original (CPSF). Finalmente, uma vez que o reservatório atinge a pressão de fraturamento, é introduzida a fratura, e o processo de propagação da mesma é representado utilizando poços virtuais horizontais (CPCF), com a finalidade de mensurar o efeito da presença do fraturamento sobre o modelo com perda de injetividade e estabelecer o nível de recuperação das condições de produção ao compará-lo com o modelo original.

Para efeitos de análise dos resultados é necessária a introdução de parâmetros que visem quantificar o grau de anisotropia dos conjuntos de permeabilidade direcional e que permitam estabelecer o grau de declínio ou de recuperação das condições de produção dos modelos utilizados. Os parâmetros são listados a seguir, na Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Parâmetros utilizados na análise do efeito da anisotropia de permeabilidade.

Parâmetro	Definição
k média	Permeabilidade média
CAD	Coefficiente de Anisotropia Direcional
ID	Índice de Desempenho

Na Tabela 4.1, a permeabilidade média corresponde à média geométrica das permeabilidades nas direções x e y . O Coeficiente de Anisotropia Direcional (CAD) é um parâmetro que busca estabelecer o grau de anisotropia dos modelos de simulação e é dado pela seguinte expressão:

$$CAD = \frac{k_{dirfracprop} - k_{média}}{k_{dirfracprop}} \quad (4.1)$$

onde $k_{dirfracprop}$ é a permeabilidade na direção de propagação de fratura.

O CAD é uma adaptação do Coeficiente de Heterogeneidade de Dykstra–Parsons, que se baseia na probabilidade acumulada de que a permeabilidade equivalente de um sistema heterogêneo tenha um valor determinado entre a permeabilidade mínima e a permeabilidade máxima do sistema.

Devido a não haver heterogeneidades nos casos testados, mas sim anisotropia na permeabilidade nos eixos x e y , além do fato de que, em uma direção, a probabilidade da permeabilidade ter um determinado valor é 1, o coeficiente de Dykstra-Parsons não foi utilizado, fazendo-se necessária a introdução do CAD como parâmetro para determinar o grau de anisotropia.

O CAD tem valores entre 0 e 1, onde o valor zero indica uma isotropia total na permeabilidade direcional, e o valor 1 indica uma alta anisotropia. Como parâmetros de controle, além do Fator de Recuperação e do Valor Presente Líquido (VPL) são utilizadas a Produção Acumulada de Água (W_p) e a Injeção Acumulada de Água (W_i).

O Índice de Desempenho (ID) é proposto como o indicador que permite avaliar os efeitos de duas formas (tanto nos casos simulados da perda de injetividade devida ao dano de formação quanto no da presença de fraturamento):

- Efeito da perda de injetividade: onde o ID é a razão entre o comportamento das variáveis dos casos CPSF e SPSF. Desta forma, se o ID apresentar valores menores que 1, indicará que devido à perda de injetividade houve uma diminuição nos indicadores de controle utilizados para a análise; um ID com valor igual a 1 é indicativo de que o processo de perda de injetividade não afetou o comportamento do reservatório; já valores maiores que 1 indicarão que, mesmo com perda de

injetividade, o comportamento produtivo do sistema foi melhorado em termos de produtividade de óleo e injetividade.

- Efeito da injeção com propagação de fratura: nesse caso, o ID representa a razão entre os valores obtidos da simulação dos casos que envolvem a propagação de fratura (CPCF) e os valores obtidos dos outros dois casos - tanto o caso original (SPSF), quanto o que leva em consideração só a perda de injetividade (CPSF). Nesses casos, valores menores que 1 indicam que a presença da fratura não conseguiu melhorar o comportamento do sistema, considere ou não a perda de injetividade; e valores iguais ou maiores que 1 mostrarão que o fraturamento conseguiu no mínimo igualar os indicadores dos casos aos quais é comparado, mostrando melhora nos indicadores de comportamento do reservatório quando os valores do índice forem maiores que 1.

4.1.3 Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP

O objetivo desta análise é quantificar, usando o fator de recuperação e o Valor Presente Líquido como parâmetros de estudo, os efeitos de três modelos diferentes de fluidos sobre o desempenho da produção durante um processo de injeção em condições de propagação de fratura.

As simulações nesta etapa de análise são feitas seguindo a mesma sequência utilizada na seção anterior, modelando-se um reservatório sem perda de injetividade e sem presença de fraturamento (SPSF). Posteriormente, é introduzida a perda de injetividade no modelo de simulação (CPSF) e, finalmente, é modelada a propagação de fratura sob efeitos do processo de perda de injetividade (CPCF). Também se utiliza o ID como parâmetro de avaliação de cada uma das etapas do processo. O modelo físico de simulação, as condições operacionais dos poços e o cenário econômico utilizado para o cálculo do VPL são os mesmos utilizados na seção anterior. As características dos fluidos utilizados na análise são apresentadas no Anexo 1.

Para os propósitos desta análise, é utilizada a Razão de Mobilidades (M) como parâmetro para quantificar o efeito do tipo de fluido.

A razão de mobilidade é definida pela Equação 4.2.

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (4.2)$$

Na Equação 4.2, M é a razão de mobilidades, k_{rw} e k_{ro} são os pontos terminais de permeabilidade relativa à água e ao óleo e μ_o e μ_w são as viscosidades do óleo e da água, respectivamente.

4.1.4 Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP

O objetivo desta análise é determinar a influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção de água com pressão acima da pressão de fratura, com a finalidade de estudar seus efeitos no desempenho da produção e, principalmente, na eficiência de varredura do processo.

A análise, que toma como parâmetros de estudo o VPL e o FR, está centrada na modificação da distância entre poços produtores e injetores, buscando estabelecer o efeito combinado da vazão de injeção e do espaçamento de poços no desempenho da produção.

Para este estudo é preparado um caso base, no qual são simulados casos sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF); com perda de injetividade e sem fratura (CPSF) e casos com perda de injetividade e com fratura (CPCF). Nesse modelo, uma fratura é propagada na direção y da malha de simulação e os poços produtores estão localizados a 600 m do poço injetor, tanto na direção de propagação de fratura quanto na direção ortogonal a esta (Fase I).

Para estudar os efeitos do espaçamento, os mesmos casos são simulados em modelos com espaçamento menor entre o poço injetor e os poços produtores (metade e um quarto do espaçamento base, respectivamente) com condições de vazão de injeção e de produção nos poços iguais às do modelo base.

Posteriormente (Fase II), é analisado o efeito da vazão de injeção mínima para garantir a criação e a propagação de fratura (obtida a partir da simulação geomecânica), permitindo assim avaliar a influência combinada do espaçamento de poços e da vazão de injeção no

comportamento do processo em função dos parâmetros de controle estabelecidos para a análise (FR e VPL). Finalmente na Fase III é avaliado o efeito de uma vazão de injeção menor à vazão mínima de propagação de fratura.

4.1.5 Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura

Esta análise tem por objetivo determinar o efeito da pressão de fechamento de fratura na determinação da vazão ótima de injeção de água com propagação de fratura, visando, mediante a utilização de simulação numérica de reservatórios, a quantificação desses efeitos dos pontos de vista técnico e econômico.

Durante a injeção de água, incrementos na pressão de injeção são necessários para manter a vazão constante, e esse aumento progressivo na pressão de injeção induz ao início da fratura quando a pressão de ruptura da formação é atingida. Um valor de pressão ligeiramente menor ao de iniciação de fratura é necessário para esta se propagar, sendo que, abaixo deste valor, a fratura se fecha. A propagação e o avanço da fratura dentro do reservatório são determinados pelas leis da conservação de massa na fratura e pelas características petrofísicas e geomecânicas da rocha reservatório.

Para esta análise é aplicada a metodologia apresentada nas seções anteriores, onde são estudados, inicialmente, três casos:

- Sem perda de injetividade e sem fratura (SPSF);
- Com perda de injetividade e sem fratura (CPSF);
- Com perda de injetividade e com fratura (CPCF).

Assim, levando-se em consideração que o fraturamento por injeção de água apresenta uma eficiência volumétrica relativamente baixa (0.05%) por causa da alta taxa de filtração, e que a propagação de fratura é um processo lento (que pode levar meses ou anos para atingir o seu objetivo), é necessário garantir a continuidade da propagação mediante um rigoroso controle da pressão de injeção, o que, conseqüentemente, implica em um processo de determinação da vazão de injeção ótima.

4.1.6 Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura.

Em estudos prévios, Muñoz Mazo *et al.* (2007a,b; 2008) mostraram a efetividade da injeção com propagação de fratura para remediar os efeitos negativos da perda de injetividade.

Do mesmo modo, Costa *et al.* (2009) e Muñoz Mazo *et al.* (2009) mostram a importância de estabelecer uma vazão ótima de injeção em decorrência de diferentes condições de pressão no reservatório e de diferentes espaçamentos entre o poço injetor e o produtor, assim como a necessidade de estabelecer condições de pressão mínimas para garantir a propagação de fraturas em meios porosos, vinculando a pressão mínima de propagação de fratura à análise da otimização da vazão de injeção.

Esta análise tem por objetivo avaliar o efeito do dano de formação na modelagem de propagação de fratura em simuladores de fluxo comerciais a partir do acoplamento de modelagens de redução de permeabilidade associada ao dano e de propagação de fratura obtidos a partir de simuladores geomecânicos. Desta forma, pretende-se formular uma representação do processo de perda de injetividade e propagação de fratura que considere os fenômenos que ocorrem no interior da fratura criada, de maneira que seja possível obter resultados, tanto técnicos quanto econômicos, que possam ser utilizados na análise de reservatórios onde a injeção com propagação de fratura seja aplicada.

Para a realização da mesma, é aplicada a redução de permeabilidade mostrada na modelagem de Montoya *et al.* (2006), na face da fratura uma vez iniciada a sua propagação, levando em consideração os efeitos deste processo no comportamento da pressão de injeção e na determinação da vazão ótima de injeção para garantir a continuidade da propagação da fratura gerada.

São propostos três modelos de simulação:

- Sem perda de Injetividade e sem fratura (SPSF).
- Com perda de injetividade e sem fratura (CPSF).
- Com perda de injetividade e com fratura (CPCF).

Uma vez simulado o modelo CPCF, é realizada a análise de otimização da vazão de injeção baseada na manutenção da pressão de propagação de fratura e considerando o efeito do dano de formação.

Ainda, conforme mostrado na seção anterior, é implementada a limitação da vazão de injeção pela pressão de fundo do poço injetor para controlar a excessiva pressurização no poço injetor. Desta forma, é possível controlar melhor o perfil de propagação da fratura visando evitar eventuais intercepções dos poços produtores, que poderiam ser prejudiciais para a recuperação de petróleo devido à possibilidade de canalização da água.

Uma vez estabelecida a vazão ótima, é incorporado o cálculo do dano na face da fratura para cada etapa do processo de propagação. Isto é feito mediante a modificação do Well Index obtido pelo método de Cinco-Ley e Samaniego (1981), onde é considerado o decréscimo na permeabilidade devido ao dano de formação, como proposto por Montoya *et al.* (2006) e descrito na Seção 3.2.

4.2 Aplicações

Nessa seção se mostram os modelos geológicos e os cenários econômicos utilizados para a realização da análise. O simulador geomecânico utilizado para obtenção dos parâmetros de propagação de fratura (pressões, vazões e perfis de propagação de fratura) é o *PROPAG*⁵, e o simulador numérico de fluxo utilizado é o *IMEX*⁶ *Black-oil*.

4.2.1 Comparação entre a modelagem de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais

Nesta análise, o modelo físico é representado mediante duas malhas de simulação: (1) malha bidimensional refinada, com 139x51x1 blocos, onde o refinamento local está localizado na porção central do modelo e orientado na direção x e (2) uma malha bidimensional grosseira de 51x51x1 blocos. O modelo refinado é utilizado para representar a propagação de fratura mediante

⁵ Simulador de injeção de água com propagação de fratura desenvolvido desde 2002 pelo LabMeC/FEC/UNICAMP para o Cenpes/Petrobras.

⁶ Marca registrada de Computer Modeling Group Ltd.

a modificação da transmissibilidade, enquanto que no modelo grosseiro o processo de propagação de fratura é representado mediante um poço horizontal virtual.

As propriedades petrofísicas do modelo se assumem como constantes, de acordo com as especificações contidas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Propriedades petrofísicas do modelo físico.

Propriedade	Valor
Porosidade	25%
Permeabilidade horizontal	500 mD
Permeabilidade vertical	200 mD
Compressibilidade da rocha	$4.5 \times 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$

A estratégia de produção para cada um dos modelos gerados a partir das malhas descritas consiste em um arranjo do tipo *five-spot invertido*, com um injetor central que opera a uma pressão máxima de 35492 kPa e uma vazão máxima de 2200 m³/dia, e quatro poços produtores que operam com uma vazão máxima de produção de líquidos de 428 m³/dia e uma pressão máxima de fundo de 16609 kPa para cada poço. O fluido utilizado é um óleo leve de 41°API.

A Figura 4.1 mostra um esquema das malhas utilizadas nesta etapa da análise.

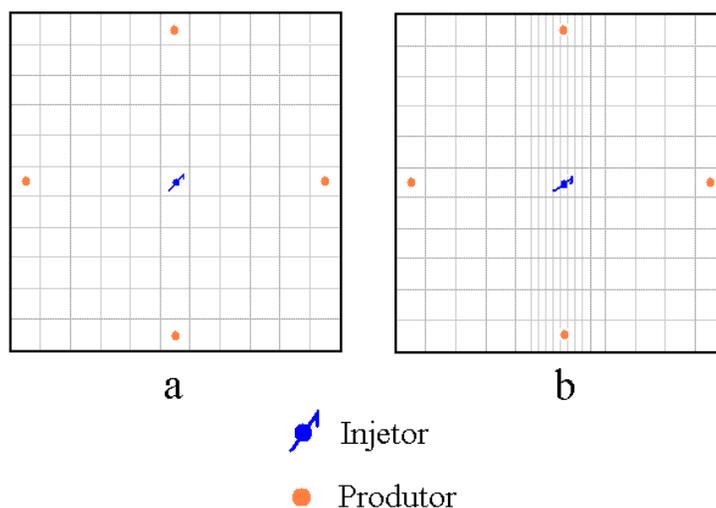


Figura 4.1. Esquema dos modelos de simulação. (a) malha grosseira, (b) malha refinada.

O cenário econômico para o cálculo do Valor Presente Líquido, utilizado neste estudo, considera um preço do óleo de 251.6 dólares/m³ (preço do gás já incluso); custos de produção de 38 dólares/m³ para o óleo (incluindo produção de gás) e de 4.03 dólares/m³ para a água, o custo de injeção de água de 4.03 dólares/m³. O cenário econômico, que está dimensionado para representar a porção específica do modelo geológico (região de influência do modelo *five-spot*), também contempla uma taxa de atratividade de 10% ao ano, royalties de 10%, taxa de PIS-Cofins de 3.65%, e Imposto de Renda de 33%. O investimento em plataforma é de 10 milhões de dólares, e o custo por poço é de 2 milhões de dólares.

4.2.2 Análise do efeito da anisotropia direcional de permeabilidade no processo IFPP

O modelo de simulação usado para realizar a análise consiste em uma malha grosseira de 51x51x10 blocos, com blocos de 30x30x4 m³, com porosidade de 25%, permeabilidade vertical de 200 mD (exceto para o caso com $k_x = k_y = 100$ mD, onde k_z tem um valor de 40 mD). O arranjo de poços utilizado para os modelos é o mesmo mostrado na Figura 4.1.

Na Tabela 4.3 são mostrados os conjuntos de permeabilidade direcional utilizados nos testes.

Tabela 4.3. Conjuntos de Permeabilidade direcional.

Conjunto	k_x (mD)	k_y (mD)
1	2000	2000
2	500	2000
3	50	2000
4	500	500
5	100	500
6	50	500
7	100	100

Pode-se notar na Tabela 4.3, que a permeabilidade no eixo y é maior ou igual à permeabilidade no eixo x . Isto se deve ao fato do eixo y ser assumido como o eixo de propagação da fratura, e consequentemente, também ser a direção do esforço horizontal máximo. Para o

presente caso, se assume que a direção da maior permeabilidade está alinhada com a direção da tensão horizontal máxima, de acordo com o apontado por Ji *et al.* (2006).

O cenário econômico utilizado para o cálculo do VPL é mostrado na Tabela 4.4.

Além dos conjuntos de permeabilidade direcional horizontal, são utilizados três tipos de óleo. Estes testes têm a finalidade de examinar também o comportamento da anisotropia com diferentes mobilidades e os seus efeitos na eficiência de varredura do processo.

No Apêndice A estão, respectivamente, as características dos fluidos leve, intermediário e pesado utilizados nos testes.

Tabela 4.4. Cenário econômico utilizado para cálculo do VPL.

Tributos	
Taxa de Atratividade (anual)	0.1
Royalties (Fração)	0.1
PIS (Fração)	0.0065
Cofins (Fração)	0.03
Imposto de Renda (IR) (Fração)	0.25
Contribuição Social (CS) (Fração)	0.08
Receitas	
Preço Óleo (USD/bbl)	35
Preço Óleo (USD/m³)	220.15
Preço Gás (USD/m³)	0.09
Investimentos	
Inves. Plataforma (USD)	10000000
Inves. Produtor (USD)	2000000
Inves. Injetor (USD)	2000000
Custos	
Custo Prod. Óleo (USD/m³)	37.74
Custo Prod. Água (USD/m³)	4.03
Custo Prod. Gás (USD/m³)	0.002
Custo Inj. Água (USD/m³)	4.03
Custo Inj. Gás (USD/m³)	0.002

4.2.3 Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP

As características do modelo de simulação são apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Propriedades do modelo de simulação.

Propriedade	Valor
Porosidade	25%
Permeabilidade Horizontal	500 mD
Permeabilidade Vertical	200 mD
Viscosidade da água	0.9 cP

As características de densidade e viscosidade dos fluidos utilizados na simulação são:

- óleo leve (817.2 kg/m³, 0.6 cP);
- óleo intermediário (871.5 kg/m³, 3.4 cP);
- óleo pesado (924.8 kg/m³, 17.1 cP).

4.2.4 Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP

As principais propriedades e características do modelo base de simulação são mostradas na Tabela 4.6. Para os modelos com espaçamento reduzido, as dimensões totais da malha são proporcionais à diminuição do espaçamento e também apresentam as mesmas propriedades e a mesma configuração de poços do modelo base e a longitude da fratura permanece constante durante as fases I, II e III. As vazões de injeção das fases I, II e III para os modelos, em todos os casos, são mostradas na Tabela 4.7 e na Tabela 4.8 se mostra o modelo econômico utilizado para o cálculo do VPL.

Tabela 4.6. Propriedades e características do modelo base

Dimensões	1210m x 1210m x 50m
Blocos	41 x 41 x 5
Porosidade	25%
Permeabilidade horizontal	200 mD.
Permeabilidade vertical	50 mD
Densidade do óleo	871.5 kg/m ³
Tempo de simulação	6200 dias
Pressão de Fratura	35750 kPa
Pressão de Propagação de Fratura	33000 kPa

Tabela 4.7. Vazões de injeção utilizadas nas fases I, II e III.

Modelo	Vazão Fase I	Vazão Fase II	Vazão Fase III
Base	1600	870	600
½ Espaçamento	1600	870	600
¼ Espaçamento	1600	870	600

Tabela 4.8. Modelo econômico utilizado na análise.

Tributos	
Taxa de Atratividade (anual)	0.1
Royalties (Fração)	0.1
PIS+Cofins (Fração)	0.0925
Imposto de Renda + Contribuição Social (Fração)	0.34
Receitas	
Preço Óleo (USD/m³)	377.4
Preço Gás (USD/m³)	1.0
Investimentos	
Inves. Plataforma (milhões USD)	704
Inves. Produtor (milhões USD)	30
Inves. Injetor (milhões USD)	30
Custos	
Custo Prod. Óleo (USD/m³)	37
Custo Prod. Água (USD/m³)	4.03
Custo Prod. Gás (USD/m³)	0.002
Custo Inj. Água (USD/m³)	4.03
Custo Inj. Gás (USD/m³)	0.002

4.2.5 Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura

Para o modelo de reservatório em análise, são utilizadas as mesmas modelagens propostas para representar os processos de perda de injetividade e propagação de fratura no simulador comercial.

As simulações são realizadas em uma malha Cartesiana de 51x51x10 blocos de 30x30x4 m³ cada um, com uma porosidade de 25%, permeabilidades horizontal e vertical de 500 e 200 mD respectivamente, com um poço injetor vertical central, que opera a vazão constante de 1200 m³/dia limitado ao valor de pressão de fratura (35771 kPa); e quatro produtores verticais, que

operam a 300 m³/dia cada um. O fluido utilizado é um óleo intermediário de 28° API e se realiza a injeção de água durante um período de 6200 dias.

A premissa desta análise consiste em determinar um valor de vazão que, baseado nas condições do modelo, permita a continuidade da propagação de fratura a partir do tempo de iniciação da mesma, isto é, uma vazão que mantenha a pressão de fundo do poço injetor acima do valor de 34000 kPa, o qual é obtido a partir da simulação geomecânica como o valor mínimo de pressão de propagação.

4.2.6 Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura

Nesta análise, é utilizado o modelo de simulação descrito na seção 5.1.5. A eficiência volumétrica de varredura (E_{vw}) para este caso é analisada seguindo o modelo proposto por Cobb e Marek. (1997) como mostrado nas Equações 3.2 e 3.3. É utilizado também o cenário econômico mostrado na Tabela 5.3 para o cálculo do VPL com a finalidade de analisar o desempenho econômico do processo de injeção.

Para a realização da análise, inicialmente se procede a otimizar a vazão de injeção de água, de forma análoga ao procedimento mostrado na seção anterior, de forma tal que a pressão de fundo do poço injetor não caia abaixo dos 33000 kPa, garantindo assim a continuidade do processo de propagação ao longo do tempo de simulação.

4.3 Resultados e discussão

4.3.1 Comparação entre as modelagens de propagação de fratura utilizando modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais

Dada a diferença nas dimensões das malhas de simulação utilizadas, um processo de calibração consistente na redução do WI no poço injetor do modelo com malha grossa, foi realizado de maneira prévia à simulação, de tal maneira que reproduza o comportamento do modelo com malha fina. O resultado do processo mostra que, para tal finalidade, é necessária a aplicação de um fator de correção de 0.58 no WI do modelo com malha grossa.

A Figura 4.2 mostra o comportamento da vazão de injeção de água para os quatro modelos testados e a Figura 4.3 mostra o comportamento da pressão de fundo de poço nos casos testados.

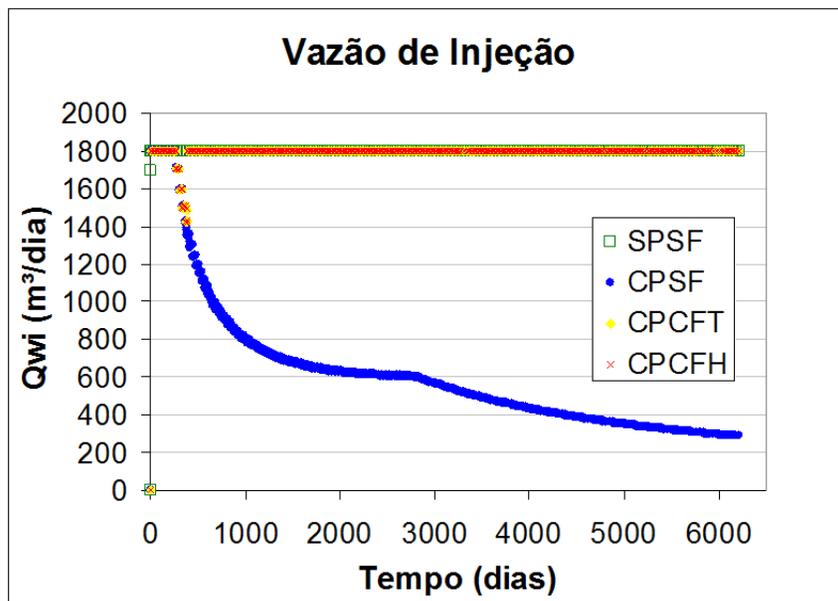


Figura 4.2. Vazão de injeção para os casos testados.

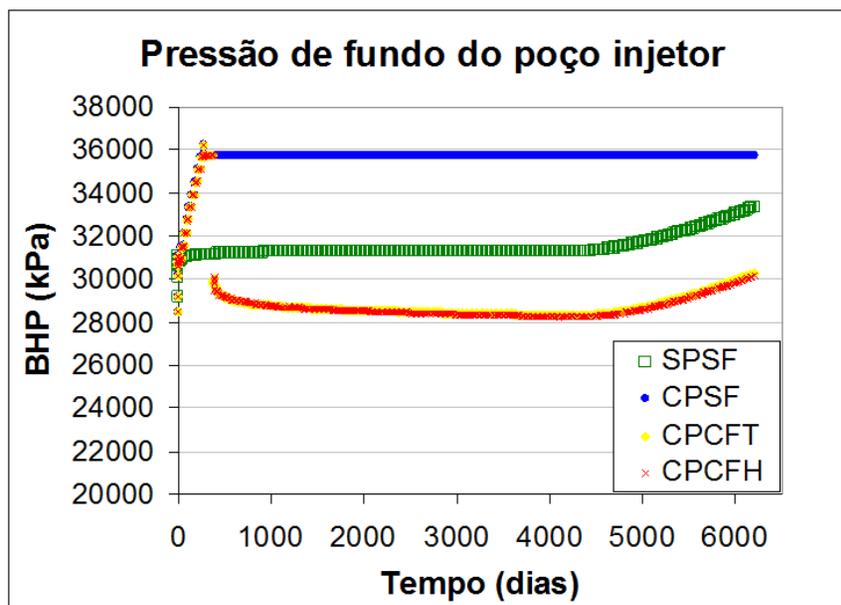


Figura 4.3. Pressão de fundo do poço injetor nos casos testados.

Pode-se observar o efeito da perda de injetividade no aumento da pressão de fundo do poço injetor devido à redução na permeabilidade. Em consequência, a vazão de injeção nos casos com perda de injetividade e sem fraturamento diminui ao longo do tempo de simulação. Observa-se também que tanto a representação da fratura por modificadores de transmissibilidade, quanto por poços virtuais, conseguem contrarrestar o efeito da perda de injetividade, levando as vazões de injeção ao nível do modelo de reservatório sem perda de injetividade.

A Figura 4.3 mostra também o efeito da abertura da fratura na pressão de fundo no poço injetor, onde é possível observar que o caso que considera a perda de injetividade atinge a pressão de fratura em 300 dias, aproximadamente. Após esse tempo, a fratura é aberta, criando um canal de maior condutividade que propicia as condições de operação do poço, remediando, desta forma, o efeito negativo do dano de formação e fazendo com que aumente a injetividade, como pode ser observado na Figura 4.2.

A geração e a propagação da fratura, além de criar condições propícias para a injeção de água no reservatório, contribuem para o aumento da produção de água e na diminuição do tempo de irrupção. Comparando estas duas características com as apresentadas no modelo que considera a perda de injetividade, mas não a propagação da fratura, é possível observar que devido à diminuição da vazão de injeção (devido à redução da permeabilidade ocasionada pelo dano de formação), a água injetada não irrompe nos poços produtores durante o tempo de simulação e, portanto, não há produção de água para este caso. Já quando a fratura é aberta, uma quantidade maior de água é injetada, aumentando consequentemente a produção final de água.

É possível observar também o incremento na produção de óleo nos casos que consideram a propagação de fratura, uma vez que, como consequência da maior entrada de água ao reservatório, uma maior porção do meio poroso é contatada pela água injetada e, dessa maneira, uma maior quantidade de óleo é deslocada para os poços produtores.

A Figura 4.4 mostra o comportamento da produção de água nos casos testados neste estudo e a Figura 4.5, ilustra o comportamento da produção de óleo no reservatório.

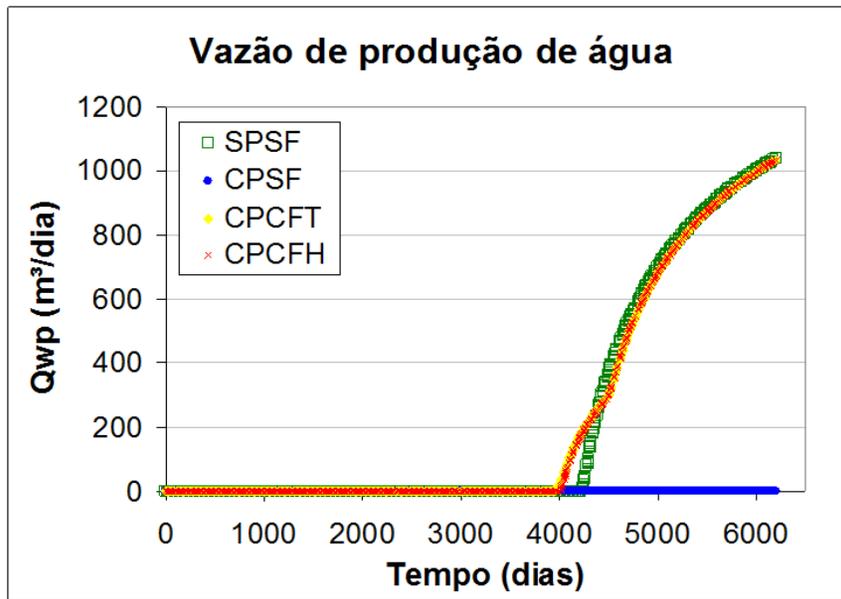


Figura 4.4. Comportamento da produção de água para os casos testados.

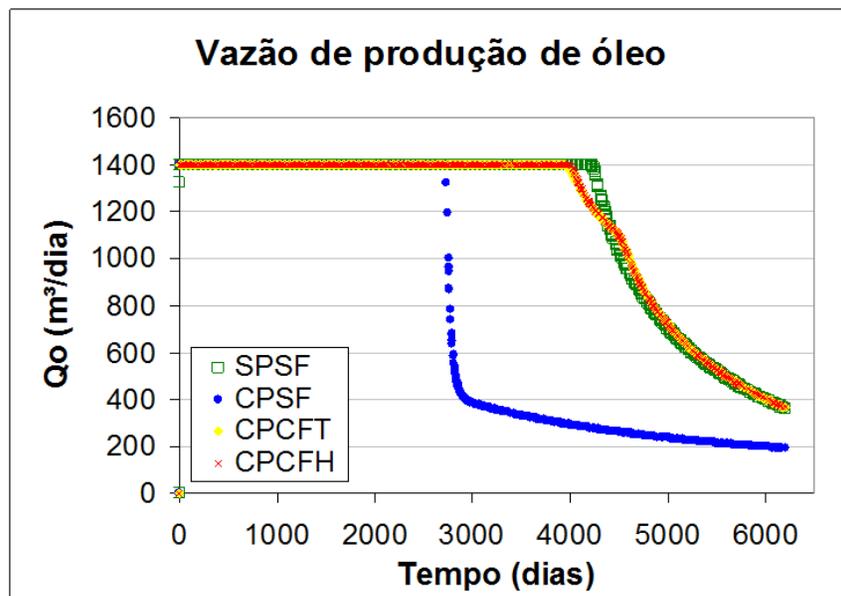


Figura 4.5. Produção de óleo nos casos testados.

O VPL foi utilizado para analisar a velocidade da produção para os casos testados. Pode-se observar que, para o caso com perda de injetividade sem fraturamento, o limite econômico é atingido em um tempo menor se comparado com o caso sem perda de injetividade. Já a geração e propagação da fratura conseguem prolongar o tempo de produção e apresenta-se uma melhora no

VPL, que atinge valores similares aos do caso sem perda de injetividade como se mostra na Figura 4.6.

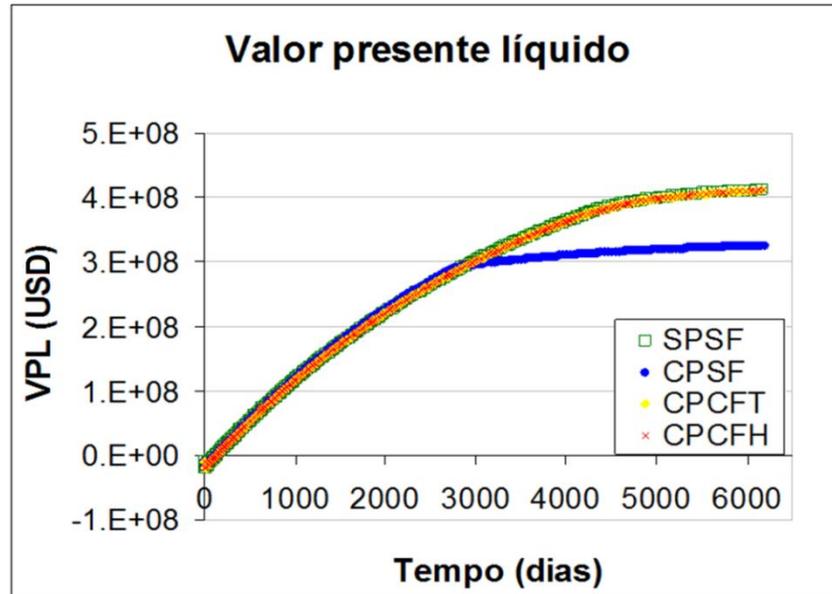


Figura 4.6. Comportamento do VPL para os casos testados.

Nos resultados obtidos, é possível observar que as representações da propagação de fratura mediante multiplicadores de transmissibilidade e por poços virtuais, atingem valores similares para todos os indicadores de desempenho testados, o que mostra a eficácia dos dois métodos de representação para o modelo de fluido testado.

A diferença entre as duas representações se manifesta no tempo de simulação, que se mostra menor para o caso com poços virtuais, fazendo com que a sua utilização seja computacionalmente mais vantajosa em relação aos multiplicadores de transmissibilidade, uma vez que o modelo com poço virtual apresenta um tempo de simulação de 3 segundos contra um tempo de simulação de 14 segundos para a aproximação com modificadores de transmissibilidade (uma redução de 78% no tempo de simulação).

A análise da eficiência de varredura, com base no Fator de Recuperação em termos do óleo móvel, mostra que o fraturamento consegue incrementar a área do meio poroso que é contactada pela água injetada, facilitando assim a produção de uma maior quantidade de óleo, e desta

maneira aumentando a eficiência do processo de injeção se comparado com o caso que considera somente a perda de injetividade. A Tabela 6.1 mostra os valores do fator de recuperação para os casos testados neste estudo.

Tabela 4.9. Fator de recuperação dos casos testados.

Caso	Np (10⁶ m³).	Fator de recuperação
SPSF	7.260	51.3%
CPSF	4.816	34.0%
CPCFT	7.249	51.2%
CPCFH	7.252	51.2%

Os mapas finais de saturação para os casos testados (SPSF, CPSF, CPCFT e CPCFH) são mostrados no Apêndice B.

A injeção de água com pressão acima da pressão de fratura permite remediar o efeito da perda de injetividade causada pelo dano de formação, de forma que uma porção maior do reservatório seja varrida pela água e, conseqüentemente, seja possível incrementar os indicadores de desempenho do reservatório.

4.3.2 Análise do efeito da anisotropia de permeabilidade no processo IFPP

A Tabela 4.10 mostra os valores dos índices utilizados para quantificar o grau de anisotropia direcional (permeabilidade média e CAD) para os casos testados, usando a Equação 4.1.

Tabela 4.10. Quantificação do grau de anisotropia direcional.

k_x (mD)	k_y (mD)	k média (mD)	CAD
2000	2000	2000.0	0.00
500	2000	1000.0	0.50
500	500	500.0	0.00
50	2000	316.2	0.84
100	500	223.6	0.55
50	500	158.1	0.68
100	100	100.0	0.00

Para a análise do efeito da anisotropia de permeabilidade direcional e da perda de injetividade na eficiência de varredura é usado o índice de desempenho para avaliar a comparação entre os casos SPSF e CPSF. A Tabela 4.11 mostra os resultados da comparação dos casos para os parâmetros de controle propostos para a análise do comportamento da produção.

Tabela 4.11. Índices de desempenho para os parâmetros de controle utilizados.

k_x (mD)	k_y (mD)	k média (mD)	CAD	ID			
				FR	Wp	Wi	VPL
2000	2000	2000.0	0.00	1.12	0.92	0.98	1.10
500	2000	1000.0	0.50	1.00	0.97	0.99	1.00
500	500	500.0	0.00	0.87	0.18	0.82	0.91
50	2000	316.2	0.84	0.68	0.43	0.52	0.80
100	500	223.6	0.55	0.54	0.01	0.36	0.58
50	500	158.1	0.68	0.55	0.00	0.16	0.61
100	100	100.0	0.00	0.40	0.00	0.23	0.35

O efeito da permeabilidade média sobre os ID dos parâmetros de controle é mostrado na Figura 4.7.

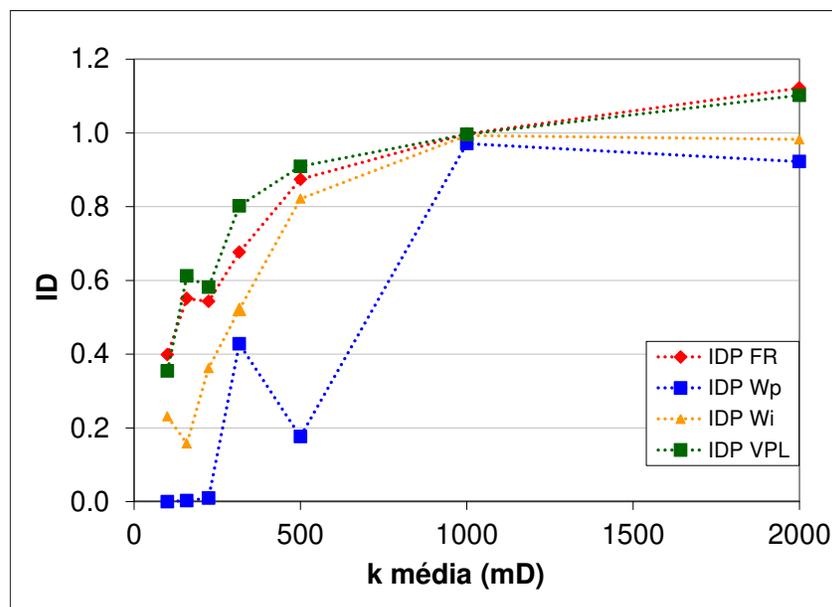


Figura 4.7. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle

Pode se observar a partir da Figura 4.7 que o ID dos parâmetros de controle não segue uma tendência específica em relação à variação da permeabilidade média. A figura também mostra que para o modelo com k média = 2000 mD o FR e o VPL aumentam em lugar de diminuir, o que pode se dever a o fato de que, eventualmente, a perda de injetividade tenha melhorado o desempenho de uma injeção com uma taxa provavelmente muito elevada para as condições do sistema. Isto põe de manifesto que se devem observar com atenção as taxas de injeção para sistemas com altas permeabilidades para estabelecer uma vazão de injeção que seja eficiente para o modelo e que, por sua vez, esteja dentro dos limites estabelecidos pela simulação geomecânica para garantir a geração e propagação da fratura.

A análise utilizando a permeabilidade média mostra-se muito mais útil para os resultados obtidos a partir dos casos isotrópicos ($CAD = 0$). Os valores de k média para os casos isotrópicos, e o efeito sobre o ID dos parâmetros de controle são reportados na Tabela 4.12 e ilustrados na Figura 4.8.

Tabela 4.12. Índices de desempenho em função de k média para os modelos isotrópicos.

k_x (mD)	k_y (mD)	k média (mD)	ID			
			FR	W_p	W_i	VPL
2000	2000	2000	1.12	0.92	0.98	1.10
500	500	500	0.87	0.18	0.82	0.91
100	100	100	0.40	0.00	0.23	0.35

A Figura 4.8 ilustra o efeito da permeabilidade para casos isotrópicos onde, como era esperado, se observa uma queda dos indicadores na medida em que a permeabilidade dos modelos diminui. Também é possível observar que o declínio, ocasionado pela perda de injetividade, é mais acentuado para permeabilidades mais baixas.

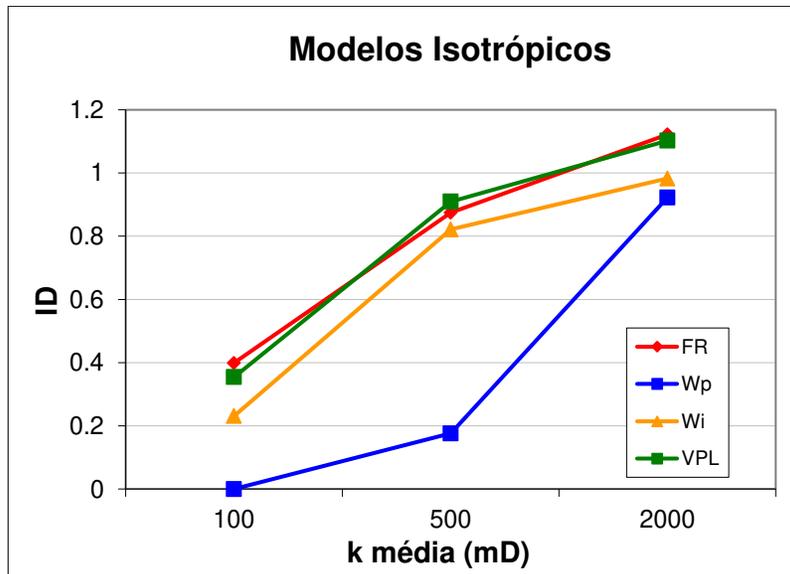


Figura 4.8. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle dos modelos isotrópicos.

Para a análise usando o CAD os testes são organizados em dois grupos segundo a permeabilidade no eixo y , como se mostra nas Tabelas 4.13 e 4.14.

Tabela 4.13. Índices de desempenho em função do CAD para anisotropias com $k_y = 2000$ mD.

k_x (mD)	k_y (mD)	CAD	ID			
			FR	Wp	Wi	VPL
2000	2000	0.00	1.12	0.92	0.98	1.10
500	2000	0.50	1.00	0.97	0.99	1.00
50	2000	0.84	0.68	0.43	0.52	0.80

Tabela 4.14. Índices de desempenho em função do CAD para anisotropias com $k_y = 500$ mD.

k_x (mD)	k_y (mD)	CAD	ID			
			FR	Wp	Wi	VPL
500	500	0.00	0.87	0.18	0.82	0.91
100	500	0.55	0.54	0.01	0.36	0.58
50	500	0.68	0.55	0.00	0.16	0.61

Das informações contidas nas Tabelas 4.13 e 4.14 pode-se aferir que tanto para as anisotropias com $k_y = 2000$ mD quanto para as com $k_y = 500$ mD, o ID dos parâmetros de controle diminui em função do aumento no CAD. Isto evidencia que na medida em que a

anisotropia aumenta o efeito da perda de injetividade também se incrementa, fazendo com que o comportamento produtivo do reservatório piore se comparado tanto com o modelo original (SPSF) quanto com um modelo isotrópico ($CAD = 0$). Os comportamentos dos modelos com anisotropias com $k_y = 2000$ mD e com $k_y = 500$ mD são mostrados nas Figuras 4.9 e 4.10.

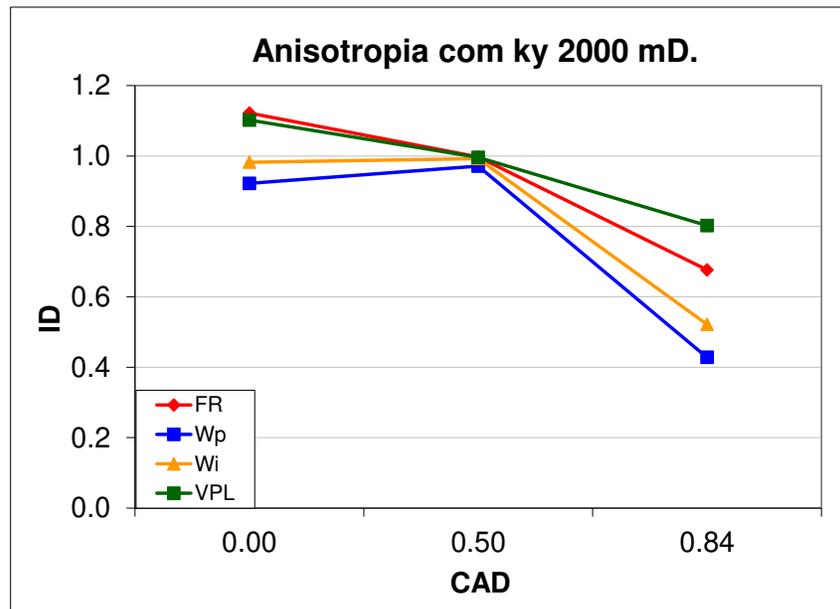


Figura 4.9. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 2000$ mD.

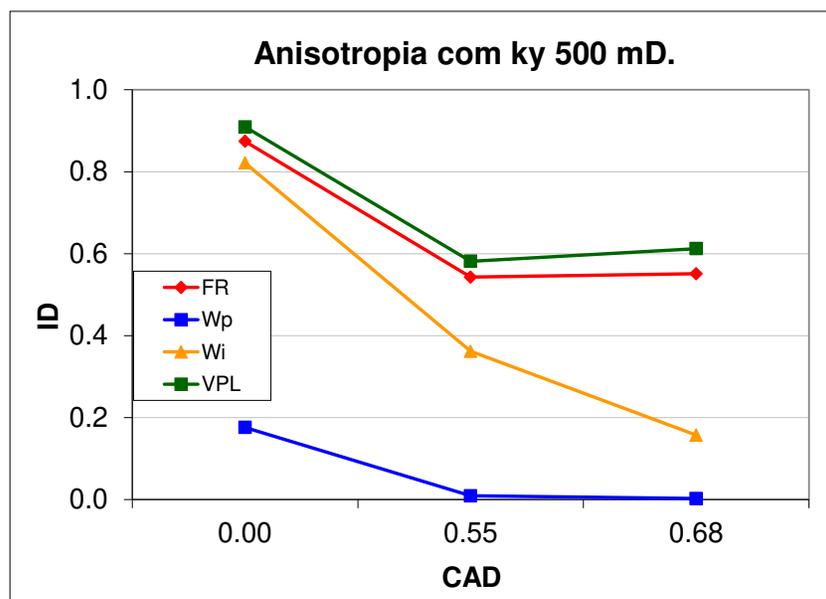


Figura 4.10. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 500$ mD.

No caso da análise do efeito da anisotropia de permeabilidade direcional e da presença de fratura na eficiência de varredura de reservatórios com problemas de perda de injetividade, o índice de desempenho é usado para observar os efeitos dos indicadores de anisotropia direcional nos casos com perda de injetividade (CPSF) e nos casos com perda de injetividade e com fratura (CPCF).

Na Tabela 4.15 são mostrados os resultados da comparação dos casos em função do ID.

Tabela 4.15. Índices de desempenho para os parâmetros de controle utilizados.

k_x (mD)	k_y (mD)	k média (mD)	CAD	ID			
				FR	W_p	W_i	VPL
2000	2000	2000.0	0.00				
500	2000	1000.0	0.50	0.99	1.05	1.00	0.99
500	500	500.0	0.00	1.13	5.08	1.20	1.08
50	2000	316.2	0.84	1.45	2.19	1.85	1.25
100	500	223.6	0.55	0.94	0.94	0.94	0.90
50	500	158.1	0.68	1.55	187.96	2.88	1.39
100	100	100.0	0.00	2.04	**	3.38	1.91

Na Tabela 4.15 se observa que para a permeabilidade de 2000 mD não se têm valores para o ID dos parâmetros de controle. Isto se deve ao fato de que o processo de perda de injetividade, embora tenha levado a um aumento na pressão de fundo do poço injetor, não fez com que no poço fosse atingida a pressão de fratura. Essa condição confirma o que foi apontado anteriormente a respeito das taxas de injeção para reservatórios com permeabilidades altas. No modelo com k média = 100 mD. O ID da produção de água cresce infinitamente devido a que a produção de água, que no caso com perda de injetividade mostrava-se inexistente, começa a se manifestar pela presença da fratura.

A análise dos casos isotrópicos utilizando a permeabilidade média é apresentada na Tabela 4.16 e na Figura 4.11.

Tabela 4.16. Índices de Desempenho em função de k média para os modelos isotrópicos

k_x (mD)	k_y (mD)	k média (mD)	ID			
			FR	W_p	W_i	VPL
2000	2000	2000				
500	500	500	1.13	5.08	1.20	1.08
100	100	100	2.04	**	3.38	1.91

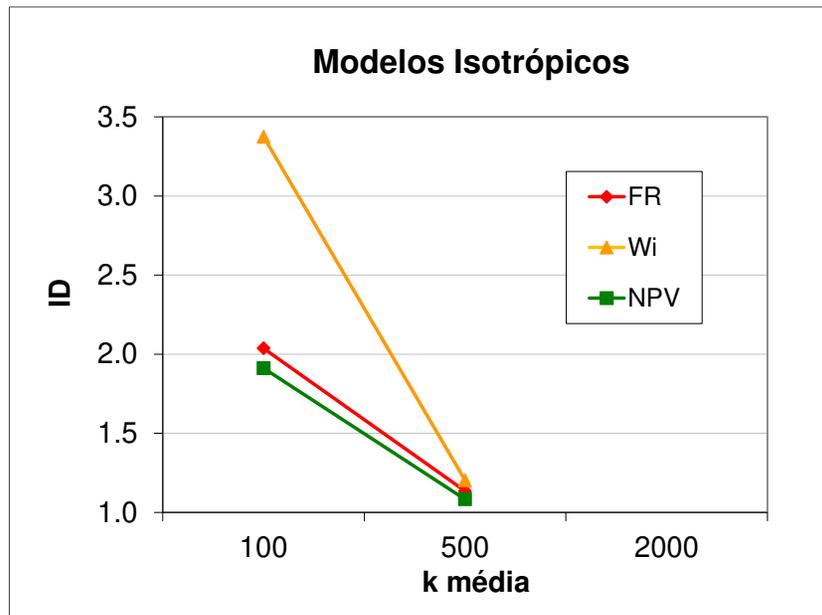


Figura 4.11. Efeito de k média no ID dos parâmetros de controle dos modelos isotrópicos

Na Tabela 4.16 pode-se observar que os valores dos parâmetros de controle aumentam na medida em que a permeabilidade média decresce e, como mencionado na discussão dos resultados da Tabela 4.15, o crescimento expressivo da produção de água para o modelo com permeabilidade média de 100 mD. Em geral, se observa que para todos os parâmetros de controle o efeito da fratura foi favorável, aumentando de uma maneira mais pronunciada na medida em que a permeabilidade média diminui, o que mostra a utilidade do processo de injeção de água com pressão acima da pressão de fratura para remediar os problemas de produtividade causados pela perda de injetividade decorrente do dano de formação em sistemas isotrópicos.

Nas Figuras 4.12 e 4.13 se mostra o efeito da anisotropia, representada pelo CAD, no ID dos casos com $k_y = 2000$ mD e $k_y = 500$ mD.

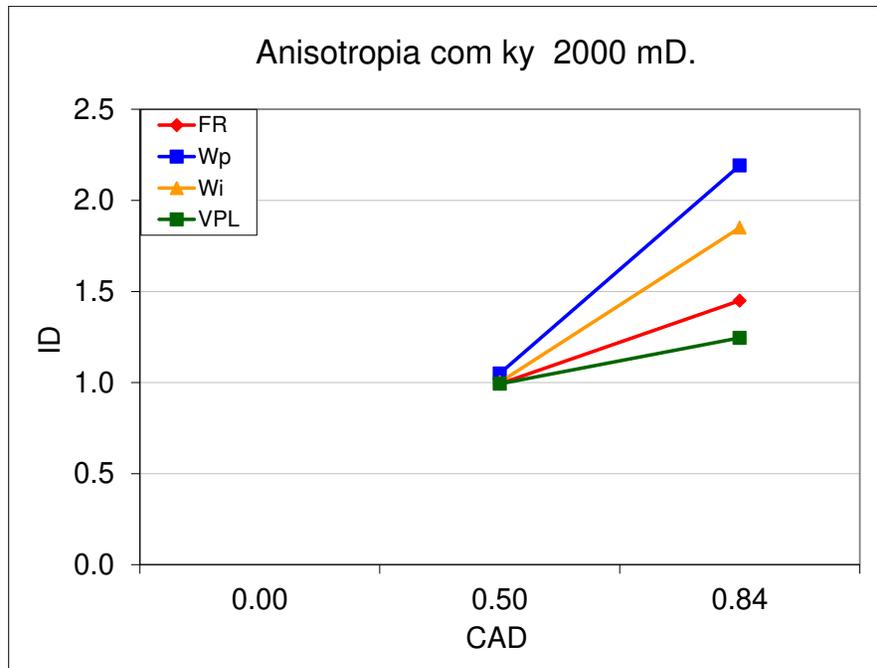


Figura 4.12. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 2000$ mD.

Para os modelos com anisotropia em permeabilidade direcional, as Figuras 4.12 e 4.13 mostram que o ID cresce na medida em que a anisotropia aumenta, mostrando-se muito mais expressivo para coeficientes de anisotropia altos. Pode-se observar também que a produção acumulada de água é o parâmetro de controle que mais experimenta incrementos; isto evidencia a canalização do escoamento devida à combinação da presença de anisotropia com a fratura, fazendo aumentar o escoamento de água em direção aos poços produtores paralelos ao eixo de propagação da fratura, fato que se mostra mais evidente para coeficientes de anisotropia altos.

Observa-se que para todos os casos, embora se tenha um aumento considerável na produção de água, esse fato não é negativo para o VPL, que se mostra maior para os casos com fraturamento quando comparados com casos com perda de injetividade, independentemente do grau de anisotropia dos modelos. Em geral se observa o resultado favorável da presença de fratura, a qual consegue melhorar o comportamento produtivo do reservatório, remediando os efeitos decorrentes da perda de injetividade.

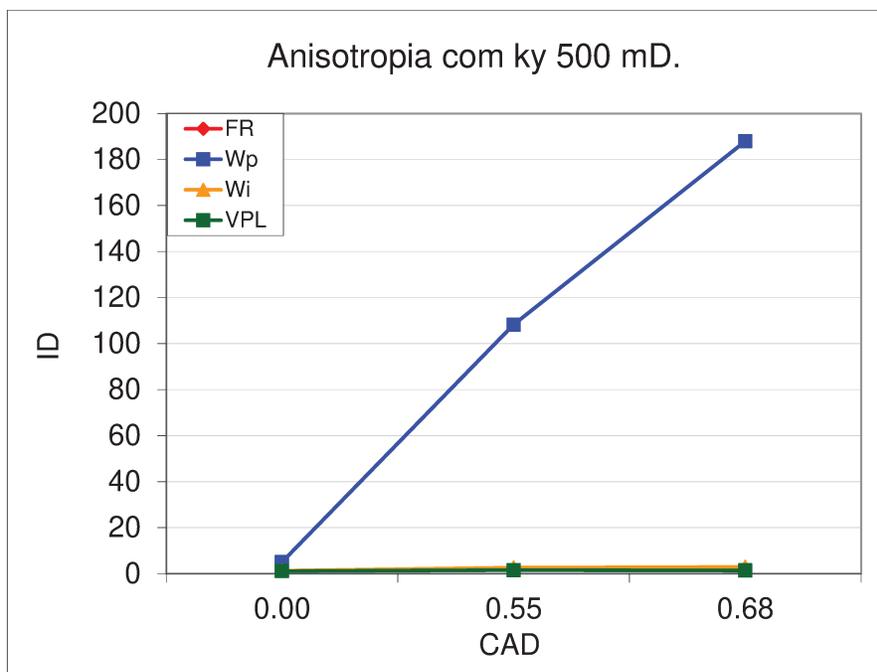


Figura 4.13. Comportamento do ID com CAD para modelos anisotrópicos com $k_y = 500$ mD.

Na Figura 4.14 pode-se observar o comportamento do Fator de recuperação para os três casos de comparação (SPSF x CPSF; CPSF x CPCF e CPCF x SPSF) e o efeito do CAD.

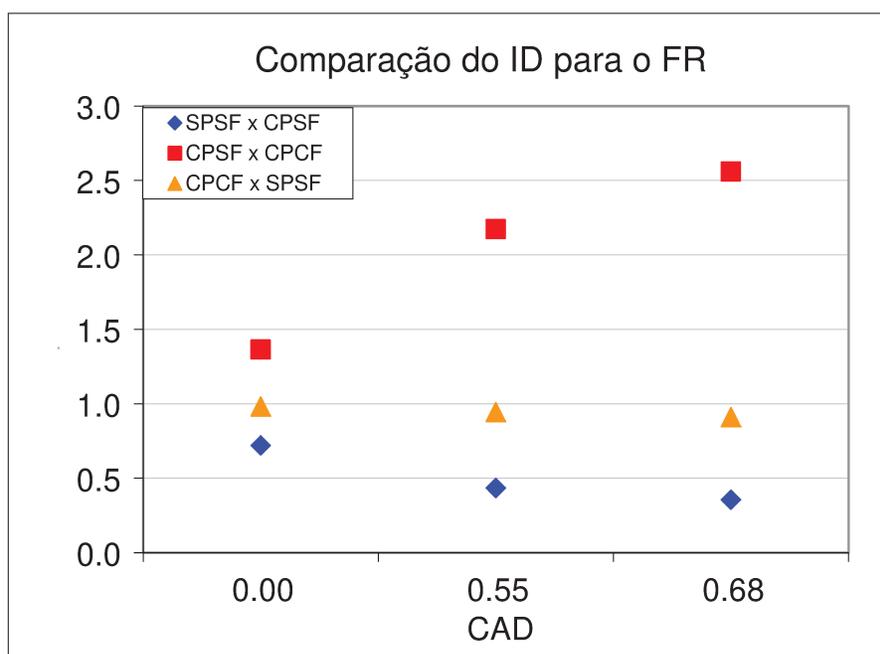


Figura 4.14. Comportamento do ID com CAD para o FR de modelos anisotrópicos.

A Figura 4.14 ilustra o comportamento decrescente do ID com o aumento do CAD para o FR (e conseqüentemente para a eficiência de varredura). Pode-se ver que o efeito da perda de injetividade se faz mais notório na medida em que o sistema se torna mais anisotrópico (em cor azul). Já para a comparação de casos onde a fratura é aberta uma vez que o sistema com perda de injetividade atinge a pressão de fratura, pode-se observar a tendência ascendente do ID (em cor vermelha) que se faz mais acentuada com o aumento do grau de anisotropia. As duas comparações anteriores põem em evidência que a injeção com pressão acima da pressão de fratura mostra um efeito mais favorável em sistemas com grau de anisotropia alto, ou em sistemas com uma perda de injetividade muito expressiva, de tal maneira que o comportamento produtivo desses sistemas experimenta uma melhora significativa em comparação com o seu comportamento sob o efeito da perda de injetividade.

Observa-se que a presença de fratura, mesmo melhorando os indicadores de desempenho de sistemas com perda de injetividade, não consegue elevar esses indicadores ao nível do caso original (SPSF). Nota-se que a dificuldade para retornar ao nível do caso original se faz mais evidente para modelos com grau de anisotropia maior (em cor laranja), o que mostra que a influência do dano é maior e precisa de um tratamento mais cuidadoso em modelos com alto grau de anisotropia.

A análise do efeito do fluido no desempenho do processo de injeção com pressão acima da pressão de fratura é realizada tomando um único modelo de simulação com um CAD de 0.84 ($k_x = 50$ mD, $k_y = 2000$ mD) e analisando o efeito dos três fluidos propostos no comportamento do índice de desempenho.

Na Figura 4.15 se mostra o efeito dos diferentes fluidos no comportamento do FR para os índices de desempenho propostos no modelo acima mencionado.

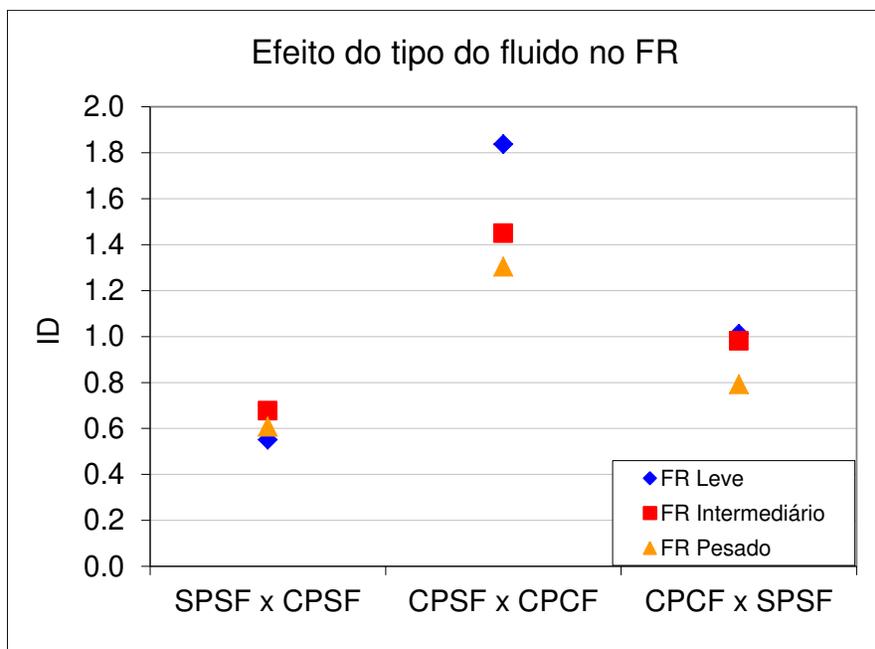


Figura 4.15. Comportamento do ID com CAD para o FR nos três tipos de fluidos testados, CAD = 0.84.

Na Figura 4.15 pode-se observar que o efeito da diferença de fluido se manifesta em maior proporção na restauração do FR entre os casos com perda de injetividade sem propagação de fratura e os casos com perda de injetividade e com fratura. Nota-se que, para estes casos, o ID aumenta de forma mais expressiva na medida em que a densidade do fluido diminui, mostrando um efeito mais favorável do fraturamento na eficiência de varredura do processo para fluidos mais leves. Já a comparação entre os casos com perda e fratura e sem perda sem fratura, mostra que quanto mais denso o fluido do reservatório maior a dificuldade que o fraturamento tem para restaurar as condições produtivas do modelo original.

Os resultados completos para todos os fluidos utilizados na análise são reportados no Apêndice C.

4.3.3 Análise do efeito da mobilidade do óleo na eficiência do processo IFPP

As razões de mobilidade calculadas a partir das propriedades dos tipos de óleo utilizados nas análises, e utilizando a Equação 4.2, se reportam na Tabela 4.17.

Tabela 4.17. Razões de mobilidade para os fluidos.

Tipo de óleo	μ_o	M
Leve	0.6	0.4
Intermediário	3.4	2.3
Pesado	17.1	11.7

O impacto da perda de injetividade no comportamento do modelo, mediante o uso do índice de desempenho, é mostrado na Figura 4.16.

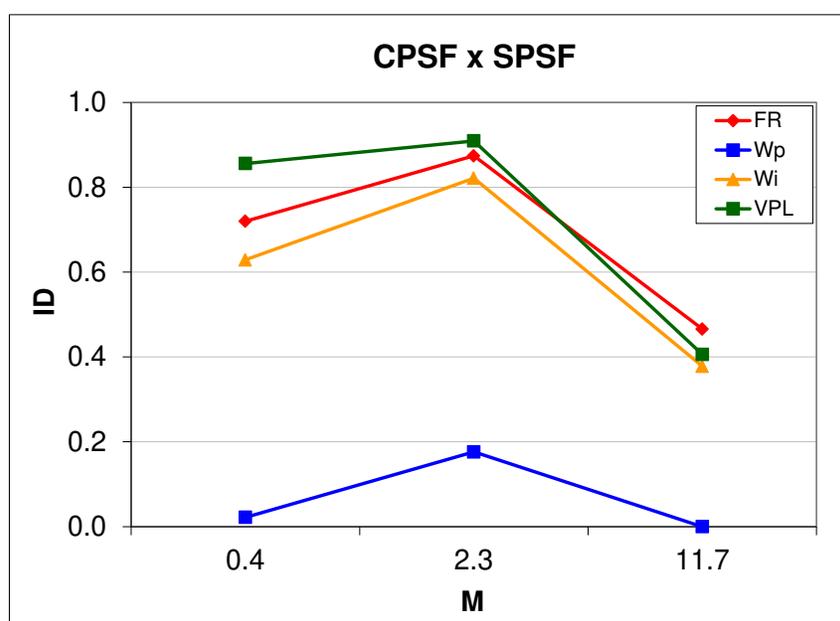


Figura 4.16. Efeito da perda de injetividade para distintas razões de mobilidade

Na Figura 4.16 nota-se que o ID, para todos os indicadores e para as três mobilidades diferentes, tem valores menores que 1. Isto indica o efeito negativo da perda de injetividade sobre o desempenho do reservatório, uma vez que tanto a produção de petróleo e a injeção de água apresentam uma diminuição significativa com a redução de permeabilidade que é introduzida.

A Figura 4.6 também mostra que, entre os parâmetros de controle, a produção de água acumulada (W_p) apresenta uma diminuição mais acentuada. Este comportamento é consequência da progressiva diminuição da injeção de água no reservatório (declínio do W_i), devido à perda de

injetividade, e isso afeta diretamente o fator de recuperação e o desempenho econômico do modelo, levando à diminuição da eficiência de varredura da injeção.

Para os três fluidos analisados, a Figura 4.16 mostra que o efeito de perda de injetividade é mais evidente para as razões de mobilidade elevadas (óleos pesados) como uma consequência da maior dificuldade de deslocamento de um óleo pesado por um fluido mais leve, afetando dessa forma os parâmetros de controle utilizados para esta análise. O efeito da propagação da fratura no comportamento dos casos com perda de injetividade pode ser observado na Figura 4.17.

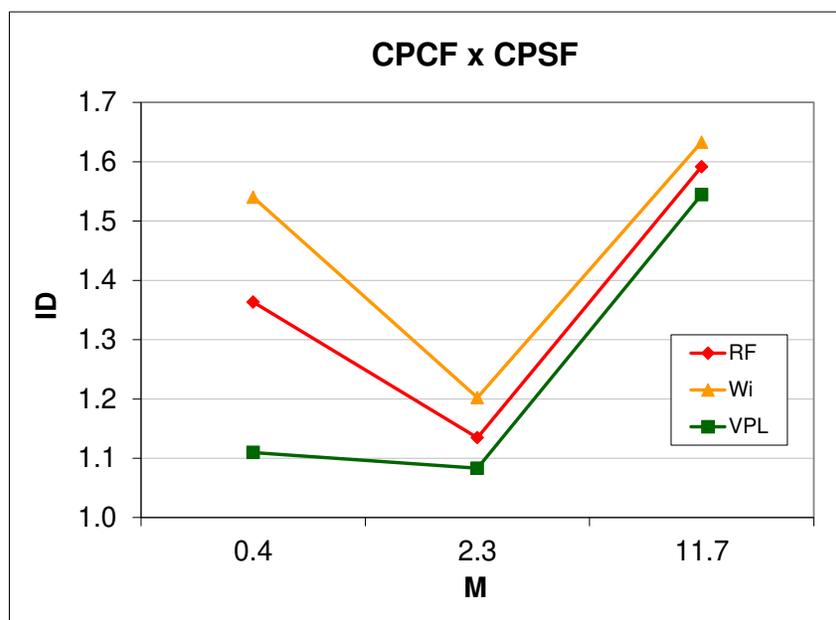


Figura 4.17. Efeito da propagação de fratura para distintas razões de mobilidade

Os valores mostrados na Figura 4.17 mostram como a fratura afeta positivamente o desempenho do reservatório. Os valores de ID maiores do que 1 indicam que os parâmetros de controle têm um aumento devido ao processo de fraturamento se comparados com os casos em que apenas consideram a perda de injetividade.

Para o óleo pesado, no qual os efeitos são mais acentuados para casos com uma maior razão de mobilidade, o valor de W_p não é relatado porque o seu cálculo implica uma divisão por zero, uma vez que a produção de água para o caso com perda de injetividade é zero e para o caso com a

presença fratura uma quantidade significativa de água é produzida como consequência da maior quantidade de água que entra no reservatório em decorrência da fratura.

A utilização do ID para comparar os casos CPCF e os casos SPSF mostra que os valores inferiores a 1 indicam, principalmente, que o processo de injeção de água acima da pressão de fratura não consegue melhorar nem o comportamento nem a eficiência de varredura de reservatórios com problemas de perda injetividade até o nível original dos modelos de reservatório.

Analogamente às seções anteriores, na Figura 4.18, pode ser observado que a dificuldade da fratura para aumentar os níveis de desempenho é mais evidente para os modelos com razões elevadas de mobilidade.

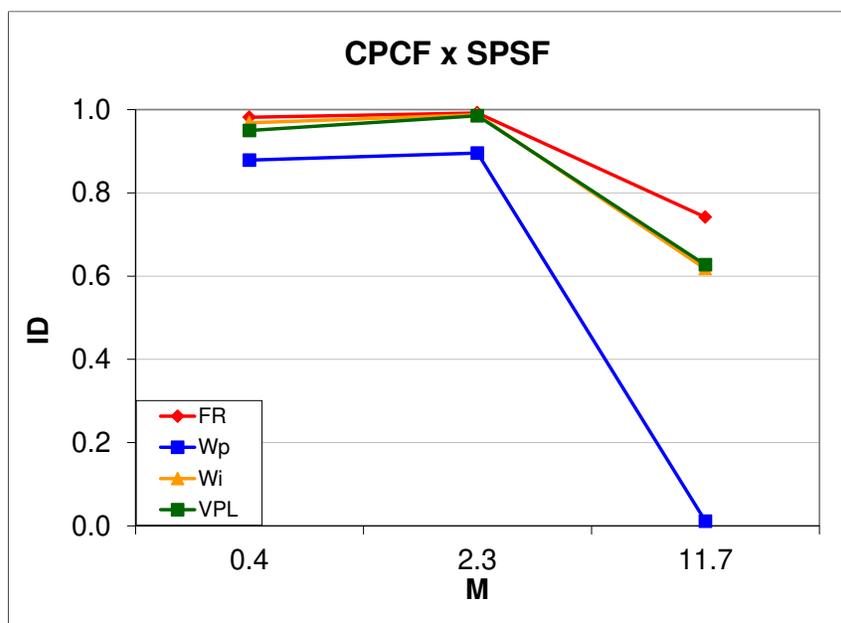


Figura 4.18. Comparação entre casos com fratura e casos sem perda de injetividade.

Na Tabela 4.18, mostra-se o comportamento do fator de recuperação para todos os tipos de óleo nas diferentes fases do processo de simulação.

Tabela 4.18. Comportamento do fator de recuperação para os casos simulados.

		CPSF x SPSF	CPCF x CPSF	CPCF x SPSF
		ID	ID	ID
Tipo de óleo	M	FR	FR	FR
Leve	0.4	0.72	1.36	0.98
Intermediário	2.3	0.87	1.13	0.99
Pesado	11.7	0.47	1.59	0.74

Na Tabela 4.18, é possível observar que os efeitos da perda de injetividade (CPSF x SPSF) e da propagação da fratura (CPCF x SPSF e CPCF x SPSF) afetam da mesma maneira os três tipos de óleo simulados. Além disso, é possível mostrar que, para os óleos pesados, a redução devido à perda de injetividade, assim como o incremento devido à propagação da fratura e a dificuldade para restaurar a produção para o nível do modelo original se mostram mais acentuadas, evidenciando a relação existente entre as propriedades de escoamento do óleo e a eficiência de varredura dos casos de injeção de água sob condições de propagação de fratura.

4.3.4 Análise da influência do espaçamento de poços na determinação da vazão de injeção do processo IFPP

A análise dos resultados de simulação da Fase I, os quais podem ser observados na Figura 4.19, mostra que para os indicadores com espaçamento base, o comportamento do fator de recuperação nos processos de perda de injetividade e propagação de fratura está de acordo com o ilustrado nas análises anteriores, isto é, que a perda de injetividade afeta de forma negativa a produtividade, como consequência da diminuição na eficiência da injeção, e que a propagação de fratura consegue remediar os efeitos da perda em níveis similares aos do modelo original sem perda e sem fratura.

Este comportamento pode ser observado, de forma análoga, nos gráficos de VPL (b), W_i (c) e W_p (d), de tal forma que a presença da fratura consegue melhorar as condições de injeção ao permitir uma maior entrada de água no reservatório, levando a uma melhora desses indicadores.

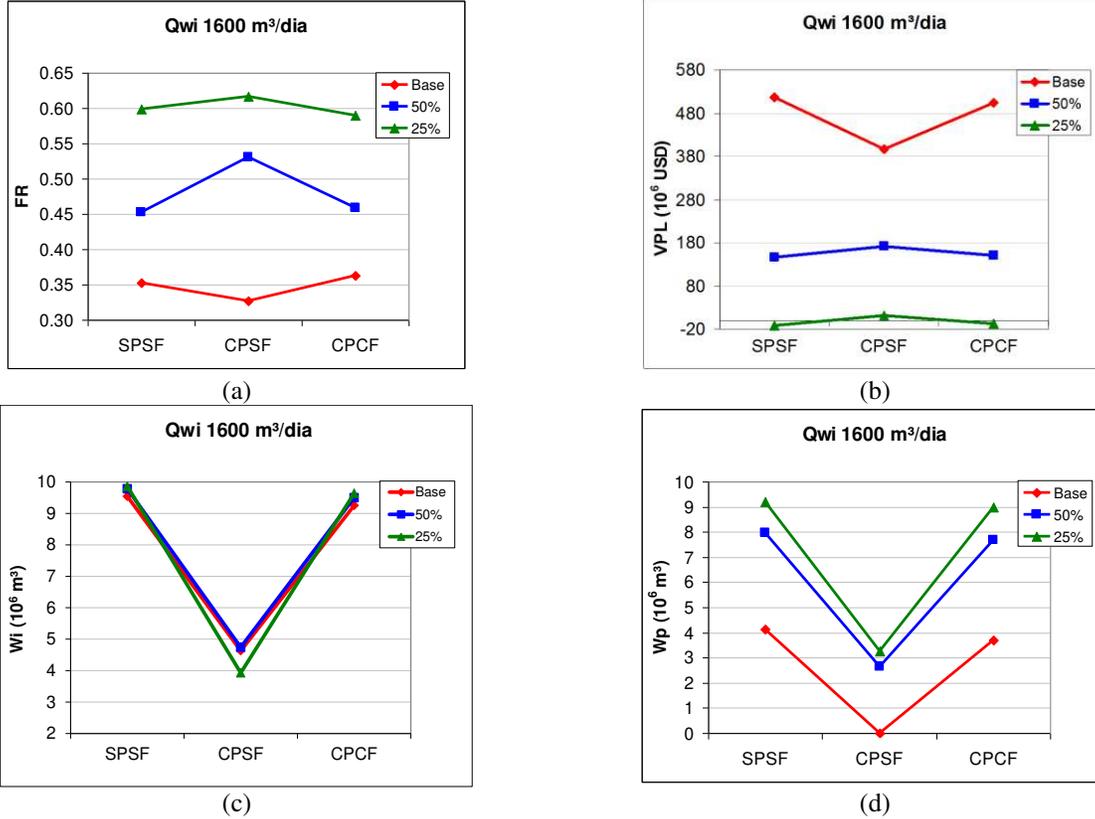


Figura 4.19. Comportamento do FR (a), VPL (b), Wi (c) e Wp (d) para os casos testados na Fase I.

Para os casos com espaçamento reduzido, os gráficos da Figura 4.19 mostram que a perda de injetividade ocasiona um aumento da recuperação, e que a propagação de fratura não tem o efeito positivo esperado nos indicadores utilizados, indicando que a vazão de 1600 m³/dia proposta pode estar acima da vazão ótima para esses modelos.

Consequência disso são a elevada produção de água e o baixo tempo de irrupção, decorrentes da canalização do fluido injetado dentro do reservatório que se mostra mais crítico no modelo com o espaçamento de poços reduzido a 25% do espaçamento do caso base, onde a fratura propagada intercepta os poços produtores, levando a uma maior produção de água e a uma forte queda no VPL e no FR, inclusive a um patamar inferior que no caso sem perda e sem fratura.

Também se observa, para o caso com menor espaçamento, o fechamento da fratura devido à diminuição da pressão a partir do momento em que aquela atinge o poço produtor, dificultando a entrada de água no reservatório com os efeitos acima referidos.

Na Fase II, com a finalidade de estudar o efeito de uma vazão menor, levando em consideração a propagação de fratura, é simulada a vazão de injeção de 870 m³/dia, a qual é referida pelo simulador geomecânico utilizado neste estudo como a vazão mínima de iniciação de fratura.

Os resultados para os indicadores utilizados são mostrados na Figura 4.20.

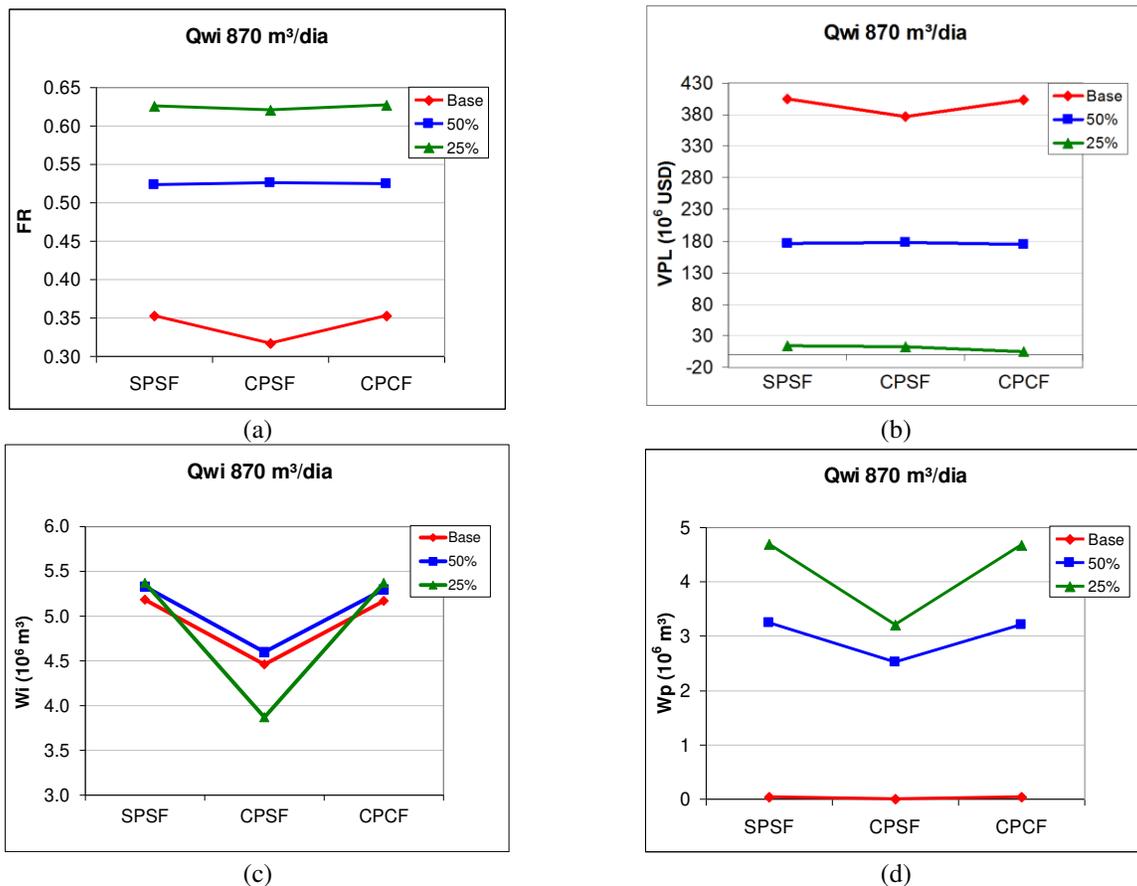


Figura 4.20. Comportamento do FR (a), VPL (b), W_i (c) e W_p (d) para os casos testados na Fase II.

O efeito da vazão de injeção menor no modelo base pode ser observado na redução dos valores de todos os indicadores avaliados, sendo que para a produção acumulada de água os tempos de irrupção aumentaram consideravelmente se comparados com a Fase I, de tal forma que

para o caso com perda de injetividade não se observa produção. É possível observar que o efeito da propagação de fratura, mesmo remediando o problema associado à perda de injetividade e promovendo uma melhoria na produção, é inferior ao mostrado na Fase I.

Para os casos com espaçamento reduzido se observa que tanto a perda de injetividade quanto da propagação de fratura não têm efeitos muito pronunciados no comportamento do VPL, evidenciando a necessidade de posteriores análises na vazão de injeção. Mesmo assim, para o caso com espaçamento reduzido para 25% do espaçamento base se observa que os efeitos da redução da injetividade e da presença de fratura na injeção e na produção de água são muito mais acentuados que para os outros modelos, o que pode ser inferido a partir do comportamento dos indicadores W_i (c) e W_p (d) e na queda do VPL no caso com propagação de fratura (b).

O comprimento da fratura propagada nesta fase é menor na Fase I, como consequência da menor vazão de injeção, o que descarta a interceptação dos poços produtores pela fratura e, dada a alta produção de água e a queda no VPL decorrentes da propagação de fratura, em termos de estratégia de produção ou gerenciamento de água, a propagação de fratura para modelos com espaçamentos pequenos pode não ser conveniente, e sua aplicação deve ser estudada de maneira cuidadosa e levando em consideração as propriedades do reservatório e as características do processo de injeção.

Para a Fase III é testada uma vazão inferior à mínima necessária para a propagação de fratura.

Os resultados, mostrados na Figura 4.21, apontam que para a vazão de 600 m³/dia os três modelos testados apresentam uma diminuição na injeção e na produção de água, sendo que para o modelo base não se tem registro de irrupção. Também é possível identificar os efeitos negativos que a perda de injetividade traz para o VPL e para o FR dos modelos, sendo menos expressivo na medida em que o espaçamento é reduzido.

A análise dos resultados permite inferir sobre a vazão de injeção mais conveniente para cada um dos diferentes espaçamentos estudados neste trabalho. No caso do modelo base, é possível observar, que tanto o FR quanto o VPL se incrementam com a vazão proposta na Fase I, evidenciando o efeito positivo da propagação de fratura no desempenho do modelo sob condições de perda de injetividade.

Para o modelo com espaçamento de 50% pode-se observar o efeito desfavorável da vazão proposta na Fase I, já que sob esta condição de operação a propagação de fratura leva a uma queda na recuperação e no VPL. Com a vazão proposta na Fase II a propagação de fratura permite obter valores de FR e de VPL maiores que os obtidos nas Fases I e III, mostrando que é necessário fazer uma análise mais detalhada para a determinação de uma vazão ótima.

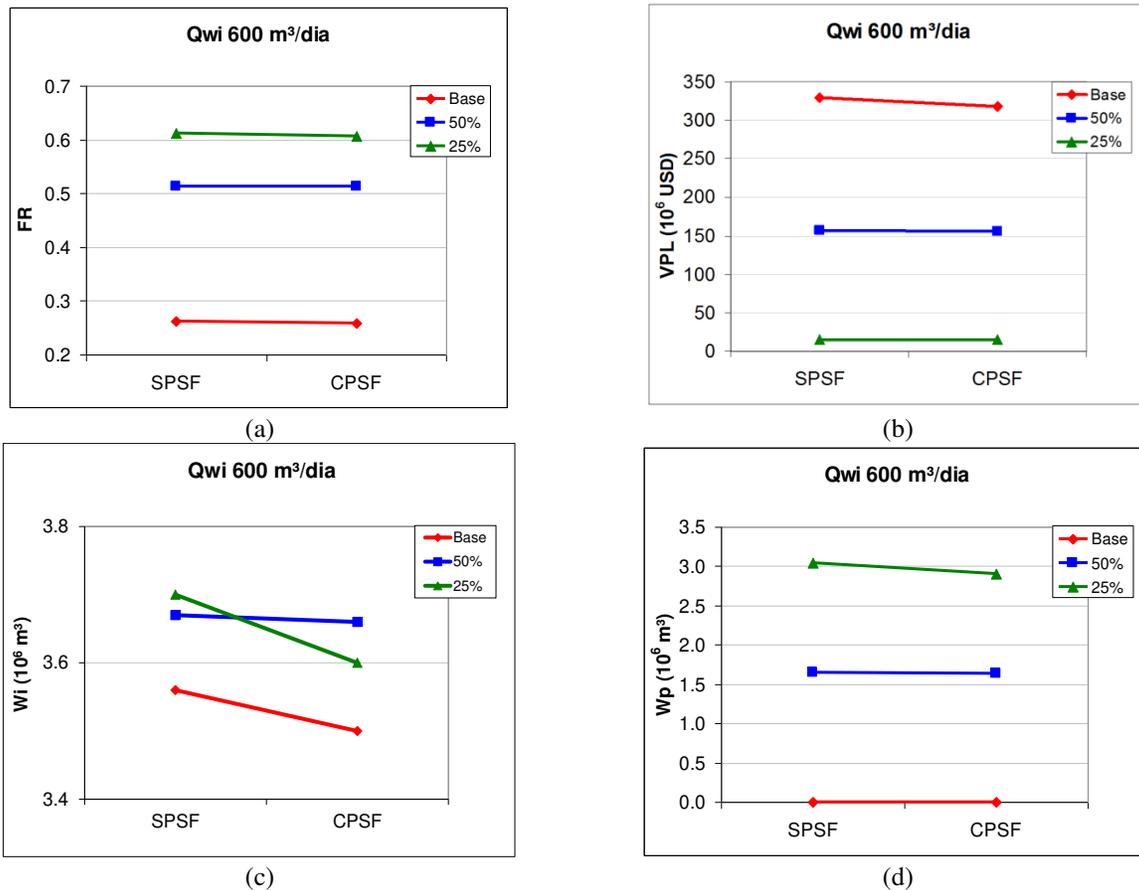


Figura 4.21. Comportamento do FR (a), VPL (b), Wi (c) e Wp (d) para os casos testados na fase III.

Para o modelo com espaçamento de 25%, pode-se observar que a propagação de fratura, mesmo que em condições de vazão mínima de propagação consiga um leve incremento na recuperação final, apresenta um efeito negativo no desempenho econômico do processo, revelando assim que evitar a propagação de fratura ainda que possa ter consequências negativas para a recuperação, permite obter um melhor indicador econômico.

4.3.5 Efeito da pressão de fechamento de fratura na otimização da vazão de injeção de água com propagação de fratura

Os resultados para os casos SPSF e CPSF mostram a diminuição progressiva da vazão de injeção de água acompanhada com a pressurização do reservatório decorrente do efeito da perda de injetividade. O poço injetor para o caso que considera perda de injetividade atinge pressão de fratura aos 1830 dias, como se mostra na Figura 4.22.

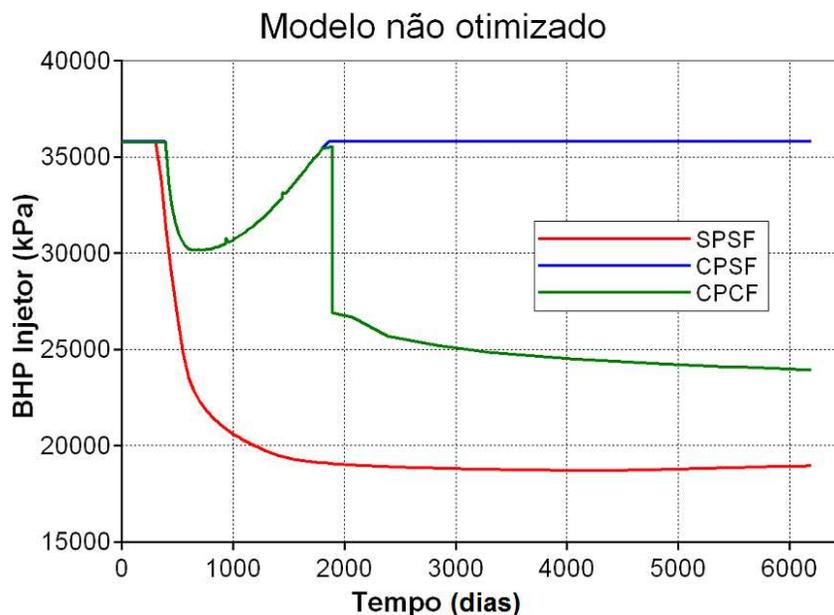


Figura 4.22. Comportamento do modelo com vazão não otimizada.

A partir desse momento a fratura é propagada utilizando-se a modelagem de poço multilateral virtual com os resultados de propagação obtidos a partir de simulação geomecânica para a vazão de 1200m³/dia. A simulação mostra que no momento em que a fratura começa a se propagar ocorre uma queda na pressão de fundo do poço injetor devido à eliminação da restrição de escoamento decorrente da propagação de fratura. Para o caso estudado a pressão diminui de forma instantânea até um patamar inferior ao de propagação, ocasionando o fechamento da fratura.

O processo de otimização proposto consiste em determinar uma vazão que mantenha a pressão de fundo do poço injetor acima da pressão mínima de propagação de fratura. Para tanto, foram realizadas diversas simulações com a vazão de injeção aumentada a partir do momento de iniciação da fratura. O comportamento da pressão para as simulações realizadas se mostra na Figura 4.23.

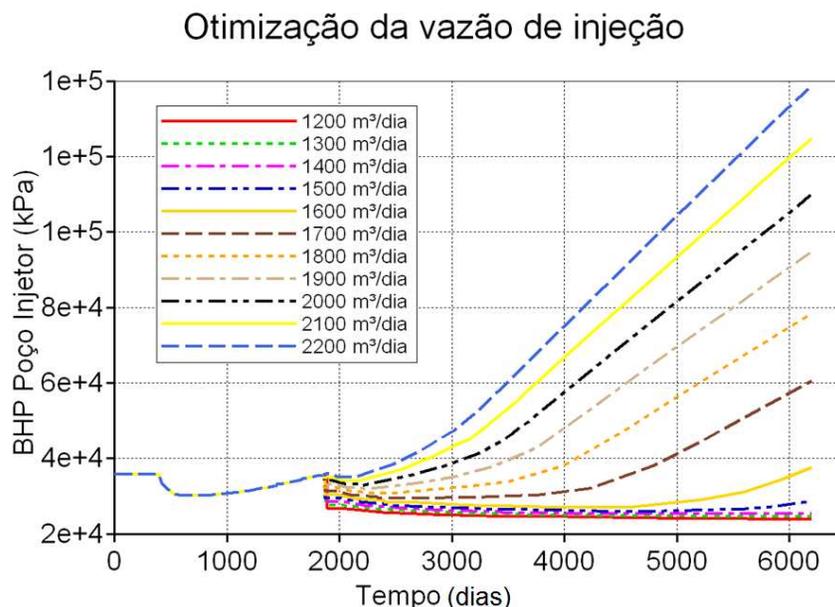


Figura 4.23. Pressão de fundo do poço injetor durante a otimização da vazão de injeção.

Na Figura 4.23 pode-se observar que com um aumento da vazão de injeção para 2200 m³/dia, a partir do momento da iniciação da fratura, a pressão de fundo do poço injetor não cai abaixo dos 34000 kPa estabelecidos como pressão mínima de propagação.

No entanto, com esse valor de vazão, ocorre uma sobre pressurização no reservatório, originada pela excessiva quantidade de água que é injetada, o que ocasiona uma alta produção final de água e uma irrupção mais rápida, contribuindo desta maneira à diminuição da eficiência da injeção de água em termos da recuperação final.

Para controlar a elevada pressurização no interior do meio poroso é necessária implementação de uma condição de limitação da vazão de injeção pela pressão de fundo do poço injetor. Dessa forma é possível garantir a continuidade da propagação da fratura evitando a

injeção excessiva de água, retardando a irrupção e diminuindo a produção de água, com consequências positivas para a recuperação final de óleo.

Na Figura 4.24 se mostra o comportamento da vazão de injeção para os modelos simulados (SPSF, CPSF, CPCF otimizado sem controle de vazão e CPCF otimizado com controle de vazão); na Figura 4.25 se apresenta o comportamento da pressão no modelo otimizado e na Figura 4.26 se ilustra o efeito do controle da vazão de injeção na produção final de óleo.

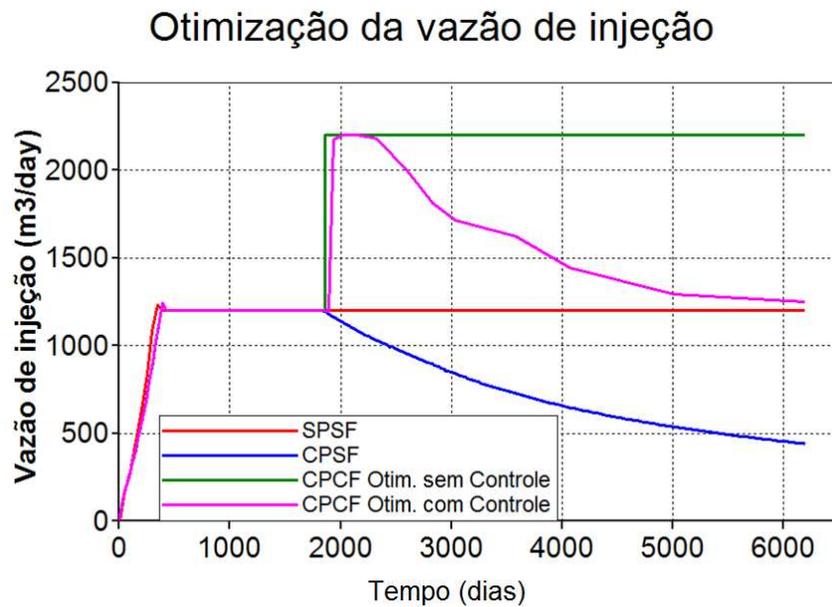


Figura 4.24. Comportamento da vazão com controle de pressão.

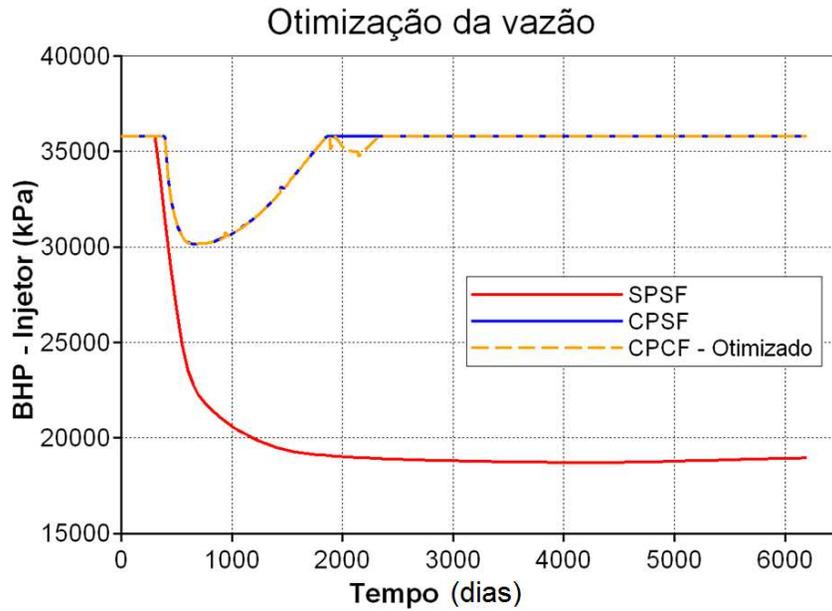


Figura 4.25. Comportamento da pressão com vazão otimizada.

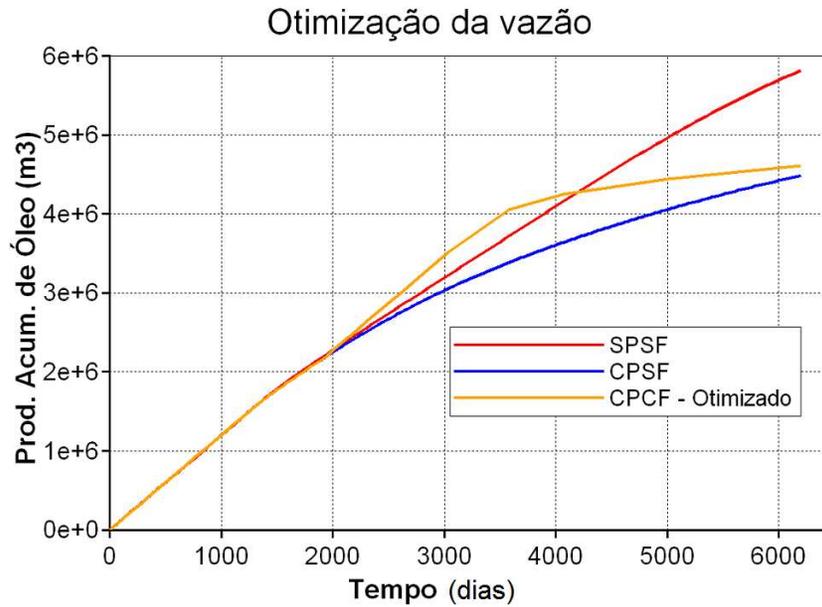


Figura 4.26. Comportamento da produção de óleo com vazão otimizada.

Os resultados mostram que para manter a propagação da fratura, para o caso estudado, é necessário um incremento na vazão de injeção de água a fim de evitar a queda da pressão

decorrente da dissipação de esforços no momento que a fratura é criada. Assim, o processo de otimização da vazão de injeção busca estabelecer um valor que permita garantir a continuidade da propagação visando, fundamentalmente, a diminuição da quantidade de água produzida e o incremento na recuperação final de óleo, sendo necessário que seja realizada para cada caso de forma específica, a fim de obter resultados mais confiáveis.

O processo de otimização é realizado também para os fluidos leve e pesado já mostrados na Tabela 4.17. Os resultados para óleo leve mostram que o processo de otimização da vazão de injeção resulta em um valor de 2800 m³/dia como o necessário para manter a propagação fratura. Este incremento sobre a vazão de injeção é maior do que o necessário para o caso com óleo intermediário, e apresenta também os problemas de irrupção prematura de água e sobre injeção, os quais, de forma análoga ao caso com óleo intermédio, são tratados com a limitação da vazão de injeção pela pressão de fundo do poço.

Pode-se observar que a propagação de fratura otimizada mostra um nível mais elevado de recuperação das condições de injeção, e melhores resultados para a recuperação final de óleo se comparado ao caso com óleo intermédio. Isto é consistente com os resultados obtidos por Muñoz Mazo e Schiozer (2007), que mostraram que a capacidade da injeção com a propagação de fratura para reverter o problema da perda de injetividade aumenta na medida em que a densidade e a viscosidade do óleo diminuem.

A simulação do caso SPSF para o óleo pesado mostra que a pressão de fratura é atingida no início da injeção, tornando necessária a simulação de um caso sem perda de injetividade e com propagação de fratura (SPCF – sem perda - com fratura), tal como proposto por Costa *et al.* (2009). Neste caso, a propagação da fratura é iniciada em conjunto com a injeção de água.

Os resultados mostram que para a vazão de injeção de 1200 m³/dia a continuidade da propagação fratura é garantida e o processo de otimização deve ser focado no aumento da recuperação de óleo final ou mesmo na verificação da necessidade de injetar água em condições de propagação de fratura para o desenvolvimento do projeto.

Os resultados do processo de otimização de vazão para os três tipos de fluido simulados são apresentados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19. Resultados de otimização de vazão de injeção para diferentes mobilidades.

Tipo de óleo	Razão de mobilidade	Vazão de injeção otimizada	
		Incremento na vazão de injeção	Recuperação final de óleo
Leve	0.4	230 %	48 %
Intermediário	2.3	183 %	30 %
Pesado	11.7	0 %	20 %

A partir da Tabela 4.19 pode ser observado que com o aumento da razão de mobilidade, a vazão de injeção para este estudo (1200 m³/dia) é capaz de manter a propagação de fratura, em parte, pela pressurização causada pelo deslocamento de mais lento da água injetada no interior do reservatório. Para fluidos mais móveis é necessário aumentar a vazão de injeção, e estes aumentos são mais elevados na medida em que a viscosidade do óleo diminui, permitindo obter fatores de recuperação mais altos.

4.3.6 Análise do efeito do dano de formação na face da fratura na otimização da vazão e na eficiência de varredura da injeção de água com propagação de fratura

Resultados de estudos com o mesmo modelo de simulação (Muñoz Mazo e Schiozer, 2009) mostram que o valor de vazão de injeção de 2200 m³/dia permite a continuidade da propagação de fratura, motivo pelo qual é adotado como valor de vazão ótima de injeção.

Na Figura 4.27 se mostra a comparação entre os casos CPCF otimizados sem e com a incorporação do dano na face da fratura e o caso CPSF. Nela, pode-se observar que o dano na face da fratura contribui para a manutenção do processo de propagação da fratura criada já que limita a dissipação da pressão de fundo do poço injetor. Mesmo sob condições de dano na fratura, a injeção com propagação de fratura continua sendo favorável para reverter o efeito negativo da perda de injetividade e, em alguns casos, possibilita a melhora da produção de óleo e a diminuição da produção de água, o que pode trazer efeitos benéficos para o desempenho técnico-econômico do reservatório e do projeto de injeção de água.

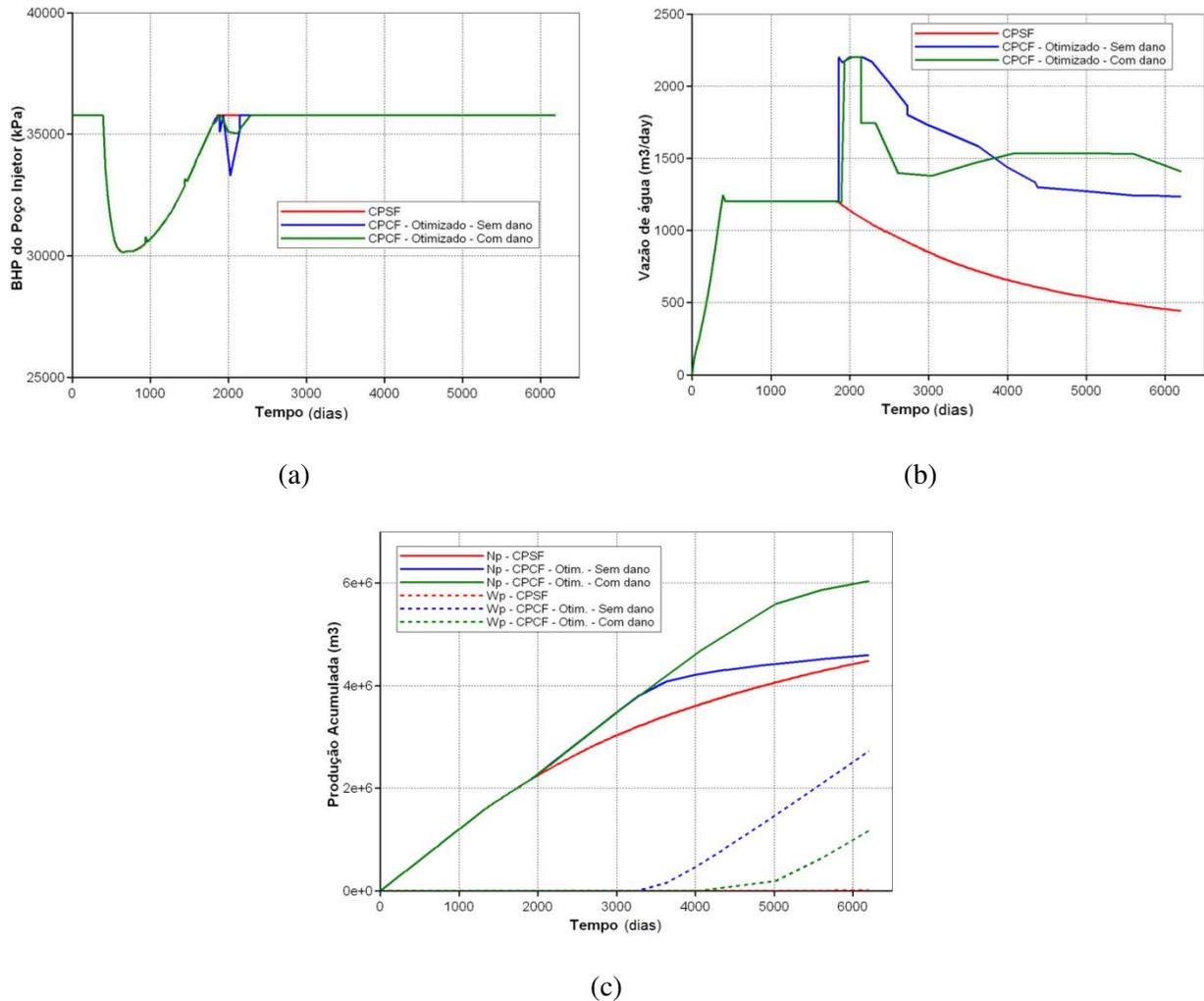


Figura 4.27. Comportamento da propagação de fratura sem e com dano de formação na face da fratura, (a) BHP do poço injetor, (b) Vazão de injeção, (c) Produções acumuladas de óleo e água.

Os efeitos da modelagem de dano de formação na face da fratura na eficiência volumétrica de varredura (E_{vw}) e no desempenho técnico-econômico do reservatório, para os casos com perda de injetividade sem fratura (CPSF) e com perda de injetividade e fratura, com e sem efeito do dano de formação na face da fratura, são mostrados na Tabela 4.20.

Na Tabela 4.20 é possível observar que o modelo que considera o dano de formação na face fratura apresenta um melhor desempenho, representado maior recuperação final e menor produção de água, o que influencia diretamente no aumento do VPL e na eficiência de varredura, se comparado com o caso que não considera o dano de formação.

Tabela 4.20. Indicadores técnico-econômicos do processo de injeção ao final do tempo de simulação.

Modelo	FR	Wp (10⁶ m³)	Wi (10⁶ m³)	<i>E_{vw}</i>	VPL (10⁶ USD)
CPSF	0.29	0.007	5.1	0.47	220.17
CPCF - sem dano	0.30	2.7	8.6	0.48	217.96
CPCF - com dano	0.40	1.2	8.6	0.63	272.82

Por outro lado, é possível notar que este último caso apresenta um nível mais elevado de produção de água, ocasionado pela alta capacidade de filtração de água que permanece constante ao longo do tempo de simulação, o que se manifesta numa irrupção mais rápida e em uma diminuição do VPL se comparado com o caso que só considera a perda de injetividade, o qual apresenta os menores valores, tanto na injeção quanto na produção de água devido ao efeito da diminuição da injetividade no poço.

Os resultados da simulação de fluidos leve e pesado são mostrados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21. Indicadores técnico-econômicos para os fluidos simulados.

Tipo de óleo	M	FR-SD (%)	FR-CD (%)	<i>E_{vw}</i>-SD (%)	<i>E_{vw}</i>-CD (%)	VPL-SD (10⁶ USD)	VPL-CD (10⁶ USD)
Leve	0.4	0.42	0.43	0.65	0.67	288.3	293.6
Intermediário	2.3	0.3	0.4	0.48	0.63	218.0	272.8
Pesado	11.7	0.23	0.21	0.28	0.26	137.0	119.2

M: Razão de mobilidade
SD: Sem dano de formação na face da fratura
CD: Com dano de formação na face da fratura

A partir da Tabela 4.21, pode ser observado que o incremento nos indicadores de desempenho, quando o efeito do dano de formação na superfície de fratura é considerado, é mais acentuado no caso de óleo intermediário quando comparado com o modelo de petróleo leve. Isto pode ser explicado pelo fato de que o dano na superfície da fratura atua como um "controle" para o escoamento de água para a formação, o que, aliado ao deslocamento mais lento da frente de água do modelo com um fluido intermediário, resulta no retardo da irrupção para este caso, com um conseqüente efeito positivo sobre a produção de óleo.

Observa-se também que o desempenho do processo com um fluido pesado piora quando o dano de formação na superfície da fratura é considerado. Isto é devido à redução da quantidade

de água injetada, o que reduz a eficiência da injeção e, conseqüentemente, a recuperação do óleo, afetando negativamente o comportamento econômico, tornando, dessa maneira, a propagação da fratura desnecessária para o caso apresentado.

5. DETERMINAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO DA INJEÇÃO E PRODUÇÃO DE ÁGUAS

Visando uma análise que permita maximizar a produtividade e o retorno financeiro por meio da otimização dos volumes de água que são injetados e produzidos, a análise proposta e aplicada neste capítulo engloba tanto processos de natureza preventiva quanto ações corretivas para o tratamento de problemas associados à injeção e produção de água em reservatórios.

Muñoz Mazo *et al.* (2010) mostram que se todos os aspectos mencionados são considerados de maneira integrada é possível formular uma metodologia que os incorpore e avalie de forma conjunta, e assim fazer com que, no processo de lançamento e otimização de estratégias de produção, o gerenciamento de água seja considerado de forma prioritária.

As ações descritas na metodologia mostrada a seguir pretendem, principalmente, identificar os pontos críticos do comportamento do reservatório em relação à injeção e produção de água, assim como implementar ações de gerenciamento de água que permitam atingir os objetivos da estratégia de desenvolvimento do campo.

5.1 Metodologia

A proposta de metodologia considera diferentes níveis de análise para o gerenciamento de água. Dessa forma, tanto as características do reservatório, assim como as condições de operação dos poços e a configuração produtiva implementada para o desenvolvimento do campo, são analisadas visando fazer um diagnóstico do comportamento do reservatório e recomendar as melhores ações para configurar uma estratégia de gerenciamento de água que esteja de acordo com a estratégia de produção e desenvolvimento.

O fluxo de trabalho para a metodologia proposta é ilustrado na Figura 5.1.

Na Figura 5.1, pode-se observar que, tanto para a fase de avaliação e implantação, assim como para fase de produção, as análises diagnósticas partem de um nível mais genérico (reservatório), passando pela estratégia de produção e as condições operacionais globais, para enfim chegar ao nível do poço. Só depois dessas análises é que são propostas as diferentes opções

para o gerenciamento de água, as quais podem ser submetidas a análises complementares para finalmente estabelecer a estratégia para um determinado caso. Cada uma das fases que compõem o fluxo de trabalho é explicada a seguir:

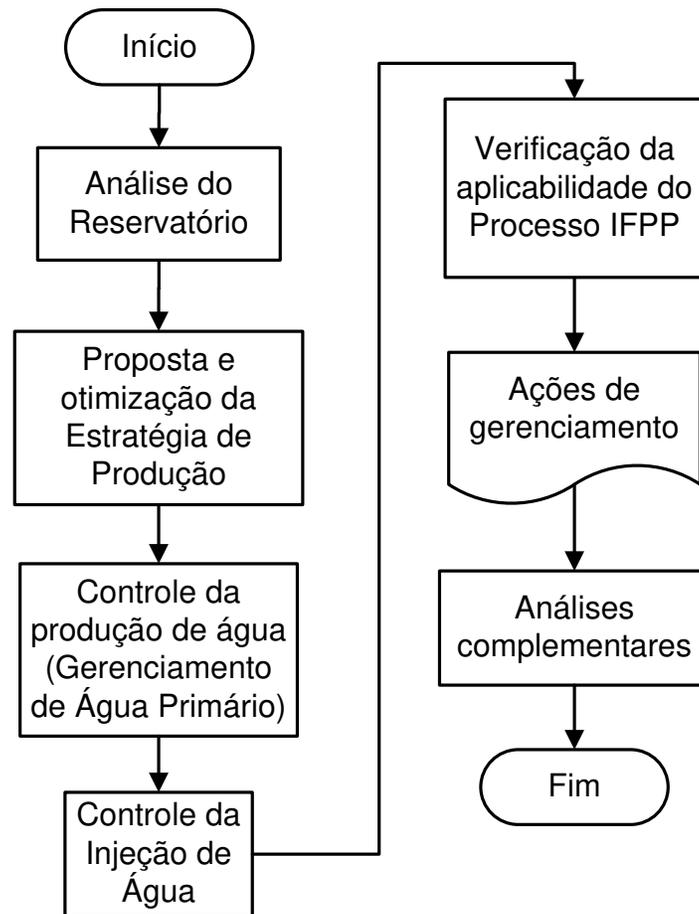


Figura 5.1. Fluxo de trabalho da metodologia proposta.

- **Análises do reservatório:**

Permitem identificar, no modelo estático do reservatório, possíveis situações onde seja necessário o controle ou o gerenciamento da água. Neste nível de análise podem ser avaliados, entre outros fatores:

- Porosidade e permeabilidade;
- Posição dos contatos;

- Estudo do campo de pressões;
- Permeabilidade vertical;
- Mobilidade das fases;
- Presença e ação de aquíferos e/ou capa de gás.

No caso de reservatórios fraturados também são avaliados:

- Canalização do escoamento pelo sistema de fraturas;
- Interação dos sistemas de fraturas presentes;
- Tipo de fraturas presentes (verticais ou horizontais ou ambas).

- **Proposta e otimização da estratégia de produção:**

O propósito aqui é a determinação, a partir da estratégia de desenvolvimento proposta para o projeto, das condições de operação dos poços e das instalações de produção que permitam aproveitar o potencial produtivo do reservatório. Para tanto, são analisados:

- Tipo de poço;
- Localização otimizada dos poços;
- Cronograma de abertura;
- Condições operacionais e de monitoramento;
- Capacidades máximas de injeção e produção.

Um fluxo de trabalho mais detalhado para estas análises é mostrado na Figura 5.2.

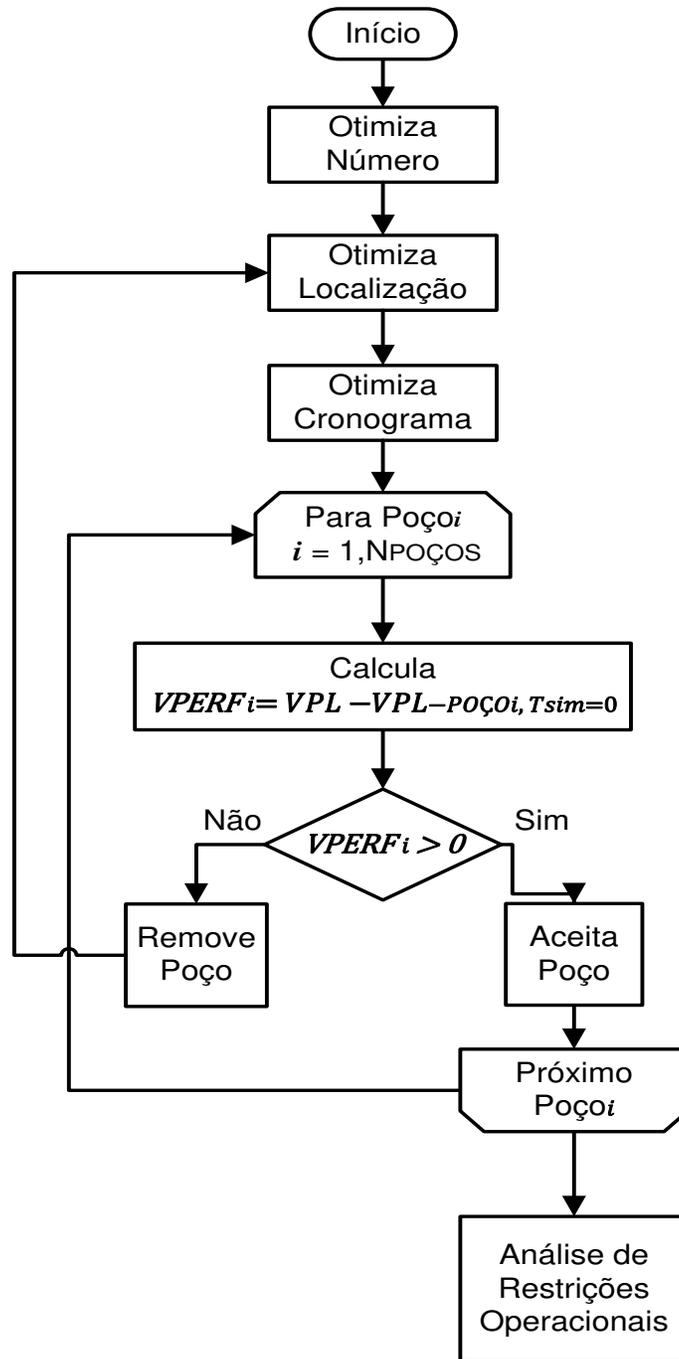


Figura 5.2. Fluxo de trabalho para análises de estratégia de produção.

A análise se inicia com a determinação do número ótimo de poços, a qual é realizada mediante o procedimento mostrado por Ravagnani *et al.* (2011), no qual, no modelo de simulação, é alocada uma grande quantidade de poços injetores e produtores, os quais vão sendo retirados em função do IEC e dos piores valores de IEPP e IEPI apresentados (Equações 3.27 e

3.28), dado que ainda não foi estabelecido um cronograma de entrada em operação dos poços, os quais, em sua totalidade, são abertos de forma simultânea.

Uma vez que o número de poços injetores e produtores é estabelecido, é otimizada a sua localização em função da maximização do IEC. Neste procedimento é possível otimizar tanto a localização quanto a camada de completação dos poços.

A introdução do cronograma de abertura é realizada em função da maximização do VPL e seguindo diferentes esquemas, nos quais podem ser testadas opções com abertura alternada de injetores e produtores, abertura de produtores seguida de injetores, assim como ordem de abertura considerando o desempenho econômico dos poços.

Depois de estabelecer esses três critérios, é importante avaliar a necessidade de perfurar os poços selecionados. Para isso é utilizado como critério o Valor de poço (VPERF), que é definido como a diferença entre o VPL da estratégia mais bem otimizada com todos os poços e o VPL da estratégia sem o respectivo poço. Um valor positivo de VPERF indica uma piora no desempenho econômico da estratégia decorrente da não perfuração do poço. Por outro lado, um valor negativo indica que a retirada do poço contribui para aumentar o retorno financeiro.

Em caso de um poço ser eliminado da estratégia em decorrência de um valor negativo de VPERF, uma reotimização de localização e cronograma de abertura deve ser realizada, de forma a garantir que todos os poços da estratégia contribuam de forma positiva para o desempenho produtivo e financeiro do campo. A definição das restrições operacionais, para os poços e as instalações, é realizada em função da maximização do VPL.

É importante ressaltar que, no caso de reservatórios naturalmente fraturados, a aplicabilidade da injeção de água, em termos técnicos e econômicos, deve ser avaliada em função das propriedades petrofísicas e de interação rocha-fluido como passo anterior à otimização de número, tipo, posição e cronograma de operação da estratégia de produção. A aplicabilidade do processo de injeção é definida em termos do aumento na recuperação final de óleo e no desempenho do VPL para casos com e sem injeção.

- **Controle da produção de água (gerenciamento de água primário):**

Consiste em determinar as melhores condições de operação de cada um dos poços produtores em função da produção de água considerando:

- Pressão de fundo mínima dos poços produtores;
- Vazões de produção de óleo e água;
- Data de fechamento, determinada mediante a otimização do corte de água em função da maximização do VPL, usando as Equações 3.25 e 3.26.

- **Controle da injeção de água.**

Uma vez estabelecidos os limites operacionais para os poços produtores em função da produção de água e do desempenho econômico, procede-se a analisar o controle da injeção de água.

Para esta fase, é proposto um fluxo de trabalho que tem por objetivo a determinação do ponto ótimo de fechamento dos poços injetores, baseado em indicadores econômicos e técnicos, assim como na interação entre os poços injetores e os poços produtores.

O fluxo de trabalho proposto é mostrado na Figura 5.3. Nele, o primeiro passo é a definição de Tempos de Análise (TA) que são datas específicas, com uma periodicidade pré-determinada, nas quais é analisado o aporte do poço injetor ao desempenho da estratégia.

Isto é feito mediante o cálculo do Valor do Injetor (VINJ), que é definido como a diferença entre o VPL da estratégia com todos os poços injetores fechando no tempo final de simulação e o VPL da estratégia considerando o fechamento desse poço injetor em um determinado TA. De forma similar ao VPERF, um valor positivo de VINJ indica que o poço injetor ainda contribui para o bom desempenho da estratégia, e valores negativos mostram a necessidade de fechamento desse injetor na data em que o indicador atinge seu valor mais negativo.

Com o fechamento de um poço injetor, o processo é realizado novamente para todos injetores restantes em todos os tempos de análise e, se necessário, deve ser realizado um refinamento nos tempos de análise, isto é, determinar uma periodicidade menor, com a finalidade de evitar uma injeção desnecessária dentro do reservatório.

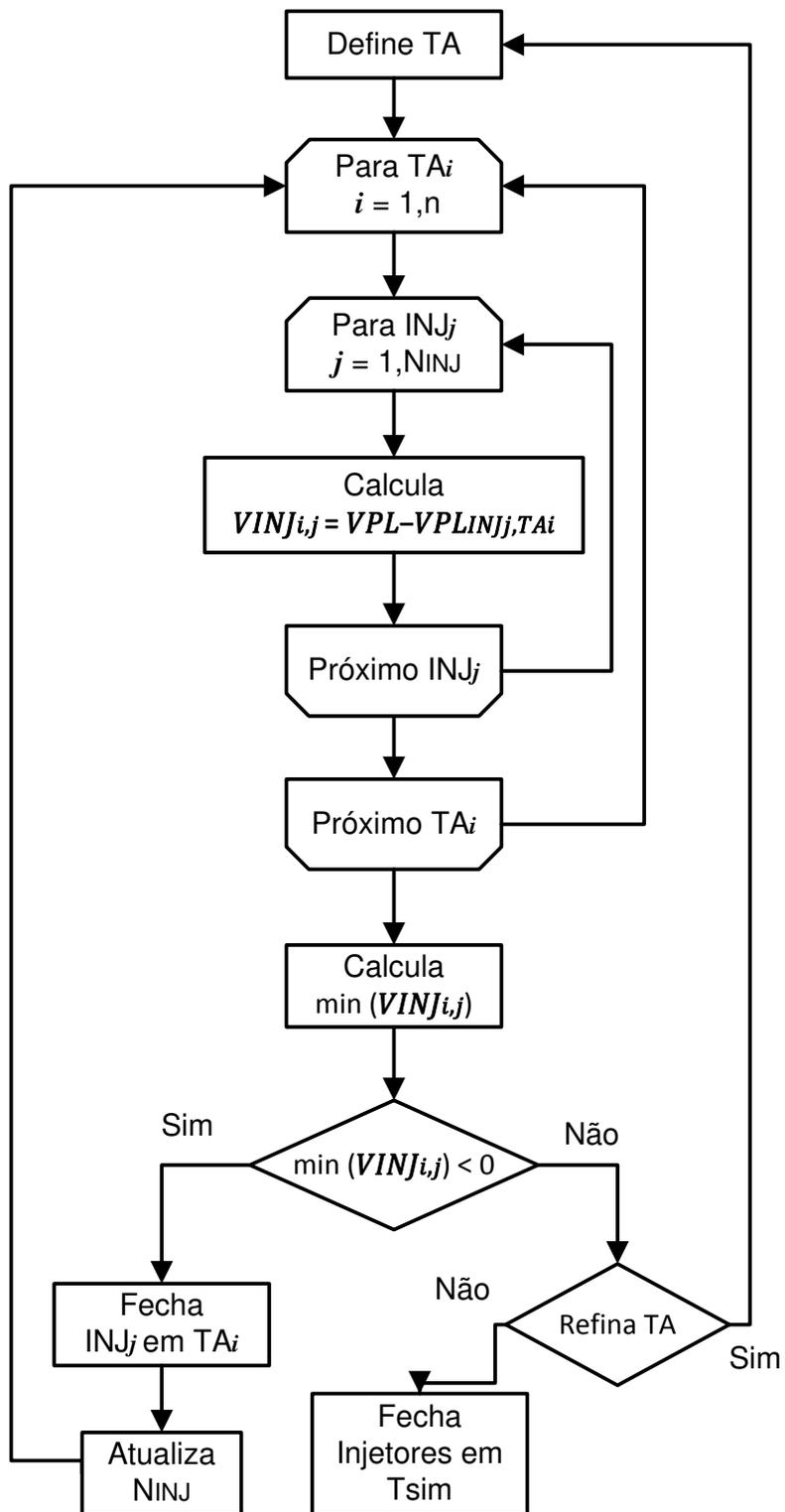


Figura 5.3. Fluxo de trabalho para o fechamento dos poços injetores.

- **Verificação da aplicabilidade do processo IFPP (para reservatórios não fraturados)**

Esta etapa pretende, ao nível do poço, identificar a possibilidade de ocorrência de dano de formação nos poços injetores e estudar soluções ao problema. Com esta finalidade, são analisados:

- Comportamento da pressão de fundo dos poços injetores;
- Comportamento do índice de injetividade;
- Comportamento da vazão de produção de óleo e água, assim como a vazão de injeção de água, para o campo e os poços.

O fluxo de trabalho proposto para a análise é mostrado na Figura 4.4.

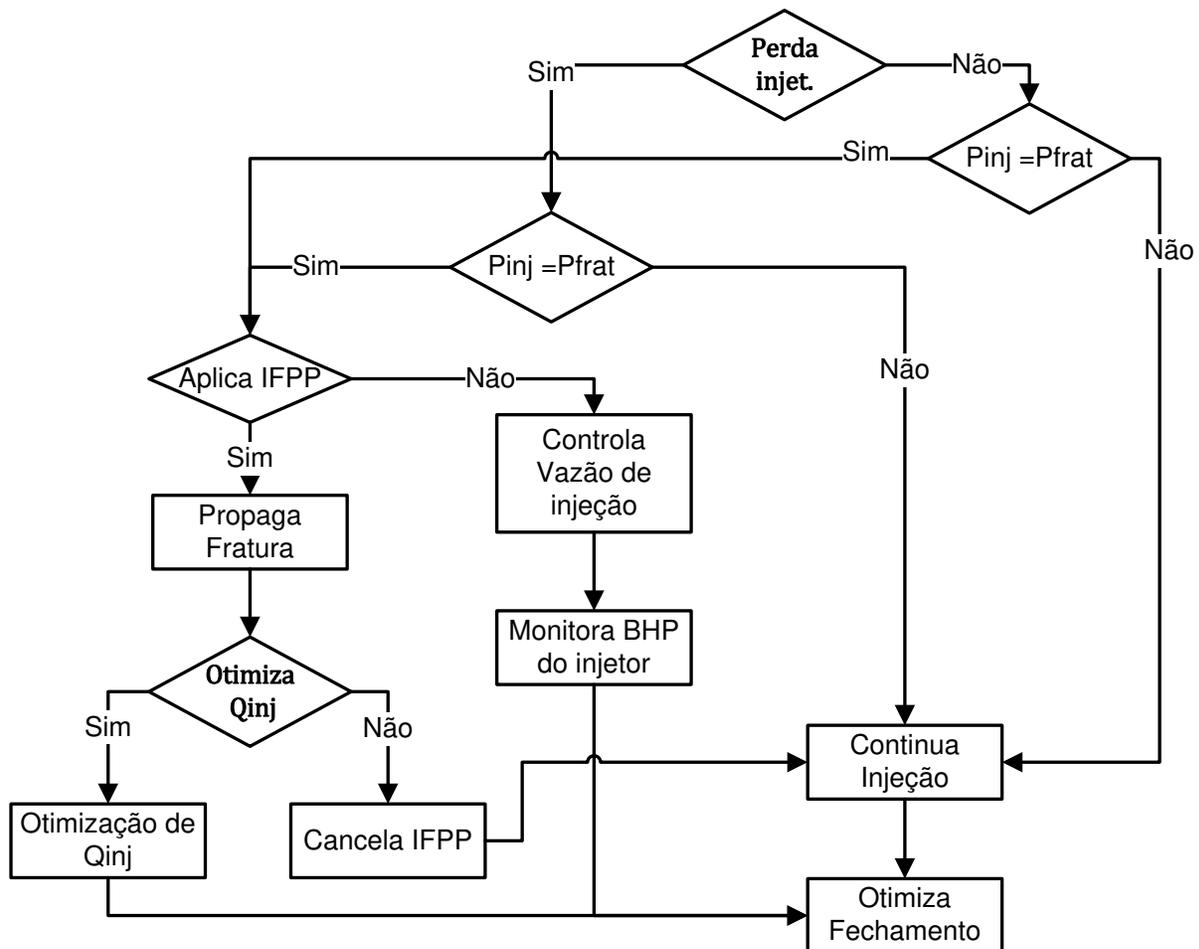


Figura 5.4. Fluxo de trabalho para a análise de aplicabilidade do processo IFPP.

De acordo com a Figura 5.4, nesta etapa é necessário considerar dois tipos de cenários: (1) os poços injetores atingem a pressão de fratura da rocha sem efeito da perda de injetividade e (2) é considerada a perda de injetividade desde o início da injeção.

No primeiro caso, considerando-se que as restrições operacionais de poços e plataforma já foram estabelecidas, o que dificulta o processo de otimização da vazão de injeção com propagação de fratura, é necessário decidir entre impor um controle para a vazão do injetor pela pressão de fratura da rocha até seu fechamento determinado no passo anterior ou fechá-lo no momento em que a pressão de fratura é atingida.

No segundo caso, deve-se avaliar o processo de perda de injetividade e seus efeitos desde o começo da injeção, de forma a recuperar a injetividade, levando-se em consideração os limites impostos pelas condições operacionais.

- **Determinação da estratégia geral de gerenciamento de água para campo**

Consiste em determinar ações para a operação do campo em função da injeção e da produção de água. Dessa maneira, a análise é realizada em função do controle operacional dos poços. É realizada levando em consideração, além dos critérios técnicos já mostrados neste capítulo:

- Expectativa de recuperação com a aplicação de ações de gerenciamento de água;
- Atratividade do ganho marginal;
- Cenário econômico.

Dessa forma, as ações que podem ser adotadas para o controle da água, de acordo com a metodologia proposta são:

- Controle por corte de água;
- Fechamento de injetores;
- IFPP (somente para reservatórios homogêneos).

- **Análises complementares**

Uma vez estabelecida a estratégia geral para o gerenciamento de água, é possível analisar outras opções que eventualmente podem apresentar resultados compatíveis com os objetivos do projeto, mas que foram deixadas de lado ao longo do processo. De igual forma, incertezas em algumas das propriedades (geológicas, petrofísicas etc.) ou nos cenários técnicos e econômicos, podem ser analisadas em caso de ser necessário.

5.2 Aplicações

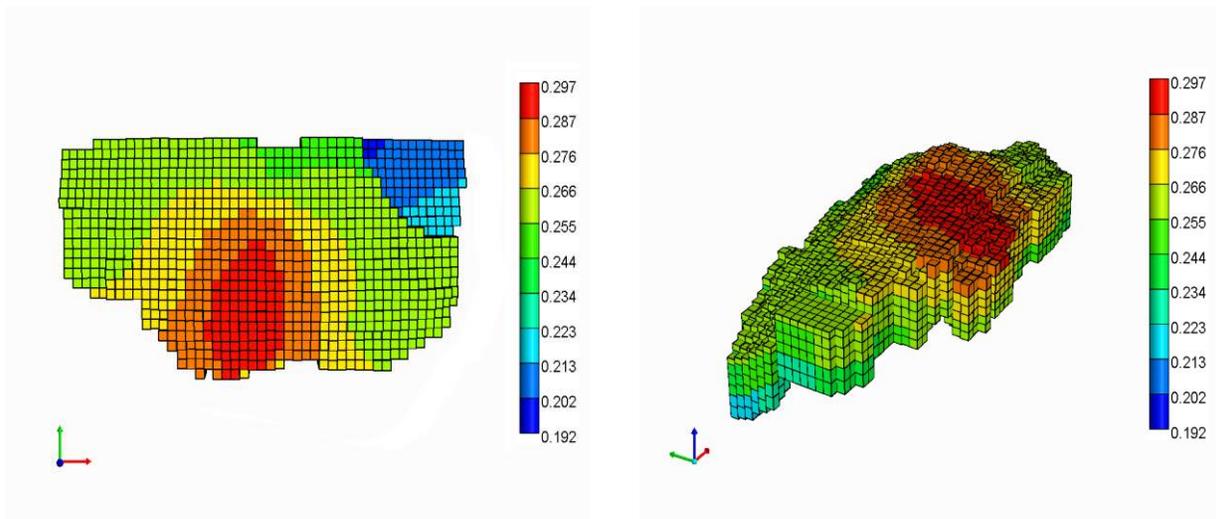
Os modelos de simulação utilizados para a realização da análise proposta se mostram para casos de reservatório (1) não fraturado e (2) naturalmente fraturado

5.2.1 Modelo não fraturado

O modelo de simulação utilizado corresponde a um reservatório turbidítico, com um volume de óleo *in situ* de 110 milhões de m³, com densidade equivalente a 31.7 °API. A malha de simulação é constituída por 51x28x6 blocos, sendo que cada bloco apresenta dimensões de 150x150 m² na horizontal e espessura variável.

O modelo apresenta uma porosidade média de 24.%, uma permeabilidade horizontal média de 132 mD e a razão kh/kv é igual a 10%. A análise de simulação, utilizando poços horizontais para ao desenvolvimento do campo, é proposta para 30 anos.

A malha de simulação correspondente ao modelo geológico descrito é mostrada na Figura 5.5., e as curvas de permeabilidade relativa e os dados PVT do modelo se encontram no Apêndice D.



(a)

(b)

Figura 5.5. Distribuição de porosidade para o modelo não fraturado. (a) Vista superior, (b) Vista tridimensional.

O cenário econômico utilizado para a análise de estratégia é apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Cenário econômico utilizado na análise do modelo não fraturado.

Tributos	
Taxa de Atratividade (anual)	0.1
Royalties (Fração)	0.1
PIS+Cofins (Fração)	0.0925
Imposto de Renda + Contribuição Social (Fração)	0.34
Receitas	
Preço Óleo (USD/m³)	314.5
Preço Gás (USD/m³)	0.09
Investimentos	
Inves. Plataforma (milhões USD)	545
Inves. Produtor (milhões USD)	40
Inves. Injetor (milhões USD)	40
Custos	
Custo Prod. Óleo (USD/m³)	31.45
Custo Prod. Água (USD/m³)	3.15
Custo Prod. Gás (USD/m³)	0.002
Custo Inj. Água (USD/m³)	3.15
Custo Inj. Gás (USD/m³)	0.002

A aplicação do fluxo de trabalho mostrado na Figura 5.4, para analisar a aplicabilidade do processo IFPP na estratégia de produção e gerenciamento de água, requer a verificação do comportamento da pressão de injeção em cada um dos poços, assim como demanda levar-se em consideração dois cenários possíveis, a saber:

1. Sem considerar perda de injetividade;
2. Considerando perda de injetividade.

5.2.2 Modelo naturalmente fraturado

O modelo utilizado nesta fase corresponde a um reservatório carbonático fraturado, que apresenta um volume de óleo in situ de 103 milhões de m³. A malha de simulação consta de 44x40x30 blocos de aproximadamente 100x100 m² de área e espessura variável.

As propriedades petrofísicas do modelo, tanto do sistema de matriz quanto do sistema de fraturas, são apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Propriedades petrofísicas do modelo naturalmente fraturado

Porosidade média da matriz	0.21
Porosidade média das fraturas	0.085
Permeabilidade média horizontal da matriz (mD)	0.9
Permeabilidade média horizontal das fraturas (mD)	340
Permeabilidade média vertical da matriz (mD)	0.8
Permeabilidade média vertical das fraturas (mD)	400.
Espaçamento médio de fraturas na direção x (m)	65
Espaçamento médio de fraturas na direção y (m)	45
Espaçamento médio de fraturas na direção z (m)	27

A malha de simulação para o modelo é mostrada na Figura 5.6.

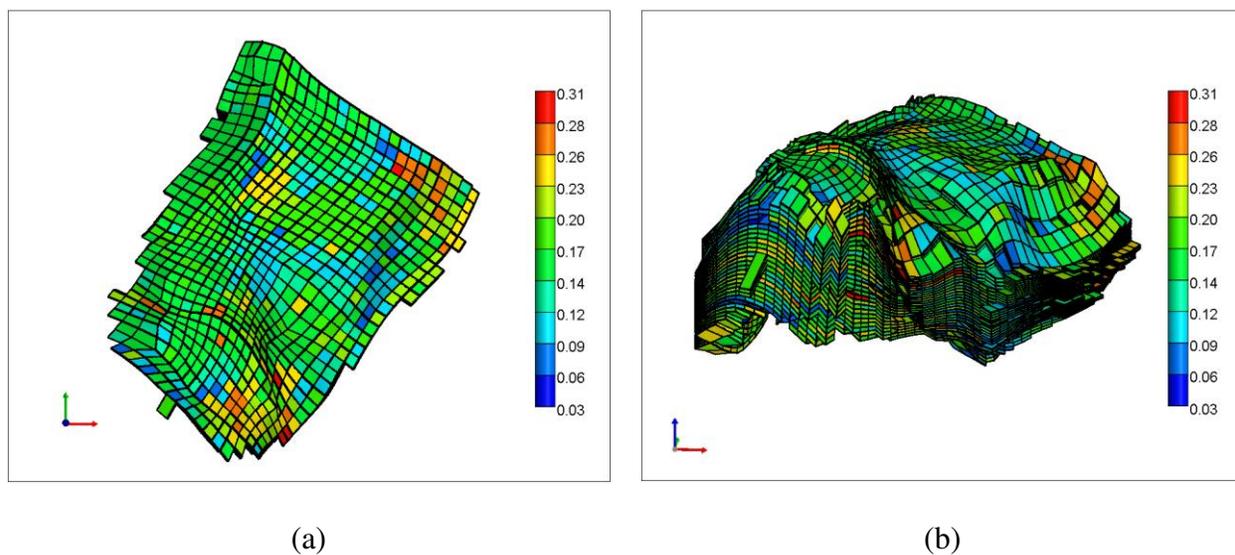


Figura 5.6. Distribuição de porosidade de matriz para o modelo fraturado. (a) Vista superior, (b) Vista tridimensional.

A partir do modelo mostrado na Figura 5.6, é implementada a metodologia descrita em dois casos de contraste entre as permeabilidades dos sistemas de matriz e de fratura:

- **Reservatório naturalmente fraturado Tipo II:** no qual se utilizam os valores de permeabilidade para os sistemas de matriz e de fratura descritos na Tabela 5.9;
- **Reservatório naturalmente fraturado Tipo III:** no qual, os valores de permeabilidade da matriz são multiplicados por 50.

Para a análise do processo de injeção de água em reservatório com molhabilidade a óleo, e óleo intermediário de 29° API.

As curvas de permeabilidade relativa para os sistemas de matriz e fratura do modelo, assim como as propriedades do óleo utilizado na análise, se mostram no Apêndice E.

Como fatores críticos que podem influenciar o desempenho de processos de injeção de água neste reservatório, têm-se:

- Alta possibilidade de canalização pelo sistema de fraturas, que depende tanto da intensidade de fraturamento, quanto da interconexão entre os diferentes sistemas de fraturas presentes no modelo.

- Ação do aquífero. O modelo apresenta um aquífero de ação moderada, com contato água óleo localizado a 2450 m de profundidade.
- Restrição na vazão de produção dos poços. Dada a alta possibilidade de canalização de fluxo, uma restrição muito severa da produção de líquidos pode prejudicar a produção de óleo após a irrupção de água nos poços produtores.
- Molhabilidade. Esta propriedade de interação rocha-fluido tem um efeito significativo na mobilidade das fases e na eficiência da injeção.
- Data de início da injeção. Considerando a alta propensão do reservatório à irrupção prematura de água, a data de início de injeção pode ter um efeito significativo no processo de controle e gerenciamento da água ao incidir de maneira acentuada no desempenho econômico da injeção.

O cenário econômico utilizado para o processo de análise financeira da estratégia é apresentado na Tabela 5.3, com um horizonte de produção de 30 anos.

Tabela 5.3. Cenário econômico utilizado na análise do modelo naturalmente fraturado.

Tributos	
Taxa de Atratividade (anual)	0.1
Royalties (Fração)	0.1
PIS+Cofins (Fração)	0.0925
Imposto de Renda + Contribuição Social (Fração)	0.34
Receitas	
Preço Óleo (USD/m³)	314.5
Preço Gás (USD/m³)	0.09
Investimentos	
Inves. Plataforma (milhões USD)	748.84
Inves. Produtor (milhões USD)	50
Inves. Injetor (milhões USD)	50
Inves. Descomissionamento (milhões USD)	150
Custos	
Custo Prod. Óleo (USD/m³)	31.45
Custo Prod. Água (USD/m³)	3.15
Custo Prod. Gás (USD/m³)	0.002
Custo Inj. Água (USD/m³)	3.15
Custo Inj. Gás (USD/m³)	0.002

5.3 Resultados e discussão

5.3.1 Caso com modelo de reservatório não fraturado

Análise do Reservatório

O modelo mostrado na Figura 5.5 apresenta características de porosidade e permeabilidade relativamente uniformes, sem evidência de regiões com características alteradas que configurem barreiras, canais de fluxo, ou camadas de alta permeabilidade. A razão entre a permeabilidade vertical e a permeabilidade horizontal se mantém constante em todo o reservatório.

O contato água-óleo se encontra localizado a 3100 m de profundidade e o modelo não apresenta contato óleo-gás. A pressão média inicial do reservatório é 333 kgf/cm², o modelo não apresenta evidências da existência de um aquífero em contato com o reservatório.

Análise da estratégia de produção

Para a estratégia de desenvolvimento do reservatório apresentado foram escolhidos poços produtores e injetores de tipo horizontal. No caso dos poços injetores, estes foram completados na região compreendida nas três camadas inferiores do modelo de simulação e os poços produtores foram completados nas três camadas superiores.

O número de poços, a localização e a camada de completação dos mesmos foram determinadas mediante a utilização de técnicas de otimização, tomando como critérios de decisão o IEC, o IEPP e o IEPI.

O processo de determinação do número de poços foi realizado seguindo o procedimento proposto por Ravagnani *et al.* (2011), no qual um grande número de poços produtores e injetores são inseridos no modelo e abertos para fluxo de forma simultânea (para possibilitar a comparação entre os poços em igualdades de condições; como essa não representa exatamente a condição real, o indicador é chamado de IEC e não VPL). Desta forma, a cada rodada de simulação, foi retirado um poço de acordo com as seguintes condições:

- A retirada do poço em análise deve ter como efeito o aumento do IEC;

- O poço a ser removido da estratégia é aquele com o menor IEPP, no caso de poços produtores, ou o menor IEPI no caso dos poços injetores;
- A remoção de poços foi realizada de forma alternada, ou seja, a retirada de um poço produtor foi precedida pela retirada de um injetor e vice-versa;

A Figura 5.7 mostra a evolução do IEC em função do número de poços.

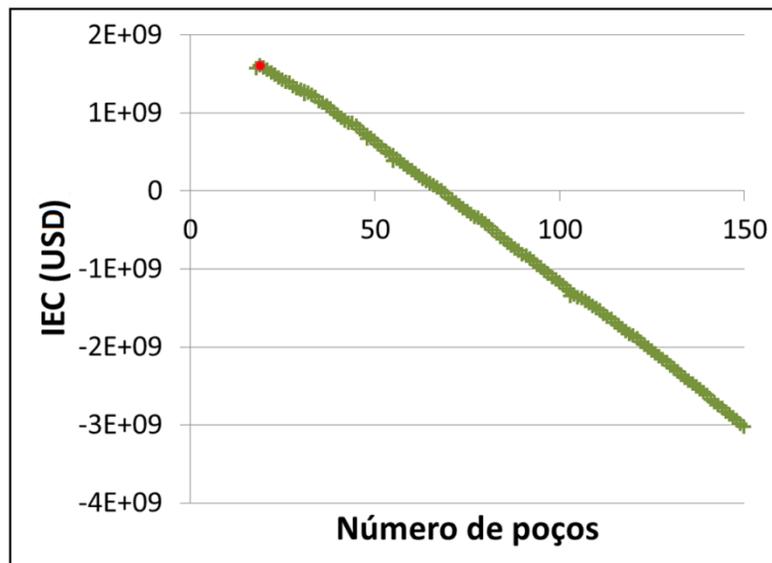


Figura 5.7. Evolução do IEC para a determinação do número de poços do modelo homogêneo.

Para o caso analisado nesta fase, uma estratégia com 19 poços (sinalizada com o ponto vermelho na Figura 5.7), sendo 8 deles produtores e 11 injetores foi obtida ao final do processo. Posteriormente, a estratégia foi submetida ao processo de otimização de localização e camada de completção. O resultado final de ambos os processos é apresentado na Tabela 5.4 e na Figura 5.8

A data de abertura dos poços injetores e produtores foi otimizada mediante a implementação de técnicas de algoritmos evolucionários, sendo que o primeiro poço foi aberto após o período de histórico de 1500 dias e, posteriormente, foi aberto um poço mensalmente.

Tabela 5.4. Localização e camada de completção otimizadas para os poços do modelo.

Poço	Localização		Camada de completção
	x	y	
PROD001	23	20	1:6
PROD002	25	12	1:3
PROD003	15	17	1:3
PROD004	27	6	1:3
PROD026	14:17	10	1
PROD033	19:22	14	1
PROD034	23:26	11	1
PROD045	37:40	17	3
PROD051	24:27	14	1
PROD053	32:35	16	1
PROD065	17:20	18	1
INJ056	8:11	16	5
INJ058	19:22	8	4
INJ065	10:13	18	4
INJ079	43:46	19	6
INJ080	15:18	23	6
INJ083	29:32	15	6
INJ084	33:36	24	6
INJ087	24:27	24	6

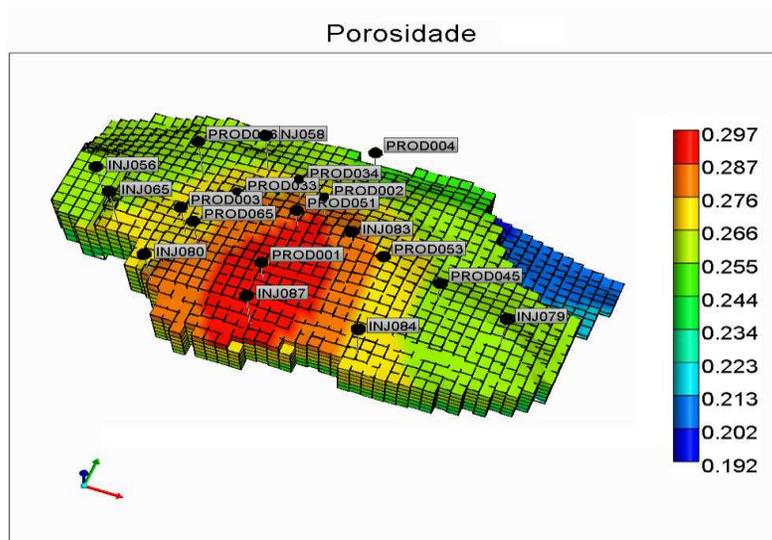


Figura 5.8. Distribuição dos poços para a estratégia de produção otimizada.

Para a abertura dos poços horizontais, foi considerado um cenário onde a disponibilidade das plataformas de perfuração permitia a abertura de um novo poço a cada mês. Dessa forma, o processo de lançamento de estratégia de produção tornou-se mais realista ao não considerar a abertura simultânea de todos os poços do modelo de simulação como estimativa inicial para processos de controle e gerenciamento da água.

O resultado do processo de otimização do cronograma de entrada em operação dos poços é apresentado na Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Cronograma otimizado de entrada em operação dos poços.

Tempo (dias)	Poço
1501	PROD051
1531	PROD033
1561	INJ087
1591	INJ056
1621	PROD065
1651	INJ084
1681	INJ058
1711	INJ065
1741	INJ080
1771	INJ083
1801	PROD034
1831	PROD026
1861	PROD045
1891	INJ079
1921	PROD053

Para os poços injetores foi estabelecida uma condição de operação primária na qual é controlada a vazão máxima de injeção em 2200 m³/dia e, em segundo lugar o controle da pressão máxima de fundo em 300 kgf/cm². Para os poços produtores, a condição de operação primária é de uma pressão mínima de fundo de 190 kgf/cm² e como condição secundária uma vazão máxima de produção de líquidos de 2500 m³/dia.

Para os poços produtores foi implementada uma condição de monitoramento de vazão mínima de produção de óleo de 50 m³/dia. Também foi inserido, para propósitos de determinação

da estratégia inicial, um corte de água máximo de 0.90 nos poços produtores. Este valor foi otimizado em etapas posteriores para a determinação da estratégia de gerenciamento de água.

Para a operação do campo é simulada uma instalação de produção com capacidade máxima de injeção de 12390 m³/dia e uma capacidade máxima de produção de líquidos de 12390 m³/dia com uma produção de água máxima de 11150 m³/dia.

Uma análise inicial do comportamento da produção e da injeção, a partir das curvas de produção e injeção para a estratégia inicial de desenvolvimento são mostradas nas Figuras 5.9, 5.10 e 5.11, respectivamente.

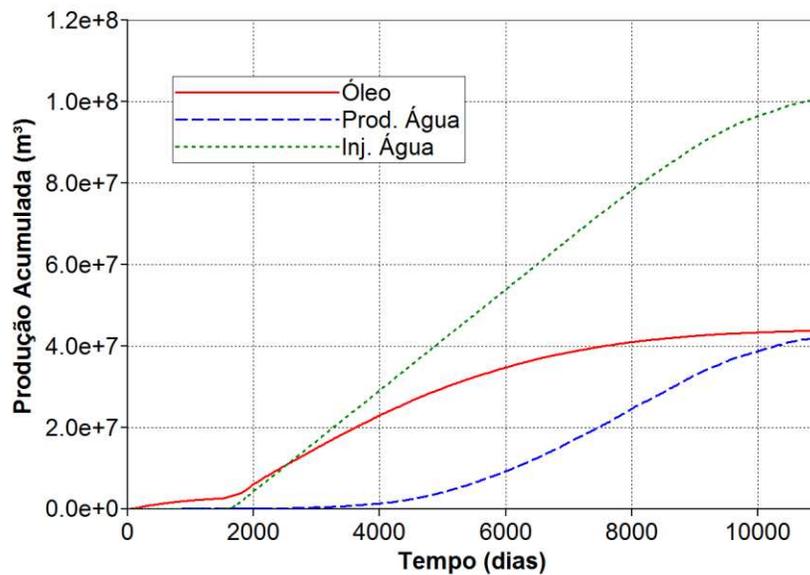


Figura 5.9. Comportamento da produção e injeção acumuladas.

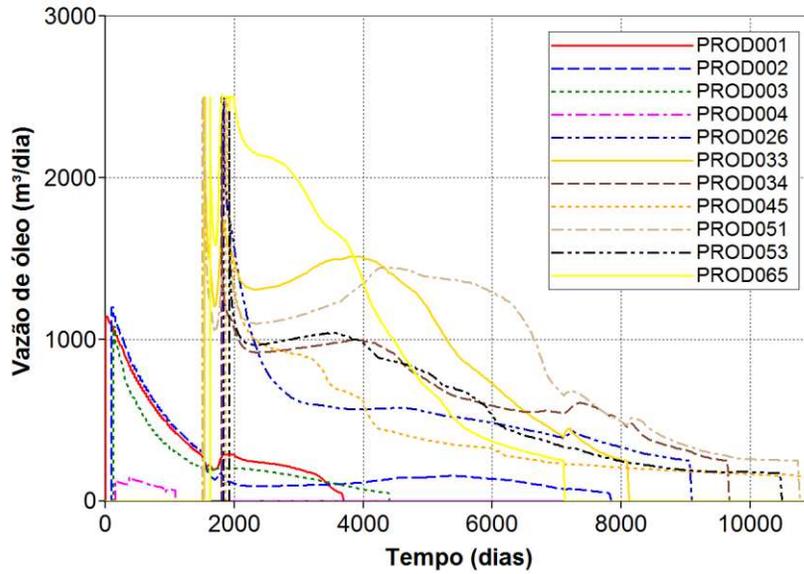


Figura 5.10. Comportamento das vazões de produção de óleo para os poços do campo.

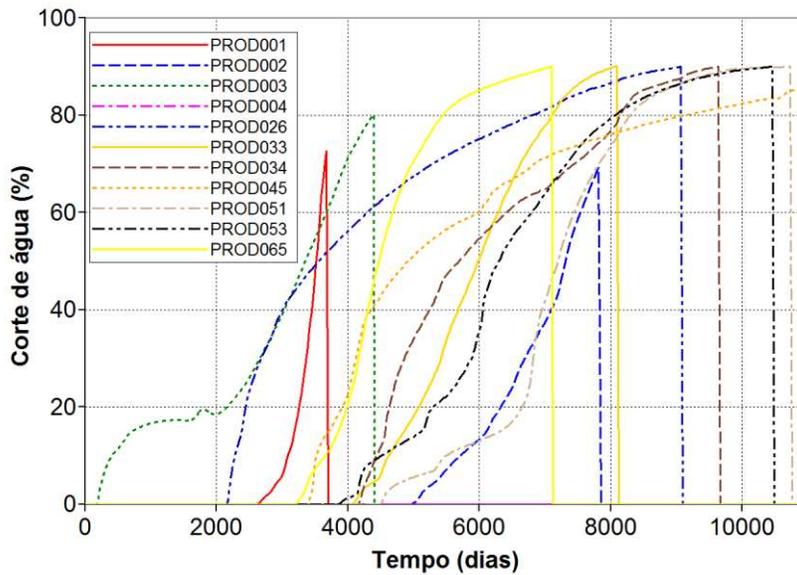


Figura 5.11. Comportamento do corte de água para os poços do campo.

A Figura 5.9 mostra o aumento sensível na produção acumulada de óleo decorrente da abertura dos poços horizontais após 1500 dias, com altas vazões de produção, como pode-se ver na Figura 5.10. Pode-se observar que, mesmo sob a influência da irrupção de água no poço

vertical PROD003, a vazão de produção de água é baixa, e esta só se incrementa após a ocorrência deste fenômeno nos poços horizontais (Figura 5.11).

No que diz respeito ao comportamento da injeção, a Figura 5.9 mostra que desde o seu início, aos 1561 dias, até aproximadamente 9000 dias, esta se desenvolve de maneira uniforme, só sendo afetada, no final do tempo de produção, pelo efeito na pressão do reservatório originado pelo fechamento dos poços produtores em função do corte de água estabelecido inicialmente.

Os resultados da análise do valor de perfuração de cada um dos poços (VPERF), de acordo com o procedimento apresentado na seção de metodologia, podem ser observados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Valor dos poços da estratégia de produção.

Poço	VPERF (10⁶ USD)
INJ056	3.4
INJ058	10.1
INJ065	-27.8
INJ079	46.7
INJ080	-25.1
INJ083	56.0
INJ084	106.4
INJ087	47.9
PROD026	9.7
PROD033	22.1
PROD034	12.9
PROD045	129.2
PROD051	34.4
PROD053	57.9
PROD065	3.3

Na Tabela, 5.6, é possível observar que poço INJ0065 é o mais problemático dos dois poços com VPERF negativo, situação apresentada também pelo poço INJ080.

De acordo com o resultado, a remoção do poço INJ065 leva a uma melhora no VPL da ordem de 27 milhões de dólares, mas, para propósitos da otimização da estratégia de produção, essa deve ser a última opção a ser considerada, ao ser previamente consideradas outras opções de realocação e data de entrada em operação dos poços.

O poço INJ0065 está completado na camada 4 e tem um grande efeito no poço PROD065, que está completado na Camada 1, também está muito próximo do poço INJ056, que está completado na camada 5.

Por isso, são propostas as seguintes ações de reotimização da localização:

- Op1 - Recompletação do poço INJ065 na Camada 6. (em 10:13,18,6);
- Op2 - Recompletação do poço INJ065 em (12:15,19,6);
- Op3 - Recompletação do poço INJ065 em (12:15,20,6);
- Op4 - Remoção do poço INJ065;
- Op5 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ056 em (10:13,18,5);
- Op6 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ056 em (10:13,18,6);
- Op7 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ056 em (8:11,17,5);
- Op8 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ056 em (10:13,17,5);
- Op9 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ056 em (10:13,17,6);
- Op10 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ080 em (14:17,22,6);
- Op11 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ080 em (14:17,22,5);
- Op12 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ080 em (14:17,21,5);
- Op13 - Remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ080 em (14:17,21,6).

A Tabela 5.7 mostra os resultados, em termos da variação do VPL para as diferentes opções de reotimização da localização.

Tabela 5.7. Variação do VPL para a reotimização da estratégia de produção.

Estratégia	Variação VPL (10⁶ USD)
Base	
Opção1	-0.09
Opção2	13.02
Opção3	7.13
Opção4	-27.81
Opção5	-12.49
Opção6	-12.46
Opção7	-28.53
Opção8	-8.57
Opção9	-8.89
Opção10	-30.39
Opção11	-28.66
Opção12	-18.07
Opção13	-16.24

Na tabela, é possível observar que, segundo os resultados obtidos, a melhor opção para a estratégia, seguindo o critério da variação do VPL, seria a opção 10, que propõe a remoção do poço INJ065 e recompletação do poço INJ080 em (14:17,22,6). Por outro lado, bons resultados foram obtidos com a opção 7 (eliminação do poço e recompletação do poço INJ056 em 8:11,17,5), por tanto, propõe-se outra opção de reotimização:

- Opção14 - Remoção do poço INJ065, e recompletação do poço INJ056 em (8:11,17,5) e do poço INJ080 em (14:17,22,6).

Como resultado da aplicação da opção de reotimização 14 se obtém uma melhora do VPL em 30.94 milhões de dólares. Portanto, é adotada a opção 14, sendo que os poços injetores INJ056 e INJ080 são realocados e, desta forma, a estratégia fica com um injetor a menos (7 injetores, 11 produtores).

A Tabela 5.8 mostra os valores de VPERF após a remoção do poço INJ065 e a reotimização da localização dos poços INJ056 e INJ080.

Tabela 5.8. Valor dos poços para a estratégia de produção após a reotimização.

Poço	VPERF (10 ⁶ USD)
INJ056	189.05
INJ058	170.43
INJ079	76.47
INJ080	123.21
INJ083	106.37
INJ084	211.44
INJ087	170.89
PROD026	24.74
PROD033	40.37
PROD034	14.69
PROD045	162.21
PROD051	37.59
PROD053	74.25
PROD065	17.13

Os resultados apresentados na Tabela 5.8 mostram que a retirada do poço INJ065 e a realocação dos poços INJ056 e INJ080 foram procedimentos benéficos para a estratégia de forma que todos os poços aportam de forma positiva para o desenvolvimento do campo até o final do projeto, descartando a necessidade de remover mais poços.

Controle da produção de água (Gerenciamento de água primário)

Tendo como ponto de partida a estratégia com número, localização e cronograma de abertura de poços otimizados, assim como com a constatação da participação de todos os poços na estratégia selecionada, se procede à determinação do ponto de fechamento dos poços produtores mediante a otimização do corte de água que maximiza o VPL em cada um dos poços.

A estratégia de produção sem corte de água otimizado apresentava um valor de 90% de corte de água como condição de fechamento em cada um dos poços. Pela Equação 3.26 e tendo o modelo econômico como base, o WCUTlim estimado para o modelo foi de 0.92 em todos os poços produtores.

Barreto *et al.* (2010) afirma que o valor otimizado de corte de água (WCUTotm) para os poços é diferente (em geral menor) que o valor de WCUTlim. Por outro lado, Muñoz Mazo *et al.*

(2012) mostram que essa condição se satisfaz principalmente em casos onde o cenário econômico apresenta custos e investimentos altos, e preços de mercado baixos. Desta forma, na medida em que o impacto dos custos de produção é menor e a expectativa de receitas é alta (como no caso aqui mostrado) os valores de WCUTotm podem ser inclusive maiores do que aquele estimado a partir do modelo econômico. Os resultados da otimização do corte de água são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores.

Poço	WCUTlim	WCUTotm
PROD026	0.92	0.91
PROD033	0.92	0.92
PROD034	0.92	0.92
PROD045	0.92	0.90
PROD051	0.92	0.92
PROD053	0.92	0.92
PROD065	0.92	0.92

Com a otimização do corte de água é possível um aumento no VPL da ordem de oito milhões de dólares. A produção e a injeção de água também aumentam em consequência de um maior tempo de produtividade dos poços.

Controle da injeção de água

Conforme fora apontado no capítulo de metodologia, o controle da injeção está baseado no cálculo do Valor do Injetor (VINJ), que é definido como a diferença entre o VPL da estratégia com todos os poços injetores fechando no tempo final de simulação e o VPL da estratégia considerando o fechamento desse poço injetor em um determinado tempo de análise (TA). De forma similar ao VPERF, um valor positivo de VINJ indica que o poço injetor ainda contribui para o bom desempenho da estratégia, e valores negativos mostram a necessidade de fechamento desse injetor na data em que o indicador atinge o maior valor negativo.

Para o caso em análise, com uma periodicidade de seis anos, se obtêm os resultados mostrados na Figura 5.12.

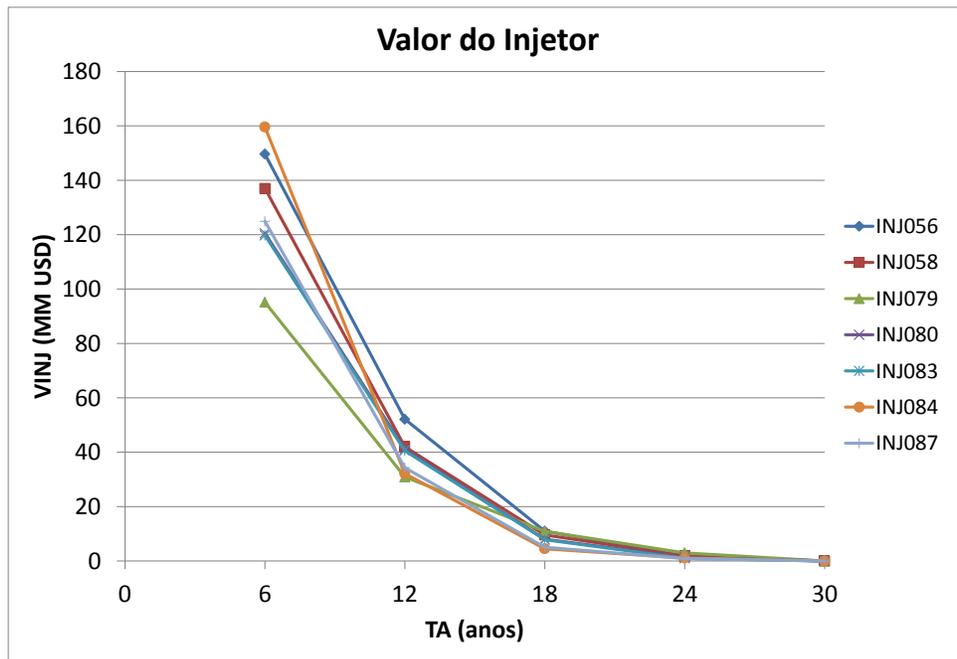


Figura 5.12. Valor de fechamento dos poços injetores em diferentes tempos de análise (TA).

Na Figura 5.12 é possível observar que, até o final da simulação, todos os poços injetores apresentam um valor positivo para os tempos de análise 6, 12, 18 e 24 anos, atingindo o valor nulo no final do trigésimo ano de produção (Tsim). No entanto, se observa que a periodicidade entre os tempos de análise (6 anos) pode não ser apropriada para a realização da análise de tempo ótimo de fechamento dos poços injetores. Assim, evidencia-se a necessidade de realizar o cálculo do valor de injetor com uma periodicidade menor, a qual é fixada em um ano durante os seis anos finais de produção.

Os resultados com o refinamento para os últimos cinco anos de produção são mostrados na Figura 5.13, a qual mostra que dentre os poços injetores, somente o poço 79 apresenta um VINJ positivo durante a totalidade da sua vida operacional. Já os poços restantes devem ser fechados em algum ponto entre o ano 27 e o ano 30.

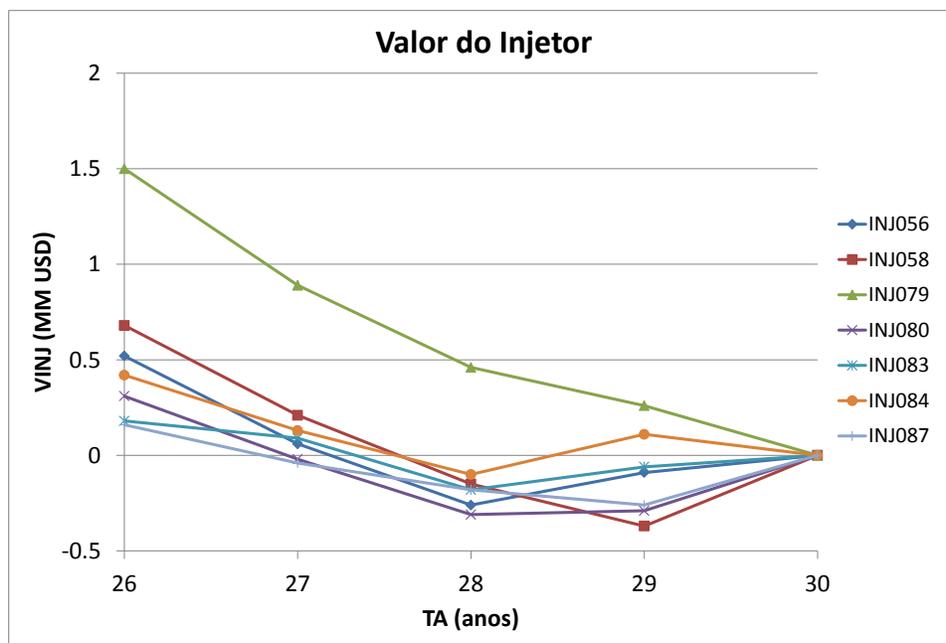


Figura 5.13. Valor de fechamento dos poços injetores nos tempos de análise refinados.

O fechamento, de acordo com a metodologia proposta, deve ser realizado começando com o poço que atinge o maior valor negativo de VINJ, no tempo em que esse valor ocorre. Desta forma, o primeiro passo consiste em fechar o poço INJ058 no ano 29 e, com o poço fechado, recalculer o VINJ para os poços restantes, com a finalidade de determinar o próximo poço a ser fechado.

O resultado da aplicação do processo, onde se estabelecem os tempos de fechamento ótimo para os injetores, se mostra na Tabela 5.10, e o efeito no VPL se apresenta na Tabela 5.11.

Tabela 5.10. Tempo otimizado para fechamento dos poços injetores.

Poço	Tshutin (anos)
INJ056	28
INJ058	29
INJ079	30
INJ080	28
INJ083	28
INJ084	28
INJ087	29

Tabela 5.11. Efeito da otimização do fechamento dos poços injetores no VPL.

	VPL (10 ⁶ USD)
Sem Otim. Inj.	1870.08
Com Otim. Inj.	1871.22
Varição	1.14

Verificação da aplicabilidade do processo IFPP

Para a análise do Cenário 1, no modelo obtido na fase de otimização da injeção é realizada a simulação estabelecendo a pressão máxima de fundo dos poços injetores em 350 kgf/cm², que foi o valor obtido a partir do uso do simulador geomecânico. O comportamento da pressão de injeção é mostrado na Figura 5.14.

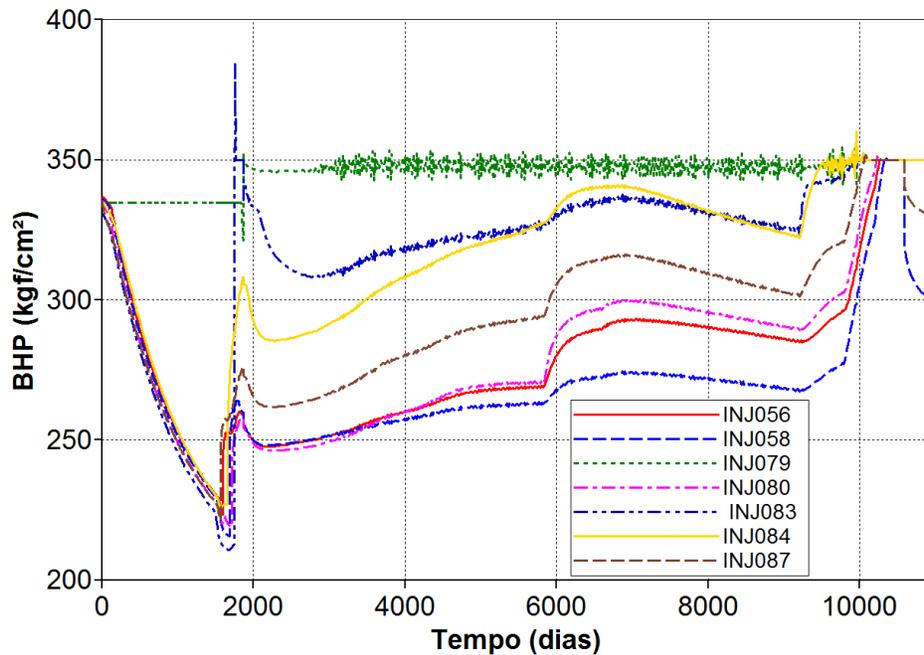


Figura 5.14. Comportamento da pressão de fundo dos poços injetores.

Da Figura 5.14, pode-se ver que todos os poços injetores atingem a pressão de fratura na parte final da simulação, os tempos em que isso ocorre são mostrados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12. Tempo para atingir Pfrat dos poços injetores.

Poço	INJ056	INJ058	INJ079	INJ080	INJ083	INJ084	INJ087
Tempo Pfrat	10265	10341	9964	10232	10018	9955	10078

Também, pode-se observar uma oscilação nas curvas de BHP dos poços INJ079, INJ083 e INJ084, que é ocasionada pela restrição imposta à capacidade máxima de injeção da plataforma, uma vez que a condição de operação de vazão do grupo se sobrepõe à condição operacional dos poços que o conformam, ocasionando que os poços tenham que reajustar suas condições de operação secundárias (nesse caso as pressões de fundo) com muita frequência para satisfazer a condição primária do grupo.

A injetividade no momento da geração da fratura é de 2794 m³/dia/kgf/cm². Portanto, para simular a propagação de fratura é usado esse valor em cada uma das perfurações do poço para simular a criação e propagação de fratura.

É necessário levar em consideração que, como os poços injetores são horizontais, estão completados nas camadas inferiores do modelo e como a espessura média de cada camada é de aproximadamente 20 m, procura-se evitar que a propagação de fratura descontrolada atinja as camadas de produção e inclusive os poços produtores, o que levaria a uma canalização do escoamento de injeção e à recirculação de água, com efeitos negativos à eficiência de injeção.

Os perfis de propagação de fratura para os poços, obtidos a partir do simulador geomecânico, se mostram na Figura 5.15. Desta forma, e de acordo com o que fora apontado na seção de metodologia, procede-se a simular a propagação de fratura e a otimização de vazão para os poços injetores.

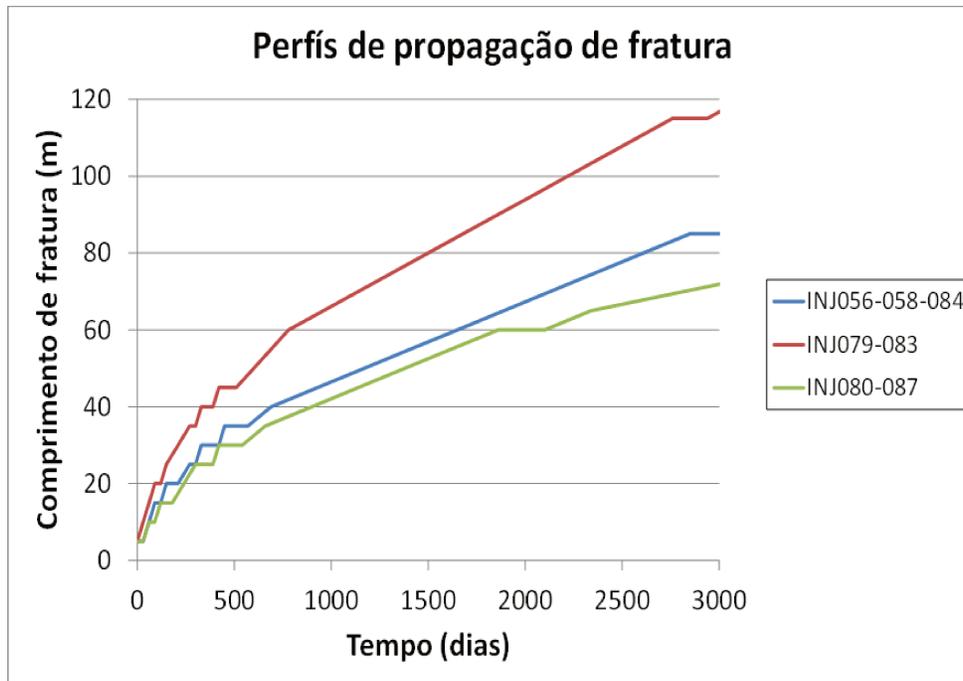


Figura 5.15. Perfis de propagação de fratura para os poços injetores.

O resultado da simulação de propagação de fratura para o Cenário 1 mostra que a restrição operacional para injeção da plataforma dificulta a otimização da vazão de injeção para manter a propagação de fratura, inviabilizando a aplicação de IFPP como ferramenta para o gerenciamento da injeção dos poços, uma vez que o controle da vazão de injeção impede que a pressão de propagação de fratura seja mantida ao longo do tempo, levando ao fechamento da fratura aberta.

Dessa forma, e considerando o período em que os poços atingem a pressão limite de fraturamento da rocha reservatório, o mais recomendável para este caso, onde a perda de injetividade não é considerada, é o controle de poços pela pressão de fundo, de modo a não atingir a pressão de fratura até o final do projeto.

Para a simulação do Cenário 2, onde a perda de injetividade é considerada desde o início da injeção, é aplicada a redução da permeabilidade na região de dano de formação mostrada na Equação 3.14, com valores para as constantes c_0 e c_1 de 0.01 e 1, respectivamente. O declínio da permeabilidade é mostrado na Figura 5.16 para os primeiros 2000 dias de injeção.

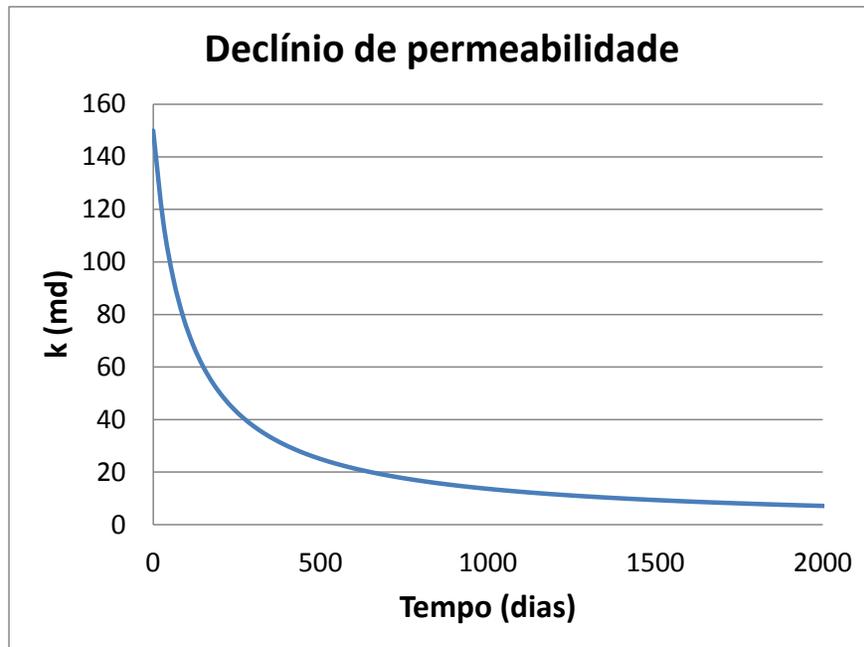


Figura 5.16. Declínio da permeabilidade decorrente do dano de formação.

Conforme o exposto no capítulo de metodologia, a diminuição da injetividade decorrente do declínio da permeabilidade é introduzida no simulador mediante a modificação do índice de injetividade (Equação 3.17). O efeito desta alteração no comportamento dos poços injetores é mostrado na Figura 5.17, e na Figura 5.18 são apresentados os efeitos na produção de óleo e de água em comparação com o caso que não considera a perda de injetividade.

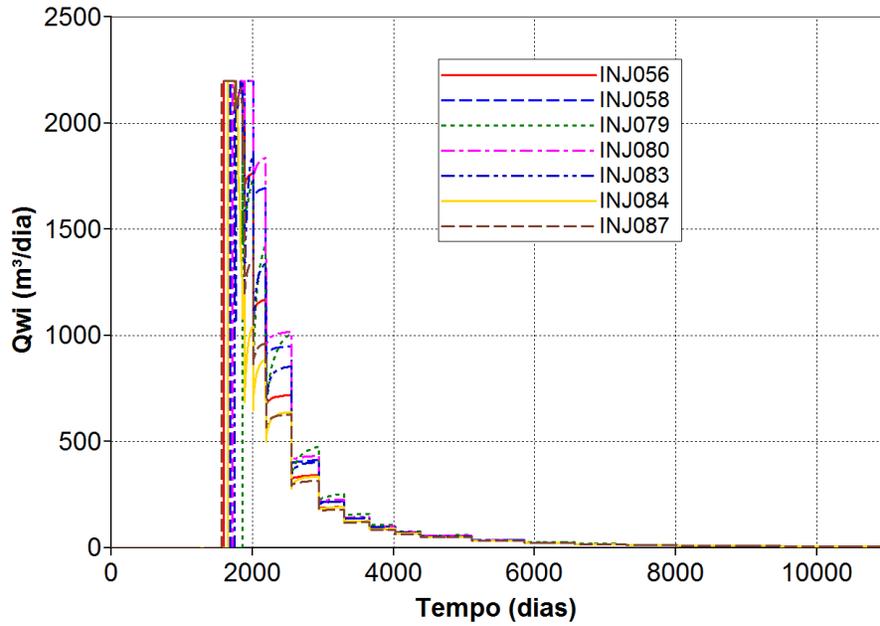


Figura 5.17. Vazões dos poços injetores com perda de injetividade.

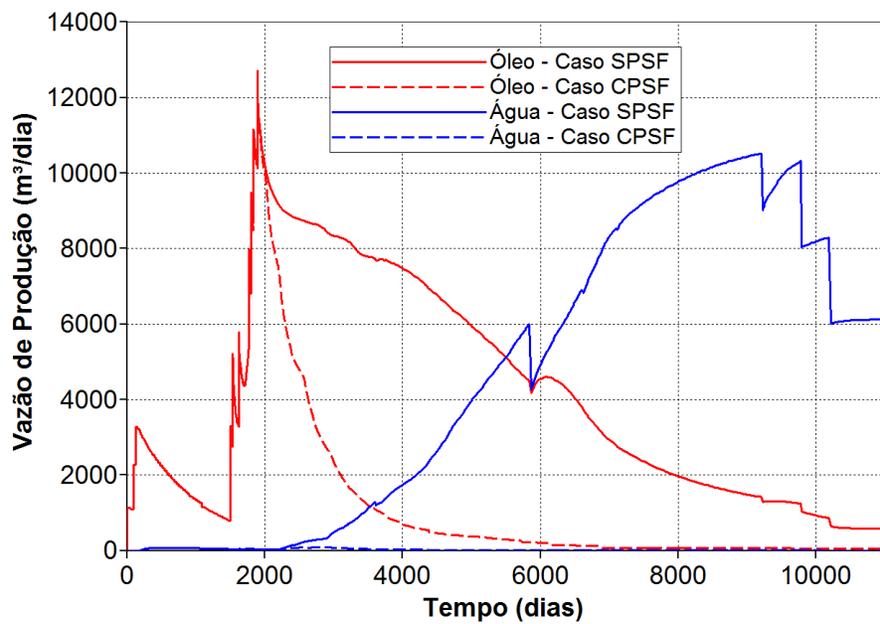


Figura 5.18. Vazões de produção do campo com perda de injetividade.

As Figuras 5.17 e 5.18 mostram o efeito significativo da perda de injetividade no desempenho do reservatório, levando a uma diminuição na produção de fluidos (Figura 5.18)

decorrente do menor influxo de água de injeção (Figura 5.17). Outro efeito que pode ser observado é o rápido incremento da pressão de fundo dos poços injetores, que atingem a pressão de fratura de forma muito rápida (entre 1890 e 2010 dias), como se mostra na Figura 5.19.

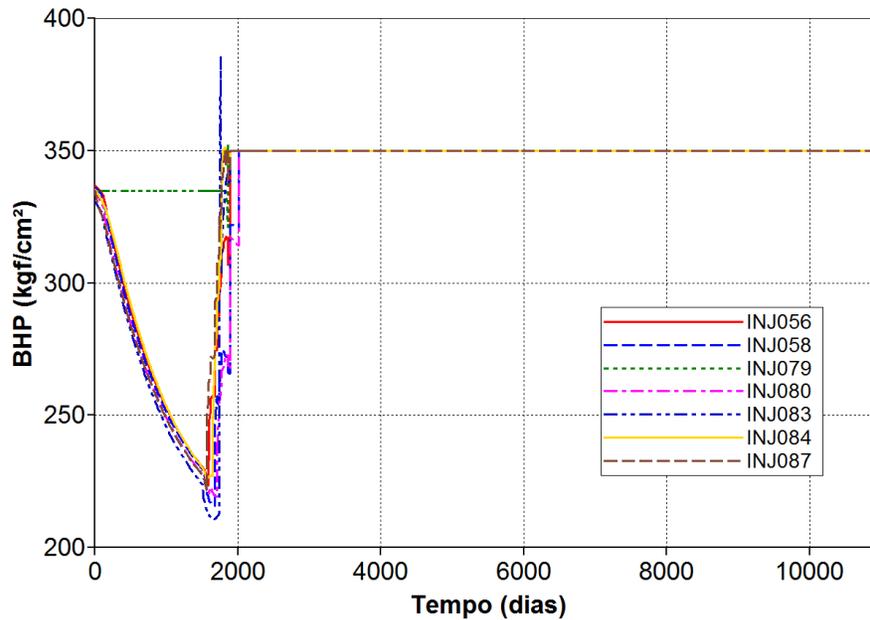


Figura 5.19. Pressão de fundo dos poços injetores com perda de injetividade.

De acordo com os resultados mostrados na Figura 5.19, o processo de propagação de fratura é iniciado aos 2010 dias em todos os poços injetores. O comportamento da pressão de fundo dos poços após o fraturamento é mostrado na Figura 5.20.

Na Figura 5.20 é possível observar a queda de pressão de fundo nos poços injetores após o início do fraturamento, evidenciando a necessidade de aumento na vazão de injeção a partir dos 2010 dias com a finalidade de manter a fratura aberta. A otimização da vazão de injeção nos poços, uma vez iniciada a propagação da fratura é realizada seguindo o procedimento mostrado na seção 4.3.5. O resultado aponta que para manter as condições de injeção com propagação de fratura considerando a perda de injetividade na face da fratura criada, é necessária uma vazão de 8000 m³/dia por poço. O efeito da injeção com propagação de fratura na recuperação de óleo, na produção de água e na injeção de água, uma vez otimizada a vazão de injeção, é mostrado nas Figuras 5.21, 5.22 e 5.23.

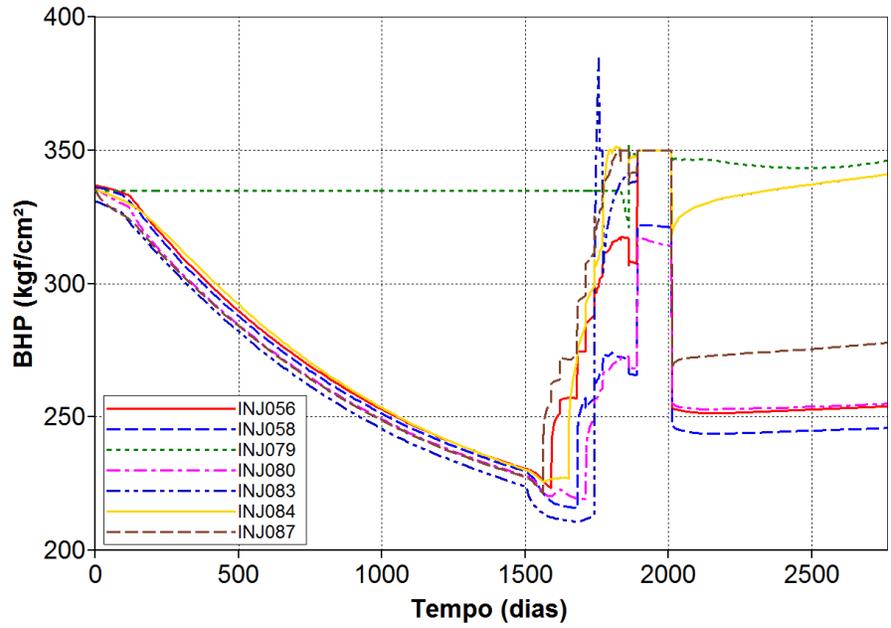


Figura 5.20. Pressão de fundo dos poços injetores após a iniciação da propagação de fratura.

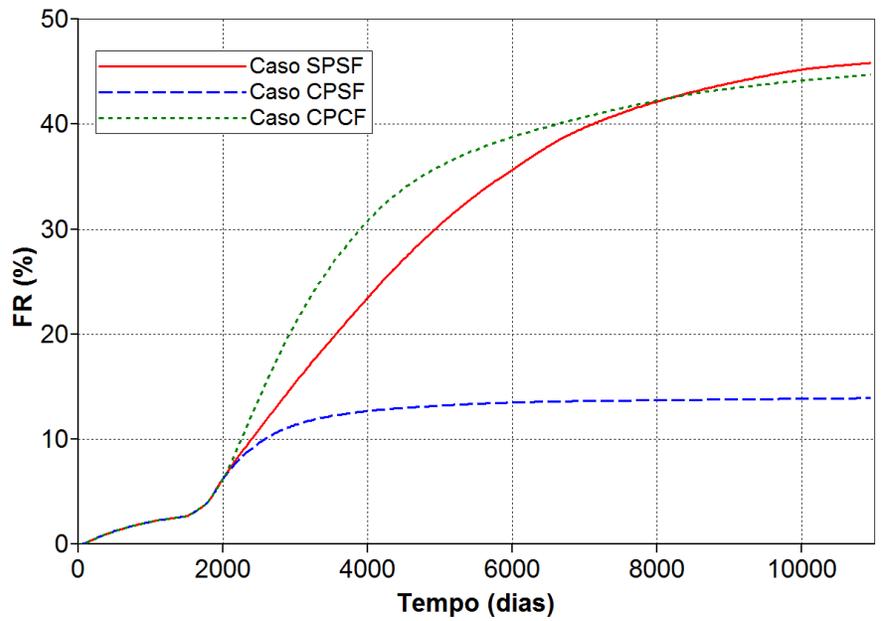


Figura 5.21. Fator de recuperação de óleo do campo para o processo IFPP otimizado.

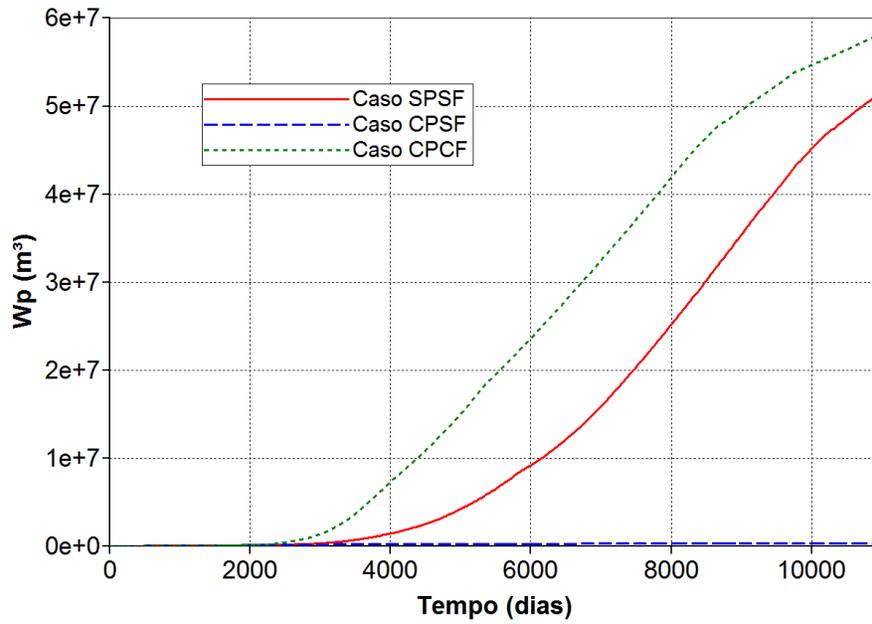


Figura 5.22. Produção acumulada de água para o processo IFPP otimizado.

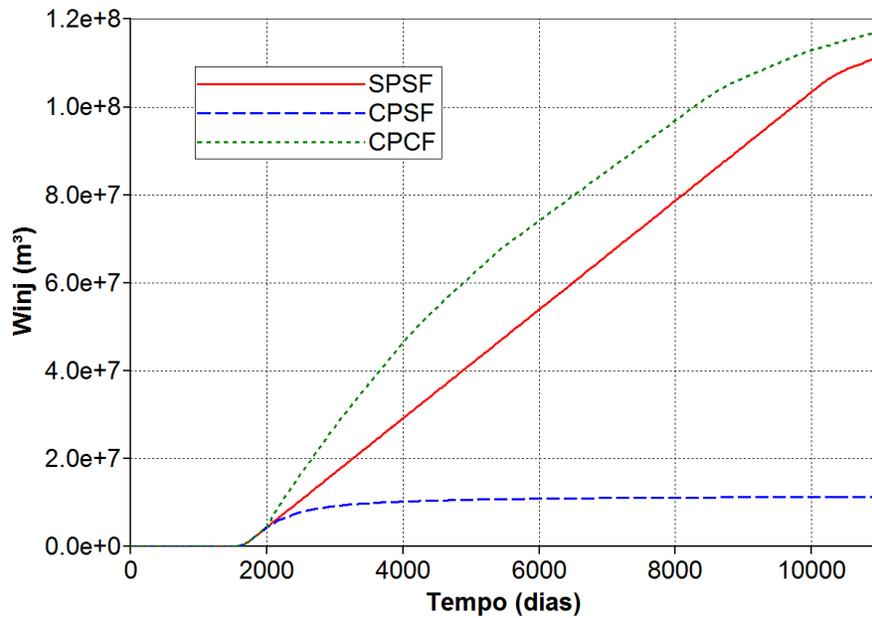


Figura 5.23. Injeção acumulada de água para o processo IFPP otimizado.

Nas Figuras 5.21 e 5.22, é possível observar que os resultados obtidos corroboram a tese de que o processo de injeção de água com propagação de fratura, em condições de vazão otimizada, permite reestabelecer as condições de injetividade e produtividade de reservatórios afetados pela perda de injetividade decorrente do dano e formação.

Porém, dadas as condições operacionais da plataforma consideradas no processo de otimização da estratégia inicial, esse aumento na vazão de injeção (de 2200 m³/dia/poço para 8000 m³/dia/poço) não é possível uma vez que a capacidade de injeção da plataforma é excedida (ver Figura 5.23), evidenciando a necessidade de se considerar uma plataforma com maior capacidade caso a decisão de aplicar a injeção com propagação de fratura seja tomada como parte da estratégia de desenvolvimento e gerenciamento do campo.

A aplicação do processo IFPP implica um impacto econômico significativo no desenvolvimento do campo. Assim, como se mostra na Tabela 5.13, a aplicação do processo de IFPP requer um investimento adicional em plataforma de 730 milhões de dólares em instalações de maior capacidade de injeção para gerar um VPL positivo ao final do projeto.

Tabela 5.13. Indicadores técnicos e econômicos do processo IFPP.

Caso	Np (106 m³)	Wp (106 m³)	Wi (106 m³)	Invest. Plat. (106 USD)	VPL (106 USD)
SPSF	44.53	50.94	111.4	545	1871.22
CPSF	13.52	0.3	11.23	545	-20
CPCF	43.45	57.54	117.0	1275	1493

É necessário notar que, devido ao fato de que nesse cenário é aplicado o processo IFPP considerando o efeito do dano de formação na superfície da fratura, o controle da injeção mediante o uso de VINJ não é aplicado uma vez que o processo de propagação requer da continuidade das condições de injeção para garantir a sua efetividade, tanto no nível produtivo quanto financeiro.

Determinação da estratégia geral de gerenciamento de água para campo

Considerando os resultados, tanto técnicos quanto econômicos, da análise da estratégia para o controle e gerenciamento da água, assim como as premissas ligadas à análise do processo de

lançamento e otimização de estratégias de produção proposto, as ações para o gerenciamento de água aplicáveis ao caso de reservatório homogêneo aqui estudado são:

1. Controle da produção de água: Fechamento dos poços produtores mediante a maximização do VPL em função do corte de água ótimo para a estratégia de produção, como mostrado na Tabela 5.14.
2. Controle da injeção de água:
 - a. **Caso sem perda de injetividade:** Fechamento dos poços injetores mediante a implementação do critério de valor do poço injetor (VINJ), nos tempos mostrados na Tabela 5.10;
 - b. **Caso com perda de injetividade e propagação de fratura:** Fechamento dos poços injetores no final do tempo de simulação (10950 dias).

Tabela 5.14. Tempo otimizado para fechamento dos poços produtores.

Poço	Tshutin (dias)
PROD001	3452
PROD002	7420
PROD003	6235
PROD004	10950
PROD026	10950
PROD033	10675
PROD034	10950
PROD045	10950
PROD051	10645
PROD053	10859
PROD065	5535

Os resultados da aplicação da metodologia mostram a utilidade do controle da injeção, seja na decisão de fechar os poços injetores como consequência do fechamento dos poços produtores (caso sem perda de injetividade), onde o controle da injeção e da produção de água ocasiona um aumento no retorno financeiro de 1862.1 para 1871.2 milhões de dólares; ou na decisão de investir 730 adicionais milhões de dólares para remediar, mediante o incremento da capacidade de injeção, os problemas de produção de um reservatório com perda de injetividade (caso com

perda de injetividade, vide Tabela 5.13), e proporcionando um aumento no VPL de -20 para 1493 milhões de dólares.

5.3.2 Modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II

Análise do Reservatório

O modelo mostrado na Figura 5.6 e com as propriedades listadas na Tabela 5.2 apresenta características permo-porosas associáveis a um reservatório carbonático naturalmente fraturado do Tipo II (Nelson, 1985), onde se observa uma alta porosidade no sistema de matriz, que por sua vez apresenta uma permeabilidade baixa e, em contrapartida, um sistema de fraturas com alta permeabilidade e baixa porosidade.

Análise da estratégia de produção

De acordo com a metodologia mostrada na Seção 4.2, a definição da estratégia inicial de produção e a aplicabilidade do processo de injeção são analisadas de maneira conjunta. Para isso, inicialmente é definido o número ótimo de poços produtores a ser implementado na estratégia e o cronograma de entrada em operação dos mesmos, sendo que é prevista a abertura de um poço produtor por mês. Posteriormente, é analisado o desempenho de diferentes configurações de injeção, tomando como indicadores para a análise o VPL e a produção acumulada de óleo.

Para a determinação do número ótimo de poços produtores é implementada inicialmente uma estratégia com 14 poços horizontais completados na terceira camada do modelo (a Camada 1 é a camada superior do modelo e a camada 30 é a camada inferior).

Os poços horizontais operam com uma condição de vazão de 1000 m³/dia e uma pressão mínima de 50 kgf/cm². A disposição dos poços no modelo é mostrada na Figura 5.24.

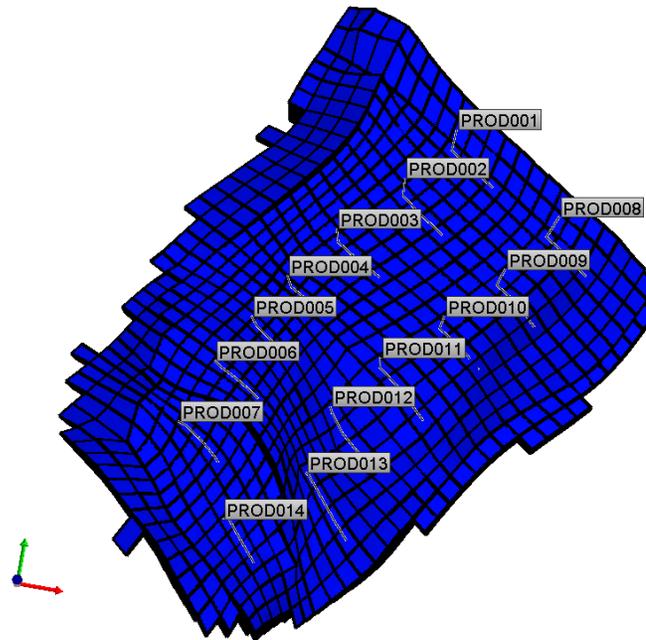


Figura 5.24. Distribuição inicial de poços produtores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado.

Para a estratégia mostrada na Figura 5.24 é estabelecido, com base no IEPP (Equação 3.27), o cronograma de entrada em operação dos poços apresentado na Tabela 5.15,

Tabela 5.15. Tempo para entrada em operação dos poços produtores.

Tempo (dias)	Poço
29	PROD014
60	PROD004
90	PROD007
121	PROD013
152	PROD011
181	PROD012
212	PROD001
242	PROD003
273	PROD006
303	PROD002
334	PROD005
365	PROD010
395	PROD008
426	PROD009

O resultado do procedimento de remoção de poços, baseado no VPL, é mostrado na Tabela 5.16.

Tabela 5.16. Resultado do processo de remoção de poços produtores.

Número de poços	VPL (10 ⁶ USD)	Remove Poço
14	927.34	PROD009
13	961.13	PROD008
12	857.44	-----

Na Tabela 5.16, pode-se observar que a retirada do poço PROD009 da estratégia inicial acarreta o aumento do VPL da estratégia inicial com 14 poços. No entanto, a remoção do poço PROD008, na estratégia com 13 poços, implica uma queda significativa no VPL. Portanto, opta-se por adotar a estratégia com 13 poços produtores horizontais para a produção do reservatório.

As diferentes tentativas de otimização da posição dos poços não induziram um aumento no VPL. A configuração final da estratégia com poços produtores é mostrada na Figura 5.25.

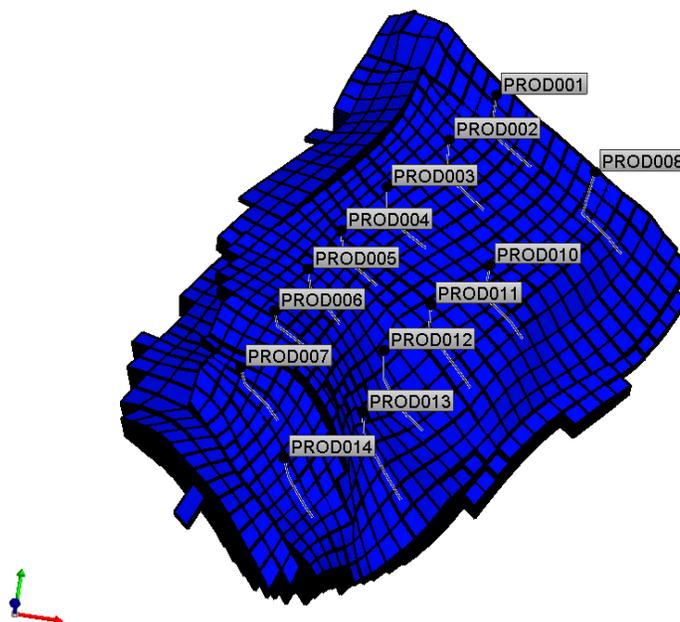


Figura 5.25. Distribuição final dos poços produtores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado.

A análise de aplicabilidade da injeção é levada a cabo pela comparação do desempenho da estratégia sem injeção com estratégias que contemplem a mesma configuração de poços produtores e diferentes arranjos de poços injetores. Para o modelo aqui analisado são utilizados 4 arranjos de poços injetores em configurações de injeção periférica, com 2, 4, 5 e 6 poços respectivamente.

Os poços injetores operam a uma vazão de 2160 m³/dia e uma pressão máxima de 300 kgf/cm² e estão completados na vigésima nona camada, dentro do aquífero. Busca-se, também, com estes limites estabelecer qual a relação entre as vazões de injeção e produção (partindo do valor 1, para o caso com seis poços injetores e chegando ao valor de 0.33, no caso com dois poços injetores) que permite uma melhor recuperação e um melhor desempenho econômico.

A entrada em operação dos poços acontece depois da abertura do último poço produtor, de forma a evitar uma irrupção prematura da água injetada pela canalização decorrente da alta permeabilidade das fraturas.

Os tempos de abertura utilizados na análise são 2, 5, 10 e 15 anos. Os resultados para VPL, produção acumulada de óleo, produção acumulada de água e injeção acumulada de água encontram-se nas Tabelas 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20, nas quais o valor máximo se mostra ressaltado.

Tabela 5.17. Resultados do teste de injeção para o VPL (em 10⁶ USD).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Invest. em Injeção	0	100	200	250	300
Sem Injeção	961.13	961.13	961.13	961.13	961.13
Inj. em 2 anos	961.13	938.70	1128.40	1052.44	937.44
Inj. em 5 anos	961.13	835.12	1217.57	1066.90	1072.35
Inj. em 10 anos	961.13	862.42	1170.66	1090.73	1055.77
Inj. em 15 anos	961.13	854.91	1049.25	1024.67	1111.21

Tabela 5.18. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de óleo (em 10⁶ m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	25.23	25.23	25.23	25.23	25.23
Inj. em 2 anos	25.23	27.04	32.49	31.08	28.62
Inj. em 5 anos	25.23	24.37	33.66	29.04	29.11
Inj. em 10 anos	25.23	26.16	31.10	28.74	26.06
Inj. em 15 anos	25.23	25.35	24.93	25.29	27.05

Tabela 5.19. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de água (em 10^6 m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	55.63	55.63	55.63	55.63	55.63
Inj. em 2 anos	55.63	70.69	86.68	88.80	87.68
Inj. em 5 anos	55.63	60.80	88.79	77.33	78.57
Inj. em 10 anos	55.63	75.26	82.43	73.46	55.02
Inj. em 15 anos	55.63	67.23	43.42	50.90	57.43

Tabela 5.20. Resultados do teste de injeção para a injeção acumulada de água (em 10^6 m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	0	0	0	0	0
Inj. em 2 anos	0	44.19	88.39	110.48	112.23
Inj. em 5 anos	0	39.46	78.92	86.82	92.08
Inj. em 10 anos	0	31.56	63.13	72.80	58.03
Inj. em 15 anos	0	23.68	38.90	42.91	46.57

A análise dos resultados apresentados nas Tabelas 5.17 a 5.20 mostra que injetar mais cedo (2 anos), mesmo que contribua para o aumento na recuperação, não é a opção mais apropriada do ponto de vista financeiro, uma vez que os custos associados a volumes de água maiores (Tabelas 5.19 e 5.20), tanto injetados quanto produzidos, diminuem o retorno financeiro de uma recuperação que, para a maioria das configurações de injeção simuladas, não se mostra tão eficiente para o caso aqui apresentado (vide Tabelas 5.17 e 5.18).

A injeção em cinco anos, mostra uma recuperação de óleo maior e volumes (injetados e produzidos) de água menores aos dos casos com início da injeção em dois anos, com um impacto positivo importante no retorno financeiro, que atinge o seu máximo em uma configuração com quatro poços injetores (Tabela 5.17).

Para os casos com injeção iniciada de forma tardia (10 e 15 anos), pode-se observar que, mesmo havendo aumento na recuperação final de óleo (Tabela 5.18) em relação ao caso sem injeção, as receitas advindas da venda deste não compensam nem os investimentos nem os custos associados à utilização da injeção de água (Tabela 5.17), podendo, em alguns casos (injeções iniciadas em 10 e 15 anos com 2 poços injetores), mostrar um desempenho financeiro inferior ao do caso com depleção.

Para o caso com início da injeção em cinco anos com uma configuração de quatro poços injetores pode-se observar, na Tabela 5.18, que a injeção de 78.92 milhões de m³ de água propicia a recuperação de 8.43 milhões de m³ de óleo adicionais se comparado ao caso que opera por depleção e influxo do aquífero, levando a um aumento no retorno financeiro da ordem de 256.44 milhões de dólares, o que justifica o investimento de 200 milhões de dólares na implementação de poços injetores e como estratégia de recuperação melhorada para o reservatório em estudo.

Dessa forma, as condições operacionais da instalação de produção utilizadas nas estratégia proposta são:

- Capacidade máxima de produção de líquidos: 13000 m³/dia;
- Capacidade máxima de produção de água: 12500 m³/dia;
- Capacidade máxima de injeção de água: 9000 m³/dia.

Uma vez estabelecidas as melhores condições de injeção e produção, é realizado um refinamento da data de entrada em operação dos quatro poços injetores. Para isso, são simulados casos com início da injeção em 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 9 anos. Os resultados das simulações para VPL e produção acumulada de óleo são mostrados na Tabela 5.21.

Tabela 5.21. Refinamento do tempo para entrada em operação dos poços injetores.

Início da injeção (anos)	VPL (10⁶ USD)	Variação de VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Variação de Np* (10⁶ USD)
3	1163.68	202.55	32.85	7.62
4	1208.15	247.02	33.29	8.06
5	1223.66	262.53	33.66	8.43
6	1254.36	293.23	34.05	8.82
7	1247.82	286.69	33.97	8.74
8	1235.66	274.53	33.63	8.40
9	1214.90	253.77	32.78	7.55

*Variação em relação ao caso sem injeção.

Na Tabela 5.21, nota-se que o início da injeção em seis anos contribui para o aumento, tanto da produção acumulada de petróleo quanto do VPL do projeto de injeção, acarretando um aumento no VPL de 293 milhões de dólares e de produção acumulada de óleo de 8.82 milhões de

m³ em relação ao caso sem injeção, tornando-se a opção de início de injeção adotada para a realização deste estudo. A estratégia com os poços injetores e produtores é mostrada na Figura 5.26.

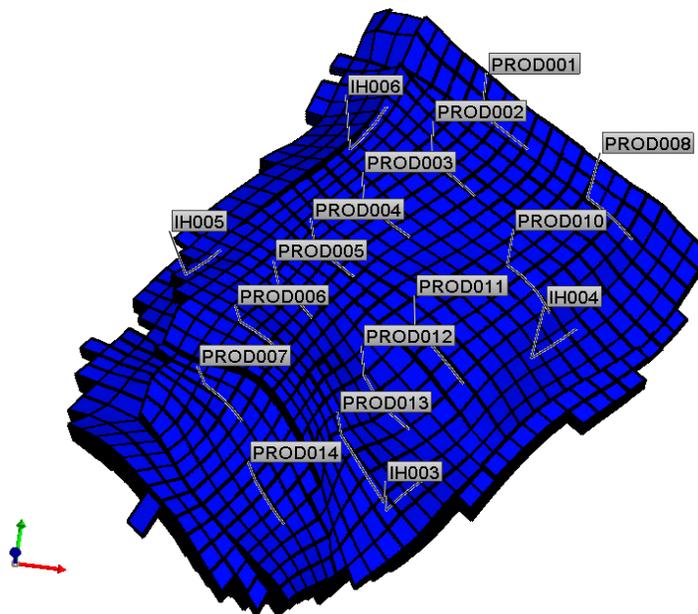


Figura 5.26. Distribuição final dos poços produtores e injetores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II.

Com a estratégia de produção otimizada, procede-se ao cálculo do valor de perfuração de cada um dos poços (VPERF), seguindo o critério estabelecido na Seção 4.2. O resultado da análise é apresentado na Tabela 5.22.

Os resultados do cálculo do valor de poço mostram que a totalidade dos poços da estratégia adiciona valor ao projeto, descartando a necessidade de se realizarem novos procedimentos de otimização de número, posição e cronograma de entrada em operação, tanto para os poços injetores quanto produtores, e possibilitando a implementação do controle de água de acordo com a metodologia proposta na seção 5.1.

Tabela 5.22. Valor dos poços para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo II.

Poço	VPERF (10 ⁶ USD)
INJ003	52.77
INJ004	339.62
INJ005	71.69
INJ006	380.79
PROD001	369.71
PROD002	387.49
PROD003	357.42
PROD004	430.58
PROD005	289.20
PROD006	425.31
PROD007	506.12
PROD008	349.10
PROD010	133.11
PROD011	89.33
PROD012	83.84
PROD013	286.39
PROD014	366.86

Controle da produção de água (Gerenciamento de água primário)

O valor de corte de água utilizado para a otimização da estratégia de produção (95%) é utilizado como valor base no procedimento de otimização da data de fechamento de poços mediante o corte de água otimizado (WCUTotm).

A partir da Equação 3.26, e tendo como base o modelo econômico e as capacidades de injeção de água e produção de líquidos estabelecidas na etapa anterior, o WCUTlim estimado para o modelo é de 96% para os poços produtores. Os resultados da otimização do corte de água para o máximo VPL se mostram na Tabela 5.23.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 5.23, os poços PROD010 e PROD013 são os mais afetados pela produção de água entre os poços que compõem a estratégia de desenvolvimento do reservatório, uma vez que atingem um valor de WCUTotm idêntico ao estabelecido como limite econômico, WCUTlim, forçando o seu fechamento.

A maioria dos outros poços apresentam valores de corte de água inferiores ao valor estabelecido como limite econômico e apresentam tempos de fechamento superiores aos 10000

dias, sendo que alguns dos poços produzem inclusive com um corte de água abaixo do limite econômico até a data de descomissionamento do projeto.

O controle primário da água, para o caso em análise mostra um aumento na recuperação final de óleo (0.2 milhões de m³), com efeitos positivos no retorno financeiro, aumentando o VPL de 1254.36 para 1258.70 milhões de dólares.

Tabela 5.23. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores.

Poço	WCUTlim	WCUTotm
PROD001	0.96	0.94
PROD002	0.96	0.93
PROD003	0.96	0.95
PROD004	0.96	0.91
PROD005	0.96	0.95
PROD006	0.96	0.95
PROD007	0.96	0.92
PROD008	0.96	0.95
PROD010	0.96	0.96
PROD011	0.96	0.95
PROD012	0.96	0.94
PROD013	0.96	0.96
PROD014	0.96	0.91

Controle da injeção de água

O controle da injeção está baseado no cálculo do Valor do Injetor (VINJ) que, para o modelo em estudo, é aplicado a partir da data de fechamento do primeiro poço produtor, de acordo com o WCUTotm calculado na etapa anterior.

Dessa forma, é iniciado o processo de análise com o fechamento dos injetores em 15 anos, e calculando VINJ com uma periodicidade de cinco anos. Dessa forma os tempos de análise inicial são de 15, 20, 25 e 30 anos, sendo que no ano 30 acontece o descomissionamento, e por conseguinte todos os poços são fechados.

Os resultados do cálculo de VINJ para os poços injetores são mostrados na Tabela 5.24.

Tabela 5.24. Valor do injetor para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado.

Poço	TA	VINJ (10⁶ USD)
INJ003	15 anos	-13.43
INJ003	20 anos	-6.83
INJ003	25 anos	-1.34
INJ004	15 anos	-9.37
INJ004	20 anos	-3.95
INJ004	25 anos	-1.12
INJ005	15 anos	-7.08
INJ005	20 anos	-3.50
INJ005	25 anos	-1.01
INJ006	15 anos	-5.34
INJ006	20 anos	-2.92
INJ006	25 anos	-0.91

De acordo com a metodologia, o VINJ mais negativo é obtido no fechamento do poço INJ003 aos 15 anos e, dessa forma, deveria ser esse o tempo de fechamento do respectivo poço. No entanto, uma análise com uma periodicidade menor é necessária para se estabelecer a melhor data de fechamento do poço INJ003 a partir dos 15 anos. Para isso, propõe-se uma periodicidade de um ano, de forma a estabelecer os tempos de análise de 14, 15, 16, 17, 18, e 19 anos. O resultado para os novos tempos de análise são apresentados na Tabela 5.25.

Tabela 5.25. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ003.

Poço	TA	VINJ (10⁶ USD)
INJ003	14 anos	-13.20
INJ003	15 anos	-13.43
INJ003	16 anos	-12.20
INJ003	17 anos	-10.90
INJ003	18 anos	-9.25
INJ003	19 anos	-7.54

Na Tabela 5.25 se observa que o VINJ mais negativo é obtido pelo fechamento do poço em 15 anos, trazendo um ganho de 13.43 milhões de dólares, que pode ser explicado pela redução dos custos de injeção e posterior produção de água nos poços após o ano 15. Dessa forma, se estabelece o fechamento do poço INJ003 em 15 anos.

Para os poços injetores restantes é realizada a análise de VINJ com o poço INJ003 fechado no ano décimo quinto de produção. A Tabela 5.26 mostra os valores de VINJ para uma periodicidade de cinco anos e tempos de análise de 15, 20, e 25 anos.

Tabela 5.26. Valor do injetor após o fechamento do poço INJ003.

Poço	TA	VINJ (10⁶ USD)
INJ004	15 anos	-0.16
INJ004	20 anos	-2.24
INJ004	25 anos	-0.68
INJ005	15 anos	6.45
INJ005	20 anos	2.80
INJ005	25 anos	-0.41
INJ006	15 anos	2.35
INJ006	20 anos	0.37
INJ006	25 anos	0.35

Os resultados na Tabela 5.26 mostram que o poço INJ004 apresenta um VINJ mais negativo com fechamento aos 20 anos. Pode-se notar que diferentemente do poço INJ004, cujos valores de VINJ são todos negativos, (mostrando que o fechamento do mesmo em diferentes datas após os 15 anos melhora o valor da estratégia), o poço INJ005 apresenta valores positivos em 15 e 20 anos, apontando a necessidade de mantê-lo em operação até os 25 anos de produção, quando o seu VINJ se torna negativo. O poço INJ006, por outro lado, só apresenta valores positivos, que decrescem com o tempo.

Dessa forma, se analisa o fechamento do poço INJ004 em torno dos 20 anos, estabelecendo para isso uma periodicidade de 1 ano e tempos de análise em 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 anos. Os valores de VINJ obtidos são mostrados na Tabela 5.27.

Tabela 5.27. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ004, após o fechamento do poço INJ003.

Poço	TA	VINJ (10 ⁶ USD)
INJ004	16 anos	-6.11
INJ004	17 anos	-4.80
INJ004	18 anos	-1.61
INJ004	19 anos	-1.68
INJ004	20 anos	-2.24
INJ004	21 anos	-1.89
INJ004	22 anos	-0.59
INJ004	23 anos	-1.04
INJ004	24 anos	-0.87

O resultado da Tabela 5.27 mostra que o fechamento do poço INJ004 aos 16 anos maximiza o VPL da estratégia, passando de 1272.13 para 1278.24 milhões de dólares. Portanto, se determina esse tempo como o de fechamento do poço uma vez fechado o poço INJ003 aos 15 anos.

A otimização do fechamento dos injetores é aplicada aos poços restantes (INJ005 e INJ006), obtendo-se como resultado o fechamento de ambos poços em 25 anos, para um VPL final de 1278.98 milhões de dólares.

Determinação da estratégia geral de gerenciamento de água para campo

De acordo com os resultados da aplicação da metodologia proposta para o controle e gerenciamento da água, ligado à otimização de estratégia de produção, as ações para o gerenciamento de água aplicáveis ao caso de reservatório naturalmente fraturado aqui estudado são:

1. Otimização da configuração dos poços produtores (número, localização, cronograma de entrada em operação) em função do VPL.
2. Após verificação da aplicabilidade de injeção, otimização do número de poços injetores, vazão de injeção e determinação de entrada em operação dos mesmos em função do VPL e a produção acumulada de óleo.

Para o caso aqui analisado, o resultado é a adoção de quatro poços injetores, operando a 2160 m³/dia, com início de injeção e, seis anos.

3. Determinação da data de fechamento dos poços produtores mediante a maximização do VPL em função do corte de água ótimo para a estratégia de produção, (como mostrado na Tabela 5.28).

Tabela 5.28. Tempos de fechamento dos poços produtores para controle de água primário.

Poço	Tshutin (dias)
PROD001	10960
PROD002	10913
PROD003	10960
PROD004	10858
PROD005	10960
PROD006	10960
PROD007	10960
PROD008	10072
PROD010	5406
PROD011	9281
PROD012	7614
PROD013	6883
PROD014	10525

4. Fechamento dos poços injetores mediante a implementação do critério de valor do poço injetor (VINJ), nos tempos mostrados na Tabela 5.29.

Tabela 5.29. Tempos de fechamento dos poços injetores.

Poço	Tshutin (dias)
INJ003	5475
INJ004	5844
INJ005	9131
INJ006	9131

A Tabela 5.30 mostra um resumo da evolução do VPL, da produção acumulada de óleo, a produção acumulada de água e a injeção acumulada de água para as diferentes etapas do processo.

Tabela 5.30. Evolução dos indicadores para as diferentes etapas do processo de otimização.

Etapa	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	Winj (10⁶ m³)	VPL (10⁶ USD)
Otimização da produção (depleção)	25.23	55.63	0.00	961.13
Otimização da estratégia com injeção	34.05	87.70	75.76	1254.36
Controle primário da água	34.23	86.90	75.76	1258.70
Controle da injeção	35.23	88.67	44.96	1278.98

A partir dos resultados apresentados na Tabela 5.30, pode-se observar efeito mais expressivo do controle da injeção sobre o retorno financeiro e a recuperação de óleo, em relação ao efeito do controle da produção de água, o que pode ser explicado pela ação do aquífero, que uma vez fechados os primeiros poços injetores, passa a tomar um papel significativo no mecanismo de produção.

5.3.3 Modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo III

Análise da estratégia de produção

Para a análise da estratégia de produção, adota-se como ponto de partida a estratégia com cronograma de entrada em operação e distribuição de poços produtores otimizados, conforme mostrado na Tabela 5.15 e na Figura 5.24.

A análise de aplicabilidade da injeção é levada a cabo pela comparação de 4 arranjos de poços injetores em configurações de injeção periférica, com 6, 5, 4 e 2 poços respectivamente, com os mesmos tempos de abertura utilizados na análise do modelo Tipo II. Os poços injetores operam a uma vazão de 2160 m³/dia e uma pressão máxima de 300 kgf/cm² e estão completados na vigésima nona camada, dentro do aquífero. Os poços horizontais operam com uma condição de vazão de 1000 m³/dia e uma pressão mínima de 50 kgf/cm².

Os resultados para VPL, produção acumulada de óleo, produção acumulada de água e injeção acumulada de água, se mostram nas Tabelas 5.31, 5.32, 5.33 e 5.34, nas quais o valor máximo se mostra ressaltado.

Tabela 5.31. Resultados do teste de injeção para o VPL (em 10⁶ USD).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Invest. em Injeção	0	100	200	250	300
Sem Injeção	849.53	849.53	849.53	849.53	849.53
Inj. em 2 anos	849.53	1002.19	1111.89	1025.90	942.00
Inj. em 5 anos	849.53	934.96	1060.48	994.48	890.23
Inj. em 10 anos	849.53	805.88	752.37	826.02	768.02
Inj. em 15 anos	849.53	792.67	741.48	829.45	806.16

Tabela 5.32. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de óleo (em 10⁶ m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	22.44	22.44	22.44	22.44	22.44
Inj. em 2 anos	22.44	26.05	31.51	29.82	28.85
Inj. em 5 anos	22.44	25.39	31.23	28.16	25.90
Inj. em 10 anos	22.44	22.68	20.75	22.45	21.19
Inj. em 15 anos	22.44	22.15	20.69	22.25	21.77

Tabela 5.33. Resultados do teste de injeção para a produção acumulada de água (em 10⁶ m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	37.87	37.87	37.87	37.87	37.87
Inj. em 2 anos	37.87	55.61	88.50	83.91	87.20
Inj. em 5 anos	37.87	59.66	85.95	74.76	70.23
Inj. em 10 anos	37.87	51.27	37.52	47.26	40.52
Inj. em 15 anos	37.87	44.73	31.12	41.38	40.37

Tabela 5.34. Resultados do teste de injeção para a injeção acumulada de água (em 10⁶ m³).

	Sem Injeção	2 Injetores	4 Injetores	5 Injetores	6 Injetores
Sem Injeção	0	0	0	0	0
Inj. em 2 anos	0	44.19	88.39	104.57	114.30
Inj. em 5 anos	0	39.46	78.92	86.82	87.20
Inj. em 10 anos	0	31.56	44.81	51.66	49.26
Inj. em 15 anos	0	23.68	39.93	45.75	42.45

Os resultados apresentados nas Tabelas 5.31 a 5.34 mostram que injetar mais cedo (2 anos), a diferença do modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II mostrado na Seção 5.2, contribui tanto ao aumento da recuperação quanto ao incremento do VPL, de tal forma que as

receitas obtidas dessa recuperação de óleo adicional compensam os custos associados ao maior volume de água que é produzido pela estratégia com 4 poços injetores e início da injeção em 2 anos (Tabelas 5.31, 5.32 e 5.33).

Para o caso com início da injeção em 2 anos com uma configuração de 4 poços injetores pode-se observar, nas Tabelas 5.32 e 5.34, que a recuperação de 9.07 milhões de m³ de óleo adicionais é possível mediante a injeção de 88.39 milhões de m³ de água, propiciando um incremento no VPL de 262.36 milhões de dólares, justificando-se o investimento de 200 milhões de dólares na implementação do projeto de injeção.

Dessa forma, as condições operacionais da instalação de produção utilizadas na estratégia proposta são:

- Capacidade máxima de produção de líquidos: 13000 m³/dia
- Capacidade máxima de produção de água: 12500 m³/dia
- Capacidade máxima de injeção de água: 9000 m³/dia

O refinamento da data de entrada em operação dos 4 poços injetores é realizado mediante a simulação de casos com início da injeção em 3 e 4 anos. Os resultados das simulações para VPL e produção acumulada e óleo se mostram na Tabela 5.35.

Tabela 5.35. Refinamento do tempo para entrada em operação dos poços injetores.

Início da injeção (anos)	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)
3	1088.54	31.36
4	1077.55	31.49

Na Tabela 5.35, pode-se notar que nenhuma das opções simuladas para o início da injeção contribui para o aumento da produção acumulada de petróleo ou do VPL do projeto de injeção. Portanto, é estabelecida a estratégia com 4 poços injetores iniciando em 2 anos como a estratégia de produção otimizada para o desenvolvimento do reservatório.

O resultado da análise do cálculo do valor de perfuração de cada um dos poços (VPERF), seguindo o critério estabelecido na Seção 5.1, é apresentado na Tabela 5.36.

Tabela 5.36. Valor de perfuração dos poços para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo III.

Poço	VPERF (10 ⁶ USD)
INJ003	-39.52
INJ004	-17.69
INJ005	37.77
INJ006	1.8
PROD001	106.72
PROD002	107.14
PROD003	81.23
PROD004	144.99
PROD005	114.94
PROD006	189.49
PROD007	251.31
PROD008	66.43
PROD010	6.18
PROD011	93.51
PROD012	68.98
PROD013	98.17
PROD014	190.77

Os resultados do cálculo do valor de poço mostram que a remoção do poço INJ003 melhora o VPL da estratégia em 39.52 milhões de dólares. Por outra parte, a remoção do poço INJ004 ocasiona um aumento de 17.69 milhões de dólares. Portanto, é necessária a remoção do poço INJ003 com a finalidade de aumentar o VPL da estratégia, e avaliar a remoção ou o reposicionamento do poço INJ004 de acordo com as seguintes opções:

- Op1 - Remoção do poço INJ003;
- Op2 - Remoção do poço INJ003 e remoção do poço INJ004;
- Op3 - Remoção do poço INJ003 e recompletação do poço INJ004 em (32,25:28,39);
- Op4 - Remoção do poço INJ003 e recompletação do poço INJ004 em (33,23:26,39);
- Op5 - Remoção do poço INJ003 e recompletação do poço INJ004 em (31,29:32,39);
- Op6 - Remoção do poço INJ003 e recompletação do poço INJ004 em (31,27:30,39);
- Op7 - Remoção do poço INJ003 e recompletação do poço INJ004 em (32,33:36,39).

Na Tabela 5.37 são mostrados os resultados, em termos da variação do VPL para as diferentes opções de reotimização da localização.

Tabela 5.37. Variação do VPL para a reotimização da estratégia de produção – Reservatório naturalmente fraturado Tipo III.

Estratégia	Variação VPL (10⁶ USD)
Opção1	-39.52
Opção2	13.65
Opção3	-24.57
Opção4	-9.13
Opção5	-26.76
Opção6	-18.79
Opção7	-44.31

Os resultados apresentados na Tabela 5.37 mostram que a remoção do poço INJ003 e a realocação do poço INJ004 em (32,33:36,39) de acordo com a Opção 7, é a ação que propicia o maior incremento no VPL na estratégia (de 1111.89 para 1156.2 milhões de dólares).

Dessa forma, são redefinidas as condições operacionais da instalação de produção utilizadas na estratégia proposta:

- Capacidade máxima de produção de líquidos: 13000 m³/dia;
- Capacidade máxima de produção de água: 12500 m³/dia ;
- Capacidade máxima de injeção de água: 6500 m³/dia.

A estratégia com o número otimizado de poços injetores e produtores é mostrada na Figura 5.27.

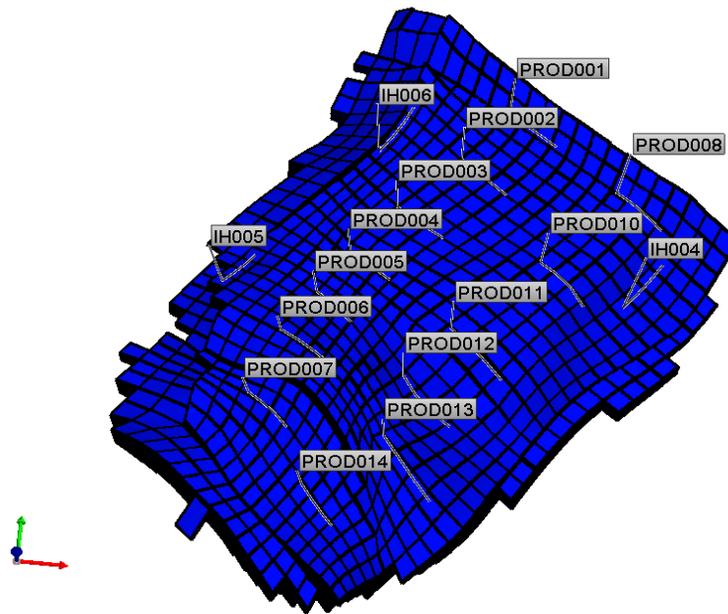


Figura 5.27. Distribuição final dos poços produtores e injetores para a estratégia no modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo III.

Controle da produção de água (Gerenciamento de água primário)

O cálculo do $WCUT_{lim}$, a partir da Equação 3.26, dá como resultado um valor de 97% para os poços produtores do modelo. Os resultados da otimização do corte de água para a determinação do momento de fechamento dos poços produtores que maximiza o VPL, são mostrados na Tabela 5.38. De igual maneira que com o modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo II, o valor de corte de água utilizado como valor inicial para a otimização é 95%.

A maioria dos poços na Tabela 5.38 apresentam valores de corte de água inferiores ao valor estabelecido como limite econômico. Com esses valores de corte de água de fechamento otimizados, é possível um aumento de VPL, ao passar de 1156.20 para 1164.18 milhões de dólares.

Tabela 5.38. Corte de água otimizado para fechamento dos poços produtores do modelo de reservatório fraturado Tipo III.

Poço	WCUTlim	WCUTotm
PROD001	0.97	0.95
PROD002	0.97	0.97
PROD003	0.97	0.94
PROD004	0.97	0.91
PROD005	0.97	0.96
PROD006	0.97	0.91
PROD007	0.97	0.95
PROD008	0.97	0.92
PROD010	0.97	0.93
PROD011	0.97	0.93
PROD012	0.97	0.92
PROD013	0.97	0.97
PROD014	0.97	0.91

Controle da injeção de água

Os resultados do cálculo de VINJ para os poços injetores, com uma periodicidade de 5 anos e tempos de análise 10, 15, 20 e 25 anos são apresentados na Tabela 5.39.

Tabela 5.39. Valor do injetor para a estratégia de produção do modelo naturalmente fraturado Tipo III.

Poço	TA	VINJ (10 ⁶ USD)
INJ004	10 anos	9.82
INJ004	15 anos	17.98
INJ004	20 anos	-1.02
INJ004	25 anos	-0.72
INJ005	10 anos	13.88
INJ005	15 anos	2.28
INJ005	20 anos	1.28
INJ005	25 anos	-0.62
INJ006	10 anos	42.58
INJ006	15 anos	20.82
INJ006	20 anos	0.17
INJ006	25 anos	-0.72

A partir da Tabela 5.39, o VINJ mais negativo é obtido no fechamento do poço INJ004 aos 20 anos. Uma análise com uma periodicidade menor (1 ano) é realizada, de forma a estabelecer

os tempos de análise 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 anos. Os resultados para os tempos de análise refinados são mostrados na Tabela 5.40.

Tabela 5.40. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ004.

Poço	TA	VINJ (10⁶ USD)
INJ004	16 anos	16.64
INJ004	17 anos	13.13
INJ004	18 anos	-1.54
INJ004	19 anos	-0.23
INJ004	20 anos	-1.02
INJ004	21 anos	-1.13
INJ004	22 anos	-1.14
INJ004	23 anos	-0.94
INJ004	24 anos	-1.00

Na Tabela 5.40 observa-se que o VINJ mais negativo é obtido pelo fechamento do poço INJ004 em 18 anos, com um aumento do VPL de 1.54 milhões de dólares, sendo possível estabelecer esse tempo de análise como o tempo de fechamento otimizado poço.

A análise de VINJ uma vez fechado o poço INJ004 é realizada para uma periodicidade de 5 anos com tempos de análise de 15, 20, e 25 anos. Os resultados são apresentados na Tabela 5.41.

Tabela 5.41. Valor do injetor após o fechamento do poço INJ004.

Poço	TA	VINJ (10⁶ USD)
INJ005	15 anos	16.74
INJ005	20 anos	1.85
INJ005	25 anos	-0.05
INJ006	15 anos	19.31
INJ006	20 anos	3.74
INJ006	25 anos	-0.26

De acordo com os resultados mostrados na Tabela 5.41, o valor mais negativo de VINJ é obtido mediante o fechamento do poço INJ006 aos 25 anos. Dessa forma, com uma periodicidade de 1 ano e tempos de análise em 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28 anos, se analisa o fechamento do poço INJ006 em torno dos 25 anos. Os valores de VINJ obtidos são mostrados na Tabela 5.42.

Tabela 5.42. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ006, após o fechamento do poço INJ004.

Poço	TA	VINJ (10 ⁶ USD)
INJ006	22 anos	0.82
INJ006	23 anos	1.74
INJ006	24 anos	0.13
INJ006	25 anos	-0.26
INJ006	26 anos	-0.29
INJ006	27 anos	-0.13
INJ006	28 anos	0.00

Os resultados na Tabela 5.42 mostram que o fechamento do poço INJ006 aos 26 anos permite ainda aumentar o VPL da estratégia, passando de 1165.72 para 1166.01 milhões de dólares. Portanto, se determina esse tempo como o de fechamento do poço uma vez fechado o poço INJ004 aos 18 anos.

Finalmente, para a otimização do momento de fechamento do poço injetor INJ005, uma vez fechados os poços INJ004 e INJ006, é estabelecida uma periodicidade de 1 ano e tempos de análise em 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, e 29 anos. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.43.

Tabela 5.43. Valor do injetor para o fechamento do poço INJ005, após o fechamento dos poços INJ004 e INJ006.

Poço	TA	VINJ (10 ⁶ USD)
INJ005	21 anos	3.07
INJ005	22 anos	0.6
INJ005	23 anos	1.82
INJ005	24 anos	0.88
INJ005	25 anos	0.01
INJ005	26 anos	-0.12
INJ005	27 anos	-0.21
INJ005	28 anos	-0.13
INJ005	29 anos	-0.13

A Tabela 5.43, mostra que o momento de fechamento ótimo para o poço INJ005, após o fechamento dos poços INJ004 e INJ006, ocorre aos 27 anos de produção, obtendo-se como resultado para o processo de controle da injeção um VPL final de 1166.20 milhões de dólares.

Determinação da estratégia geral de gerenciamento de água para campo

A partir dos resultados da aplicação da metodologia proposta para o modelo de reservatório naturalmente fraturado Tipo III, as ações para o gerenciamento de água aplicáveis são:

1. Otimização da configuração dos poços produtores (número, localização, cronograma de entrada em operação) em função do VPL.
2. Após verificação da aplicabilidade de injeção, otimização do número de poços injetores, vazão de injeção e determinação de entrada em operação dos mesmos em função do VPL e a produção acumulada de óleo.

O resultado é a adoção de 3 poços injetores, operando a 2160 m³/dia e com início de injeção em 2 anos.

3. Determinação da data de fechamento dos poços produtores mediante a maximização do VPL, em função do corte de água ótimo, par a estratégia de produção, como indicado na Tabela 5.44.

Tabela 5.44. Tempos de fechamento dos poços produtores para controle de água primário no reservatório naturalmente fraturado Tipo III.

Poço	Tshutin (dias)
PROD001	10960
PROD002	10960
PROD003	10257
PROD004	10960
PROD005	10960
PROD006	10131
PROD007	10960
PROD008	4536
PROD010	3612
PROD011	10960
PROD012	9921
PROD013	7562
PROD014	10960

4. Fechamento dos poços injetores mediante a implementação do critério de valor do poço injetor (VINJ), nos tempos mostrados na Tabela 5.45.

O resumo da evolução do VPL, da produção acumulada de óleo, a produção acumulada de água e a injeção acumulada de água, para as diferentes etapas do processo, mostra-se na Tabela 5.46.

Tabela 5.45. Tempos de fechamento dos poços injetores para o reservatório fraturado Tipo III.

Poço	Tshutin (dias)
INJ004	6574
INJ005	9861
INJ006	9496

Tabela 5.46. Evolução dos indicadores para as diferentes etapas do processo de otimização.

Etapa	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	Winj (10 ⁶ m ³)	VPL (10 ⁶ USD)
Otimização da produção (depleção)	22.44	37.87	0.00	849.53
Otimização da estratégia com injeção	31.84	88.19	66.29	1156.20
Controle primário da água	32.22	86.70	66.29	1164.20
Controle da injeção	32.08	84.74	51.29	1166.22

A partir dos resultados apresentados na Tabela 5.46 pode-se observar que, a diferença do reservatório fraturado Tipo II, o controle da produção de água tem efeito mais expressivo sobre o retorno financeiro e a recuperação de óleo do que o controle da injeção. Isso pode ser explicado pela maior permeabilidade de fratura, que facilita a entrada da água injetada na matriz para deslocar o óleo, contribuindo assim para uma menor canalização o fluido injetado pela rede de fraturas.

Também, pode-se notar a diminuição nos volumes de água injetada e produzida decorrentes do controle de injeção que, mesmo com uma leve diminuição na produção acumulada de óleo, têm um efeito importante na redução de custos e no aumento do VPL da estratégia de produção com gerenciamento da produção e a injeção de água.

De maneira geral, os resultados, tanto para o modelo não fraturado quanto para os modelos de reservatórios naturalmente fraturados, apontam o efeito positivo que o controle da água, tanto nos poços produtores quanto injetores, tem sobre o desempenho produtivo e financeiro do reservatório em fase de desenvolvimento. Assim, a sua incorporação dentro do processo de lançamento e otimização de estratégias de produção é vantajosa em termos da provisão dos

volumes de água a ser manejados dentro do esquema de operação do campo, e possibilita avaliar o impacto produtivo e financeiro de processos de injeção de água em campos de petróleo.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Nesse capítulo são apresentadas as conclusões do estudo realizado e são formuladas recomendações para trabalhos futuros tomando como base os resultados obtidos e as análises feitas nos Capítulos 4 e 5.

6.1 Conclusões

6.1.1 Análise do processo de injeção com propagação de fratura

A injeção de água com pressão acima da pressão de fratura mostra-se como um método eficaz para incrementar a eficiência de recuperação de óleo em reservatórios com problemas de perda de injetividade, permitindo remediar o efeito da perda de injetividade causada pelo dano de formação.

A modificação do índice de poço permite a introdução de variações de condutividade da rocha, decorrentes dos processos de perda de injetividade e de propagação de fratura, no simulador numérico de fluxo.

A modelagem da perda de injetividade deve estar baseada na interação de propriedades petrofísicas e geomecânicas do modelo de simulação, de maneira que essa interação permita que o modelo de perda seja o mais representativo possível.

A modelagem de propagação de fratura mediante a abordagem de poços horizontais virtuais apresenta baixo consumo computacional por não necessitar de refinamentos locais da malha de simulação para sua implementação. Além disso, virtualmente reproduz o comportamento na pressão do fundo do poço obtido com modificadores de transmissibilidade, sendo mais vantajoso em relação ao tempo de simulação. Portanto, em cenários onde a disponibilidade de recursos computacionais é crítica, esta abordagem é mais vantajosa para a simulação do processo IFPP em relação ao uso de modificadores de transmissibilidade.

Os resultados obtidos nas diferentes fases da análise mostram que, à medida que aumenta a anisotropia direcional de permeabilidade, o efeito da perda de injetividade na redução das

condições de produção do reservatório é mais acentuado. De forma similar, o efeito da propagação de fratura é mais significativo em condições de maior anisotropia.

Para fins da análise do efeito da anisotropia de permeabilidade, o valor de permeabilidade média do sistema (sendo esta calculada por uma média das permeabilidades) não oferece uma base comparativa suficiente para estabelecer os efeitos da diferença de permeabilidade no desenvolvimento do processo IFPP.

Nesse estudo, o indicador Coeficiente de Anisotropia Direcional (CAD) foi criado para levar em consideração o contraste de permeabilidades com a finalidade de quantificar o grau de anisotropia e testar a IFPP em diferentes situações.

Para casos com altos graus de anisotropia direcional de permeabilidade, a perda de injetividade pode gerar situações nas quais a redução nos volumes de água injetada e produzida impactam de forma positiva o retorno financeiro do projeto ao reduzir os custos associados a processos de injeção e produção. No entanto, a diminuição no volume de água injetada apresenta efeitos adversos na recuperação final de óleo, podendo impactar de forma negativa o retorno financeiro da exploração.

O efeito da perda de injetividade é mais acentuado em reservatórios com óleos de baixa mobilidade, nos quais também se observa uma dificuldade maior da fratura propagada para restabelecer as condições de recuperação final de óleo.

O processo de injeção acima da pressão de fratura é sensível a mudanças no espaçamento entre os poços injetores e produtores e, dependendo das características geomecânicas da rocha, pode ter efeitos negativos: por exemplo, no caso em que a fratura propagada seja de um comprimento igual ou maior ao espaçamento entre o poço injetor e o poço produtor, onde pode chegar a ser desnecessária em decorrência da estratégia utilizada para desenvolvê-la. Assim, o espaçamento de poços deve ser analisado em conjunto com as propriedades da rocha com a finalidade de determinar a vazão de injeção de água que permita propagar uma fratura que apresente efeitos positivos ao desempenho produtivo e econômico da injeção.

Para manter a propagação da fratura, para o caso estudado, é necessário um incremento na vazão de injeção de água a fim de evitar a queda da pressão decorrente da dissipação de esforços no momento em que a fratura é criada. Assim, a simulação do processo de injeção de água com propagação de fratura, usando simuladores comerciais, pode ser estudado como um problema de

otimização de vazão levando em consideração tanto as condições operacionais nas quais o processo é desenvolvido quanto os fenômenos que acontecem no interior do meio poroso e os seus efeitos no desempenho da injeção.

O processo de otimização da vazão de injeção busca estabelecer um valor dessa propriedade que permita garantir a continuidade da propagação visando, fundamentalmente, a diminuição da quantidade de água produzida e o incremento na recuperação final de óleo.

A incorporação do dano de formação na face da fratura influencia o processo de otimização da vazão de injeção com propagação de fratura (comportamento da vazão de injeção e da pressão de fundo do poço injetor) e, conseqüentemente, o desempenho técnico-econômico do reservatório.

Assim sendo, as análises técnicas e econômicas dos processos de injeção e produção de água em reservatórios têm grande importância por se configurarem como ferramentas fundamentais para estabelecer a melhor maneira de gerenciar a água em campos de petróleo.

Isso constatado, torna-se necessário o conhecimento detalhado das características e propriedades da rocha reservatório e dos fluidos nela contidos, bem como das condições de injeção acima da pressão de fratura a ser incluída na análise da estratégia de produção com a finalidade de maximizar a sua eficiência e o seu desempenho econômico.

É possível incrementar a eficiência do processo de injeção com propagação de fratura visando melhorar o comportamento produtivo do reservatório e formular estratégias de gerenciamento de água eficientes, onde esse processo possa ser aplicado. Desta forma, permite-se estabelecer a melhor maneira de incorporar o processo como uma ferramenta passível de ser utilizada para fins de gerenciamento de água em campos de petróleo.

6.1.2 Determinação da estratégia de gerenciamento da injeção e produção de água.

Neste trabalho, é proposta a implementação de um método que, utilizando simulação numérica de fluxo, permite a utilização do controle da injeção como ferramenta para o controle e gerenciamento da água em reservatórios heterogêneos e fraturados.

A metodologia aqui proposta apresenta um caráter multi-nível, na qual são analisadas as características do reservatório, assim como da estratégia de produção e o controle de poços, para

analisar de forma integrada os efeitos do gerenciamento da produção e injeção de água em reservatórios em fase de desenvolvimento.

Nesse estudo, a otimização do número de injetores está baseada no IEPI. No entanto, esse indicador, por considerar somente investimentos e custos, pode levar à remoção de poços injetores que, mesmo tendo um IEPI muito negativo, podem ter um impacto muito mais expressivo na recuperação de óleo. Por isso, o valor de perfuração do poço (VPERF) é introduzido como uma forma de verificar o efeito que o poço tem dentro do desempenho econômico da estratégia, auxiliando no processo de definição de número de poços.

No processo de determinação de ações para o gerenciamento de água e a sua inclusão nas análises de seleção e otimização de estratégias de produção, é importante considerar as restrições operacionais dos poços e das instalações de injeção e produção, porque elas determinam o dimensionamento inicial dos sistemas de produção e as instalações para a escolha das operações de gerenciamento, tendo em conta o seu comportamento técnico e econômico.

A aplicação de um limite ótimo de corte de água para o fechamento dos poços produtores apresenta uma grande utilidade como ferramenta de controle primário da água, contribuindo para a inclusão da gestão da água desde os primeiros estágios da vida produtiva do campo.

No entanto, o valor de corte de água a ser utilizado no campo deverá ser calculado de forma individualizada para cada poço, considerando as condições de heterogeneidade, localização de poços tipo de fluido e cenário econômico, que influenciam a determinação do ponto ótimo de operação do campo.

A inclusão de modelos para a perda de injetividade e propagação de fratura, como uma opção para a gestão da água, depende das condições de vazão de injeção e pressão de fundo dos poços injetores. Dessa forma, otimização da vazão de injeção para garantir a continuidade do IFPP é importante para definir a necessidade e a utilidade da aplicação do processo e seus impactos na produção do campo.

A determinação do destino final da água produzida no campo é importante para a análise do desempenho técnico-econômico de um campo de petróleo, e deve ser tomada como uma das premissas para a proposta de estratégias de gestão da água, com o objetivo de uma análise mais completa das alternativas para estabelecer a estratégia mais adequada para o campo.

A utilização do valor de fechamento do poço injetor (VINJ) está vinculada à determinação dos tempos de análise (TA) apropriados para o controle de injeção, uma vez que o controle da produção de água é estabelecido. A definição dos tempos de análise está sujeita tanto aos objetivos do projeto quanto à capacidade computacional disponível para a realização da análise.

O controle da injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados, além de incluir a otimização do tempo de fechamento dos poços injetores como função do fechamento dos poços produtores, deve considerar a otimização do tempo de início da injeção, de forma a maximizar tanto a recuperação final de óleo quanto o retorno financeiro do projeto.

A escolha de um sistema de injeção para reservatórios naturalmente fraturados deve estar acompanhada da análise marginal do desempenho da injeção uma vez que, mesmo havendo incrementos na recuperação final, as receitas advindas dessa produção podem não compensar os investimentos em injeção, sendo mais interessante a implementação de outras opções de recuperação melhorada ou até mesmo a produção primária, em caso de se ter evidências da ação de algum aquífero.

O controle da injeção de água, aliado ao controle da produção, ajuda no processo de gerenciamento de água com efeitos sensíveis não somente ao nível produtivo, mas também ao nível financeiro. Esta situação, em determinados casos, possibilita uma sobrevida produtiva e financeira, que não seria possível utilizando unicamente o corte de água como ferramenta de controle e como critério de operação dos poços produtores.

A utilidade do fechamento de poços injetores como ferramenta de gerenciamento de água está ligada ao cenário econômico no qual é aplicado. Dessa forma, cenários mais adversos podem ser favorecidos por um controle da injeção de água que se reflete em um incremento da vida produtiva, além da ampliação do horizonte econômico pela diminuição dos custos de injeção e, conseqüentemente, de produção de água.

6.2 Recomendações

6.2.1 Análise do processo de injeção com propagação de fratura

Realizar uma comparação entre a representação de fratura mediante poços horizontais virtuais e alternativas de modelagem, como as propostas por Wan (1999) ou mediante a sucessão de poços verticais virtuais;

Analisar maneiras alternativas para distribuir o índice de injetividade nas perfurações do poço horizontal virtual, que nesta tese é realizada de forma equitativa, visando aprimorar a representação da geometria da fratura propagada;

Dado que para essa tese a metodologia de análise do processo IFPP é realizada de forma isotérmica, é recomendável a inclusão de efeitos térmicos na modelagem de propagação de fratura em trabalhos futuros;

Desenvolver ferramentas computacionais que, ao tratar os fenômenos de perda de injetividade e propagação de fratura de forma acoplada e de acordo com a metodologia proposta nesta tese, diminuam as desvantagens da análise utilizando acoplamentos explícitos;

Formulações alternativas para a representação da anisotropia direcional de permeabilidade podem ser propostas e comparadas com o CAD proposto nesse estudo;

Incluir análises de incertezas e risco para refinar a análise do processo IFPP e aprimorar o procedimento de otimização da vazão de injeção.

Utilizar a metodologia de análise proposta para a avaliação do efeito da posição dos poços, onde os estes não estejam alinhados de forma ortogonal ou paralela, em relação à direção de propagação de fratura.

Analisar o efeito no desempenho produtivo e econômico da utilização conjunta de IFPP nos poços injetores e fraturamento hidráulico nos poços produtores

6.2.2 Determinação da estratégia de gerenciamento da injeção e produção de águas.

Considerando a desvantagem do IEPI, assim como as limitações do VPERF, para a definição de número de poços injetores, é recomendada a realização de pesquisas para

desenvolver um indicador que esteja de acordo com o impacto da operação do injetor no desempenho da estratégia e não unicamente no seu valor financeiro.

Com a finalidade de tornar o processo de controle da água (produção e injeção) mais ágil, recomenda-se a realização de estudos com o objetivo de desenvolver ferramentas que permitam integrar ambos os procedimentos dentro da definição de estratégias de produção.

A fim de estabelecer condições gerais de vazão de injeção que melhorem a produtividade e o retorno financeiro de reservatórios naturalmente fraturados, se recomenda a aplicação da metodologia em modelos que representem outros tipos de reservatório, de acordo com a classificação de Nelson (1985), assim como diferentes condições de produção primária e reservatórios não convencionais.

Por fim, é recomendada a aplicação da metodologia aqui proposta em condições de incerteza, tanto do modelo geológico e de fluido quanto das características técnicas da configuração de injeção e produção, com a finalidade de identificar possíveis aprimoramentos na metodologia e o desenvolvimento de ferramentas que facilitem a análise do gerenciamento de água.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABOU-SAYED, A; ZAKI, K. “Injection Strategy and Best Practices for Managing Produced Water”. SPE 96597. In: SPE Asia Pacific Health, Safety and Environment Conference and Exhibition. Kuala Lumpur, Malásia, Setembro 19-21, 2005.

ABOU-SAYED, A; ZAKI, K; SARFARE, M; HARRIS, M. “Produced Water Management Strategy and Water Injection Best Practices: Design, Performance and Monitoring”. SPE 108238. In: SPE Production & Operations, Vol. 22, No 1. Fevereiro, 2007.

AGARWAL, B., RAM, J. N., BHATTACHARYA, R. N. “Determining Waterflood Effectiveness”. World Oil, Vol 227, Nº 11. Gulf Publishing Company. Houston, Texas, EUA. Novembro, 2006.

AGUILERA, R. “Naturally Fractured Reservoirs”, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, EUA, 1980.

AL-HUTHALI, A; DATTA-GUPTA, A; YUEN, B; FONTANILLA, J. “Field Applications of Waterflood Optimization via Optimal Rate Control with Smart Wells”. SPE 118948, In: SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, EUA. Fevereiro 2-4, 2009.

AL-HUTHALI, A; AL-AWAMI, H; KRINIS, D; SOREMI, Y; AL-TOWAILIB, A. “Water Management in North 'ain Dar, Saudi Arabia”. SPE 93439. In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain. Março 12-15, 2005.

AL-HUTHALI, A., DATTA-GUPTA, A. "Streamline Simulation of Counter-Current Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs" Journal of Petroleum Science and Engineering. N° 43, Elsevier Science B. V., 2004

AL-MUTAIRI, S; AL-HARBI, M. "Water Production Management Strategy in North Uthmaniyah Area, Saudi Arabia". SPE 98847. In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Viena, Áustria. Junho 12-15, 2006.

ALTOÉ, J. E., BEDRIKOVETSKY, P., GOMES, A. C. A., SIQUIERA, A. G., SOUZA, A. L. S. "Effects of Oil-Water Mobility on Injectivity Impairment due to Suspended Particles". SPE 88501, In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Perth, Austrália. Outubro 18-20, 2004.

BARRETO, C. E. A. G., MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER D. "Análise da Determinação do Corte de Água Ótimo para o Gerenciamento de Águas sob Restrições Operacionais". IBP3057_10. In: 2010 Rio Oil and Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, Setembro 16-19, 2010.

BEDRIKOVETSKY, P., MARCHESIN, D., SHECAIRA, F., SERRA, A. L., MERCHESIN, A., REZENDE, E., HIME, G., "Well Impairment during Sea/Produced Water Flooding: Treatment of Laboratory Data". SPE 69546. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28. Março, 2001.

BOTECHIA, V. E., "Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas". Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil. 2012.

CAUDLE, D. "Produced Water Regulations in the United States: Then, Now and in the Future". SPE 77389. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, EUA. Setembro 29 – Outubro 2, 2002.

CHAUDHRY, M; MAHMEED, A; WANI, M; MUBARAK, H; THAKUR, R; AL-RASHIDI, H. “Improving Oil Recovery in Heterogeneous Carbonate Reservoir by Optimizing Peripheral Water Injection through Application of Innovative Techniques”. SPE 120382. In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain. Março 15-18, 2009.

CINCO-LEY, H., SAMANIEGO, F. “Transient pressure analysis: finite-conductivity fracture case versus damaged fracture case”. SPE 10179. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, EUA. Outubro 4-7, 1981.

CIVAN, F., WANG, W., GUPTA, A. “Effect of Wettability and Matrix to Fracture Transfer on the Waterflooding in Fractured Reservoirs.” SPE Paper 52197. In: SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, EUA, Março, 1999.

CLEMEN, R. T., “Making Hard Decisions: An Introduction to Decision Analysis”. Duxbury Press, Belmont, USA, 1990.

COBB, W; MAREK, F. “Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterfloods Using Production Data”. SPE 38902. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, EUA. Outubro 5-8, 1997.

CONSELHO NACIONAL de MEIO AMBIENTE – CONAMA “Resolução CONAMA 357 de 17 de março de 2005”. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Brasil, 2005.

CONSELHO NACIONAL de MEIO AMBIENTE – CONAMA “Resolução CONAMA 393 de 9 de agosto de 2007”. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Brasil, 2007.

COSTA, O. “Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura”. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-IG-UNICAMP. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2008.

COSTA, O; MUÑOZ MAZO, E; SCHIOZER, D. “Water Injection with Fracture Propagation Pressure”. SPE 122097. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Cartagena, Colômbia, Junho 2-5, 2009.

DAKE, L. P. “Fundamentals of Reservoir Engineering”. 1a. Ed. Elsevier Science B.V., Amsterdam, Holanda. 1978.

DELL, J. J., MEAKIN, S. “Sustainable Water Management in the Oil and Gas Industry: Use of WBCSD GLOBAL Water Tool to Map Risks”. SPE 11960. In: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Nice, França, Abril 15-17 2008.

DEVLOO, P. R. B., FERNANDES, P. D. “Modelagem numérica de fraturamento hidráulico”. In: XXII CILAMCE, Campinas, Novembro 7-9, 2001.

EKINS, P., VANNER, R., FIREBRACE, J. “Zero Emissions of Oil in Water from Offshore Oil and Gas Installations: Economic and Environmental Implications”. Journal of Cleaner Production, Vol 13, N° 13-14 43, Elsevier Science B. V. 2007

ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J. H., KING, G. R. “Basic Applied Reservoir Simulation”. SPE textbook Series, Vol. 7, pp. 105-107, 2001.

EVANS, R. “Produced Water Management Strategy with the Aid of Decision Analysis”. SPE 66543. In: SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference., San Antonio, Texas, EUA. Fevereiro 26-28, 2001.

FIROOZABADI, A., ISHIMOTO, K. “Theory of Reinfiltration in Fractured Porous Media: Part 2 – Two Dimensional Model,” SPE Paper 28156. In: SPE Western Regional Meeting, Long Beach, Califórnia EUA, Março, 1991.

FLORES, J., ELPHICK, J., LOPEZ, F., ESPINEL, P. “The Integrated Approach to Formation Water Management: From Reservoir Management to Protection of the Environment”. SPE 116218. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, EUA. Setembro 21-24, 2008.

FURTADO, C. J. A., SIQUEIRA, A. G., SOUZA, A. L. S., CORREA, A. C. F., MENDES, R. A., “Produced Water Reinjection in Petrobras Fields: Challenges and Perspectives”. SPE 94705. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, Junho 20-23, 2005.

GADDE, P. B., SHARMA, M. M., “Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance”. SPE 71614. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, Setembro. 30 – 3 Oct., 2001.

GARLAND, E. “Discharge of Produced Water in the North Sea: Where We Are, Where We Go”. SPE 97048, In: Offshore Europe. Aberdeen, Reino Unido. Setembro 6-9, 2005.

GARLAND, E., HJELDE, E. “Discharge of Produced Water: New Challenges in Europe”. SPE 80585, In: SPE/EPA/DOE Exploration and production Environmental Conference, San Antonio, Texas, EUA. Março 10-12, 2003.

GILMAN, J. R. “Practical Aspects of simulation of Fractured Reservoirs”. In: International Forum on Reservoir Simulation. Baden-Baden, Alemanha. Junho 23-27, 2003.

GOMES, A. C. de A., “Efeitos do Fluxo Bifásico e da Compressibilidade no Declínio da Injetividade nos Poços Injetores de Água”, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, Brasil, 2003.

HALLIBURTON. “Water Management Manual”, Halliburton Communications, 2002.

HILL, F., MONROE, S., MONAHAN, R. “Water Management – An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry”. SPE 154720. In: SPE Europec/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Viena, Áustria. Março, 2012.

HITE, J., SHAW, D., WARREN, J. “An Information Resource for Water Management Solutions”. SPE 102497, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA. Setembro 24-27, 2006.

HUSTEDT, B; Zwarts, D., Van den HOEK, P. “Modeling Water-Injection-Induced Fractures in Reservoir Simulation”. SPE 95726, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, EUA. Outubro 9-12, 2005.

IINO, A., ARIHARA, N. “Use of Streamline Simulation for Waterflood Management in Naturally Fractured Reservoirs”. SPE 108685, In: International Oil Conference and Exhibition. Veracruz, México, Junho 27-30, 2007.

JANSEN, J., DOUMA,S; BROUWER,D., Van den HOF, P., BOSGRA, O., HEEMINK, A. “Closed-Loop Reservoir Management”. SPE 119098, In: SPE Reservoir Simulation Symposium., The Woodlands, Texas, EUA. Fevereiro 2-4, 2009.

JI, L., SETTARI, A., SULLIVAN, R.B. “A New Approach to Hydraulic Fracturing Modeling - Fully Coupled with Geomechanical and Reservoir Simulation” SPE 99428, In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Viena, Áustria. Junho 12-15, 2006.

JOHNSEN, S., FROST, T., HJELSVOLD, M. “The Environmental Impact Factor – A Proposed Tool for Produced Water Impact Reduction, Management and Regulation”. SPE 61178, In: SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Stavanger, Noruega. Junho 26-28, 2000.

KEENEY, R. L., RAIFFA, H., “Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs”. John Wiley & Sons, New York, USA, 1976.

KENAWY, F., BIBARS, O., HANAFY, H., REZK, A. “Waterflood Strategy, Challenges and Consequences” SPE 53136, In: Middle East Oil Show and Conference. Bahrain. Fevereiro 20-23, 1999.

KHATIB, Z., VERBEEK, P. “Water to Value - Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields”. SPE 73853, In: SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Kuala Lumpur, Malásia. Março 20-22, 2002.

KNUDSEN, B., HJELSVOLD, M., FROST, T., SVARSTAD, M., GRINI, P., WILLUMSEN, C., TORVIK, H. “Meeting the Zero Discharge for Produced Water”. SPE 86671, In: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Calgary, Alberta, Canadá. Março 29-31, 2004.

LEE, K., HUH, C., SHARMA, M. “Impact of Fracture Growth on Well Injectivity and Reservoir Sweep during Waterflood and Chemical EOR Processes”. SPE 146778, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA. Outubro-Novembro, 2011.

LI, Y., LIN, T., LI, X., LIU, B., REN, X., LI, K. “Oil Production and Water-cut in Naturally Fractured Vuggy Reservoirs” SPE 115042, In: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscou, Rússia. Outubro 28-30, 2008.

LIGTHEIM, D., Van den HOEK, P., HOS, P., FABER, M., ROETERDINK, R. “Improved Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs: Don't Give Induced Fractures a Chance”. SPE 98386, In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Viena, Áustria. Junho 12-15, 2006.

LIMA, G. “Teoria das opções reais e teoria da preferência aplicada ao processo decisório em E&P de petróleo”. Tese de Doutorado em Geociências – UNICAMP/IG/DGRN, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2004.

LYSTAD, E., NILSSEN, I. “Monitoring and Zero Discharge”. SPE 86799, In: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Calgary, Alberta, Canadá. Março 29-31, 2004.

MANDAL, D., NIK AHMAD, N. “New Injection-Allocation Tool Significantly Improves the Value of Water Injection in Large Clastic Reservoirs”. SPE 105322, In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain. Março 11-14, 2007.

MASKERI, M., MARKETZ, F., SINANI, I., CARRASQUEL, G., SALUJA, J., DARKE, M., MOOSA, R., MUELLER, R. “Improved Management of a Fractured Carbonate Reservoir Using a Smart-Field Approach”. IPCT 12712, In: International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malásia. Dezembro 3-5, 2008.

MEZZOMO, C. C. “Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco”. Tese de Doutorado. Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2005.

MONTOYA, J. M., MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J., “Well Impairment Upscaling Applied To Water Injection Above Fracture Pressure Simulation”, Paper CIL28-502, In: CILAMCE 2006, Belém do Pará, Brasil, Setembro 7-10, 2006.

MONTOYA, J. M. “Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura do Reservatório Através de Poço Horizontal Virtual”. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2007.

MONTOYA, J. M., MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J., “Use Of Reservoir Simulation to Model Fracture Dynamics and Pattern Floods in Water Injection under Fracturing Conditions”, Paper CIL-698, In: XXVIII CILAMCE, Porto, Portugal, Junho 13-15, 2007.

MUÑOZ MAZO, E. O. “Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados”. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2005.

MUÑOZ MAZO, E. O., MONTOYA, J. M., SCHIOZER, D. J., “Efeito do acoplamento da geomecânica à simulação numérica de reservatórios com injeção de água a pressão acima da pressão de fratura”, Paper IBP1581_06, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2006. Rio de Janeiro, Brasil. Setembro 11-14, 2006.

MUÑOZ MAZO, E. O., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. “Gerenciamento de Água em Campos de Petróleo: Alternativas para um Aproveitamento mais Eficiente da Água”. PaperEX68, In: 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – PDPETRO, Fortaleza, Brasil. Outubro 18-22, 2009.

MUÑOZ MAZO, E. O., RAVAGNANI, A. T. F. S. G., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER D. “An Integrated Methodology for Water Management under Operational Restrictions”, SPE 139336, In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Perú. Dezembro 1-3, 2010.

MUÑOZ MAZO, E. O., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. “Analysis of the effect of the injector well shut-in point on the water management strategy”. Paper IBP1427_12, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2012. Rio de Janeiro, Brasil. Setembro 17-20, 2012.

NELSON, R. “Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, EUA. 1985.

NEPOMUCENO, “F. Tomada de decisão em projetos de risco na exploração de petróleo”. Tese de Doutorado em Geociências – UNICAMP/IG/DGRN, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil. 1997.

NEPOMUCENO, F., SUSLICK, S. B. “Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo”. RAE. Revista de Administração de Empresas, v. 40, n.1, p. 63-76, São Paulo, Brasil, 2000.

NGHIEM, L. X., “Modeling Infinite-Conductivity Vertical Fractures With Source and Sink Terms”. In: Society of Petroleum Engineers Journal, Volume 23, Number 4, pp. 633-644, Agosto, 1983.

NOIROT, J., Van den HOEK, P., BJOERNDAL, H., STEWART, G., DRENTH, R., AL-MASFRY, R., WASSING, B., SAEBY M., AL-MASROORI, M., ZARAFI, A. “Water Injection and Waterflooding under Fracturing Conditions”, SPE 81462, In: Middle East Oil Show. Bahrain. Junho 9-12, 2003.

NUNES, G. C., FIGUEIREDO, L. S., MELO, M. V., JUNIOR, E. B. L., MOTTA, R. H., LAGE, R. C. B. “Petrobras Experience on Water Management for Brown Fields” OTC 21384, In: Offshore Technology Conference. Houston, Texas, EUA. Maio 2-5, 2011.

OGUNSANYA, B. O. “A Physically Consistent Solution for Describing the Transient Response of Hydraulically Fractured and Horizontal Wells”. Tese de Doutorado. Department of Petroleum Engineering. Texas Tech University. Texas, EUA. 144 p. 2005.

OORT, Van E., VELZEM, Van J. F. G., LEERLOOIJER, K. “Impairment by Suspended Solids Invasion: Testing and Prediction”. SPE Paper 23822. In: SPE Formation Damage Symposium, Lafayette, Louisiana, EUA. 1993.

OVENS, J. E. V., LARSEN, F. P., COWIE, D. R. “Making Sense of Water Injection Fractures in the Dan Field”. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 1, No. 6, pp. 556-566. 1998.

PAIVA, H. P. “Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados”. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo – DEP-FEM-UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, Brasil, 2012.

PAIVA, R., BEDRIKOVETSKY, P., FURTADO, C., SIQUEIRA, A., SOUZA, A. L. S. “A Comprehensive Model for Injectivity Decline Prediction during PWRI”. SPE 100334, In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Viena, Áustria. Junho 12-15, 2006.

PALSSON, B., DAVIES, D., TODD, A., SOMERVILLE, J. “Water Injection Optimized with Statistical Methods”. SPE 84048, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, EUA. Outubro 5-8, 2003.

PALSSON, B., DAVIES, D., TODD, A., SOMERVILLE, J. “A Holistic Review of the Water Injection Process”. SPE 82224, In: SPE European Formation Damage Conference. Haia, Holanda. Maio 13-14, 2003.

PEDENAUD, P. “TOTAL Experience to Reduce Discharge of Hydrocarbons through Produced Water”. SPE 98490, In: SPE International Health, Safety & Environment Conference. Abu Dhabi, EAU. Abril 2-4, 2006.

PLEBON, M., SAAD, M., VALIKANGAS, A. “Managing Produced Ester through Total Oil Recovery: An Integrate Innovative Technology”. SPE 101838, In: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscou, Rússia. Outubro 3-6, 2006.

PUTRA, E., SCHECHTER, D. “Reservoir Simulation of Waterflood Pilot in Naturally Fractured Spraberry Trend.” SPE Paper 54336. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonésia. Abril, 1999.

PUTRA, E., FIDRA, Y., SCHECHTER, D. “Use of Experimental and Simulation Results For Estimating critical and Optimum Water Injection Rates in Naturally Fractured Reservoirs” SPE Paper 56431. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, Outubro, 1999.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G., MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. “Production strategy selection for deep-water oilfields under economic and geological uncertainties”. Paper Cobem2009_1874, In: COBEM 2009 - 20th International Congress of Mechanical Engineering. Gramado, Brasil. Novembro 15-20, 2009.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G., MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. “A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection”. International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry. Vol. 4. pp. 9-15, 2011.

REIS, J. “Water advance and Oil Production Rate in a Naturally Fractured Reservoir during Waterflooding”, Journal of Petroleum Science and Engineering N° 36, Elsevier Science B. V., 2002.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Ed. Interciência, 2006.

ROSSEN, R., SHEN, E. “Simulation of Gas/Oil Drainage and Water/Oil Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE Reservoir Engineering, pp. 464 – 469, Novembro 1989.

SAHNI, A., KOVACEVICH, S. “Produced Water Management Alternatives for Offshore Environmental Stewardship”. SPE 108893, In: SPE Asia Pacific Health, Safety, and Security Environment Conference and Exhibition. Bangkok, Tailândia. Setembro 10-12, 2007.

SALOMÃO, M., FIGUEIREDO JÚNIOR, F. “Risk Analysis for Comparison of Development Plans—Application of Utility Theory and Value of Information in a Real Field”. SPE 107194, In: EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. Londres, Inglaterra. Junho 11-14, 2007.

SAPUTELLI, L., NIKOLAOU, M., ECONOMIDES, M. J. “Self-Learning Reservoir Management”. SPE 84064, In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Volume 8, Number 6 pp. 534-547. Dezembro, 2005.

SHARMA, M. M., PANG, S., WENBERG, K.E., MORGENTHALER, L. N., “Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study”. In: SPE Production and Facilities Vol. 15, No. 1, pp. 6–13. Fevereiro, 2000.

SINGH, S. P., KIEL, O. G., “Waterflood Design (Pattern, Rate, and Timing)” SPE 10024, In: SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium. Beijing, China. Março 18-26, 1982.

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”. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brasil. Junho 20-23, 2005.

SOUZA, S., MADEIRA, M., CARVALHO, C., PESSOA, T. “An Optimized Full-Field Waterflood Development Workflow”. Paper IBP2282_10, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2010, Rio de Janeiro. Brasil. Setembro 13-16, 2010.

TERRADO, M., YUDONO, S., THAKUR, G. “Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice” SPE 102200, In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Volume 10, Number 5, pp. 552-562. Outubro, 2007.

THIELE, M. R. “Streamline Simulation”. In: 6th Forum on Reservoir Simulation. Schloss Fuschl, Áustria. 2001.

THIELE, M. R., BATYCKY, R. P., FENWICK, D. H. “Streamline Simulation for Modern Reservoir Engineering Workflows”. Journal of Petroleum Technology, Vol 62, No 1, pp. 64-70. Janeiro, 2010.

THIGPEN, B., SAKOWSKI, S., WANG, X., LIU, X., LEE, J. “Active Management of Five Spot Waterflood Based on Continuous Reservoir Monitoring”. SPE 115725, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, EUA. Setembro 21-24, 2008.

VALKÓ, P., ECONOMIDES, M. J., “Hydraulic Fracture Mechanics”. John Wiley and Sons Inc. New York, EUA, 300 p. 1995.

VAN DEN HOEK, P. J. “Impact of Induced Fractures on Sweep and Reservoir Management in Pattern Floods”. SPE 90968, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA. Setembro 26-29, 2004.

VICENTE, M., ELISECHE, L., COSTA, D., SCOLARI, J., CASTELO, R. “Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Barrancas Unit, Barrancas Field”. SPE 68806, In: SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, Califórnia, EUA. Março 26-30, 2001.

VOLGIN, E., KRATZ, R., ANDRIASOV, A. “Peculiarities of Waterflooding the Naturally Fractured Reservoir”. SPE 117376, In: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscou, Rússia. Outubro 28-30, 2008.

WAN, J.. Well models of hydraulically fractured horizontal wells. Master of Science Dissertation. Department of Petroleum Engineering. Stanford University. Stanford, California, EUA. 98 p. 1999.

WILLHITE, G. P., "Waterflooding", SPE Textbook Series Vol. 3, 1986.

APÊNDICE A – Propriedades dos fluidos utilizados na análise do processo de injeção com propagação de fratura

Tabela A.1. Propriedades do fluido leve.

P (kPa)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Bg 10⁻² (m³/m³)	Vo 10⁻¹ (cp)	Vg 10⁻² (cp)	Co 10⁻⁶ (kPa)⁻¹
5096	60.9	1.248	2.055	6.07	1.32	2.25
6696	72.9	1.279	1.785	5.52	1.37	2.25
9996	98.2	1.346	1.127	4.60	1.49	2.25
11696	111.8	1.383	0.943	4.22	1.55	2.25
13296	125.0	1.418	0.812	3.89	1.60	2.25
14096	131.9	1.436	0.763	3.73	1.64	2.25
14996	140.0	1.457	0.727	3.57	1.68	2.25
16609	154.6	1.498	0.631	3.29	1.76	2.25
17996	166.6	1.523	0.582	3.07	1.82	2.25
18696	172.1	1.538	0.560	2.96	1.86	2.25
19396	177.5	1.554	0.540	2.85	1.89	2.25
20796	188.3	1.584	0.504	2.66	1.96	2.25
22954	207.2	1.591	0.458	2.47	2.19	2.25
24526	220.2	1.623	0.427	2.28	2.29	2.25
26938	240.3	1.671	0.386	2.02	2.47	2.25
27713	246.7	1.687	0.375	1.95	2.52	2.25
28704	254.9	1.706	0.362	1.85	2.60	2.25
29969	265.4	1.732	0.345	1.74	2.70	2.25
31185	275.5	1.756	0.331	1.64	2.80	2.25
34087	299.6	1.814	0.302	1.42	3.06	2.25
35353	310.1	1.839	0.290	1.33	3.18	2.25
36847	322.5	1.869	0.278	1.23	3.32	2.25
38456	335.9	1.902	0.266	1.14	3.49	2.25
40251	350.8	1.937	0.253	1.04	3.68	2.25
Densidade do óleo (kg/m³)			817.2			
Densidade do gás (kg/m³)			0.901			
Densidade da água (kg/m³)			1040			

Tabela A.2. Propriedades do fluido intermediário.

P (kPa)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Bg 10⁻² (m³/m³)	Vo (cp)	Vg 10⁻² (cp)
980	10.74	1.073	5.34	3.453	1.11
2942	27.50	1.127	3.53	2.240	1.22
5884	43.32	1.162	1.76	1.820	1.31
8826	58.26	1.195	1.15	1.610	1.42
11768	73.15	1.228	0.840	1.470	1.57
14710	87.94	1.259	0.660	1.330	1.70
17171	100.27	1.287	0.568	1.220	1.75
19613	112.66	1.317	0.495	1.208	1.85
23536	132.45	1.361	0.409	1.137	2.01
27458	152.24	1.405	0.349	1.080	2.17
31381	172.03	1.449	0.303	1.033	2.33
35303	191.83	1.493	0.268	0.993	2.49
35794	194.30	1.498	0.264	0.988	2.51
36284	196.77	1.504	0.261	0.984	2.53
36774	199.25	1.509	0.257	0.979	2.55
37265	201.72	1.515	0.254	0.975	2.57
38245	206.67	1.526	0.247	0.967	2.61
39226	211.62	1.537	0.24	0.958	2.65
41678	223.99	1.564	0.226	0.939	2.75
44129	236.95	1.592	0.213	0.921	2.85
49033	265.84	1.647	0.191	0.890	3.05
Compressibilidade					
P (kPa)	Co 10⁻⁶ (kPa)⁻¹				
17171	1.27				
19613	1.27				
23536	1.22				
27458	1.11				
31381	1.01				
35303	1.01				
39226	1.01				
41678	1.01				
44129	1.01				
49033	1.01				
Densidade do óleo (kg/m³)			871.5		
Densidade do gás (kg/m³)			0.82		
Densidade da água (kg/m³)			1050		

Tabela A.3. Propriedades do fluido pesado.

P (kPa)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Bg 10⁻² (m³/m³)	Vo (cp)	Vg 10⁻² (cp)
980	5.26	1.044	6.02	17.12	1.24
2510	13.47	1.065	4.18	13.20	1.31
2942	15.78	1.071	3.82	12.09	1.32
5128	23.78	1.087	2.00	9.95	1.37
5884	26.54	1.093	1.79	9.21	1.39
8826	36.80	1.114	1.14	7.45	1.48
10365	41.99	1.124	0.95	6.85	1.54
11768	46.71	1.133	0.84	6.31	1.59
14710	56.50	1.153	0.67	5.41	1.70
15582	59.32	1.158	0.63	5.20	1.73
17652	65.99	1.171	0.56	4.72	1.81
18201	67.74	1.175	0.54	4.63	1.83
20594	75.36	1.190	0.48	4.26	1.92
23428	84.07	1.206	0.44	3.84	2.02
23536	84.40	1.207	0.43	3.83	2.03
26046	92.10	1.222	0.40	3.50	2.13
29155	101.76	1.240	0.37	3.24	2.27
29351	102.23	1.242	0.37	3.22	2.28
35970	118.08	1.282	0.32	2.80	2.59
39285	126.02	1.303	0.30	2.64	2.74
41678	135.09	1.320	0.25	2.50	2.90
44129	141.99	1.335	0.23	2.39	3.00
49033	155.94	1.365	0.21	2.21	3.20
Compressibilidade					
P (kPa)	Co 10⁻⁶ (kPa)⁻¹				
29518	1.19				
32460	1.13				
35402	1.05				
38344	0.99				
41286	0.99				
44129	0.99				
49033	0.99				
Densidade do óleo (kg/m³)			924.8		
Densidade do gás (kg/m³)			0.855		
Densidade da água (kg/m³)			1050		

APÊNDICE B – Comparação entre as modelagens de propagação de fratura por modificadores de transmissibilidade e poços horizontais virtuais

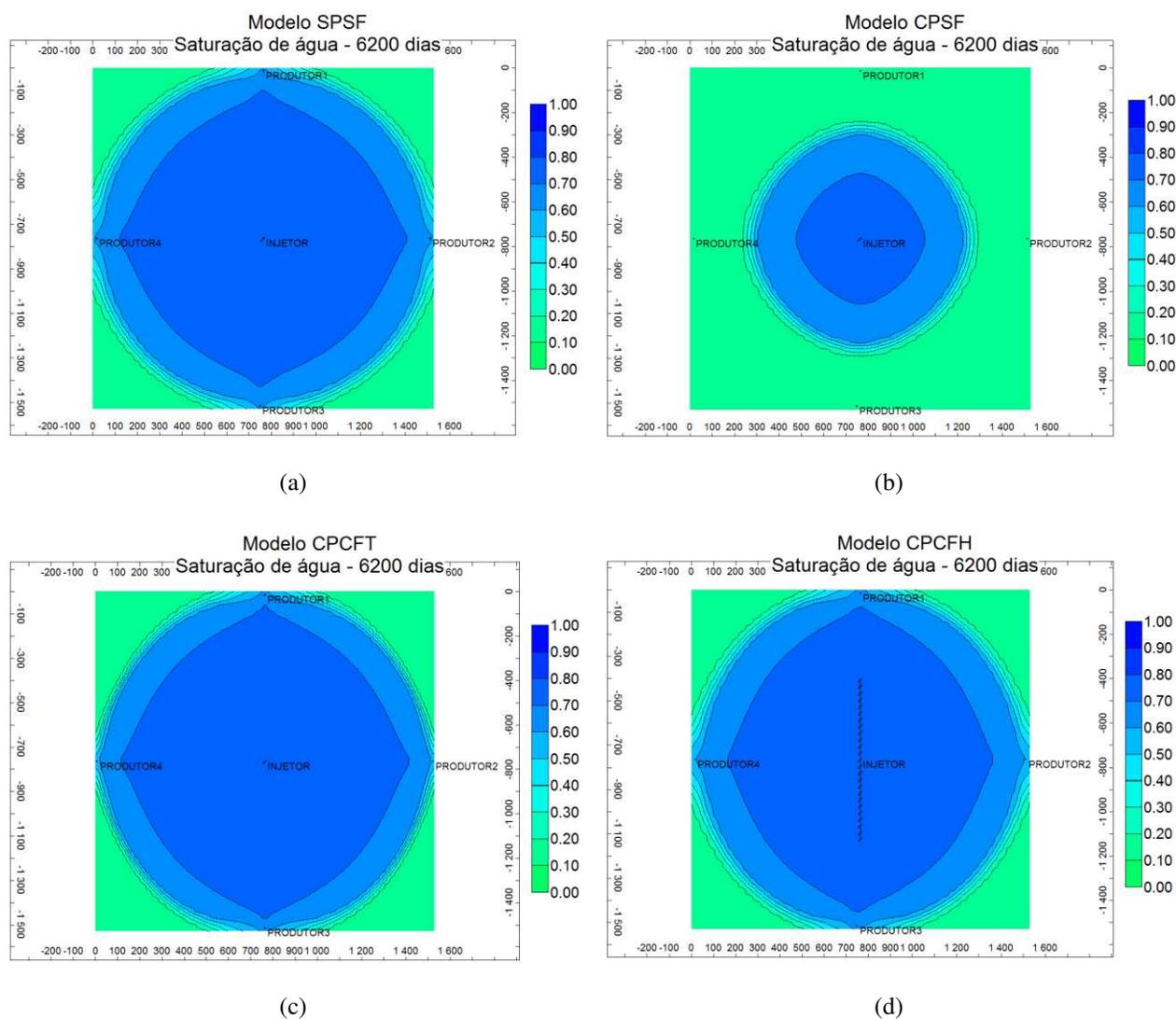


Figura B.1. Mapas finais de saturação para os casos testados. (a) SPSF, (b) CPSF, (c) CPCFT, (d) CPCFH.

APÊNDICE C – Resultados dos testes de anisotropia de permeabilidade horizontal para todos os casos e fluidos testados

Tabela C.1. Resultados para o fluido leve.

Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	2000	2000	2000	49.5%	7190.8	994.0	11160.0	0.138	277.2
CPSF	2000	2000	2000	49.5%	7189.3	992.4	11160.0	0.138	245.5
CPCF	2000	2000	2000	**	**	**	**	**	**
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 500$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	2000	1000	43.9%	6374.4	2139.9	11160.0	0.336	264.2
CPSF	500	2000	1000	43.9%	6366.6	1920.7	10861	0.302	232.1
CPCF	500	2000	1000	43.9%	6372.2	2141.7	11160.0	0.336	298.8
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	2000	316.2	34.3%	4974.9	3705.1	11160.0	0.745	214.5
CPSF	50	2000	316.2	18.9%	2739.2	1149.5	4642.6	0.420	143.5
CPCF	50	2000	316.2	34.7%	5031.3	3531.0	10737.0	0.702	220.8
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	500	500	48.5%	7045.6	1094.6	11160.0	0.155	291.8
CPSF	500	500	500	34.9%	5072	24.0	7017	0.005	249.8
CPCF	500	500	500	47.6%	6915.5	961.7	10808.0	0.139	277.1
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 100$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	500	223.6	41.6%	6037.2	2501.7	11144.0	0.414	273.7
CPSF	100	500	223.6	18.1%	2623.9	13.4	3334.6	0.005	133.2
CPCF	100	500	223.6	39.3%	5700.9	2345.3	10485.0	0.411	247.4
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	500	158.1	38.4%	5574.9	3005.4	11051.0	0.539	257.6
CPSF	50	500	158.1	13.7%	1981.2	11.9	2369.4	0.006	100.4
CPCF	50	500	158.1	34.9%	5070	2358.7	9450.8	0.465	222.8
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 100$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	100	100	42.1%	6105.3	199.4	8939.3	0.033	269.0
CPSF	100	100	100	9.5%	1372.5	0.0	1444.6	0.000	67.4
CPCF	100	100	100	36.6%	5309.3	96.4	7612.8	0.018	216.1

Tabela C.2. Resultados para o fluido intermediário.

Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	2000	2000	2000	27.3%	3962.7	6205.3	11484.0	1.566	213.1
CPSF	2000	2000	2000	30.6%	4445.7	5722.3	11281.0	1.287	234.8
CPCF				**	**	**	**	**	**
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 500$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	2000	1000	36.3%	5271.7	1180.7	7369.3	0.224	243.8
CPSF	500	2000	1000	36.2%	5257.1	1146.7	7314.7	0.218	242.9
CPCF	500	2000	1000	36.0%	5221.9	1203.7	7328.0	0.231	241.2
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	2000	316.2	25.4%	3680	2980.6	7205.9	0.810	156.2
CPSF	50	2000	316.2	17.2%	2489.3	1275.5	3758.7	0.512	125.3
CPCF	50	2000	316.2	24.9%	3608.3	2795.7	6955.1	0.775	156.0
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	500	500	40.1%	5814.1	313.6	7254.1	0.054	259.0
CPSF	500	500	500	35.0%	5082.8	55.2	5959.1	0.011	235.6
CPCF	500	500	500	39.7%	5767.1	280.9	7164.1	0.049	255.2
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 100$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	500	223.6	32.5%	4720.6	1471.2	7109.7	0.312	210.0
CPSF	100	500	223.6	17.7%	2563	13.9	2573.5	0.005	122.1
CPCF	100	500	223.6	29.9%	4337.5	1502.5	6654.4	0.346	187.0
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	500	158.1	24.3%	3533.8	3005.4	11051.0	0.850	149.9
CPSF	50	500	158.1	13.4%	1947.1	8.0	1740.6	0.004	91.8
CPCF	50	500	158.1	20.8%	3013.4	1504.7	5015.6	0.499	127.6
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 100$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	100	100	23.8%	3452.9	0.0	4110.8	0.000	170.7
CPSF	100	100	100	9.5%	1377.2	0.0	949.09	0.000	60.5
CPCF	100	100	100	19.3%	2805.8	0.0	3203.2	0.000	115.6

Tabela C.3. Resultados para o fluido pesado.

Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	2000	2000	2000	29.8%	4326.5	4477.0	10056.0	1.035	222.2
CPSF	2000	2000	2000	34.7%	5038.1	2146.0	8423.6	0.426	250.1
CPCF	2000	2000	2000	32.8%	4760	3940.0	9962.2	0.828	238.3
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 500$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	2000	1000	28.0%	4058	2342.8	7424.0	0.577	176.3
CPSF	500	2000	1000	19.1%	2775.1	547.6	3991.6	0.197	120.8
CPCF	500	2000	1000	24.6%	3570.8	1633.1	6105.4	0.457	141.6
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 2000$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	2000	316.2	8.7%	1259.7	1527.8	3151.5	1.213	37.5
CPSF	50	2000	316.2	5.3%	765.83	145.0	1071.3	0.189	18.8
CPCF	50	2000	316.2	6.9%	998.4	640.7	1889.0	0.642	26.4
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	500	500	500	21.7%	3155.1	747.6	4791.9	0.237	122.5
CPSF	500	500	500	10.1%	1469.6	0.0	1811.4	0.000	49.8
CPCF	500	500	500	16.1%	2339.1	8.2	2957.9	0.004	76.8
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 100$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	500	223.6	9.8%	1427.2	163.9	2027.6	0.115	41.8
CPSF	100	500	223.6	4.0%	584.6	0.0	700.27	0.000	7.8
CPCF	100	500	223.6	7.2%	1038.7	9.9	1332.0	0.009	22.8
Modelo de permeabilidade heterogênea $k_x = 50$ $k_y = 500$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	50	500	158.1	6.7%	967.11	107.6	1383.8	0.111	22.0
CPSF	50	500	158.1	2.7%	392.8	0.0	458.57	0.000	-1.1
CPCF	50	500	158.1	5.0%	732.1	9.4	947.9	0.013	10.0
Modelo de permeabilidade homogênea $k_x = k_y = 100$ mD.									
Caso	k_x	k_y	k média	FR_{OM}	N_p (10^3 m ³)	W_p (10^3 m ³)	W_i (10^3 m ³)	W_p/N_p	VPL (10^6 USD)
SPSF	100	100	100	4.2%	603.12	0.0	811.1	0.000	5.1
CPSF	100	100	100	1.5%	221.84	0.0	243.53	0.000	-9.1
CPCF	100	100	100	2.8%	401.18	0.0	516.1	0.000	-3.6

APÊNDICE D – Dados pvt e curvas de permeabilidade relativa para o modelo não fraturado

Tabela D.1. Dados PVT do fluido para o modelo não fraturado.

P (kgf/cm²)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Bg 10⁻² (m³/m³)	Vo (cp)	Vg 10⁻² (cp)	Co 10⁻⁴ (kgf/cm²)⁻¹
35.49	31.80	1.19	3.46	2.05	1.09	1.62
41.82	34.66	1.20	2.91	1.98	1.13	1.62
49.20	38.02	1.21	2.45	1.91	1.17	1.62
59.75	42.83	1.23	1.99	1.81	1.23	1.62
68.54	46.85	1.24	1.72	1.73	1.28	1.62
80.85	52.51	1.25	1.44	1.62	1.34	1.62
93.86	58.51	1.27	1.23	1.51	1.42	1.62
105.81	64.06	1.28	1.08	1.43	1.48	1.62
121.98	71.60	1.30	0.93	1.32	1.57	1.62
133.94	77.20	1.32	0.84	1.25	1.64	1.62
148.00	83.83	1.33	0.76	1.17	1.72	1.62
166.29	92.49	1.35	0.67	1.09	1.82	1.62
193.36	105.42	1.39	0.58	1.00	1.97	1.62
213.26	115.01	1.41	0.53	0.95	2.08	1.62
219.38	117.64	1.42	0.51	0.94	2.11	1.62
229.50	122.19	1.43	0.49	0.91	2.17	1.62
248.00	130.84	1.45	0.45	0.85	2.27	1.62
283.02	147.22	1.50	0.40	0.74	2.46	1.62
316.91	163.08	1.54	0.35	0.64	2.65	1.62
352.63	179.79	1.58	0.32	0.53	2.85	1.62
360.00	183.24	1.59	0.31	0.51	2.89	1.62
Densidade do óleo (kg/m³)			866.2			
Densidade do gás (kg/m³)			0.745			
Densidade da água (kg/m³)			1010			

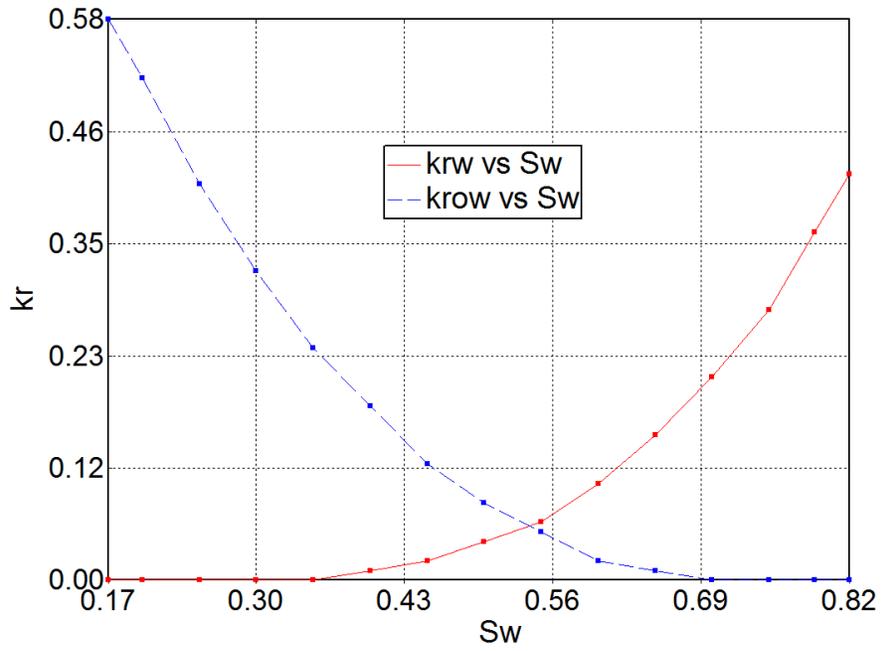


Figura D.1. Curvas de permeabilidade relativa para o modelo não fraturado

APÊNDICE E – Dados PVT e curvas de permeabilidade relativa para o modelo fraturado

Tabela E.1. Dados PVT do fluido para o modelo fraturado.

P (kgf/cm²)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Vo (cp)	Vg 10⁻² (cp)	Co 10⁻⁵ (kgf/cm²)⁻¹
1.03	0.34	1.04	1.1832	7.999	1.31	9.8
14.96	2.91	1.05	0.0804	6.836	1.32	9.8
28.90	6.04	1.05	0.0410	5.783	1.34	9.8
42.83	9.48	1.06	0.0273	4.923	1.37	9.8
56.76	13.15	1.07	0.0203	4.235	1.39	9.8
70.69	17.01	1.08	0.0161	3.683	1.42	9.8
84.62	21.02	1.08	0.0133	3.236	1.46	9.8
98.55	25.17	1.09	0.0113	2.871	1.50	9.8
112.48	29.44	1.10	0.0099	2.570	1.54	9.8
126.41	33.82	1.11	0.0087	2.318	1.58	9.8
140.34	38.29	1.12	0.0078	2.106	1.62	9.8
154.28	42.86	1.13	0.0071	1.925	1.67	9.8
168.21	47.51	1.14	0.0065	1.769	1.72	9.8
182.14	52.24	1.15	0.0060	1.634	1.77	9.8
196.07	57.04	1.16	0.0056	1.517	1.82	9.8
210.00	61.92	1.17	0.0053	1.414	1.87	9.8
238.00	71.91	1.19	0.0047	1.241	1.98	9.8
266.00	82.14	1.21	0.0043	1.102	2.08	9.8
294.00	92.60	1.23	0.0040	0.990	2.19	9.8
322.00	103.26	1.26	0.0037	0.898	2.29	9.8
350.00	114.11	1.28	0.0035	0.820	2.39	9.8
Densidade do óleo (kg/m³)			881.2			
Densidade do gás (kg/m³)			0.67			
Densidade da água (kg/m³)			1034			

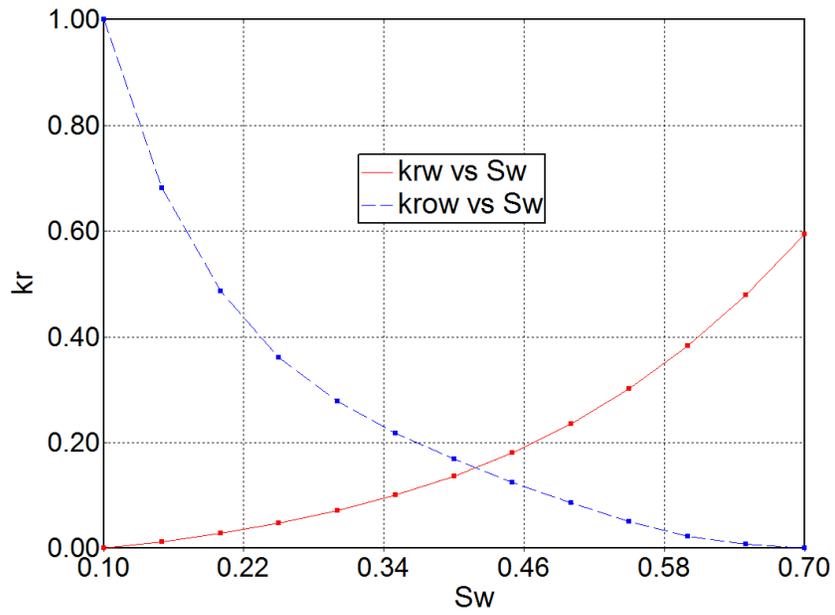


Figura E.1. Curvas de permeabilidade relativa para fácies 1 do modelo fraturado.

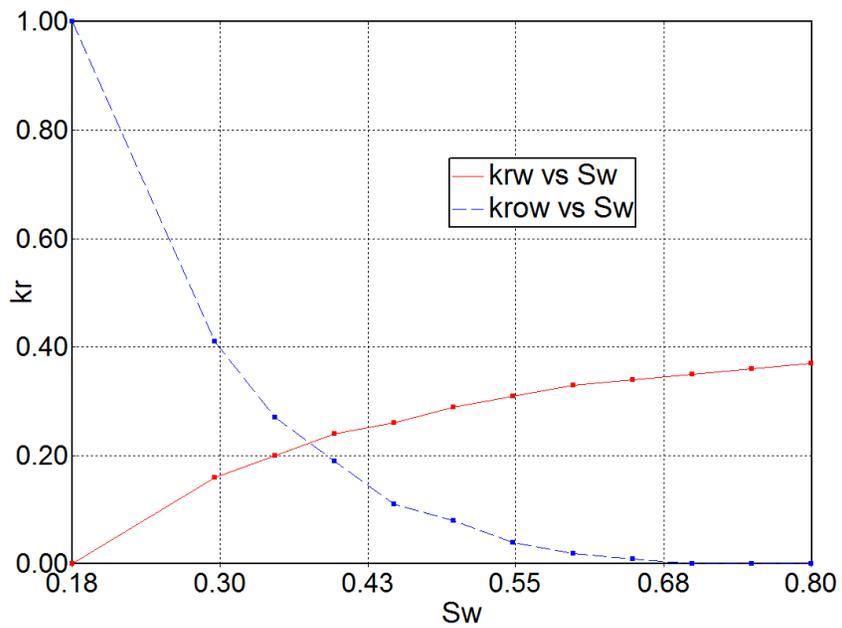


Figura E.2. Curvas de permeabilidade relativa para fácies 2 do modelo fraturado.

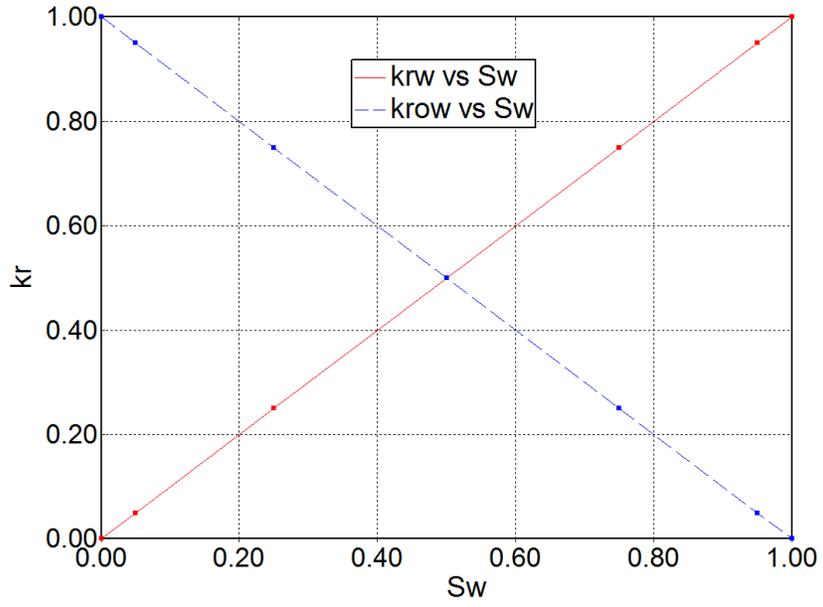


Figura E.3. Curvas de permeabilidade relativa para o sistema de fraturas do modelo fraturado.

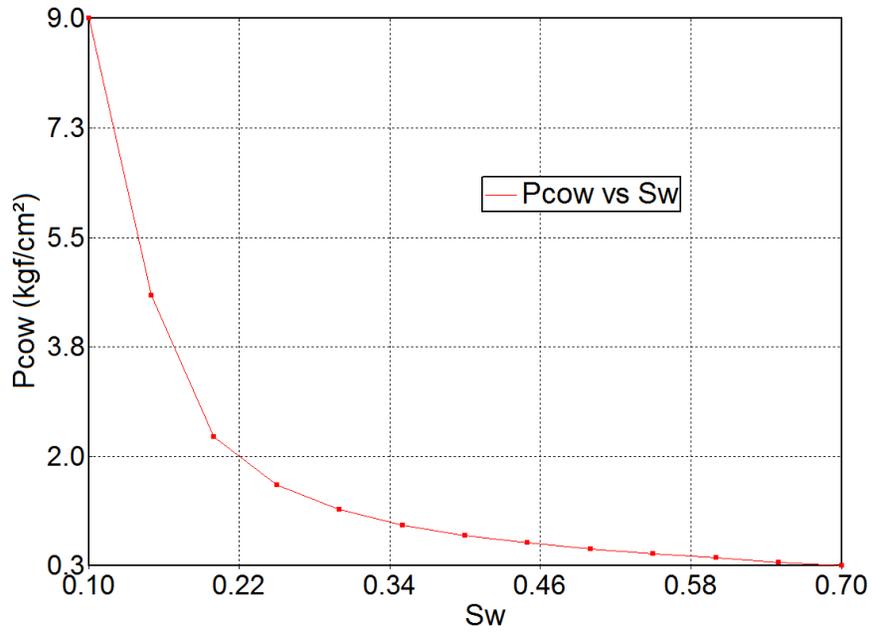


Figura E.4. Curva de pressão capilar de drenagem para fácies 1 do modelo fraturado.

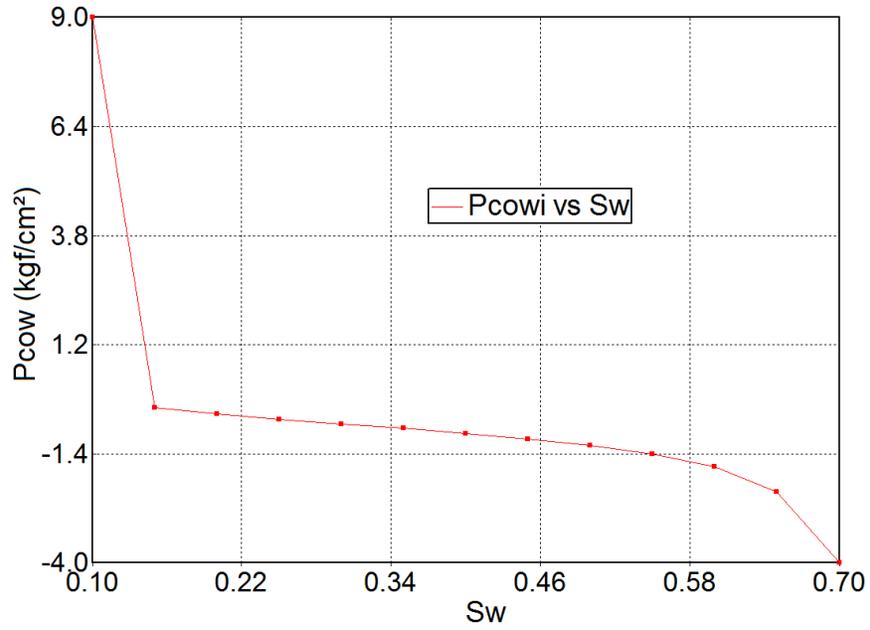


Figura E.5. Curva de pressão capilar de embebição para fácies 1 do modelo fraturado.

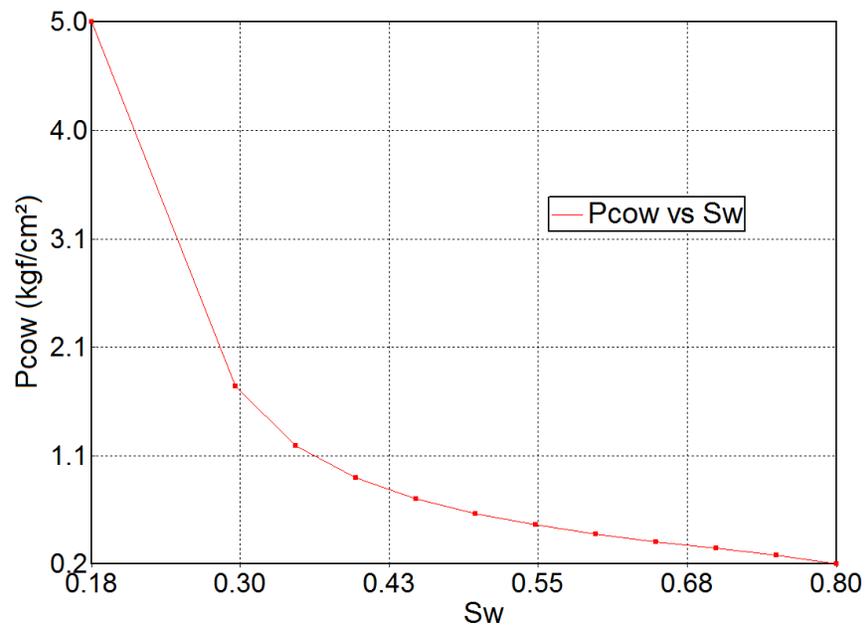


Figura E.6. Curva de pressão capilar de drenagem para fácies 2 do modelo fraturado.

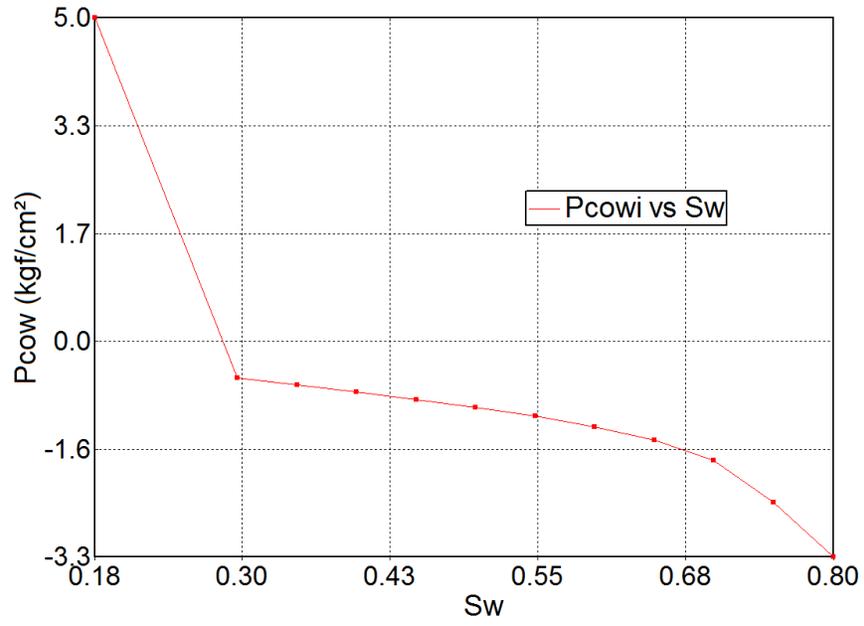


Figura E.7. Curva de pressão capilar de embebição para fácies 2 do modelo fraturado.

APÊNDICE F – Lista de publicações derivadas do desenvolvimento da tese

MUÑOZ MAZO, E. O., MONTOYA, J. M., SCHIOZER, D. J., “Study of Sweep Efficiency of Water Injection under Fracturing Conditions Process”. SPE 107846, In: Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, Argentina. Abril 15-18, 2007.

MUÑOZ MAZO, E. O., MONTOYA, J. M., SCHIOZER, D. J., “Effects of Directional Permeability Anisotropy on Sweep Efficiency of Water Injection under Fracturing Conditions Process”, Paper CIPC2007-141, In: CIPC 2007, Calgary, Canadá, Junho 12-14, 2007.

MUÑOZ MAZO, E. O., MONTOYA, J. M., SCHIOZER, D. J., “Effect of Oil Type on Sweep Efficiency of Water Injection under Fracturing Conditions Process”, Paper Cobem2007_0435, In: COBEM 2007 - 19th International Congress of Mechanical Engineering, Brasília, Brasil. Novembro 05, 2007.

MUÑOZ MAZO, E. O., COSTA O., SCHIOZER, D. “Análise da Influência do Espaçamento na Determinação da Vazão de Injeção para o Processo de Injeção com Pressão acima da Pressão de Fratura”. Paper IBP2343_08, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2008, Rio de Janeiro, Brasil. Setembro 15-18, 2008.

MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. “Analysis of the Effect of Oil Mobility on the Injection Rate Optimization for Water Injection under Fracturing Conditions”. Paper Cobem2009_1961, In: COBEM 2009 - 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado, Brasil. Novembro 15-20, 2009.

MUÑOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. “Effect of formation damage at the fracture surface on the injection rate optimization and sweep efficiency of water injection with fracture propagation pressure”. Paper IBP3045_10, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2010, Rio de Janeiro, Brasil. Setembro 13-16, 2010.

MUÑOZ MAZO, E. O., RAVAGNANI, A. T. F. S. G., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER D. “An Integrated Methodology for Water Management under Operational Restrictions”, SPE 139336, In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Perú. Dezembro 1-3, 2010.

MUÑOZ MAZO, E. O., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. “Analysis of the effect of the injector well shut-in point on the water management strategy”. Paper IBP1427_12, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference 2012. Rio de Janeiro, Brasil. Setembro 17-20, 2012.