



Danillo Duran Camiza

**Recuperação secundária em reservatórios
naturalmente fraturados**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Rio de Janeiro
Outubro de 2015



Danillo Duran Camiza

**Recuperação secundária em reservatórios
naturalmente fraturados**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Profa. Angela Ourivio Nieckele

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Manoel Leopoldino Rocha de Farias

Shell Brasil Petróleo

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 9 de outubro de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem a autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

Danillo Duran Camiza

Graduou-se em Engenharia Civil na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1999. Atua como Engenheiro de Petróleo na Petrobras, em projetos de desenvolvimento da produção de óleo e gás, desde 2002, na área de Engenharia de Reservatórios.

Ficha Catalográfica

Camiza, Danillo Duran

Recuperação secundária em reservatórios naturalmente fraturados / Danillo Duran Camiza ; orientador: Marcio da Silveira Carvalho. – 2015.

133 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2015.

Inclui referências bibliográficas

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Reservatórios fraturados. 3. Recuperação secundária. 4. Dupla-porosidade. 5. Injeção de emulsões. I. Carvalho, Marcio da Silveira. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Ao meu filho Pedro.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Prof. Marcio da Silveira Carvalho, por aceitar e acreditar nesta pesquisa, pela orientação e acompanhamento do trabalho.

A Prof. Angela Ourivio Nieckele pelas importantes sugestões e correções desta dissertação.

Ao colega e amigo Manoel Leopoldino de Farias pelo incentivo à realização deste mestrado, bem como por todas as fundamentais contribuições para a melhoria do trabalho.

Aos meus gerentes imediatos na Petrobras neste período Jose Ronaldo de Melo, Marcos Faerstein e Bruno Moczydlower e a todos os colegas das equipes de Marlim Leste e Libra pela compreensão pelos momentos em que foi necessário me ausentar das atividades profissionais.

A PETROBRAS pela liberação em tempo parcial e pelo investimento na minha formação e crescimento profissional.

Resumo

Camiza, Danilo Duran; Carvalho, Marcio da Silveira; **Recuperação secundária em reservatórios naturalmente fraturados**, Rio de Janeiro, 2015, 133p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Todos os reservatórios de petróleo apresentam algum grau de fraturamento. Muitas vezes, a presença de fraturas afeta de forma significativa o fluxo dos fluidos nele contidos, seja por incrementarem a permeabilidade do meio, criando caminhos preferenciais de escoamento, seja por imporem algum tipo de barreira ao fluxo. Quando submetidos à injeção de água, reservatórios naturalmente fraturados podem apresentar graves problemas de produção prematura de água e baixíssimas eficiências de varrido. Os estudos realizados neste trabalho procuraram contribuir para o melhor entendimento dos processos de recuperação envolvidos na produção de reservatórios fraturados, bem como o impacto de cada um dos principais parâmetros que condicionam o fluxo no meio poroso fraturado. Foi realizada, ainda, uma análise de possíveis estratégias de drenagem para esse tipo de reservatório. Por fim, foram realizadas simulações para estudar possíveis ganhos da injeção de emulsão de óleo em água, como método de recuperação, em comparação com a injeção de água.

Palavras-chave

Reservatórios fraturados; recuperação secundária; dupla-porosidade; injeção de emulsões.

Abstract

Camiza, Danilo Duran; Carvalho, Marcio da Silveira (Advisor); **Secondary recovery in naturally fractured reservoirs**, Rio de Janeiro, 2015, 133p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

All oil reservoirs have some degree of fracturing. Often, the presence of fractures affects significantly the flow of the fluids contained in the reservoir, increasing the permeability and creating preferential flow paths or by imposing some barrier to the flow. When subjected to waterflooding, naturally fractured reservoirs may have serious problems like early production of water or very low swept efficiencies. The analyses conducted in this study contemplated the understanding of recovery processes involved in the production of fractured reservoirs and the impact of each of the main parameters that influence the flow in fractured porous media. Also, an analysis of possible draining strategies for this type of reservoir was performed. Finally, simulations were performed to study the possible gains of emulsion injection, as a recovery method, compared with water injection.

Keywords

Fractured reservoirs; secondary recovery; dual-porosity; emulsion injection.

Sumário

1. Introdução	20
2. Fundamentos Teóricos	22
2.1. Métodos de Produção de Petróleo	22
2.2. Molhabilidade	25
2.2.1. Definição e Classificação	25
2.2.2. Impacto na recuperação de óleo	27
2.2.3. Modelagem	29
2.3. Injeção de água	31
2.4. Injeção de Emulsão	36
2.5. Reservatórios Naturalmente Fraturados	44
2.5.1. Definição	44
2.5.2. Identificação de um reservatório naturalmente fraturado	45
2.5.3. Classificação de reservatórios naturalmente fraturados	47
2.5.4. Produção em reservatórios fraturados	51
2.5.5. Processos de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados	52
2.5.6. Embebição Espontânea e Embebição Forçada	54
2.5.7. Continuidade Capilar	56
2.5.8. Simulação de fluxo em reservatórios naturalmente fraturados	57
3. Metodologia	67
3.1. Características gerais do modelo	68
3.2. Propriedades de matriz e fraturas	69
3.3. Dados de fluido	69

3.4. Curvas de Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar	70
3.5. Análise Paramétrica	73
3.5.1. Continuidade Capilar	73
3.5.2. Velocidade de Transferência de fluidos entre os meios	74
3.5.3. Condutividade hidráulica das fraturas	75
3.6. Análise comparativa dos processos de recuperação	75
3.7. Estratégias de drenagem	77
3.7.1. Posicionamento dos poços	78
3.7.2. Completação dos poços	79
3.7.3. Velocidade de produção de óleo	80
3.7.4. Taxa de injeção de água	81
3.7.5. Parâmetros de reservatório	81
3.8. Injeção de emulsão	83
4. Resultados e discussões	87
4.1. Análise Paramétrica	87
4.1.1. Continuidade Capilar	87
4.1.2. Velocidade de Transferência de fluidos entre os meios	92
4.1.3. Condutividade hidráulica das fraturas	95
4.2. Análise comparativa dos processos de recuperação	98
4.3. Estratégias de drenagem	105
4.4. Injeção de emulsão	111
5. Conclusões	126
Referências bibliográficas	130

Lista de Figuras

Figura 2-1 – Mecanismos de produção de óleo, adaptado de Farias (2013).	23
Figura 2-2 – Ângulo de contato de uma gota de água (azul) imersa em óleo em contato com uma rocha fortemente molhável à água (esquerda) e fortemente molhável ao óleo (direita), modificado de Abdallah.	25
Figura 2-3 – Esquema de deslocamento de óleo por injeção de água em reservatório molhável à água, adaptado de Raza (1968).	27
Figura 2-4 – Esquema de deslocamento de óleo por injeção de água em reservatório molhável ao óleo, adaptado de Raza (1968).	28
Figura 2-5 – Exemplos de curvas de pressão capilar de drenagem e embebição para sistemas fortemente molháveis à água (esquerda) e fortemente molháveis ao óleo (direita), modificado de Faerstein (2010).	30
Figura 2-6 – Exemplos de curvas de permeabilidades relativas ao óleo (linha contínua) e à água (linha tracejada) para sistemas molháveis à água (esquerda) e molháveis ao óleo (direita), modificado de Faerstein (2010).	31
Figura 2-7 – Histórico de produção do campo de Bradford, modificado de Willhite (1986)	32
Figura 2-8 – Exemplos de problemas de varrido areal (esquerda) e vertical (direita), adaptado de Sydansk, 2011	33
Figura 2-9 – Exemplos de problemas de varrido volumétrico, adaptado de Sydansk, 2011	34
Figura 2-10 – Avanço de água em possíveis esquemas de injeção em reservatórios fraturados	35
Figura 2-11 – Classificação das emulsões baseada no tamanho das gotas da fase dispersa (Farias, 2013)	36
Figura 2-12 – Esquema de uma gota de óleo escoando por um poro, com estreitamento (McAuliffe, 1973)	37
Figura 2-13 – Representação dos fenômenos de bloqueio de poros e redistribuição de fluxo (Engelke, 2012)	39

Figura 2-14 – Histórico da produção de líquido, óleo e da razão água-óleo (RAO) durante o piloto de injeção de emulsão no campo de Midway Sunset (McAuliffe (1973)	40
Figura 2-15 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção para diferentes números de capilaridade (2×10^{-5} , à esquerda e 2×10^{-4} , à direita), adaptado de Guillen et al (2012)	41
Figura 2-16 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção durante a injeção alternada de água e emulsão (Guillen et al, 2012)	42
Figura 2-17 – Fotos ao microscópio, mostrando: (a) padrão de fluxo da água antes da injeção de emulsão (setas azuis), (b) mudança no fluxo após injeção da emulsão. Setas vermelhas indicam as gargantas de poros bloqueadas pelas gotas da emulsão. (Guillen et al, 2012	43
Figura 2-18 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção durante a injeção alternada de água e emulsão em amostras de alta permeabilidade (curva azul) e baixa permeabilidade (curva verde) – áreas em azul indicam a injeção de emulsão. (Guillen et al, 2012)	43
Figura 2-19 – Classificação dos reservatórios naturalmente fraturados proposta por Nelson (2001), adaptado.	48
Figura 2-20 – Fatores de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados tipo 2 (acima) e tipo 3 (abaixo), adaptado de Qing e Sloan (2003)	50
Figura 2-21 – Fatores de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados tipo 3 em função da intensidade de fraturamento e molhabilidade da rocha, adaptado de Qing e Sloan (2003)	51
Figura 2-22 – Embebição Contracorrente (a) e Concorrente (b), Paiva (2012)	55
Figura 2-23 – Curva de Pressão Capilar: Processo Espontâneo e Forçado	55
Figura 2-24 – Idealização do meio poroso heterogêneo, adaptado de Warren e Root (1963)	59
Figura 2-25 – Representação do meio poroso fraturado em modelos de dupla-porosidade, adaptado de Warren e Root (1963) e Paiva (2012)	60
Figura 2-26 – Esquema de bloco de matriz cercado por fraturas: fluidos segregados, adaptado de Paiva (2012)	63

Figura 2-27 – Idealização do fluxo viscoso, adaptado de Gilman e Kazemi (1988)	65
Figura 3-1 – Esquema da malha de simulação	68
Figura 3-2 – Principais características dos tipos de óleo avaliados	70
Figura 3-3 – Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água (matriz)	71
Figura 3-4 – Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água (fratura)	72
Figura 3-5 – Curvas de pressão capilar (matriz)	72
Figura 3-6 – Representação dos corredores de fraturas e possíveis posicionamentos dos poços	79
Figura 3-7 - Alternativas de completação dos poços	80
Figura 3-8 - Posicionamento da camada de altíssima permeabilidade (Super-K layer)	82
Figura 3-9 – Curvas de permeabilidades relativas de matriz para estudo de injeção de emulsão de óleo em água, variando (a) permeabilidade relativa à água (gráfico superior), (b) saturação residual de óleo (meio), (c) efeito combinado (gráfico inferior)	84
Figura 3-10 - Curvas de permeabilidades relativas de fratura para estudo de injeção de emulsão de óleo em água, com redução do ponto terminal de 1 para 0.5.	85
Figura 4-1 – Comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$): fator de recuperação de óleo para diferentes valores de permeabilidade de matriz	88
Figura 4-2 – Resumo de resultados: comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$)	89
Figura 4-3 – Comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$): produção de água para diferentes valores de permeabilidade de matriz	90
Figura 4-4 – Avanço de água nos modelos $2\phi 1K$ e $2\phi 2K$, com permeabilidade de matriz = 0,1 mD em diferentes tempos.	91
Figura 4-5 – Avanço de água nos modelos $2\phi 1K$ e $2\phi 2K$, com permeabilidade de matriz = 100 mD em diferentes tempos	91
Figura 4-6 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes permeabilidades de matriz (modelo $2\phi 1K$)	92

Figura 4-7 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de matriz (modelo 2 ϕ 1K)	93
Figura 4-8 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes permeabilidades de matriz (modelo 2 ϕ 1K)	93
Figura 4-9 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)	94
Figura 4-10 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)	94
Figura 4-11 – Evolução da fração de água produzida para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)	95
Figura 4-12 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)	96
Figura 4-13 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)	96
Figura 4-14 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)	97
Figura 4-15 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de fraturas em função do volume de água produzida, em volumes porosos (modelo 2 ϕ 1K)	97
Figura 4-16 – Relevância de parâmetros de reservatório aos processos de drenagem gravitacional e deslocamento viscoso	99
Figura 4-17 – Acréscimo de fator de recuperação de óleo devido ao efeito da drenagem gravitacional, segregado por tipo de molhabilidade	100
Figura 4-18 – Influência da altura do bloco de matriz na recuperação de óleo por drenagem gravitacional	101
Figura 4-19 – Influência do tipo de óleo na recuperação de óleo por deslocamento viscoso	101
Figura 4-20 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo e com baixa permeabilidade de fratura	103
Figura 4-21 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável à água e com baixa permeabilidade de fratura	103
Figura 4-22 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo e com alta permeabilidade de fratura	104
Figura 4-23 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável à água e com alta permeabilidade de fratura	104

Figura 4-24 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo, óleo leve	105
Figura 4-25 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo, óleo pesado	105
Figura 4-26 – Relevância das estratégias de drenagem (em azul) e parâmetros de reservatórios (em vermelho) para as diferentes respostas avaliadas	107
Figura 4-27 – Respostas aos diferentes posicionamentos dos poços em relação à direção preferencial das fraturas (1- poços alinhados a um mesmo corredor de fraturas; 2- poços estão praticamente alinhados à direção das fraturas, porém posicionados em corredores de fraturas diferentes; 3- poços posicionados em uma linha oblíqua a direção preferencial do sistema de fraturas)	108
Figura 4-28 – Respostas aos diferentes tipos de completação dos poços (1- Produção e injeção de água em toda a coluna; 2- Produção em toda a coluna e injeção de água na base; 3- Produção no topo e injeção de água na base)	108
Figura 4-29 – Respostas às diferentes taxas de injeção, associadas à pressão média do reservatório	109
Figura 4-30 – Respostas às diferentes estratégias de restrição de produção dos poços	109
Figura 4-31 – Influência da pressão média do reservatório na velocidade de produção de óleo (todos os casos, em vermelho; apenas os reservatórios molháveis ao óleo, em azul)	111
Figura 4-32 – Evolução do fator de recuperação devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste	112
Figura 4-33 – Evolução da produção acumulada atualizada por VOIP devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste	113
Figura 4-34 – Evolução do fator de recuperação em função da água produzida devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste	114
Figura 4-35 – Resumo de resultados para o cenário de baixo contraste	115

Figura 4-36 – Evolução do fator de recuperação devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste	116
Figura 4-37 – Evolução da produção acumulada atualizada por VOIP devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste	117
Figura 4-38 – Evolução do fator de recuperação em função da água produzida devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste	118
Figura 4-39 – Resumo de resultados para o cenário de alto contraste	119
Figura 4-40 – Comparação entre dos resultados para os cenários de baixo e de alto contraste	120
Figura 4-41 – Evolução do fator de recuperação e da produção acumulada atualizada por VOIP devido à alteração das permeabilidades relativas da matriz (MTZ), da fratura (FRAT) e de ambos (FRAT + MTZ) – cenário de baixo contraste	121
Figura 4-42 – Resumo de resultados para o cenário de baixo contraste	122
Figura 4-43 – Evolução do fator de recuperação e da produção acumulada atualizada por VOIP devido à alteração das permeabilidades relativas da matriz (MTZ), da fratura (FRAT) e de ambos (FRAT + MTZ) – cenário de alto contraste	123
Figura 4-44 – Resumo de resultados para o cenário de alto contraste	124
Figura 4-45 – Comparação entre dos resultados para os cenários de baixo e de alto contraste	124
Figura 4-46 – Comportamento da pressão de injeção para os casos de injeção de água e injeção de emulsão	125

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Classificação da molhabilidade a partir do ângulo de contato, segundo Anderson (1986)	26
Tabela 2 – Propriedades de matriz e fraturas utilizadas	69
Tabela 3 – Cenários para análise da Continuidade Capilar	73
Tabela 4 – Cenários para análise da velocidade de transferência: permeabilidade de matriz	74
Tabela 5 – Cenários para análise da velocidade de transferência: dimensões de bloco	74
Tabela 6 – Cenários para análise da transmissibilidade da fratura	75
Tabela 7 – Parâmetros e faixa de variação utilizados na análise de incertezas	77
Tabela 8 – Parâmetros utilizados na análise de incertezas das estratégias de drenagem	83

Nomenclatura

Letras Latinas

B	fator volume de formação
d	densidade
h	altura dos contatos entre fases em relação a base do bloco de matriz
k	permeabilidade absoluta
K	tensor de permeabilidade absoluta
l	dimensão característica de um bloco de matriz
M	razão de mobilidades
N	número de planos de intersecção das fraturas
n	número de células ou blocos
p	pressão
q	vazão volumétrica
S	saturação
t	tempo
v	velocidade
V	volume
w	ponderador das propriedades de interface
x	comprimento em um eixo da base ortogonal de referência
y	comprimento em um eixo da base ortogonal de referência
z	comprimento em um eixo da base ortogonal de referência
Z	profundidade em relação a uma referência

Letras Gregas

Φ	potencial de escoamento
ϕ	porosidade
γ	peso específico
λ	mobilidade da fase
μ	viscosidade
θ	ângulo de contato
σ	fator geométrico
τ	função de transferência de fluxo entre os sistemas poroso e fraturado

Símbolos

Ca	número de capilaridade
D_x	operador diferencial
E_C	eficiência de deslocamento
E_H	eficiência de varrido horizontal
E_R	eficiência de recuperação
E_V	eficiência de varrido vertical
FR	fator de recuperação
k_r	permeabilidade relativa
NP	produção de óleo em determinado período
NPA	produção de óleo em acumulada atualizada a valor presente
P_c	pressão capilar
TMA	taxa mínima de atratividade
VOIP	volume de óleo original <i>in-place</i>
σ_{SO}	tensão superficial sólido/óleo
σ_{SW}	tensão superficial sólido/água
σ_{OW}	tensão superficial óleo/água
2 ϕ 1K	modelos dupla-porosidade permeabilidade simples

$2\phi 2K$	modelos dupla-porosidade dupla-permeabilidade
$\partial/\partial t$	operador diferencial
∇	operador gradiente
$\nabla \cdot$	operador divergente

Subescrito

α	fase
o	óleo
w	água
g	gás
f	fratura
frat	fratura
m	matriz
mat	matriz
x, y, z	direção da base ortogonal
cr	valor crítico
r	valor residual

1. Introdução

Um dos desafios permanentes da indústria do petróleo é prover previsões de produção robustas e com confiabilidade adequada. Tais previsões são fundamentais para que economicidades de projetos sejam avaliadas, reservas sejam estimadas e, principalmente, melhores estratégias de exploração do reservatório sejam definidas e, por consequência, a produção de óleo seja maximizada.

Para isso, entretanto, é necessária uma representação adequada das heterogeneidades do meio poroso na modelagem do escoamento dos fluidos. Zonas de maior permeabilidade, barreiras ao fluxo, regiões com qualidade permoporosa diferenciada, ou, ainda, sistemas de fraturas podem influenciar significativamente a produção de um determinado reservatório.

Fraturas são heterogeneidades frequentemente encontradas em reservatórios de petróleo que podem afetar de forma relevante o fluxo dos fluidos nele contidos, seja por incrementarem a permeabilidade do meio, criando caminhos preferenciais de escoamento, seja por imporem algum tipo de barreira ao fluxo.

Segundo Firoozabadi (2000), cerca de 20% das reservas mundiais encontram-se em reservatórios naturalmente fraturados. Em particular no Brasil, o conhecimento deste tipo de jazida tornou-se ainda mais importante após a descoberta dos reservatórios carbonáticos das camadas do Pré-Sal da Bacia de Santos. Embora as fraturas possam estar presentes em diferentes tipos de litologias, são muito mais frequentes em reservatórios carbonáticos. Além disso, os reservatórios do Pré-Sal estão inseridos em um contexto estrutural complexo, com grandes dobras e fraturas e a grandes profundidades. Este contexto geológico aumenta bastante a possibilidade de presença de sistemas de fraturas importantes.

Os estudos apresentados neste trabalho buscam contribuir para o melhor entendimento dos processos de recuperação envolvidos na produção de reservatórios fraturados, bem como o impacto de cada um dos principais parâmetros que condicionam o fluxo no meio poroso fraturado.

O trabalho está dividido em mais quatro capítulos:

Capítulo 2: são apresentados conceitos como métodos de recuperação de petróleo, molhabilidade, injeção de água e injeção de emulsões. Além disso, são descritos conceitos específicos relacionados a reservatórios naturalmente fraturados: definição, formas de identificação, classificação, características particulares de produção, processos de recuperação e, por fim, métodos de simulação de fluxo.

Capítulo 3: neste capítulo é descrita a metodologia que foi empregada no desenvolvimento do trabalho. O estudo foi dividido em quatro etapas: (i) análise de sensibilidade dos principais parâmetros que caracterizam o comportamento dos fluidos em meios porosos fraturados; (ii) Análise comparativa dos processos de recuperação: expansão de fluidos, drenagem gravitacional, embebição e deslocamento viscoso; (iii) Análise de diferentes alternativas de drenagem para reservatórios fraturados submetidos à injeção de água e (iv) Simulação de cenários com alteração das curvas de permeabilidade relativa do meio poroso (matriz) e das fraturas, visando a avaliar o impacto da injeção de emulsão de óleo em água como método de recuperação.

Capítulo 4: são apresentados e discutidos neste capítulo os resultados obtidos das análises propostas no capítulo anterior.

Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas no presente estudo, bem como são feitas sugestões para futuros trabalhos relacionados a reservatórios naturalmente fraturados.

2. Fundamentos Teóricos

Neste capítulo, são apresentados conceitos fundamentais para a compreensão do trabalho, tais como descrição dos principais métodos de recuperação de petróleo, fundamentos sobre molhabilidade, injeção de água e injeção de emulsões. Além disso, são descritos conceitos específicos relacionados a reservatórios naturalmente fraturados: definição, formas de identificação, classificação, características particulares de produção, processos de recuperação e, por fim, métodos de simulação de fluxo.

2.1. Métodos de Produção de Petróleo

Para que a produção de um campo de petróleo seja possível é necessário que o reservatório possua energia suficiente para o deslocamento de fluido do meio poroso até os poços produtores. Esta energia depende das dimensões e características da rocha reservatório, do ambiente geológico a que está inserida e da natureza e quantidades de fluidos nele contidos.

Em geral, a energia disponível para a produção de hidrocarbonetos está relacionada à compressibilidade da rocha reservatório e da compressibilidade dos fluidos nele contidos ou a ele comunicados (como no caso de aquíferos, por exemplo).

A produção resultante apenas do aproveitamento da energia natural ou primária do reservatório é conhecida como recuperação primária. Tal produção pode se dar por diferentes mecanismos, conforme ilustrado na Figura 2-1, que se distinguem pela forma com que utilizam a energia disponível para deslocar o óleo para fora do meio poroso: expansão do óleo da zona produtora, expansão do gás em solução ou de capa de gás já existente, ou, ainda, influxo de água de um aquífero adjacente.

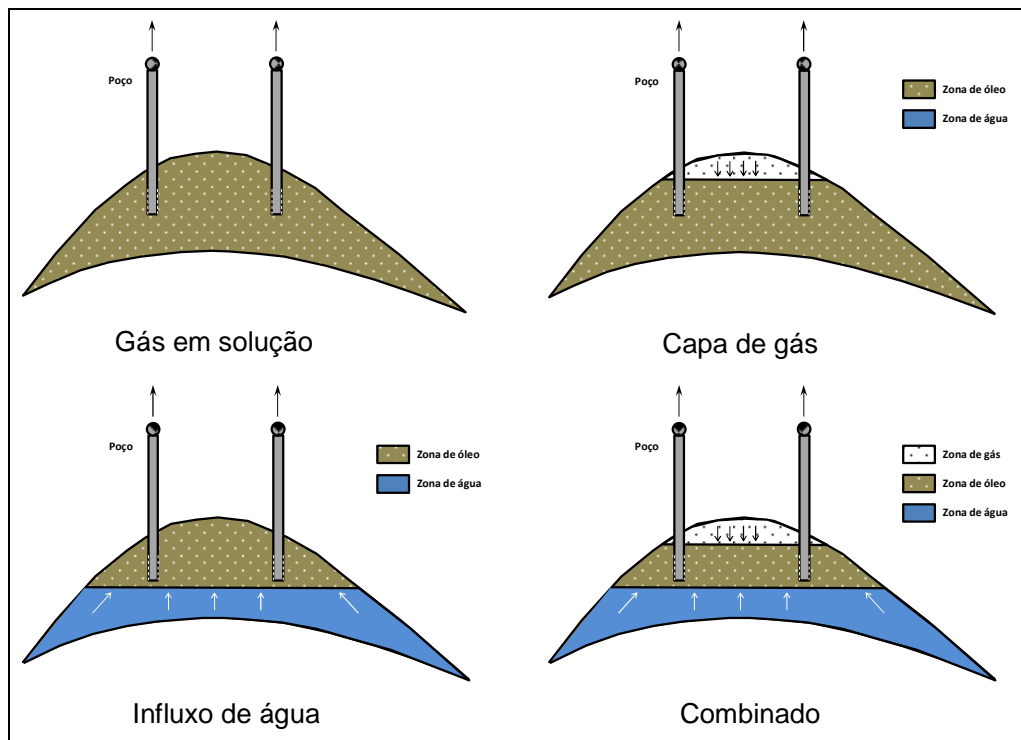


Figura 2-1 – Mecanismos de produção de óleo, adaptado de Farias (2013).

Embora bastante distintos quanto à eficiência com que aproveitam a energia disponível, todos estes mecanismos têm em comum o fato de depletarem gradualmente reservatório. À medida que o óleo e gás vão sendo retirados, a pressão interna do reservatório diminui até que atinja valores tão baixos que não é mais possível obter produções econômicas. Nesta etapa, uma pequena parte do volume de óleo original é produzida (tipicamente, valores entre 10 e 15%), sendo necessários outros processos para se atingir maiores recuperações.

Os primeiros métodos de recuperação surgiram baseados na ideia de que as baixas recuperações eram resultantes das baixas pressões do reservatório ao final da fase inicial de produção. Assim, buscavam fornecer energia adicional à zona produtora por meio de injeção de um fluido, água ou gás. Nestes casos, o fluido injetado tem como função deslocar o óleo, ocupando o espaço deixado por ele no meio poroso, sem que haja qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha.

Por representar uma segunda etapa da vida produtiva do reservatório e pela frequência com que foram adotados para aumentar o fator de recuperação, os métodos de injeção de água e injeção de gás acabaram sendo chamados de métodos de recuperação secundária. Tais métodos conseguem elevar o fator de

recuperação para cerca de 30% (Mothé, 2007), restando ainda um volume significativo de óleo original no reservatório.

A fim de produzir este óleo remanescente e incrementar o fator de recuperação, vários métodos começaram a ser desenvolvidos – sendo denominados métodos de recuperação terciária. De forma geral, estes métodos tendem a atuar em dois aspectos que são considerados os principais responsáveis pelas baixas recuperações após a injeção de água ou gás: alta viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Rosa, 2006).

Os métodos de recuperação terciária são divididos em três principais categorias: métodos térmicos (por exemplo, injeção de vapor, injeção de água quente, combustão *in situ*); métodos miscíveis (injeção de gás natural, dióxido de carbono, nitrogênio) e métodos químicos (injeção de polímeros, surfactantes, emulsões). Há, ainda, outros métodos mais recentes que vêm sendo estudados e não se enquadram nestas categorias, como métodos microbiológicos e eletromagnéticos.

Cabe destacar que os termos recuperação secundária e recuperação terciária, inicialmente, indicavam a etapa de desenvolvimento e produção de um campo de petróleo. Tinham, portanto, uma conotação cronológica. Posteriormente, passaram a designar o tipo de método empregado: recuperação secundária significava injeção de água ou gás e recuperação terciária os demais métodos.

Entretanto, alguns autores entendem que esta nomenclatura não é adequada, por não ser suficientemente clara. Argumentam que, dependendo das características de um determinado reservatório, a injeção de água ou gás pode ser bastante insatisfatória, sendo mais indicada a aplicação, de imediato, de um dos chamados métodos de recuperação terciária. O uso do termo terciária, neste caso, poderia dar o falso entendimento de que o campo se encontra em seu terceiro estágio de produção. Preferem, então, denominar estes métodos de *Métodos Especiais de Recuperação* ou *EOR (Enhanced Oil Recovery)*, e a injeção de água ou gás de *Métodos Convencionais de Recuperação*.

Embora não haja uma nomenclatura bem estabelecida, as expressões mais comuns são: *Recuperação Secundária*, para os projetos de injeção de água e/ou gás e, para os demais, *Métodos Especiais de Recuperação*, *Métodos de Recuperação Avançada* ou, ainda, *EOR (Enhanced Oil Recovery)*.

2.2. Molhabilidade

2.2.1. Definição e Classificação

Molhabilidade é a tendência de um fluido se espalhar ou aderir em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível. Em reservatórios de petróleo, o sistema de interesse é o rocha/óleo/água. Neste caso, a molhabilidade descreve a preferência de a rocha reservatório estar em contato com a água ou óleo.

Em reservatório molhável à água, existe a tendência de a água ocupar os poros menores e a superfície da rocha estará na maior parte em contato com a água. Da mesma forma, em um reservatório molhável ao óleo, a rocha estará preferencialmente em contato com o óleo, que irá ocupar principalmente os menores poros.

A molhabilidade pode ser definida a partir do ângulo de contato entre o fluido e a superfície sólida. Uma gota de água imersa em óleo e em contato com uma rocha fortemente molhável à água se espalharia, formando um ângulo de contato de aproximadamente 0° , conforme apresentado na Figura 2-2, a seguir. Ao contrário, em uma rocha fortemente molhável ao óleo, a gota de água não ficaria aderida à rocha, resultando em um ângulo de aproximadamente 180° . Se a rocha não for molhável preferencialmente por nenhum dos fluidos, o sistema é definido como de molhabilidade neutra ou intermediária.

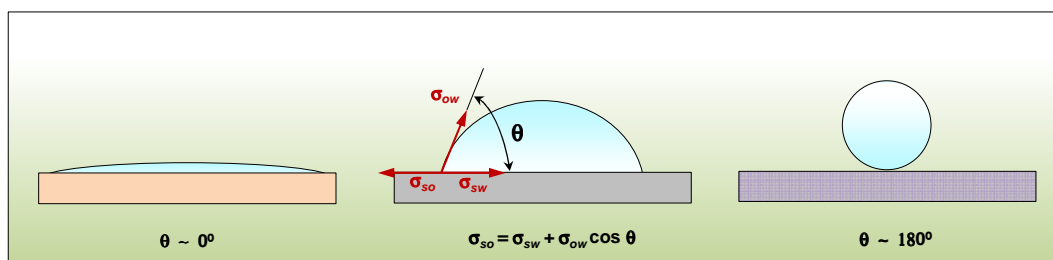


Figura 2-2 – Ângulo de contato de uma gota de água (azul) imersa em óleo em contato com uma rocha fortemente molhável à água (esquerda) e fortemente molhável ao óleo (direita), modificado de Abdallah.

O ângulo de contato é resultado do equilíbrio entre tensões interfaciais rocha-óleo, rocha-água e óleo-água, respectivamente, σ_{so} , σ_{sw} e σ_{ow} , na Figura 2-2.

O equilíbrio é dado pela equação de Young:

$$\sigma_{SO} = \sigma_{SW} + \sigma_{OW} \cos \theta \quad (1)$$

onde,

σ_{SO} é a tensão óleo/sólido em dyne/cm,

σ_{SW} é a tensão água/sólido em dyne/cm,

σ_{OW} é a tensão interfacial óleo/água em dyne/cm,

θ é ângulo de contato água/óleo/sólido.

Valores comumente utilizados para definir a molhabilidade de acordo com o ângulo de contato encontram-se apresentados na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Classificação da molhabilidade a partir do ângulo de contato, segundo Anderson (1986)

Ângulo de contato	Molhável à água	Molhabilidade neutra	Molhável a óleo
θ mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
θ máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°

A partir da observação de que, na maioria dos casos, a molhabilidade não é homogênea no reservatório, a classificação de molhabilidade foi ampliada, sendo propostos, então, outros dois tipos: molhabilidade fracional e molhabilidade mista.

A molhabilidade fracional descreve o sistema em que parte da rocha é molhável à água, enquanto outras são molháveis ao óleo (Brown e Fatt, 1956). Já o termo molhabilidade mista, introduzido por Salathiel (1973), descreve o sistema em que os poros menores são molháveis à água e os poros maiores são molháveis ao óleo, formando fases contínuas em ambos os casos. Difere-se, portanto, da molhabilidade fracional na distribuição dos fluidos no sistema poroso, de acordo com o tamanho dos poros.

Além das propriedades físico-químicas dos fluidos envolvidos, a molhabilidade depende das características do sólido. Em reservatórios de petróleo, carbonatos, cuja área superficial possui cargas elétricas que atraem componentes polares do óleo, tendem a ser mais molháveis ao óleo que arenitos. Dados de literatura indicam que cerca de 80% dos reservatórios carbonáticos são molháveis ao óleo (Hognesen, 2005), enquanto para os arenitos, estima-se que a proporção seja de 50% de reservatórios molháveis à água e outros 50% para molháveis ao óleo (Anderson, 1986). Isto não só afeta o modo como os fluidos se arranjam no meio poroso, como também influi de maneira significativa o escoamento e recuperação final desses fluidos.

2.2.2. Impacto na recuperação de óleo

A molhabilidade afeta consideravelmente a recuperação de óleo, especialmente em reservatórios com influxo de água, ou com projetos de injeção de água.

Em reservatórios molháveis à água, os poros menores embebem a água, que avançará aderida aos grãos da rocha, deslocando o óleo armazenado nos poros maiores. Parte do óleo pode se desconectar da massa contínua, caso não consiga superar as forças capilares nas gargantas de poros agora preenchidas por água, conforme esquema apresentado na Figura 2-3. Este óleo residual ficará aprisionado e dificilmente será produzido sem algum método de recuperação avançada.

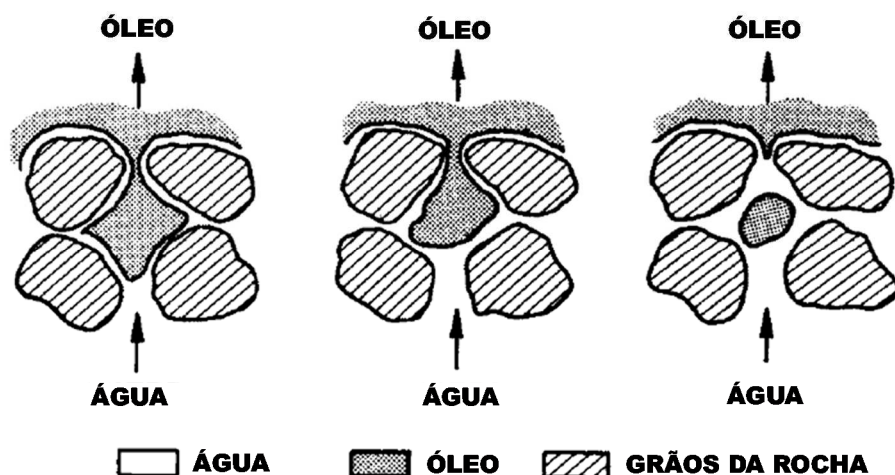


Figura 2-3 – Esquema de deslocamento de óleo por injeção de água em reservatório molhável à água, adaptado de Raza (1968).

Por outro lado, em reservatórios molháveis ao óleo, a água injetada avança pelos poros maiores empurrando o óleo, porém, formando canalizações (Figura 2-4). Nestes casos, a chegada de água aos poços produtores tende a ocorrer mais rapidamente e a recuperação de óleo ser menos eficiente do que nos casos de reservatórios molháveis à água.

Aqui, entretanto, por estar aderida à superfície da rocha, a fase óleo permanece contínua até o final do deslocamento, isto é, não se formam gotículas de óleo aprisionadas. Por isso, comparando com rochas molháveis à água de mesma permeabilidade, a saturação de óleo residual em rochas molháveis ao óleo tende a ser menor, e não maior, como se poderia em princípio esperar. O problema é que esta saturação menor só é atingida após a circulação de muitos volumes porosos de água, o que, na prática, pode ser inviável, dadas as restrições econômicas e operacionais de um projeto comercial de exploração de petróleo.

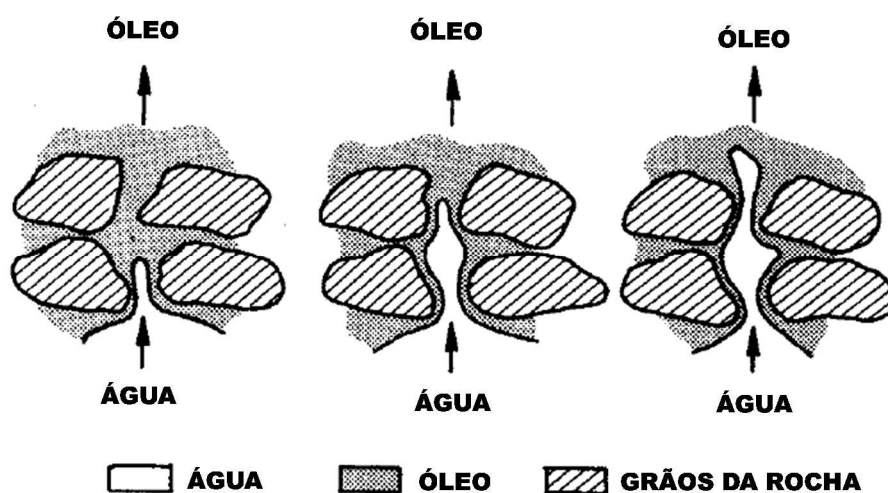


Figura 2-4 – Esquema de deslocamento de óleo por injeção de água em reservatório molhável ao óleo, adaptado de Raza (1968).

Faerstein (2010) relata a grande divergência entre os autores em relação à condição ótima de molhabilidade para produção e recuperação de petróleo – enquanto alguns trabalhos apontam que a recuperação máxima é obtida em amostras com molhabilidade intermediária, outros indicam maior eficiência para rochas molháveis à água. O autor aponta como principais razões para essas divergências: falta de padronização dos métodos para caracterização da molhabilidade e para preparação inicial das amostras; dificuldade de se reproduzir em laboratório os estados de molhabilidade desejados; variação nas definições

de molhabilidade intermediária, neutra, mista, levemente molhável à água e levemente molhável ao óleo; influência da taxa de injeção e gradientes de pressão nas análises de laboratório; e quantidade de volumes porosos de água injetados em experimentos de laboratório.

2.2.3. Modelagem

A molhabilidade é representada nos modelos de simulação de fluxo por meio de curvas de pressão capilar e curvas de permeabilidade relativa.

Em um sistema bifásico, a pressão capilar é definida como a pressão no fluido não molhante menos a pressão do fluido molhante. Se o sistema for molhável à água:

$$P_c = p_o - p_w \quad (2)$$

onde,

P_c é a pressão capilar em um sistema óleo-água,

p_o é a pressão na fase óleo e

p_w é a pressão na fase água.

As curvas de pressão capilar representam a diferença de pressão entre as fases em função da saturação para os processos de embebição e de drenagem que ocorrem no meio poroso. A rigor, o termo embebição refere-se ao aumento da saturação do fluido que molha preferencialmente o sólido. Por outro lado, drenagem é o processo de diminuição da saturação do fluido que molha preferencialmente (e, portanto, aumento da saturação do fluido que não molha).

As curvas de drenagem são utilizadas para o cálculo das saturações iniciais de água ao longo da zona de transição, entre a zona de água ($S_w = 100\%$) e a zona de óleo (saturação de água irreduzível).

Já as curvas de embebição são utilizadas para representação do avanço da saturação de água durante a produção de óleo em reservatórios com injeção ou com mecanismo de influxo de água.

Na Figura 2-5, a seguir, são apresentados exemplos de curvas de pressão capilar de drenagem e embebição para sistemas molháveis à água e molháveis ao óleo. Valores negativos de pressão capilar (curva à direita) indicam que o processo de expulsão de óleo é forçado, ou seja, é necessária uma força adicional para aumentar a saturação de água, deslocando o óleo.

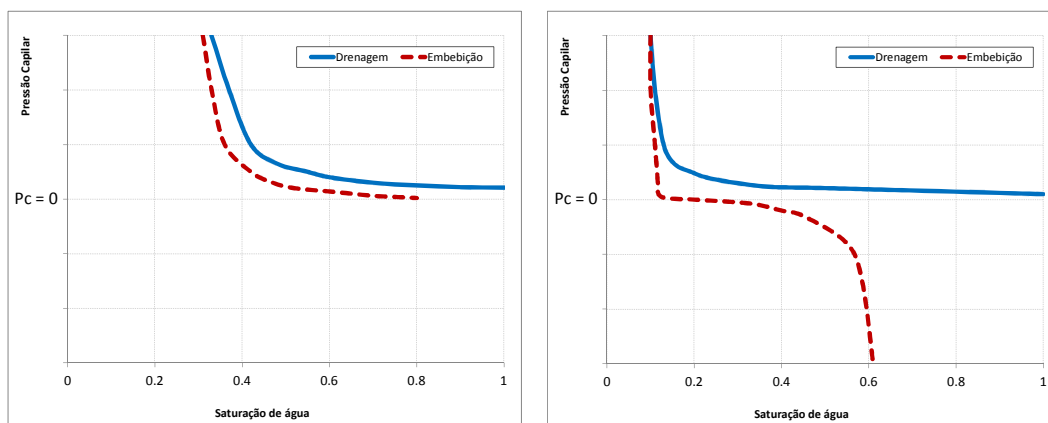


Figura 2-5 – Exemplos de curvas de pressão capilar de drenagem e embebição para sistemas fortemente molháveis à água (esquerda) e fortemente molháveis ao óleo (direita), modificado de Faerstein (2010).

A influência da molhabilidade se observa tanto nos valores de pressão capilar quanto nos pontos terminais de saturação. De forma geral, quanto maior a molhabilidade à água, maiores os valores de pressão capilar e saturação inicial de água (Faerstein, 2010).

As curvas de permeabilidade relativa são uma representação da capacidade de um fluido escoar em um meio poroso na presença de outro fluido. Exemplos de curvas de permeabilidade relativa para um sistema óleo-água são apresentados na Figura 2-6, a seguir.

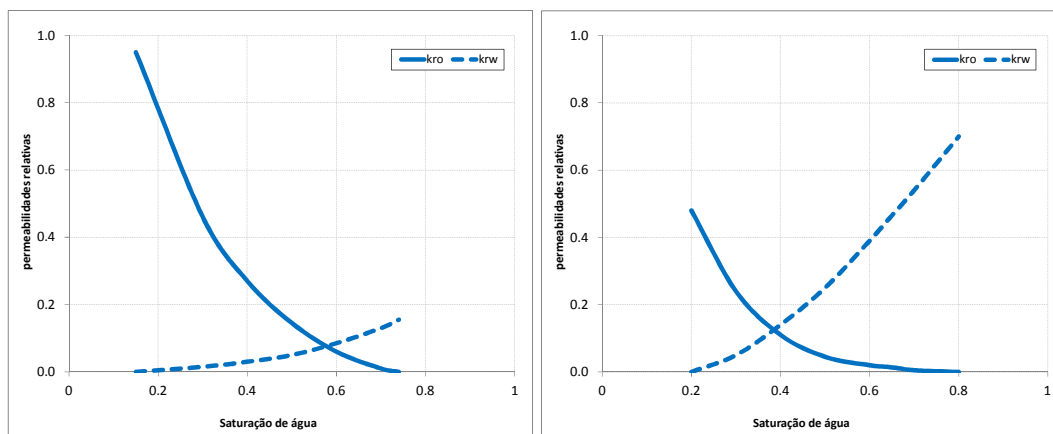


Figura 2-6 – Exemplos de curvas de permeabilidades relativas ao óleo (linha contínua) e à água (linha tracejada) para sistemas molháveis à água (esquerda) e molháveis ao óleo (direita), modificado de Faerstein (2010).

A molhabilidade influencia os pontos de terminais de permeabilidade relativa (k_{rw} e k_{ro}), os pontos terminais de saturação, S_{wi} e S_{or} e a saturação na qual as curvas se cruzam. De uma forma geral, quanto mais molhável ao óleo, menores são valores de k_{ro} e maiores de k_{rw} (Faerstein, 2010).

O valor de saturação de água em que se dá o cruzamento das curvas de k_{ro} e k_{rw} é uma indicação da molhabilidade do sistema. Se o cruzamento ocorre com $S_w > 50\%$, o sistema tende ser mais molhável à água. Caso contrário, há a tendência de ser mais molhável ao óleo. No caso do cruzamento ocorrer próximo de 50%, a indicação é de uma molhabilidade neutra ou intermediária (Craig, 1971).

2.3. Injeção de água

A injeção de água é o método de recuperação secundária mais utilizado no mundo, incrementando em mais de 50% a produção e as reservas de óleo mundiais. (Agbalaka, 2008). Dentre as razões para sua larga utilização estão a grande disponibilidade de água e a facilidade com que ela pode ser injetada no reservatório. Além disso, a água é um fluido bastante eficiente para deslocar óleo de média ou baixa densidade e o investimento necessário e os custos operacionais são relativamente baixos, quando comparados a outros métodos.

A injeção de água é quase tão antiga quanto a própria indústria do petróleo e ocorreu aparentemente por acidente. Os primeiros relatos, da segunda metade do século XIX, indicam ganho de produção de óleo em campos da cidade de

Pithole (Pensilvânia, EUA) após injeção acidental de água doce de horizontes mais rasos que invadia a zona de óleo através de poços abandonados (Bradley, 1992).

Embora tenha permanecida proibida em alguns estados americanos, por acreditar-se que o real objetivo do produtor era vender a água emulsionada como óleo (Farias, 2013), há relatos de operações de injeção de água no campo de Bradford (Pensilvânia) antes de 1921, ano em que foi legalizada, sendo observado um aumento de produção do campo a partir de 1907 (Bradley, 1992).

Com a legalização, um grande projeto de injeção de água foi implantado entre 1922 e 1924 e, como resultado, a recuperação de óleo foi significativamente maior do que a obtida durante a recuperação primária, conforme é apresentado na Figura 2-7, a seguir.

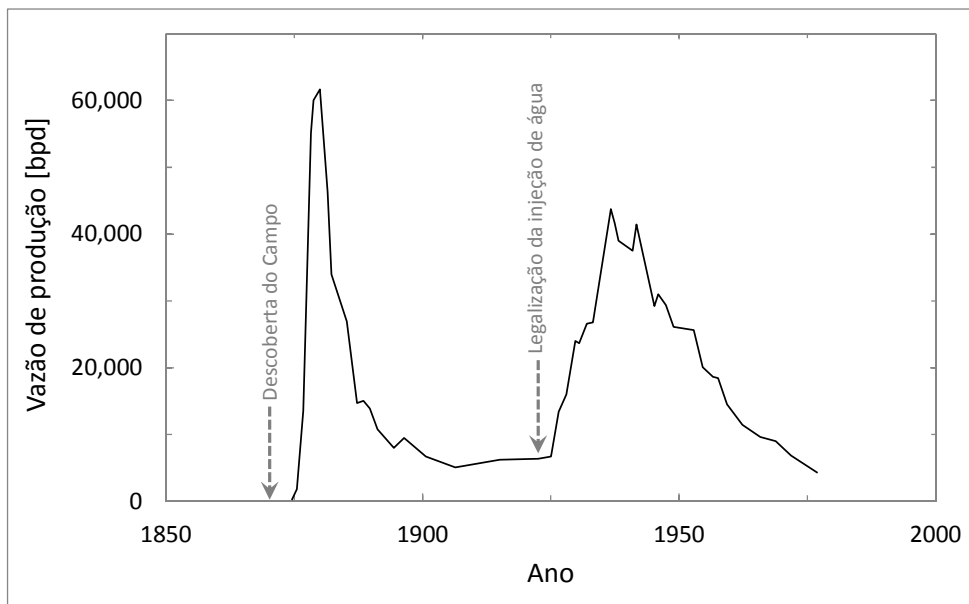


Figura 2-7 – Histórico de produção do campo de Bradford, modificado de Willhite (1986)

Outros estados americanos também começaram a utilizar a injeção de água nos anos seguintes, mas apenas a partir dos anos 1950, a injeção de água como método de recuperação passou a ter larga utilização e sua eficiência amplamente reconhecida.

A eficiência de um projeto de injeção de água pode ser calculada pelo produto dos seguintes parâmetros: *Eficiência de Varrido Horizontal*, *Eficiência de Varrido Vertical* e *Eficiência de Deslocamento*.

$$E_R = E_H \cdot E_V \cdot E_D \quad (3)$$

onde,

E_R é a eficiência de recuperação;

E_H é a eficiência de varrido horizontal ou areal;

E_V é a eficiência de varrido vertical;

E_D é a eficiência de deslocamento.

A *Eficiência de Varrido Horizontal* representa a parcela da área, em planta, do reservatório que foi contatada pela água injetada até um determinado instante, enquanto a *Eficiência de Varrido Vertical* representa a parte da área da seção vertical do reservatório que foi invadida pela água. O produto desses dois parâmetros define a chamada *Eficiência de Varrido Volumétrica*.

As Figuras 2-8 e 2-9, a seguir, apresentam esquematicamente reservatórios com baixas eficiências de varrido.

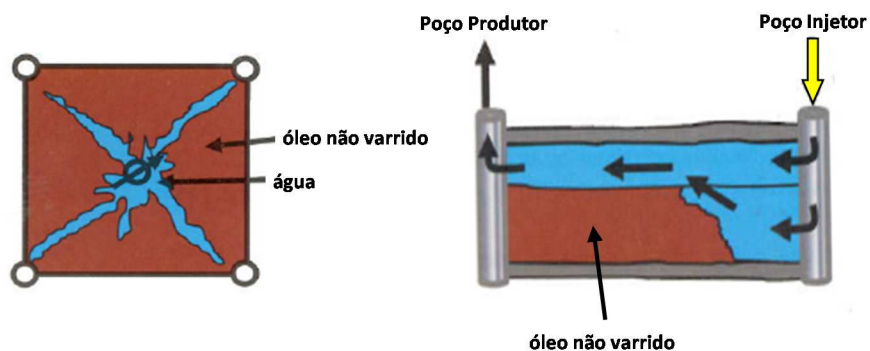


Figura 2-8 – Exemplos de problemas de varrido areal (esquerda) e vertical (direita), adaptado de Sydansk, 2011

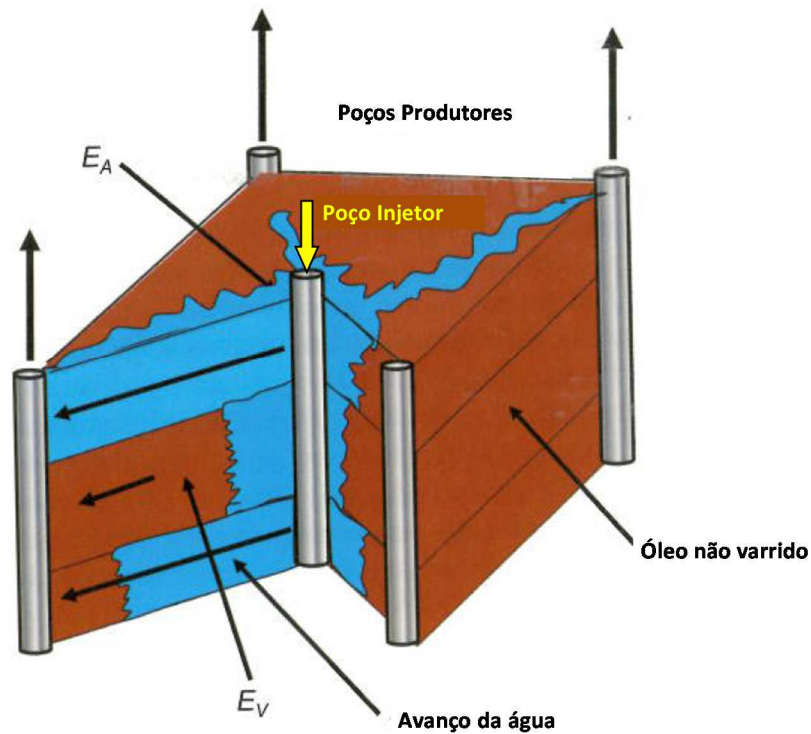


Figura 2-9 – Exemplos de problemas de varrido volumétrico, adaptado de Sydansk, 2011

As eficiências de varrido dependem, basicamente, do esquema de injeção, ou seja, de como os poços produtores e injetores estão distribuídos no reservatório, do volume de água injetado, da razão de mobilidades entre os fluidos (água e óleo) e da heterogeneidade do reservatório.

A razão de mobilidades (M) é definida pelo quociente da mobilidade do fluido injetado (água) pela mobilidade do fluido deslocado (óleo):

$$M = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} \quad (4)$$

onde

k_w – permeabilidade do meio à água;

k_o – permeabilidade do meio ao óleo;

μ_w, μ_o – viscosidades da água e do óleo, em condições de reservatório.

Razão de mobilidades muito maior do que 1 indica que a água é muito mais móvel no reservatório e tenderá a atingir os poços produtores rapidamente, acarretando elevadas produções de água e baixa eficiência de varrido.

Conforme discutido anteriormente, de uma forma geral, quanto mais molhável ao óleo for a rocha, menores são valores de k_o e maiores de k_w (Faerstein, 2010). Portanto, rochas com molhabilidade ao óleo e óleos com altas viscosidades tendem a apresentar condições mais desfavoráveis para a injeção de água.

Outra característica que pode influenciar muito as eficiências de varrido é a heterogeneidade do reservatório. Zonas de maior permeabilidade, barreiras ao fluxo, regiões com qualidade permoporosa diferenciada, ou, ainda, sistemas de fraturas podem prejudicar significativamente o varrido volumétrico do reservatório.

No caso de reservatórios fraturados, o projeto de injeção de água torna-se particularmente mais complexo. Se poços injetores e produtores forem posicionados ao longo da direção principal das fraturas (Figura 2-10 a), produção prematura de água ocorrerá rapidamente, com baixíssimas eficiências de varrido. Ao contrário, se forem posicionados paralelamente às fraturas (Figura 2-10 b), a água injetada poderá deslocar o óleo em direção aos poços produtores, aumentando o fator de recuperação.

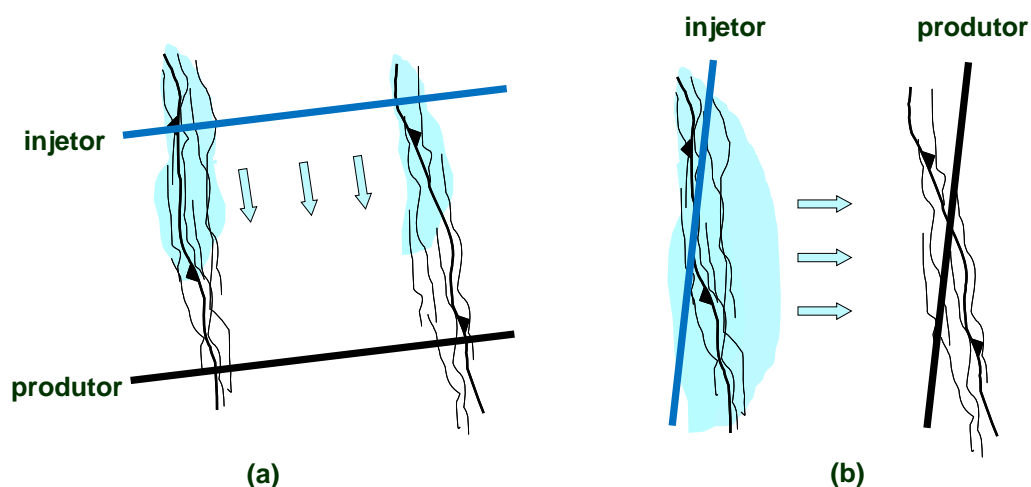


Figura 2-10 – Avanço de água em possíveis esquemas de injeção em reservatórios fraturados

Portanto, a correta caracterização do sistema de fraturas, em particular, sua direção principal, se houver, é fundamental para um projeto adequado de injeção de água. Este único fator pode determinar o sucesso ou fracasso do método.

Além das eficiências de varrido, que exprimem o quanto do reservatório foi exposto ao fluido injetado, a eficiência de recuperação de um projeto de injeção dependerá da chamada *Eficiência de Deslocamento*.

A eficiência de deslocamento exprime que percentual do óleo que existia inicialmente dentro dos poros dessa região foi deslocado pela água. A eficiência de deslocamento depende das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, da razão de mobilidades e do volume injetado.

2.4. Injeção de Emulsão

Emulsão é um sistema heterogêneo onde gotas de um líquido estão dispersas em uma fase contínua de outro líquido, imiscível a ele. Tendem a ser instáveis. Para que haja a estabilização das gotas de líquido disperso é necessária a presença de agentes denominados surfactantes ou emulsificantes. Os surfactantes têm função de diminuir a tensão interfacial na interface e estabilizar as gotículas da fase dispersa no interior da fase contínua. O surfactante forma uma barreira entre as fases que impede a coalescência entre as gotas da fase dispersa.

Farias (2013) apresenta uma classificação das emulsões baseada no tamanho das gotas da fase dispersa, conforme Figura 2-11.

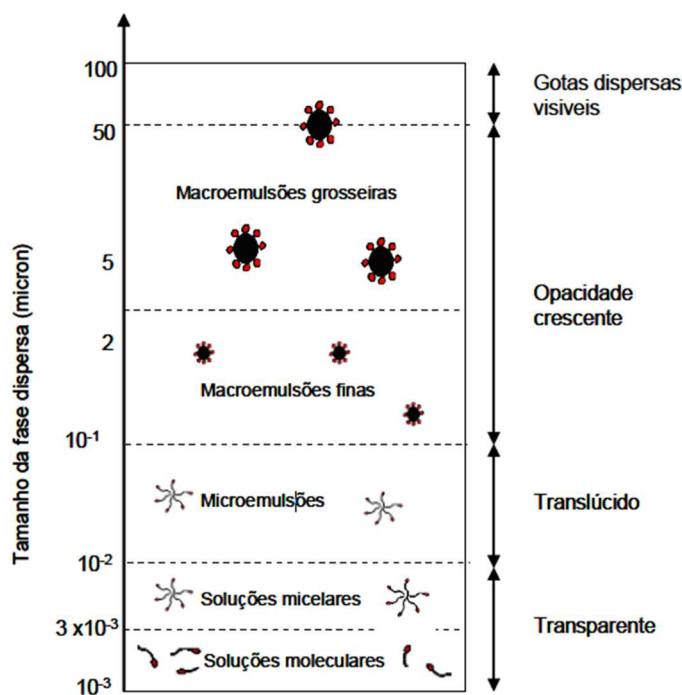


Figura 2-11 – Classificação das emulsões baseada no tamanho das gotas da fase dispersa (Farias, 2013)

Os tipos de emulsões mais comumente encontradas na indústria de petróleo são:

- Água em óleo: gotas de água dispersas em óleo;
- Óleo em água: gotas de óleo dispersas em água;

Segundo Kokal (2005), há, ainda, as emulsões múltiplas ou complexas, em que pequenas gotas estão dispersas em gotas maiores, e estas, dispersas em um meio contínuo (água-óleo-água ou óleo-água-óleo, por exemplo).

A injeção de emulsão como método de recuperação avançada é estudada desde o final da década de 1960. Testes em laboratório e experiências em campo demonstram a eficiência da injeção de emulsão de óleo em água para aumentar a recuperação de óleo.

A injeção de emulsões de óleo em água pode contribuir significativamente para o bloqueio total ou parcial de áreas já lavadas pela água de injeção. A Figura 2-12, a seguir, apresenta um esquema de uma gota de óleo escoando por um poro, com estreitamento. Observa-se que a gota deve-se deformar para poder ultrapassar a “garganta” deste poro. Assim, o raio de curvatura da região frontal da gota é menor do que o da região de trás da gota. Por consequência, como a pressão capilar, que é inversamente proporcional ao raio de curvatura, é maior na frente da gota do que atrás, é necessária uma pressão maior para que a gota consiga escoar pelo poro.

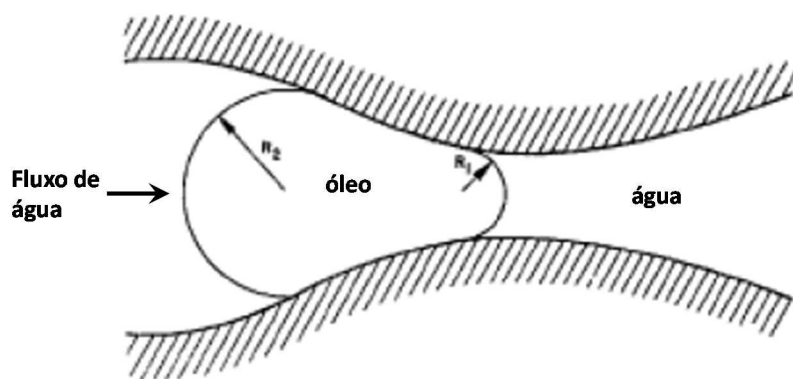


Figura 2-12 – Esquema de uma gota de óleo escoando por um poro, com estreitamento (McAuliffe, 1973)

Esse fenômeno é conhecido como efeito Jamin e é capaz de dificultar ou mesmo impedir o escoamento de fluidos em um canal de meio poroso (Rosa, 2006).

Caso a gota de óleo do esquema anterior bloqueie o fluxo neste ponto, a água deverá escoar por outros caminhos, acessando áreas por onde não havia escoado anteriormente.

A Figura 2-13, a seguir, apresenta esquematicamente este processo. As setas pretas indicam os caminhos preferenciais da água injetada, de maior permeabilidade. À medida que estes caminhos estejam estabelecidos, pouco ou quase nenhum óleo adicional será retirado, pois todo o volume de água que for injetado escoará por estes caminhos já “lavados”. Ao se iniciar a injeção de emulsão, as gotas de óleo também seguirão por estes mesmos caminhos até atingirem os estreitamentos dos poros. Se forem capazes de bloqueá-los, parcial ou totalmente, haverá uma redução da permeabilidade relativa à água no meio poroso. Então, a água injetada posteriormente deverá percorrer outros caminhos (indicados pelas setas vermelhas), aumentando, assim, a eficiência de deslocamento microscópico e de varrido macroscópico do meio poroso e, por consequência, a recuperação de óleo.

McAuliffe (1973) observou que a redução da permeabilidade relativa à água devido à injeção de emulsão é bastante dependente da relação entre o tamanho da gota da emulsão e o tamanho da garganta de poro. Quanto maior a gota em relação ao poro, maior será a relação entre os raios de curvatura das regiões de trás e frontal da gota e, por isso, maior o efeito Jamin, aumentando a possibilidade de bloqueio do poro.

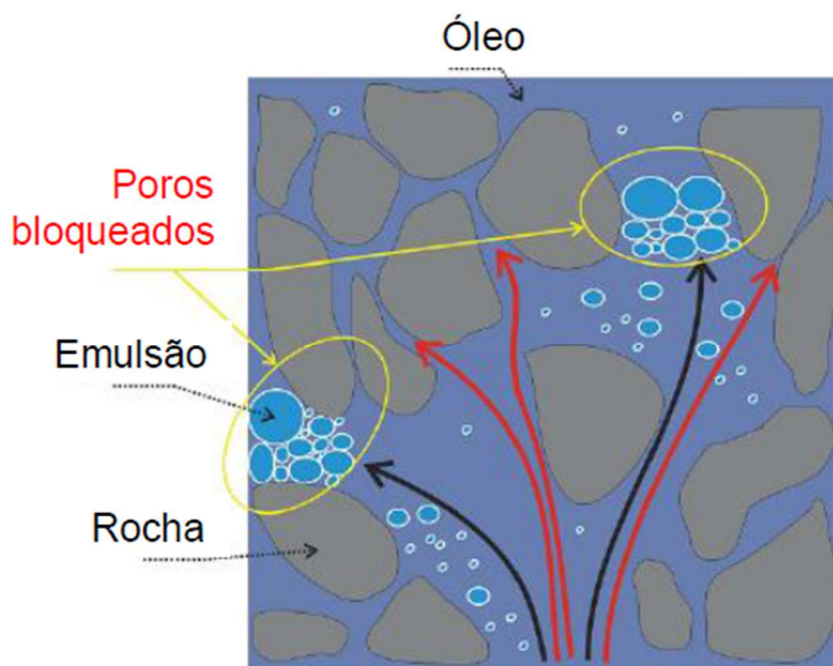


Figura 2-13 – Representação dos fenômenos de bloqueio de poros e redistribuição de fluxo
(Engelke, 2012)

Em seus experimentos, McAuliffe (1973), utilizando uma emulsão com tamanho médio de gotas de $12\ \mu\text{m}$, observou uma redução de 50% da permeabilidade efetiva com apenas um volume poroso injetado. Porém, utilizando uma emulsão com tamanho médio de gotas de $1\ \mu\text{m}$, a redução foi inferior a 40%, ainda que tenha injetado 10 volumes porosos.

A partir dos resultados obtidos por McAuliffe (1973), foi realizado um piloto de injeção de emulsões no campo de Midway-Sunset nos EUA. Foram injetados 33 mil barris de emulsão óleo em água a 14% - cerca de 3% do volume poroso estimado da área.

Como resultado, obteve-se uma diminuição na vazão de água dos poços produtores monitorados e uma produção incremental de cerca de 55 mil barris de óleo. Esta estimativa foi feita pela diferença entre a produção observada e a produção estimada por declínio dos poços produtores (área hachurada na Figura 2-14).

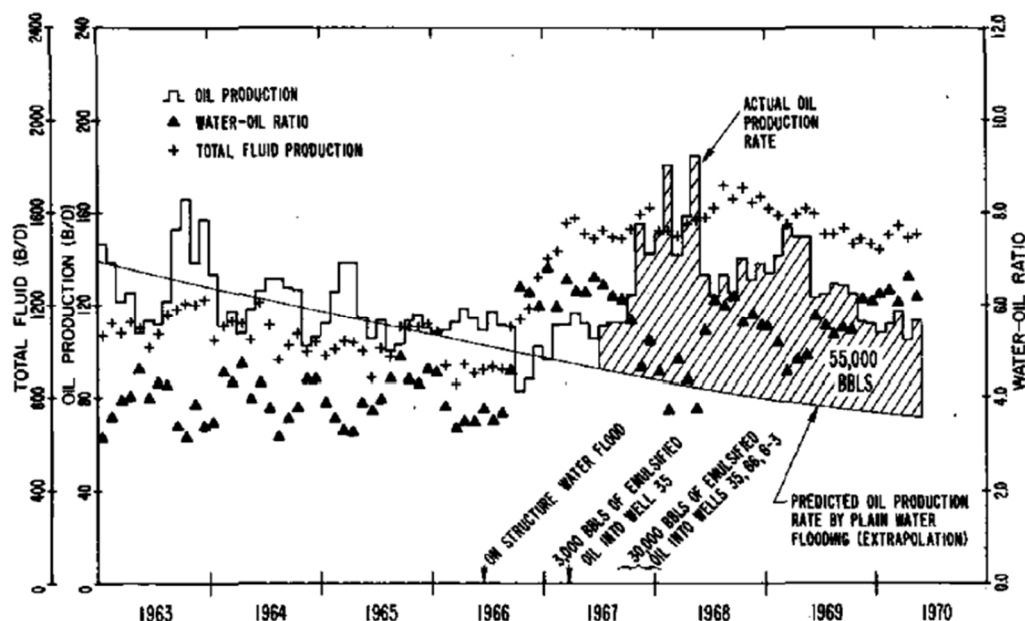


Figura 2-14 – Histórico da produção de líquido, óleo e da razão água-óleo (RAO) durante o piloto de injeção de emulsão no campo de Midway Sunset (McAuliffe (1973))

McAuliffe (1973) destaca, também, que, a partir do monitoramento da salinidade da água produzida, pôde-se observar que houve um aumento da proporção da água de formação produzida após a injeção de emulsão. Além disso, o uso de traçadores indicou mudança de comportamento de poços originalmente pouco afetados pela injeção de água, após a injeção de emulsão.

Ambas as observações indicam uma alteração favorável no padrão de fluxo no reservatório causada pela injeção de emulsão, com diminuição de canalização de água e ampliação da eficiência de varrido do reservatório.

Além do efeito do tamanho das gotas de emulsão, Hofman e Stein (1991) verificaram experimentalmente que a redução da permeabilidade do meio depende da vazão de injeção da emulsão, ou sua velocidade superficial. Mantidos os demais parâmetros constantes, quanto maior a velocidade superficial, menor a redução da permeabilidade, pois neste caso seria maior o gradiente de pressão imposto à gota de óleo esquematizada na Figura 2-12, diminuindo a possibilidade de bloqueio da garganta de poro.

De forma mais geral, trabalhos recentes, entretanto, correlacionam a eficiência da injeção de emulsão não apenas à velocidade superficial, mas ao número de capilaridade (Ca), definido por:

$$Ca = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (4)$$

onde

μ – viscosidade do fluido deslocante

v – velocidade do fluido

σ – tensão interfacial entre os fluidos

O número de capilaridade representa o balanço entre as forças viscosas associadas ao escoamento da fase deslocante e a força capilar entre as fases, que dificulta o deslocamento. Assim, utilizando-se novamente o esquema da Figura 2-12, para números de capilaridade altos, há um predomínio das forças viscosas “empurrando” a gota de óleo, o que diminui a possibilidade de bloqueio do poro. Ao contrário, Ca mais baixos indicam forças capilares mais elevadas e, portanto, maiores as possibilidades de bloqueio do poro pela gota de óleo.

Guillen et al (2012) demonstraram experimentalmente que quanto menor o número de capilaridade, maior o deslocamento óleo e mais eficiente a injeção de emulsão, como método de recuperação de óleo, como pode ser observado na Figura 2-15, a seguir.

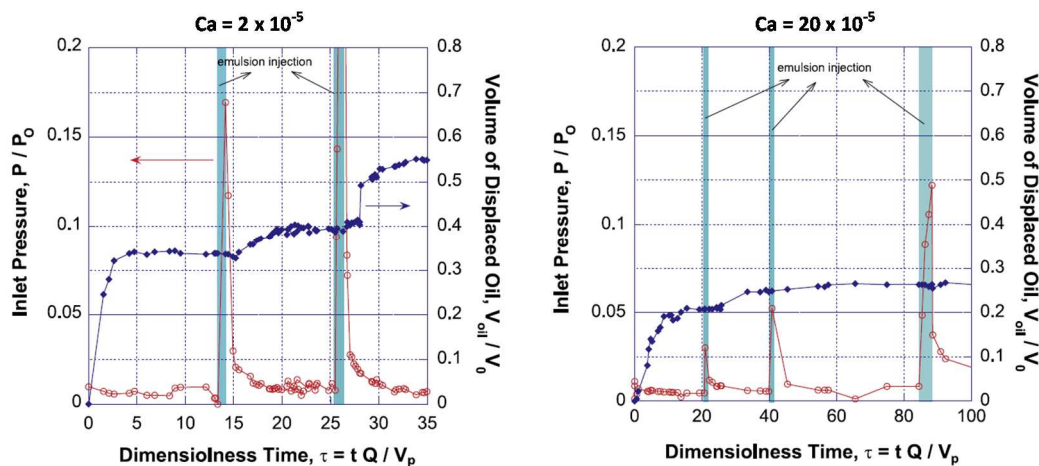


Figura 2-15 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção para diferentes números de capilaridade (2×10^{-5} , à esquerda e 2×10^{-4} , à direita), adaptado de Guillen et al (2012)

Em outro trabalho, Guillen et al (2012) demonstraram que a injeção de emulsões pode incrementar a recuperação de óleo em diferentes escalas: na

escala de poros, reduzindo a saturação de óleo residual, e na escala macroscópica, melhorando a eficiência de varrido do meio poroso.

As Figuras 2-16 e 2-17, a seguir, apresentam os resultados obtidos após a injeção alternada de água e emulsão em um modelo construído com esferas de vidro, com permeabilidade de 2,1D e porosidade de 35%.

Com os ensaios, foi possível observar a alteração do fluxo de água na escala de poros. Após um primeiro ciclo de injeção de água, foi estabelecido um padrão de fluxo, que resultou em uma recuperação de 40% do óleo da amostra. Após a injeção de emulsão, observou-se o bloqueio da garganta de alguns poros (setas vermelhas da Figura 2-17). Com isso, modificou-se totalmente o padrão de fluxo observado: a água precisou “encontrar” outros caminhos, levando a um aumento da recuperação de óleo, que atingiu, ao final do experimento, cerca de 97% - portanto, uma redução significativa da saturação de óleo residual.

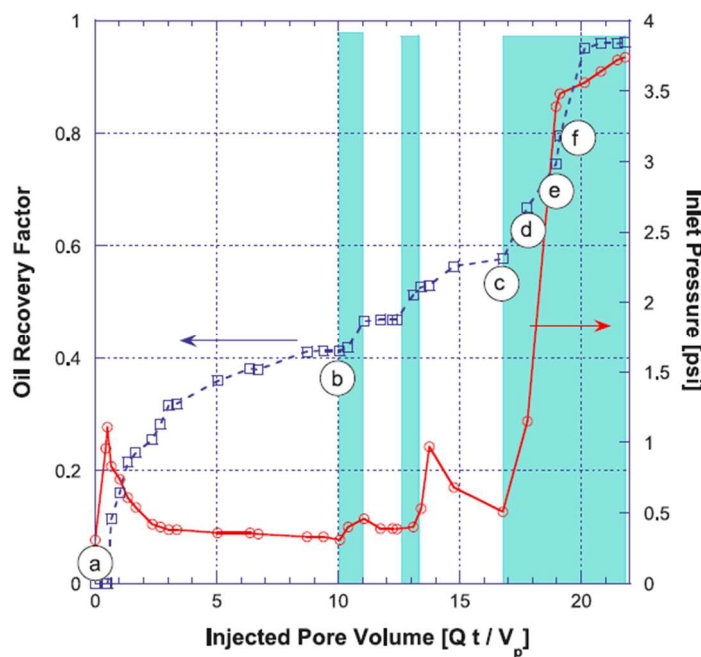


Figura 2-16 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção durante a injeção alternada de água e emulsão (Guillen et al, 2012)

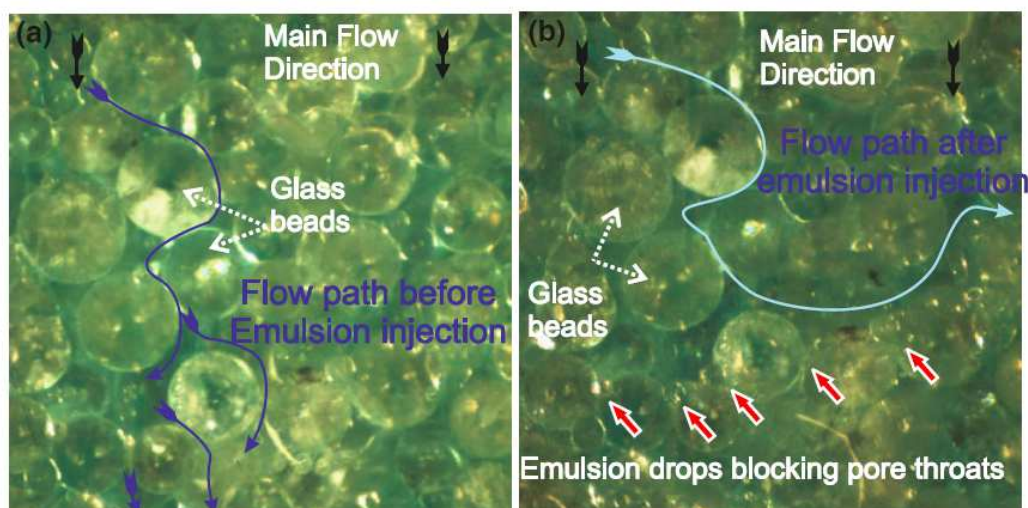


Figura 2-17 – Fotos ao microscópio, mostrando: (a) padrão de fluxo da água antes da injeção de emulsão (setas azuis), (b) mudança no fluxo após injeção da emulsão. Setas vermelhas indicam as gargantas de poros bloqueadas pelas gotas da emulsão. (Guillen et al, 2012)

Em um segundo experimento, duas amostras de permeabilidades distintas (1900 mD e 239 mD) foram dispostas em paralelo e submetidas à injeção alternada de água e emulsão. Os resultados estão apresentados na Figura 2-18, a seguir.

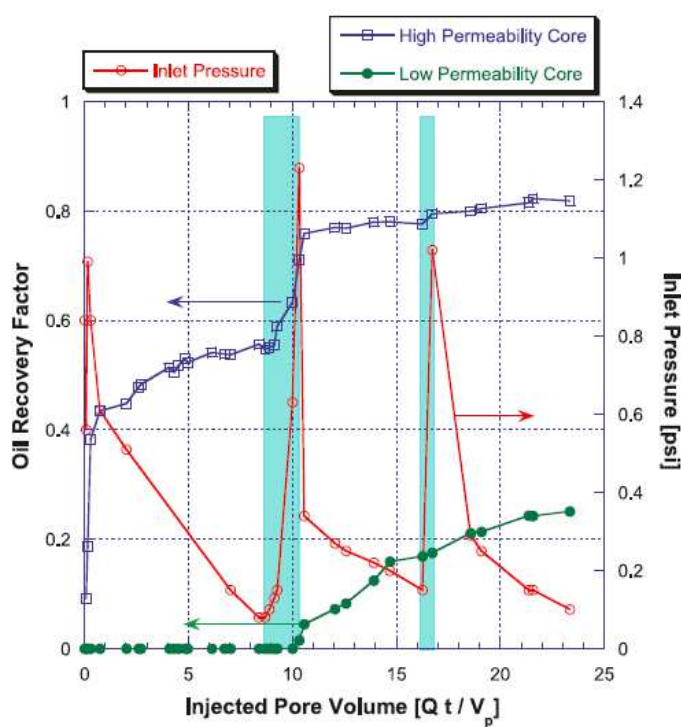


Figura 2-18 – Evolução do volume de óleo deslocado e pressão de injeção durante a injeção alternada de água e emulsão em amostras de alta permeabilidade (curva azul) e baixa permeabilidade (curva verde) – áreas em azul indicam a injeção de emulsão. (Guillen et al, 2012)

Observa-se que no primeiro ciclo de injeção, quase toda a água injetada fluiu pela amostra de maior permeabilidade, resultando em uma recuperação de óleo praticamente nula na de baixa permeabilidade.

Após a injeção de emulsão, com o bloqueio parcial dos poros pelas gotas da emulsão, houve uma redução da permeabilidade relativa à água da amostra de maior permeabilidade – redução evidenciada pelo aumento da pressão de injeção. Como consequência, parte da água injetada passou a fluir pela segunda amostra, de mais baixa permeabilidade, fazendo com que este produzisse óleo. Ou seja, melhorou o varrido do conjunto.

Após os ciclos de injeção alternada de água e emulsão, atingiu-se recuperações 82% de óleo na amostra de alta e 26% na de baixa permeabilidade.

2.5. Reservatórios Naturalmente Fraturados

2.5.1. Definição

Do ponto de vista geomecânico, fraturas são descontinuidades do maciço rochoso, superfícies que perderam coesão como resultado de uma ruptura (van Golf-Racht, 1982). São originadas por diferentes motivos e ocorrem em formas e tamanhos variados. Quando sofrem algum deslocamento relativo, são definidas como falhas e, ao contrário, quando não há um deslocamento perceptível, são chamadas de juntas. A distinção entre falhas e juntas depende muito da escala de investigação, mas, muitas vezes, o que é chamado de fratura corresponde, na verdade, à junta.

Em reservatórios de petróleo, as fraturas podem ser induzidas pelas atividades inerentes à exploração da jazida, ou seja, pela perfuração dos poços, aumento da pressão de poros pela injeção de fluidos ou ainda, pela própria produção de fluidos.

O estudo dos reservatórios naturalmente fraturados trata, porém, das fraturas naturais, resultantes dos estados de tensões a que a formação foi submetida e que estão relacionadas a fatores como ambiente geológico, histórico deposicional e sua litologia.

O ambiente geológico é um fator decisivo para o desenvolvimento de fraturas em reservatórios. A origem mais comum é tectônica, seja por dobramentos ou grandes falhas. Assim, reservatórios localizados em regiões estruturalmente mais complexas tendem a apresentar maior grau de fraturamento.

Além disso, formações mais antigas e mais profundas tendem a ter menor porosidade e, por isso, mais sujeitas ao desenvolvimento de fraturas.

Os reservatórios fraturados ocorrem em diferentes tipos de litologias, como carbonatos, arenitos ou folhelhos. Porém são muito mais frequentes em reservatórios carbonáticos. De forma geral, é mais provável a ocorrência de fraturas em rochas rúpteis com baixa porosidade. Nesse caso, tendem a ser mais extensas e com maiores aberturas, também chamadas macrofraturas. Em rochas mais dúcteis com maiores porosidades intergranulares, geralmente as fraturas têm extensões limitadas e pequenas aberturas, sendo, então, chamadas de microfraturas ou fissuras.

Todos os reservatórios apresentam algum grau de fraturamento. Porém, muitas vezes as fraturas existentes não afetam de forma significativa o fluxo dos fluidos nele contidos. Não incrementam a permeabilidade ou não impõem nenhum tipo de barreira ao fluxo. Enfim, não causam nenhum efeito positivo ou negativo ao fluxo no reservatório. Por isso, reservatório naturalmente fraturado é um reservatório em que existem fraturas naturais e estas afetam, ou possivelmente irão afetar o fluxo de fluido, seja pelo incremento de permoporosidade, seja pela introdução de anisotropias de permeabilidade (Nelson, 2001).

2.5.2. Identificação de um reservatório naturalmente fraturado

Para a identificação de um reservatório naturalmente fraturado e análise do possível impacto da presença destas fraturas são utilizadas informações das mais variadas, desde observação direta de amostras de rocha até análise de dados sísmicos, perfis de poços e informações de fluxo. Algumas delas são apresentadas a seguir. Nenhuma, entretanto, é suficiente para identificar, isoladamente, um reservatório fraturado. Faz-se necessária sempre uma avaliação integrada da maior quantidade de dados possível para uma correta caracterização do sistema de fraturas.

a) Rocha Matriz

Conforme citado anteriormente, a característica da rocha matriz pode sinalizar a possibilidade da existência de fraturas naturais no reservatório. Rochas mais rígidas quando submetidas a tensões se quebram mais facilmente do que aquelas mais dúcteis. Carbonatos, por exemplo, são geralmente mais rúpteis que arenitos e costumam apresentar maior fraturamento – principalmente se apresentarem menores porosidades.

b) Testemunhos

Amostras de rocha podem ser utilizadas para identificar fraturas por observação direta. As fraturas podem ser quantificadas e classificadas de acordo com sua condutividade (abertas ou fechadas), direção de mergulho e azimute (caso o testemunho seja orientado), relação com fácies, presença de óleo e outras análises. Os testemunhos devem ser utilizados, também, para calibração dos dados de perfis de imagem, pois, geralmente, são encontradas muito mais fraturas nos testemunhos do que nos perfis.

Algumas vezes, o fraturamento é tão intenso que não é possível recuperar o testemunho intacto, o que inviabiliza muitas análises, mas evidencia o grau de fraturamento da rocha.

c) Sísmica

A identificação de estruturas como dobras e falhas por dados sísmicos é outro indicativo de possíveis fraturas no reservatório. Falhas e dobras podem indicar um contexto estrutural que apresente sinais de atividade intensa, que deve ser analisado com atenção pelo seu potencial de fraturamento.

d) Dados de perfuração

Perdas severas de fluido, prisões e quedas de coluna perfuração e aumento das taxas de perfuração, quando descartados problemas operacionais, também podem evidenciar o fraturamento natural.

Além disso, quando poços são perfurados com o campo já em produção, depleções diferenciadas ao longo da trajetória do poço podem ser um indicativo de comunicação com outros poços por fraturas.

e) Perfis

Há uma grande gama de perfis obtidos durante a perfuração dos poços que podem auxiliar na identificação de fraturas. Dois dos mais utilizados com esse objetivo são os perfis de imagem resistiva ou acústica e os perfis de produção (PLT).

Perfis de imagem com boa resolução podem auxiliar bastante, não só na identificação das zonas mais fraturadas, mas também na definição de parâmetros de fratura como condutividade, abertura, mergulho e azimute.

Os perfis de produção são utilizados para caracterizar o grau de contribuição ao fluxo de cada trecho do reservatório ao longo da trajetória do poço.

Em reservatórios homogêneos, por exemplo, espera-se uma distribuição uniforme de fluxo. Entretanto, altas contribuições de fluxo concentradas em pequenos intervalos de reservatório podem indicar algum grau de fraturamento, pela alta transmissibilidade das fraturas.

f) Testes de Produção

Testes de fluxo transiente podem fornecer inúmeras informações a serem utilizadas na identificação de fratura em reservatórios, tais como: contraste na capacidade de estocagem de fluido entre matriz e fratura; presença de falhas, que podem estar associadas a um sistema de fraturas; além de presença de zonas com alto contraste de permeabilidade.

Além disso, Nelson (2001) sugere que se a permeabilidade obtida em teste for pelo menos dez vezes maior do que a permeabilidade de matriz, obtida em plugues ou perfis, há a tendência do reservatório ser fraturado.

Há, ainda, os testes de interferência que podem mostrar a resposta de um poço quando outro distante dele varia sua produção. Em alguns casos, é necessário considerar fraturas para justificar uma comunicação entre dois poços mais forte do que se esperaria em uma matriz homogênea.

2.5.3. Classificação de reservatórios naturalmente fraturados

Os reservatórios naturalmente fraturados são classificados de acordo com o grau de contribuição do sistema de fraturas ao desempenho do reservatório, ou seja, como elas afetam a produtividade da jazida. Uma classificação amplamente utilizada foi proposta por Nelson (2001), conforme Figura 2-19, em que os reservatórios fraturados são divididos em quatro tipos.

Tipo 1: As fraturas fornecem a capacidade de estocagem (porosidade) e permeabilidade no reservatório. A matriz é impermeável ou possui baixíssimas porosidade e permeabilidade;

Tipo 2: As fraturas fornecem a permeabilidade do reservatório. A matriz possui porosidade dominante no sistema, mas com baixa permeabilidade;

Tipo 3: As fraturas incrementam a produtividade do reservatório que já possui matriz com boas porosidade e permeabilidade.

Tipo 4: As fraturas não contribuem com porosidade nem permeabilidade, mas criam significativas anisotropias através da formação de barreiras.

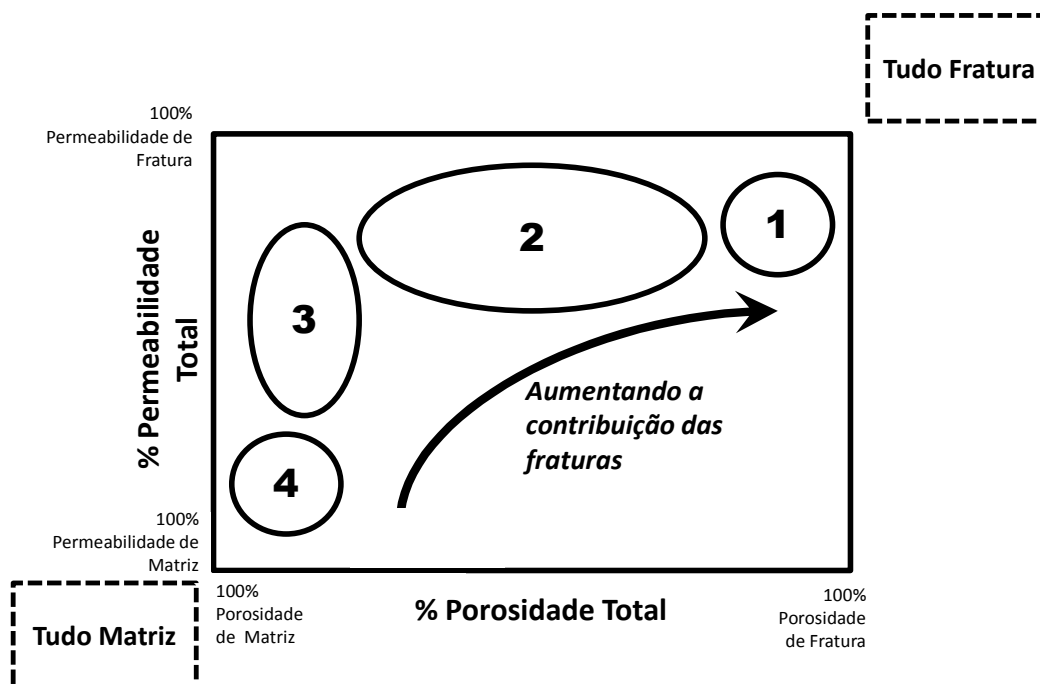


Figura 2-19 – Classificação dos reservatórios naturalmente fraturados proposta por Nelson (2001), adaptado.

O conhecimento do grau de contribuição do sistema de fraturas ajuda a entender os principais problemas que podem ser enfrentados durante a produção destes tipos de reservatórios, bem como avaliar os fatores de recuperação que podem ser esperados.

Baker e Kuppe (2000) relacionaram algumas das principais implicações à vida produtiva do reservatório relacionadas ao tipo de fraturamento observado. Segundo os autores, reservatórios do tipo 1 serão economicamente produtivos apenas se apresentarem alta intensidade de fraturas e altas porosidades de fraturas, sendo, portanto, essencial a determinação destes parâmetros para uma boa estimativa do seu potencial de recuperação.

Além disso, reservatórios do tipo 1 estão susceptíveis a chegadas prematuras de água, fenômeno que deverá ser governado principalmente pela extensão e conectividade verticais das fraturas. Nesse caso, é esperado um forte declínio da produção de óleo.

Ainda segundo Baker e Kuppe (2000), a eficiência da recuperação primária e secundária em reservatórios do tipo 2 está altamente relacionada a quanto a matriz está exposta ao sistema de fraturas, ou seja, à distribuição areal e vertical do sistema fraturado. Os autores ponderam que antes do início do desenvolvimento deste tipo de reservatório, é fundamental que se conheça características como intensidade fraturas e mergulho das fraturas, além do grau de comunicação entre matriz e fratura.

Em relação aos reservatórios de tipo 3, Baker e Kuppe (2000) observam que pode ser difícil detectar o sistema de fraturas ou sua contribuição à produção, já que a matriz já possui boas características permo-porosas. Muitas vezes por isso, mecanismos de recuperação secundária resultam em respostas não esperadas.

Já sobre os reservatórios de tipo 4, os autores alertam para o risco de baixas recuperações primária e secundárias devido à severa compartimentalização do reservatório que pode ser provocada pelo sistema de fraturas.

Estudo realizado por Qing e Sloan (2003) e Allan e Qing (2003) identificou os principais fatores que influenciam a recuperação final de reservatórios carbonáticos. De 250 campos avaliados, 52 são reservatórios naturalmente fraturados – sendo 35 do tipo 2 e 17 do tipo 3. Os fatores de recuperação (FR) destes campos são apresentados na Figura 2-20, a seguir.

De acordo com o estudo, os reservatórios do tipo 2 apresentam pouca correlação do fator de recuperação com as propriedades de rocha e fluido, sendo o FR mais dependente da natureza da rede de fraturas, da força de atuação de aquífero (quando houver) e da velocidade de drenagem. A otimização das vazões de produção e um gerenciamento cuidadoso da água produzida são apontados por Qing e Sloan como fatores críticos para a maximização do FR em reservatórios do tipo 2.

Já em reservatórios do tipo 3, o estudo aponta que o fator de recuperação é bastante afetado pelas propriedades da rocha e do fluido, especialmente, a molhabilidade, a permeabilidade de matriz, o grau API do óleo e a razão de mobilidade dos fluidos, além da intensidade do fraturamento – Figura 2-21. Em reservatórios pouco fraturados, os FRs foram sempre inferiores a 20%, independentemente da molhabilidade. Entretanto, nos reservatórios altamente fraturados, a molhabilidade exerce um controle bastante importante: nos reservatórios molháveis à água, o FR apresentou-se sempre superior a 25%, atingindo até 45%. Ao contrário, nos molháveis ao óleo, os fatores de recuperação

foram entre 10 e 25%. A possibilidade da água penetrar na microporosidade por embebição capilar em reservatórios molháveis à água possibilita maior recuperação final. Conforme já discutido no item sobre molhabilidade, em reservatórios molháveis ao óleo, canalizações e chegada de água aos poços produtores tendem a ocorrer mais rapidamente e a recuperação de óleo ser menos eficiente do que nos casos de reservatórios molháveis à água.

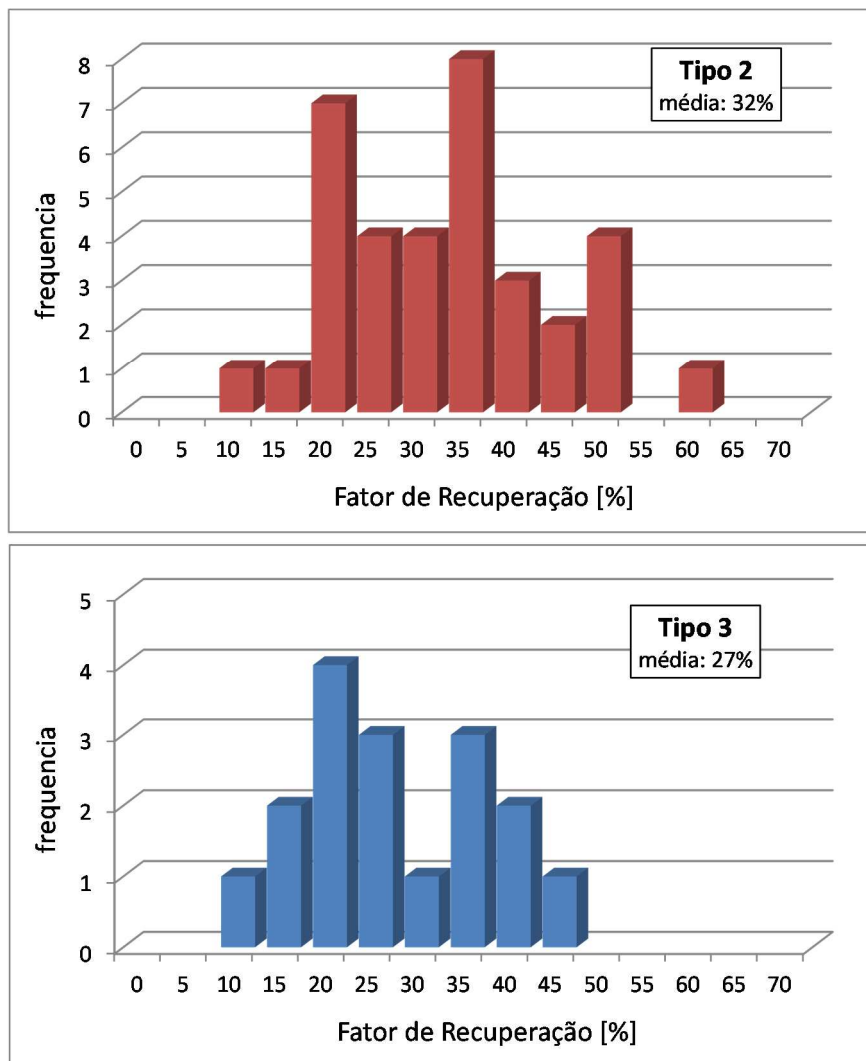


Figura 2-20 – Fatores de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados tipo 2 (acima) e tipo 3 (abaixo), adaptado de Qing e Sloan (2003)

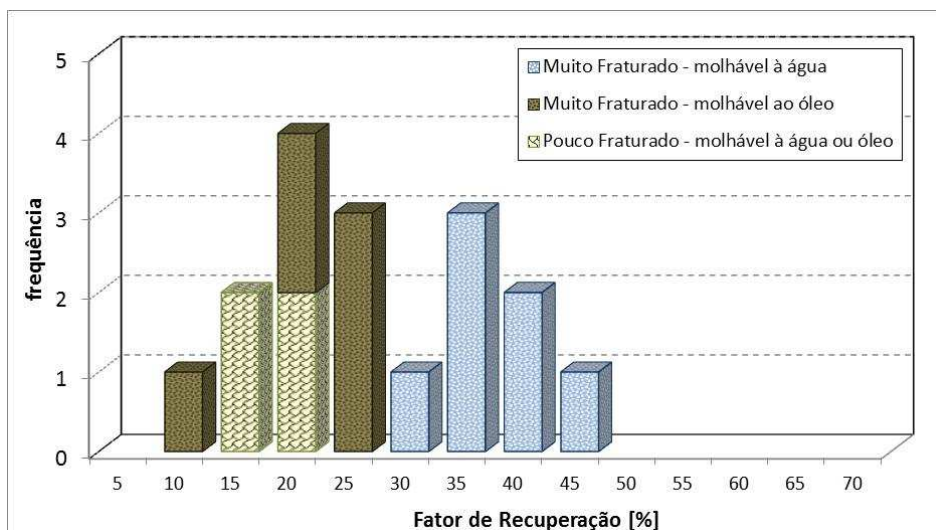


Figura 2-21 – Fatores de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados tipo 3 em função da intensidade de faturamento e molhabilidade da rocha, adaptado de Qing e Sloan (2003)

2.5.4. Produção em reservatórios fraturados

A presença de fraturas altera significativamente o fluxo de fluidos no maciço rochoso, fazendo que reservatórios naturalmente fraturados apresentem comportamento de produção bastante diferente, se comparados com reservatórios convencionais.

Allan e Qing (2003) apontam como as principais diferenças na produção dos reservatórios fraturados em relação aos convencionais:

- Devido à alta transmissibilidade da rede de fraturas, há uma queda de pressão muito baixa ao redor do poço produtor e o gradiente de pressão não exerce um papel significativo na produção, governada por mecanismos complexos que guiam a comunicação entre blocos de matriz e fratura;
- Em reservatórios altamente fraturados com matriz com alguma permeabilidade, o declínio de pressão em função da produção é menor em comparação com os reservatórios convencionais. A expansão de fluido, a drenagem gravitacional e a embebição provêm um fornecimento contínuo de óleo da matriz para as fraturas durante a produção;
- Se o reservatório for adequadamente gerenciado, a razão gás-óleo (RGO) do fluido produzido permanece menor devido ao fluxo

preferencial do gás liberado pelas fraturas em direção ao topo do reservatório, ao invés de horizontalmente em direção ao poço, gerando uma capa de gás ou aumentando o tamanho de uma já existente;

- d) Antes e durante a produção, os reservatórios altamente fraturados não possuem zonas de transição, pois a alta permeabilidade das fraturas provê um mecanismo para rápido reequilíbrio dos contatos dos fluidos;
- e) As propriedades petrofísicas e PVT têm um efeito insignificante na produção de água, sendo a fração de água produzida função exclusiva da vazão de produção;
- f) 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.

Dessa forma, não reconhecer adequadamente o papel das fraturas em um reservatório pode levar a erros na estratégia de produção, com efeitos profundamente negativos no desempenho do reservatório. No mesmo artigo, Allan e Qing (2003) sugerem que o campo líbio de Intisar “A” é um exemplo de insucesso devido à imposição de altas vazões, atingindo um fator de recuperação (FR) de 53%. Apesar de apresentar um FR bastante elevado, até mesmo para um reservatório convencional, é considerado um insucesso, pois se assume que seria possível obter FR ainda maior com controle da vazão.

Outro exemplo citado pelos autores é o campo chinês Yanling. Neste caso, para reverter um acentuado declínio de pressão causado por altas vazões, o campo foi submetido a um programa de injeção de água, sem a adequada caracterização do sistema de fraturas. Como consequência, a produção prematura da água injetada foi responsável pela abreviação da vida produtiva do campo com FR final menor que 20%.

2.5.5. Processos de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados

Nos reservatórios fraturados ocorrem processos de recuperação particulares, devido à descontinuidade do meio poroso, assim como as

características de condutividade hidráulica e capilar das fraturas. Os principais processos de recuperação em reservatórios fraturados são:

1. Expansão de Fluidos
2. Drenagem Gravitacional
3. Embebição
4. Deslocamento Viscoso
5. Convecção Natural
6. Difusão

Expansão de Fluidos. A expansão de fluidos refere-se ao deslocamento de fluidos entre os meios causado pela variação de volume das fases decorrente da diferença de pressão entre eles. O deslocamento de óleo da matriz para a fratura ocorre devido à redução da pressão na fratura, que causa a expansão do óleo na matriz, provocando, conseqüentemente, seu deslocamento para a fratura. Por isso, este mecanismo é mais relevante em sistemas depletivos.

Drenagem Gravitacional. A drenagem gravitacional está relacionada ao equilíbrio hidrostático entre as colunas de fluidos da matriz e da fratura das fases contínuas e móveis, ou seja, à diferença de saturação entre os meios. Assim, em um sistema onde, por exemplo, o bloco de matriz é cercado por fraturas saturadas com água, há um desequilíbrio hidrostático na base do bloco, já que a pressão exercida pela coluna de água na fratura é superior àquela exercida pela coluna de óleo na matriz, causando, portanto, deslocamento de óleo por água em sentido ascendente.

Embebição. Processo espontâneo de deslocamento de fluidos que ocorre até que os meios – matriz e fratura – alcancem o equilíbrio capilar. Por exemplo, em um sistema onde o bloco de matriz é cercado por fraturas saturadas com água, há invasão dessa água na matriz e o deslocamento de óleo para a fratura até que o equilíbrio capilar seja alcançado. Quanto mais molhável ao óleo for a matriz, menor será o volume de óleo deslocado da matriz para a fratura.

Deslocamento Viscoso. Processo que ocorre devido à diferença de pressão ao longo do bloco de matriz, que pode ser estabelecido pelo gradiente de pressão na fratura. Segundo Paiva (2012), quanto menor a condutividade de

fratura, maior o efeito viscoso. Isto porque a redução da condutividade da fratura causa diminuição da difusividade da pressão no meio que, por sua vez, provoca aumento do gradiente de pressão ao longo do reservatório. A comunicação entre blocos de matriz permite que seja estabelecido um gradiente de pressão no meio poroso, favorecendo o deslocamento viscoso mesmo em sistemas fraturados altamente intercomunicados.

Convecção Natural. A convecção natural corresponde ao movimento espontâneo dos fluidos causado pela variação da densidade, seja por variação de composição ou de temperatura, de determinada fase ao longo do reservatório, e consequente desequilíbrio da coluna hidrostática. Este mecanismo não é considerado em sistemas termodinâmicos isotérmicos (*black oil*) já que não consideram a variação de temperatura ou composição das fases.

Difusão. A difusão, ou mais especificamente difusão molecular, envolve transferência de massa entre a matriz e fratura devido à diferença de concentração de um componente em determinada fase entre os meios. Da mesma forma que a convecção natural, o fenômeno da difusão não é considerado nas simulações convencionais de modelos *black-oil*.

A recuperação final de um reservatório será resultado da aplicação de um processo ou de uma combinação de diferentes processos, a depender das características da rocha matriz, da rede de fraturas e dos fluidos existentes. Como a injeção de água é o método de recuperação secundária mais utilizado na indústria do petróleo, o processo de embebição torna-se particularmente importante. Este mecanismo tem-se mostrado bastante eficiente em reservatórios molháveis à água, porém também pode ser aplicado em reservatórios não molháveis à água, pelo mecanismo de embebição forçada, como será visto a seguir.

2.5.6. Embebição Espontânea e Embebição Forçada

O processo embebição pode ocorrer através de deslocamento concorrente ou contracorrente, conforme esquematizado na Figura 2-22. No deslocamento contracorrente a água entra na matriz provocando a saída do óleo na mesma direção, mas em sentido contrário, o que ocorre em todas as direções se o bloco de matriz estiver imerso no fluido deslocante (água). Ao contrário, no

deslocamento concorrente, o fluido óleo sai da matriz na mesma direção e sentido que o fluido deslocante (água) entra nela.

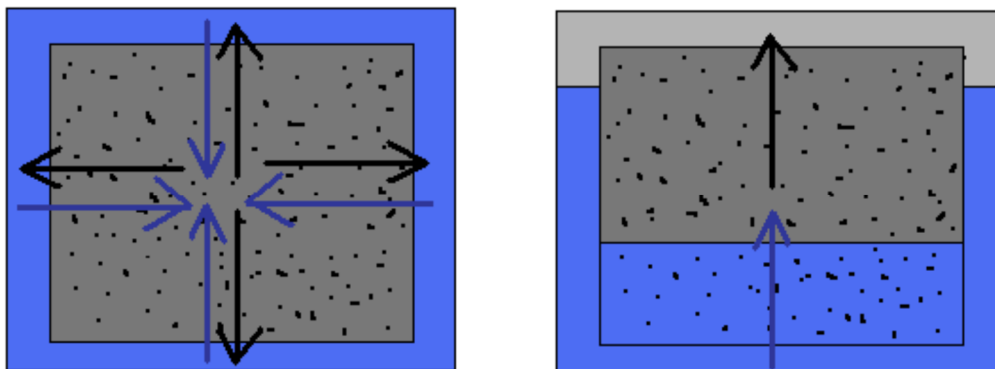


Figura 2-22 – Embebição Contracorrente (a) e Concorrente (b), Paiva (2012)

O processo de embebição contracorrente está relacionado ao processo de embebição espontânea, enquanto o processo de embebição concorrente está relacionado ao processo de embebição forçada, conforme apresentado na Figura 2-23.

A embebição de água na matriz inicia-se por um processo espontâneo em um deslocamento contracorrente que se encerra quando é alcançado o equilíbrio capilar entre a matriz e a fratura. Terminado o processo espontâneo, ou seja, atingido o equilíbrio capilar, a embebição prossegue apenas através de um processo forçado (imposição de maior pressão) em um deslocamento concorrente até que a máxima saturação de água na matriz seja alcançada ($1 - S_{or}$).

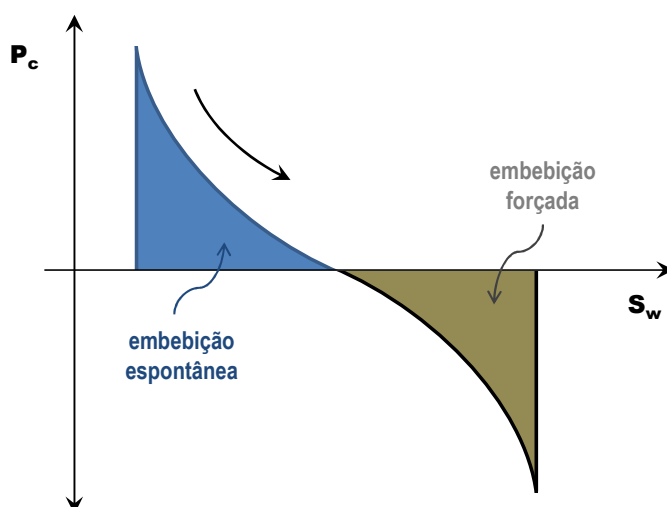


Figura 2-23 – Curva de Pressão Capilar: Processo Espontâneo e Forçado

A embebição forçada é especialmente importante em reservatórios fraturados com sistemas molháveis ao óleo ou molhabilidade intermediária, já que nestes casos o volume de óleo deslocado durante a embebição espontânea tende a ser baixo, tão menor quanto maior a molhabilidade ao óleo. Firoozabadi (2000) demonstrou ser possível obter boas recuperações em reservatórios molháveis ao óleo ou com molhabilidade intermediária por deslocamento concorrente se for aplicada uma diferença de pressão suficientemente grande no bloco de matriz.

2.5.7. Continuidade Capilar

A capilaridade consiste em um fenômeno de superfície, associado à molhabilidade, que ocorre devido a interações elétricas entre uma superfície sólida e duas ou mais fases fluidas e controla a distribuição dessas fases no conduto capilar, relacionando-se, portanto, com a habilidade das fases em moverem-se relativamente entre si (Paiva, 2012).

A continuidade capilar refere-se à ocorrência do fenômeno capilar no meio poroso, mas, pode ser interrompida pelas fraturas, que separam os blocos de matriz e possuem, em geral, dimensão muito superior aos poros da matriz.

Paiva (2012) acrescenta que a continuidade capilar interrompida pelas fraturas pode ser estabelecida através de pontos de contato entre os blocos de matriz ou através da formação de pontes entre os filmes adsorvidos às superfícies dos blocos, caso a espessura das fraturas seja suficientemente pequena.

Horie et al. (1990) mostram que em uma coluna formada por blocos de matriz separados obtém-se uma recuperação final por drenagem gravitacional gás/óleo equivalente àquela obtida por um único bloco de mesmo tamanho se for estabelecida continuidade capilar. Paiva (2012) acrescenta, ainda, que quando se estabelece continuidade capilar entre os blocos, o equilíbrio capilar/ gravitacional é realizado em toda a coluna e não apenas nos blocos individualmente, o que favorece o processo de drenagem gravitacional. Além disso, a continuidade capilar permite que sejam estabelecidos gradientes de pressão ao longo do meio poroso mesmo em um sistema fraturado altamente intercomunicado, favorecendo o processo de deslocamento viscoso.

2.5.8. Simulação de fluxo em reservatórios naturalmente fraturados

A simulação de fluxo em reservatórios naturalmente fraturados deve, de alguma forma, incorporar o efeito que o sistema de fraturas causa sobre o escoamento no meio poroso em que está inserido.

A representação deste sistema de fraturas nos modelos tradicionais de simulação – meio único – com a utilização de malhas refinadas, a chamada descrição explícita, pode requerer um número excessivo de células no *grid* de simulação, com um custo computacional proibitivo em estudos de reservatórios reais.

Dessa forma, diferentes métodos ou modelos foram desenvolvidos visando a essa incorporação. Os principais, além da descrição explícita da fratura, são: meio único equivalente com utilização de pseudo-curvas de pressão capilar e permeabilidades relativas, modelo de fraturas discretas e o modelo de múltiplos domínios.

Representação explícita. As propriedades das fraturas (tipicamente, dimensões e condutividades) são descritas explicitamente no *grid* de simulação. Conforme já citado, tal abordagem requer um alto grau de refinamento da malha, o que torna sua aplicação quase sempre inviável em estudos de casos reais.

Modelo de múltiplos domínios. Diferentes meios ou domínios (por exemplo, matriz e fraturas) são discretizados e modelados independentemente, sendo interligados através de termos de transferência de fluido. Um caso particular bastante utilizado do modelo de múltiplos domínios é o modelo de dupla-porosidade (2ϕ), em que há dois meios, matriz e fraturas, conectados através de termos fonte (matriz) e sumidouro (fraturas).

Meio único equivalente com pseudo-curvas. As fraturas são representadas através do uso de pseudo-curvas de pressão capilar e permeabilidade relativas em um modelo de apenas um meio ou domínio (1ϕ). Propriedades como porosidade e, principalmente, permeabilidades também são modificadas a fim de modelar o efeito da presença de fraturas. Entretanto, este modelo é adequado apenas quando a transferência de

fluxo entre matriz e fratura for rápida o bastante que o comportamento do sistema matriz-fratura possa ser admitido como o de um único meio.

Modelo de fraturas discretas. As fraturas são representadas discretamente por meio de malhas não-estruturadas, utilizando-se, em geral, uma aproximação numérica pelo método de elementos finitos. Lima [2013] destaca que esses modelos são geralmente construídos para uma parte do reservatório e, por meio deles, são obtidos os parâmetros de fraturas necessários à simulação em escala de campo por outros modelos, como o de dupla-porosidade.

Modelo de Dupla Porosidade

Em 1960, Barenblatt et al. introduziram o conceito de duplo-contínuo, ou modelo de dois meios, ou, ainda, modelo de dupla-porosidade (2ϕ) para meios porosos fraturados. Nesta idealização, os meios são sobrepostos fisicamente e, em cada ponto do espaço avaliado, há um par de variáveis (pressão e saturação, por exemplo) representativas de cada meio.

Segundo Barenblatt et al. (1960), as variáveis devem representar valores médios ao redor de um ponto, que devem ser obtidos em uma escala suficientemente grande, para que sejam representativos de um grande número de blocos, porém em volumes relativamente pequenos, para que ainda seja válida a hipótese do contínuo e, por consequência, a análise diferencial.

Considerando apenas a expansão do fluido como mecanismo de produção e escoamento monofásico, a transferência de fluxo, τ , da matriz para a fratura proposta por Barenblatt et al. (1960) dependeria da viscosidade, μ , da diferença de pressão entre os meios (fratura e matriz) e de determinada característica geométrica, em uma relação semelhante à equação de Darcy:

$$\tau = \frac{\sigma k}{\mu} (P_f - P_m) \quad (5)$$

sendo $\sigma = 1/l^2$ um fator geométrico e l , uma dimensão característica de um único bloco de matriz.

Warren e Root (1963) aplicaram o conceito proposto por Barenblatt et al. (1960) para a interpretação de testes de poço, utilizando a idealização de meio fraturado representada na Figura 2-24 a seguir.

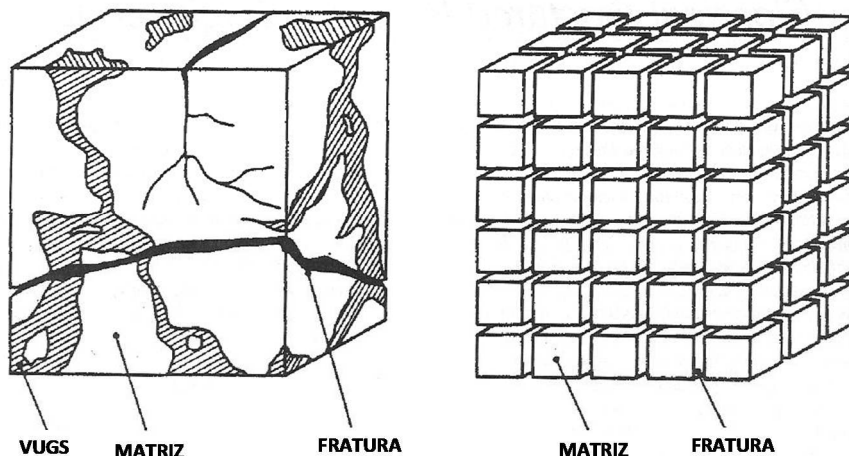


Figura 2-24 – Idealização do meio poroso heterogêneo, adaptado de Warren e Root (1963)

Neste modelo, cada bloco de matriz é cercado por fraturas, sem comunicação com nenhum outro bloco de matriz adjacente. O fluxo se dá, então, apenas pelas fraturas, e a matriz exerce a função de fonte para as fraturas ao seu redor.

Warren e Root (1963) reescreveram o fator geométrico proposto por Barenblatt et al. (1960) como:

$$\sigma = \frac{4N(N + 2)}{l^2} \quad (6)$$

onde N é o número de planos de intersecção das fraturas (1, 2 ou 3) e l é a relação entre o volume e a média das faces nas três direções de um bloco de matriz (l_x , l_y e l_z):

$$l = \frac{3l_x l_y l_z}{l_x l_y + l_y l_z + l_x l_z} \quad (7)$$

A simulação numérica de fluxo de modelos de dupla-porosidade consiste em utilizar *grids* sobrepostos de mesma geometria para cada um dos meios.

Assim, cada célula de matriz (com suas respectivas propriedades) possui uma célula de fratura correspondente, também representadas com suas propriedades características, como porosidade, permeabilidades, saturações, etc.

É importante, ainda, distinguir as dimensões dos blocos de matriz utilizadas por Warren e Root (1963) nas definições dos fatores geométricos e as dimensões das células de matriz e fratura do modelo de simulação. Conforme esquematizado na Figura 2-25, a seguir, cada célula do grid de simulação pode conter n blocos de matriz de dimensões l_x , l_y e l_z . Sendo as dimensões de uma célula da malha de simulação dadas por Δ_x , Δ_y e Δ_z , teremos que:

$$n = \frac{\Delta_x \Delta_y \Delta_z}{l_x l_y l_z} \quad (8)$$

Grids de simulação sobrepostos

1 célula de matriz / 1 célula de fratura

Uma célula do grid

n blocos de matriz / fraturas ortogonais

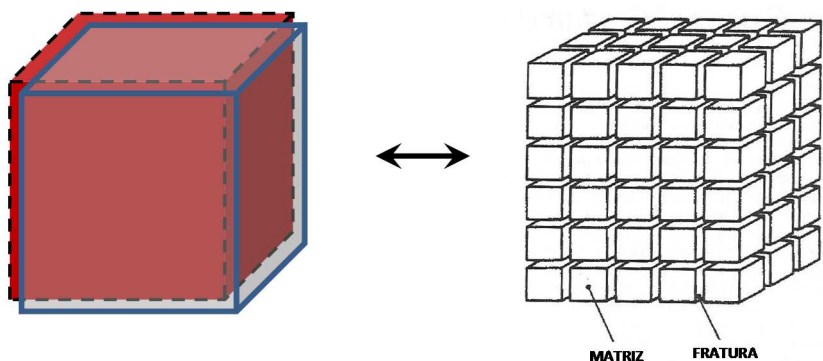


Figura 2-25 – Representação do meio poroso fraturado em modelos de dupla-porosidade, adaptado de Warren e Root (1963) e Paiva (2012)

Conforme já comentado, o modelo proposto por Barenblatt et al. (1960) e, posteriormente utilizado por Warren e Root (1963), considera apenas o fenômeno de expansão de fluido e escoamento monofásico. Este modelo foi generalizado por Kazemi et al. (1976) para escoamento multifásico em um sistema isotérmico, utilizando modelo termodinâmico “black-oil”. Para cada uma das fases, a conservação de massa é dada pelas expressões a seguir. O sinal circunflexo (^) indica os parâmetros de fratura, conforme notação adotada por Paiva (2012).

$$\tau_{\alpha} + q_{\alpha} = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right)$$

(9)

$$\nabla \cdot \left(\frac{k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha} \hat{B}_{\alpha}} \hat{K} \nabla \hat{\Phi}_{\alpha} \right) V - \tau_{\alpha} + \hat{q}_{\alpha} = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\hat{\phi} \hat{S}_{\alpha}}{\hat{B}_{\alpha}} \right)$$

onde,

$V = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$ é o volume de controle considerado, isto é o volume da célula do grid de simulação,

Φ_{α} é o potencial de escoamento da fase, dado por:

$$\Phi_{\alpha} = P_0 \pm P_{c_{\alpha}} - \gamma_{\alpha} Z \quad (10)$$

e τ_{α} é o termo que representa a transferência de fluxo entre a matriz e a fratura.

A conservação de massa é realizada para cada um dos meios independentemente e a comunicação entre os meios se dá pelos termos de transferência. Conforme idealização de Barenblatt et al. (1960) e, posteriormente, de Warren e Root (1963), o meio poroso é totalmente descontínuo, ou seja, não há comunicação entre blocos de matriz. Por isso, na primeira equação, referente à matriz, só aparecem os termos relativos à transferência de fluxo entre matriz e fratura e à vazão aplicada ao sistema.

Esses modelos, em que não há comunicação entre blocos de matriz, são chamados de dupla-porosidade permeabilidade simples (2 ϕ 1K). Já os modelos em que há continuidade entre blocos de matriz e há transferência de massa entre eles são chamados de dupla-porosidade dupla-permeabilidade (2 ϕ 2K). Assim, as equações propostas por Kazemi et al. (1976) ficam:

$$\nabla \cdot \left(\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha} K \nabla \Phi_\alpha \right) V + \tau_\alpha + q_\alpha = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_\alpha}{B_\alpha} \right) \quad (11)$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha \hat{B}_\alpha} \hat{K} \nabla \hat{\Phi}_\alpha \right) V - \tau_\alpha + \hat{q}_\alpha = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\hat{\phi} \hat{S}_\alpha}{\hat{B}_\alpha} \right)$$

Neste mesmo trabalho, Kazemi et al. (1976), aplicam o conceito de potencial de escoamento para redefinir o termo de transferência de Barenblatt:

$$\tau_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{B_\alpha \mu_\alpha} \sigma k V (\Phi_\alpha - \hat{\Phi}_\alpha) \quad (12)$$

Além disso, Kazemi et al. (1976) propõem uma nova expressão para o fator de forma, tanto para meios isotrópicos como para meios anisotrópicos:

Meio isotrópico:

$$\sigma k = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) k \quad (13)$$

Meio anisotrópico:

$$\sigma k = 4 \left(\frac{k_x}{l_x^2} + \frac{k_y}{l_y^2} + \frac{k_z}{l_z^2} \right) \quad (14)$$

O efeito gravitacional é desprezado por Kazemi et al. (1976), pois a profundidade Z da equação 10, onde é avaliado o potencial de cada fase, é a mesma para os dois meios – o centro das células do *grid* de simulação. Entretanto, o termo transferência de Kazemi, além do efeito da expansão de fluidos já considerado anteriormente, adiciona o fenômeno da embebição, devido ao termo de pressão capilar.

Diferentes outras formulações foram publicadas desde então procurando incorporar os demais mecanismos de recuperação. Serão apresentadas, a seguir,

as formulações implementadas no simulador comercial utilizado no desenvolvimento deste trabalho (Eclipse 100, Schlumberger) para a incorporação do efeito gravitacional e o deslocamento viscoso.

Sonier et al. (1986) adicionaram o efeito gravitacional através da variação relativa da coluna hidráulica de cada fase na matriz e na fratura, supondo segregação gravitacional, conforme esquematizado na Figura 2-26, a seguir.

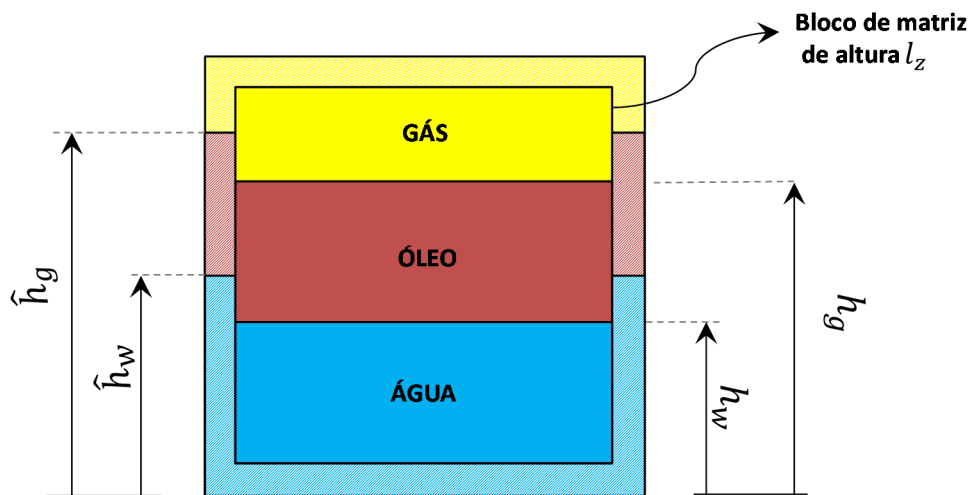


Figura 2-26 – Esquema de bloco de matriz cercado por fraturas: fluidos segregados, adaptado de Paiva (2012)

Para cada fase, as funções transferências podem ser descritas da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_o = -\frac{k_{r_o}}{B_o \mu_o} \sigma k V \{(\hat{\Phi}_o - \Phi_o) - \bar{\gamma}_o[(\hat{h}_w - h_w) - (\hat{h}_g - h_g)]\} \\ \\ \tau_w = -\frac{k_{r_w}}{B_w \mu_w} \sigma k V [(\hat{\Phi}_w - \Phi_w) + \bar{\gamma}_w(\hat{h}_w - h_w)] \\ \\ \tau_g = -\frac{k_{r_g}}{B_g \mu_g} \sigma k V [(\hat{\Phi}_g - \Phi_g) + \bar{\gamma}_g(\hat{h}_g - h_g)] \end{array} \right. \quad (15)$$

onde

$$h_w = \frac{(S_w - S_{w_{cr}})}{(1 - S_{or} - S_{w_{cr}})} l_z \quad (16)$$

$$h_g = \left[1 - \frac{(S_g - S_{g_{cr}})}{(1 - S_{or} - S_{g_{cr}})} \right] l_z$$

O efeito de deslocamento viscoso foi proposto por Gilman e Kazemi (1988), considerando a variação de pressão na fratura ao longo de cada bloco de matriz igual ao gradiente de pressão médio das células de fraturas vizinhas, conforme Figura 2-27.

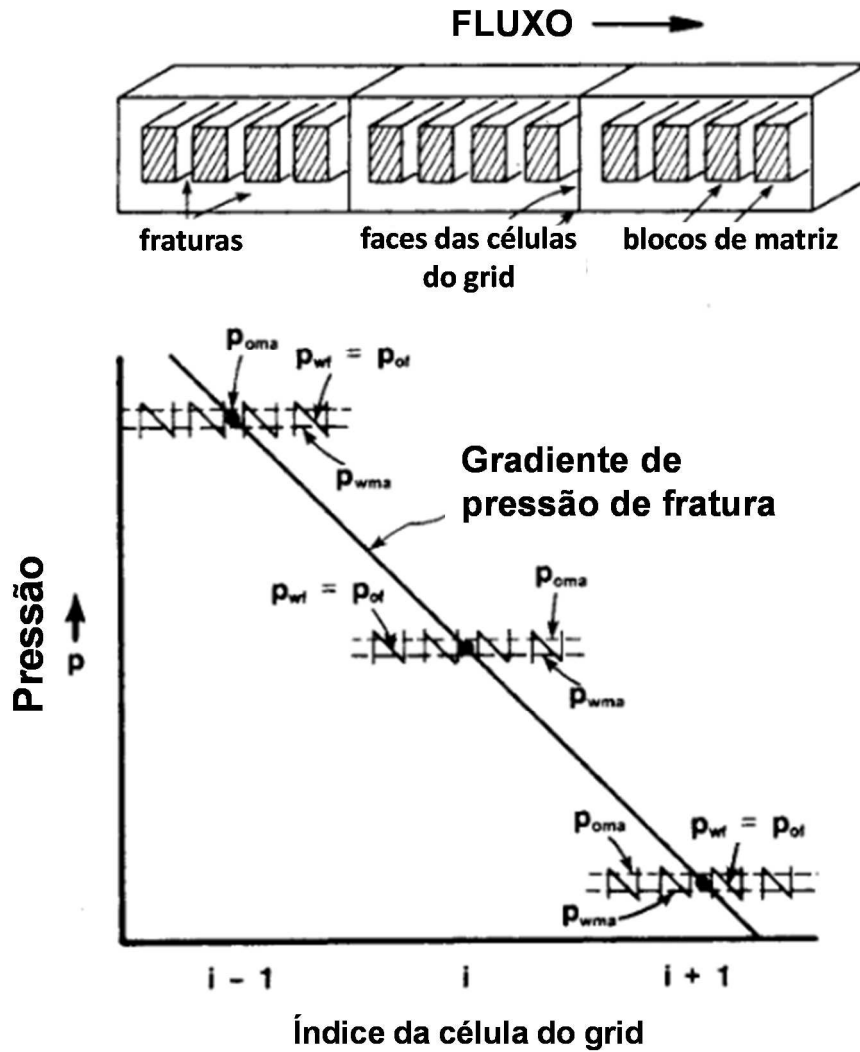


Figura 2-27 – Idealização do fluxo viscoso, adaptado de Gilman e Kazemi (1988)

O termo de transferência de cada fase α é dado por:

$$\begin{aligned} \tau_{\alpha} = \frac{4k}{l^2} \{ & [(\bar{w}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y} + \bar{w}_{\alpha z})\hat{\lambda}_{\alpha} \\ & + (3 - \bar{w}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y} + \bar{w}_{\alpha z})\hat{\lambda}_{\alpha}] \cdot (\hat{\Phi}_{\alpha} - \Phi_{\alpha}) \\ & + [\bar{w}_{\alpha x}(1 - \bar{w}_{\alpha x}) \cdot D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y}(1 - \bar{w}_{\alpha y}) \cdot D_y \hat{\Phi}_{\alpha y} \\ & + \bar{w}_{\alpha z}(1 - \bar{w}_{\alpha z}) \cdot D_z \hat{\Phi}_{\alpha z}] (\hat{\lambda}_{\alpha} - \lambda_{\alpha}) \cdot l \} \end{aligned} \quad (17)$$

onde,

$$\lambda_{\alpha} = \left(\frac{k_r}{\mu B} \right)_{\alpha} \quad \text{é a mobilidade da fase}$$

$D_x = \frac{d}{dx}$, um operador diferencial.

e $\bar{w}_{\alpha x}$ é um ponderador definido por Gilman e Kazemi (1988) como:

$$\bar{w}_{\alpha x} = \begin{cases} 1 & \text{se } \left(\hat{\Phi}_{\alpha x} - \frac{l}{2} D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} \right) > \Phi_{\alpha x} \\ 0 & \text{se } \left(\hat{\Phi}_{\alpha x} + \frac{l}{2} D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} \right) < \Phi_{\alpha x} \\ 1/2 & \text{nos demais casos} \end{cases} \quad (18)$$

O gradiente nas fraturas é obtido calculando-se a média dos gradientes das células vizinhas, para cada uma das direções:

$$D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} = \left| \frac{\hat{\Phi}_{\alpha \, i+1,j,k} - \Phi_{\alpha \, i,j,k}}{\Delta x_{i+1,j,k} + \Delta x_{i,j,k}} \right| + \left| \frac{\hat{\Phi}_{\alpha \, i,j,k} - \Phi_{\alpha \, i-1,j,k}}{\Delta x_{i,j,k} + \Delta x_{i-1,j,k}} \right| \quad (19)$$

3. Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia que foi empregada no desenvolvimento do presente trabalho. O estudo foi dividido em quatro etapas, que serão detalhadas a seguir. As análises realizadas procuraram contemplar o entendimento dos processos de recuperação envolvidos na produção de reservatórios fraturados, bem como o impacto de cada um dos principais parâmetros que condicionam o fluxo no meio poroso fraturado. Foi realizada, ainda, uma análise de possíveis estratégias de drenagem para esse tipo de reservatório. Por fim, foram realizadas simulações para estudar possíveis ganhos da injeção de emulsão de óleo em água, como método de recuperação, em comparação com a injeção de água.

Os estudos realizados foram:

- Análise de sensibilidade dos principais parâmetros que caracterizam o comportamento dos fluidos em meios porosos fraturados: Continuidade Capilar; Velocidade de Transferência de fluidos entre os meios matriz e fratura e condutividade hidráulica da fratura;
- Análise comparativa dos processos de recuperação: expansão de fluidos, drenagem gravitacional, embebição e deslocamento viscoso;
- Análise de diferentes alternativas de drenagem para reservatórios fraturados submetidos à injeção de água: posicionamento dos poços produtores e injetores em relação à direção preferencial das fraturas; completação dos poços ao longo da espessura do reservatório; velocidade de produção de óleo (restringir ou não os poços produtores); taxa de injeção de água.
- Simulação de cenários com alteração das curvas de permeabilidade relativa do meio poroso (matriz) e das fraturas, visando a avaliar o impacto da injeção de emulsão de óleo em água como método de recuperação.

3.1. Características gerais do modelo

As simulações foram realizadas com o *software* Eclipse100®, em um reservatório homogêneo de malha cartesiana com 20x20x100 blocos com dimensões 50mx50mx3m cada. Assim, as dimensões do reservatório analisado são 1000m x 1000m x 300m.

Os poços, um produtor e um injetor de água, são verticais, com 7 polegadas de diâmetro, estão completados em todas as camadas da malha e posicionados em suas extremidades opostas, representando, assim, um quarto de malha *five-spot*, conforme esquema apresentado na Figura 3-1.

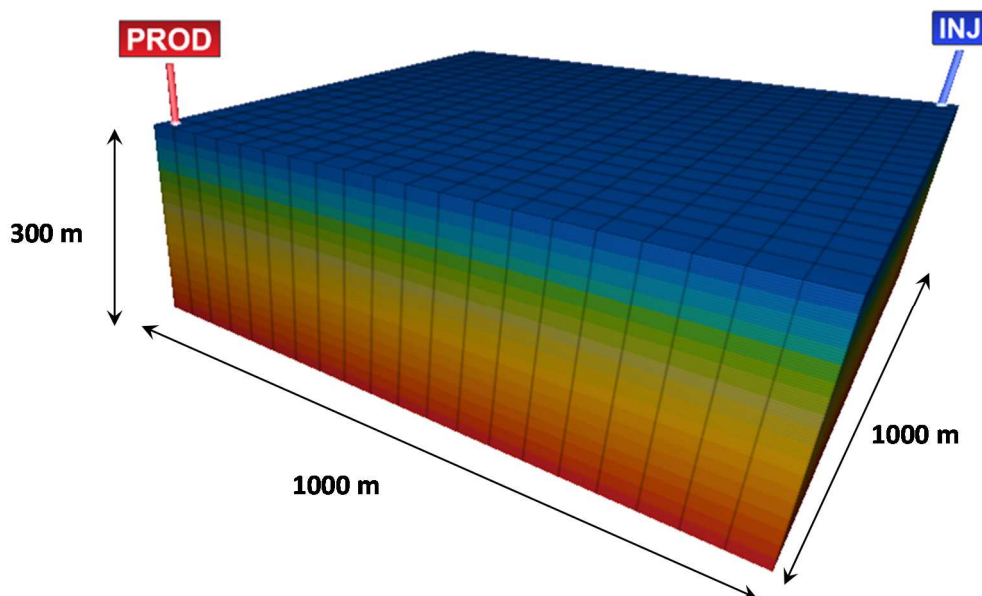


Figura 3-1 – Esquema da malha de simulação

Não se considera a existência de capa de gás ou de aquífero atuante. Além disso, a pressão inicial do reservatório é superior à pressão de saturação do óleo, ou seja, o reservatório encontra-se, inicialmente, subsaturado, com saturação inicial de óleo de 80% e 20% de água.

Foram impostas as seguintes condições de contorno ao problema:

- poço produzindo com pressão de fluxo constante, igual a 350 bar;
- poço injetor de água injetando vazão constante de 5000 m³/d;
- simulação de um período de 100 anos de produção.

3.2. Propriedades de matriz e fraturas

No desenvolvimento deste trabalho, foram adotados diferentes valores de permeabilidade de matriz e fratura, além das dimensões de bloco de matriz. Esses valores estão apresentados na Tabela 2, a seguir. As porosidades, tanto de matriz quanto de fratura, foram mantidas constantes a fim de não alterar o volume original de óleo *in-place*, nos diferentes cenários analisados.

Tabela 2 – Propriedades de matriz e fraturas utilizadas

Propriedade	Valores utilizados
Permeabilidade de matriz [mD]	0,1 1 10 100
Permeabilidade de fratura [mD]	10 50 100 200 1000
Porosidade de matriz [%]	16
Porosidade de fratura [%]	1
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly, Lz [m]	5 10 15 20

3.3. Dados de fluido

Os fenômenos físicos de embebição, drenagem gravitacional e deslocamento viscoso foram analisados para diferentes tipos de óleos, desde mais pesados até mais leves. Foram utilizados dados de óleos da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro.

A Figura 3-2, a seguir, apresenta as principais características destes óleos: grau API, fator volume de formação (Bo) e viscosidade.

O grau API é uma escala arbitrária, criada pelo *American Petroleum Institute* (API), que mede a densidade do petróleo, pela seguinte relação:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d_o} - 131.5$$

onde d_o é a densidade do óleo em relação à água a 60°F.

De acordo com o °API, tem-se a seguinte classificação:

- Petróleo leve: °API maior que 30;
- Petróleo médio: °API entre 22 e 30;
- Petróleo pesado: °API entre 10 e 22;
- Petróleo extrapesado: °API menor que 10.

Já o fator volume de formação (B_o) é a relação entre o volume do óleo em condições de reservatório e seu volume quando posto em condições de superfície.

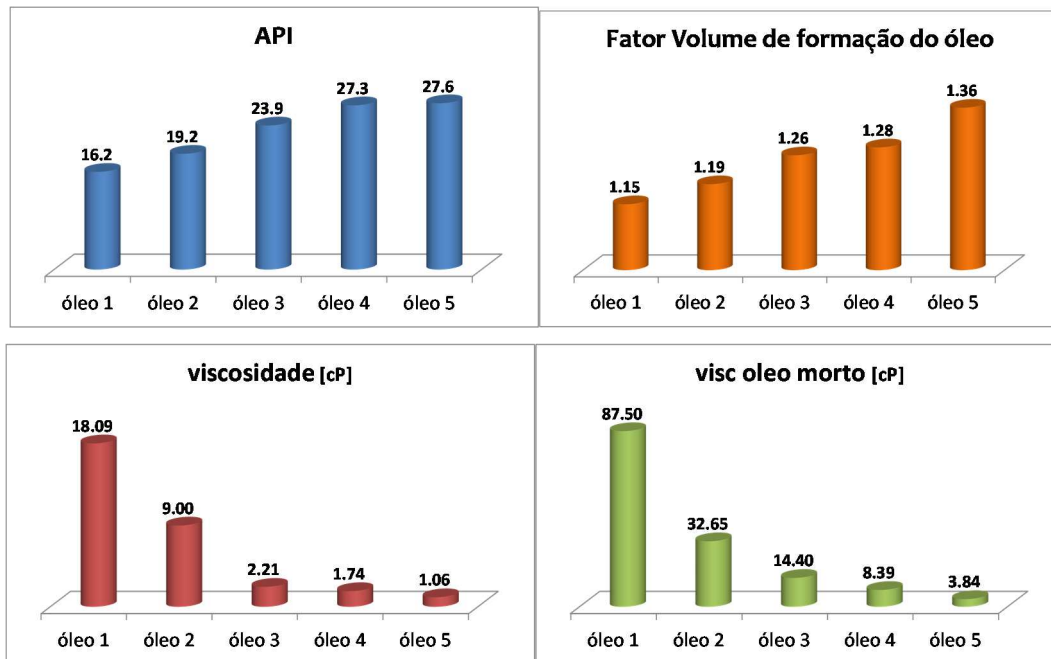


Figura 3-2 – Principais características dos tipos de óleo avaliados

3.4. Curvas de Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar

Os fenômenos de embebição, drenagem gravitacional e deslocamento viscoso também foram analisados para diferentes condições de molhabilidade. Dessa forma, foram considerados três conjuntos de curvas, apresentados nas Figuras 3-3 a 3-5, de permeabilidades relativas, ao óleo e à água (k_{ro} e k_{rw} , respectivamente), e de pressão capilar (embebição e drenagem), com a seguinte notação:

- KREL1: molhabilidade ao óleo
- KREL2: molhabilidade intermediária
- KREL3: molhabilidade à água

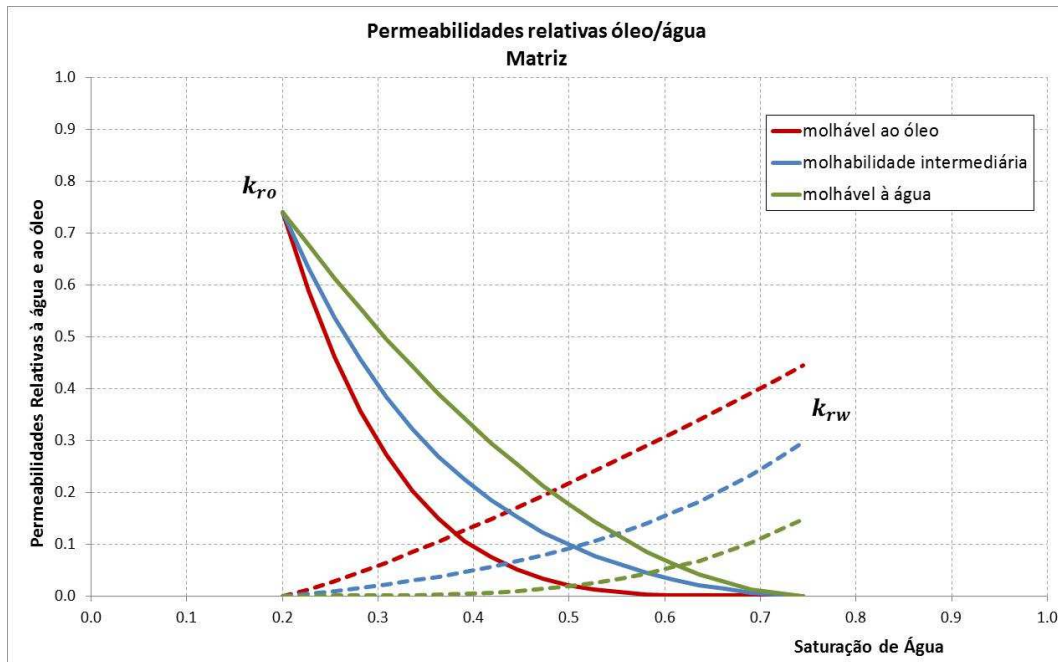


Figura 3-3 – Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água (matriz)

Para os três tipos de molhabilidade, admite-se que não há variação das saturações iniciais de água e das saturações residuais de óleo. Embora não seja uma hipótese realista, dada a influência da molhabilidade em tais saturações, ela foi adotada para que em todos os cenários avaliados o volume de óleo móvel fosse o mesmo, permitindo as comparações.

Para o sistema de fraturas, adota-se usualmente a relação linear de permeabilidades relativas, conforme Figura 3-4, sendo desprezado qualquer efeito capilar.

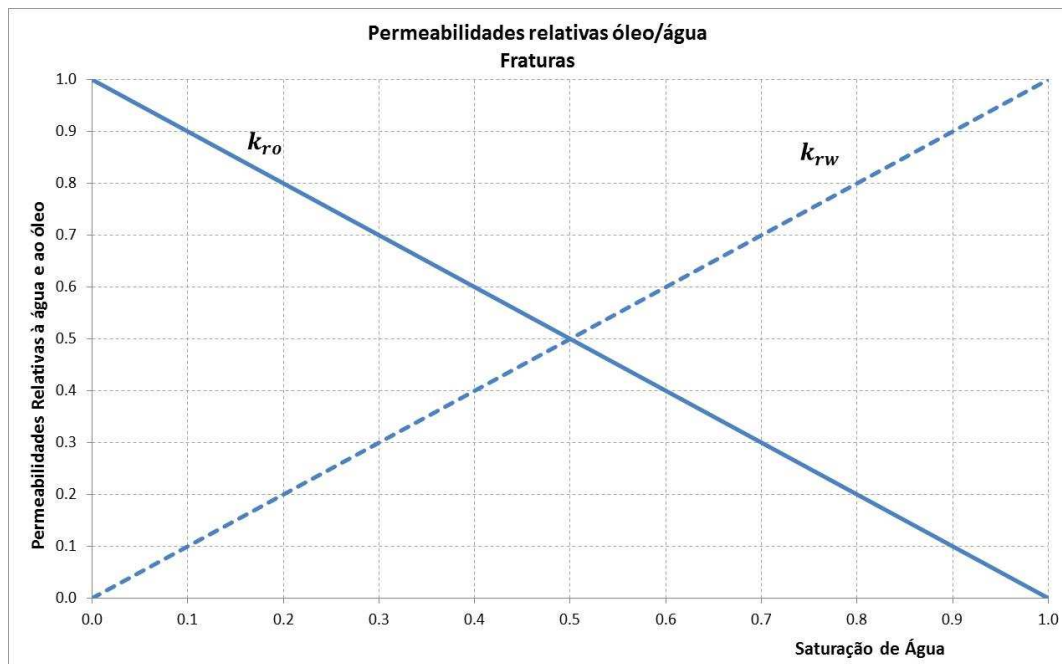


Figura 3-4 — Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água (fratura)

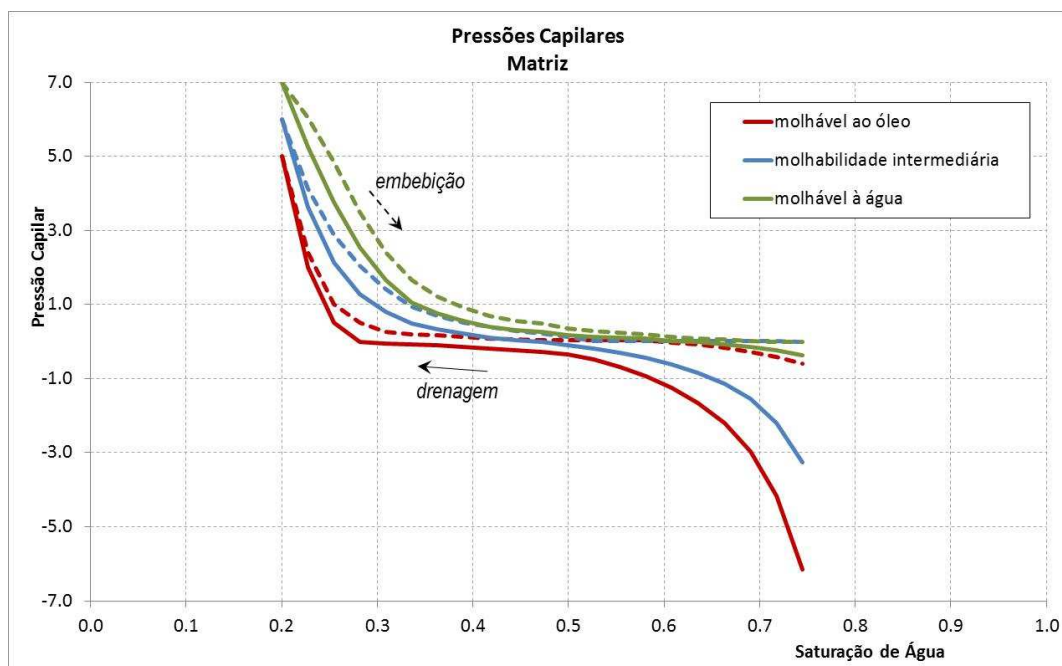


Figura 3-5 — Curvas de pressão capilar (matriz)

3.5. Análise Paramétrica

A primeira etapa do presente estudo consistiu em uma análise de sensibilidade dos principais parâmetros que caracterizam o comportamento dos fluidos em meios porosos fraturados:

- Continuidade capilar;
- Velocidade de transferência de fluidos entre os meios matriz e fratura;
- Condutividade hidráulica da fratura.

3.5.1. Continuidade Capilar

A continuidade capilar é analisada através da comparação entre modelos dupla-porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$), em que as células de matriz estão isoladas entre si, e modelos de dupla-porosidade dupla-permeabilidade ($2\phi 2K$), onde há comunicação entre as células da matriz.

A análise foi feita para diferentes valores de permeabilidade de matriz, visando identificar em que situações os modelos são similares ou apresentam comportamento mais distintos. A Tabela 3 apresenta um resumo dos cenários avaliados, com destaque para os parâmetros que são modificados. Os demais parâmetros permanecem constantes.

Tabela 3– Cenários para análise da Continuidade Capilar

Propriedade	Valores utilizados
Modelo de Simulação	$2\phi 1K$ $2\phi 2K$
Permeabilidade de matriz [mD]	0,1 1 10 100
Permeabilidade de fratura [mD]	100
Tipo de óleo	Óleo 5
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	KREL 2
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly, Lz [m]	10

3.5.2. Velocidade de Transferência de fluidos entre os meios

A velocidade de transferência de fluidos entre matriz e fratura depende tanto da permeabilidade da matriz quanto da densidade de fraturas, ou do espaçamento entre fraturas. Assim, a análise foi feita em duas etapas: na primeira, variou-se apenas a permeabilidade de matriz e na segunda, apenas as dimensões dos blocos de matriz, conforme esquematizado nas Tabelas 4 e 5, a seguir.

Neste caso, utilizou-se apenas o modelo de dupla-porosidade permeabilidade simples (2 ϕ 1K).

Tabela 4 – Cenários para análise da velocidade de transferência: permeabilidade de matriz

Propriedade	Valores utilizados
Modelo de Simulação	2 ϕ 1K
Permeabilidade de matriz [mD]	0,1 1 10 100
Permeabilidade de fratura [mD]	100
Tipo de óleo	Óleo 5
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	KREL 2
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly, Lz [m]	10

Tabela 5 – Cenários para análise da velocidade de transferência: dimensões de bloco

Propriedade	Valores utilizados
Modelo de Simulação	2 ϕ 1K
Permeabilidade de matriz [mD]	10
Permeabilidade de fratura [mD]	100
Tipo de óleo	Óleo 5
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	KREL 2
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly, Lz [m]	5 10 15 20

3.5.3. Condutividade hidráulica das fraturas

O impacto da condutividade hidráulica das fraturas foi avaliado alterando-se o valor da permeabilidade equivalente de fratura, conforme apresentado da Tabela 6, a seguir.

Tabela 6 – Cenários para análise da transmissibilidade da fratura

Propriedade	Valores utilizados
Modelo de Simulação	2φ1K
Permeabilidade de matriz [mD]	10
Permeabilidade de fratura [mD]	10 50 100 200 1000
Tipo de óleo	Óleo 5
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	KREL 2
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly, Lz [m]	10

3.6. Análise comparativa dos processos de recuperação

Conforme já discutido, os principais processos de recuperação entre os meios matriz e fratura são: expansão de fluidos, drenagem gravitacional, embebição e deslocamento viscoso. Esses fenômenos são considerados nas simulações numéricas de fluxo através de diferentes formulações do termo de transferência de fluidos entre matriz e fratura.

Os principais simuladores comerciais (inclusive o *software* Eclipse100®, utilizado neste trabalho) permitem que o usuário indique quais fenômenos, além da expansão de fluidos, devem ser considerados em uma determinada simulação. Assim, a presente análise comparativa consistiu em realizar para um dado cenário duas simulações: com e sem o processo que se desejava avaliar.

A análise foi dividida em duas etapas. Primeiramente, avaliou-se o impacto da incorporação do processo de drenagem gravitacional, quando comparado aos efeitos apenas da expansão de fluidos e forças capilares (embebição espontânea). Posteriormente, foi acrescentado o efeito do deslocamento viscoso.

A análise dos processos de recuperação foi realizada para meios porosos fraturados com diferentes características, ou seja, diferentes permeabilidades de

matriz e fratura e dimensões dos blocos de matriz. Além disso, foram considerados os cenários de molhabilidade e qualidade do óleo já apresentados anteriormente.

Para combinar todas essas diferentes variáveis, foi realizada uma análise de incertezas, utilizando-se o *software* Cougar® e a metodologia do planejamento de experimentos e superfície de respostas. O planejamento de experimentos tem como principal objetivo obter o máximo de informação com o menor número possível de experimentos – no caso da engenharia de reservatórios, o menor número de simulações de fluxo. Com os resultados das simulações de fluxo do planejamento de experimentos são construídas superfícies para cada resposta de interesse. Essas superfícies de respostas são representações dos resultados obtidos por simulação de fluxo dentro de certo domínio e podem substituir os resultados do simulador de fluxo com boa precisão.

O que se pretende, enfim, é, a partir de algumas dezenas de simulações de fluxo, estimar com boa precisão as respostas de milhares de outras combinações possíveis dentro do mesmo domínio – neste trabalho tais combinações foram obtidas por simulação Monte Carlo (10.000 realizações no total).

No presente estudo, as superfícies de respostas foram construídas a partir dos resultados de 50 simulações de fluxo (planejamento de experimentos).

Destaca-se, ainda, que para essa análise de incertezas, todas as simulações foram realizadas utilizando-se modelos 2 ϕ 2K (dupla porosidade dupla permeabilidade).

Os parâmetros considerados, bem como a faixa de variação de cada um são apresentados na Tabela 7, a seguir. Para todos os parâmetros foi admitida uma distribuição uniforme de probabilidade entre os valores extremos. No caso do tipo de óleo e permeabilidades relativas, as variáveis são discretas, ou seja, podem assumir apenas valores inteiros (1 a 5 e 1 a 3, respectivamente). As demais são contínuas, podendo assumir qualquer valor real entre os valores mínimo e máximo.

É importante ressaltar, também, que as variáveis permeabilidade de matriz e permeabilidade de fratura não foram admitidas como independentes entre si, como todas as demais. Por isso, foi criada a propriedade “contraste” entre as permeabilidades, variando entre 10 e 1000 vezes. Ou seja, a permeabilidade de fratura será, em todas as combinações, no mínimo 10 vezes maior que a de matriz e, no máximo, 1000 vezes maior.

Finalmente, destaca-se que a propriedade altura do bloco de matriz (Lz) foi analisada separadamente às demais dimensões (Lx e Ly), a fim de avaliar seu efeito isoladamente, especialmente no processo de drenagem gravitacional.

Tabela 7 – Parâmetros e faixa de variação utilizados na análise de incertezas

Propriedade	Valor mínimo	Valor máximo
Permeabilidade de matriz [mD]	0.1	100
Contraste entre permeabilidades de fratura e matriz	10 vezes	1000 vezes
Tipo de óleo	1	5
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	1	3
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly [m]	5	20
Dimensões do bloco de matriz Lz [m]	5	20

3.7. Estratégias de drenagem

Esta parte do trabalho visa avaliar diferentes alternativas de drenagem para reservatórios fraturados submetidos à injeção de água. Dentre as várias estratégias possíveis, foram analisadas as seguintes:

- Posicionamento dos poços produtores e injetores em relação à direção preferencial das fraturas;
- Completação dos poços em toda a espessura do reservatório ou apenas em parte dele (produção no topo e/ou injeção de água base);
- Velocidade de produção de óleo, o que na prática significa restringir ou não os poços produtores;
- Taxa de injeção de água.

As diferentes alternativas de cada uma dessas estratégias, que serão detalhadas a seguir, foram avaliadas sob diferentes cenários de reservatórios, ou seja, diferentes permeabilidades de matriz e fratura, intensidade de fraturamento e cenários de molhabilidade. Tal como realizado no item anterior – Análise comparativa dos processos de recuperação – foi realizada uma análise de incertezas, combinando-se todos esses parâmetros, com a metodologia de

planejamento de experimentos e superfícies de resposta, já abordada anteriormente.

3.7.1. Posicionamento dos poços

Para que fosse possível avaliar o impacto da escolha do posicionamento dos poços em relação à direção preferencial das fraturas, foram adicionados ao modelo base de simulação “corredores de fraturas”, regiões possivelmente alinhadas a grandes falhas que causam forte anisotropia de permeabilidade do meio poroso fraturado, conforme indicado nas cores quentes da Figura 3-6. Importante destacar que, assim como nos casos avaliados nos itens anteriores, também aqui, há fraturas difusas em todo o modelo, não apenas nas proximidades das falhas. Ou seja, há fraturas também nas áreas em cinza da Figura 3.6, embora com valores menores de permeabilidade - aqui, mantidas constante em todos os cenários igual a 100 mD.

Na mesma Figura 3-6 são apresentadas as três alternativas de posicionamento avaliadas. Na primeira, os poços estão praticamente alinhados – embora não perfeitamente – à direção das fraturas, porém posicionados em corredores de fraturas diferentes. Na segunda, os poços foram posicionados em uma linha oblíqua a esta direção preferencial do sistema de fraturas. Busca-se, assim, avaliar a influência deste posicionamento na eficiência de varrido horizontal do meio poroso fraturado.

Há, ainda, uma terceira possibilidade, que são os poços alinhados a um mesmo corredor de fraturas. Naturalmente, este posicionamento não é o desejado, mas está aqui representado para que seja possível avaliar o efeito de uma eventual locação destes poços sem o perfeito conhecimento das características do sistema fraturado.

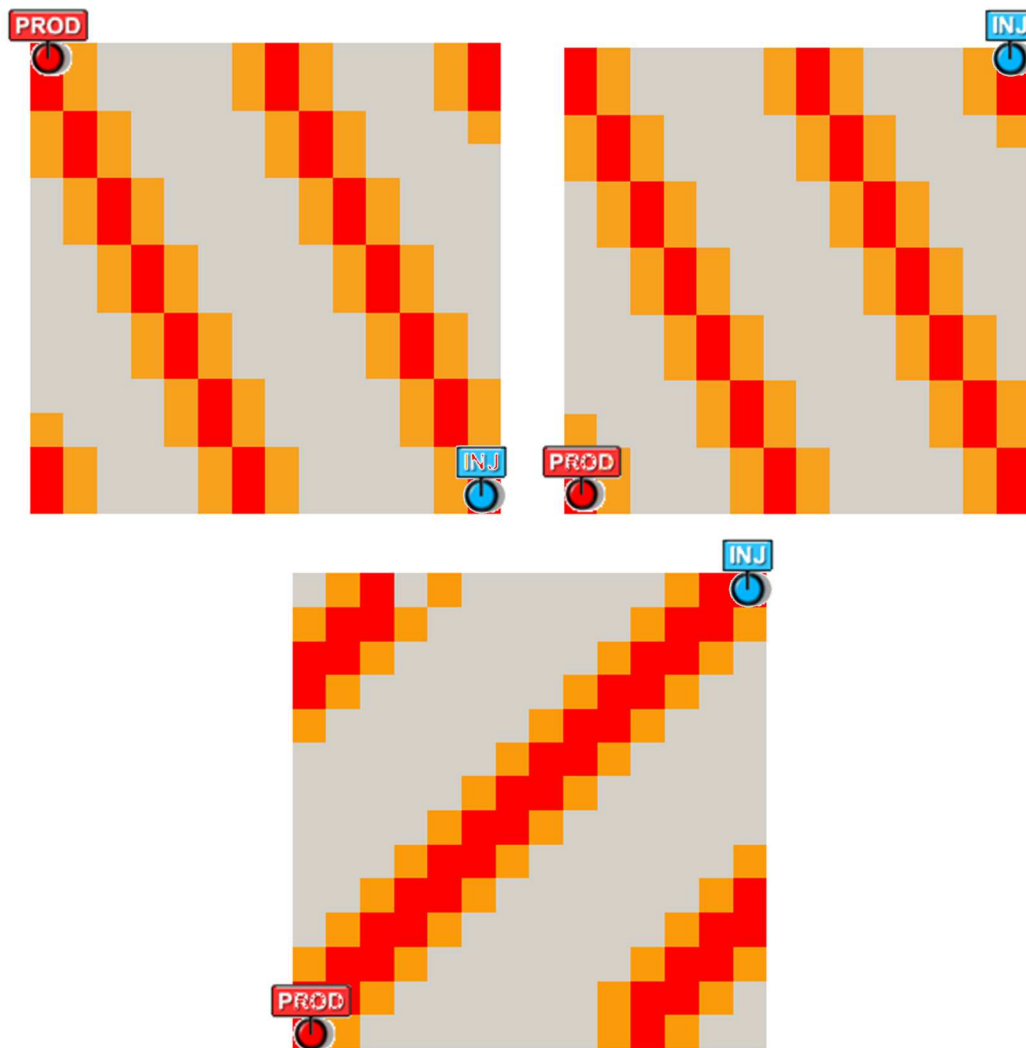


Figura 3-6 – Representação dos corredores de fraturas e possíveis posicionamentos dos poços

3.7.2. Completação dos poços

Em relação à completção dos poços, as alternativas criadas visam a verificar o impacto da escolha na eficiência de varrido vertical do sistema e na velocidade com que a água injetada atinge o poço produtor. Três alternativas foram avaliadas, conforme apresentado na Figura 3-7, a seguir. São elas:

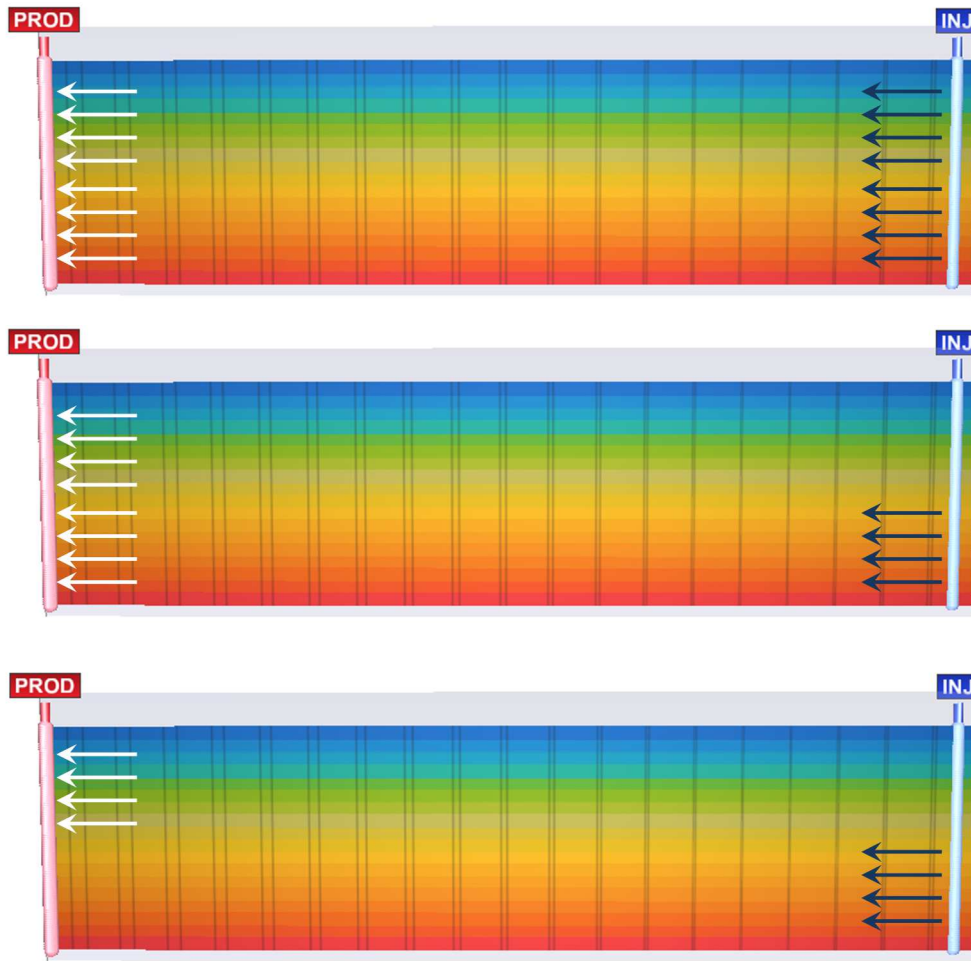


Figura 3-7 - Alternativas de completção dos poços

- **Alternativa 1:** Produção e injeção de água em toda a coluna;
- **Alternativa 2:** Produção em toda a coluna e injeção de água na base;
- **Alternativa 3:** Produção no topo e injeção de água na base;

3.7.3. Velocidade de produção de óleo

O impacto da velocidade de produção de óleo foi avaliado impondo-se diferentes limites de vazão máxima no poço produtor.

A condição de pressão de fluxo constante e igual a 350 bar, utilizada nas análises anteriores, permanece, porém agora com uma restrição adicional. Os limites impostos de vazão máxima de óleo na análise de incertezas foram:

- Limite inferior: 1.000 m³/d;

- Limite superior: 6.000 m³/d;

Estes limites foram estabelecidos com base nos resultados observados nos itens anteriores e representam desde uma grande restrição de vazão (1.000 m³/d) até uma situação de produção sem restrição (6.000 m³/d).

3.7.4. Taxa de injeção de água

Nas análises anteriores, a condição imposta na face do poço injetor foi de vazão constante e igual a 5.000 m³/d. Neste item, pretende-se avaliar o impacto da taxa de injeção comparada à taxa de produção de óleo do reservatório. Ou seja, avaliar o que deve ser mais eficiente: apenas repor todo o volume produzido, injetar volumes menores ou, ainda, injetar volumes até maiores do que o produzido.

Assim, optou-se por associar a vazão de injeção à pressão média do reservatório, sendo esta a variável de controle. Isto é, a condição de contorno na face do poço injetor será uma vazão de água tal que a pressão média do reservatório seja a imposta na análise.

Na análise de incertezas os limites utilizados de pressão média de reservatório foram:

- Limite inferior: Pressão média igual 250 bar, (200 bar abaixo da pressão original);
- Limite superior: Pressão média igual 650 bar, (200 bar acima da pressão original);

3.7.5. Parâmetros de reservatório

Conforme já mencionado, as diferentes alternativas de estratégias foram avaliadas sob diversos cenários de reservatórios. Os parâmetros de reservatórios utilizados na análise de incertezas foram:

- Permeabilidade horizontal de matriz;
- Permeabilidade vertical de matriz;
- Permeabilidade dos corredores de fratura;
- Dimensões horizontais dos blocos de matriz (Lx e Ly);
- Dimensão vertical do bloco de matriz (Lz);

Além disso, acrescentou-se como parâmetro de reservatório a presença de camadas de altíssima permeabilidade no centro do reservatório, as chamadas “*super K layers*”, para avaliar seu possível impacto na seleção das melhores estratégias de produção. Um esquema da camada super-K é apresentado na Figura 3-8 a seguir.

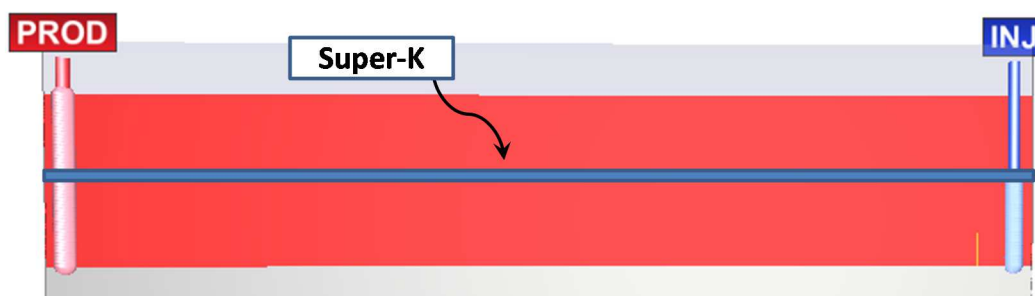


Figura 3-8 - Posicionamento da camada de altíssima permeabilidade (Super-K layer)

A Tabela 8, a seguir, apresenta um resumo dos parâmetros de reservatório, e seus respectivos valores mínimo e máximo adotados, que foram utilizados na análise de incertezas. Estes parâmetros foram combinados com as diferentes estratégias e alternativas já descritas anteriormente.

Destaca-se, também, que tal como foi realizado na análise comparativa dos processos de recuperação (item 3.6), também aqui, foi admitida uma distribuição uniforme de probabilidade para todos os parâmetros. No caso das permeabilidades relativas, as variáveis são discretas, ou seja, podem assumir apenas valores inteiros (1 a 3). As demais são contínuas, podendo assumir qualquer valor real entre os valores mínimo e máximo.

No caso das estratégias, as alternativas de posicionamento e completação foram tratadas como variáveis discretas e as vazões máximas de produção e pressão média de reservatório, variáveis contínuas.

Tabela 8 – Parâmetros utilizados na análise de incertezas das estratégias de drenagem

Propriedade	Valor mínimo	Valor máximo
Permeabilidade de matriz [mD]	0.1	100
Permeabilidade de fratura nos corredores [mD]	100	2500
Camada Super-K	100	10000
Curvas de Permeabilidade Relativa / Pressão Capilar	1	3
Dimensões do bloco de matriz Lx, Ly [m]	5	20
Dimensões do bloco de matriz Lz [m]	5	20

3.8. Injeção de emulsão

Esta etapa do estudo visou avaliar o potencial ganho da injeção de emulsão de óleo em água como método de recuperação em reservatórios fraturados, em comparação com a injeção de água.

Conforme já descrito, a injeção de emulsões pode incrementar a recuperação de óleo em diferentes escalas: na escala de poros, reduzindo a saturação de óleo residual, e na escala macroscópica, melhorando a eficiência de varrido do meio poroso, pela diminuição da permeabilidade relativa à água. Assim, o efeito da injeção de emulsões foi representado nas simulações pela alteração das curvas de permeabilidade relativa dos meios matriz e fratura.

Primeiramente, avaliou-se apenas a alteração na matriz, modificando-se arbitrariamente a curva de permeabilidade à água, separando-se os efeitos, conforme apresentado na Figura 3-9:

- > redução da permeabilidade relativa à água;
- > redução da saturação residual de óleo;
- > efeito combinado.

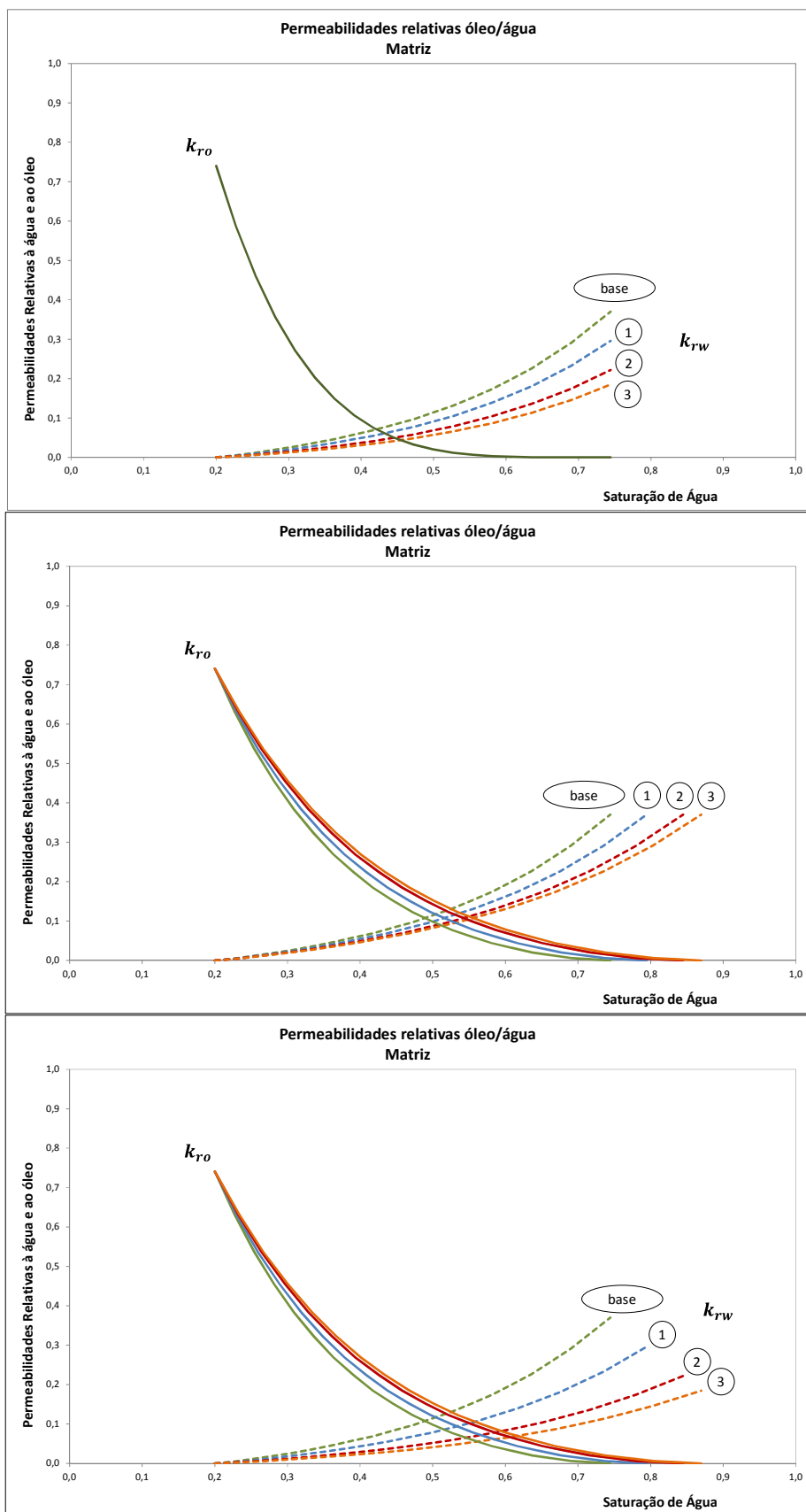


Figura 3-9 – Curvas de permeabilidades relativas de matriz para estudo de injeção de emulsão de óleo em água, variando (a) permeabilidade relativa à água (gráfico superior), (b) saturação residual de óleo (meio), (c) efeito combinado (gráfico inferior)

Em um segundo momento, foi analisado o efeito de uma eventual alteração na curva de permeabilidade relativa à água nas fraturas. Ou seja, avaliar qual seria o impacto na produção caso fosse possível diminuir a velocidade de avanço da água no meio fraturado devido à injeção de emulsão.

Admitiu-se uma redução arbitrária do ponto terminal da permeabilidade relativa à água de 1 para 0,5. As curvas utilizadas, nesse caso, são apresentadas na Figura 3-10 a seguir.

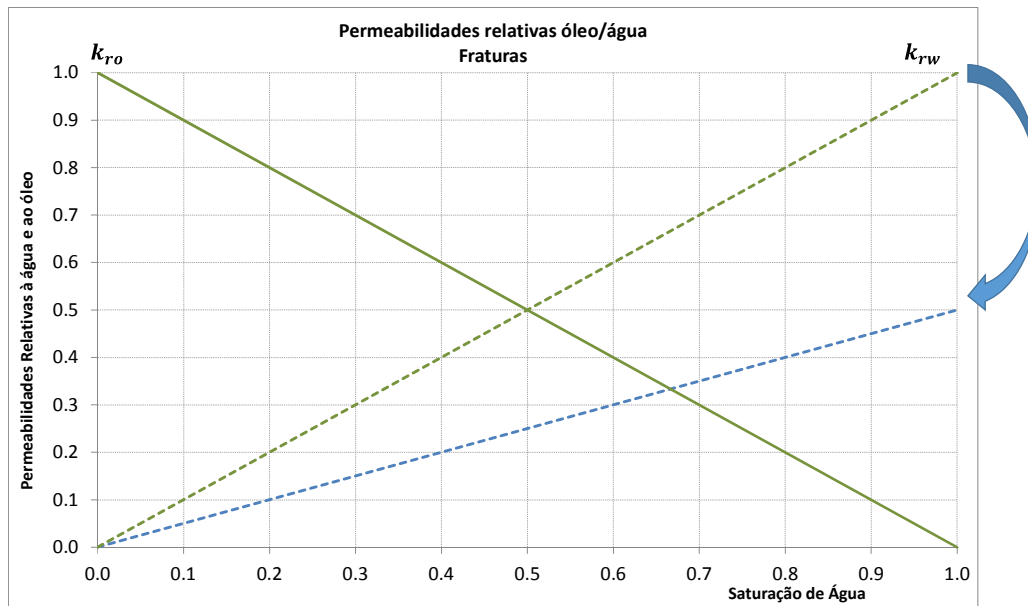


Figura 3-10 - Curvas de permeabilidades relativas de fratura para estudo de injeção de emulsão de óleo em água, com redução do ponto terminal de 1 para 0.5.

As simulações foram realizadas no mesmo modelo 3D utilizado nas primeiras etapas, já descrito anteriormente. Foram admitidos dois cenários de contraste de permeabilidades de fratura e matriz (k_{frat} e k_{mat} , respectivamente):

- baixo contraste: $k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 10$;
- alto contraste: $k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 500$;

Os valores das demais propriedades são:

- permeabilidade de matriz = 10mD;
- porosidade de matriz = 16%
- porosidade de fratura = 1%
- dimensões do bloco de matriz $L_x, L_y, L_z = 1\text{m}$

Foi utilizado o modelo descrito no item 3.7.1, com “corredores de fraturas” que causam forte anisotropia de permeabilidade do meio poroso fraturado. A alternativa utilizada de posicionamento dos poços produtor e injetor utilizado foi a primeira descrita naquele item. Ou seja, os poços estão praticamente alinhados – embora não perfeitamente – à direção das fraturas, porém posicionados em corredores de fraturas diferentes.

Os poços estão completados em toda a coluna, isto é, há produção e injeção de água em toda a espessura do reservatório.

As condições de contorno impostas ao problema são as seguintes:

- poço produtor: pressão de fluxo constante, igual a 350 bar;
- poço injetor: vazão de injeção de água calculada de forma que a pressão média do reservatório seja constante e igual a 450 bar (pressão original).

4. Resultados e discussões

São apresentados neste capítulo os resultados obtidos das análises propostas no capítulo anterior. Inicialmente, são discutidos os resultados da análise paramétrica realizada, bem como da comparação entre os processos de recuperação envolvidos na produção de reservatórios fraturados submetidos à injeção de água. Em seguida, diferentes alternativas de estratégias de drenagem são avaliadas e, finalmente, apresentam-se os resultados obtidos considerando-se injeção de emulsão como método de recuperação.

4.1. Análise Paramétrica

4.1.1. Continuidade Capilar

A continuidade capilar é analisada através da comparação entre modelos dupla-porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$), em que as células de matriz estão isoladas entre si, e modelos de dupla-porosidade dupla-permeabilidade ($2\phi 2K$), onde há comunicação entre as células da matriz.

A Figura 4-1, a seguir, apresenta os resultados obtidos de fator de recuperação para diferentes cenários de permeabilidade de matriz, mantidos os demais parâmetros constantes, conforme detalhado na Tabela 3.

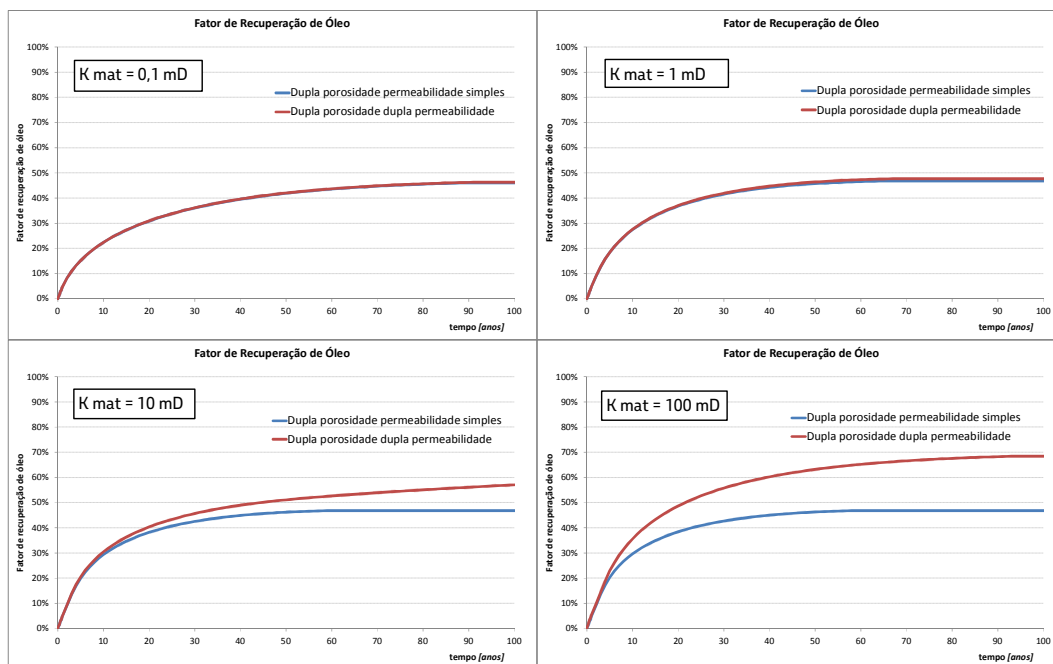


Figura 4-1 – Comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$): fator de recuperação de óleo para diferentes valores de permeabilidade de matriz

A Figura 4-2 apresenta um resumo dos resultados obtidos: fator de recuperação final de óleo de cada caso e um fator aqui denominado fator de recuperação atualizada (FRA), definido como:

$$FRA = \frac{NPA}{VOIP} \quad (20)$$

$$NPA = \sum_{t=0}^n \frac{NP_t}{(1 + TMA)^t} \quad (21)$$

onde,

NPA – produção de óleo acumulada total atualizada a valor presente;

NP – produção de óleo em determinado período

VOIP – volume de óleo original *in-place*;

TMA – taxa mínima de atratividade, aqui adotada em 10% ao ano. Esta é a taxa recomendada pela FASB (*Financial Accounting Standards*

Board – Instituição americana para estabelecimento de normas contábeis) na classificação de reservas de petróleo de empresas auditadas pela SEC (*Securities and Exchange Commission*).

Este fator tem como finalidade avaliar a velocidade com que o óleo é produzido, o que afeta diretamente a economicidade de um projeto. Maiores valores de produção acumulada atualizada (*NPA*) indicam maiores vazões de óleo nos primeiros anos do projeto, agregando maior valor econômico ao mesmo.

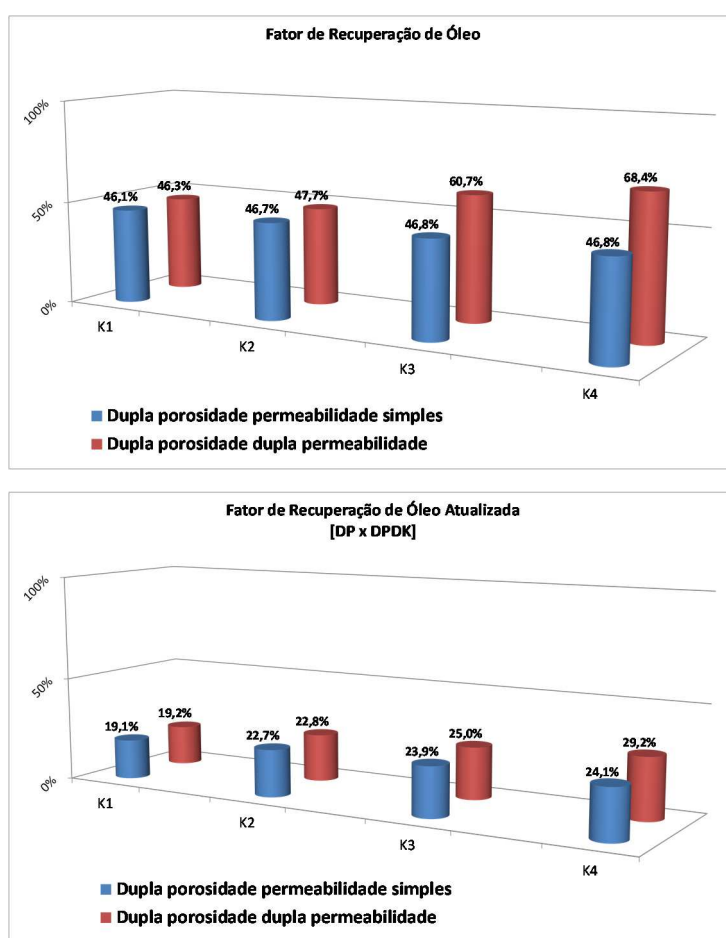


Figura 4-2 – Resumo de resultados: comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$)

A produção de água nos primeiros anos é apresentada na Figura 4-3 a seguir.

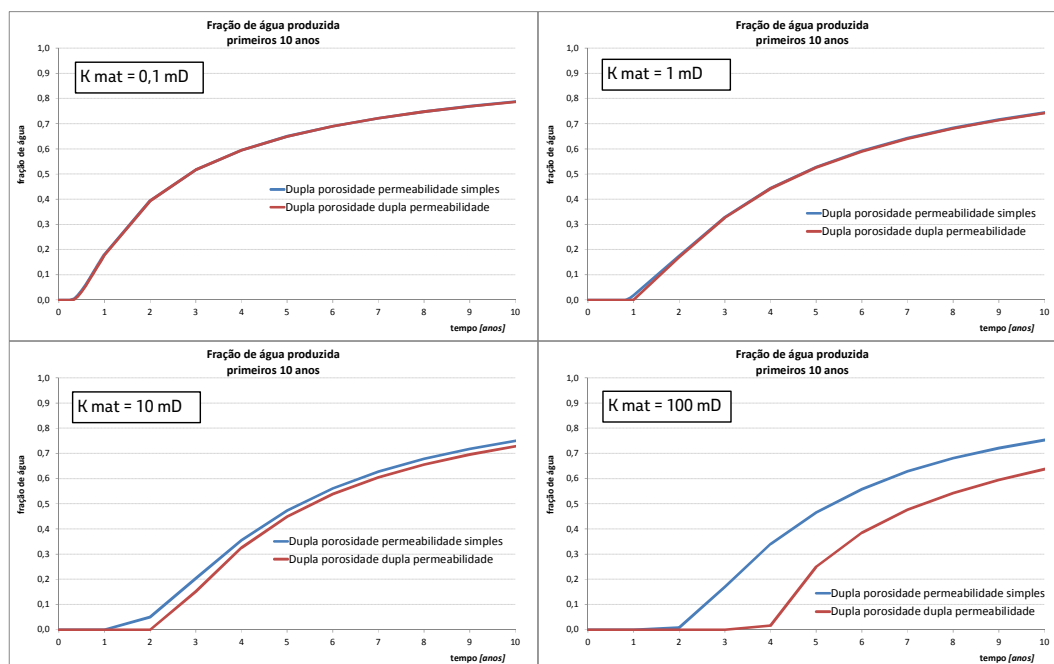


Figura 4-3 – Comparação de modelos dupla porosidade permeabilidade simples ($2\phi 1K$) e dupla porosidade dupla permeabilidade ($2\phi 2K$): produção de água para diferentes valores de permeabilidade de matriz

Como comparação, apresenta-se a seguir esquematicamente o avanço de água entre os poços injetor e produtor em diferentes tempos e em dois casos de permeabilidade de matriz: 0,1 mD e 100 mD.

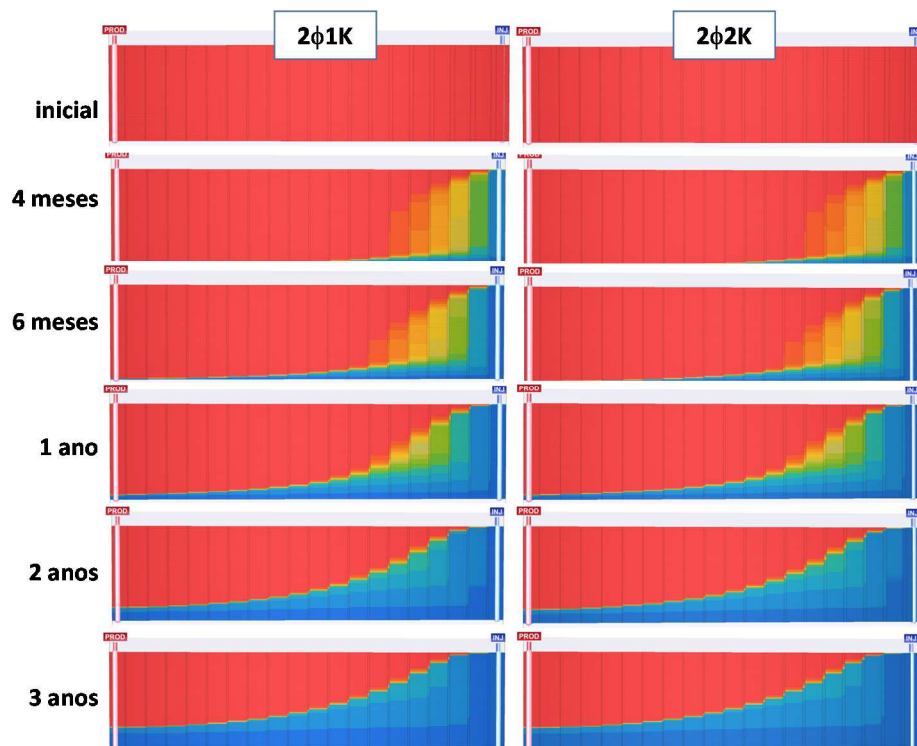


Figura 4-4 – Avanço de água nos modelos 2φ1K e 2φ2K, com permeabilidade de matriz = 0,1 mD em diferentes tempos.

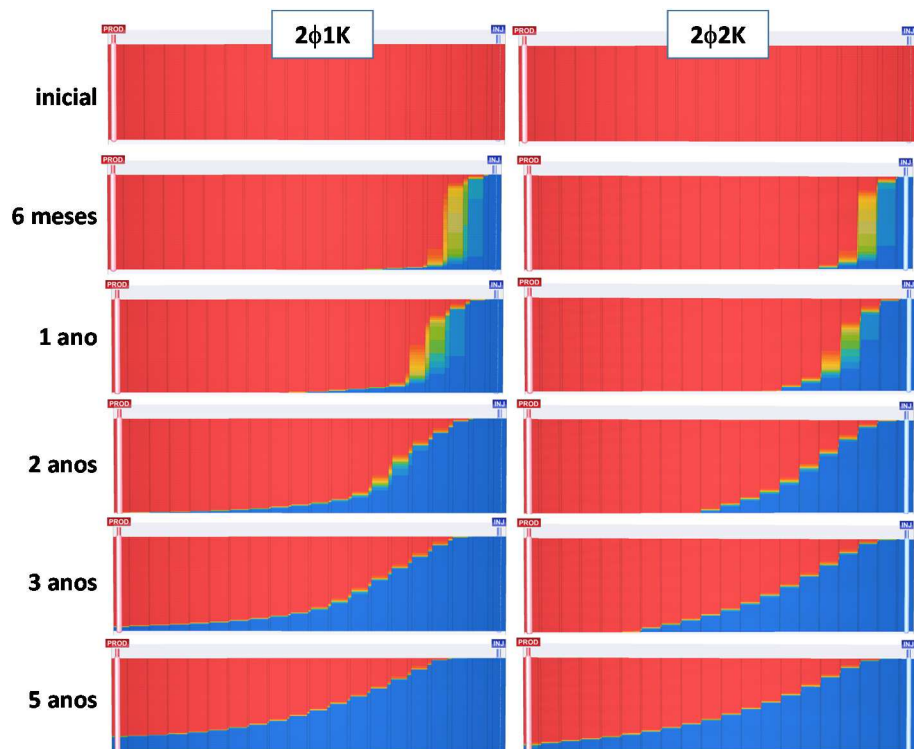


Figura 4-5 – Avanço de água nos modelos 2φ1K e 2φ2K, com permeabilidade de matriz = 100 mD em diferentes tempos

Observa-se pelos resultados apresentados que o efeito da continuidade capilar se torna mais relevante quanto maiores os valores de permeabilidade de matriz, ou, ainda, quanto menores os contrastes entre as permeabilidades de matriz e fratura.

Nesses casos, considerar o efeito da continuidade capilar, ou seja, realizar a simulação dupla porosidade dupla permeabilidade, leva à previsão de maiores fatores de recuperação, corroborando estudo apresentado por Horie et al. (1990).

Além disso, há um aumento da velocidade de drenagem do óleo e avanço mais lento da água injetada em direção ao poço produtor.

Quando há grande contraste entre as permeabilidades de matriz e fratura, não se observa diferenças relevantes nos resultados, seja na recuperação de óleo ou na velocidade de avanço da água, sendo possível a simulação dupla porosidade permeabilidade simples, com menor custo computacional.

4.1.2. Velocidade de Transferência de fluidos entre os meios

Conforme já discutido, a velocidade de transferência de fluidos entre matriz e fratura depende tanto da permeabilidade da matriz quanto da densidade de fraturas, ou do espaçamento entre fraturas, representado na simulação de fluxo pelas dimensões dos blocos de matriz. As Figuras 4-6 a 4-8, a seguir, apresentam os resultados obtidos com a variação apenas da permeabilidade de matriz (k_{mat}), utilizando-se o modelo de permeabilidade simples.

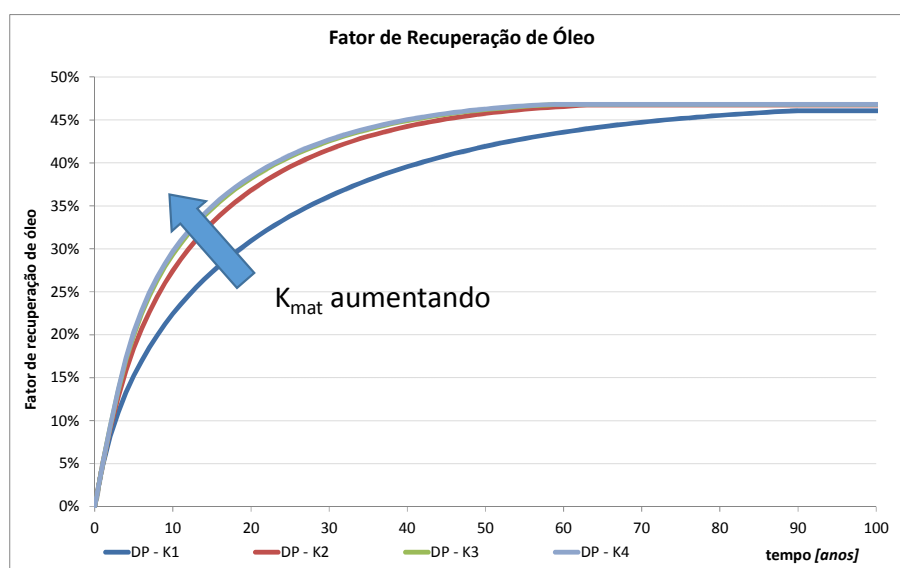


Figura 4-6 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes permeabilidades de matriz (modelo 2 ϕ 1K)

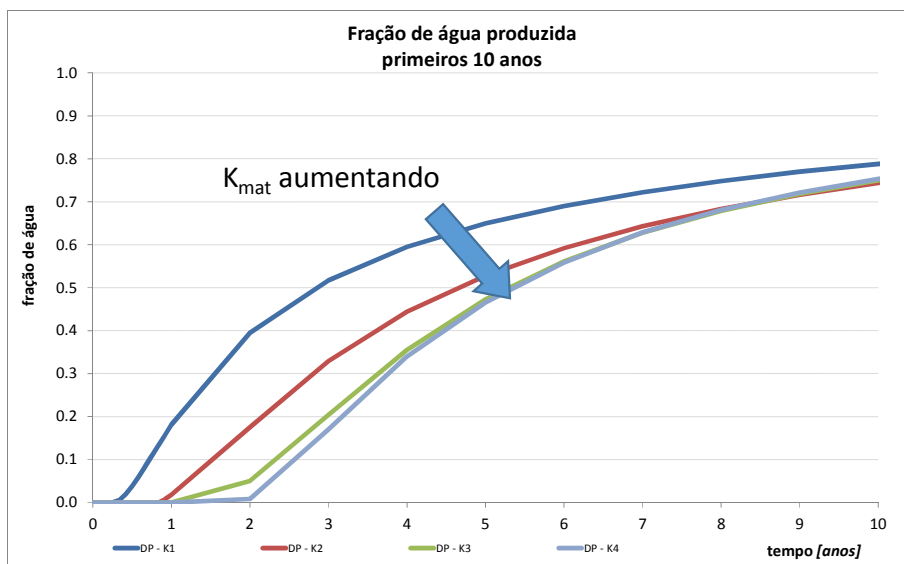


Figura 4-7 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de matriz (modelo $2\phi 1K$)

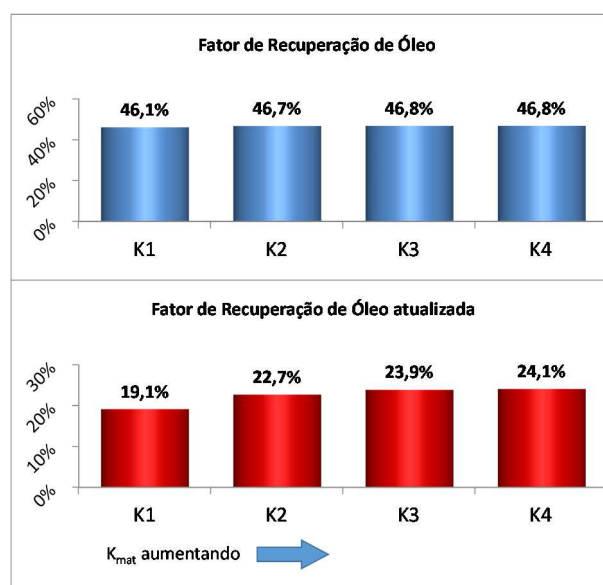


Figura 4-8 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes permeabilidades de matriz (modelo $2\phi 1K$)

Nota-se que a permeabilidade de matriz influenciou bastante a velocidade de drenagem do óleo – maiores permeabilidades de matriz levaram a um aumento da velocidade de drenagem. Porém, não se observou alterações significativas no fator de recuperação final dos casos estudados.

Da mesma forma, a chegada de água injetada ao produtor foi bastante controlada pela permeabilidade de matriz. Quanto menor a permeabilidade de matriz, mais rapidamente a água chega ao poço produtor.

Em relação às dimensões do bloco de matriz, os resultados são apresentados nas Figuras 4-9 a 4-11, a seguir.

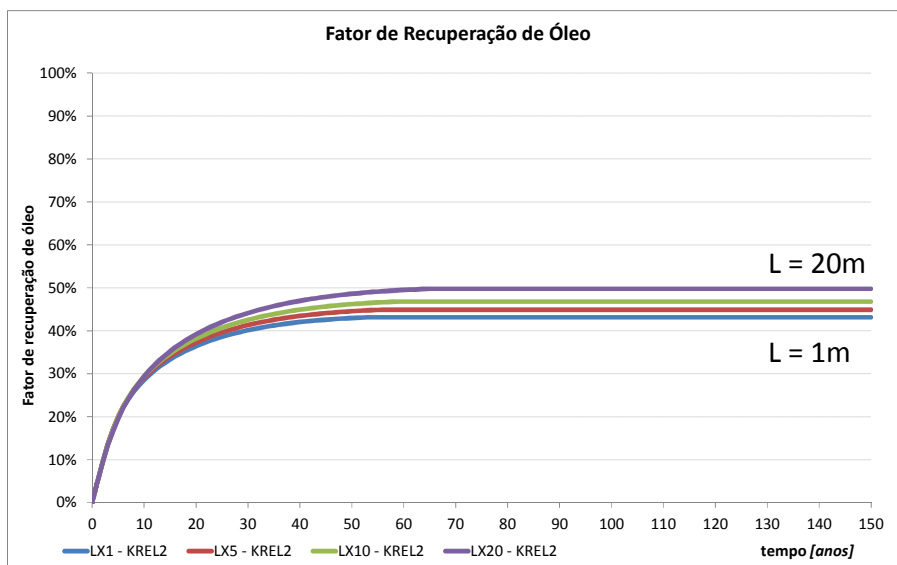


Figura 4-9 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)

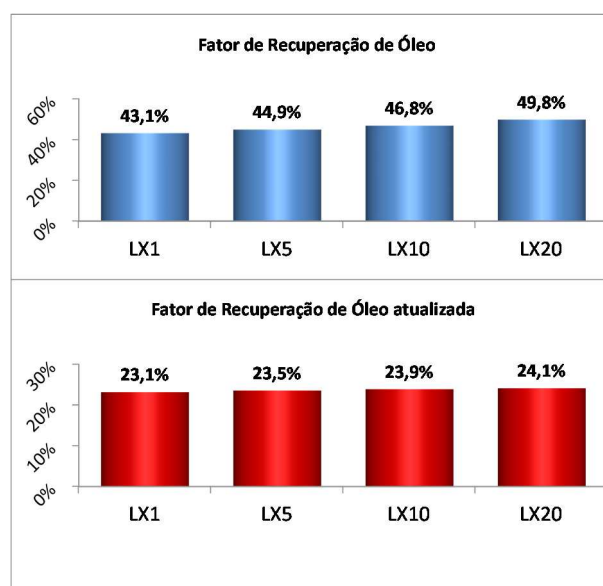


Figura 4-10 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)

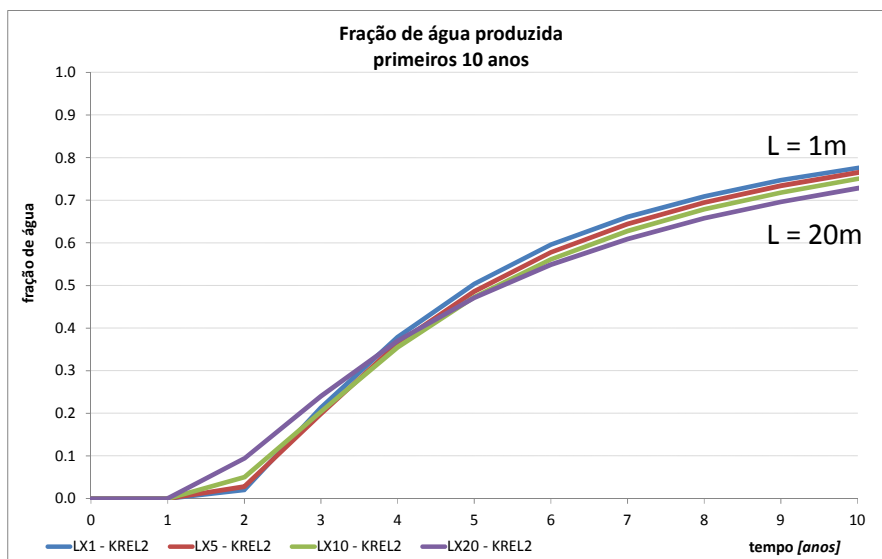


Figura 4-11 – Evolução da fração de água produzida para diferentes dimensões de bloco de matriz (modelo 2 ϕ 1K)

Conforme observa-se nos resultados anteriores, as dimensões de bloco de matriz, diferentemente da permeabilidade de matriz, afetaram mais a recuperação final, de longo prazo, sem alterar de forma significativa a produção nos primeiros anos, o que do ponto de vista econômico tem efeito mais relevante. Maiores dimensões de bloco (isto é, maior afastamento das fraturas) levaram a recuperações maiores, o que pode ser explicado pelo comportamento do avanço de água.

A chegada de água se deu mais rapidamente no cenário de maior dimensão de bloco de matriz (maior afastamento das fraturas), porém o crescimento da produção de água foi mais acelerado nos casos de menor dimensão de bloco de matriz (menor afastamento das fraturas).

4.1.3. Condutividade hidráulica das fraturas

O impacto da condutividade hidráulica das fraturas foi avaliado alterando-se o valor da permeabilidade equivalente de fratura, e com isso, o contraste entre as permeabilidades de fratura e de matriz (mantida constante). Os casos avaliados foram desde um contraste de 500 vezes até um cenário de contraste de apenas 10 vezes.

Os resultados são apresentados nas Figuras 4-12 a 4-15, a seguir.

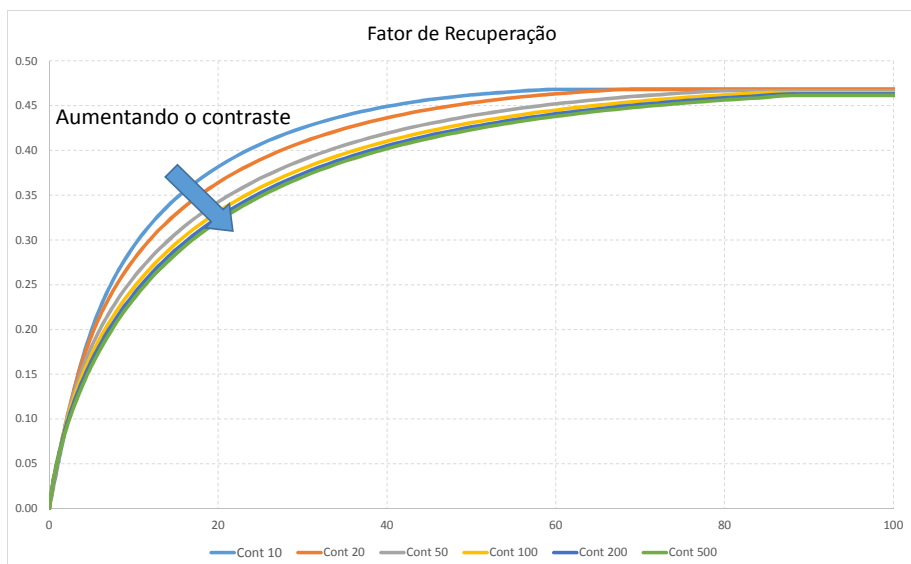


Figura 4-12 – Evolução do fator de recuperação de óleo para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)

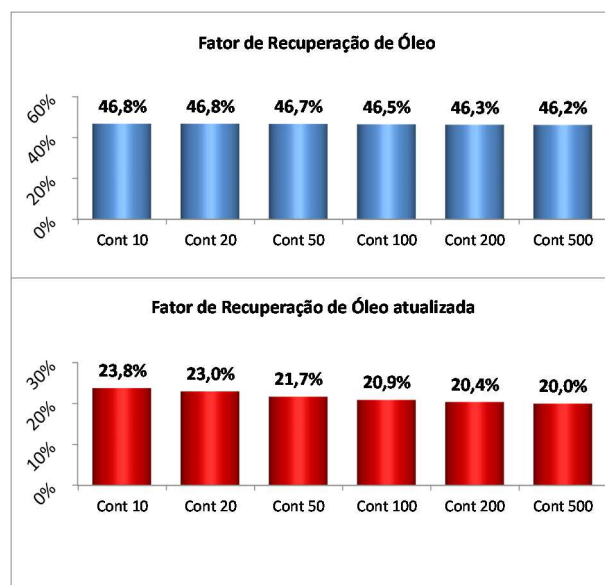


Figura 4-13 – Resumo dos resultados obtidos para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)

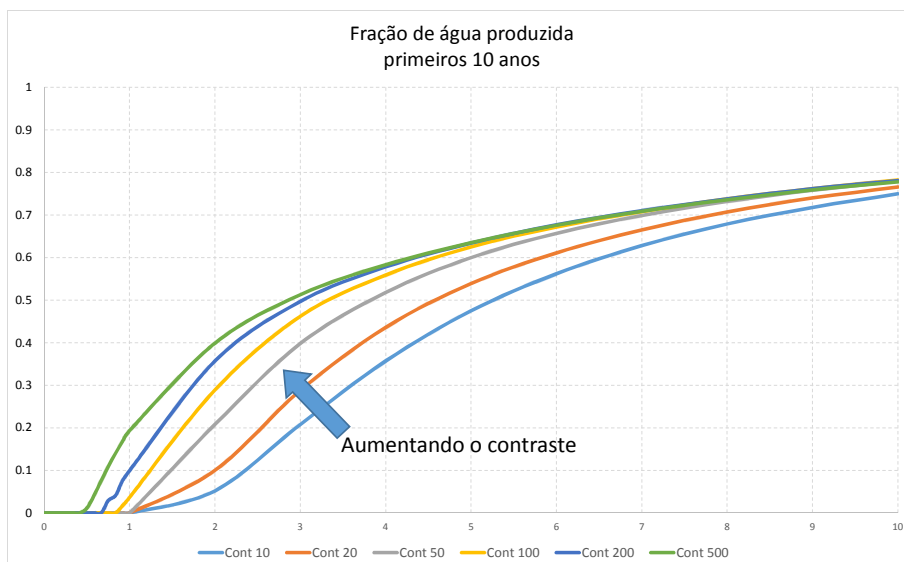


Figura 4-14 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de fraturas (modelo 2 ϕ 1K)

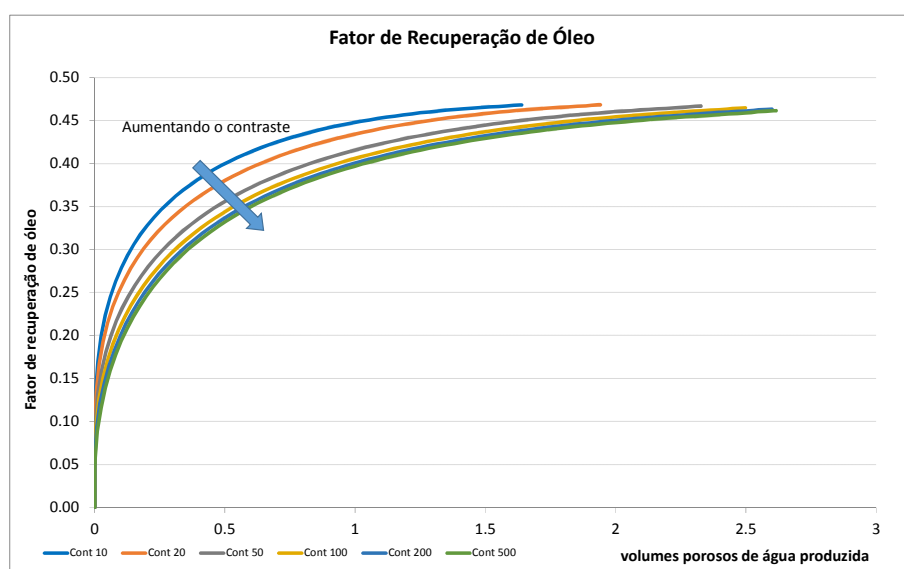


Figura 4-15 – Evolução da fração de água produzida para diferentes permeabilidades de fraturas em função do volume de água produzida, em volumes porosos (modelo 2 ϕ 1K)

O aumento do contraste entre permeabilidades de fratura e matriz torna a drenagem de óleo menos eficiente. Embora a recuperação final tenha sido praticamente a mesma, quanto menor o contraste, maior a velocidade da produção de óleo, o que é extremamente significativo do ponto de vista econômico.

Por consequência, as maiores produções acumuladas atualizadas por volume de óleo *in-place* foram atingidas nos cenários com os menores contrastes.

Da mesma forma, quanto maior o contraste, maior a velocidade de fluxo da água injetada nas fraturas com consequente antecipação da chegada de água ao poço produtor. Com isso, para a mesma recuperação final de óleo, tem-se um volume de água produzida muito maior, tornando o processo mais custoso.

4.2. Análise comparativa dos processos de recuperação

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos da análise comparativa entre os diferentes processos de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados. A análise comparativa foi realizada para meios porosos fraturados com diferentes propriedades, utilizando-se a metodologia de planejamento de experimentos e superfícies de respostas, já descritos no item 3.6.

A partir de um caso base, em que se considerou apenas o efeito da expansão dos fluidos e das forças capilares (através das curvas de pressão capilar), foram acrescentados os processos de drenagem gravitacional e, posteriormente, deslocamento viscoso. Assim, foi possível estabelecer quanto cada um desses processos contribuíam à recuperação de óleo.

Um dos resultados desta análise é apresentado na Figura 4-16 a seguir. Ela representa o chamado “gráfico tornado”, em que se avalia a relevância das propriedades do reservatório a uma dada resposta. Resumidamente, este gráfico indica a variação da resposta analisada devido à alteração de um determinado parâmetro, mantidos os demais constantes. Mais importante do que o valor da abscissa é a análise comparativa que se pode estabelecer entre os diversos parâmetros estudados.

Um aspecto importante deste tipo de gráfico é que ele pode indicar os parâmetros ou propriedades em que é mais importante se investir em um programa de aquisição de dados de um determinado projeto.

No caso da Figura 4-16, a resposta avaliada é o acréscimo de fator de recuperação que se pode atribuir à drenagem gravitacional (à esquerda) e ao deslocamento viscoso (à direita).

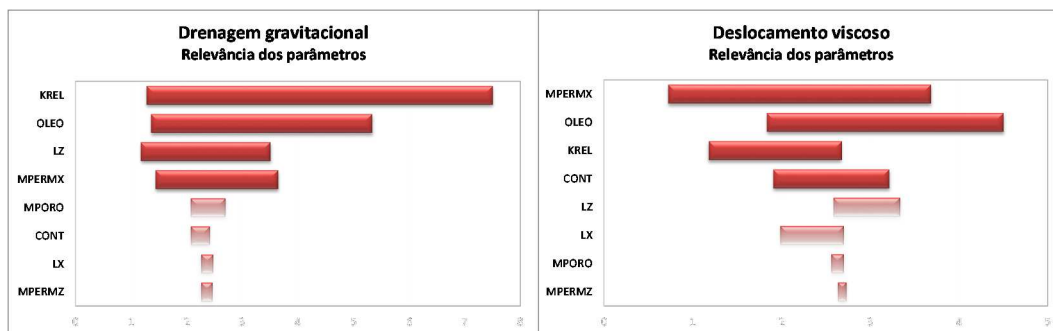


Figura 4-16 – Relevância de parâmetros de reservatório aos processos de drenagem gravitacional e deslocamento viscoso

Para ambos os processos, dentre as propriedades mais importantes estão: a molhabilidade do meio (“KREL”) dada pelas curvas de permeabilidade relativa, a permeabilidade da matriz (“MPERMX”) e a qualidade do óleo (“ÓLEO”). No caso da drenagem gravitacional, a dimensão do bloco de matriz (“L_z”) também aparece como parâmetro bastante relevante.

Os maiores acréscimos de recuperação devido à drenagem gravitacional ocorrem quanto mais molhável ao óleo é o meio poroso. Quando este processo não é considerado na simulação de fluxo, a recuperação ocorre apenas devido à expansão de fluidos e embebição espontânea (deslocamento contracorrente), que se encerra quando o equilíbrio capilar entre a matriz e a fratura é alcançado. Considerar o processo de drenagem gravitacional significa permitir que haja deslocamento concorrente por embebição forçada de água na matriz, aumentando a recuperação de óleo, em relação àquela obtida apenas com a embebição espontânea. Por isso, quanto mais molhável ao óleo o meio poroso, maior o acréscimo de recuperação devido a este processo.

A Figura 4-17, a seguir, apresenta o ganho obtido devido à drenagem gravitacional em relação ao caso base, segregando os resultados por molhabilidade do meio poroso. Cada ponto no gráfico representa um experimento obtido por simulação Monte Carlo (10.000 realizações no total), conforme metodologia apresentada no capítulo 3. Observa-se que, quando apenas se considera os processos de expansão de fluidos e embebição espontânea (FR caso base), há uma redução significativa do fator de recuperação final quanto mais molhável ao óleo é o meio. Por outro lado, quanto mais molhável ao óleo, maiores os ganhos advindos do processo de drenagem gravitacional. De forma geral, o ganho médio observado foi cerca de 5 pontos percentuais, chegando a 14 pp em alguns casos de molhabilidade ao óleo.

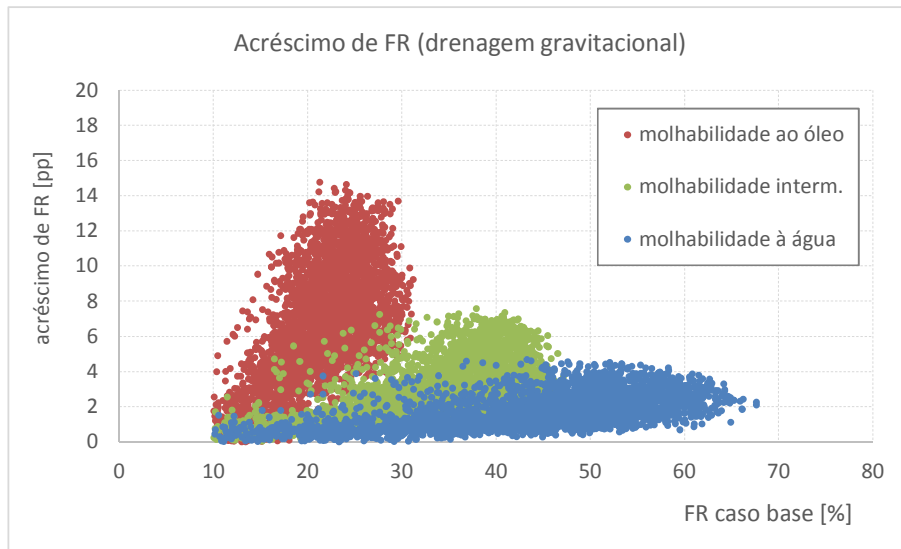


Figura 4-17 – Acréscimo de fator de recuperação de óleo devido ao efeito da drenagem gravitacional, segregado por tipo de molhabilidade

Este resultado indica que para reservatórios fraturados de molhabilidade ao óleo ou intermediária (grande maioria entre os reservatórios carbonáticos, por exemplo) submetidos à injeção de água, é fundamental que a simulação de fluxo considere o efeito gravitacional, a fim de se obter resultados mais confiáveis e, principalmente, que não se subestime seu potencial de recuperação. E para isso, torna-se imprescindível uma correta caracterização das propriedades mais relevantes de um sistema de fraturas naturais, como, por exemplo, as dimensões dos blocos de matriz (que, no modelo de simulação, representam a distância entre fraturas ou a intensidade de faturamento do meio).

A Figura 4-18, a seguir, apresenta o efeito da altura do bloco de matriz ao acréscimo esperado de FR devido a drenagem gravitacional. Para cada um dos intervalos de L_z considerados, apresenta-se o acréscimo médio de FR obtidos nas simulações Monte Carlo. Nota-se que quanto maior a altura do bloco, maior o efeito da drenagem gravitacional.

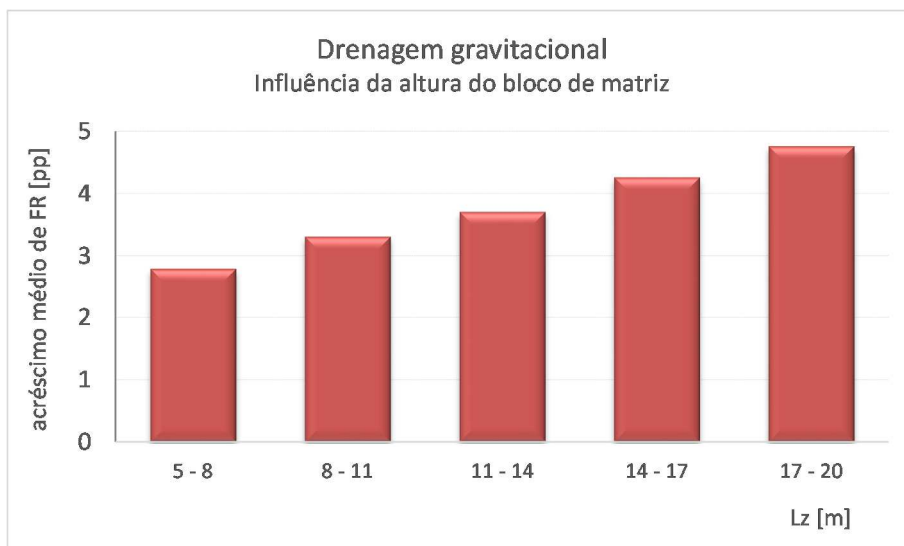


Figura 4-18 – Influência da altura do bloco de matriz na recuperação de óleo por drenagem gravitacional

Em relação ao processo por deslocamento viscoso, além da molhabilidade do meio, outro fator determinante para incrementar a recuperação é o tipo de óleo do reservatório, mais especificamente, sua viscosidade. Isto ocorre, pois no modelo proposto por Gilman e Kazemi (1988), a transferência de fluidos entre os meios (matriz e fratura) por deslocamento viscoso é diretamente proporcional à mobilidade do fluido, ou seja, inversamente proporcional a sua viscosidade.

A Figura 4-19, a seguir, apresenta o acréscimo médio de FR obtido para cada um dos tipos de óleo avaliados, desde o tipo 1 de viscosidade 18 cP até o tipo 5, de viscosidade 1 cP.



Figura 4-19 – Influência do tipo de óleo na recuperação de óleo por deslocamento viscoso

Chama a atenção, ainda, a influência da transmissibilidade da fratura – aqui representada pela propriedade “CONT”, contraste entre permeabilidades de fratura e matriz. Quanto maior a transmissibilidade da fratura, menos importante o processo de deslocamento viscoso na recuperação de óleo.

Novamente lembrando o modelo proposto por Gilman e Kazemi (1988), o deslocamento por efeitos viscosos será tão maior quanto maior for o gradiente de pressão que for estabelecido nas células de fratura. Assim, quanto maior a permeabilidade de fratura, menor este gradiente e, portanto, menos relevante o efeito do deslocamento viscoso. Por este motivo, geralmente, este processo é negligenciado nas simulações de fluxo em reservatórios fraturados.

Neste estudo o acréscimo médio de recuperação observado foi de cerca de 3 pontos percentuais.

Para ilustrar algumas das conclusões aqui apresentadas, foram realizadas simulações em que se alterou apenas uma variável, mantendo as demais constantes. Os resultados são apresentados a seguir. As Figuras 4-20 e 4-21 apresentam a contribuição de cada um dos processos em um reservatório com baixa permeabilidade de fratura, variando-se apenas a molhabilidade do meio.

No caso das Figuras 4-22 e 4-23, o reservatório tem alta permeabilidade de fratura, e também se variou apenas a molhabilidade do meio.

Já nas Figuras 4-24 e 4-25, a variação foi da qualidade do óleo em um reservatório com baixa permeabilidade de fratura e molhável ao óleo.

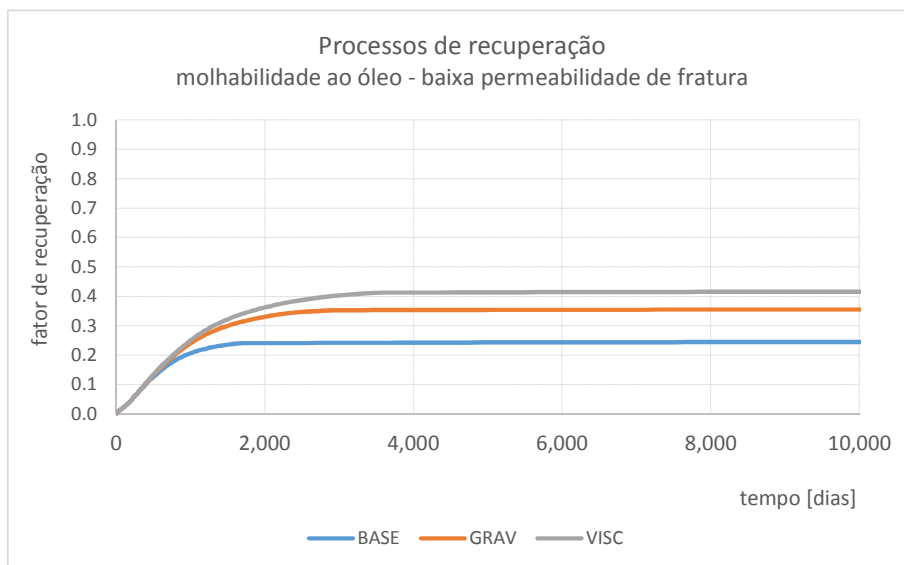


Figura 4-20 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo e com baixa permeabilidade de fratura

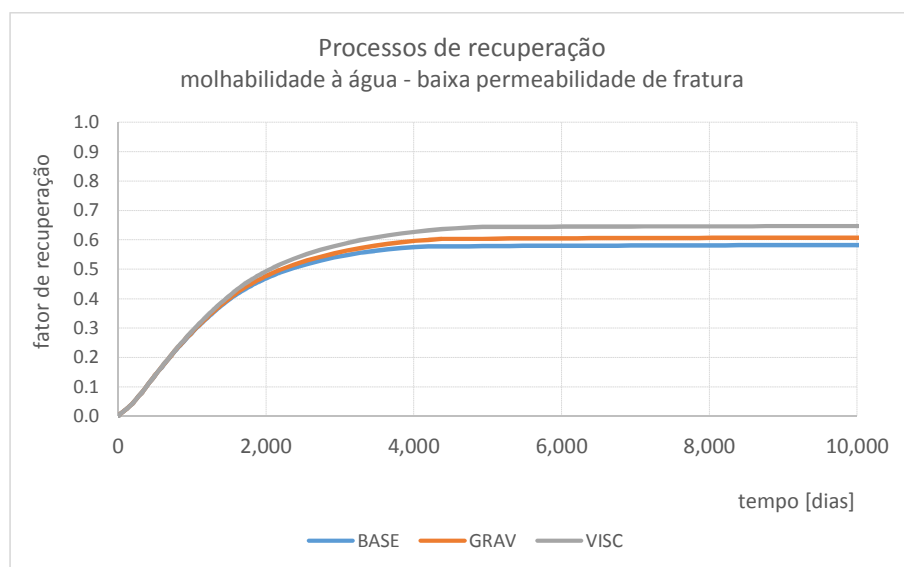


Figura 4-21 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável à água e com baixa permeabilidade de fratura

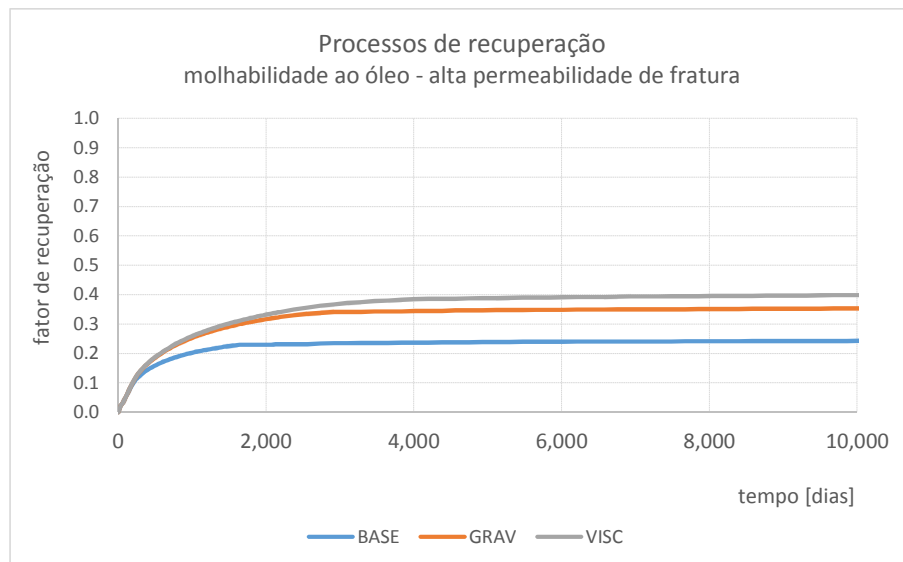


Figura 4-22 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo e com alta permeabilidade de fratura

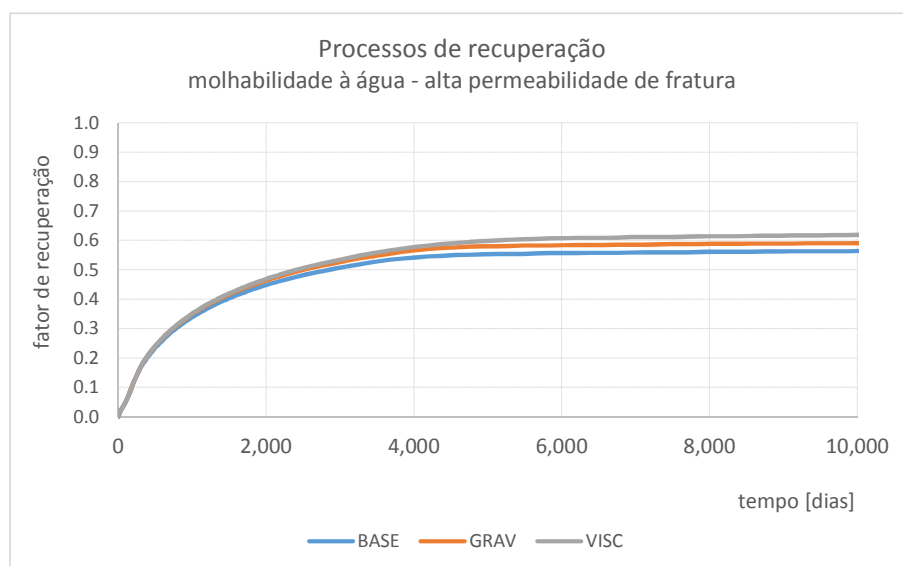


Figura 4-23 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável à água e com alta permeabilidade de fratura

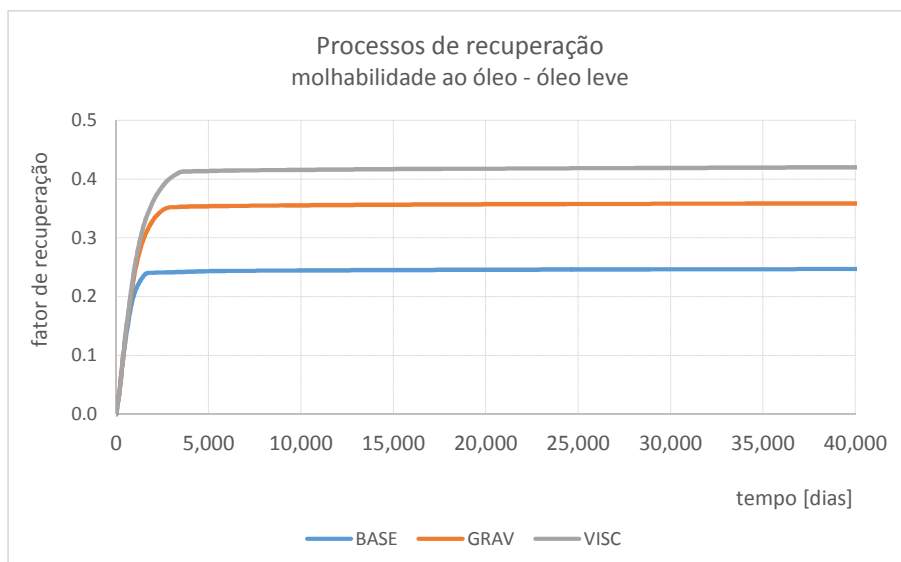


Figura 4-24 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo, óleo leve

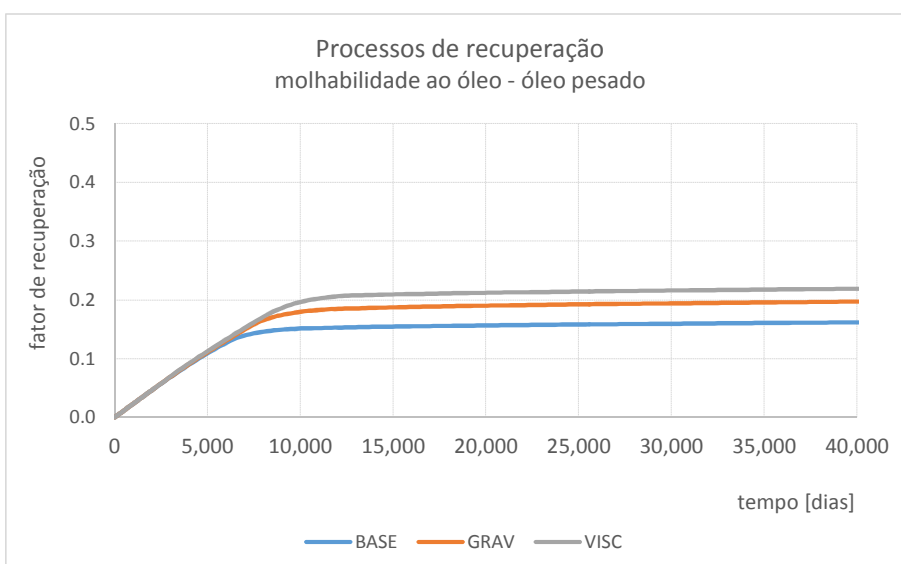


Figura 4-25 – Evolução do fator de recuperação para reservatório molhável ao óleo, óleo pesado

4.3. Estratégias de drenagem

Esta seção apresenta os resultados obtidos da análise de algumas das possíveis estratégias de drenagem para reservatórios fraturados submetidos à injeção de água. As estratégias analisadas foram as seguintes:

- Posicionamento dos poços produtores e injetores em relação à direção preferencial das fraturas;
- Completação dos poços em toda a espessura do reservatório ou apenas em parte dele (produção no topo e/ou injeção de água base);
- Velocidade de produção de óleo, o que na prática significa restringir ou não os poços produtores;
- Taxa de injeção de água.

Essas estratégias foram analisadas em reservatórios de diferentes características, conforme metodologia apresentada no capítulo 3. As respostas avaliadas, além dos fatores de recuperação final (FR) e atualizado (NPA/VOIP, conforme definições apresentadas nas equações 20 e 21 deste capítulo), foram:

- número de volumes porosos de água produzida;
- número de volumes porosos de água produzida atualizada, de forma análoga ao NPA/VOIP, este indicador tem por objetivo avaliar a velocidade com que a água injetada é produzida ao longo do tempo.

Inicialmente, são apresentados na Figura 4-26, a seguir, os “gráficos tornado” obtidos na análise de incertezas, para cada uma das respostas de interesse.

Observa-se que, de forma geral, e para os intervalos possíveis de cada variável aqui analisada, as incertezas nas propriedades de reservatórios têm impacto similar àquele observado pela aplicação de diferentes estratégias de drenagem do campo. Isto demonstra a importância da caracterização dos parâmetros de reservatórios para o bom desenvolvimento de um campo de petróleo, por melhor que seja a estratégia de produção definida posteriormente.

São apresentados, também, nas Figuras 4-27 a 4-30, o comportamento de cada uma das 4 respostas, alterando-se separadamente as possíveis estratégias de drenagem – mantidas as demais constantes.

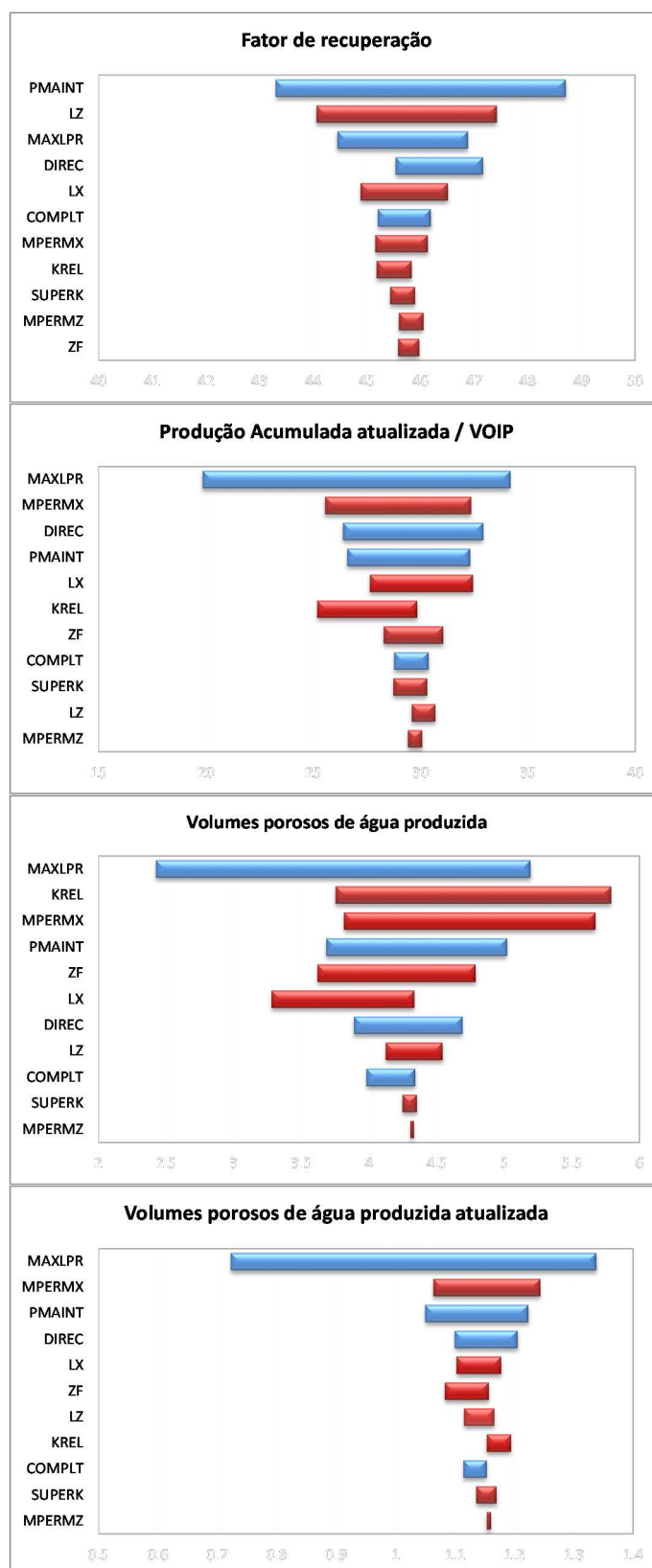


Figura 4-26 – Relevância das estratégias de drenagem (em azul) e parâmetros de reservatórios (em vermelho) para as diferentes respostas avaliadas

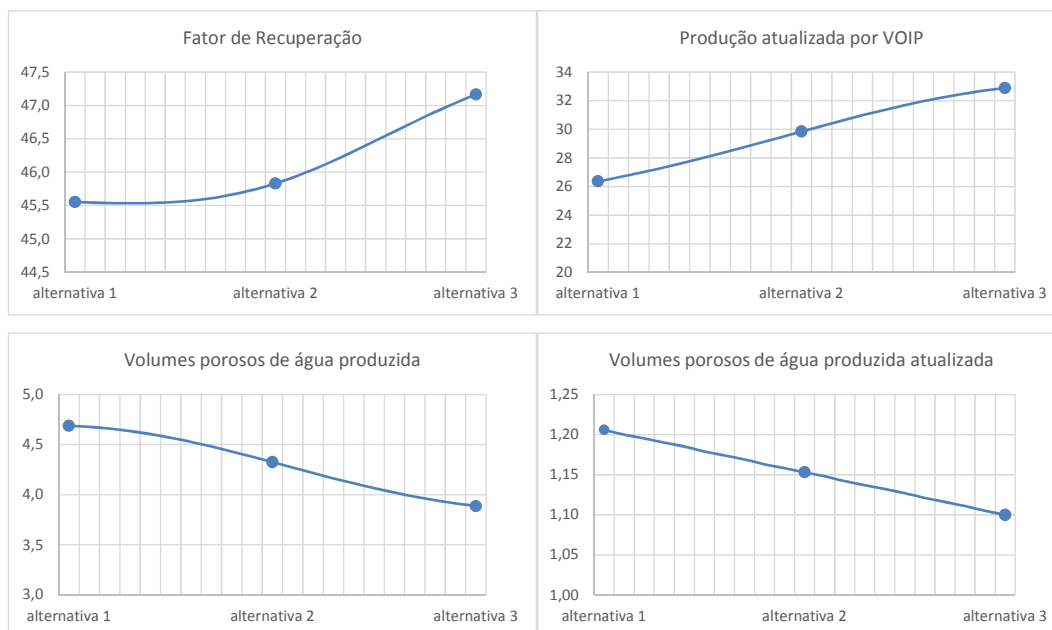


Figura 4-27 – Respostas aos diferentes posicionamentos dos poços em relação à direção preferencial das fraturas (1- poços alinhados a um mesmo corredor de fraturas; 2- poços estão praticamente alinhados à direção das fraturas, porém posicionados em corredores de fraturas diferentes; 3- poços posicionados em uma linha oblíqua a direção preferencial do sistema de fraturas)

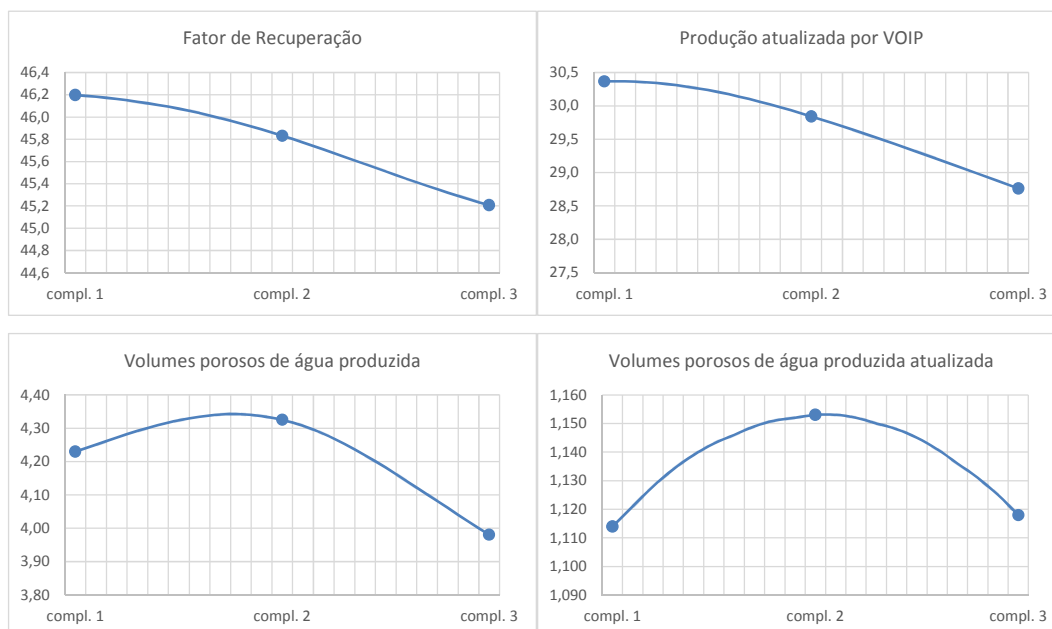


Figura 4-28 – Respostas aos diferentes tipos de completação dos poços (1- Produção e injeção de água em toda a coluna; 2- Produção em toda a coluna e injeção de água na base; 3- Produção no topo e injeção de água na base)

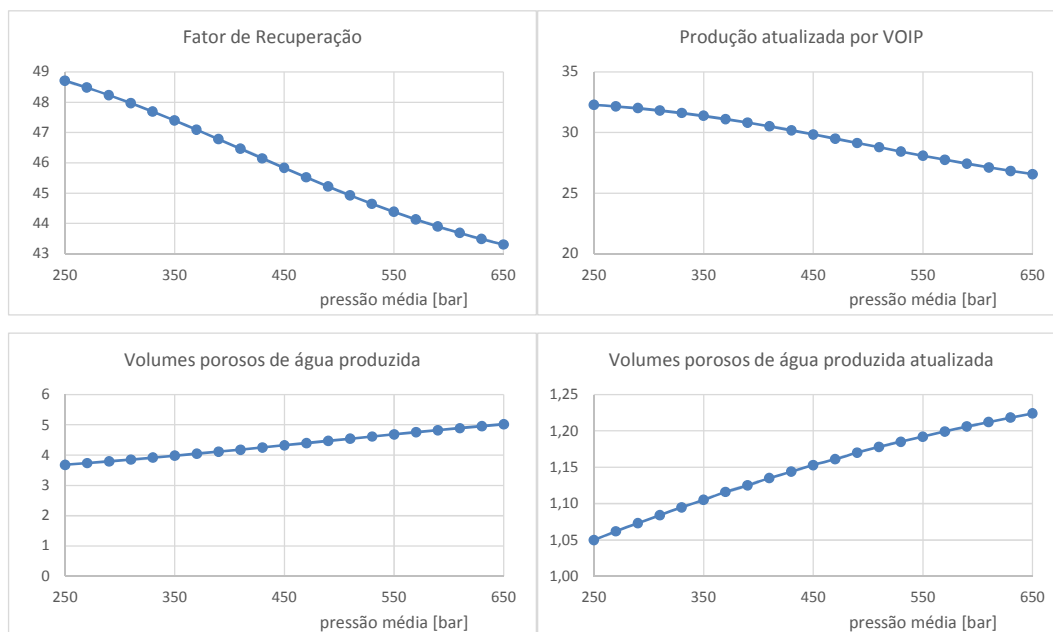


Figura 4-29 – Respostas às diferentes taxas de injeção, associadas à pressão média do reservatório

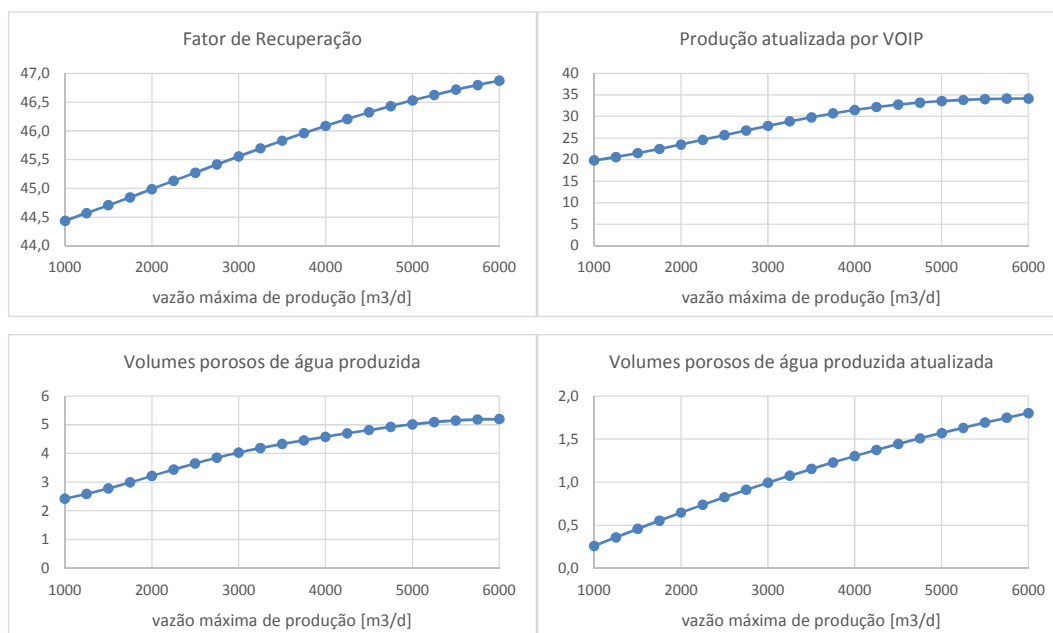


Figura 4-30 – Respostas às diferentes estratégias de restrição de produção dos poços

Quanto ao posicionamento dos poços em relação à direção preferencial das fraturas (variável “DIREC”), observou-se, conforme esperado, significativa queda na produção de óleo e aumento na produção de água ao “alinhamos” os poços produtor e injetor – especialmente na velocidade de produção de óleo,

avaliada pela produção acumulada atualizada de óleo. Este é um fator fundamental para garantir a economicidade de um projeto. Naturalmente, em projetos reais, poços produtores e injetores não seriam posicionados na direção de um sistema de fraturas, mas para esta tomada de decisão, é necessário conhecer *a priori* este sistema, ou seja, novamente aqui fica destacada a importância de uma correta caracterização de reservatórios para a implantação bem-sucedida de um projeto.

Em relação à completação dos poços (“COMPLT”), a alternativa que apresentou melhores resultados de produção de óleo foi a *Alternativa 1*, com produção e injeção em toda a coluna de óleo. O fator de recuperação final não foi muito influenciado pela escolha do tipo de completação, mas obteve-se a maior produção acumulada atualizada com esta alternativa. Por outro lado, a *Alternativa 3* (produção no topo e injeção de água na base) foi a mais eficiente para controlar a produção de água, embora tenha sido a pior na produção acumulada atualizada.

As estratégias de velocidade de produção de óleo (“MAXLPR”) e taxa de injeção de água (“PMAINT”) foram as que se mostraram mais importantes dentre os casos analisados neste estudo. Restringir muito a produção não se mostrou uma alternativa correta do ponto de vista econômico, pois houve uma queda significativa da produção acumulada atualizada de óleo, embora tenha sido uma estratégia bastante eficiente para controlar o volume de água produzida (tanto a total quanto a atualizada). Ao contrário, produzir óleo a altas taxas teve como consequência produzir também elevados volumes de água, o que, certamente, acarretaria em maiores custos de processamento.

Finalmente, em relação à taxa de injeção de água, associada à pressão média que se manteve no reservatório, os resultados indicam que permitir alguma depleção do reservatório – sempre acima da pressão de saturação – pode trazer resultados positivos tanto na recuperação de óleo, quanto na produção de água. A Figura 4-31 apresenta um histograma das melhores resultados obtidos (NPA/VOIP) em relação à pressão média do reservatório (100 melhores simulações das 10.000 obtidas por Monte Carlo). Nota-se claramente que os melhores resultados foram obtidos para pressões próximas ou menores do que a original (450 kgf/cm²), mesmo nos casos mais desfavoráveis de molhabilidade ao óleo. Ao se injetar grandes volumes de água além de ocasionar aumento do volume de água produzida, não se aumentou a recuperação de óleo, ao contrário, reduziu.

Ressalta-se, entretanto, que em todos os casos não se permitiu que a pressão de saturação fosse alcançada, ou seja, não se permitiu a liberação de gás no reservatório.

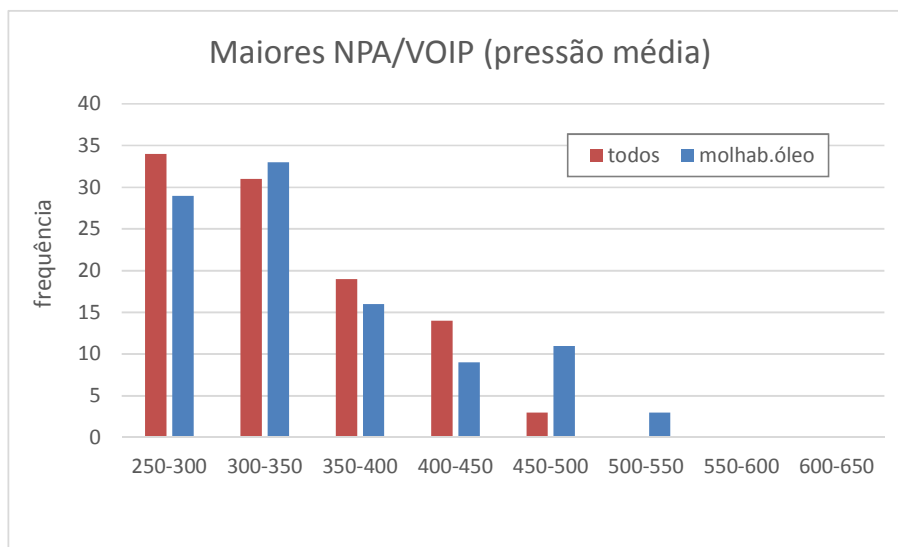


Figura 4-31 – Influência da pressão média do reservatório na velocidade de produção de óleo (todos os casos, em vermelho; apenas os reservatórios molháveis ao óleo, em azul)

4.4. Injeção de emulsão

Com o objetivo de se avaliar o potencial ganho de recuperação de óleo pela injeção de emulsão, foram simulados diferentes cenários, modificando-se as curvas de permeabilidade relativa dos meios matriz e fratura.

Inicialmente, modificou-se as curvas apenas da matriz, separando-se os efeitos de redução da permeabilidade relativa à água e redução da saturação de óleo residual, conforme já discutido no item 3.8. Posteriormente, os efeitos foram combinados.

São apresentados a seguir, nas Figuras 4-32 a 4-35 os resultados para cenários de baixo contraste de permeabilidades de fratura e matriz ($k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 10$).

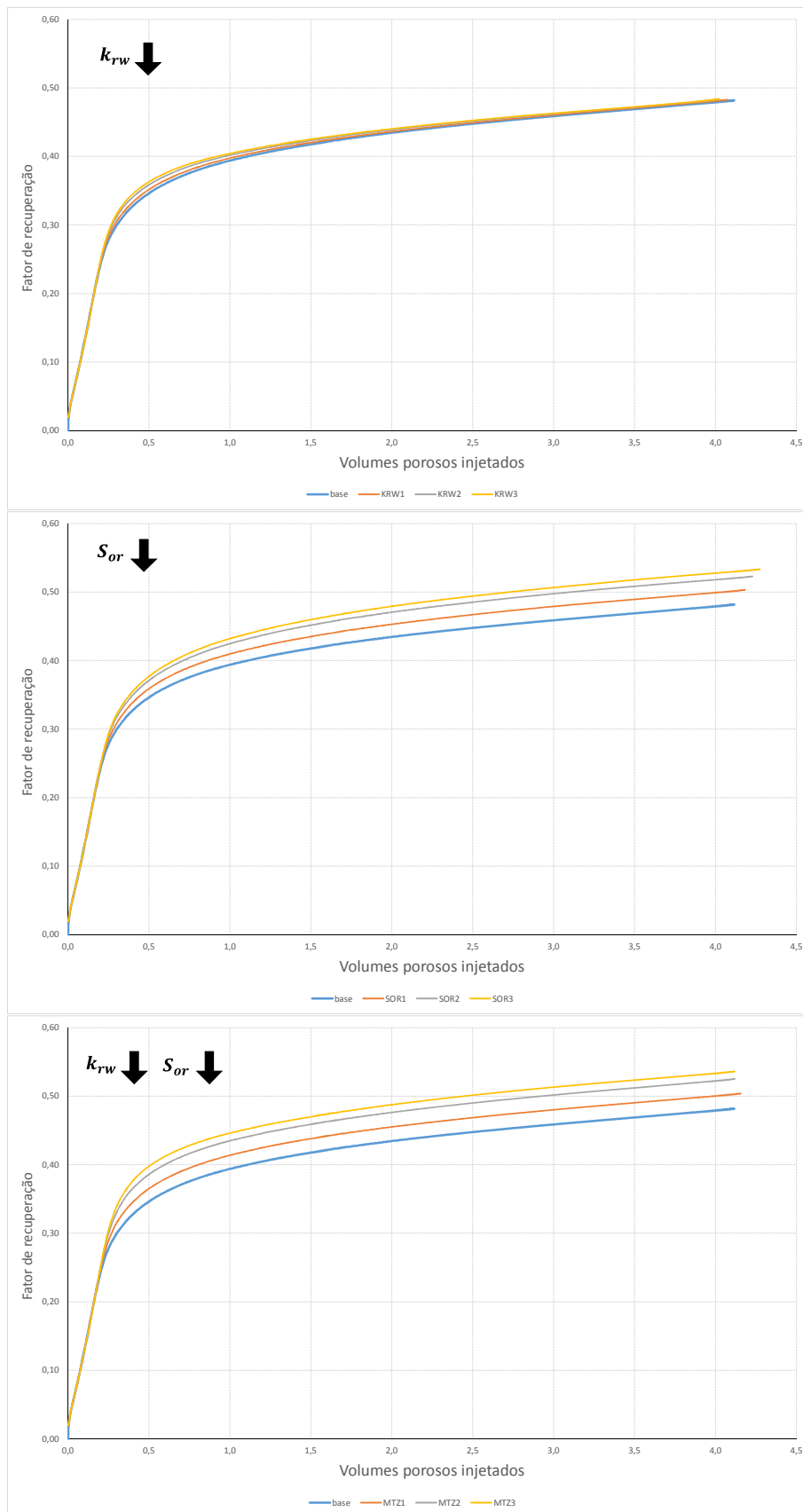


Figura 4-32 – Evolução do fator de recuperação devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste

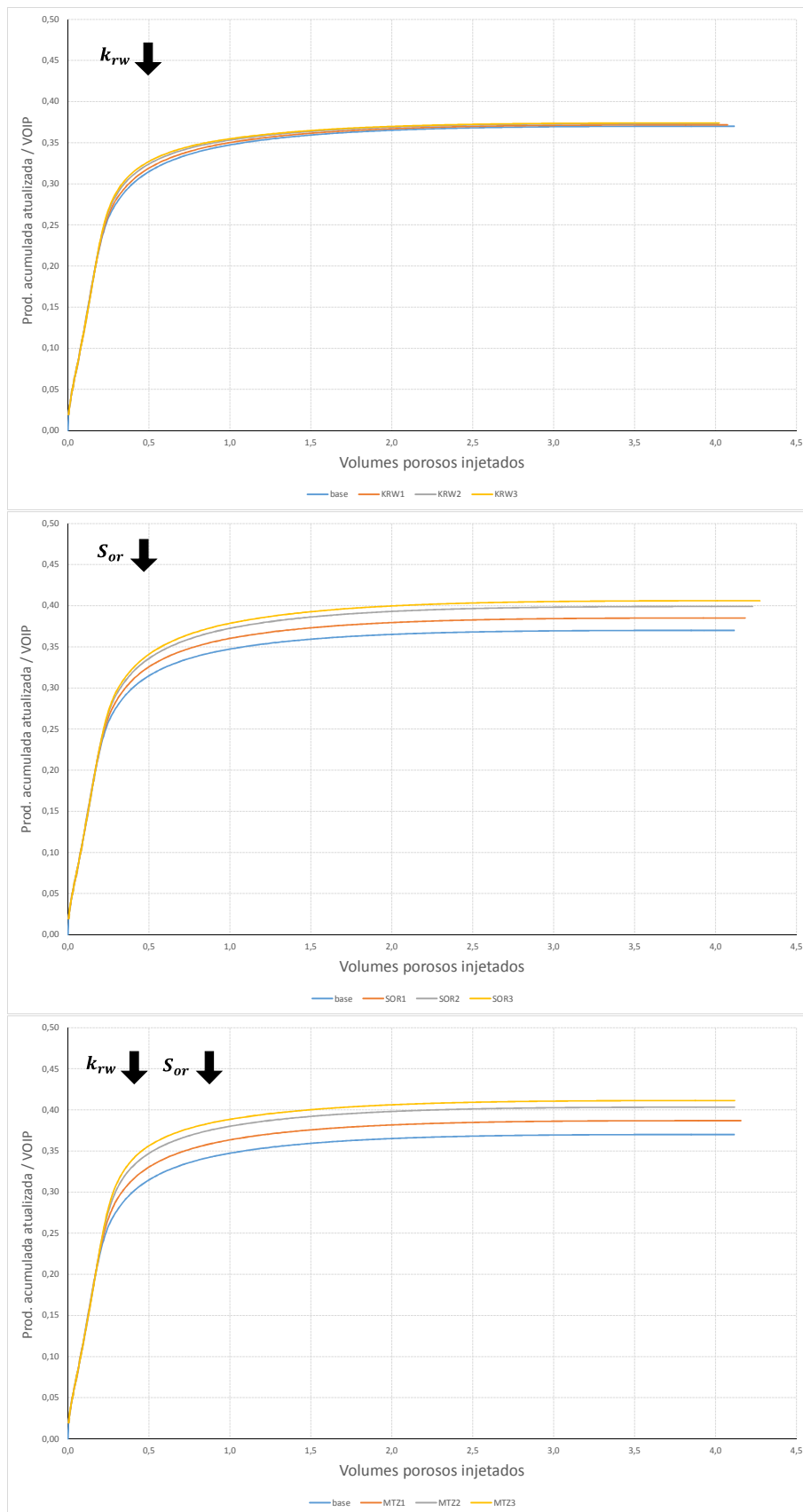


Figura 4-33 – Evolução da produção acumulada atualizada por VOIP devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste

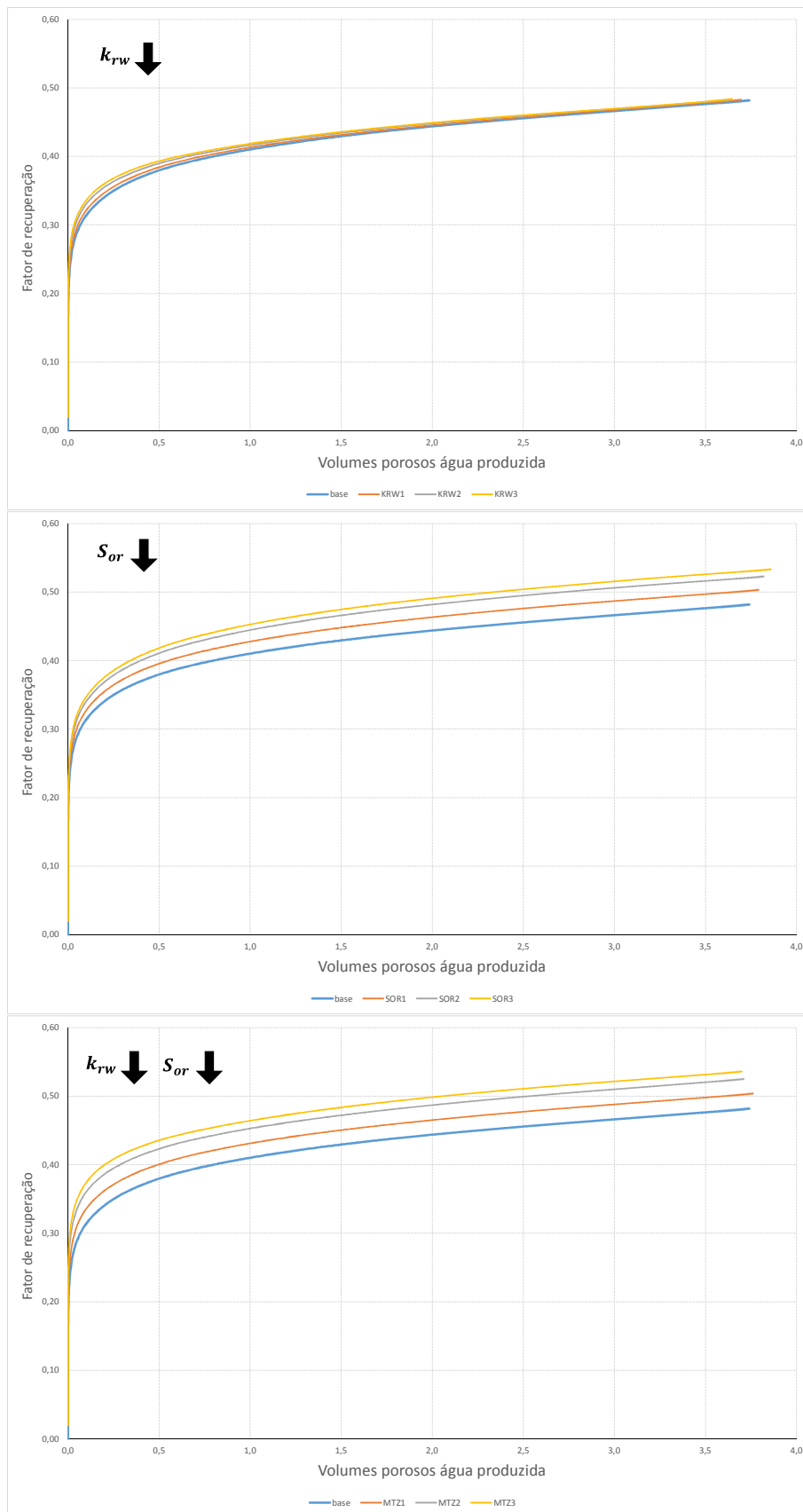


Figura 4-34 – Evolução do fator de recuperação em função da água produzida devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de baixo contraste

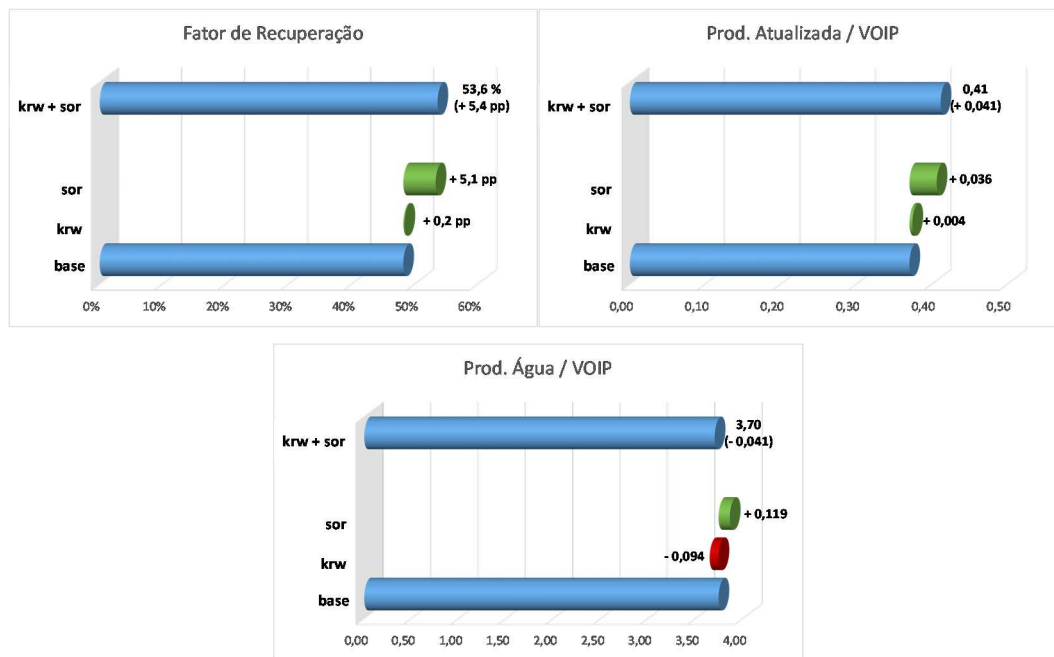


Figura 4-35 – Resumo de resultados para o cenário de baixo contraste

A seguir são apresentados nas Figuras 4-36 a 4-39 os resultados para alto contraste de permeabilidades de fratura e matriz ($k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 500$).

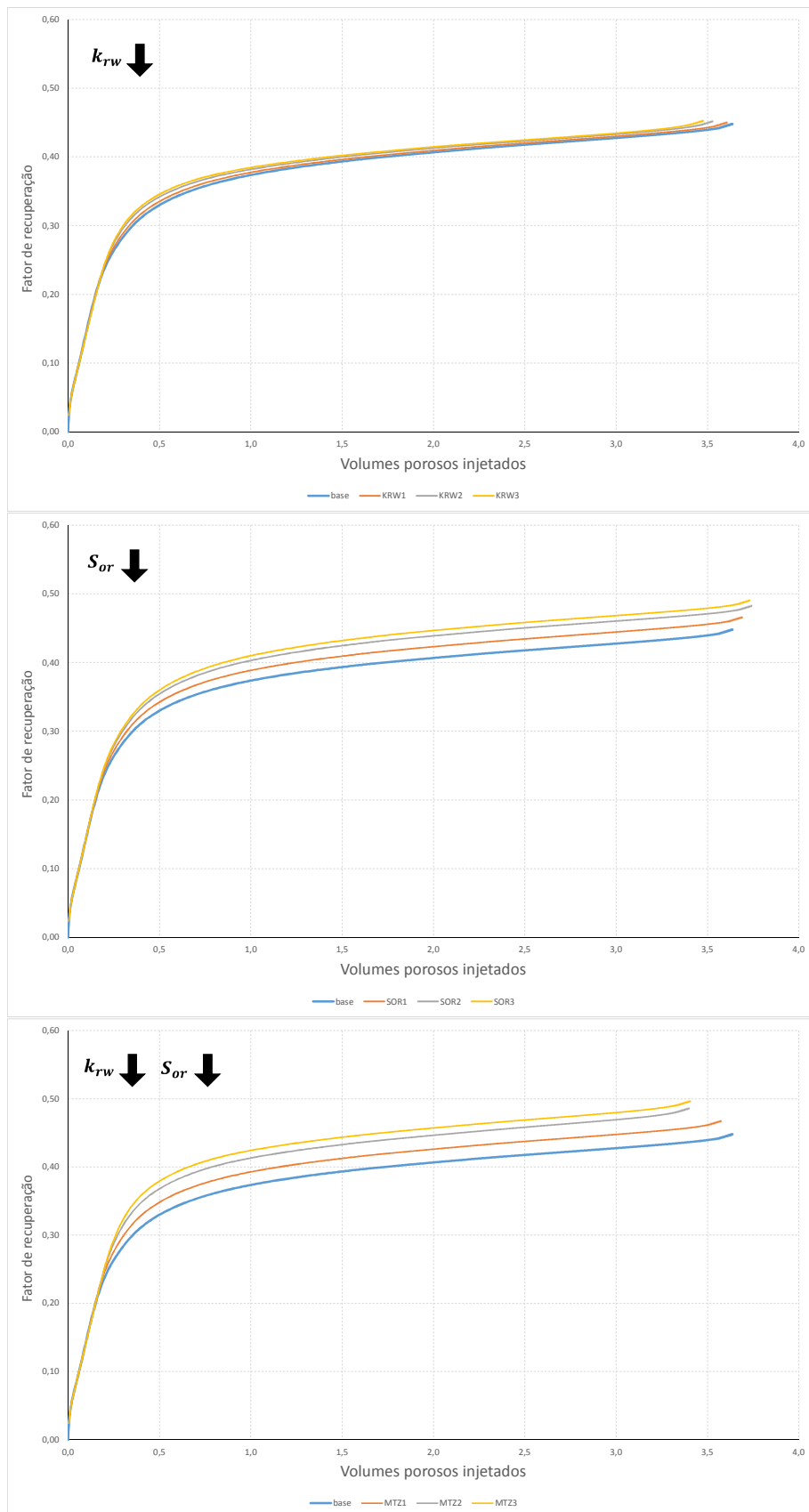


Figura 4-36 – Evolução do fator de recuperação devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste

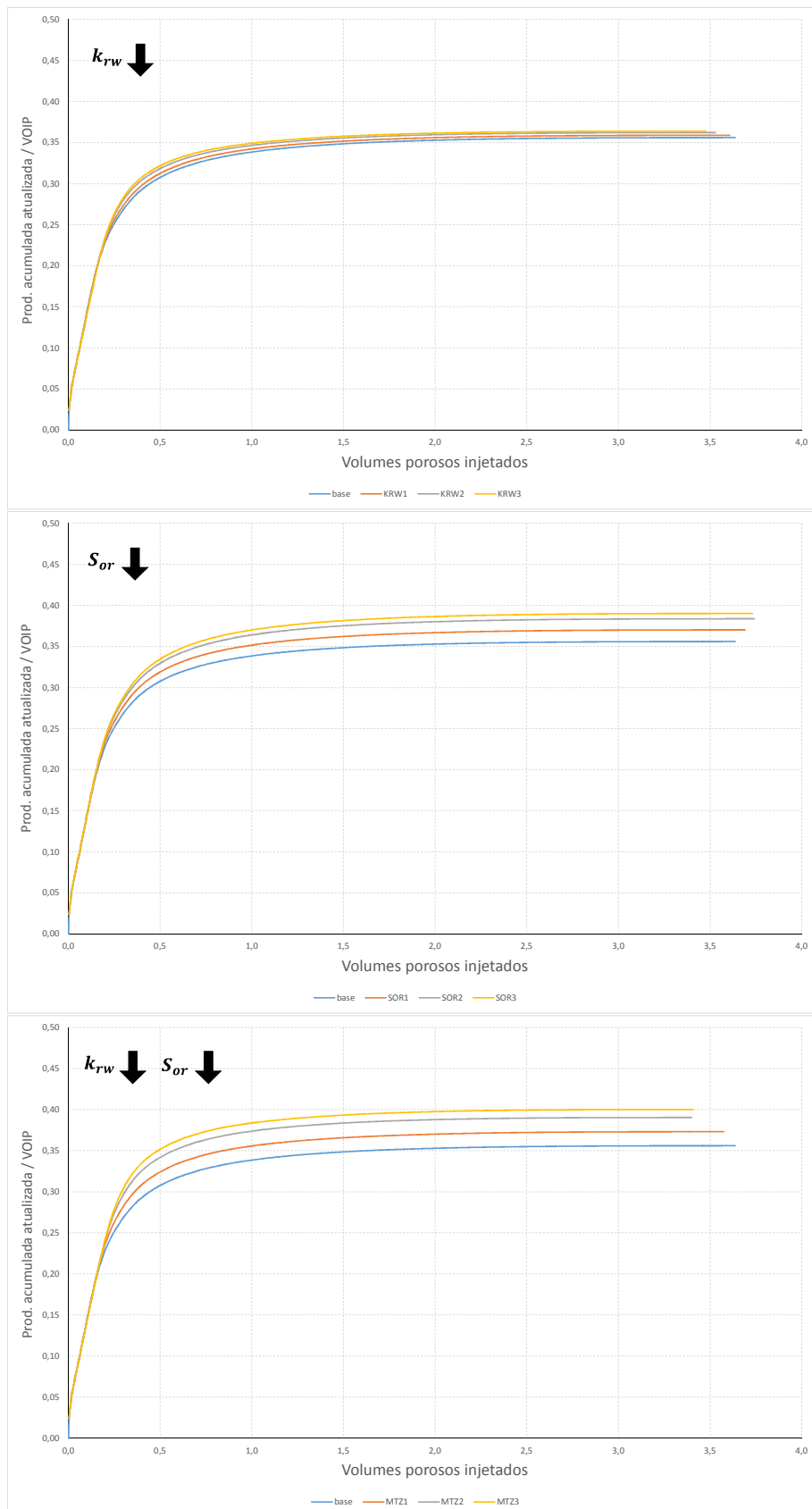


Figura 4-37 – Evolução da produção acumulada atualizada por VOIP devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste

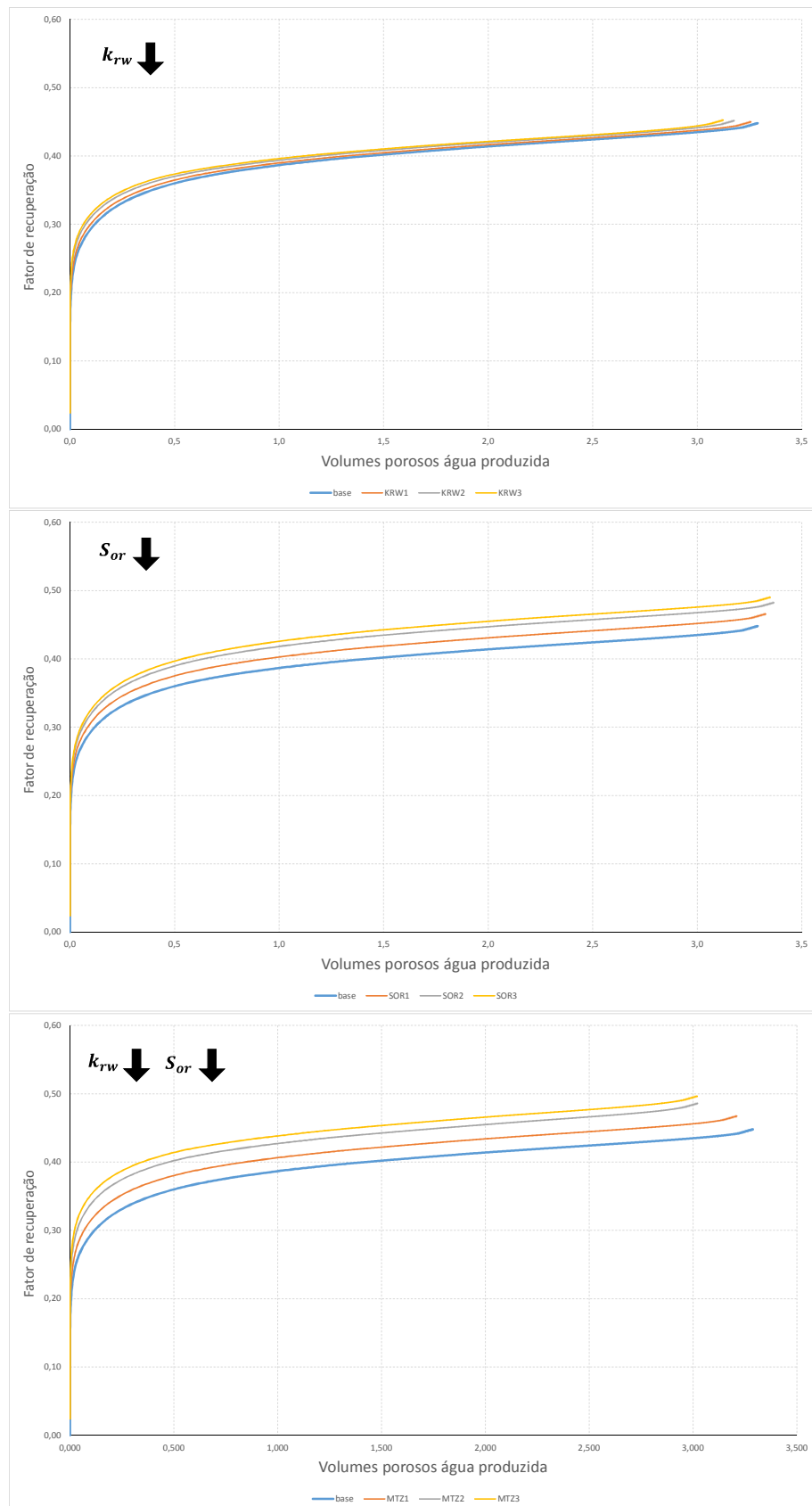


Figura 4-38 – Evolução do fator de recuperação em função da água produzida devido à (1) redução de permeabilidade relativa à água, KRW1 a KRW3, (2) redução da saturação de óleo residual, SOR1 a SOR3 e (3) efeito combinado, MTZ1 a MTZ3 – cenário de alto contraste

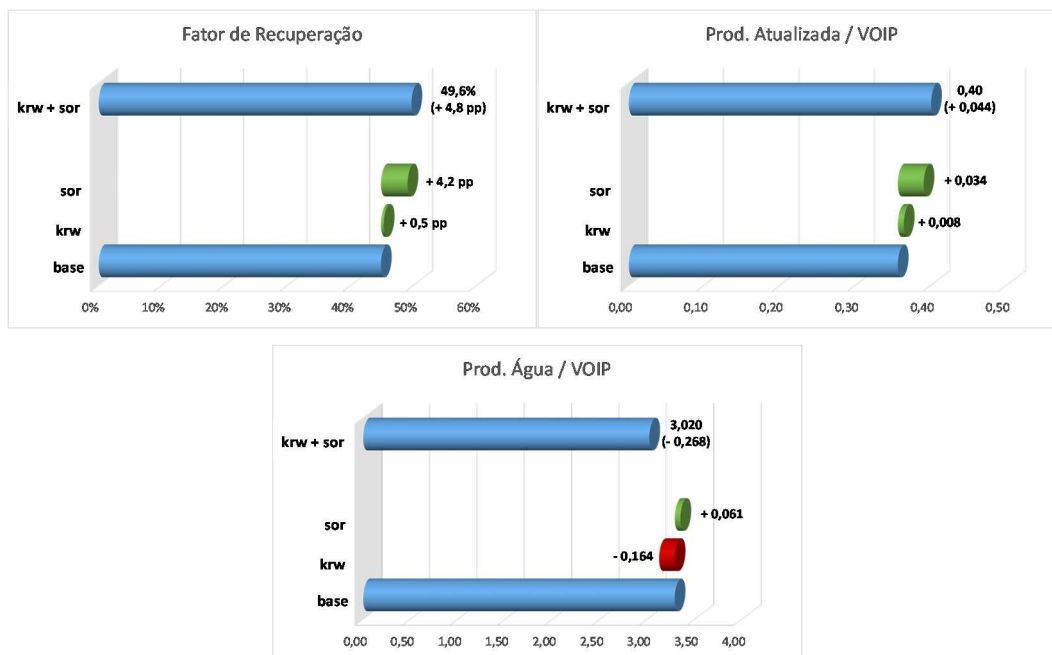


Figura 4-39 – Resumo de resultados para o cenário de alto contraste

A Figura 4-40 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos para os cenários de baixo e de alto contraste.

Obteve-se ganho significativo de fator de recuperação, em ambos os cenários de contraste de permeabilidades, ainda que se tenha considerado o efeito da injeção de emulsão apenas na matriz. Ou seja, mesmo que a injeção de emulsão não altere em nada o comportamento do meio fraturado, há um potencial de ganho importante apenas pela alteração na matriz. No cenário de baixo contraste entre as permeabilidades de fratura e matriz o ganho de FR foi maior.

Houve ganho relevante também na velocidade de produção do óleo, expressa pela produção acumulada atualizada a valor presente (taxa de 10% aa) – novamente, em ambos os cenários de contraste de permeabilidades.

Os ganhos se deram em maior parte pela redução da saturação de óleo residual e menos pela redução da permeabilidade relativa à água. Este segundo efeito mostrou-se mais importante no cenário de maior contraste entre as permeabilidades de fratura e matriz. Além disso, teve maior impacto na velocidade de produção do que na recuperação final.



Figura 4-40 – Comparação entre dos resultados para os cenários de baixo e de alto contraste

A redução da permeabilidade relativa à água proporcionou uma redução significativa da produção acumulada de água, especialmente no cenário de maior permeabilidade de fraturas.

As Figuras 4-41 a 4-42, a seguir, apresentam os resultados obtidos quando se admitiu que a injeção de emulsão também alterou o comportamento das fraturas, não apenas da matriz. Nesse caso, considerou-se, arbitrariamente uma redução em 50% da permeabilidade relativa à água da fratura.

Inicialmente, são apresentados os resultados obtidos para cenários de baixo contraste de permeabilidades entre fratura e matriz ($k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 10$) e, em seguida, para os cenários de alto contraste ($k_{\text{frat}} / k_{\text{mat}} = 500$). As curvas apresentadas são: caso base (injeção de água); injeção de emulsão, efeito apenas na matriz, apenas na fratura e, finalmente, efeito combinado.

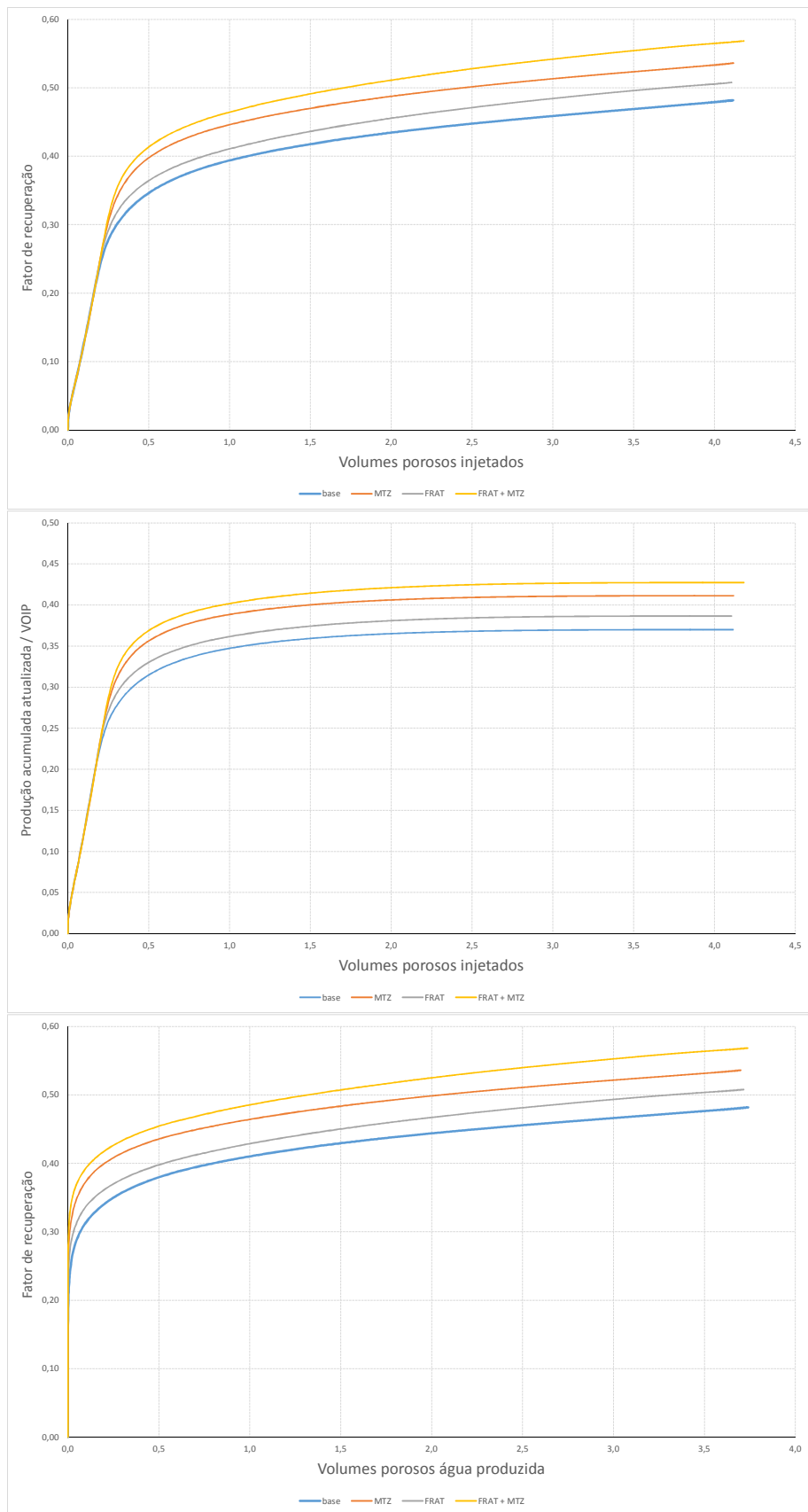


Figura 4-41 – Evolução do fator de recuperação e da produção acumulada atualizada por VOIP devido à alteração das permeabilidades relativas da matriz (MTZ), da fratura (FRAT) e de ambos (FRAT + MTZ) – cenário de baixo contraste

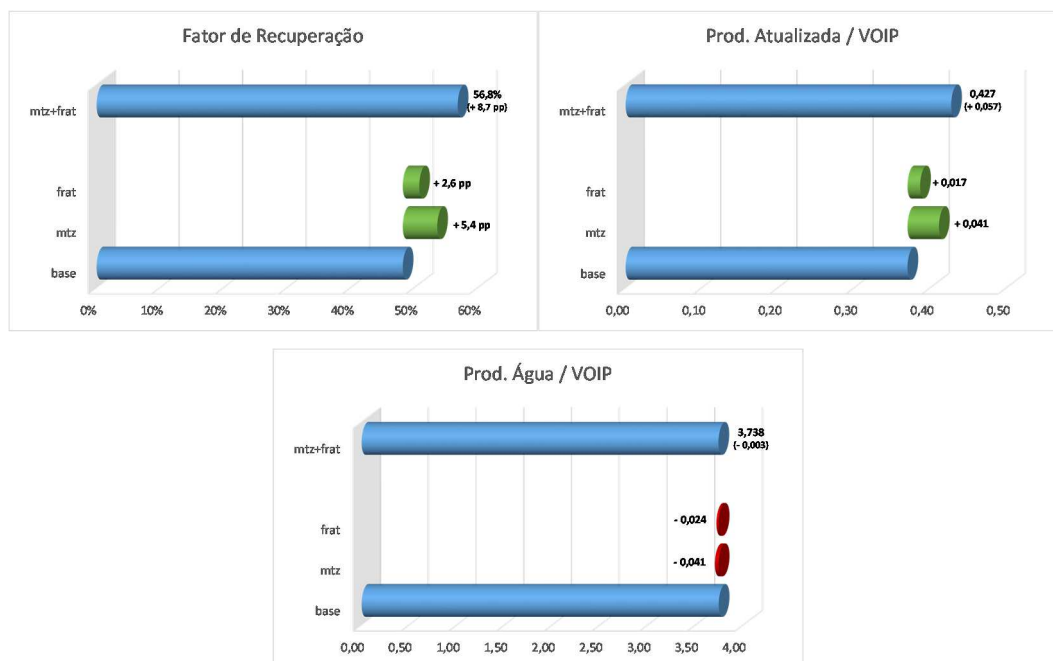


Figura 4-42 – Resumo de resultados para o cenário de baixo contraste

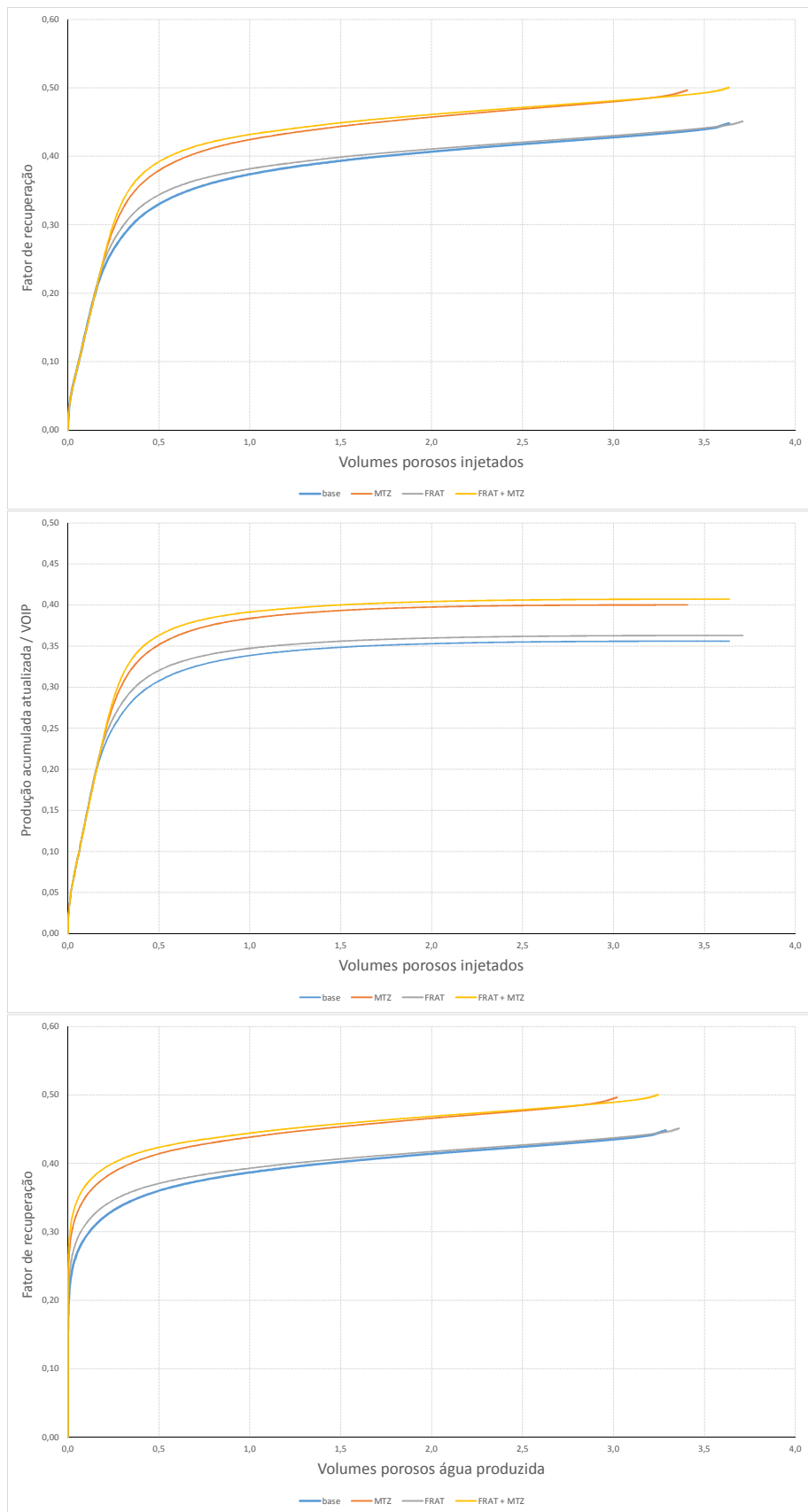


Figura 4-43 – Evolução do fator de recuperação e da produção acumulada atualizada por VOIP devido à alteração das permeabilidades relativas da matriz (MTZ), da fratura (FRAT) e de ambos (FRAT + MTZ) – cenário de alto contraste

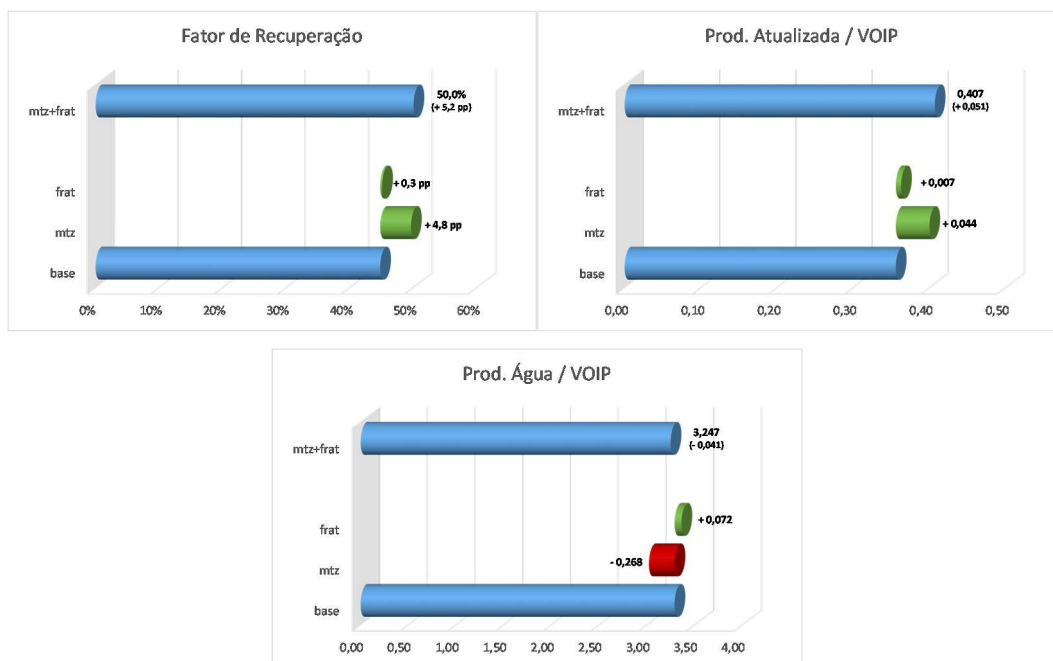


Figura 4-44 – Resumo de resultados para o cenário de alto contraste

A Figura 4-45 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos para os cenários de baixo e de alto contraste.

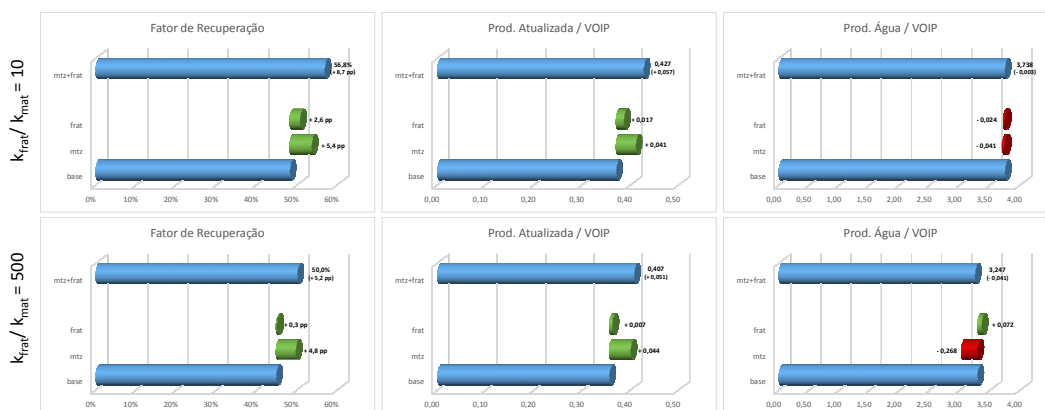


Figura 4-45 – Comparação entre dos resultados para os cenários de baixo e de alto contraste

A redução da permeabilidade relativa à água na matriz e na fratura implicaram em um acréscimo da pressão de injeção necessária, conforme apresentado na Figura 4-46 – resultado coerente com o observado experimentalmente por Guillen et al (2012).

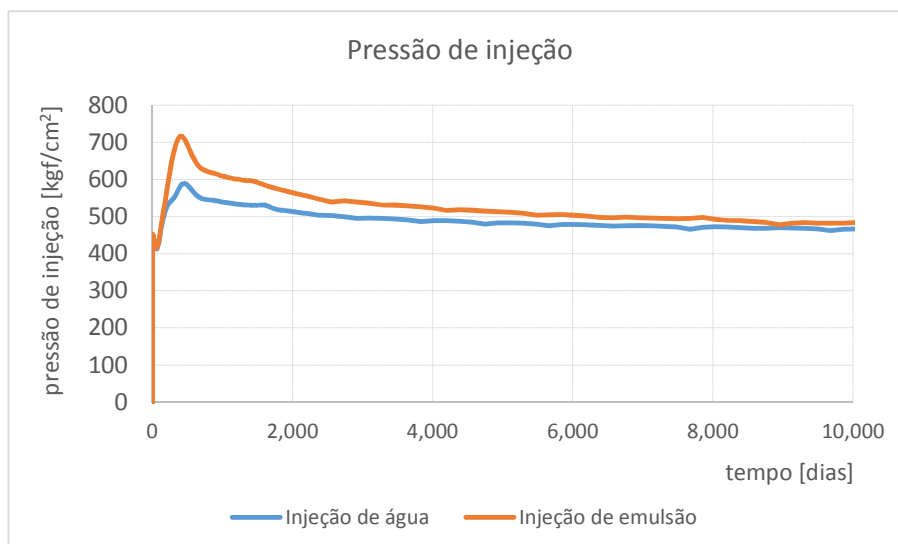


Figura 4-46 – Comportamento da pressão de injeção para os casos de injeção de água e injeção de emulsão

No cenário de alto contraste entre as permeabilidades de fratura e matriz, o ganho obtido na recuperação de óleo deveu-se, basicamente, à alteração na matriz. A redução da permeabilidade relativa à água nas fraturas não trouxe ganhos relevantes.

Efeito positivo foi obtido apenas no cenário de baixo contraste, tanto da recuperação final, quanto na velocidade de produção.

Ainda assim, a alteração das propriedades da matriz foi responsável pela maior parte do aumento de recuperação de óleo.

Os resultados indicam que, mesmo nos cenários em que não seja possível alterar as características de condutividade das fraturas, a injeção de emulsão como método de recuperação secundária pode proporcionar ganhos significativos pela alteração da permeabilidade relativa à água da matriz e, principalmente, pela redução de sua saturação de óleo residual.

5. Conclusões

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões obtidos no presente estudo, bem como são feitas sugestões para futuros trabalhos relacionados a reservatórios naturalmente fraturados.

Mesmo em reservatórios mais complexos, como os naturalmente fraturados, a viabilidade da injeção de água como método de recuperação secundária deve ser sempre investigada. Nesse tipo de reservatório, porém, o projeto de injeção de água tende a ser mais complexo. Se poços injetores e produtores forem posicionados ao longo da direção principal das fraturas, produção prematura de água ocorrerá rapidamente, com baixíssimas eficiências de varrido. Ao contrário, se forem posicionados paralelamente às fraturas, a água injetada poderá deslocar o óleo em direção aos poços produtores, aumentando o fator de recuperação.

Portanto, a correta caracterização do sistema de fraturas é fundamental para um projeto adequado de injeção de água. Isto significa caracterizar e modelar adequadamente parâmetros como direção principal do sistema de fraturas, condutividade e porosidade das fraturas, além da densidade de faturamento, representada nos modelos por propriedades geométricas – dimensões dos blocos de matriz.

Por meio de uma análise paramétrica, observou-se que permeabilidade da matriz e a densidade de fraturas, ou o espaçamento entre fraturas – propriedades que governam a velocidade de transferência de fluidos entre os meios matriz e fratura – afetam de formas diferentes o desempenho do reservatório naturalmente fraturado. Enquanto a densidade de faturamento afeta mais a recuperação final, de longo prazo, sem alterar de forma significativa a produção nos primeiros anos, a permeabilidade de matriz influencia bastante a velocidade de drenagem do óleo (quanto maiores as permeabilidades de matriz, maior a velocidade de drenagem). O fator de recuperação final, porém, não sofreu alterações significativas.

Em relação à chegada de água, quanto menor a permeabilidade de matriz (maior contraste entre permeabilidades de fratura e matriz), mais rapidamente a água chega ao poço produtor.

O aumento do contraste entre permeabilidades de fratura e matriz torna a drenagem de óleo menos eficiente. A recuperação final não é muito alterada, porém, casos com menores contrastes levaram a maiores a velocidade da produção de óleo, o que é extremamente significativo do ponto de vista econômico.

O efeito da continuidade capilar se torna mais relevante quanto menores os contrastes entre as permeabilidades de matriz e fratura. Nesses casos, considerar o efeito da continuidade capilar, ou seja, realizar a simulação dupla porosidade dupla permeabilidade, leva à previsão de maiores fatores de recuperação. Quando há grande contraste, não se observam diferenças relevantes nos resultados, sendo possível a simulação dupla porosidade permeabilidade simples, com menor custo computacional.

Quanto aos processos de recuperação em reservatórios naturalmente fraturados, observou-se que quanto mais molhável ao óleo o meio poroso, mais importante significa considerar os efeitos de drenagem gravitacional e deslocamento viscoso. Quando estes processos não são considerados na simulação de fluxo, a recuperação ocorre apenas devido à expansão de fluidos e embebição espontânea (deslocamento contracorrente), que se encerra quando o equilíbrio capilar entre a matriz e a fratura é alcançado. Por isso, há uma redução significativa do fator de recuperação final quanto mais molhável ao óleo for o meio.

Foi demonstrado, ainda, que a transferência de fluidos entre os meios (matriz e fratura) por deslocamento viscoso é diretamente proporcional à mobilidade do fluido, ou seja, inversamente proporcional a sua viscosidade. Assim, cenários com óleos com menor viscosidade tendem a obter maiores recuperações por este processo. Entretanto, o deslocamento por efeitos viscosos será tão maior quanto maior for o gradiente de pressão que for estabelecido nas células de fratura. Assim, quanto maior a permeabilidade de fratura, menor este gradiente e, portanto, menos relevante o efeito do deslocamento viscoso. Por isso, o deslocamento viscoso é, em geral, negligenciado nas simulações de reservatórios naturalmente fraturados.

Dentre as estratégias de drenagem avaliadas, velocidade de produção de óleo e a taxa de injeção de água foram as que se mostraram mais importantes. Restringir muito a produção não se mostrou uma alternativa correta do ponto de vista econômico, pois, embora tenha sido eficiente para o controle de chegada de água injetada ao poço produtor, houve uma queda significativa da produção acumulada atualizada de óleo.

Em relação à taxa de injeção de água, os resultados indicaram que permitir alguma depleção do reservatório (injetar um volume menor do que o produzido,

em condições de reservatório) pode trazer resultados positivos tanto na recuperação de óleo, quanto na produção de água, desde que a pressão do reservatório seja mantida acima da pressão de saturação, sem permitir a liberação de gás no reservatório.

Foi possível demonstrar o impacto de um equivocado posicionamento de poços produtores e injetores em relação à direção preferencial das fraturas. Houve significativo aumento na produção de água e consequente queda na produção de óleo ao “alinharmos” os poços produtor e injetor.

Completar os poços em toda a espessura do reservatório, com produção e injeção em toda a coluna de óleo foi a alternativa que apresentou melhores resultados de produção acumulada atualizada de óleo, embora o fator de recuperação final não tenha sido muito influenciado pela escolha do tipo de completação. Produzir apenas pelo topo e injetar água na base foi a alternativa mais eficiente para controlar a produção de água, mas foi a pior na produção acumulada atualizada.

Os resultados apresentados neste trabalho indicam que a injeção de emulsão – proveniente, por exemplo, da água produzida pelo reservatório – como método de recuperação secundária pode proporcionar ganhos significativos em reservatórios naturalmente fraturados.

Ainda que não seja possível alterar as características de condutividade das fraturas, a injeção de emulsão pode proporcionar ganhos pela alteração da permeabilidade relativa à água da matriz e, principalmente, pela redução de sua saturação de óleo residual.

Foram observados ganhos em cenários tanto de alto quanto de baixo contraste de permeabilidades de fratura e matriz. No cenário de baixo contraste o ganho de FR foi maior. Os ganhos se deram em maior parte pela redução da saturação de óleo residual e menos pela redução da permeabilidade relativa à água.

A redução da permeabilidade relativa à água proporcionou uma redução significativa da produção acumulada de água, especialmente no cenário de maior permeabilidade de fraturas.

Sugestões para futuros trabalhos

Dentre os possíveis assuntos de serem abordados em trabalhos futuros relacionados à simulação de reservatórios naturalmente fraturados, sugere-se:

- Incorporação de efeitos geomecânicos na simulação de fluxo, avaliando-se os impactos da variação das permoporosidades da fratura em função das pressões do reservatório ao longo do tempo.
- Quantificação dos ganhos do uso de completação inteligente como estratégia de otimização da produção de reservatórios fraturados, tanto de poços produtores como poços injetores de água;
- Avaliar a injeção de emulsão em reservatórios fraturados de campos reais, com suas heterogeneidades, seja das propriedades de matriz, seja das de fraturas;
- Estudar a injeção alternada de água e emulsão de óleo em água;
- Avaliar outros métodos de recuperação em reservatórios fraturados, tais como WAG (injeção alternada de água e gás), injeção de CO₂, injeção de espuma, etc.

Referências bibliográficas

- ABDALLAH, W. et al. – “Fundamentals of wettability” – Oilfield Review, v. 19, n. 2, p. 44–61, 2007.
- AGBALAKA, C. et al. – “The Effect of Wettability on Oil Recovery: A Review” – SPE 114496, Out. 2008.
- ALLAN, J.; SUN, Q. S. – “Controls on recovery factor in fractured reservoirs: Lessons learned from 100 fractured fields” – SPE 84590. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, 2003.
- ANDERSON, W. G. – “Wettability literature survey - part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability” – Journal Petroleum Technology, v. 38, n. 10, p. 1125–1144, 1986.
- ANDERSON, W. G. – “Wettability literature survey – part 2: Wettability measurement” – Journal Petroleum Technology, v. 38, n. 11, p. 1246–1262, 1986.
- ANDERSON, W. G. – “Wettability literature survey – part 3: The effect of wettability on electrical properties of porous media” – Journal Petroleum Technology, v. 38, n. 12, p.1371–1378, 1986.
- BAKER, R. O.; KUPPE, F. – “Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs” – SPE 63286. 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 2000.
- BARENBLATT, G. I.; ZHELTOV, I. P.; KOCHINA, I. N. – “Basic concepts in the theory of seepage in homogeneous liquids in fissured rocks” – PMM (Soviet Applied Mathematics and Mechanics), v. 24, n. 5, 1960.
- BRADLEY, H. B. – “Petroleum Engineering Handbook” – Society of Petroleum Engineers, 1992.
- BROWN, R. J. S.; FATT, I. – “Measurements of fractional wettability of oil fields rocks by the nuclear magnetic relaxation method” – Fall Meeting of the Petroleum Engineers of AIME. Los Angeles, 1956.

CRAIG, F.F. Jr. – “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding” – Monograph series, SPE, Richardson, TX, 1971.

ENGELKE, B. S. – “Determinação das curvas de permeabilidade relativa no escoamento de emulsões e óleo” – Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica. Rio de Janeiro, RJ, 2012.

FAERSTEIN, M. – “Impactos da Molhabilidade da Rocha na Produção e Recuperação de Petróleo” – Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE). Rio de Janeiro, RJ, 2010.

FARIAS, M. L. R. – “Recuperação avançada de óleos pesados por injeção de emulsões diluídas de óleo em água” – Tese de Doutorado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica. Rio de Janeiro, RJ, 2013.

FIROOZABADI, A. – “Recovery mechanisms in fractured reservoirs and field performance” – Journal Canadian Petroleum Technology, v. 39, n. 11, 2000

GILMAN, J. R.; KAZEMI, H. – “Improved calculations for viscous and gravity displacement in matrix blocks in dual-porosity simulators” – Journal of Petroleum Technology, v. 40, n. 1, p. 60–70, 1988.

GUILLEN, V. R.; ROMERO, M. I.; CARVALHO, M. S.; ALVARADO, V. – “Capillary-driven mobility control in macro emulsion flow in porous media” – International Journal of Multiphase Flow 43, 62-65, 2012.

GUILLEN, V. R.; CARVALHO, M. S.; ALVARADO, V. – “Pore Scale and Macroscopic Displacement Mechanisms in Emulsion Flooding” – Transport in Porous Media, 197-206, 2012.

HOFMAN, J. A. M. H.; STEIN, H. N. – “Destabilization of emulsions through deformation of the droplets” – Journal of Colloid and Interface Science, 147 (2), 508-516, 1991.

HOGNESEN, E. J.; STRAND, S.; AUSTAD, T. – “Waterflooding of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related to Reservoir Temperature and Brine Composition” – SPE 94166. SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 2005.

HORIE, T.; FIROOZABADI, A.; ISHIMOTO, K. – “Laboratory studies of capillary interaction in fracture/matrix systems” - SPE Reservoir Engineering, v. 5, n. 3, p. 353–360, 1990.

KAZEMI, H. et al. – “Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs” – SPE Journal, v. 16, n. 6, p. 317–326, 1976.

KOKAL, S. – “Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-Art Review” – SPE Production & Facilities, 5-13, February, 2005.

McAULIFFE, C. D. – “Oil-in-Water Emulsions and Their Flow Properties in Porous Media” – SPE 4369 – Symposium of Improved Oil Recovery, Tulsa, 1972.

MOTHÉ, C. G. et al. – “Thermal and Rheological Study os Polysaccharides for Enhanced Oil Recovery” – Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, Vol. 85, 31-36, 2006.

NELSON, R. A. – “Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs” – 2. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001.

PAIVA, H. P. – “Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados” – Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, SP, 2012.

SUN, S.Q.; SLOAN, R. – “Quantification of Uncertainty in Recovery Efficiency Predictions: Lessons Learned from 250 Mature Carbonate Fields” – SPE 84459-MS. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2003, Denver.

RAZA, S.H.; TREIBER, L.E.; ARCHER, D.L. – “Wettability of Reservoir Rocks and its Evaluation” – Prod. Monthly 32, no. 4, 2-7, 1968.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. – “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” – Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2006.

SALATHIEL, R. A. – “Oil recovery by surface film drainage in mixet-wettability rocks” – Journal Petroleum Technology, v. 25, n. 10, p. 1216–1224, 1973.

SONIER, F.; SOUILLARD, P.; BLASKOVICH, F. – “Numerical simulation of Naturally Fractured Reservoirs” – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE Paper 15627, Outubro 1986.

SYDANSK, R. D.; ROMERO-ZERÓN, L. – “Reservoir Conformance Improvement” – Society of Petroleum Engineers – ISBN 978-1-55563-302-8, 2011.

van GOLF-RACHT, T. D. – “Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Amsterdam” – Elsevier Scientific Publishing Company, 1982.

WARREN, J. E.; ROOT, P. J. – “The behavior of naturally fractured reservoirs” – SPE Journal, v. 3, n. 3, p. 245–255, 1963.

WILLHITE, G. P. – “Waterflooding” – Society of Petroleum Engineers – ISBN 1-55563-005-7, 1986.