

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

**Estratégias de Produção em Reservatórios
Naturalmente Fraturados**

Autor: **Eduin Orlando Muñoz Mazo**

Orientador: **Denis José Schiozer**

02/2005

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

Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados

Autor: **Eduin Orlando Muñoz Mazo**

Orientador: **Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2005
SP – Brasil

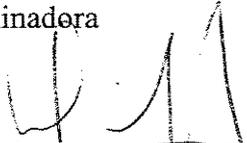
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Estratégias de Produção em Reservatórios
Naturalmente Fraturados

Autor: **Eduin Orlando Muñoz Mazo**
Orientador: **Denis José Schiozer**

Banca Examinadora



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



Dr. Antonio Luiz Serra de Souza
PETROBRÁS / CENPES



Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan
DEP / FEM / UNICAMP

Campinas, 24 de fevereiro de 2005.

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

M926e Muñoz Mazo, Eduin Orlando
Estratégias de produção em reservatórios
naturalmente fraturados / Eduin Orlando Muñoz Mazo. -
-Campinas, SP: [s.n.], 2005.

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

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

Titulo em Inglês: recovery strategies for naturally fractured reservoirs

Palavras-chave em Inglês: reservoirs, computer simulation, fracture – reservoirs e
reservoirs engineering.

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Data da defesa: 24/02/2005

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais Luis Horácio e Luz Helena, ao meu irmão Nestor e a Zuleika, pela coragem que me inspiraram, pelo constante apoio, amor e compreensão e porque são o melhor que tenho neste momento da minha vida.

Agradecimentos

O autor expressa os seus agradecimentos:

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

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

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

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo, que pôs a minha disposição os recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas e pesquisadores do grupo UNISIM, pela sua colaboração e pela constante troca de conhecimentos.

Aos Professores do DEP, pelos novos caminhos do conhecimento que me mostraram.

Aos funcionários e estagiários do DEP, pela sua colaboração.

Ao CEPETRO e ao CNPq pelo apoio financeiro fornecido durante a realização deste projeto.

Aos grandes amigos (eles sabem quem são) que fiz durante a minha estadia em Campinas.

A Zuleika Arruda, pela sua constante ajuda e seu incondicional apoio.

Aos meus compatriotas, que fizeram que me sentisse um pouco como em casa, ainda tão longe dela.

A todos os professores, funcionários e colegas do DEP, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

*Não basta só com saber, deve-se também aplicar.
Não basta só com desejar, deve-se também fazer.*

Johann Wolfgang von Goethe

Resumo

MUÑOZ M., Eduin Orlando. *Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 83 p. Dissertação.

As características diferenciadas dos reservatórios naturalmente fraturados fazem com que o estudo e a previsão do comportamento desses reservatórios tenham-se convertido em temas de estudos freqüentes na indústria do petróleo. Nesse trabalho, apresenta-se um estudo que visa à formulação de regras gerais de escolha inicial de estratégias de produção para reservatórios naturalmente fraturados, considerando diferentes características de reservatórios assim como o estudo de um processo de otimização das estratégias propostas. Para a realização deste trabalho, foi feita uma revisão bibliográfica dos principais aspectos dos reservatórios naturalmente fraturados e foi proposta uma metodologia que avalia, através de simulação numérica, os impactos de vários fatores na previsão do comportamento. Os resultados mostram que o comportamento desse tipo de reservatório é fortemente influenciado pela estratégia selecionada. Também se observa que a seleção da estratégia inicial está condicionada principalmente por parâmetros como as permeabilidades de matriz e de fratura, a inclinação do reservatório e a orientação das fraturas. Finalmente, é ressaltada a importância dos processos de otimização para melhorar os indicadores de desempenho do reservatório, tanto de produção quanto econômicos.

Palavras Chave

- Reservatórios Naturalmente Fraturados, Estratégia de Produção, Simulação Numérica.

Abstract

MUÑOZ M., Eduin Orlando. *Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 83 p. Dissertação.

Due to the differentiated characteristics of naturally fractured reservoirs, the forecast of the behavior of these reservoirs has been subject of frequent studies in the oil industry. This work presents a study that aims to formulate rules for selection of initial recovery strategy for naturally fractured reservoirs considering different reservoir properties and to study an optimization process for the proposed strategies. For the accomplishment of this work, a literature review about the main aspects of naturally fractured reservoirs was made, and it was proposed a methodology to evaluate, through numerical simulation, the impact of some reservoir parameters and production strategies on the production forecast. The results demonstrate that the reservoir behavior is strongly influenced by the selected strategy. Also, it can be observed that the selection of the initial strategy is a function of reservoir parameters such as matrix and fracture permeability, reservoir inclination and fracture orientation. Finally, is demonstrated the importance and usefulness of optimization processes for increasing the production and economic performance indicators.

Key Words

- Naturally Fractured Reservoirs, Production Strategy, Numerical Simulation.

Índice

Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura.....	xvi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura do trabalho	3
Capítulo 2	5
Revisão bibliográfica e fundamentação teórica.....	5
2.1 Reservatórios naturalmente fraturados	5
2.1.1 Avaliação de reservatórios naturalmente fraturados	7
2.1.2 Gerenciamento de reservatórios naturalmente fraturados	8
2.2 Comportamento da produção em reservatórios naturalmente fraturados	9
2.3 Modelagem de reservatórios naturalmente fraturados.....	13
2.4 Simulação de reservatórios naturalmente fraturados.....	16
2.5 Fatores que afetam o comportamento de reservatórios fraturados	21
2.6 Estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados	24
Capítulo 3	28
Metodologia.....	28
3.1 Etapa I – Primeira análise de sensibilidade	28

3.2 Etapa II – Segunda análise de sensibilidade.....	29
3.3 Etapa III – Análise de otimização de estratégia de produção.....	30
Capítulo 4	31
Aplicação	31
4.1 Descrição do primeiro caso base	31
4.2 Descrição do segundo caso base.....	36
4.3 Descrição do modelo para otimização de estratégias de produção	42
Capítulo 5	45
Resultados e discussão	45
5.1 Etapa I – primeira análise de sensibilidade	45
5.2 Etapa IIa – segunda análise de sensibilidade para óleo pesado.....	48
5.3 Etapa IIb – segunda análise de sensibilidade para óleo leve	53
5.4 Etapa IIc – segunda análise de sensibilidade para óleo pesado com viscosidade maior	58
5.5 Comparação de estratégias	60
5.6 Etapa III – aplicação de processos de otimização	62
Capítulo 6	68
Conclusões e recomendações	68
6.1 Conclusões.....	68
6.2 Recomendações	70
Referências bibliográficas	71
Anexo I.....	75
Anexo II.....	76
Anexo III	85

Lista de Figuras

Figura 1.1 Visualização de um sistema naturalmente fraturado (Civan, 2002).	2
Figura 4.1: Permeabilidade relativa ao óleo para a matriz.	33
Figura 4.2: Permeabilidade relativa ao óleo para as fraturas.....	33
Figura 4.3. Visualização do primeiro caso base	34
Figura 4.4: Estratégia de produção 1.	37
Figura 4.5: Estratégia de produção 2.	37
Figura 4.6: Estratégia de produção 3.	37
Figura 4.7: Estratégia de produção 4.	37
Figura 4.8: Estratégia de produção 5.	38
Figura 4.9: Estratégia de produção 6.	38
Figura 4.10: Estratégia de produção 7.	38
Figura 4.11: Estratégia de produção 8.	38
Figura 4.12: Estratégia de produção 9.	38
Figura 4.13: Estratégia de produção 10.	38
Figura 4.14: Estratégia de produção 11.	39
Figura 4.15: Estratégia de produção 12.	39
Figura 4.16: Estratégia de produção 13	39
Figura 4.17: Visualização do modelo de simulação usado na Etapa III.....	43
Figura 5.1: Gráfico Tornado da análise de sensibilidade para o FR.....	47
Figura 5.2: Gráfico Tornado da análise de sensibilidade para o VPL.	48
Figura 5.3: Comportamento do FR nas estratégias e casos testados.	49
Figura 5.4: Comportamento do VPL normalizado nas estratégias e casos testados.	50
Figura 5.5: Comportamento do VPL nos casos testados	51
Figura 5.6: Comportamento da produção de água normalizada nas estratégias e casos testados.	52

Figura 5.7: Produção acumulada de água para os casos testados.	53
Figura 5.8: Comportamento do FR nas estratégias e casos testados para óleo leve.	54
Figura 5.9: Comportamento do VPL normalizado para as estratégias da Etapa IIb.	55
Figura 5.10: Comportamento do VPL para os casos testados na Etapa IIb.	56
Figura 5.11: Comportamento do W_p normalizado para as estratégias e casos da Etapa IIb.	56
Figura 5.12: Comportamento da produção acumulada de água para a Etapa IIb.	57
Figura 5.13: Comportamento do FR para os três tipos de óleo testados.	58
Figura 5.14: Comportamento do VPL para os três tipos de óleo testados.	59
Figura 5.15: Comportamento do W_p para os três tipos de óleo testados.	59
Figura 5.16: Taxa de produção de água e pressão média das Estratégias 9 e 13.	60
Figura 5.17: Produções acumuladas de óleo e água para as estratégias selecionadas.	61
Figura 5.18: Evolução do processo de otimização seguido na Etapa III.	64
Figura 5.19: Comportamento do tempo de irrupção no processo de otimização.	65
Figura 5.20: Comportamento da produção acumulada de água no processo de otimização.	65

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Propriedades PVT dos Fluidos do primeiro caso base.	32
Tabela 4.2: Permeabilidade Relativa ao óleo na matriz.	32
Tabela 4.3 Permeabilidade relativa ao óleo nas fraturas.	33
Tabela 4.4: Propriedades e valores utilizados na análise de sensibilidade.	35
Tabela 4.5: Conjunto de propriedades petrofísicas com pressão capilar aumentada.	40
Tabela 4.6: Propriedades PVT do óleo leve (30 °API).....	41
Tabela 4.7: Propriedades PVT do óleo pesado com viscosidade maior.....	41
Tabela I.1: Resultados da primeira análise de sensibilidade	75
Tabela II.1: Resultados da análise para o Caso Base. Etapa IIa.....	76
Tabela II.2: Resultados da análise para o caso de Inclinação 25°. Etapa IIa	77
Tabela II.3: Resultados para o caso de Permeabilidade Vertical de Fratura 500 mD. Etapa IIa...	77
Tabela II.4: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 1 mD. Etapa IIa	78
Tabela II.5: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 100 mD. Etapa IIa	78
Tabela II.6: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 10%. Etapa IIa	79
Tabela II.7: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 30%. Etapa IIa	79
Tabela II.8: Resultados da análise para o caso de Pressão Capilar aumentada. Etapa IIa	80
Tabela II.9: Resultados da análise para o Caso Base, Etapa IIb.....	80
Tabela II.10: Resultados da análise para o caso de Inclinação 25°. Etapa IIb	81
Tabela II.11: Resultados para o caso de Permeabilidade Vertical de Fratura 500 mD. Etapa IIb	81
Tabela II.12: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 1 mD. Etapa IIb ..	82
Tabela II.13: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 100 mD. Etapa IIb	82
Tabela II.14: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 10%. Etapa IIb	83
Tabela II.15: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 30%. Etapa IIb	83

Tabela II.16: Resultados da análise para o caso de Pressão Capilar aumentada. Etapa IIb	84
Tabela II.17: Resultados da análise para o caso Base. Etapa IIc	84
Tabela III.1: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 5	85
Tabela III.2: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 6	85
Tabela III.3: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 7	86
Tabela III.4: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 8	86
Tabela III.5: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 9	86
Tabela III.6: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 13	86

Nomenclatura

Letras Latinas

B	Fator volume de formação	m^3/m^3 [ft ³ /ft ³]
D	Profundidade	m [ft]
D	Espaçamento das fraturas	m [ft]
e	Abertura da fratura	m [ft]
f_s	Fator de fluxo vertical	-
g	Aceleração da gravidade	m/s^2 [ft/s ²]
Gp	Produção acumulada de gás	m^3 [SCF]
k	Permeabilidade	mD
L	Comprimento	m [ft]
Np	Produção acumulada de óleo	m^3 [STB]
p	Pressão	kPa [psi]
q	Vazão de fluxo	m^3/dia [bbl/dia]
S	Saturação	-
V_b	Volume total	m^3 [ft ³]
WI	Injeção acumulada de água	m^3 [STB]
Wp	Produção acumulada de água	m^3 [STB]

Letras Gregas

ϕ	Porosidade	-
Φ	Potencial de fluxo	kPa [psi]
γ	Fator gravitacional	
λ	Mobilidade	mD/mPa.s [mD/cp]
μ	Viscosidade	cp

ρ	Densidade	kg/m^3 [lbm/ft^3]
σ	Fator de forma	
τ	Fator de transferência	

Subscritos

ma	Matriz
f	Fratuza
r	Relativo
x,y, z	Direções X, Y e Z
α	Fase (óleo, água ou gás)

Siglas

FR	Fator de recuperação
RGO	Razão gás-óleo
VPL	Valor presente líquido

Fatores de conversão

1 m	= 3.048 ft
1 kPa	= 0.145 psi
1 m ³	= 6.29 bbl
1 m ³	= 35.31 ft ³
1 kg	= 2.20 lbm

Capítulo 1

Introdução

A significativa ocorrência e produção de óleo de reservatórios naturalmente fraturados ao redor do mundo, além de suas características particulares fazem com que seja necessária uma abordagem diferenciada da usada na caracterização e modelagem de reservatórios mais homogêneos.

Por isso, quando se trabalha com esses tipos de reservatórios, é necessário considerar o conceito de sistemas de dupla porosidade. Nesses sistemas, tanto a matriz rochosa quanto a fratura são meios porosos diferentes e separados. A matriz de rocha apresenta uma alta capacidade de armazenamento de fluidos e uma baixa permeabilidade; a fratura, pelo contrário, apresenta uma capacidade de fluxo alta e uma baixa porosidade com relação à matriz. A Figura 1.1 mostra uma visualização desse tipo de sistema onde se diferenciam os sistemas porosos matriz e fratura.

As zonas naturalmente fraturadas são de muita importância e são procuradas com grande interesse devido à sua alta capacidade de drenagem e ao aumento na permeabilidade que se evidencia nessas zonas. Embora as fraturas possam ter um efeito significativo na permeabilidade total da rocha, geralmente têm pouco efeito sobre a porosidade, saturações e outras características petrofísicas da rocha reservatório.

A detecção de fraturas é o primeiro e mais importante passo para a avaliação de reservatórios naturalmente fraturados. Esse processo de detecção pode estar baseado em estudos

de laboratório a partir da análise de testemunhos, assim como em resultados da interpretação de perfis de poço e em casos mais avançados de testes de pressão. Além da detecção, é importante fazer uma avaliação das propriedades das fraturas no processo de caracterização do reservatório para que se possa planejar a estratégia de produção e desenvolvimento, que é a integração dos aspectos geológicos, produtivos, de modelagem e econômicos.

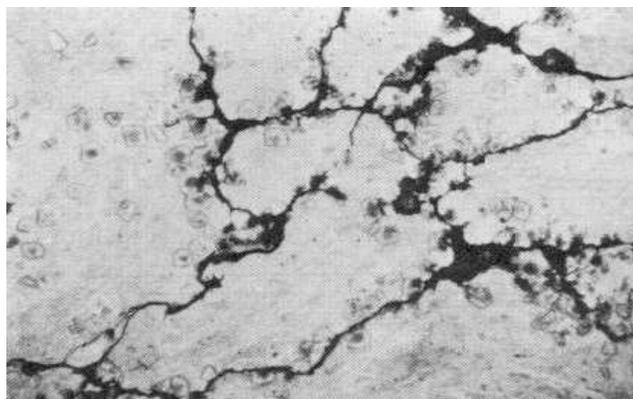


Figura 1.1 Visualização de um sistema naturalmente fraturado (Civan, 2002).

Embora muitos reservatórios naturalmente fraturados sejam produzidos de forma eficiente do ponto de vista econômico, um estudo detalhado de otimização pode aumentar a eficiência da recuperação e econômica. Entretanto, essa não é uma tarefa fácil, pois em geral, trata-se de reservatórios muito heterogêneos e complicados, dificultando a modelagem detalhada e o melhoramento do processo de otimização do desenvolvimento da sua produção ao longo da sua vida útil.

1.1 Motivação

As mudanças tecnológicas e o constante intuito de incrementar os fatores de recuperação nos reservatórios induzem a necessidade de uma análise integrada dos dados do reservatório, os quais às vezes vêm de fontes tão diversas como a geologia, a sísmica e cálculos de engenharia. Tudo isso visa um desenvolvimento ótimo do reservatório através da modelagem do reservatório, a qual integra e itera dados obtidos em várias escalas, com a finalidade de prever de uma maneira mais precisa o comportamento futuro do reservatório.

Além das particularidades de tipo geológico e petrofísico, os reservatórios naturalmente fraturados apresentam importantes diferenças com os reservatórios homogêneos do ponto de vista da produção, cujos processos e mecanismos são muito mais complexos devido às suas características. É por isso que confundir um reservatório naturalmente fraturado com um homogêneo pode trazer efeitos negativos do ponto de vista da estratégia de produção e no comportamento produtivo do reservatório. Isto faz com que o estudo do comportamento da produção nesses tipos de sistemas demande modelos e análises que diferem dos utilizados para a avaliação de sistemas homogêneos.

1.2 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo formular regras gerais que, baseadas nas propriedades petrofísicas (básicas ou especiais) do reservatório, do óleo e nos parâmetros de produção (tipo, número e localização de poços, taxas de injeção e produção, entre outros) possibilitem a escolha inicial de uma estratégia de produção para injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados. Para atingir esse objetivo, propõem-se fazer uma revisão bibliográfica dos conceitos relacionados aos reservatórios naturalmente fraturados, assim como entender melhor a relação entre as principais propriedades desse tipo de reservatório e a escolha da estratégia de produção.

As regras geradas buscam simplificar o processo decisório já que levam em consideração as características do reservatório assim como os parâmetros de produção e orientam sobre a escolha de uma estratégia de produção inicial para o desenvolvimento de reservatórios, podendo ser utilizada também como uma primeira aproximação para posterior otimização.

1.3 Estrutura do trabalho

Para a realização do trabalho, foram estruturados os seguintes capítulos:

- No Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre os reservatórios naturalmente fraturados, dentro da qual se descrevem as principais características destes reservatórios,

os processos de produção, os principais aspectos do processo de simulação e a sua utilidade para a escolha de uma estratégia de produção. Nessa revisão também se incluem alguns conceitos sobre simulação de reservatórios naturalmente fraturados, análises de sensibilidade, estratégias de produção e processos de otimização.

- No Capítulo 3, com base nos conceitos estudados, é proposta uma metodologia que contempla as análises de sensibilidade tanto das propriedades petrofísicas, quanto de estratégias de produção para, desta forma, compor os casos de simulação utilizando os parâmetros de produção como variáveis de controle, para assim otimizar as estratégias em cada um dos casos estudados.
- A metodologia proposta é apresentada no Capítulo 4 e os resultados obtidos no Capítulo 5. Através dos resultados formulam-se regras gerais para possibilitar a escolha inicial de uma estratégia de produção em reservatórios naturalmente fraturados.
- Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e as recomendações para a continuação do trabalho em pesquisas futuras.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica e fundamentação teórica

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica e uma descrição dos aspectos teóricos básicos sobre o tema dos reservatórios naturalmente fraturados, incluindo os aspectos de caracterização, estratégias de produção, modelagem e simulação de fluxo e otimização. Pretende-se construir neste capítulo a base para o entendimento do comportamento de reservatórios naturalmente fraturados, assim como do processo de escolha de estratégia de produção como função das características básicas de rochas e fluidos.

2.1 Reservatórios naturalmente fraturados

Quando se trabalha com reservatórios naturalmente fraturados, é necessário considerar o conceito de sistemas de dupla porosidade, isto é, que tanto a matriz rochosa quanto a fratura são meios porosos altamente heterogêneos, diferentes e separados, nos quais a matriz de rocha apresenta uma alta capacidade de armazenamento de fluidos e uma baixa permeabilidade; a fratura, pelo contrário, apresenta uma capacidade de fluxo alta e uma porosidade baixa com relação à matriz.

As zonas naturalmente fraturadas são de muita importância e são procuradas com grande interesse devido à sua alta capacidade de drenagem e ao aumento na permeabilidade que se evidencia nessas zonas. Embora as fraturas possam ter um efeito significativo na permeabilidade total da rocha, geralmente têm pouco efeito sobre porosidade, saturações e outras características petrofísicas da rocha reservatório.

Os reservatórios naturalmente fraturados podem ser classificados em quatro tipos dependendo das propriedades da rocha matriz e das fraturas:

- Reservatórios Tipo 1: onde as fraturas aportam tanto a capacidade de armazenamento de fluidos, quanto os canais de fluxo para a produção deles;
- Reservatórios Tipo 2: são reservatórios de baixa porosidade e permeabilidade onde a matriz fornece a armazenagem de fluidos e as fraturas são responsáveis pela permeabilidade;
- Reservatórios Tipo 3: quando a porosidade da matriz é significativamente alta com respeito à fratura, e a permeabilidade do sistema de fraturas é responsável pela permeabilidade do sistema;
- Reservatórios Tipo 4: nesse caso a matriz possui alta porosidade e alta permeabilidade, desta forma as fraturas só adicionam capacidade de fluxo ao reservatório.

Essa classificação foi proposta por Allan e Qing Sung (2003), como uma ampliação da já feita por Nelson (1985).

As fraturas naturais geralmente apresentam certas características constantes:

- São aproximadamente perpendiculares ao ângulo de inclinação da camada; porém esse fato não exclui a possível existência de fraturas horizontais, embora sejam muito menos frequentes e de menor tamanho que as sub-verticais.
- Estão orientadas de acordo com uma ou várias direções prevaletentes, já que pelo geral são o resultado de tensões tectônicas e frequentemente a direção é coincidente com a orientação das falhas presentes na região.
- Ocorrem em rochas compactas nas quais o poço seria cilíndrico em condições normais, e somente as fraturas que estão pelo menos parcialmente abertas são úteis para a produção de fluidos.

As fraturas naturais são fissuras que se cruzam e que têm como características: direção preferencial e permeabilidade muito maior que a rocha que as contém. Segundo o ângulo de inclinação, podem ser classificadas como sub-verticais quando o ângulo é maior de 65° e sub-horizontais quando o ângulo é menor de 25°. Também podem ser induzidas pelos processos de

perfuração e completção de poços devido à pressão exercida pelos fluidos de operação quando são transportados ao interior da formação, e se a pressão do fluido for maior que a pressão de fratura da rocha, esta se fraturará dependendo das suas propriedades mecânicas.

A detecção de fraturas é o primeiro e mais importante passo para a avaliação de reservatórios naturalmente fraturados. Esse processo de detecção pode estar baseado em estudos de laboratório a partir da análise de testemunhos, assim como em resultados da interpretação de perfis de poço e em casos mais avançados de testes de pressão.

Além do trabalho de detectar fraturas, a avaliação das suas propriedades é um importante passo no processo de caracterização do reservatório e permite planejar a estratégia de produção e desenvolvimento do reservatório, que é a integração dos aspectos geológicos, produtivos, de modelagem e econômicos.

2.1.1 Avaliação de reservatórios naturalmente fraturados

A avaliação de reservatórios naturalmente fraturados tem três objetivos fundamentais:

- Avaliar as reservas recuperáveis em função dos custos de produção;
- Predizer a localização ótima e o comportamento dos poços com o tempo, e
- Obter suficiente informação sobre a rocha e o sistema de fraturas para cumprir com os primeiros dois objetivos de forma que os cálculos envolvidos sejam realizáveis e confiáveis.

Na avaliação de reservatórios naturalmente fraturados as etapas de exploração e produção não podem ser independentes. Segundo Nelson (1982), existem três tipos básicos de análise para a avaliação dessa classe de reservatórios:

- Avaliações preliminares

Têm como propósito definir as propriedades de interesse e determinar a qualidade da descoberta como reservatório. Trata-se de uma etapa de conhecimento geral da estrutura geológica e estratigráfica, onde os resultados obtidos pertencem mais ao nível

qualitativo do que ter uma significância quantitativa. Nessas avaliações os dados mais utilizados são dados geológicos, que envolvem informações geofísicas, litológicas, estruturais e estratigráficas fundamentalmente; também se incluem os resultados obtidos de análises de perfis de poço, testes de laboratório e testes de fluxo.

- **Avaliação do potencial econômico**

Quando se verifica que as fraturas fazem parte das características que determinam a qualidade do reservatório, deve-se avaliar o potencial econômico do mesmo, com a finalidade de estimar as reservas e as taxas de fluxo. O conhecimento dos parâmetros da interação matriz-fratura, os resultados dos testes de pressão de longa duração e as análises de laboratório mais específicas, orientadas a obter informação sobre os parâmetros e as condições de fluxo, constituem parte importante dos dados de entrada para as análises feitas nessa etapa de avaliação.

- **Avaliações para a modelagem e o planejamento da produção**

Consiste em usar diversas ferramentas com a finalidade de criar um modelo de reservatório que seja o mais semelhante possível ao modelo físico real para avaliar diferentes estratégias de produção e otimizá-las para obter um melhor desenvolvimento do potencial produtivo e econômico do reservatório e do campo.

2.1.2 Gerenciamento de reservatórios naturalmente fraturados

Os reservatórios naturalmente fraturados não são em geral depletados de forma eficiente devido à complexidade da modelagem e à necessidade de detalhamento da caracterização. Isso também ocorre devido à necessidade de diferentes estratégias, quando comparadas a reservatórios mais homogêneos. Isso implica em necessidade de estudos detalhados considerando as particularidades do modelo fraturado, o que motiva ainda mais o desenvolvimento do presente trabalho.

2.2 Comportamento da produção em reservatórios naturalmente fraturados

Além das particularidades de tipo 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. Isto faz com que o estudo do comportamento da produção nesses tipos de sistemas requeira modelos e análises que diferem dos utilizados para a avaliação de sistemas homogêneos.

Algumas das características que fazem com que a produção de reservatórios fraturados seja diferente dos reservatórios homogêneos são:

- A queda de pressão perto dos poços é pequena devido à alta transmissibilidade da fratura, dessa forma os gradientes de pressão não têm um papel significativo na produção. Assim, 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 barril produzido é pequeno se comparado com sistemas homogêneos, isso devido à expansão dos fluidos, a drenagem gravitacional e a embebição que fornecem um fluxo constante de óleo da matriz à fratura durante a produção.
- Os reservatórios naturalmente fraturados não apresentam zonas de transição. Isso faz com que os contatos água-óleo e óleo-gás sejam superfícies definidas devido à alta permeabilidade das fraturas que permite a rápida restauração do equilíbrio nos contatos. Esse fenômeno se evidencia tanto antes quanto durante a produção.
- O corte de água nesse tipo de reservatórios é fortemente influenciado pela taxa de produção, sendo possível afirmar que as características das rochas e as propriedades PVT dos fluidos têm menor influência na produção de água quando comparada a reservatórios mais homogêneos.
- Nos reservatórios naturalmente fraturados, as propriedades PVT permanecem constantes em todo o reservatório devido principalmente à circulação convectiva que se manifesta devido à facilidade de escoamento que fornece a rede de fraturas.

Devido a essas características, confundir um reservatório naturalmente fraturado com um homogêneo pode trazer efeitos negativos no comportamento produtivo do reservatório devido a escolha incorreta da estratégia de produção. No início da produção, esse tipo de reservatório apresenta um alto índice de produtividade, já que o óleo contido nas fraturas escoar em direção ao poço a taxas altas; se a produção continuasse desta forma a razão gás-óleo (RGO) aumentaria rapidamente, o qual levaria a um declínio rápido na pressão e a uma inevitável queda na produtividade do reservatório.

Segundo Aguilera (1980), esses incrementos da RGO acontecem nos tempos iniciais da produção, com fatores de recuperação baixos (15 a 20% ou menos) podendo ocorrer devido a aparição dos chamados efeitos terminais, os quais são diferenças de pressão capilar entre a matriz e as fraturas e tendem a reter o óleo dentro da matriz rochosa. Nos reservatórios naturalmente fraturados, esse fenômeno acontece já que a diferença de pressão entre a matriz rochosa e a fratura é da mesma ordem de magnitude que a diferença de pressões capilares.

A orientação das fraturas pode ter efeitos positivos ou negativos na hora de escolher um método de recuperação secundária, já que a localização dos poços injetores, as taxas de injeção e os efeitos do processo na produtividade e a recuperação final dependem de como estão localizadas e orientadas as fraturas, as quais atuam como canais de fluxo tanto para os fluidos injetados quanto para os produzidos.

Quando a água é injetada no interior de um reservatório naturalmente fraturado, a área varrida pela frente de água e a taxa de produção são significativamente diferentes das registradas em reservatórios homogêneos, pois a água também escoar através do sistema de fraturas já que é a trajetória menos tortuosa e entra mais facilmente em contato com a matriz rochosa.

A água localizada nas fraturas escoar ao interior da matriz por embebição no caso de rochas molháveis a água, deslocando o óleo e conduzindo-o para as fraturas onde flui até o poço produtor. As taxas de embebição são relativamente altas no princípio da injeção e vão caindo com o tempo, até que a água só viaja pela rede de fraturas deslocando o óleo ali contido até o poço produtor sem entrar em contato com o óleo contido na matriz. Segundo Aguilera (1980) a razão água-óleo é função da taxa de injeção de água e da taxa de embebição, a qual dependerá da

natureza do processo já que se for espontânea será muito maior que no caso da embebição forçada.

Rosen e Shen (1989) estudaram a modelagem matemática dos processos de drenagem gás-óleo e de embebição água-óleo com o objetivo de utilizar essas equações na simulação de reservatórios. Os resultados obtidos dos estudos foram equações de pseudo-pressão capilar tanto para o processo de drenagem gás-óleo quanto para o de embebição água-óleo. As relações encontradas são funções das propriedades petrofísicas básicas da rocha e da fratura, assim como da geometria do sistema pela incorporação do fator de forma¹.

A grande utilidade das curvas de pseudo-pressão capilar é que permitem representar de maneira precisa a interação das forças gravitacionais e capilares sem fazer uma inclusão implícita do termo gravitacional quando são utilizadas na modelagem de reservatórios naturalmente fraturados.

Firoozabadi e Ishimoto (1991) analisaram o fenômeno da re-infiltração em meios porosos fraturados, estudo este que foi realizado para os casos em uma e duas dimensões. Esse fenômeno ocorre quando os fluidos deslocados da matriz para a fratura se introduzem de novo na matriz rochosa de um estrato inferior devido à segregação gravitacional. Os modelos analíticos estudados pelos autores se basearam em suposições como: relação linear entre a permeabilidade relativa e a saturação, gás de mobilidade infinita, trajetória de saturação independente da pressão capilar e a permeabilidade relativa e pressão capilar na fratura igual a zero. Os autores entendem a re-infiltração como um fenômeno local.

Civan, *et al.* (1999) estudaram o efeito conjunto da molhabilidade e a transferência matriz-fratura na injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados. Nesse trabalho se desenvolve um modelo matemático no qual são acoplados os fenômenos de fluxo na fratura e na matriz rochosa, os quais são representados através de uma equação de tipo integro - diferencial que considera os efeitos das vazões, tanto de injeção quanto de embebição, assim como o efeito de fatores como a molhabilidade e o espaçamento das fraturas na recuperação de óleo.

¹ O fator de forma é um termo dependente das propriedades geométricas e da permeabilidade da matriz, o qual se incorpora no termo de transferência matriz-fratura nas equações de fluxo para reservatórios naturalmente fraturados.

Babadagli (2001) estudou, mediante análise experimental, a seleção dos melhores métodos de recuperação melhorada em reservatórios naturalmente fraturados. Esse trabalho dá ênfase na análise do fenômeno de embebição levando em consideração os diferentes tipos de matrizes rochosas, diferentes tipos de óleo, de fluidos injetados e condições de contorno. Os critérios para estabelecer os melhores métodos de recuperação para cada tipo de rocha foram baseados na recuperação terminal e na taxa de recuperação em cada caso, além da influência de fatores como a molhabilidade, a tensão interfacial e a permeabilidade da matriz na recuperação. A respeito dos reservatórios de óleo pesado, concluiu-se que a injeção de água quente (80°C) mostrou uma taxa de recuperação maior do que a injeção de surfactantes, embora esta última tenha uma maior recuperação final. Estabeleceu-se também a relação entre a seleção de um determinado método de recuperação e os custos econômicos envolvidos no projeto.

Reis (2002) propôs dois novos modelos analíticos para o estudo do avanço de água e a produção de óleo durante um processo de injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados. A idéia central desses modelos é conhecer melhor o processo de fluxo canalizado de água no interior da rede de fraturas e a influência deste no comportamento da produção de óleo. Segundo o autor, as principais formas de prever o comportamento da injeção de água são os métodos numéricos e as formulações analíticas. Os primeiros incorporam muita mais informação e oferecem prognósticos muito melhores e mais detalhados, as segundas são muito mais eficientes durante as etapas iniciais do estudo e utilizam uma menor quantidade de dados.

O primeiro modelo analítico proposto está focalizado no estudo da área de varrido ao redor do poço injetor. Esse modelo foi desenvolvido para modelos de dupla e tripla porosidade e leva em consideração processos como a embebição capilar e o avanço da frente de água. O segundo modelo proposto analisa o comportamento da recuperação em modelagens de dupla e tripla porosidade, baseado em parâmetros petrofísicos e incorporando os efeitos da distribuição das fraturas do modo mais realista possível. Ambos os métodos analíticos foram testados para um caso-exemplo de campo, concluiu-se que os resultados obtidos eram realistas e coerentes com o modelo proposto, o qual mostrou a efetividade dos métodos propostos.

Putra *et al.* (1999) utilizaram a combinação de estudos experimentais e simulação de reservatórios para determinar a taxa crítica de injeção durante o processo de injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados. A parte experimental consistiu na injeção de água em corpos de prova tipo Berea e em corpos de prova do campo Spraberry (sul de Texas – USA); nos quais foram simuladas fraturas por meio de cortes. O objetivo foi a determinação de uma taxa crítica de injeção que maximizasse a recuperação de óleo através da embebição capilar.

Os estudos de simulação de reservatórios foram utilizados para fazer a transferência de escala entre os processos registrados nos corpos de prova usados em laboratório e uma área piloto selecionada do campo Spraberry, e deste modo observar o comportamento dos fenômenos evidenciados em laboratório em escala de campo.

Segundo os autores, a taxa crítica de injeção de água é aquela na qual a embebição capilar não é detectada, o qual implica uma menor recuperação de óleo devido a pouca possibilidade de que a água entre em contato com as paredes da matriz. Essa taxa é influenciada pelas propriedades petrofísicas tanto da matriz quanto da fratura, assim como pela ação do balanço entre as forças viscosas e as forças capilares que se apresentam no fenômeno da embebição capilar. Um outro aspecto importante deste trabalho é que são considerados os efeitos de diferentes configurações de poços injetores e produtores, assim como a utilização de poços verticais e horizontais. Também foi analisada a influência dos processos de injeção contínua e cíclica de água, cuja importância se baseia no comportamento do equilíbrio entre as forças capilares e viscosas durante o processo de injeção.

2.3 Modelagem de reservatórios naturalmente fraturados

Devido à complexidade derivada das suas características físicas, de fluxo e de produção, a modelagem de reservatórios naturalmente fraturados envolve tratamentos que fogem dos mais convencionais que se têm utilizado para modelar reservatórios homogêneos.

Em formações fraturadas, os contrastes entre as propriedades das fraturas e da matriz fazem com que se apresentem grandes heterogeneidades e distribuições de saturação bastante

complexas. Portanto a produção eficiente desse tipo de reservatórios requer um tratamento mais cuidadoso dessas heterogeneidades e de um processo ainda mais atento de transferências de escala, para obter assim melhores resultados em processos de predição e um conhecimento mais preciso dos reservatórios em estudo.

O fluxo através de formações fraturadas inclui, em geral, numerosas fraturas ou redes de fraturas presentes na rocha, e nestes casos a geometria das fraturas é de grande importância. De fato, essas redes de fraturas apresentam direções preferenciais de orientação que fazem com que se manifestem fortes anisotropias. De vários estudos concluiu-se que a propriedade que tem mais importância nos estudos de sistemas fraturados é a abertura das fraturas, a qual pode influenciar fortemente a capacidade de fluxo do sistema.

O valor de abertura das fraturas utilizado para a realização deste estudo foi obtido por Wilson e Witherspoon (1970) *apud* Nelson (1985) a partir de dados experimentais, esse valor, de $2.5 \cdot 10^{-2}$ cm, foi reportado como uma média dos valores calculados a partir de experimentação que podem ser encontrados na literatura. Esse valor foi escolhido sem levar em consideração nenhum critério, já que apresenta um alto grau de incerteza quanto à sua quantificação, embora os seus efeitos sejam tema de estudo freqüente.

Segundo Nelson (1985) as fraturas apresentam características de ordem planar, razão pela qual a sua porosidade e permeabilidade são altamente dependentes da sua abertura e do seu espaçamento. As equações utilizadas para o cálculo da porosidade e da permeabilidade de fratura propostas por Nelson são mostradas a seguir:

$$\phi_f = \frac{e}{D + e} * 100 \quad \text{Equação 2.1}$$

$$k_f = \frac{e^3}{12D} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde, D representa o espaçamento das fraturas, entanto que e representa a abertura das fraturas. O autor sugere o uso destas equações no caso em que não sejam disponíveis dados mais concretos

sobre porosidade e permeabilidade, já que as medições de espaçamento e abertura de fratura podem ser determinadas mediante análises de laboratório.

Van der Knaap (1958) *apud* Saidi (1987), mostrou que a compressibilidade nas fraturas é maior devido à débil estrutura de suporte que a fratura apresenta; já Saidi (1987) mostrou que, em geral, a compressibilidade da fratura é maior do que a da matriz numa ordem de 10 a até 100 vezes.

A simulação convencional combina as características geométricas e as heterogeneidades dos sistemas fraturados dentro de um sistema equivalente. Essa aproximação é de grande utilidade e fácil uso, mas o grande problema que apresenta é que o sistema equivalente pode não existir, o que faz com que a principal missão da modelagem seja criar modelos estocásticos que representem de uma forma mais completa a rede de fraturas, levando em consideração parâmetros como sua orientação, inclinação e longitude, entre outros.

Warren e Root (1963) propuseram os primeiros modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade. Fisicamente o modelo consiste em um arranjo de paralelepípedos retangulares cujas faces coincidem com planos de fratura. A visualização mais aproximada do modelo seria uma caixa de cubos que representam a matriz enquanto que os planos entre os cubos representam os planos de fratura. No modelo de Warren e Root, o fluxo de fluidos entre a matriz e a fratura é proporcional à diferença de pressões entre elas.

O modelo proposto inicialmente por Warren e Root tem sido modificado por diferentes autores, tanto no nível de representação física, quanto no de descrição matemática. Kazemi *et al.* (1976) modificou a representação física do modelo para uma sobreposição de blocos de matriz e de fraturas. Zimmermann *et al.* (1993) *apud* Ziad Sagir e Ryerson (2001) modificaram a formulação matemática introduzindo uma relação não linear entre o fluxo e a diferença de pressão. Derskowitz e Miller (1995) *apud* Ziad Sagir e Ryerson (2001) adaptaram o modelo original para a representação de geometrias mais complexas.

Esses estudos mostram o grande interesse que a modelagem cria no âmbito da investigação, e a grande complexidade que o processo tem devido às características tão particulares que esses

sistemas apresentam. A modelagem do sistema de fraturas envolve, em geral, o tratamento estocástico delas como uma população que inclui uma ampla faixa de variações. Desta forma um modelo poderá incluir todas as fraturas presentes no sistema. Os parâmetros mais importantes dentro da modelagem de fraturas são:

- Orientação de fratura, que é necessária para estabelecer as possíveis direções preferenciais de fluxo no interior do sistema;
- Tamanho de fratura, que tem incidência na capacidade de escoamento da rede de fraturas. A sua distribuição pode ser obtida por correlação de informações obtidas de perfis de poço de dados geológicos;
- Intensidade de fraturamento, um indicador do quanto fraturada está a formação e avalia a incidência desse fraturamento no desenvolvimento do escoamento dos reservatórios.

Estas características são necessárias para determinar outras propriedades da rede de fraturas como a frequência de fraturamento, a porosidade e a permeabilidade das fraturas. Além dessas, também podem ser obtidas outras, como o fator de forma e a conectividade das fraturas. Todas essas características são introduzidas nos simuladores de fluxo para analisar o comportamento e verificar a validade do modelo proposto para o sistema em estudo.

2.4 Simulação de reservatórios naturalmente fraturados

A simulação de reservatórios como ferramenta para o estudo do comportamento de reservatórios naturalmente fraturados tem sido utilizada há mais de 40 anos. Barenblatt *et al.* (1960) *apud* Dutra (1991) idealizaram o sistema físico fraturado e introduziram o conceito de dupla porosidade para o caso de escoamento monofásico. Posteriormente, Warren e Root (1963) associaram o conceito formulado por Barenblatt *et al.* à engenharia de petróleo, apresentando uma solução analítica para fluxo monofásico radial e assumindo que os blocos de matriz são paralelepípedos retangulares uniformes, homogêneos, isotrópicos limitados pelos planos de fratura.

O problema de escoamento multifásico foi estudado primeiramente de forma experimental por Mattax e Kyste (1962). Kazemi (1976) fez a ampliação do modelo de Warren e Root para três

dimensões, Gilman e Kazemi (1983) incluíram os efeitos gravitacionais no termo de transferência de fluidos da matriz para a fratura e a inclusão de efeitos de deslocamento viscoso. Litvak (1985) modelou os efeitos gravitacionais do deslocamento de forma dinâmica.

Outros estudos incluem modelagens diferentes daquelas derivadas da proposta inicialmente por Warren e Root, tais como a modelagem do processo de embebição, o uso de pseudofunções de pressão capilar, a influência da pressão capilar no mecanismo de produção, as variações da saturação decorrentes do processo de embebição, a dependência da saturação da pressão capilar das fraturas, o qual estuda o fenômeno da continuidade entre blocos de matriz, e a introdução de fatores geométricos no termo de fluxo dentro da formulação do modelo de dupla porosidade.

Gilman e Kazemi (1989) apresentaram as soluções analítica e numérica do problema de escoamento de Buckley – Leverett para reservatórios naturalmente fraturados, que inclui uma função de transferência baseada na recuperação exponencial proposta por Aronofsky *et al.* (1958) *apud* Dutra (1991) e em estudos realizados por Mattax e Kyte (1962). O fenômeno de re-embebição foi estudado por Fung (1990) através do cálculo de potenciais pseudocapilares e o cálculo do equilíbrio vertical.

Dutra (1991) propôs um novo modelo de simulação para reservatórios naturalmente fraturados no qual se apresenta uma função de transferência que depende somente das propriedades das fraturas e do equilíbrio instantâneo de pressões. O autor assume a pressão capilar como a única força atuante no mecanismo de produção, dessa forma o modelo é simplificado à forma dos modelos de porosidade simples.

Alguns outros estudos mais recentes tendentes à análise do comportamento da produção e diferentes fenômenos que acontecem em reservatórios naturalmente fraturados foram mostrados no início deste trabalho, e assim não serão tratados dentro desta seção.

Uma representação mais exata da transferência de fluidos entre a matriz e a fratura é um dos aspectos mais importantes dos modelos que têm sido formulados para a análise de reservatórios naturalmente fraturados. Essa representação dá ênfase principalmente aos efeitos da

pressão capilar e das forças gravitacionais sobre os processos de embebição e de drenagem. Os modelos mais representativos serão mostrados a seguir.

- Modelo de Dupla Porosidade

Proposto originalmente por Warren e Root (1963). As suas equações simplificadas de simulação são:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right)_f = \Delta \frac{k k_{ra}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} (\Delta p_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \Delta D)_f - \tau_{\alpha maf} + q_{\alpha f} \quad \text{Equação 2.3}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right)_{ma} = \tau_{\alpha maf} \quad \text{Equação 2.4}$$

com:

$$\tau_{\alpha maf} = \sigma V_b (1 - \phi_f) \lambda_{\alpha} (\Phi_f - \Phi_{ma})_{\alpha} \quad \text{Equação 2.5}$$

As equações anteriores mostram, na formulação do modelo de dupla porosidade, expressões de conservação de massa para a fratura (Equação 2.3) e para a matriz (Equação 2.4) em cada fase.

A principal diferença com os modelos convencionais é a introdução do termo de transferência de fluidos matriz-fratura $\tau_{\alpha maf}$; o qual é função da geometria do sistema, a mobilidade da fase α e da diferença de potencial entre a fratura e a matriz, como se pode ver na Equação 2.5.

Na Equação 2.5 σ é o fator de forma, que depende unicamente da permeabilidade do sistema e da geometria do sistema, a sua equação foi proposta por Gilman e Kazemi (1983):

$$\sigma = 4 \left(\frac{k_x}{L_x^2} + \frac{k_y}{L_y^2} + \frac{k_z}{L_z^2} \right) \quad \text{Equação 2.6}$$

Considerando os efeitos gravitacionais (segregação gravitacional) dentro da função de transferência, se tem:

$$(\Phi_f - \Phi_{ma})_\alpha = (p_f - p_{ma})_\alpha + \Delta\gamma_\alpha \Delta D_\alpha \quad \text{Equação 2.7}$$

e a equação (2.5), se transforma em:

$$\tau_{\text{amaf}} = \sigma V_b (1 - \phi_f) \lambda_\alpha (\Phi_f - \Phi_{ma} + f_s \Delta\gamma_\alpha \Delta D_\alpha) \quad \text{Equação 2.8}$$

onde f_s é um fator que representa o fluxo vertical devido à drenagem gravitacional, o qual permite que o modelo assuma completa segregação das fases tanto dentro da matriz quanto nas fraturas.

- Modelo de Dupla Permeabilidade

Embora esse modelo seja similar ao modelo de dupla porosidade, considera a transferência de fluidos entre blocos de matriz num sistema fraturado. As equações utilizadas em simulação para esse modelo são:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_\alpha}{B_\alpha} \right)_f = \Delta \frac{k k_{ra}}{\mu_\alpha B_\alpha} (\Delta p_\alpha - \rho_\alpha g \Delta D)_f - \tau_{\text{amaf}} + q_{\text{af}} \quad \text{Equação 2.9}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_\alpha}{B_\alpha} \right)_{ma} = \Delta \frac{k k_{ra}}{\mu_\alpha B_\alpha} (\Delta p_\alpha - \rho_\alpha g \Delta D)_{ma} + \tau_{\text{amaf}} \quad \text{Equação 2.10}$$

A Equação 2.10 diferentemente da Equação 2.4 mostra uma expressão para modelar o fluxo entre elementos de matriz, o qual é um dos fundamentos do modelo, assim como a transferência de fluidos entre a matriz e a fratura tal como no modelo de dupla porosidade.

Dentro desse modelo as conexões matriz-matriz podem indicar uma continuidade capilar ao longo do reservatório; o qual teria implicações significativas na drenagem gravitacional e os processos de recuperação nesses tipos de reservatórios.

- Modelo de Subdomínios

Discretiza o bloco de matriz com uma malha que representa as transferências matriz-fratura. A pressão da fratura em cada um dos subdomínios é frequentemente calculada assumindo potencial constante no interior dos blocos da malha. Essa discretização não leva em consideração efeitos capilares nem processos de re-embebição entre blocos de matriz, razão pela qual os custos computacionais são menores que com o modelo de dupla permeabilidade.

- Simulação por linhas de fluxo

Essa técnica, embora seja conhecida há algumas décadas, tem experimentado nos últimos anos um uso crescente e um grande interesse como tema de pesquisa na área de simulação de reservatórios. A simulação por linhas de fluxo apresenta grande eficiência quando utilizada para resolver sistemas geologicamente complexos, problemas que envolvem transferência de escala, estudar eficiências de injeção e análise do ajuste do histórico de produção, entre outras aplicações. Essa abordagem permite ter 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 velocidades de processamento maiores se comparada com a abordagem convencional de diferenças finitas.

Al-Huthali e Datta-Gupta (2004) estudaram a aplicação da simulação por linhas de fluxo a 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 fluxo de fluidos em meios fraturados e comparar o comportamento frente à abordagem de diferenças finitas, a partir dos resultados obtidos.

A utilização das linhas de fluxo, 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 fluxo serão geradas somente no sistema de fraturas, já que não existe uma continuidade entre elementos de matriz, coisa que acontece no modelo de dupla permeabilidade, razão pela qual é necessária a geração de linhas de fluxo tanto para os elementos de matriz, quanto para os elementos de fratura.

2.5 Fatores que afetam o comportamento de reservatórios fraturados

Devido à natureza complexa destes reservatórios, existem diversos tipos de fatores que podem afetar o seu comportamento. Entre os tipos mais comuns desses fatores se têm os que estão associados a parâmetros de reservatório (propriedades petrofísicas da matriz e das fraturas) e os relacionados a parâmetros de produção (tipo, espaçamento, completação e arranjo dos poços).

Dentro dos fatores associados às propriedades petrofísicas do reservatório avaliados dentro desse trabalho, têm-se:

- Permeabilidade

Como os sistemas naturalmente fraturados são interpretados como a interação de dois sistemas independentes (matriz e fratura), é necessário discutir a incidência tanto da permeabilidade da matriz quanto da permeabilidade das fraturas dentro do comportamento geral do reservatório.

A permeabilidade da matriz é um fator de grande importância no processo de transferência de fluidos entre esta e a fratura. Um valor alto de permeabilidade implica uma maior

transferência de fluidos já que o fator de forma (Equação 2.6), que tem grande influência no termo de transferência (Equação 2.5) será maior.

A permeabilidade da fratura está relacionada com a capacidade de escoamento e produção do sistema e um valor alto dessa propriedade indica uma alta capacidade de escoamento de fluidos e uma produção maior.

Durante processos de injeção de água a permeabilidade é determinante em aspectos como a taxa de embebição na matriz, o tempo de irrupção de água e a eficiência de recuperação entre outros. Quando se tem um modelo que inclui a segregação gravitacional, a permeabilidade vertical é importante para determinar a altura dos contatos óleo-água e gás-óleo, assim como alguns outros parâmetros associados ao processo de injeção de água em sistemas naturalmente fraturados.

Quando no reservatório se apresentam sistemas de fraturas conjugados, isto é, conjuntos de fraturas com orientações ortogonais, na maioria dos casos tem-se que um dos sistemas está orientado na direção de maior permeabilidade de fratura, e em consequência o conjunto ortogonal a este estará na direção de menor permeabilidade de fratura; e que essas orientações não implicam um alinhamento com o estado de tensões presente na formação. Putra e Schechter (1999) mostraram que a produção de água se incrementa com o aumento na menor permeabilidade, enquanto que um aumento na permeabilidade maior trará um aumento na produção de óleo.

- Espaçamento das fraturas

A influência do espaçamento das fraturas no comportamento de sistemas fraturados está dada em termos de capacidade de fluxo, isto é, quanto mais próximas estiverem as fraturas, maior será a quantidade de rocha matriz em capacidade de interagir com as fraturas e maior a quantidade de fluido entregue ao sistema de fraturas para a sua condução ao poço produtor. Uma diminuição no espaçamento das fraturas implica um aumento no fator de forma (Equação 2.6) e um incremento na produção de óleo.

- Orientação das fraturas

Essa propriedade influi na eficiência do processo de injeção já que da orientação das fraturas depende a locação dos poços, que com o intuito da maximização da produção deverá atrasar ao máximo a chegada de água ao poço produtor quando se trata de um processo de injeção de água. Dessa forma, a orientação das fraturas não só influi no comportamento do reservatório, mas também na definição da estratégia que permita obter a máxima produção de hidrocarbonetos do reservatório.

- Porosidade

As variações da porosidade tanto na matriz quanto na fratura fazem com que o volume poroso do reservatório e o volume de hidrocarbonetos (óleo e gás) presentes no meio poroso apresentem fortes mudanças, quando se varia a porosidade da matriz, e pequenas mudanças quando se varia a porosidade do sistema de fraturas. Essa característica influi de maneira significativa em indicadores de produção como o Valor Presente Líquido (VPL) ou o Fator de Recuperação (FR), motivo pelo qual essa propriedade deve ser observada com muita atenção nas etapas de modelagem e de realização de ajustes.

Alguns dos fatores associados com parâmetros de produção estudados neste trabalho são:

- Tipo de poço

O tipo de poço (horizontal ou vertical) é de grande importância para o comportamento desses tipos de reservatórios já que o ideal é que o poço em questão intercepte a maior quantidade de fraturas. Dessa maneira o sistema de fraturas entregará ao poço muito mais fluido, aumentando assim a eficiência de produção do reservatório. É por essa razão que o tipo de poço a ser utilizado para produzir um reservatório naturalmente fraturado dependerá em grande medida da orientação do conjunto, ou dos conjuntos de fraturas nele presentes.

- Injeção de água

O processo de injeção de água como método de recuperação secundária de óleo é utilizado com muita frequência em reservatórios naturalmente fraturados. E diferentemente dos reservatórios homogêneos, esse processo apresenta uma série de restrições que fazem com que a sua aplicação seja bastante complexa.

Em primeiro lugar tem-se o tempo de irrupção de água, o qual deve ser retardado ao máximo; isso pode ser conseguido mediante a localização adequada dos poços produtores e injetores, fazendo com que a orientação dos poços injetores (no caso horizontal) seja paralela à direção de maior permeabilidade das fraturas, e os poços produtores localizados de preferência perpendiculares a ela. Desse modo se minimiza o efeito de canalização da água através da rede de fraturas, impedindo assim a chegada prematura de água aos poços produtores.

Em segundo lugar, é necessário observar de forma cuidadosa a taxa de injeção, já que dessa dependerá a taxa de embebição para o interior da matriz e a posterior transferência de óleo desta para as fraturas. Segundo Putra *et al.* (1999), existe uma taxa de injeção crítica, que uma vez superada, fará com que não ocorra o fenômeno da embebição capilar na matriz e, dessa forma, a água injetada circulará pela rede de fraturas sem entrar na matriz para deslocar o óleo. Num trabalho posterior, Putra e Schechter (1999) mostraram que variações nos valores de permeabilidade relativa e viscosidade da água não afetam a taxa de embebição espontânea do meio poroso.

2.6 Estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados

A estratégia de produção é um dos fatores mais importantes para a recuperação de óleo de reservatórios e um processo complexo devido às múltiplas alternativas que podem ser implementadas. A escolha adequada de uma estratégia de produção melhora o desempenho do reservatório ao longo da sua vida produtiva, fazendo com que a recuperação de hidrocarbonetos seja a máxima possível dentro dos objetivos propostos e limitações do campo.

As estratégias de produção são propostas levando em consideração os objetivos definidos e observando as características e restrições operacionais, econômicas e de conformação física do meio poroso. Além disso, uma estratégia de produção depende principalmente das características geológicas do reservatório e do programa operacional que será utilizado durante o tempo em que se executa a estratégia proposta.

Dentro da proposta de estratégia devem ser levadas em conta as diversas mudanças no ambiente externo, e o projeto deve estar sob contínua revisão já que pode mudar com a aquisição de novas informações, como por exemplo, as modificações do modelo geológico provenientes do ajuste no histórico de produção, ou modificações no cenário econômico.

Em geral, a escolha de uma estratégia de produção consiste em três etapas. Inicialmente se realizam estudos teóricos que têm por objeto uma visualização geral do campo e algumas das variáveis mais importantes como: número e tipo de poços, esquema de injeção (se for necessária) e o dimensionamento das instalações de produção, entre outras.

Em uma segunda etapa, faz-se um estudo mais detalhado da alternativa de produção escolhida na etapa anterior, realizando mais estudos sobre o campo (localização dos poços, esquema de injeção) e sobre os poços (tipo, finalidade, completação, vazão de injeção/produção, etc.). Esses estudos devem levar em consideração as características do reservatório, especialmente as heterogeneidades, as quais têm uma forte influência no refinamento da solução obtida no processo.

Finalmente, na terceira etapa, estuda-se a aplicação de técnicas especiais de recuperação e sistemas de elevação artificial, o que possibilitará que a estratégia escolhida seja flexível ao longo da vida produtiva do reservatório.

Como no caso de reservatórios homogêneos, a definição de estratégias de produção para reservatórios naturalmente fraturados está influenciada pelas propriedades da rocha, dos fluidos e os parâmetros da interação rocha–fluido. Especialmente no caso de sistemas fraturados, são importantes as anisotropias presentes, que são consideradas muito fortes e de grande efeito no comportamento geral do reservatório.

Segundo Putra e Schechter (1999), a pressão do reservatório pode ser mantida, ou ainda incrementada se a injeção de água for realizada na direção perpendicular à direção de maior permeabilidade de fratura no caso de um esquema de injeção em linha esconsa, e no caso de poços horizontais orientando estes na direção paralela às fraturas de maior permeabilidade. Com esses tipos de configurações de poços injetores é possível também atrasar a irrupção de água nos poços produtores e forçar a saída de mais óleo da matriz para ser transportado até os poços produtores.

Quanto ao posicionamento de poços produtores horizontais, o autor recomenda que os mesmos sejam orientados em direção perpendicular à direção de maior permeabilidade de fratura. Dessa forma é possível que o poço intercepte uma maior quantidade de rocha matriz, minimizando assim o efeito de queda de pressão, o que traz como consequência um maior tempo de produção além de uma maior produção se comparada com a obtida a partir de poços verticais.

Quando se trata de fazer otimizações aplicadas ao comportamento de reservatórios naturalmente fraturados, pode-se abordar processos que envolvam as seguintes características dentro do comportamento geral do reservatório e dos objetivos traçados no projeto:

- Posicionamento dos poços.

O objetivo principal dessa otimização é determinar a melhor localização dos poços visando uma maior produtividade ao longo da vida útil do reservatório. Os parâmetros que podem ser utilizados dentro desse processo variam, desde os meramente técnicos como a produção acumulada de hidrocarbonetos (óleo, N_p ; e gás, G_p) ou o fator de recuperação (FR), até aqueles de natureza econômica como o valor presente líquido (VPL), entre outros.

- Retardo no tempo de irrupção.

O retardo no tempo de irrupção implica que a produção de água do reservatório também será adiada e, portanto, a produtividade do reservatório pode ser incrementada através de um processo de injeção de água. Putra e Schechter (1999) propõem dois métodos de otimização para atingir este objetivo, os quais consistem na otimização da taxa de injeção de água e na

possibilidade de aplicar injeção cíclica de água. Em ambos os processos são necessários levar em consideração a influência das propriedades petrofísicas do reservatório e as diferentes condições operacionais dos poços. Nesses processos também podem ser utilizados parâmetros de natureza tanto econômica quanto técnica como os descritos no posicionamento de poços.

Todos esses estudos evidenciam a relevância de levar em consideração as diferentes propriedades dos reservatórios naturalmente fraturados e dos fluidos, para que, em conjunção com a escolha da estratégia de produção adequada e a utilização de ferramentas de otimização, possa ser atingido o máximo de aproveitamento dos recursos contidos no reservatório. Pode-se constatar também a necessidade e a importância de formulações metodológicas que tornem menos difícil o processo de escolha de uma estratégia inicial de produção, de forma que minimize o esforço humano e computacional em função do aumento da eficiência do mesmo.

Capítulo 3

Metodologia

A metodologia desenvolvida nesse capítulo tem por objetivo estudar o processo de seleção de estratégias de produção para reservatórios naturalmente fraturados e estabelecer regras que, baseadas nas propriedades petrofísicas (básicas ou especiais) do reservatório, do óleo e nos parâmetros de produção (tipo, número e localização dos poços, taxas de injeção e produção, entre outros) possibilitem acelerar o processo de escolha da estratégia de produção inicial para casos de injeção de água.

Os processos de otimização utilizados nessa etapa apresentam alta complexidade devido aos diversos parâmetros que devem ser considerados. Desta forma, a metodologia proposta deve oferecer soluções para auxiliar o processo de decisão.

Para a realização deste estudo e para atingir o objetivo contemplado ao início do mesmo, é proposta uma metodologia que consiste em três etapas, nas quais se busca analisar o efeito das propriedades do reservatório e dos fluidos, a implementação de diferentes estratégias de produção e a introdução de processos de otimização. As etapas que a compõem são descritas a seguir.

3.1 Etapa I – Primeira análise de sensibilidade

Nessa primeira etapa é realizada uma análise de sensibilidade do impacto de diferentes propriedades no FR e no VPL. Durante essa etapa foram realizadas mudanças em diferentes propriedades do reservatório como espaçamento de fraturas, porosidade de matriz e fratura,

inclinação e permeabilidade absoluta, com o objetivo de determinar quais os parâmetros mais críticos dentro do comportamento geral do reservatório.

Também, é também testado um caso com permeabilidade relativa e pressão capilar diferentes das apresentadas no caso base. Nesse caso, a pressão capilar aumentou e induziu uma mudança na permeabilidade relativa. Foi utilizado então, esse novo conjunto de propriedades petrofísicas na análise de sensibilidade, avaliando os seus efeitos sobre os mesmos parâmetros de controle. O cenário econômico que foi definido para avaliar o efeito das mudanças no VPL faz referência a valores utilizados para desenvolvimento de projetos em terra.

Nesta etapa é utilizado um modelo de simulação consistente em uma malha cartesiana de propriedades constantes, tanto para a matriz quanto para a fratura em toda a malha de simulação. A configuração produtiva do modelo emula um arranjo de poços em forma de *five-spot*, onde dois poços verticais, um injetor e um produtor, estão colocados em esquinas opostas da malha; o fluido usado para a análise corresponde a um óleo de 15 °API.

3.2 Etapa II – Segunda análise de sensibilidade

O objetivo dessa etapa é identificar quais dos elementos testados são mais relevantes dentro comportamento geral do reservatório: o tipo de óleo, as estratégias de produção ou as propriedades do reservatório.

Para realizar tal constatação, são utilizados, nessa segunda análise, os parâmetros mais críticos detectados na Etapa I, combinados com diferentes estratégias de produção que são testadas dentro de um segundo caso base de simulação, que apresenta algumas diferenças com o caso base utilizado na Etapa I, o qual consiste numa malha cartesiana de propriedades constantes para a matriz e para a fratura, onde se têm a presença de fraturas conjugadas e a ausência de fraturas horizontais, entre outras.

As estratégias de produção propostas para essa etapa contemplam diferentes distribuições entre poços produtores e injetores, assim como diferentes tipos de poços e diferentes arranjos

injeção/produção. O cenário econômico proposto para essa etapa, faz também referencia a campos em terra e mostra valores similares aos usados na Etapa I, diferenciando-se somente no investimento por poço, diferentes para poços horizontais e verticais.

Essas análises foram realizadas para um óleo pesado (Etapa IIa), para um óleo mais leve de 30 °API (Etapa IIb), e finalmente para um óleo pesado mais viscoso (Etapa IIc). Como parâmetros de controle, foram utilizados o fator de recuperação (FR), o valor presente líquido (VPL) e a produção acumulada de água (Wp).

3.3 Etapa III – Análise de otimização de estratégia de produção

Nessa etapa foram realizados os processos de otimização das melhores estratégias identificadas na Etapa II. Para isso, foi utilizado um modelo de reservatório de geometria real, no qual as estratégias foram testadas e otimizadas uma de cada vez, por meio de um processo de otimização que visa, através da redução da produção de água e do atraso na irrupção, a maximização do VPL do campo que foi proposto para essa etapa do estudo.

O modelo utilizado nesta etapa consiste numa malha variável com propriedades da matriz variáveis e propriedades de fratura constantes nos blocos de simulação; também se apresenta fraturamento conjugado e ausência de fraturas horizontais. No modelo é utilizado um óleo leve (30 °API) e os mesmos valores de pressão capilar e permeabilidade relativa utilizados na Etapa I.

Essa etapa de estudo possibilita estabelecer os critérios para a realização de processos de otimização de estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados usados neste trabalho e formular, finalmente, os critérios de escolha de uma estratégia de produção inicial para esse tipo de reservatório.

As análises feitas nas três etapas do trabalho são realizadas no simulador de fluxo IMEX[®] e no módulo de análise econômicas MEC[®] do programa UNIPAR[®].

Capítulo 4

Aplicação

Nesse capítulo, apresentam-se os casos utilizados para a aplicação da metodologia formulada no Capítulo 3, buscando descrever as propriedades utilizadas e os critérios levados em conta durante a elaboração deste estudo.

4.1 Descrição do primeiro caso base

O caso base utilizado na etapa de análises de sensibilidade (Etapa I), consiste numa malha Cartesiana de 21 x 21 x 6 blocos (2646 blocos) com as seguintes características e propriedades tanto para a rocha quanto para as fraturas.

- Blocos de 50 x 50 x 50 ft³. (15.24 x 15.24 x 15.24 m³);
- Modelo de simulação de dupla porosidade com fator de forma de Gilman e Kazemi;
- Modelo completo de segregação gravitacional;
- Espaçamento de fraturas nas direções i, j, e k de 10 ft (3.048 m);
- Porosidade de matriz de 20%; Porosidade das fraturas de 0.01%;
- Permeabilidade da matriz nas direções i, j, e k de 5 mD.;
- Permeabilidade de fratura nas direções i, j, e k de 500 mD.;
- Compressibilidade da matriz de $3,0 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($2,1 \cdot 10^{-5} \text{ kPa}^{-1}$);
- Compressibilidade de fratura de $3,0 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ ($2,07 \cdot 10^{-4} \text{ kPa}^{-1}$);
- Pressão inicial do reservatório: 3015 psi (20787.7 kPa);
- Saturação inicial de óleo na matriz: 0.8;
- Saturação inicial de óleo na fratura: 1.0;

- O modelo utiliza um óleo de 15 °API.

Na Tabela 4.1 apresenta-se a tabela PVT dos fluidos do reservatório.

Tabela 4.1: Propriedades PVT dos Fluidos do primeiro caso base.

P (psi)	RS (SCF/STB)	Bo (bbl/STB)	Eg (SCF/STB)	μo (cp)	μg (cp)
15	5	1.050	4.4	4.934	0.0105
115	43	1.080	40.0	3.776	0.0109
315	95	1.100	105.0	3.400	0.0113
615	160	1.126	210.0	3.053	0.0122
915	210	1.148	320.0	2.810	0.0132
1,215	265	1.170	429.9	2.600	0.0143
1,515	315	1.190	539.9	2.413	0.0153
2,015	403	1.223	739.6	2.196	0.0173
2,515	493	1.257	930.2	1.990	0.0193
3,015	583	1.293	1109.8	1.880	0.0212
3,515	680	1.331	1270.6	1.790	0.0232
4,015	782	1.372	1420.4	1.725	0.0253
4,273	836	1.393	1490.3	1.702	0.0264
4,515	883	1.410	1560.0	1.679	0.0274
5,015	983	1.449	1709.4	1.638	0.0295
5,515	1083	1.487	1988.0	1.602	0.0317
6,015	1183	1.526	2109.7	1.572	0.0338

O comportamento da permeabilidade relativa para o óleo e água tanto para a matriz quanto para as fraturas é mostrado a seguir nas Tabelas 4.2, 4.3, e nas Figuras 4.1, 4.2,

Tabela 4.2: Permeabilidade Relativa ao óleo na matriz.

Sw	krw	krow
0.08	0.0000	1.0000
0.25	0.0004	0.6027
0.30	0.0024	0.4490
0.31	0.0033	0.4165
0.35	0.0075	0.3242
0.40	0.0167	0.2253
0.45	0.0310	0.1492
0.50	0.0515	0.0927
0.60	0.1146	0.0265
0.70	0.2133	0.0031
0.80	0.3542	0.0000
0.90	0.5438	0.0000
1.00	0.7885	0.0000

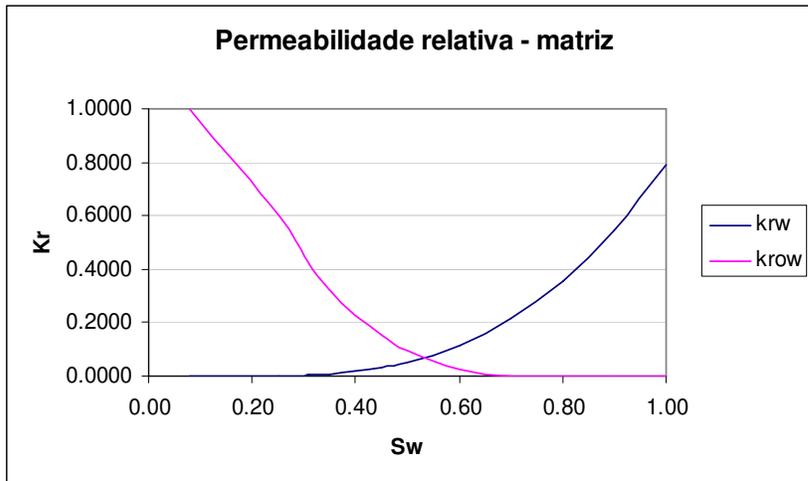


Figura 4.1: Permeabilidade relativa ao óleo para a matriz.

Tabela 4.3 Permeabilidade relativa ao óleo nas fraturas.

Sw	krw	krow
0.01	0.00	1.00
0.05	0.05	0.95
0.25	0.25	0.75
0.50	0.50	0.50
0.75	0.75	0.25
0.95	0.95	0.05
1.00	1.00	0.00

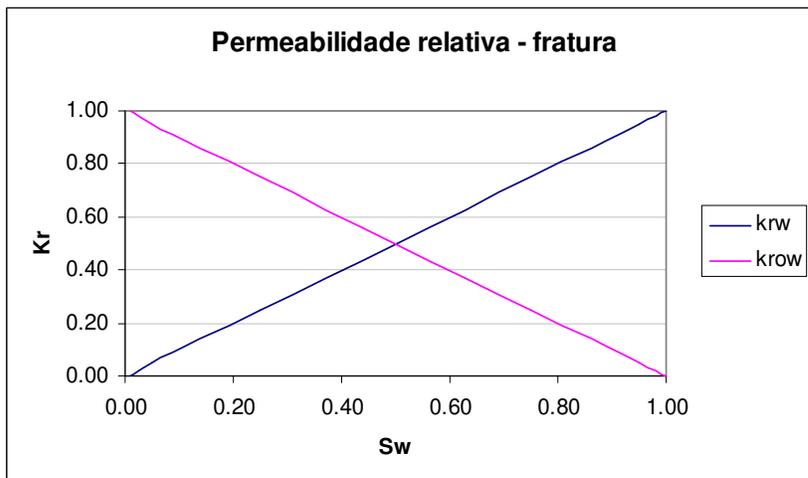


Figura 4.2: Permeabilidade relativa ao óleo para as fraturas.

Nesse caso foram utilizados somente dois poços verticais, um injetor e um produtor respectivamente, localizados em esquinas opostas da malha, de tal maneira que o conjunto emula uma disposição em forma de um quarto de *five-spot*. O poço injetor funciona com uma vazão constante de água de 1000 bbl/dia, está restrito para operar a uma pressão máxima de 8000 psi e está completado na camada inferior. O poço produtor está completado na camada superior e opera a uma pressão de fundo mínima constante de 2500 psi. A simulação foi proposta para 9540 dias utilizando um esquema de solução totalmente implícito tanto para a matriz quanto para o sistema de fraturas.

Tanto a porosidade quanto a permeabilidade das fraturas que aparecem no caso base, foram calculadas a partir do espaçamento e da abertura das fraturas. Utilizando as Equações 2.1 e 2.2 com os dados de espaçamento e abertura já mostrados se obtêm valores de porosidade e permeabilidade de fratura de 0.008% e 432 mD respectivamente. Por simplicidade para o trabalho proposto, estes valores foram aproximados a 0.01% no caso da porosidade de fratura e de 500 mD no caso da permeabilidade.

O modelo de simulação, como se mostra na Figura 4.3, foi proposto simétrico e isotrópico para testar nele o efeito das variações realizadas em algumas das propriedades do reservatório durante a análise de sensibilidade.

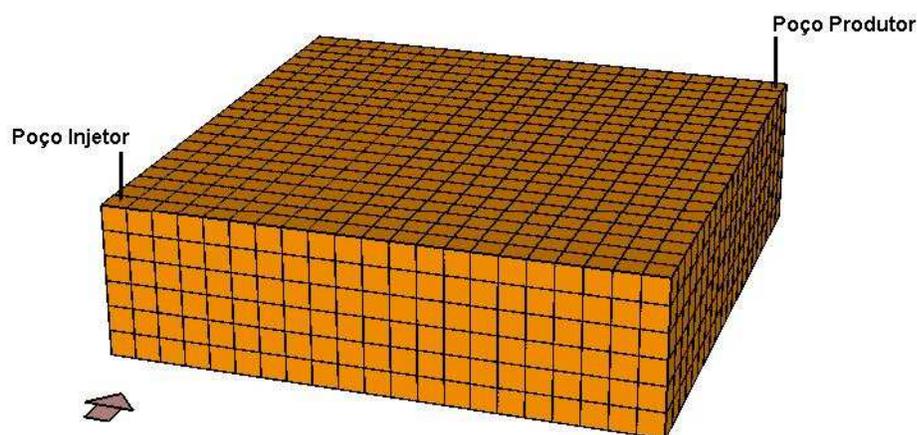


Figura 4.3. Visualização do primeiro caso base

A primeira análise de sensibilidade foi realizada mudando de cada vez uma propriedade no caso base e avaliando o seu efeito tanto no FR quanto no VPL. A Tabela 4.4 mostra as propriedades e os valores que foram utilizados na realização da análise. Os valores em negrito indicam os valores do caso base.

Tabela 4.4: Propriedades e valores utilizados na análise de sensibilidade.

Caso	Valores			
Espaçamento das fraturas na direção X (ft)	5	10	25	50
Espaçamento das fraturas na direção Y (ft)	5	10	25	50
Espaçamento das fraturas na direção Z (ft)	5	10	25	50
Permeabilidade da matriz na direção X (mD)	1	5	10	100
Permeabilidade da matriz na direção Y (mD)	1	5	10	100
Permeabilidade da matriz na direção Z (mD)	1	5	10	100
Permeabilidade da fratura na direção X (mD)	100	500	1000	10000
Permeabilidade da fratura na direção Y (mD)	100	500	1000	10000
Permeabilidade da fratura na direção Z (mD)	100	500	1000	10000
Porosidade da matriz (%)	10	20	30	
Porosidade da fratura (%)	0.01	0.1	1	
Inclinação (°)	-40	-25	0	25
Espessura (ft)	150	300		

O cenário econômico que foi definido para avaliar o efeito das mudanças no VPL, e que faz referência a valores usados para cálculos econômicos para projetos em terra é o seguinte:

- Taxa de atratividade: 13%;
- Impostos sobre renda bruta: 45%;
- Impostos sobre renda líquida: 0%;
- Investimento inicial com o campo: US\$ 3 milhões de dólares;
- Investimento de abertura/perfuração por poço: 500 mil dólares;
- Preço de venda do óleo: 135 US\$/m³;
- Preço de venda do gás: 135 US\$/Mm³;
- Custo com produção de óleo: 37.7 dólares/m³;
- Custo com produção de gás: 0 US\$/Mm³;
- Custo com produção de água: 12.6 US\$/m³;
- Custo com injeção de água: 1.94 US\$/m³;

O cenário econômico proposto não está relacionado a valores utilizados por empresas ou encontrados na literatura. É um modelo proposto para este estudo com a finalidade de avaliar os efeitos das análises no indicador VPL. O custo de produção de gás está contido no custo de produção de óleo.

4.2 Descrição do segundo caso base

Para a segunda etapa do trabalho foi construído um segundo caso base, no qual além de poder testar o efeito de alguns parâmetros do reservatório, podem ser testadas diferentes estratégias de produção, e em consequência definir processos de otimização para as estratégias propostas durante essa etapa.

As principais características desse segundo caso base são:

- Malha Cartesiana de 41 x 41 x 5 blocos (8405 blocos);
- Blocos de 100 x 100 x 50 ft³ (30.48 x 30.48 x 15.24 m³);
- Modelo de dupla porosidade com fator de forma de Gilman e Kazemi;
- Espaçamento das fraturas a cada 10 ft (3.048 m) nas direções X e Y;
- Ausência de fraturas horizontais (espaçamento de fraturas na direção Z é zero);
- Permeabilidade de matriz de 5 mD nas direções X, Y e Z;
- Permeabilidade de fratura na direção X de 10 mD;
- Permeabilidade de fratura na direção Y de 500 mD;
- Permeabilidade de fratura na direção Z de 100 mD;
- Porosidade da matriz de 20%;
- Porosidade da fratura de 0.1%;
- Modelo de segregação gravitacional completo;

Propriedades como compressibilidade, saturações iniciais, características dos fluidos, e propriedades petrofísicas têm valores idênticos aos usados no primeiro caso base.

A principal diferença desse segundo caso base para o primeiro é na configuração do sistema de fraturas. Nesse caso não existem fraturas horizontais e o sistema de fraturas verticais é do tipo

conjugado, isto é, têm-se dois sistemas de fraturas ortogonais, onde para os casos simulados neste estudo, um dos sistemas está orientado na direção da máxima permeabilidade horizontal, e o sistema ortogonal a este está orientado na direção de mínima permeabilidade horizontal.

Foram propostas na Etapa II do trabalho 13 estratégias de produção. Todos os poços injetores, tanto os horizontais quanto os verticais, estão completados na camada inferior do reservatório, enquanto que os poços produtores estão completados na camada superior se são horizontais, e nas duas camadas superiores para o caso de poços produtores verticais. As estratégias são mostradas a seguir mediante a representação gráfica das suas distribuições de poços nas Figuras 4.4 até 4.16.

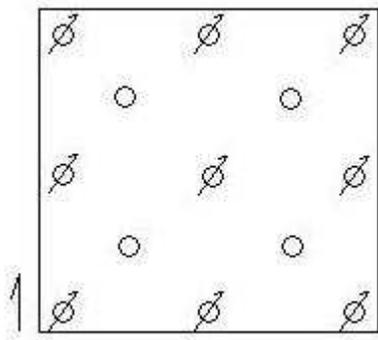


Figura 4.4: Estratégia de produção 1.

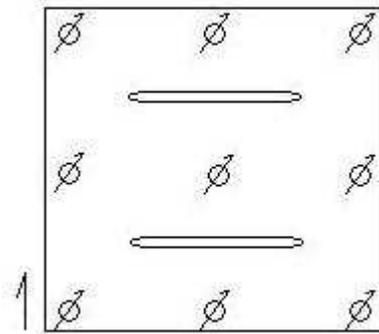


Figura 4.5: Estratégia de produção 2.

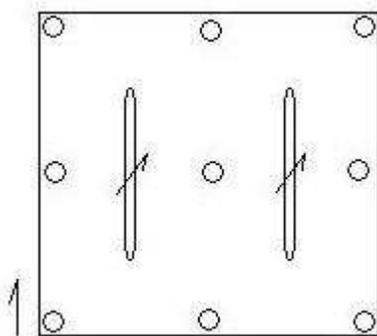


Figura 4.6: Estratégia de produção 3.

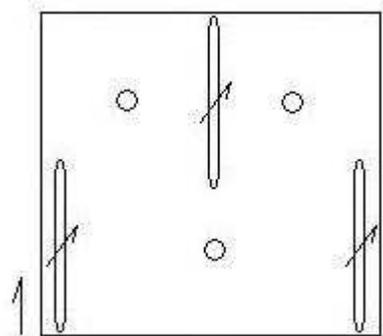


Figura 4.7: Estratégia de produção 4.

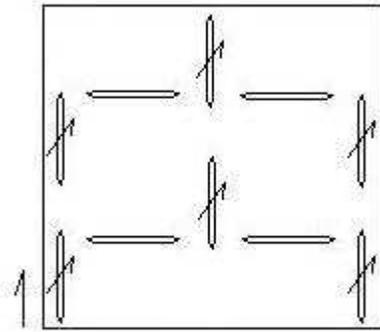


Figura 4.8: Estratégia de produção 5.

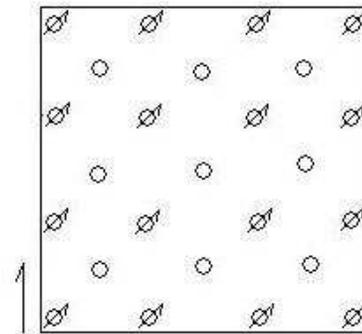


Figura 4.9: Estratégia de produção 6.

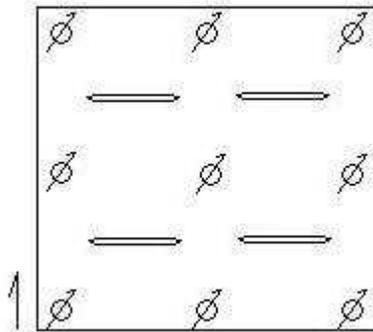


Figura 4.10: Estratégia de produção 7.

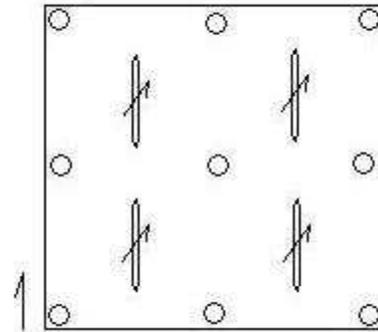


Figura 4.11: Estratégia de produção 8.

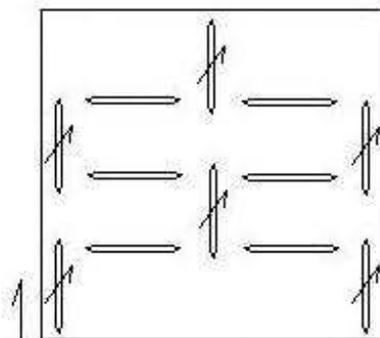


Figura 4.12: Estratégia de produção 9.

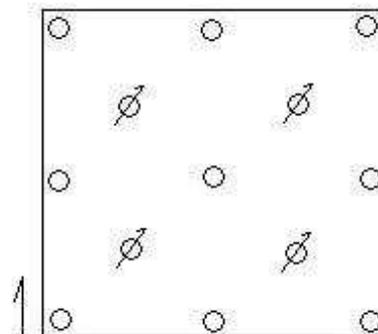


Figura 4.13: Estratégia de produção 10.

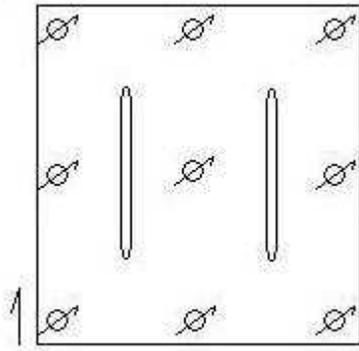


Figura 4.14: Estratégia de produção 11.

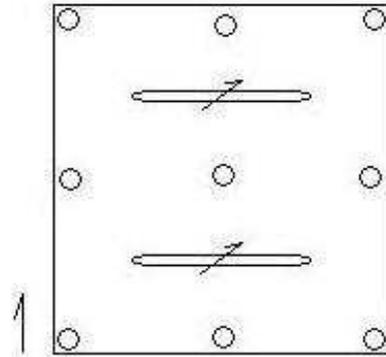


Figura 4.15: Estratégia de produção 12.

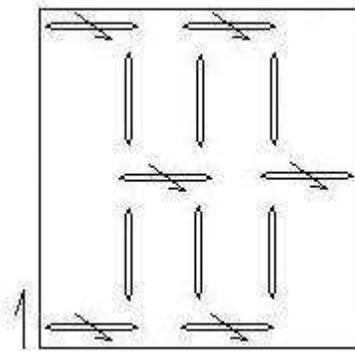


Figura 4.16: Estratégia de produção 13

Nas figuras mostradas, pode-se verificar, no canto inferior esquerdo, uma seta que indica a direção do eixo de maior permeabilidade de fratura. Nesse caso, por simplicidade, o eixo coincide com um dos eixos do malha, e, portanto na direção perpendicular a este eixo estará orientada a menor permeabilidade de fratura. As estratégias propostas pretendem abranger a maior quantidade de possibilidades no que refere aos arranjos entre poços injetores e produtores, entre os quais se têm injeção periférica, injeção central, arranjos tipo *five-spot* e *five-spot* invertido, combinação de poços verticais e horizontais, utilização de poços horizontais na injeção e na produção, e diferentes orientações dos poços horizontais com respeito ao eixo de maior permeabilidade de fratura.

As treze estratégias de produção foram avaliadas em cada um dos seguintes casos de variação das propriedades do reservatório:

- Caso Base;
- Inclinação 25°;
- Permeabilidade de matriz de 1 mD.;
- Permeabilidade de matriz de 100 mD.;
- Permeabilidade vertical de fratura de 500 mD.;
- Porosidade da matriz de 10%;
- Porosidade de matriz de 30%;
- Pressão capilar aumentada.

Para o caso com pressão capilar aumentada foi proposto um novo conjunto de propriedades (pressão capilar e permeabilidades relativas), o qual se mostra na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Conjunto de propriedades petrofísicas com pressão capilar aumentada.

Sw	krw	krow	Pcow
0.20	0.00000	1.0000	279.25
0.25	0.00002	0.8755	236.72
0.30	0.00024	0.7537	59.18
0.31	0.00036	0.7298	48.91
0.35	0.00124	0.6369	26.30
0.40	0.00391	0.5273	14.80
0.45	0.00954	0.4265	9.47
0.50	0.01978	0.3357	6.58
0.60	0.06250	0.1875	3.70
0.70	0.15259	0.0857	2.37
0.80	0.31641	0.0273	1.64
0.90	0.58618	0.0037	1.21
1.00	1.00000	0.0000	0.00

Para a conformação dos cenários econômicos foram utilizados os mesmos valores com os quais foram realizadas as análises da Etapa I com exceção do custo médio por poço, o qual foi variável para cada estratégia e corresponde à média aritmética para as diferentes estratégias, onde os poços horizontais têm um custo de 1 milhão de dólares e os verticais custam 500 mil dólares. As simulações foram feitas para três casos com distintos tipos de fluido, sendo que no primeiro caso (Etapa IIa) é utilizado o fluido da Etapa I (15 °API), no segundo (Etapa IIb) o fluido utilizado é um óleo mais leve (30 °API), cujas propriedades PVT se apresentam na Tabela 4.6, e

para a Etapa IIc foi utilizado um fluido pesado com uma viscosidade maior, cujas propriedades PVT se apresentam na tabela 4.7.

Tabela 4.6: Propriedades PVT do óleo leve (30 °API)

P (psi)	Rs (SCF/STB)	Bo (bbl/STB)	Eg (SCF/STB)	μo (cp)	μg (cp)
15	8	1.03	8.14	3.4	0.0122
115	43	1.05	43.7	3.053	0.0132
315	95	1.08	108.7	2.81	0.0143
615	160	1.1	213.7	2.6	0.0153
915	210	1.126	323.7	2.413	0.0173
1215	265	1.148	433.6	2.196	0.0193
1515	315	1.17	543.7	1.99	0.0212
2015	403	1.19	743.3	1.88	0.0232
2515	493	1.223	933.9	1.79	0.0253
3015	583	1.257	1113.6	1.725	0.0264
3515	680	1.293	1274.3	1.702	0.0274
4015	782	1.331	1424.2	1.679	0.0295
4273	836	1.372	1494.0	1.638	0.0317
4515	883	1.393	1563.8	1.602	0.0338
5015	983	1.41	1713.1	1.572	0.0354
5515	1083	1.449	1991.8	1.359	0.0369
6015	1183	1.487	2113.4	1.175	0.0384

Tabela 4.7: Propriedades PVT do óleo pesado com viscosidade maior

P (psi)	Rs (SCF/STB)	Bo (bbl/STB)	Eg (SCF/STB)	μo (cp)	μg (cp)
15	3	1.050	4.44	18.9	0.0105
115	38	1.080	40.00	17.8	0.0109
315	87	1.100	105.00	17.4	0.0113
615	148	1.126	210.00	17.1	0.0122
915	198	1.148	320.00	16.8	0.0132
1215	245	1.170	429.92	16.6	0.0143
1515	295	1.190	539.96	16.4	0.0153
2015	393	1.223	739.65	16.2	0.0173
2515	473	1.257	930.23	16.0	0.0193
3015	563	1.293	1109.88	15.9	0.0212
3515	630	1.331	1270.65	15.8	0.0232
4015	745	1.372	1420.46	15.7	0.0253
4273	796	1.393	1490.31	15.7	0.0264
4515	843	1.410	1560.06	15.7	0.0274
5015	953	1.449	1709.40	15.6	0.0295
5515	993	1.487	1988.07	15.6	0.0317
6015	1063	1.526	2109.71	15.6	0.0338

4.3 Descrição do modelo para otimização de estratégias de produção

Para a realização da Etapa III do trabalho foi utilizado um modelo de simulação de geometria real, no qual se incluíram diferentes heterogeneidades no que refere à porosidade, permeabilidade de matriz, profundidade e espessura dos blocos que compõem a malha. Pretende-se com isso testar as melhores estratégias testadas na Etapa II (a e b) e otimizá-las dentro de um cenário mais realista.

O modelo utilizado nessa etapa apresenta as seguintes propriedades:

- Malha variável de 51 x 28 x 6 blocos;
- Blocos de 450 x 450 ft² (150 x 150 m²) de área e altura variáveis;
- Modelo de dupla porosidade com fator de forma de Gilman e Kazemi;
- A porosidade da matriz obedece a uma distribuição normal com média 0.2 e desvio padrão 0.1, nas três direções;
- A permeabilidade de matriz segue uma distribuição log-normal com média 30 mD e desvio padrão de 20 mD nas três direções;
- A porosidade da fratura é constante e tem um valor de 0.001 nas três direções;
- A permeabilidade da fratura tem um valor de 10 mD na direção x, de 500 mD na direção y, e de 100 mD na direção z;
- Espaçamento das fraturas em x de 5 ft (1.6 m);
- Espaçamento das fraturas em y de 25 ft (8.3 m);
- O espaçamento de fraturas em z é zero, o que manifesta a ausência de fraturas horizontais.
- O contato água-óleo está localizado a 6100 ft (2033.3 m) de profundidade;
- A saturação de óleo na matriz é 80% e nas fraturas é 100%;
- As demais propriedades petrofísicas são as mesmas utilizadas para os modelos de simulação das Etapas I e II;
- As simulações são feitas para um modelo óleo-água, onde os fluidos apresentam as mesmas características e propriedades utilizadas na Etapa I;
- O tempo de simulação proposto para as simulações na etapa de otimização é de 3720 dias;

- O cenário econômico utilizado nesta etapa será o mesmo utilizado nas Etapas I e II, onde os poços verticais têm um valor de 500 mil dólares, e os horizontais um custo de 1 milhão de dólares;

O modelo de simulação pode ser visualizado na Figura 4.17.

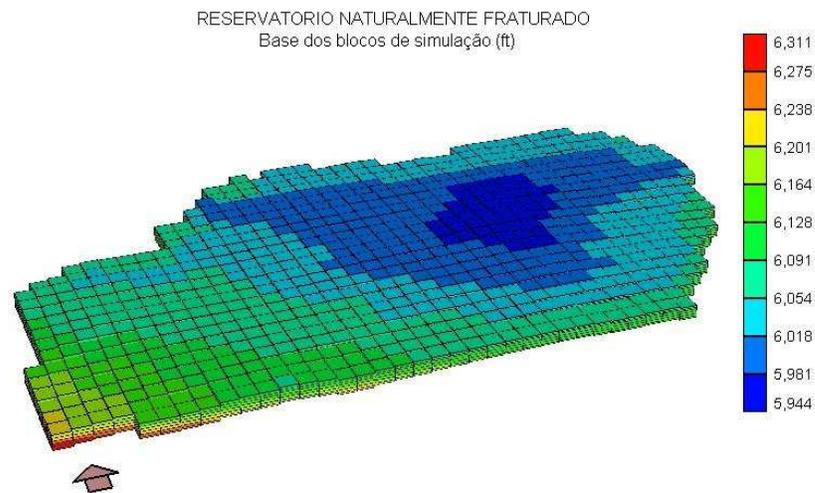


Figura 4.17: Visualização do modelo de simulação usado na Etapa III

As estratégias que foram otimizadas nessa etapa foram aquelas que mostraram os indicadores de produção (FR) e econômicos (VPL) mais altos, assim como uma menor produção de água (W_p) na Etapa II. Além disso, foi testada a Estratégia 13, com a finalidade de mostrar o efeito da orientação de poços injetores horizontais na direção de menor permeabilidade de fratura, e de poços produtores horizontais na direção de maior permeabilidade.

A otimização é feita respeitando as condições de distribuição e de orientação dos poços utilizados durante a Etapa II, de tal forma que o processo de otimização está baseado somente em mudanças nas taxas de injeção, e posicionamento dos poços dentro da malha de simulação, tudo isso com o objetivo maximizar o VPL do campo, que é considerado como a função objetivo do processo.

As ações que compõem esse processo são explicitadas a seguir:

- Propor a configuração inicial;
- Remover poços com VPL Negativo;
- Deslocar poços produtores com rápida irrupção de água;
- Fechar poços produtores no ponto de máximo VPL acumulado;
- Realocar poços injetores;
- Remover poços produtores de baixa expressão;
- Modificar as taxas de injeção;
- Modificar o espaçamento entre poços.

Os resultados dessa aplicação da metodologia proposta são de grande importância para a formulação de regras gerais de escolha de uma estratégia inicial de produção para reservatórios naturalmente fraturados, já que permitem avaliar os efeitos das propriedades do reservatório, juntamente com o comportamento de diferentes estratégias de produção com a finalidade de atingir o máximo aproveitamento (tanto técnico, quanto econômico) dos recursos armazenados nesse tipo de reservatório.

Capítulo 5

Resultados e discussão

Neste capítulo são reportados e discutidos os resultados obtidos ao aplicar a metodologia descrita no Capítulo 3. São mostrados os resultados das diferentes etapas do processo e é avaliado o comportamento dos reservatórios naturalmente fraturados visando estabelecer regras que possibilitem a escolha inicial de uma estratégia de produção para esse tipo de reservatório. As tabelas que mostram os resultados obtidos deste estudo, para as três etapas, são mostrados nos Anexos I, II e III

5.1 Etapa I – primeira análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade realizada no primeiro caso base mostrou que o aumento na permeabilidade das fraturas nas direções x e y tem como consequência o aumento na produção acumulada de óleo (N_p), no FR e no VPL, que se explica pelo incremento na capacidade de escoamento dos fluidos do reservatório. Aumentos nos mesmos indicadores foram encontrados nos incrementos de permeabilidade de matriz e na diminuição do espaçamento das fraturas. Estes últimos devidos ao maior contato entre a matriz e o sistema de fraturas, que incide numa transferência de fluidos maior.

Foi notado que o comportamento da permeabilidade vertical das fraturas era inverso ao comportamento da permeabilidade horizontal, ou seja, que para um aumento na permeabilidade vertical, tinha-se uma diminuição tanto no FR, quanto no VPL. Isso pode ser explicado pela modelagem de segregação gravitacional, a razão de mobilidade das fases e a que com

permeabilidades maiores, a água escoar mais facilmente e chegar mais rápido ao poço produtor, em consequência uma quantidade menor de óleo é empurrada pela água, que se canaliza de maneira preferencial pelas fraturas.

Outra propriedade que teve grande impacto na sensibilidade do modelo para os indicadores estudados nesta fase foi a inclinação do reservatório. Foi observado que nos casos de inclinação positiva (em sentido anti-horário, tomando como eixo de rotação o eixo x do paralelepípedo), nos quais o poço produtor está localizado na parte superior, a produção de óleo foi maior e, por conseguinte, o FR e o VPL foram maiores do que no caso base. A explicação dessa ocorrência é que devido à inclinação do reservatório, o enchimento do meio poroso com a água injetada será de baixo para cima, deslocando muito mais óleo devido à posição do poço produtor. Já nos casos de inclinação negativa, a diminuição na produção de óleo é explicada pela posição desfavorável do poço produtor (num nível mais baixo com respeito ao poço injetor) que adicionada com a segregação gravitacional do modelo fazem com que a água se canalize e arraste menos óleo no seu percurso pelo meio poroso.

No caso das mudanças na porosidade da matriz há uma diminuição significativa no VPL e de menor proporção no FR, isto devido a diminuição no volume de fluidos a serem produzidos. O efeito do aumento de porosidade é totalmente análogo, com um significativo aumento no VPL e um não tão substancial no FR se comparados com os valores obtidos do caso base.

A redução da espessura do reservatório à metade teve o efeito esperado, isto é, uma redução tanto no FR (desprezível) quanto no VPL (muito significativa) pela redução do volume poroso do reservatório com a consequente redução nos volumes produzidos.

Com o aumento na pressão capilar obteve-se um incremento significativo na produção de óleo e, por conseguinte, no FR e no VPL. Esses aumentos podem ser explicados pela maior capacidade de embebição de água que esse aumento na pressão capilar permite à matriz rochosa, permitindo que no sistema de fraturas seja entregue uma quantidade maior de óleo proveniente dos poros da matriz.

Os efeitos discutidos acima podem ser visualizados na Figura 5.1, que mostra os efeitos das mudanças nas propriedades do reservatório em função da sua variação com respeito aos valores obtidos no caso base para o caso de FR.

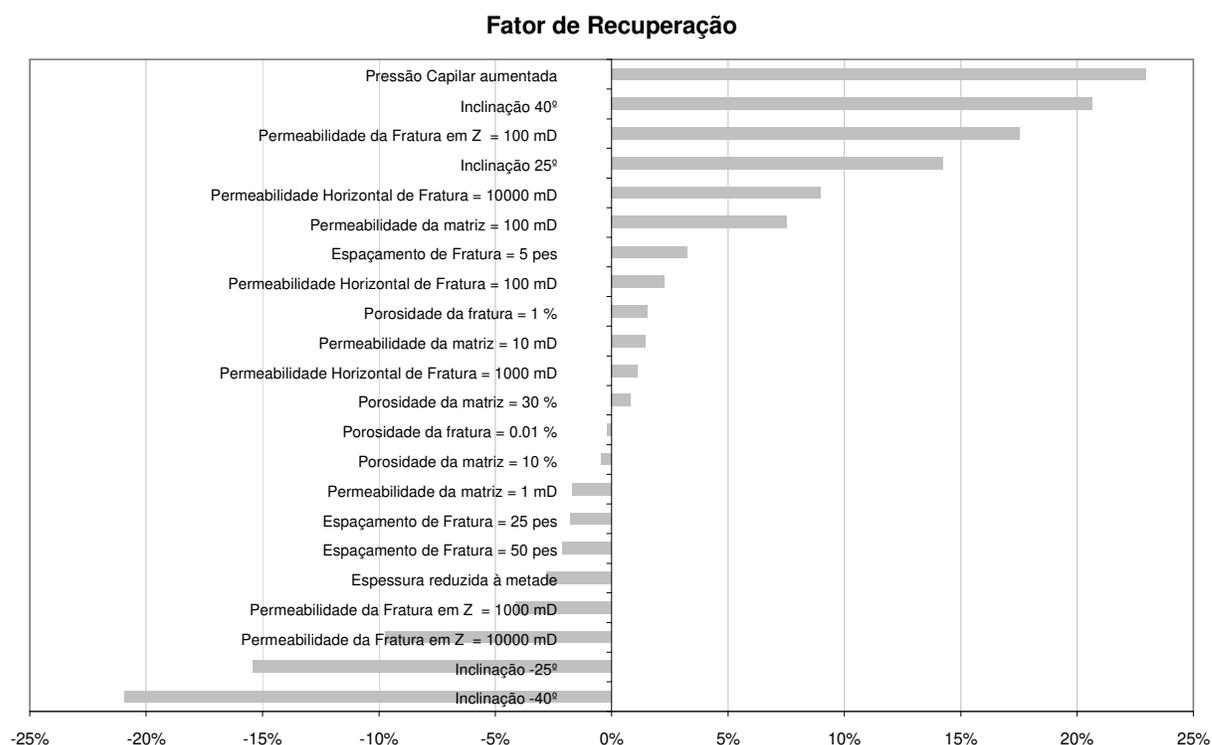


Figura 5.1: Gráfico Tornado da análise de sensibilidade para o FR.

Na Figura 5.2, mostram-se, de forma análoga à Figura 5.1, os efeitos das mudanças feitas na análise de sensibilidade no comportamento do VPL. Os resultados de todas as mudanças feitas durante a análise podem ser vistas no Anexo I.

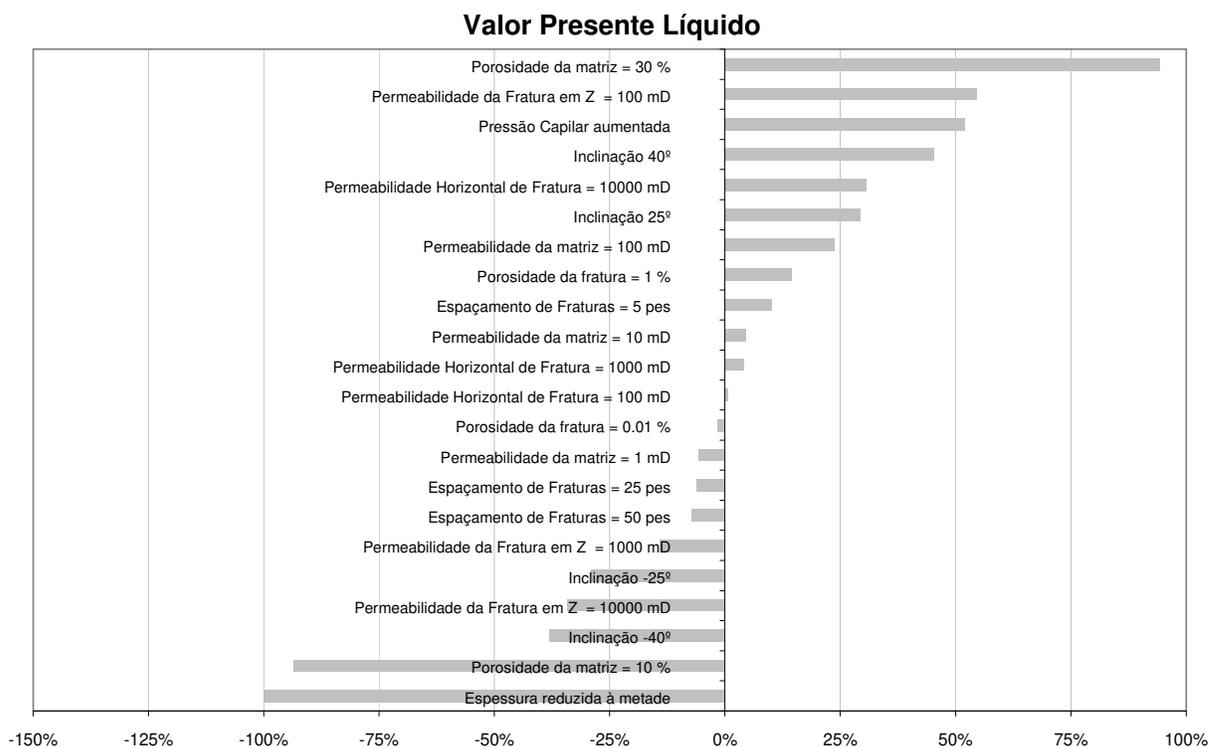


Figura 5.2: Gráfico Tornado da análise de sensibilidade para o VPL.

5.2 Etapa Ila – segunda análise de sensibilidade para óleo pesado

As treze estratégias de produção propostas na metodologia foram testadas em cada um dos casos propostos. Observou-se que, em todos os casos, as Estratégias 3, 5, 7, 8 e 9 apresentaram os maiores fatores de recuperação, e que a Estratégia 9 mostrou o maior VPL.

Também foi possível estabelecer que a maior produção de água deu-se na Estratégia 12, sendo que esta ultima apresentou em todos os casos o menor VPL, o qual pode ser explicado pela orientação dos poços injetores que estavam na direção de menor permeabilidade e conseqüentemente sofreram o efeito da canalização massiva de água que ocorre ao orientar os poços injetores na direção de menor permeabilidade, que provoca uma menor entrada de água na matriz. Entre os casos que apresentaram o maior VPL (Estratégias 5, 6, 7, 8 e 9), a Estratégia 5 foi a que mostrou uma produção de água menor.

A Figura 5.3 mostra o comportamento do fator de recuperação para todas as estratégias propostas em todos os casos testados.

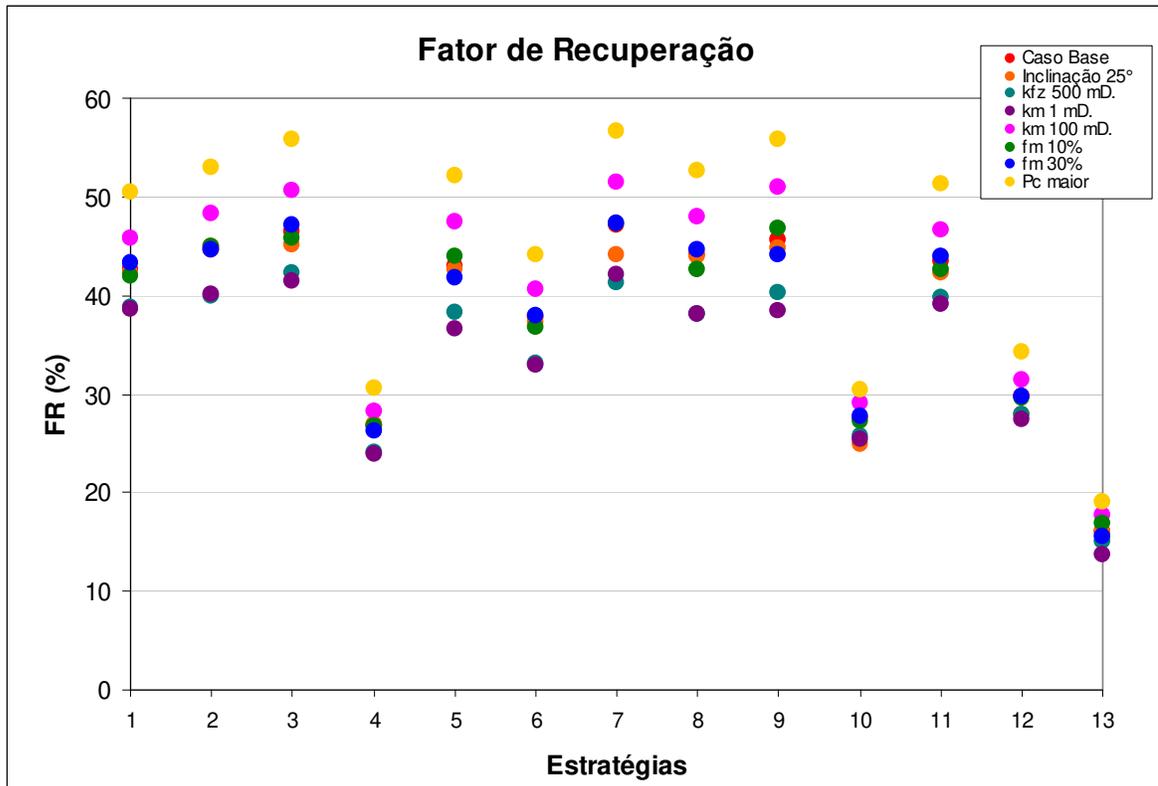


Figura 5.3: Comportamento do FR nas estratégias e casos testados.

Da Figura 5.3 pode-se observar que as Estratégias 3, 7 e 9 são as que melhores resultados apresentam para todos os casos testados, sendo que os melhores fatores de recuperação foram obtidos no caso de pressão capilar aumentada, e os menores, em geral, no caso de permeabilidade de matriz de 1 mD. Isto mostra a importância da pressão capilar e da permeabilidade de matriz no comportamento da produção em reservatórios naturalmente fraturados, já que são fatores de grande impacto sobre o processo de transferência de fluidos entre a matriz e a fratura.

Pode-se observar também na Figura 5.3 que os resultados refletem os efeitos observados na Etapa I, já que para todas as estratégias testadas os casos de mudanças na porosidade da matriz e inclinação do reservatório os valores observados estiveram próximos ao valor do caso base e os casos de mudanças na permeabilidade da matriz e da fratura, assim como o caso de pressão capilar aumentada mostraram valores significativamente distantes do caso base como na Etapa I.

A Figura 5.4 mostra o comportamento do valor presente líquido de forma normalizada², de onde é possível observar que:

- A Estratégia 9 apresenta os valores mais altos de VPL para todos os casos. Pelo qual os pontos se sobrepõem no valor máximo, de tal forma que o gráfico mostra somente um ponto;
- A Estratégia 13 apresenta os menores valores para as estratégias e casos testados (e ainda apresenta valores negativos);
- Não se tem um único caso que mostre o maior VPL para todas as estratégias testadas como acontece com o FR;
- Existe um caso que apresenta o menor VPL, que é o caso com porosidade da matriz de 10%. Isso mostra a influência dos volumes, tanto produzidos quanto injetados no cálculo daquele parâmetro de controle.

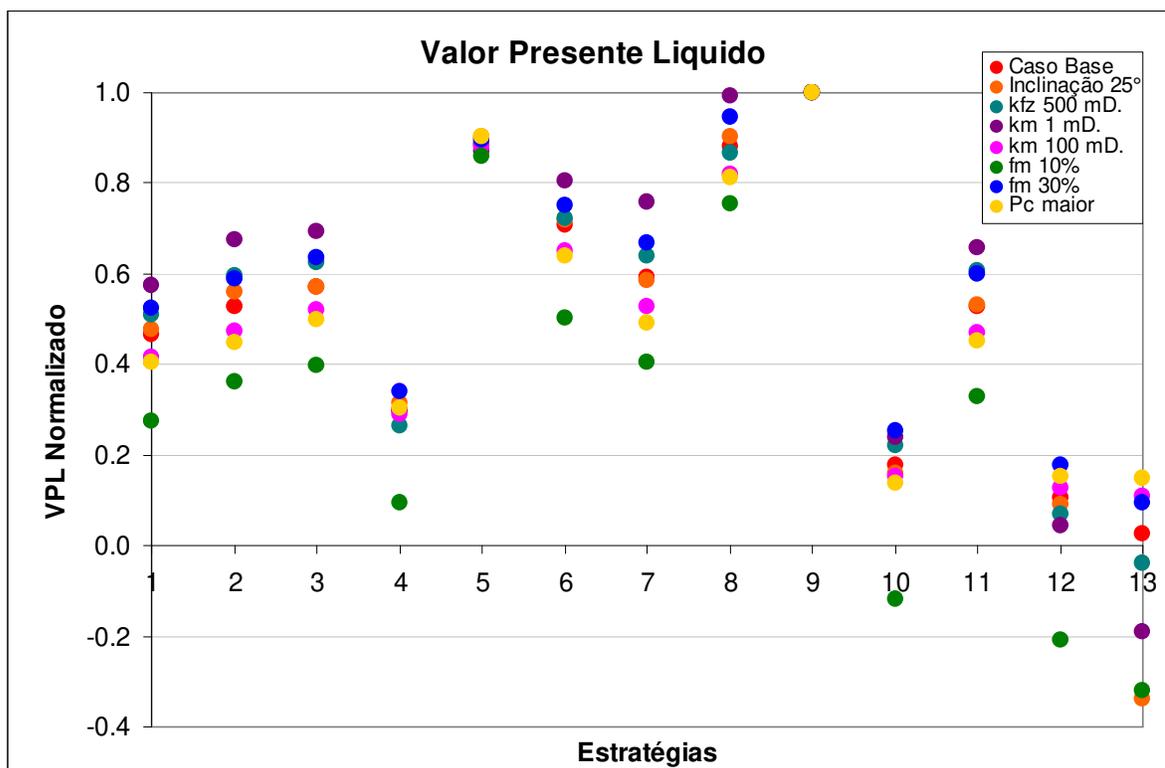


Figura 5.4: Comportamento do VPL normalizado nas estratégias e casos testados.

² A normalização tem o objetivo de mostrar quais as melhores estratégias de produção para cada caso e foi feita dividindo os valores de todas as estratégias de cada caso testado pelo valor máximo obtido no respectivo caso.

Os valores normalizados do VPL permitem observar quais as melhores estratégias para cada um dos casos testados. Mas isso não incide no comportamento desse indicador para os casos. A Figura 5.5 mostra o comportamento do VPL para cada um dos casos, onde se observa uma uniformidade na disposição dos casos para cada uma das estratégias, sendo que o caso que apresenta o maior VPL para todas as estratégias testadas é o de porosidade da matriz de 30% e o de menor VPL o caso de porosidade de matriz de 10%. Observa-se também que para cada estratégia, os outros casos aparecem concentrados ao redor do caso base, o que indica uma menor variabilidade se comparados com os casos de maior e menor porosidade da matriz e a variabilidade provocada pela estratégia de produção. Também se observa que a Estratégia 9 apresenta os maiores valores de VPL para cada um dos casos testados, o que é condizente com os resultados mostrados na Figura 5.4.

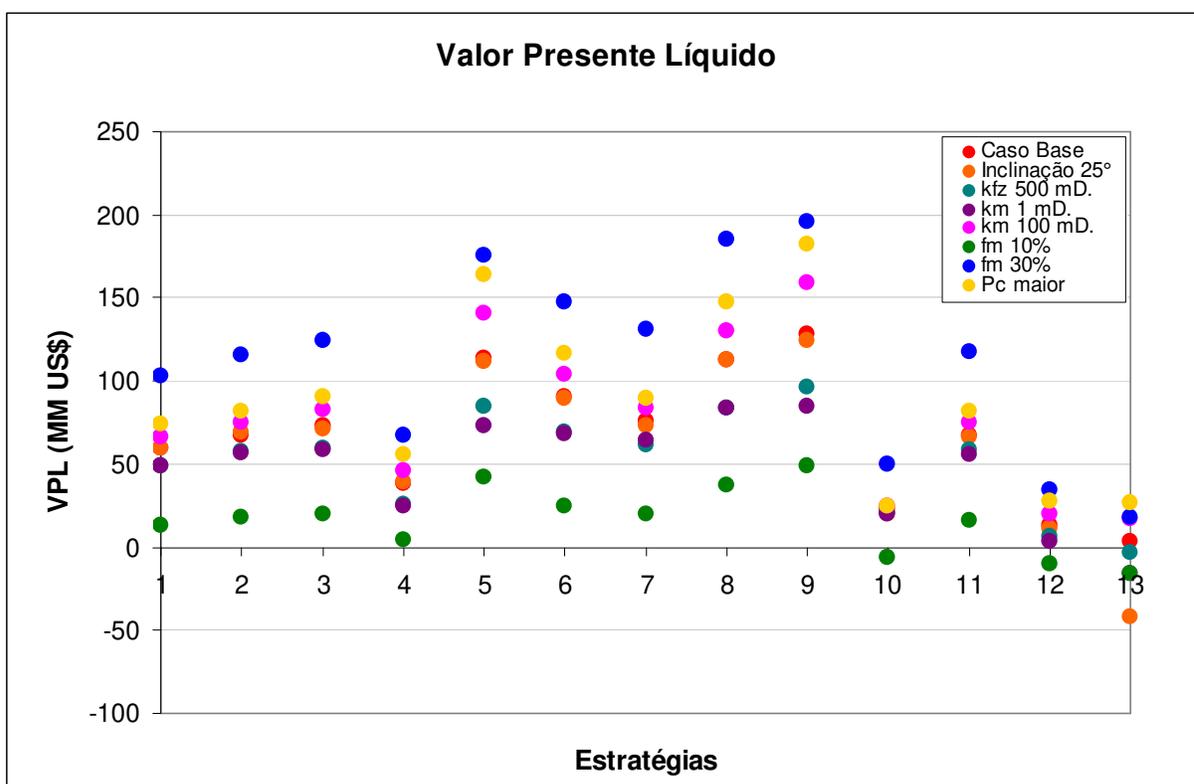


Figura 5.5: Comportamento do VPL nos casos testados

A Figura 5.6 apresenta o comportamento da produção de água de maneira normalizada. Os resultados mostram que a Estratégia 12 tem a maior quantidade de água produzida em todos os casos testados, e que em todas as estratégias testadas o caso de permeabilidade de matriz de 1 mD

é a que mais água produz. Esse comportamento pode-se explicar pela canalização da água injetada pelo sistema de fraturas devido à baixa condutividade da matriz, onde uma quantidade menor do fluido injetado consegue entrar nela para deslocar o óleo presente na matriz, de forma que o intercâmbio de fluidos nesse caso seja muito menor do que nos outros casos.

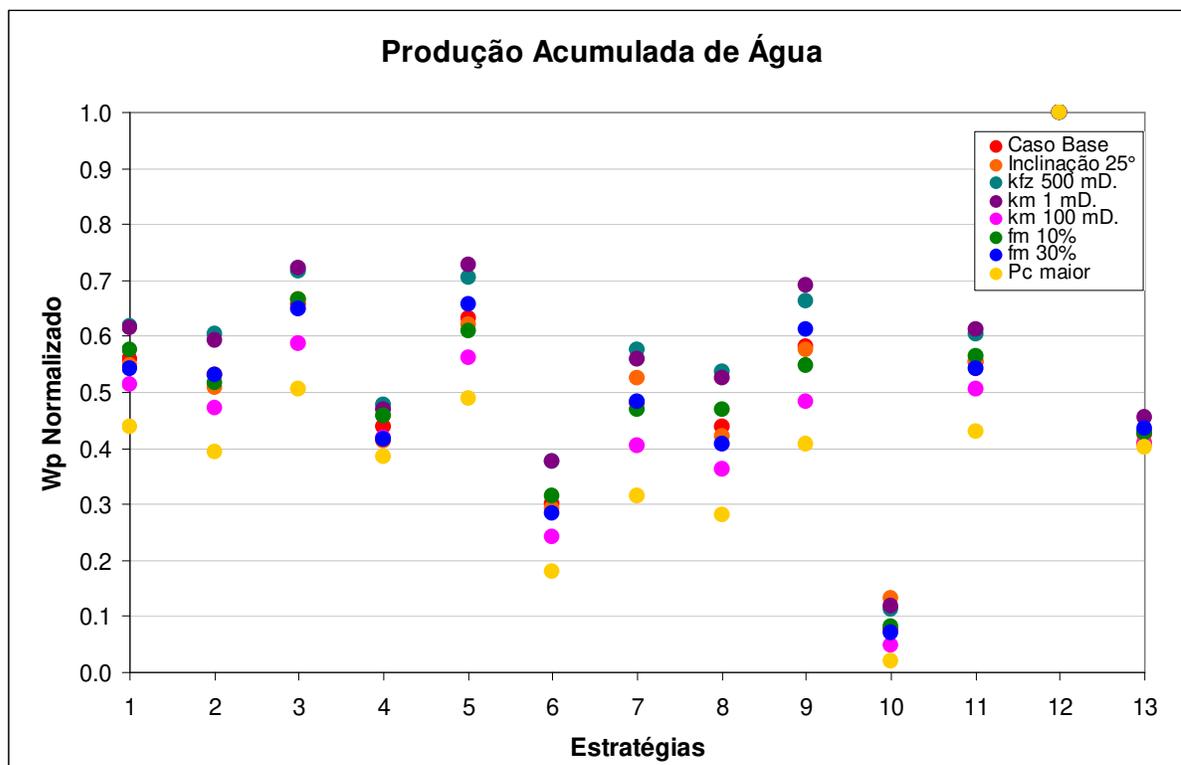


Figura 5.6: Comportamento da produção de água normalizada nas estratégias e casos testados.

Pode-se ver também que os menores valores de produção de água acontecem para o caso de pressão capilar aumentada, o que ocorre devido à água ter uma maior preferência por entrar na matriz rochosa para deslocar óleo, do que por se canalizar pelas fraturas, tendo como consequência uma menor produção de água e um incremento na produção de óleo.

Na Figura 5.7, apresenta-se a produção acumulada de água para os casos testados. Analogamente ao VPL, observa-se uma disposição uniforme dos casos testados em cada estratégia, onde os casos de maior e menor porosidade de matriz apresentam os maiores e menores valores de W_p , respectivamente, para cada uma das estratégias. A figura mostra também

que a Estratégia 12 apresenta os maiores valores de W_p e que os menores valores desse indicador estão na Estratégia 10.

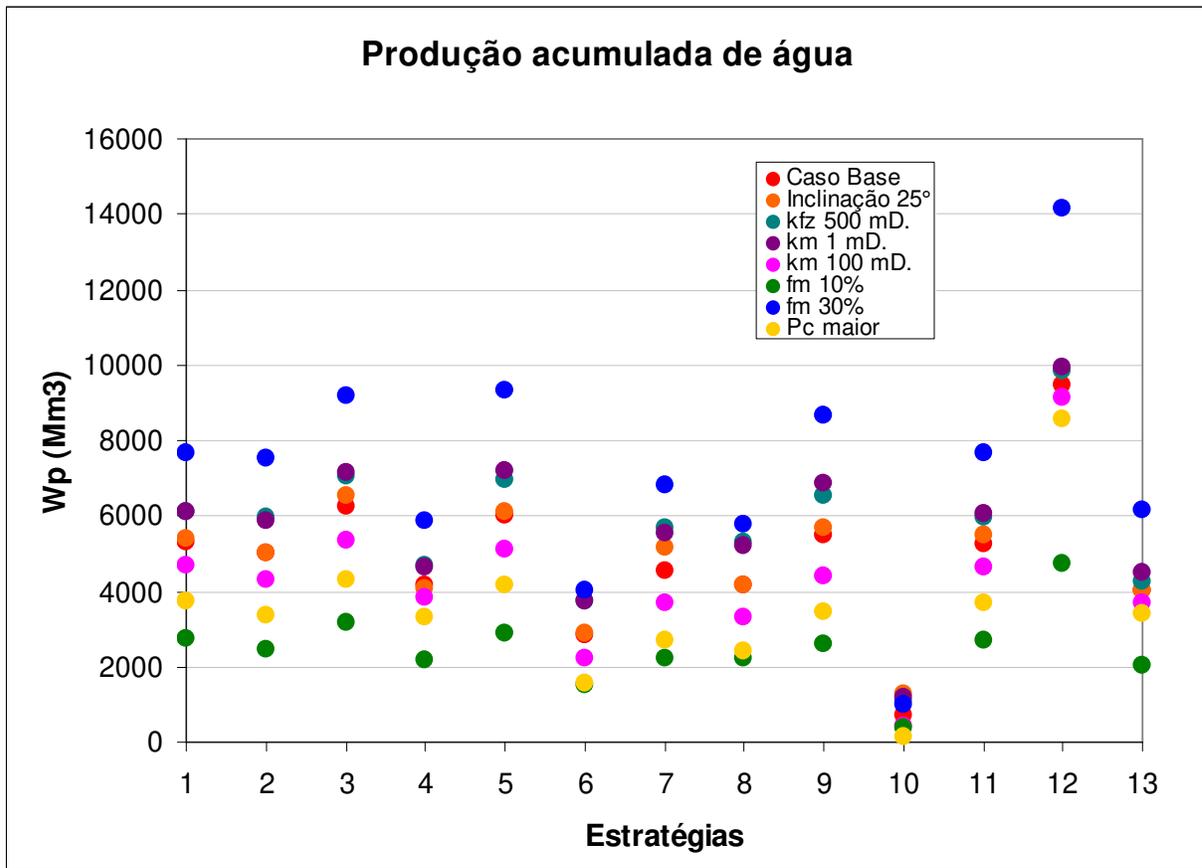


Figura 5.7: Produção acumulada de água para os casos testados.

5.3 Etapa IIb – segunda análise de sensibilidade para óleo leve

Uma vez simulados os casos para o óleo mais leve, foi possível observar que de forma análoga à Etapa IIa, onde se testava um fluido mais pesado, as Estratégias 3, 5, 7 e 9 são as que apresentam os maiores valores de fator de recuperação. Novamente o caso de pressão capilar aumentada é o que mostra maiores fatores de recuperação para todas as estratégias testadas, e os menores valores são obtidos no caso de permeabilidade de matriz de 1 mD. Comparativamente com a Etapa IIa na Etapa IIb se obtêm valores de FR maiores. Isso pode ser explicado pela maior mobilidade da fase óleo, já que a sua menor viscosidade faz com que possa escoar com mais

facilidade e favorecer o processo de injeção de água, o qual incrementa a produção de hidrocarbonetos do reservatório com o conseqüente aumento no FR.

A Figura 5.8 mostra o comportamento do FR para todos os casos e estratégias simuladas para o óleo leve. Os resultados para o VPL mostram que os maiores valores do parâmetro normalizado se obtêm com a Estratégia 9 e, em geral, os valores obtidos são maiores que na Etapa IIa. A Estratégia 13 mostrou um comportamento similar ao da Etapa IIa, e não se tem um caso que apresente sempre um VPL normalizado alto para todas as estratégias testadas, e o caso de porosidade de matriz de 10% apresenta os menores valores de VPL normalizado de forma análoga à Etapa IIa.

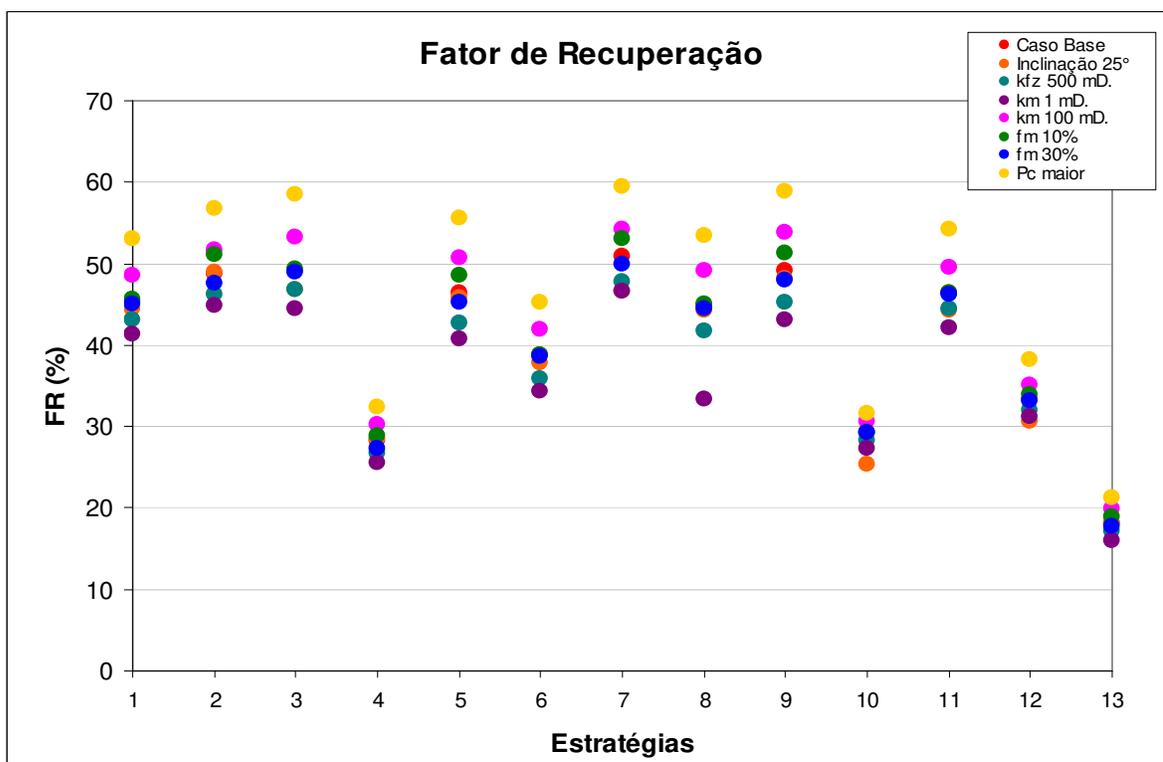


Figura 5.8: Comportamento do FR nas estratégias e casos testados para óleo leve.

Comparando as Etapas IIa e IIb, em ambos os casos a Estratégia 9 foi a que mostrou os maiores VPL normalizados. O que mostra a importância da estratégia de produção no comportamento produtivo do reservatório, que contrasta com a pouca variabilidade que se deriva da mudança no tipo de óleo, para o indicador estudado.

Na Figura 5.9 mostram-se os resultados do VPL normalizado para os casos e estratégias testados para o óleo leve.

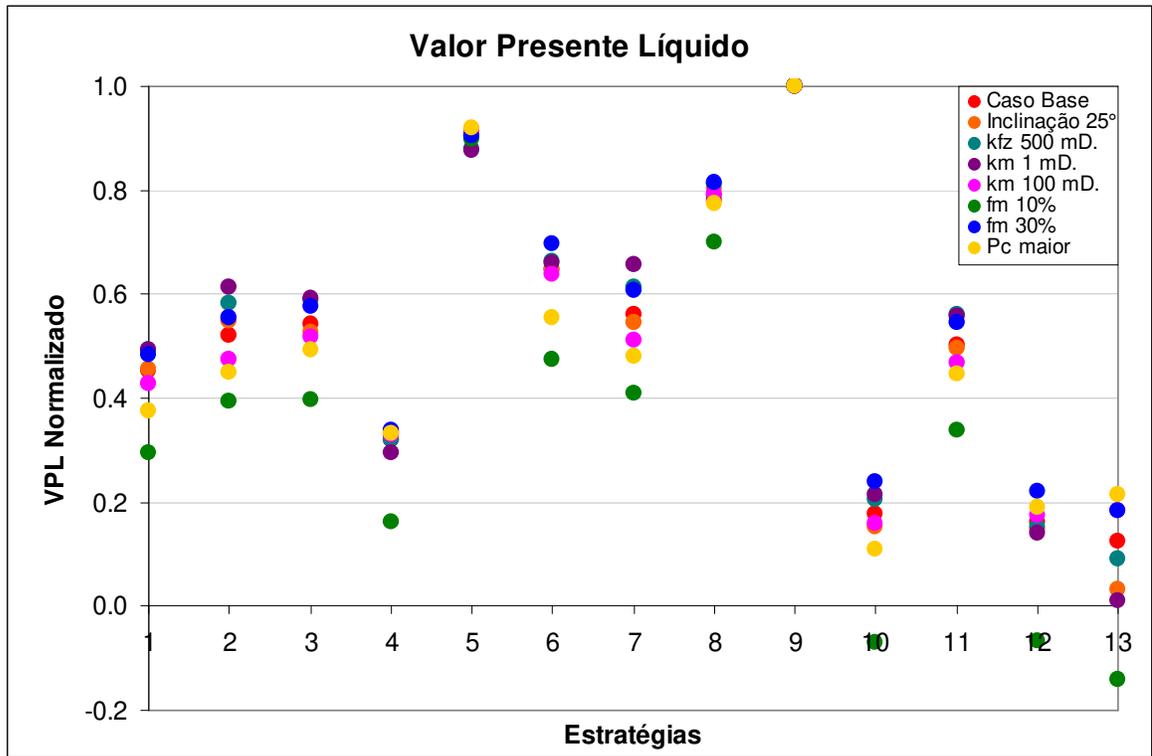


Figura 5.9: Comportamento do VPL normalizado para as estratégias da Etapa Iib.

A Figura 5.10 mostra o comportamento do VPL para os casos testados na Etapa Iib, onde se observa um comportamento análogo ao apresentado na Etapa Iia, e que condizentemente com os resultados normalizados desse indicador, na Etapa Iib têm-se valores maiores do que os obtidos Etapa Iia para o VPL

A Figura 5.11 mostra o comportamento da produção de água normalizada para as simulações no caso de óleo leve. Em geral, pode se dizer que para o óleo leve as simulações feitas mostraram um aumento tanto no fator de recuperação quanto no VPL, e uma diminuição na quantidade de água produzida. Isso prova a significativa influência dos parâmetros e características dos fluidos e do reservatório no comportamento de sistemas naturalmente fraturados e a sua importância em processos de escolha de estratégias de produção para esses reservatórios.

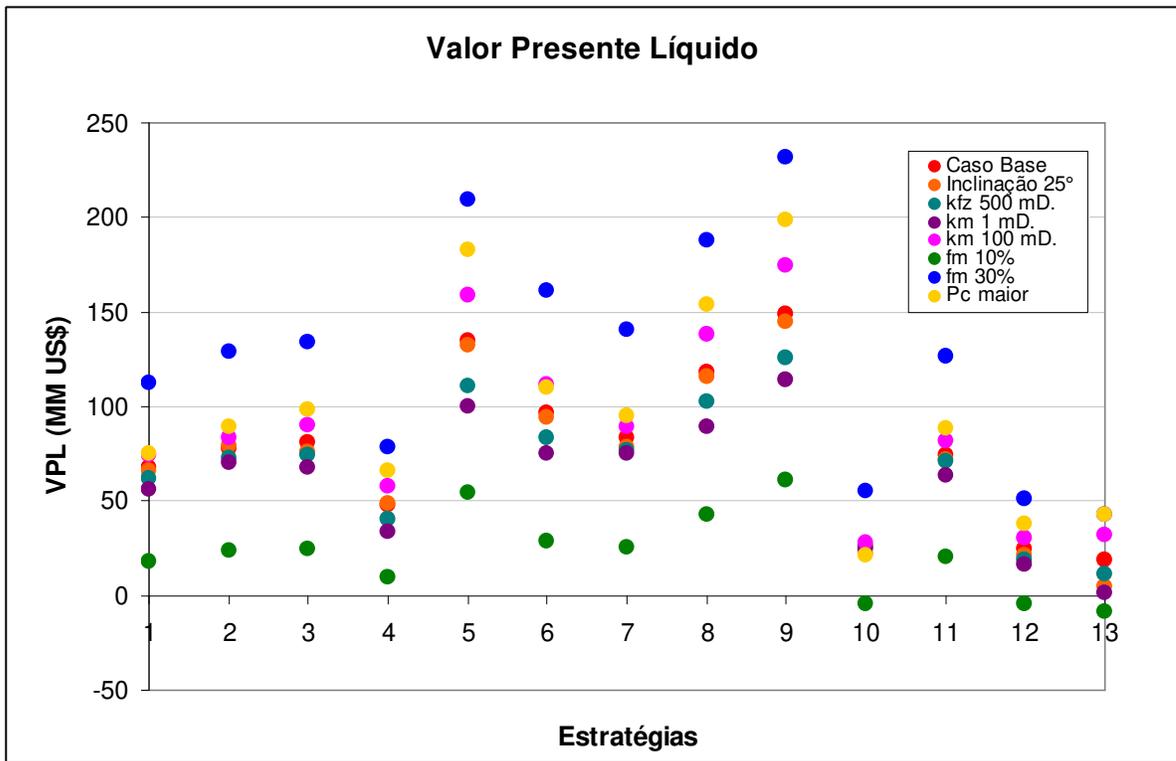


Figura 5.10: Comportamento do VPL para os casos testados na Etapa Iib.

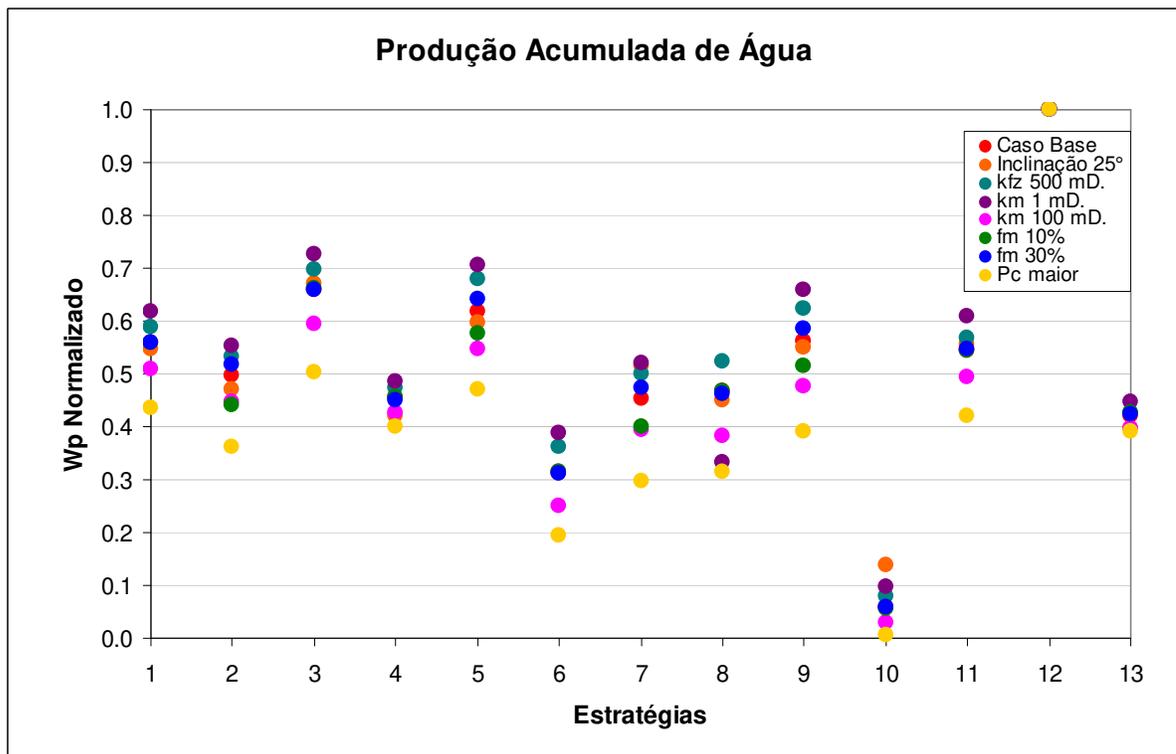


Figura 5.11: Comportamento do Wp normalizado para as estratégias e casos da Etapa Iib.

A Figura 5.11 também mostra que maior produção de água foi registrada na Estratégia 12 para todos os casos testados, com a reincidência dos casos de permeabilidade de matriz de 1 mD e de pressão capilar aumentada como os casos em que se produziu mais e menos água respectivamente.

Já a Figura 5.12 mostra o comportamento da produção acumulada de água para a Etapa IIb, onde se teve um comportamento análogo ao registrado durante a Etapa IIa, mas com valores menores do que os obtidos nessa etapa.

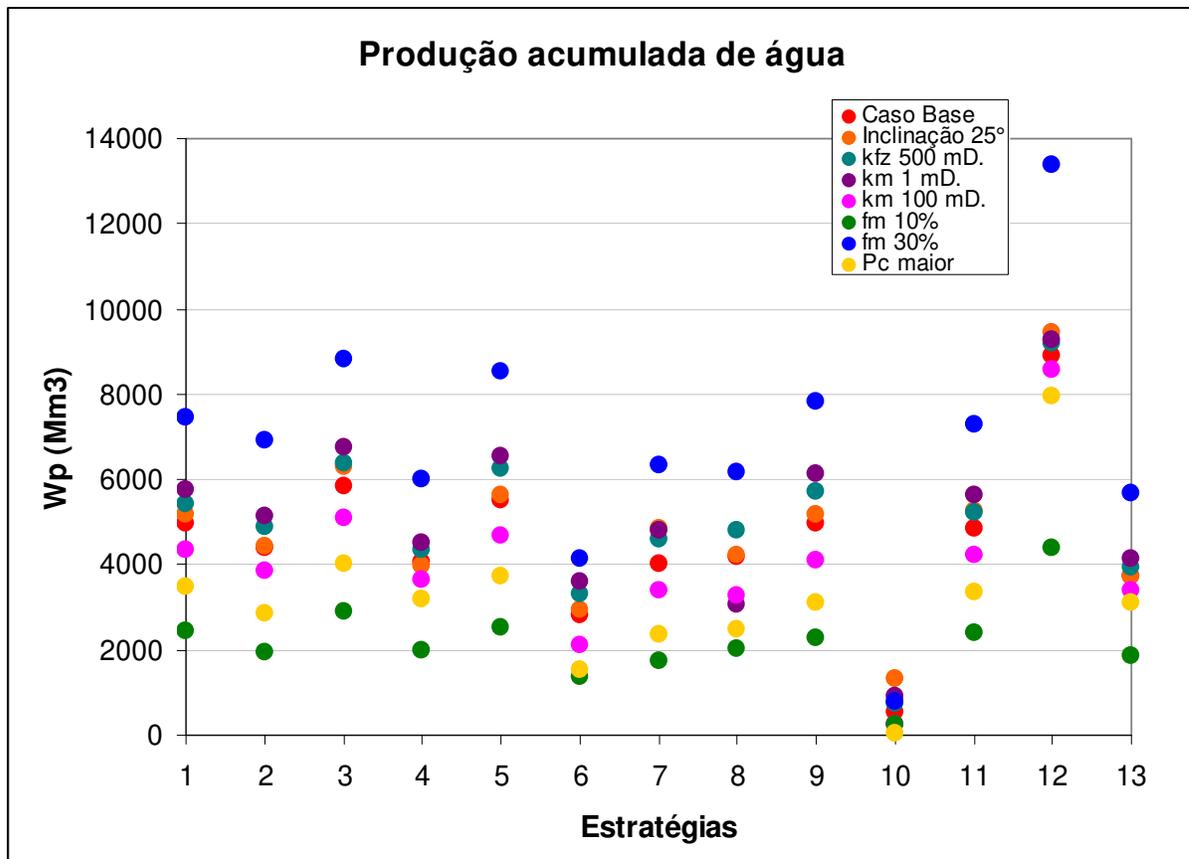


Figura 5.12: Comportamento da produção acumulada de água para a Etapa IIb

As tabelas que mostram o comportamento dos três parâmetros estudados nas Etapas IIa e IIb são mostradas no Anexo II.

5.4 Etapa IIc – segunda análise de sensibilidade para óleo pesado com viscosidade maior

Nesta etapa, apenas o caso base foi simulado para verificar a influência do aumento de viscosidade. Pode-se observar pelas Figuras 5.13 e 5.14 que há uma diminuição do desempenho do reservatório, tanto no fator de recuperação quanto no VPL, mas o comportamento relativo das estratégias de produção é basicamente o mesmo do que nas etapas anteriores. O mesmo acontece com a produção de água (Figura 5.15), ou seja, aumento do indicador para todas as estratégias e comportamento semelhante às Etapas IIa e IIc. Os resultados da simulação para esta etapa são mostrados no Anexo II.

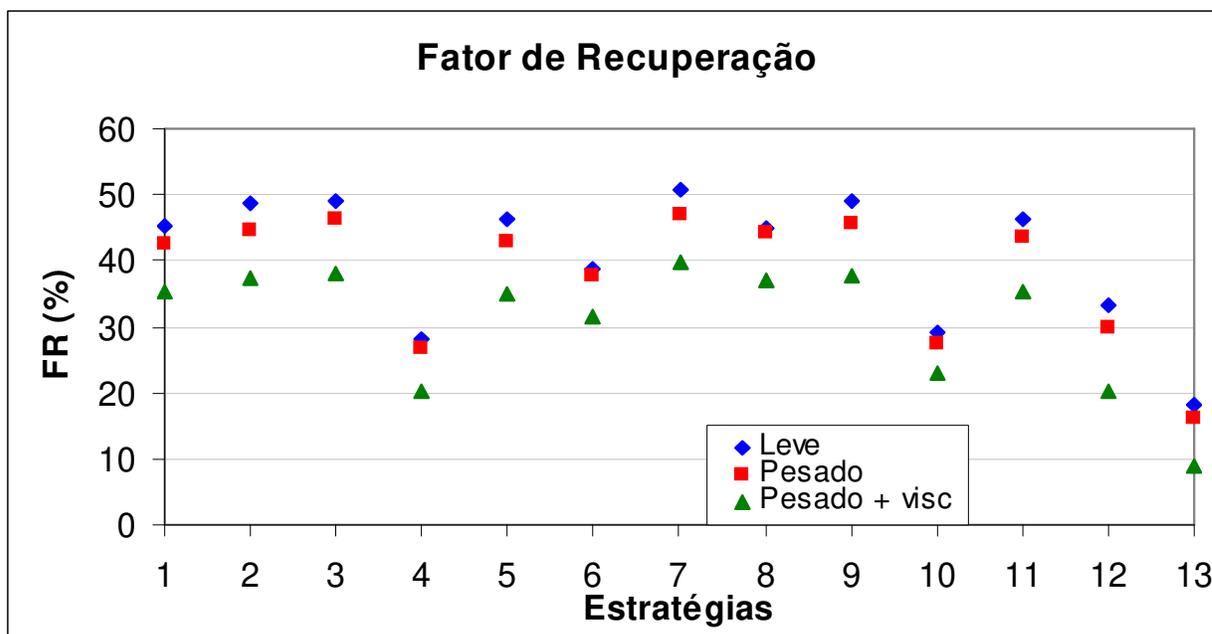


Figura 5.13: Comportamento do FR para os três tipos de óleo testados.

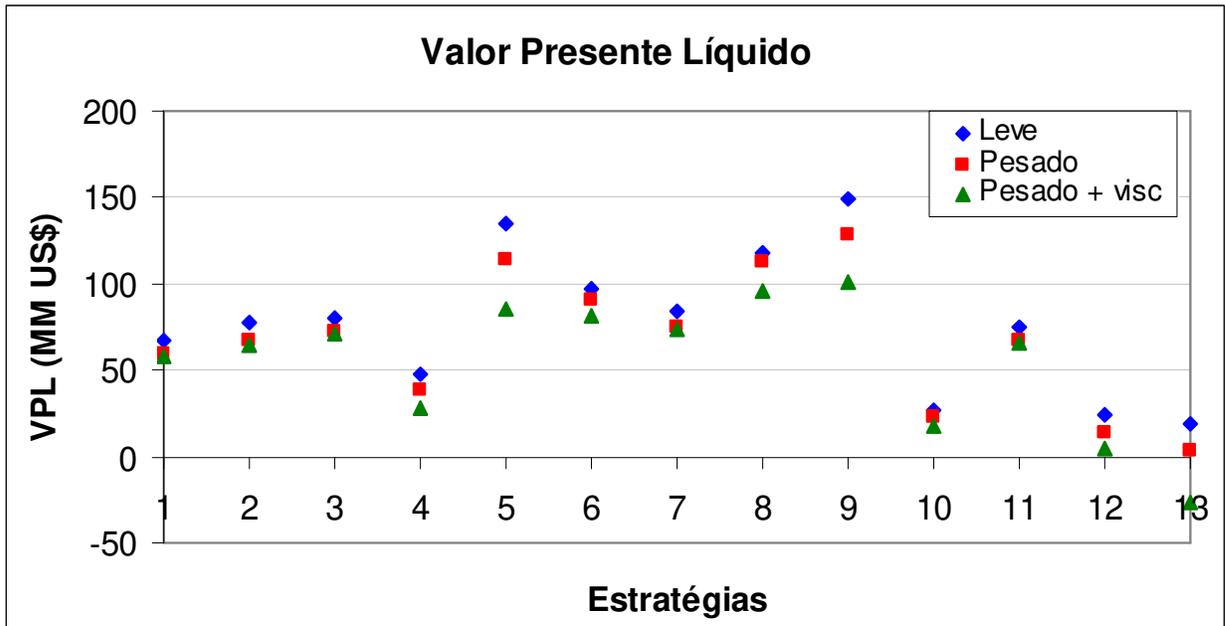


Figura 5.14: Comportamento do VPL para os três tipos de óleo testados.

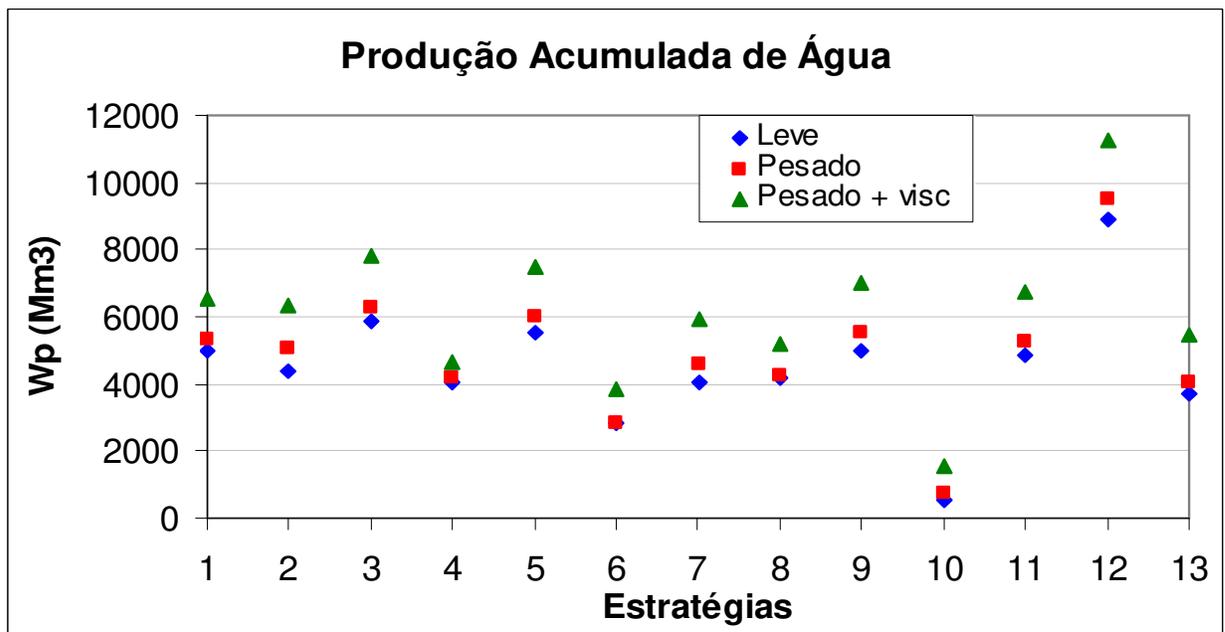


Figura 5.15: Comportamento do Wp para os três tipos de óleo testados.

5.5 Comparação de estratégias

Com o intuito de comparar o comportamento das estratégias testadas e levando em consideração os comportamentos análogos delas nas Etapas IIa e IIb, foram selecionadas as Estratégia 9 e 13 como as que mostraram o melhor e o pior desempenho respectivamente. A análise do comportamento esteve baseada na taxa de produção de água, na pressão média do reservatório e nas produções acumuladas de óleo e água.

A Figura 5.16 mostra o comportamento da pressão média e da taxa de produção de água das estratégias selecionadas. Observa-se que a Estratégia 9 (em vermelho) apresenta um maior tempo de irrupção se comparada com a Estratégia 13 (em azul), o qual se manifesta como valores maiores de zero nas curvas de taxa de produção de água (linhas contínuas) e no ponto máximo das curvas de pressão média (linhas tracejadas). Além disso, para a Estratégia 9 nota-se um maior ponto máximo de pressão, justificável pela alta taxa de injeção devida à configuração de poços injetores horizontais e no final da simulação a queda de pressão é maior como consequência de uma maior taxa de produção de fluidos.

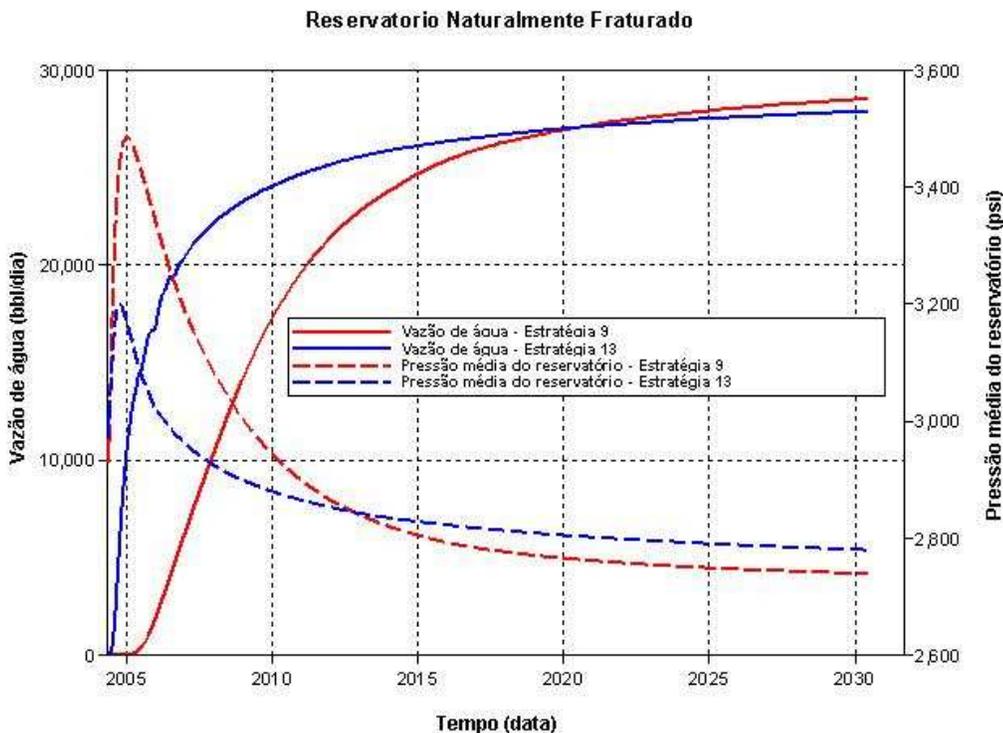


Figura 5.16: Taxa de produção de água e pressão media das Estratégias 9 e 13

A Figura 5.17 apresenta o comportamento das produções acumuladas de óleo e água para as estratégias selecionadas e mostra que a Estratégia 9 tem uma maior produção de óleo associada a uma menor produção de água, o qual tem uma grande influência no cálculo do VPL. Em resumo, a Estratégia 9 é melhor porque produz mais óleo, a uma taxa maior e produz menos água se comparada com a Estratégia 13. No entanto deverão ser feitos processos de otimização para melhorar o seu comportamento e o das outras estratégias para atingir os objetivos deste trabalho.

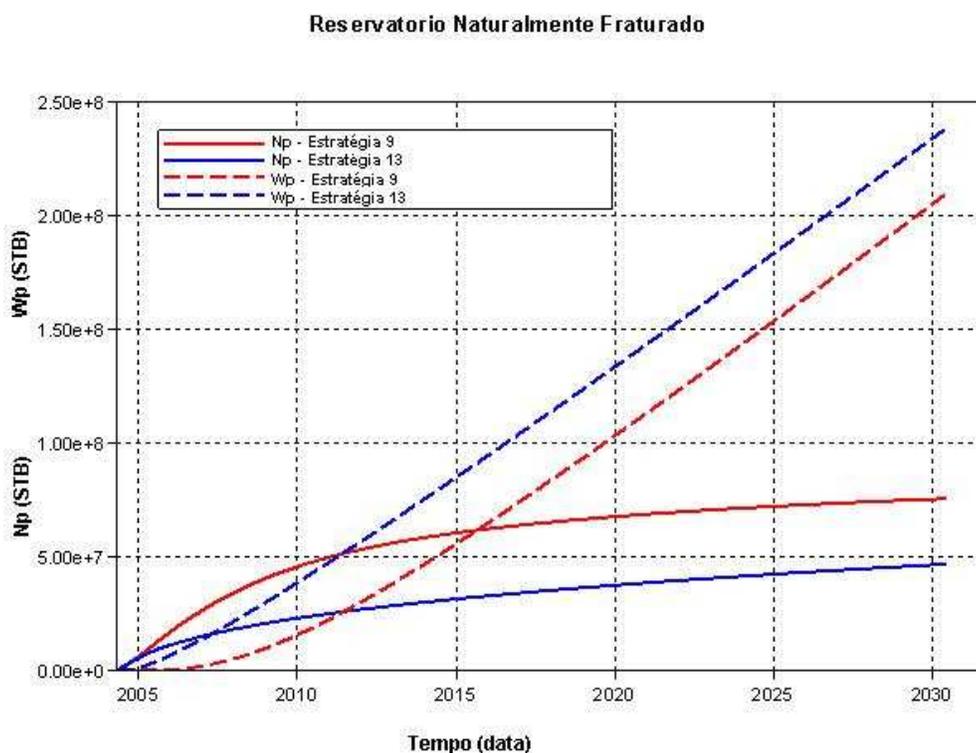


Figura 5.17: Produções acumuladas de óleo e água para as estratégias selecionadas

Levando em consideração que nas Etapas IIa e IIb foram testadas várias estratégias de produção, várias propriedades do reservatório e dois tipos diferentes de óleo; que para um mesmo caso as estratégias testadas oferecem uma maior variabilidade do que os casos testados para uma mesma estratégia; e que a diferença de óleo somente impacta a cota que os valores dos parâmetros de controle atingem, pode se afirmar que dentro dos resultados obtidos da análise de sensibilidade, teve mais peso a configuração das estratégias de produção testadas, do que as propriedades do reservatório analisadas e o tipo de óleo utilizado, no comportamento geral do reservatório.

Isto se pode explicar pelo fato de que para indicadores como o FR e o Wp, tanto na Etapa IIa quanto na Etapa IIb, para todas as estratégias testadas não houve mudanças na ordem em que se apresentavam os valores para todos os casos testados, dessa forma teve-se um caso que apresentou o maior valor nesses indicadores na totalidade das estratégias; houve também um caso que sempre apresentou os menores valores e os valores intermediários estavam sempre na mesma ordem para todas as estratégias.

Já para o VPL no caso com pressão capilar aumentada, pode-se observar a influência do tempo de produção no fato de que uma vez que se obtêm maiores fatores de recuperação e menores valores de produção de água, se esperaria que o VPL fosse maior, mas esses valores mostram que o tempo de produção não é o adequado para esses casos e que as simulações deveriam finalizar antes para assim atingir os valores esperados no comportamento desse indicador.

Isso evidencia a necessidade de implementar processos de otimização para as estratégias testadas, de tal forma que o objetivo de maximização do VPL seja atingido.

5.6 Etapa III – aplicação de processos de otimização

O processo levado a cabo nessa etapa permitiu ver que as estratégias que tinham sido selecionadas para serem otimizadas mostraram resultados condizentes com os obtidos da Etapa II, de modo que puderam ser otimizadas e o seu VPL pôde ser aumentado.

A Estratégia 9, que foi a que mostrou os maiores valores de VPL na Etapa II, continuou mostrando os valores mais altos desse indicador, tanto antes quanto depois do processo de otimização. Já para a Estratégia 5, o processo de otimização também permitiu aumentar o VPL, mas chegou-se num momento no qual o aumento nesse indicador só foi possível adensando o número de poços produtores (por adição de novos poços ou por redução no espaçamento) de forma a ficar semelhante à Estratégia 9.

Pode-se observar que para o caso de geometria mais realista testado nessa etapa, as Estratégias 9, 5, e 7, que tinham produção por poços horizontais orientados na direção de menor permeabilidade de fratura, mostraram os maiores valores de VPL antes e depois da otimização, sendo que as Estratégias 6 e 8, cuja produção é por poços verticais, mostraram valores mais baixos, o qual mostra a vantagem de usar poços horizontais na configuração da estratégia de produção.

Analogamente, foi possível observar a vantagem de injetar água usando poços horizontais, que pode ser observado comparando os resultados obtidos das Estratégias 6 e 8, onde para esta última, que apresenta injeção por poços horizontais e em consequência uma maior taxa de injeção por poço e uma maior injeção acumulada de água, se obtêm valores maiores de VPL.

Da mesma maneira, a Estratégia 9 mostra que um arranjo de injeção e produção mediante poços horizontais é muito mais eficiente para o desenvolvimento de um sistema naturalmente fraturado do que um esquema de injeção e produção por poços verticais como o mostrado na Estratégia 6, o qual se evidencia no aumento da produção acumulada de óleo, e por consequência no incremento do VPL.

O processo de otimização da Estratégia 13 mostrou as desvantagens de orientar os poços injetores na direção de menor permeabilidade de fratura e os produtores na direção de maior valor desta propriedade, já que além de apresentar valores de VPL baixos, manifestou-se produção de água desde o início da produção e o ponto de máximo VPL da maioria dos poços era bastante próximo ao início da produção.

Por essa razão o processo teve que ser proposto para 2000 dias, em lugar dos 3720 dias que foram usados nas demais estratégias; e a única modificação que permitiu incrementar o VPL foi a retirada de três poços do modelo base que apresentavam valores negativos desse indicador. No final do processo não foi possível aumentar a produção de óleo, nem diminuir a produção acumulada de água e nem atrasar a irrupção com respeito ao caso base para essa estratégia.

A Figura 5.18 mostra a evolução do processo de otimização para as estratégias testadas durante a Etapa III.

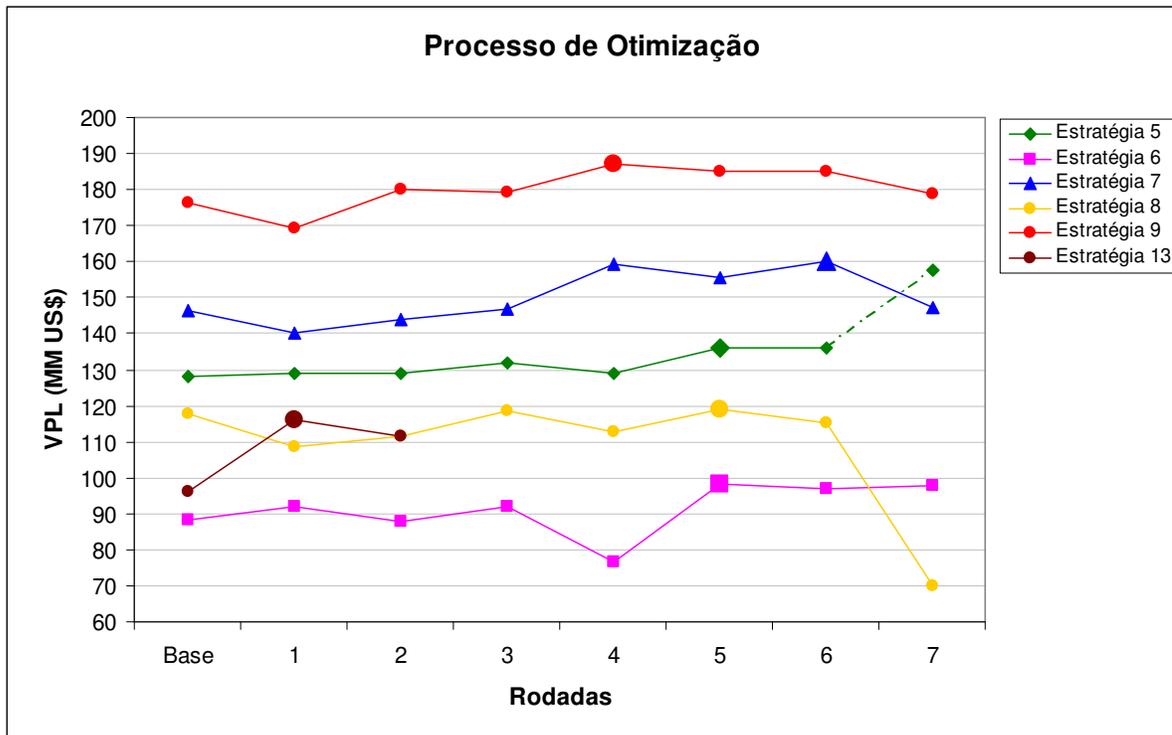


Figura 5.18: Evolução do processo de otimização seguido na Etapa III.

Os pontos que aparecem aumentados na Figura 5.18 correspondem aos pontos onde é atingido o maior VPL durante o processo de otimização. Cabe notar que os processos apresentam poucas rodadas, o qual pode ser explicado pela limitação que as estratégias testadas apresentam em termos de orientação de poços horizontais e de distribuições dos poços, o que não permite experimentar com orientações e distribuições diferentes às propostas na Etapa II, já que não é esse o objetivo do processo proposto para essa etapa do estudo.

Os comportamentos do tempo de irrupção e da produção acumulada de água também foram considerados na análise de resultados dessa etapa. As Figuras 5.19 e 5.20 mostram, respectivamente, o comportamento do tempo de irrupção e da produção acumulada de água, tanto no início quanto no final do processo de otimização.

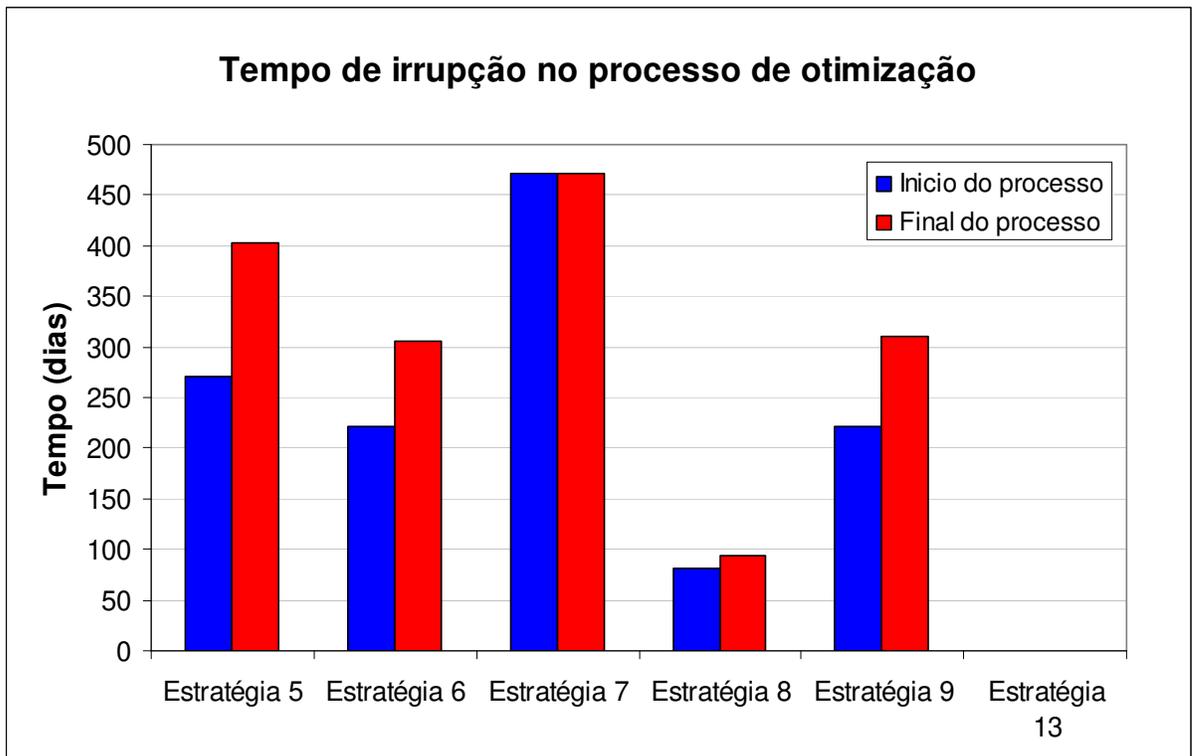


Figura 5.19: Comportamento do tempo de irrupção no processo de otimização.

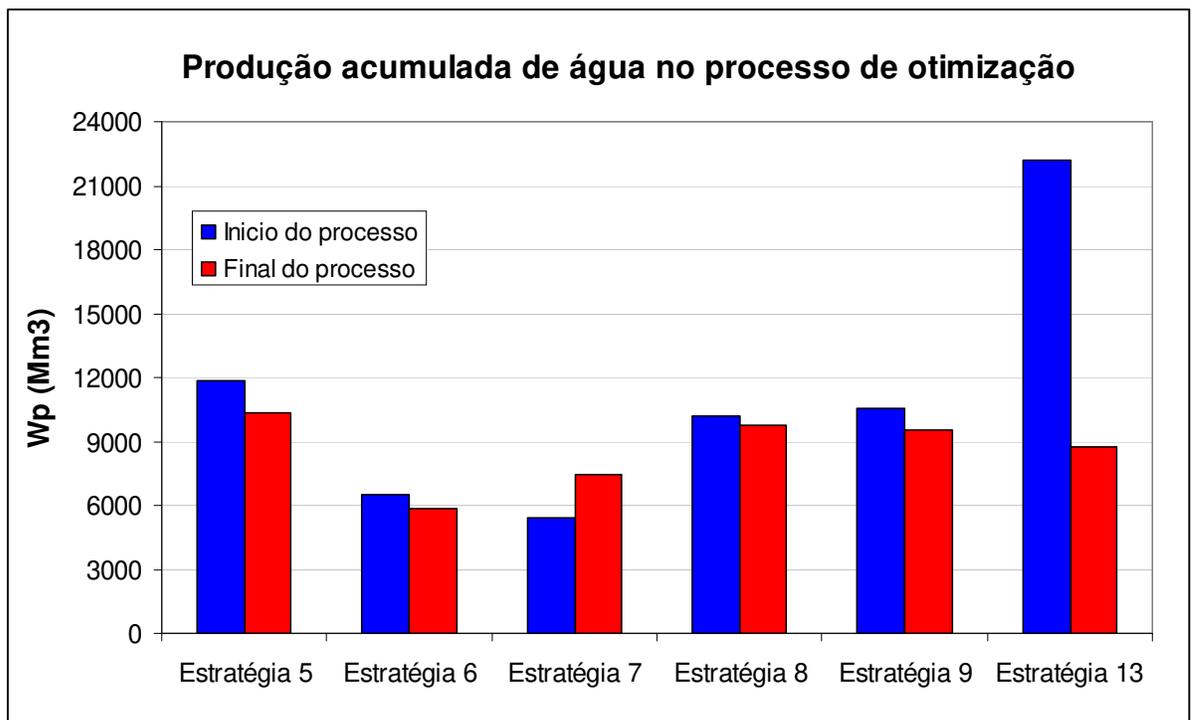


Figura 5.20: Comportamento da produção acumulada de água no processo de otimização.

Na Figura 5.19 pode-se observar que o processo de otimização permitiu atrasar a irrupção de água para as Estratégias 5, 6, 8 e 9. Essas estratégias apresentam, em consequência, uma diminuição na produção acumulada de água no final do processo como se mostra na Figura 5.20. Já para a Estratégia 7 o tempo de irrupção, tanto no início quanto no final do processo de otimização, não varia devido ao aumento nas taxas de injeção de alguns dos poços registradas ao longo de processo e que mostram, no final do mesmo, um aumento na produção acumulada de água como se pode observar da figura 5.20. Finalmente, para a Estratégia 13, o processo mostra uma redução importante na produção acumulada de água devida à diminuição do tempo de simulação, nesse caso não foi possível atrasar o tempo de irrupção, que se manifesta desde o início da produção.

Os resultados das rodadas de simulação realizadas para as estratégias durante o processo de simulação são detalhados no Anexo III

Levando em consideração os resultados obtidos durante as três etapas do presente estudo e as análises feitas a partir deles, é possível formular algumas regras que, de maneira genérica, orientem sobre a escolha de uma estratégia de produção inicial para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados e a sua posterior otimização. Essas regras são explicitadas a seguir:

- **Utilizar poços horizontais tanto para a injeção quanto para produção de fluidos (de preferência e sempre que seja possível)**, com o qual é possível atingir uma maior porção da rocha reservatório, fazendo com que uma quantidade maior de água contate a matriz e possa deslocar mais óleo, aumentando assim a produção acumulada do mesmo e maximizando o VPL do projeto;
- **Orientar os poços injetores na direção de maior permeabilidade de fratura e os poços produtores na direção de menor permeabilidade**, com o qual se evita a canalização da água injetada e, em consequência, se retarda a irrupção de água nos poços produtores;
- **Procurar adensar os poços produtores na direção de maior permeabilidade sempre que se tenham estratégias com um só tipo de poço**, o qual permite aumentar a recuperação de óleo, incrementando o VPL do campo;

- **Usar processos de otimização que, mediante a redução da produção de água e o retardo na irrupção, visem maximizar o VPL,** esses processos contemplam, principalmente, a realocação de poços produtores e injetores, a abertura e o fechamento de poços e o ajuste das taxas de injeção.

Finalmente, é possível afirmar que a metodologia proposta e implementada neste estudo permitiu ver, através de análises de sensibilidade, quais são as propriedades do reservatório que impactam, de maneira mais relevante, o comportamento do mesmo durante a sua vida produtiva através de indicadores técnicos e econômicos. Também possibilitou determinar que tipos de estratégia de produção podem ser consideradas como mais adequadas para serem utilizadas como uma proposta inicial de desenvolvimento para esse tipo de reservatório, mostrando os tipos de estratégias, os posicionamentos de poços, e os arranjos entre poços produtores e injetores que podem fazer com que a recuperação seja mais eficiente. E, mediante um processo de otimização proposto para os casos estudados, foi possível aumentar o seu VPL. Com os resultados obtidos foram formuladas regras gerais para a escolha inicial de uma estratégia de produção, e a sua otimização para reservatórios naturalmente fraturados.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

Nesse capítulo são apresentadas as conclusões do estudo realizado e algumas recomendações para trabalhos futuros tomando como base os resultados obtidos e as análises feitas no Capítulo 5.

6.1 Conclusões

- Foi proposta e aplicada uma metodologia que permitiu gerar regras genéricas de escolha de estratégias iniciais de produção para reservatórios naturalmente fraturados. Essa metodologia envolveu análises de sensibilidade das propriedades do reservatório e dos fluidos, análises de estratégias de produção e a implementação de um processo de otimização proposto para este estudo;
- Observou-se uma sensibilidade significativa dos sistemas naturalmente fraturados a mudanças nas características do reservatório e das fraturas tais como espaçamento, inclinação, permeabilidade de matriz e permeabilidade de fratura, tanto para indicadores de produção como o N_p e o FR quanto para parâmetros econômicos como o VPL;
- Os resultados obtidos nas três etapas da metodologia aplicada neste estudo permitem observar a maior eficiência dos poços horizontais em relação aos verticais quando usados na estratégia de produção, onde se teve uma produção de óleo muito maior e em

conseqüência uma maior porcentagem de recuperação, além de maiores valores para o indicador econômico VPL;

- Além disso, comprovou-se que a orientação dos poços horizontais com respeito às direções de maior e menor permeabilidade de fratura é um fator importante no comportamento da produção, assim como na escolha de uma estratégia inicial para o desenvolvimento de projetos em reservatórios naturalmente fraturados;
- As estratégias de produção que contêm poços horizontais são as que melhor funcionam quando testadas em diferentes situações de configuração das propriedades de sistemas naturalmente fraturados, como diferentes inclinações, presença de sistemas de fraturas conjugadas e diferentes permeabilidades de matriz e de fratura;
- Estas estratégias destacam-se pela sua maior porcentagem de recuperação e maior VPL, embora com uma maior produção de água que pode ser diminuída mediante processos de otimização dessas estratégias de produção;
- A análise dos resultados mostra a maior influência da estratégia de produção utilizada, do que das propriedades do reservatório e o tipo de óleo, dentro do comportamento geral dos indicadores de produção (N_p FR e W_p) e econômicos (VPL) do reservatório;
- Os processos de otimização em reservatórios naturalmente fraturados devem buscar, principalmente, a redução da produção acumulada de água e o retardo na irrupção; desta forma será possível incrementar o VPL do projeto;
- As regras gerais de escolha, formuladas a partir dos resultados obtidos da aplicação da metodologia formulada neste trabalho, têm o intuito de facilitar o processo de escolha e otimização da estratégia selecionada, e servir de ponto de partida para trabalhos posteriores na área de reservatórios naturalmente fraturados.

6.2 Recomendações

- Para próximos trabalhos nesta área, propõe-se a utilização de modelos reais de sistemas naturalmente fraturados para ter uma melhor visão do comportamento e da sensibilidade, tanto às propriedades do reservatório quanto dos fluidos, destes reservatórios;
- É necessária a simulação em casos com diferentes configurações de propriedades de matriz e fratura para que as regras geradas como resultado da metodologia implementada sejam generalizados;
- Pode-se estudar o efeito de outros tipos de configurações de poços dentro das estratégias de produção, de forma que as regras geradas poderiam abranger um número maior de casos, visando assim a simplificação do processo de escolha e otimização de estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados;
- Também é preciso estudar a possibilidade de ampliar e melhorar os processos de otimização das estratégias de produção, de tal forma que seja possível desenvolver processos mais completos que visem a redução dos efeitos indesejados e a obtenção das funções objetivo propostas em cada processo.

Referências bibliográficas

- AGUILERA, R. “Naturally Fractured Reservoirs”, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, EUA, 1980.
- AL-HUTHALI, A., DATTA-GUPTA, A. “Streamline Simulation of Counter-Current Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs” [s. n.] [s. d.] Disponível em: <<http://sciencedirect.com>>. Acesso em julho de 2004.
- ALLAN, J., QING SUN, S. “Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractures Wells.” In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, SPE Paper 84590, Outubro 2003.
- BABADAGLI, T. “Recovery of Heavy Matrix Oil by Capillary Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Margarita Island, Venezuela, SPE Paper 69843, Março 2001.
- BABADAGLI, T. “Selection of Proper EOR Method for Efficient Matrix Recovery in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE Paper 69564, Março 2001.
- BAKER, R.O., KUPPE, F. “Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs” In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, SPE Paper 63286, Outubro 2000.
- CIVAN, F., WANG, W., GUPTA, A. “Effect of Wettability and Matrix to Fracture Transfer on the Waterflooding in Fractured Reservoirs.” In: SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, SPE Paper 52197, Março 1999.

- CIVAN, F., RASMUSSEN, M. “Fracture Transfer Models for Oil Recovery by Hindered Capillary Imbibition” In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, SPE Paper 75164, Abril 2002.
- DUTRA JR, T. “A New Model for the Simulation of Naturally Fractured Reservoirs”, Ph.D. Dissertation, Stanford University, Stanford, California, EUA, Setembro 1991.
- FIROOZABADI, A., ISHIMOTO, K. “Theory of Reinfiltration in Fractured Porous Media: Part 1 – One Dimensional Model,” In: SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California EUA, SPE Paper 21796, Março 1991.
- FIROOZABADI, A., ISHIMOTO, K. “Theory of Reinfiltration in Fractured Porous Media: Part 2 – Two Dimensional Model,” In: SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California EUA, SPE Paper 28156, Março 1991.
- FUNG, L. “Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs”, In: SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, SPE Paper 25615, Abril 1993.
- FUNG, L. “Simulation of Block to Block Processes in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE Reservoir Engineering, Novembro 1991, pp. 477 – 484.
- GILMAN, James R., KAZEMI, H. “Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs”, In: SPE Paper 10511, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA 1983.
- GURPINAR, O., KALBUS, J., LIST, D. “Numerical Modeling for a Triple Porosity Reservoir.” In: SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, SPE Paper 57277, Outubro, 1999.
- GURPINAR, A., KOSSACK, C. “Realistic Numerical model for Fractured Reservoirs” In: SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villa Hermosa, México, SPE Paper 68268, Fevereiro, 2000.
- ISHIMOTO, K. “Improved Fracture-Matrix Fluid Transfer Function in Dual Porosity Models” In: SPE International Meeting on Petroleum Technology, Tianjin, China, SPE Paper 17599, Novembro 1988.
- KAZEMI, H., MERRIL JR, L.S., PORTERFIELD, K.L., ZEMAN, P.R. “Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE Paper 5719, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA, 1976.

- LITVAK, B.L. “Simulation and Characterization of Naturally Fractured Reservoirs” In: Reservoir Characterization Conference Proceedings, Dallas, Texas, EUA, Academic Press, New York City, 1985.
- MATTAX, C.C., KYTE, J.R. “Imbibition Oil Recovery from Fractured Water Drive Reservoirs.” In: SPE Journal, Society of Petroleum Engineers, Richardson Texas, EUA, Junho 1962, pp 177-184.
- MEZZOMO, C., SCHIOZER, D. “Methodology for Water Injection Strategies Planning Optimization Using Reservoir Simulation” In: Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, Paper 2002-121, Junho 2002.
- MUÑOZ, E., MENESES, M. “Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados Mediante Registros de Pozo”, Universidad Nacional de Colombia, Trabalho de Graduação, Medellín, Colômbia 2002.
- NELSON, R. “Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, EUA. 1985.
- PUTRA, E., SCHECHTER, D. “Reservoir Simulation of Waterflood Pilot in Naturally Fractured Spraberry Trend.” In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, SPE Paper 54336, 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” In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE Paper 56431, Outubro 1999.
- 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.
- ROSSEN, R., SHEN, E. “Simulation of Gas/Oil Drainage and Water/Oil Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs.” In: SPE Reservoir Engineering, Novembro 1989. pp. 464 – 469.
- SABATHIER, J. et al. “A New Approach of Fractured Reservoirs”, Institut Français du Pétrole, Paris, França 2003.
- SAIDI, A. “Simulation of Naturally Fractured Reservoirs”, In: SPE Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, California, EUA, SPE Paper 12270, Novembro 1983.

- SAIDI, A. “Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs”, Total Edition Presse, Paris, França 1987.
- SCHIOZER, D., PAIVA, R.F. “Texto Auxiliar para Simulação Numérica de Reservatórios” Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil, 2002.
- SONIER, F., SOUILLARD, P., BLASKOVICH, F. “Numerical simulation of Naturally Fractured Reservoirs” In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE Paper 15627, Outubro 1986.
- WARREN, J.E., ROOT, P.J. “The behavior of Naturally Fractured reservoirs” In: SPE Journal, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA, Setembro 1963, pp 245 – 255.
- ZIAD SAGHIR, M., EDALI, A., ISLAM, M. “Rigorous Modelling of Fractures in a Porous Medium” In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE Paper 69574, Março 2001.

Anexo I

A Tabela I.1 mostra os resultados gerais da primeira análise de sensibilidade realizados durante a Etapa I do trabalho.

Tabela I.1: Resultados da primeira análise de sensibilidade

Caso	Np (Mm ³)	Vp Total (Mm ³)	OOIP (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	lw (Vp/Dia)	lw (m ³ /dia)	WI (Mm3)	Gp (Mm3)	VPL (MUS\$)
Base	675.4	1910.4	1517.3	44.5	846.4	8.4E-05	160.0	1526.4	597.3	4533.0
Delta Xf = 5 pes	697.2	1910.4	1517.3	46.0	824.1	8.4E-05	160.0	1526.4	616.6	4993.2
Delta Xf = 25 pes	663.3	1910.4	1517.3	43.7	858.8	8.4E-05	160.0	1526.4	586.6	4256.4
Delta Xf = 50 pes	661.1	1910.4	1517.3	43.6	861.1	8.4E-05	160.0	1526.4	584.6	4205.3
Delta Yf = 5 pes	697.2	1910.4	1517.3	46.0	824.1	8.4E-05	160.0	1526.4	616.6	4993.2
Delta Yf = 25 pes	663.3	1910.4	1517.3	43.7	858.8	8.4E-05	160.0	1526.4	586.6	4256.4
Delta Yf = 50 pes	661.1	1910.4	1517.3	43.6	861.1	8.4E-05	160.0	1526.4	584.6	4205.3
Delta Zf = 5 pes	697.2	1910.4	1517.3	46.0	824.1	8.4E-05	160.0	1526.4	616.6	4993.2
Delta Zf = 25 pes	663.3	1910.4	1517.3	43.7	858.8	8.4E-05	160.0	1526.4	586.6	4256.4
Delta Zf = 50 pes	661.1	1910.4	1517.3	43.6	861.1	8.4E-05	160.0	1526.4	584.6	4205.3
Permeabilidade da Fratura em X = 100 mD	690.8	1910.4	1517.3	45.5	829.1	8.4E-05	160.0	1526.4	610.9	4565.2
Permeabilidade da Fratura em X = 1000 mD	682.9	1910.4	1517.3	45.0	839.1	8.4E-05	160.0	1526.4	604.0	4717.4
Permeabilidade da Fratura em X = 10000 mD	736.1	1910.4	1517.3	48.5	785.4	8.4E-05	160.0	1526.4	651.0	5929.5
Permeabilidade da Fratura em Y = 100 mD	690.8	1910.4	1517.3	45.5	829.1	8.4E-05	160.0	1526.4	610.9	4565.2
Permeabilidade da Fratura em Y = 1000 mD	682.9	1910.4	1517.3	45.0	839.1	8.4E-05	160.0	1526.4	604.0	4717.4
Permeabilidade da Fratura em Y = 10000 mD	736.1	1910.4	1517.3	48.5	785.4	8.4E-05	160.0	1526.4	651.0	5929.5
Permeabilidade da Fratura em Z = 100 mD	793.6	1910.4	1517.3	52.3	725.1	8.4E-05	160.0	1526.4	701.9	7003.4
Permeabilidade da Fratura em Z = 1000 mD	647.4	1910.4	1517.3	42.7	875.2	8.4E-05	160.0	1526.4	572.5	3889.3
Permeabilidade da Fratura em Z = 10000 mD	609.8	1910.4	1517.3	40.2	914.0	8.4E-05	160.0	1526.4	539.3	2985.8
Permeabilidade da matriz em X = 1 mD	664.0	1910.4	1517.3	43.8	858.1	8.4E-05	160.0	1526.4	587.2	4273.6
Permeabilidade da matriz em X = 10 mD	685.1	1910.4	1517.3	45.2	836.5	8.4E-05	160.0	1526.4	605.8	4740.0
Permeabilidade da matriz em X = 100 mD	726.3	1910.4	1517.3	47.9	794.3	8.4E-05	160.0	1526.4	642.4	5608.0
Permeabilidade da matriz em Y = 1 mD	664.0	1910.4	1517.3	43.8	858.1	8.4E-05	160.0	1526.4	587.2	4273.6
Permeabilidade da matriz em Y = 10 mD	685.1	1910.4	1517.3	45.2	836.5	8.4E-05	160.0	1526.4	605.8	4740.0
Permeabilidade da matriz em Y = 100 mD	726.3	1910.4	1517.3	47.9	794.3	8.4E-05	160.0	1526.4	642.4	5608.0
Permeabilidade da matriz em Z = 1 mD	664.0	1910.4	1517.3	43.8	858.1	8.4E-05	160.0	1526.4	587.2	4273.6
Permeabilidade da matriz em Z = 10 mD	685.1	1910.4	1517.3	45.2	836.5	8.4E-05	160.0	1526.4	605.8	4740.0
Permeabilidade da matriz em Z = 100 mD	726.3	1910.4	1517.3	47.9	794.3	8.4E-05	160.0	1526.4	642.4	5608.0
Porosidade da matriz = 10 %	338.4	960.4	763.7	44.3	422.9	8.4E-05	80.0	763.2	299.3	290.3
Porosidade da matriz = 30 %	1019.1	2860.5	2270.9	44.9	1262.2	8.4E-05	240.0	2289.6	901.2	8809.6
Porosidade da fratura = 0.01 %	670.6	1902.9	1509.5	44.4	844.2	8.4E-05	160.0	1526.4	593.1	4463.6
Porosidade da fratura = 1 %	721.1	1985.8	1595.4	45.2	860.2	8.4E-05	160.0	1526.4	637.7	5186.5
Inclinação 25°	769.5	1910.4	1513.5	50.8	744.5	8.4E-05	160.0	1526.4	1713.7	5863.2
Inclinação 40°	812.8	1910.4	1513.5	53.7	699.5	8.4E-05	160.0	1526.4	1749.9	6591.7
Inclinação -25°	569.9	1910.4	1513.5	37.7	953.2	8.4E-05	160.0	1526.4	1491.6	3221.9
Inclinação -40°	532.6	1910.4	1513.5	35.2	992.8	8.4E-05	160.0	1526.4	1451.8	2802.9
Espessura reduzida à metade	327.4	955.2	756.7	43.3	432.2	8.4E-05	80.0	763.2	802.1	-4.6
Pressão Capilar aumentada	830.5	1910.4	1517.3	54.7	687.6	8.4E-05	160.0	1526.4	734.5	6893.9

Anexo II

São mostrados a seguir, nas Tabelas II.1 a II.16, os resultados das análises de sensibilidade feitas nas Etapas IIa e IIb do trabalho. Essas tabelas correspondem a cada um dos casos avaliados.

Tabela II.1: Resultados da análise para o Caso Base. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm³)	Np (Mm³)	FR (%)	Wp (Mm³)	Gp (MMm³)	WI (Mm³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	8147.9	42.6	5307.0	18.1	13737.6	59.6
2	19108.2	8515.8	44.6	5029.1	19.6	13737.6	67.5
3	19108.2	8871.3	46.4	6242.1	19.2	15264.0	72.8
4	19108.2	5114.6	26.8	4150.2	12.2	9648.0	38.4
5	19108.2	8207.4	43.0	5994.2	18.9	14400.0	113.7
6	19108.2	7209.3	37.7	2837.6	17.4	10291.2	90.6
7	19108.2	8994.7	47.1	4560.2	20.3	13737.6	75.6
8	19108.2	8440.6	44.2	4148.3	18.0	12864.0	112.8
9	19108.2	8707.9	45.6	5501.9	19.7	14400.0	127.9
10	19108.2	5273.1	27.6	727.5	15.9	6105.6	22.8
11	19108.2	8289.9	43.4	5249.1	18.9	13737.6	67.4
12	19108.2	5672.7	29.7	9484.3	15.0	15264.0	13.2
13	19108.2	3063.7	16.0	4022.2	11.9	7200.0	3.2

Tabela II.2: Resultados da análise para o caso de Inclinação 25°. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm³)	Np (Mm³)	FR (%)	Wp (Mm³)	Gp (MMm³)	WI (Mm³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	8080.4	42.3	5380.6	17.8	13737.6	59.4
2	19108.2	8582.8	44.9	5010.2	19.7	13737.6	69.6
3	19108.2	8617.6	45.1	6535.7	18.9	15264	71.0
4	19108.2	5132.6	26.9	4067.5	12.1	9600	39.2
5	19108.2	8131.4	42.6	6095.2	19.0	14400	112.0
6	19108.2	7123.4	37.3	2879.7	17.2	10240	89.4
7	19108.2	8432.5	44.1	5168.0	19.8	13737.6	72.6
8	19108.2	8393.6	43.9	4145.0	17.9	12800	112.3
9	19108.2	8552.6	44.8	5673.6	19.7	14400	124.2
10	19108.2	4746.9	24.8	1284.7	15.3	6105.6	20.0
11	19108.2	8074.8	42.3	5476.3	18.6	13737.6	65.9
12	19108.2	5340.9	28.0	9829.8	14.4	15264	11.4
13	19108.2	3059.2	16.0	4033.9	12.0	7200	-42.0

Tabela II.3: Resultados para o caso de Permeabilidade Vertical de Fratura 500 mD. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm³)	Np (Mm³)	FR (%)	Wp (Mm³)	Gp (MMm³)	WI (Mm³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	7397.2	38.7	6085.4	16.9	13737.6	48.9
2	19108.2	7618.2	39.9	5957.1	18.5	13737.6	57.2
3	19108.2	8090.1	42.3	7075.8	18.1	15264.0	60.0
4	19108.2	4584.4	24.0	4704.3	11.4	9600.0	25.5
5	19108.2	7315.3	38.3	6942.1	17.9	14400.0	85.1
6	19108.2	6316.2	33.1	3717.4	16.2	10240.0	69.4
7	19108.2	7902.8	41.4	5686.9	19.1	13737.6	61.5
8	19108.2	7288.5	38.1	5280.3	16.3	12800.0	83.3
9	19108.2	7682.3	40.2	6532.8	18.6	14400.0	96.2
10	19108.2	4914.8	25.7	1106.3	15.3	6105.6	21.1
11	19108.2	7595.3	39.7	5969.1	17.8	13737.6	58.4
12	19108.2	5326.2	27.9	9861.4	14.4	15264.0	6.6
13	19108.2	2885.9	15.1	4238.7	11.9	7200.0	-3.7

Tabela II.4: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 1 mD. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	7363.0	38.5	6116.3	17.4	13737.6	48.4
2	19108.2	7680.2	40.2	5889.8	19.0	13737.6	56.8
3	19108.2	7918.0	41.4	7156.8	18.4	15264.0	58.5
4	19108.2	4574.7	23.9	4657.6	11.8	9600.0	25.1
5	19108.2	6992.9	36.6	7214.4	18.3	14400.0	73.5
6	19108.2	6288.7	32.9	3738.4	16.9	10240.0	67.9
7	19108.2	8039.5	42.1	5541.9	19.8	13737.6	64.0
8	19108.2	7269.4	38.0	5220.6	17.0	12800.0	83.6
9	19108.2	7358.1	38.5	6861.8	18.9	14400.0	84.3
10	19108.2	4848.6	25.4	1168.2	15.8	6105.6	20.3
11	19108.2	7485.9	39.2	6077.4	18.3	13737.6	55.5
12	19108.2	5226.9	27.4	9923.4	14.8	15264.0	3.8
13	19108.2	2616.5	13.7	4508.2	12.8	7200.0	-16.0

Tabela II.5: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 100 mD. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	8739.2	45.7	4691.7	18.7	13737.6	66.3
2	19108.2	9228.3	48.3	4296.5	19.7	13737.6	75.2
3	19108.2	9691.7	50.7	5351.2	20.0	15264.0	82.8
4	19108.2	5402.9	28.3	3831.0	12.5	9600.0	46.1
5	19108.2	9055.4	47.4	5117.3	19.1	14400.0	140.7
6	19108.2	7755.2	40.6	2213.0	17.7	10240.0	103.8
7	19108.2	9836.2	51.5	3694.9	20.5	13737.6	83.9
8	19108.2	9156.7	47.9	3307.7	18.7	12800.0	130.6
9	19108.2	9749.9	51.0	4417.4	20.0	14400.0	159.4
10	19108.2	5549.9	29.0	437.1	16.0	6105.6	24.3
11	19108.2	8899.2	46.6	4619.0	19.3	13737.6	74.6
12	19108.2	6001.3	31.4	9123.8	15.2	15264.0	20.0
13	19108.2	3393.1	17.8	3714.4	11.4	7200.0	17.2

Tabela II.6: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 10%. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	9594.2	4021.6	41.9	2727.8	14.9	6868.8	13.4
2	9594.2	4315.1	45.0	2448.8	16.0	6868.8	17.7
3	9594.2	4388.3	45.7	3162.2	15.5	7632.0	19.4
4	9594.2	2561.6	26.7	2168.2	11.6	4800.0	4.7
5	9594.2	4210.3	43.9	2888.3	15.9	7200.0	41.9
6	9594.2	3527.1	36.8	1493.3	14.5	5120.0	24.5
7	9594.2	4536.7	47.3	2226.1	16.4	6868.8	19.7
8	9594.2	4091.0	42.6	2221.6	14.8	6400.0	36.9
9	9594.2	4495.5	46.9	2595.5	16.4	7200.0	48.8
10	9594.2	2618.3	27.3	384.4	13.5	3052.8	-5.9
11	9594.2	4086.1	42.6	2682.7	15.3	6868.8	16.1
12	9594.2	2834.6	29.5	4747.5	13.5	7632.0	-10.1
13	9594.2	1625.8	16.9	2033.0	12.4	3600.0	-15.7

Tabela II.7: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 30%. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	28622.2	12406.9	43.3	7666.4	21.4	20606.4	103.0
2	28622.2	12776.2	44.6	7522.1	23.1	20606.4	115.3
3	28622.2	13480.1	47.1	9161.4	22.8	22896.0	124.5
4	28622.2	7506.1	26.2	5884.8	13.7	14400.0	66.9
5	28622.2	11955.7	41.8	9303.4	21.8	21600.0	176.0
6	28622.2	10860.3	37.9	4016.6	20.0	15360.0	147.7
7	28622.2	13513.9	47.2	6816.2	24.1	20606.4	130.8
8	28622.2	12788.1	44.7	5756.2	21.4	19200.0	185.6
9	28622.2	12617.6	44.1	8669.9	22.8	21600.0	196.2
10	28622.2	7956.4	27.8	998.6	18.1	9158.4	49.6
11	28622.2	12594.7	44.0	7678.6	22.4	20606.4	117.8
12	28622.2	8525.9	29.8	14138.7	16.6	22896.0	34.5
13	28622.2	4444.0	15.5	6161.9	11.1	10800.0	18.4

Tabela II.8: Resultados da análise para o caso de Pressão Capilar aumentada. Etapa IIa

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	9647.3	50.5	3736.3	19.8	13737.6	73.6
2	19108.2	10126.2	53.0	3362.7	21.3	13737.6	81.5
3	19108.2	10668.7	55.8	4331.2	21.2	15264.0	90.5
4	19108.2	5854.5	30.6	3301.1	13.1	9648.0	55.6
5	19108.2	9949.3	52.1	4178.1	20.9	14400.0	164.0
6	19108.2	8429.2	44.1	1547.7	18.7	10291.2	116.2
7	19108.2	10813.2	56.6	2680.8	22.2	13737.6	89.7
8	19108.2	10047.5	52.6	2407.2	19.9	12864.0	147.6
9	19108.2	10654.2	55.8	3474.1	21.9	14400.0	182.0
10	19108.2	5807.0	30.4	157.4	16.5	6105.6	24.9
11	19108.2	9808.1	51.3	3676.3	20.5	13737.6	82.1
12	19108.2	6556.0	34.3	8549.4	15.9	15264.0	27.5
13	19108.2	3650.2	19.1	3431.7	12.3	7200.0	26.9

Tabela II.9: Resultados da análise para o Caso Base, Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.0	8677.1	45.4	4958.9	23.4	13737.6	67.3
2	19108.0	9307.2	48.7	4405.8	25.4	13737.6	77.7
3	19108.0	9392.4	49.2	5844.2	25.0	15264.0	80.7
4	19108.0	5389.6	28.2	4058.4	15.5	9648.0	47.5
5	19108.0	8866.5	46.4	5498.7	24.4	14400.0	134.7
6	19108.0	7411.4	38.8	2805.3	21.7	10291.2	96.7
7	19108.0	9707.0	50.8	4021.6	26.3	13737.6	83.6
8	19108.0	8583.6	44.9	4167.5	22.8	12864.0	117.9
9	19108.0	9381.3	49.1	4986.4	25.5	14400.0	149.1
10	19108.0	5593.7	29.3	523.5	19.4	6105.6	26.4
11	19108.0	8873.3	46.4	4833.8	24.4	13737.6	74.7
12	19108.0	6377.4	33.4	8886.6	19.6	15264.0	24.3
13	19108.0	3466.2	18.1	3727.0	14.8	7200.0	18.7

Tabela II.10: Resultados da análise para o caso de Inclinação 25°. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	8487.2	44.4	5157.9	23.0	13737.6	66.0
2	19108.2	9334.1	48.8	4425.9	25.5	13737.6	79.3
3	19108.2	8956.9	46.9	6312.3	24.2	15264.0	76.2
4	19108.2	5423.4	28.4	3972.5	15.5	9600.0	48.6
5	19108.2	8770.7	45.9	5622.1	24.4	14400.0	132.3
6	19108.2	7240.9	37.9	2933.0	21.4	10240.0	93.8
7	19108.2	8902.5	46.6	4861.4	25.0	13737.6	78.7
8	19108.2	8458.1	44.3	4238.4	22.6	12800.0	116.1
9	19108.2	9199.0	48.1	5193.4	25.3	14400.0	144.6
10	19108.2	4825.7	25.3	1314.0	18.1	6105.6	22.2
11	19108.2	8464.6	44.3	5252.2	23.7	13737.6	71.6
12	19108.2	5842.6	30.6	9432.5	18.6	15264.0	21.0
13	19108.2	3453.0	18.1	3735.2	14.8	7200.0	4.7

Tabela II.11: Resultados para o caso de Permeabilidade Vertical de Fratura 500 mD. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	8231.6	43.1	5412.0	22.2	13737.6	61.9
2	19108.2	8816.8	46.1	4904.0	24.2	13737.6	73.0
3	19108.2	8945.1	46.8	6398.9	23.7	15264.0	74.2
4	19108.2	5087.8	26.6	4354.9	14.7	9600.0	40.0
5	19108.2	8144.9	42.6	6241.9	23.0	14400.0	110.6
6	19108.2	6852.7	35.9	3324.8	20.5	10240.0	83.4
7	19108.2	9140.3	47.8	4596.8	25.0	13737.6	77.1
8	19108.2	7970.5	41.7	4801.8	21.3	12800.0	102.1
9	19108.2	8648.3	45.3	5724.3	24.2	14400.0	125.7
10	19108.2	5392.4	28.2	733.6	18.6	6105.6	25.8
11	19108.2	8493.1	44.4	5221.8	23.2	13737.6	70.6
12	19108.2	6097.3	31.9	9196.3	18.7	15264.0	19.0
13	19108.2	3276.1	17.1	3916.8	14.6	7200.0	11.5

Tabela II.12: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 1 mD. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	7902.1	41.4	5748.3	22.1	13737.6	56.2
2	19108.2	8582.0	44.9	5138.4	24.6	13737.6	69.8
3	19108.2	8502.3	44.5	6740.6	23.6	15264.0	67.3
4	19108.2	4862.3	25.4	4517.4	14.6	9600.0	33.7
5	19108.2	7788.6	40.8	6564.5	23.3	14400.0	100.0
6	19108.2	6567.9	34.4	3609.9	20.6	10240.0	75.0
7	19108.2	8912.5	46.6	4823.7	25.5	13737.6	75.0
8	19108.2	6369.8	33.3	3085.1	19.3	9600.0	89.1
9	19108.2	8242.4	43.1	6123.5	24.2	14400.0	113.9
10	19108.2	5229.6	27.4	894.1	18.9	6105.6	24.4
11	19108.2	8064.9	42.2	5653.1	23.1	13737.6	63.4
12	19108.2	5972.4	31.3	9290.4	19.1	15264.0	16.1
13	19108.2	3052.7	16.0	4148.5	15.1	7200.0	1.2

Tabela II.13: Resultados da análise para o caso de Permeabilidade de Matriz 100 mD. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	9279.4	48.6	4345.4	24.5	13737.6	74.7
2	19108.2	9874.5	51.7	3833.8	25.9	13737.6	83.1
3	19108.2	10154.7	53.1	5085.3	26.2	15264.0	90.2
4	19108.2	5778.2	30.2	3636.0	16.1	9600.0	57.4
5	19108.2	9684.1	50.7	4673.4	25.3	14400.0	159.1
6	19108.2	8026.5	42.0	2129.3	22.6	10240.0	111.3
7	19108.2	10339.4	54.1	3383.7	26.8	13737.6	89.4
8	19108.2	9397.1	49.2	3280.2	24.2	12800.0	138.5
9	19108.2	10271.2	53.8	4088.6	26.3	14400.0	174.7
10	19108.2	5849.8	30.6	261.8	19.7	6105.6	27.5
11	19108.2	9476.4	49.6	4222.9	25.3	13737.6	82.0
12	19108.2	6695.6	35.0	8555.0	20.1	15264.0	30.6
13	19108.2	3782.6	19.8	3397.4	14.9	7200.0	32.1

Tabela II.14: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 10%. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	9594.2	4375.6	45.6	2456.3	17.7	6868.8	18.0
2	9594.2	4906.5	51.1	1937.6	19.3	6868.8	24.0
3	9594.2	4734.8	49.4	2900.0	18.5	7632.0	24.2
4	9594.2	2772.4	28.9	1999.4	13.6	4800.0	9.8
5	9594.2	4653.9	48.5	2522.9	18.8	7200.0	54.8
6	9594.2	3718.7	38.8	1375.0	16.8	5120.0	28.9
7	9594.2	5094.2	53.1	1753.0	19.7	6868.8	25.0
8	9594.2	4323.8	45.1	2049.3	17.5	6400.0	42.7
9	9594.2	4915.1	51.2	2259.8	19.5	7200.0	60.9
10	9594.2	2813.6	29.3	241.2	15.3	3052.8	-4.2
11	9594.2	4457.7	46.5	2390.6	18.1	6868.8	20.5
12	9594.2	3253.2	33.9	4386.9	16.0	7632.0	-4.2
13	9594.2	1812.3	18.9	1870.6	13.7	3600.0	-8.5

Tabela II.15: Resultados da análise para o caso de Porosidade de Matriz 30%. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	28622.2	12897.2	45.1	7475.8	29.0	20606.4	112.3
2	28622.2	13626.2	47.6	6934.2	31.3	20606.4	128.6
3	28622.2	14006.3	48.9	8818.6	31.1	22896.0	133.7
4	28622.2	7810.6	27.3	5995.4	18.2	14400.0	78.5
5	28622.2	12962.4	45.3	8550.7	29.9	21600.0	209.2
6	28622.2	11025.8	38.5	4149.0	26.3	15360.0	161.5
7	28622.2	14262.4	49.8	6336.0	32.6	20606.4	140.3
8	28622.2	12736.0	44.5	6153.4	28.3	19200.0	188.2
9	28622.2	13701.4	47.9	7831.4	31.3	21600.0	231.5
10	28622.2	8351.1	29.2	797.2	23.2	9158.4	55.3
11	28622.2	13239.2	46.3	7300.0	30.4	20606.4	126.4
12	28622.2	9491.6	33.2	13360.2	23.1	22896.0	51.1
13	28622.2	5064.2	17.7	5664.5	15.2	10800.0	42.7

Tabela II.16: Resultados da análise para o caso de Pressão Capilar aumentada. Etapa IIb

Estratégia	OOIP (Mm ³)	Np (Mm ³)	FR (%)	Wp (Mm ³)	Gp (MMm ³)	WI (Mm ³)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	10148.2	53.1	3463.5	26.0	13737.6	75.0
2	19108.2	10832.0	56.7	2861.3	27.9	13737.6	89.5
3	19108.2	11195.2	58.6	4000.6	27.9	15264.0	98.1
4	19108.2	6195.1	32.4	3179.2	16.8	9648.0	66.3
5	19108.2	10602.4	55.5	3725.9	27.3	14400.0	183.1
6	19108.2	8646.0	45.2	1542.6	23.8	10291.2	110.2
7	19108.2	11354.1	59.4	2354.2	28.9	13737.6	95.4
8	19108.2	10197.9	53.4	2492.6	25.7	12864.0	154.0
9	19108.2	11236.6	58.8	3099.7	28.6	14400.0	199.0
10	19108.2	6044.5	31.6	55.7	20.1	6105.6	21.5
11	19108.2	10349.0	54.2	3338.4	26.8	13737.6	88.8
12	19108.2	7300.4	38.2	7937.0	21.1	15264.0	38.0
13	19108.2	4068.8	21.3	3105.8	15.6	7200.0	42.8

Tabela II.17: Resultados da análise para o caso Base. Etapa IIc

Estratégia	OOIP (Mm3)	Np (Mm3)	FR (%)	Wp (Mm3)	WI (Mm3)	VPL (MM US\$)
1	19108.2	6779.1	35.5	6533.8	13737.6	58.1
2	19108.2	7162.6	37.5	6342.5	13737.6	64.8
3	19108.2	7288.1	38.1	7821.0	15264.0	70.7
4	19108.2	3842.9	20.1	4673.0	9648.0	28.4
5	19108.2	6677.2	34.9	7504.5	14400.0	85.1
6	19108.2	6004.1	31.4	3864.1	10291.2	81.0
7	19108.2	7574.9	39.6	5962.3	13737.6	74.2
8	19108.2	7073.5	37.0	5169.0	12864.0	95.7
9	19108.2	7210.3	37.7	7013.7	14400.0	101.5
10	19108.2	4401.8	23.0	1547.4	6105.6	37.9
11	19108.2	6749.4	35.3	6743.5	13737.6	65.3
12	19108.2	3848.8	20.1	11238.4	15264.0	4.8
13	19108.2	1677.1	8.8	5479.5	7200.0	-27.1

Anexo III

Nesse anexo são apresentados os resultados do processo de otimização para cada uma das estratégias testadas.

Tabela III.1: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 5

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	25.4	128.3	11869.3
1	Deslocar poços produtores com alto Wp e baixo VPL	25.4	129.3	11942.4
3	Fechar poços produtores no ponto de máximo VPL	25.1	132.2	11000.8
5	Afastar poços injetores periféricos	25.7	136.0	10308.2
Aumento do VPL (MM US\$):			7.7	
Rodadas Negativas:			4	
Total de Rodadas:			8	

Tabela III.2: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 6

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	16.7	88.4	6511.5
1	Afastar poços injetores	17.0	92.0	6005.2
5	Diminuir espaçamento no eixo y	17.2	98.3	5889.8
Aumento do VPL (MM US\$):			9.9	
Rodadas Negativas:			5	
Total de Rodadas:			8	

Tabela III.3: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 7

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	21.8	146.4	5432.5
3	Afastar injetores periféricos	21.9	147.0	5274.2
4	Aumentar vazão de injeção a 2000 bbl/dia	24.2	159.3	7035.7
6	Aumentar injeção dos poços centrais a 2500 bbl/dia	24.5	160.2	7481.3
Aumento do VPL (MM US\$):			13.8	
Rodadas Negativas:			4	
Total de Rodadas:			8	

Tabela III.4: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 8

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	23.3	117.1	10171.5
3	Retirar poços produtores com baixo VPL	23.1	118.7	9896.6
5	Fechar produtores no ponto de máximo VPL	23.1	119.2	9773.4
Aumento do VPL (MM US\$):			2.1	
Rodadas Negativas:			5	
Total de Rodadas:			8	

Tabela III.5: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 9

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	29.4	176.5	10531.7
2	Fechar poços produtores no ponto de máximo VPL	29.4	180.2	10200.5
4	Afastar injetores periféricos	30.0	187.0	9563.2
Aumento do VPL (MM US\$):			10.5	
Rodadas Negativas:			5	
Total de Rodadas:			8	

Tabela III.6: Processo de otimização e resultados para a Estratégia 13

Rodada	Procedimento	FR (%)	VPL (MM US\$)	Wp (Mm ³)
Base	Estratégia Inicial	29.9	96.2	22186.4
1	Retirar poços com VPL negativo	21.7	115.9	8742.1
Aumento do VPL (MM US\$):			19.7	
Rodadas Negativas:			1	
Total de Rodadas:			3	