



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

ROBISON QUINTANA SAALFELD

**SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
NATURALMENTE FRATURADOS UTILIZANDO
MODELOS EQUIVALENTES DE POROSIDADE
SIMPLES**

CAMPINAS

2016

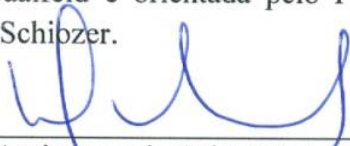
ROBISON QUINTANA SAALFELD

SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS UTILIZANDO MODELOS EQUIVALENTES DE POROSIDADE SIMPLES

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Robison Quintana Saalfeld e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.



Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

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

Sa11s Saalfeld, Robison Quintana, 1991-
Simulação de reservatórios naturalmente fraturados utilizando modelos equivalentes de porosidade simples / Robison Quintana Saalfeld. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

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

1. Engenharia de reservatório. 2. Rochas - Fratura. 3. Engenharia de petróleo - Métodos de simulação. 4. Reservatórios - Modelos matemáticos. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Simulation of naturally fractured reservoirs using single-porosity equivalent models

Palavras-chave em inglês:

Oil reservoir engineering

Rocks - Fracture

Petroleum engineering - Simulation methods

Reservoirs - Mathematical models

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Osvair Vidal Trevisan

Régis Kruehl Romeu

Data de defesa: 23-08-2016

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
NATURALMENTE FRATURADOS UTILIZANDO
MODELOS EQUIVALENTES DE POROSIDADE
SIMPLES**

Autor: Robison Quintana Saalfeld

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

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

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

Prof. Dr. Régis Krael Romeu
Petrobras

Campinas, 23 de agosto de 2016.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais, Alvina e Selmar, por minha educação e pelo esforço que empenharam para me proporcionar as oportunidades que tive na vida.

Agradeço ao Professor Dr. Denis José Schiozer pela orientação, conselhos e oportunidades que me proporcionou durante esse período em que estamos trabalhando juntos.

Agradeço aos meus grandes amigos que estão sempre presentes. Além disso, agradeço também aos amigos que tive o prazer de encontrar durante esses anos em Campinas.

Agradeço à minha irmã, Graciela, e ao meu cunhado, Christian, por estarem sempre presentes para dar palavras de apoio.

Agradeço à minha namorada, Maiara, que me fortalece com seu apoio, compreensão e carinho.

Agradeço à Unicamp, à Faculdade de Engenharia Mecânica e ao UNISIM por fornecerem as instalações e recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à ANP que através do Programa de Formação de Recursos Humanos – PFRH por intermédio do Ministério de Cultura, Tecnologia e Inovação, disponibilizou recursos para a realização deste trabalho.

Agradeço à Petrobrás pelo apoio à pesquisa e à fundação CMG pela disponibilização das licenças.

RESUMO

As maiores reservas de petróleo recentemente descobertas em território nacional estão nos campos do Pré-Sal, que são compostos por rochas carbonáticas altamente heterogêneas e possivelmente fraturadas, com intercalações de camadas de alta permeabilidade. Para a simulação desse tipo de reservatório, geralmente são utilizados modelos de dupla porosidade, que assumem que a matriz rochosa e as fraturas compõem dois meios porosos distintos, relacionando-se entre si por uma função de transferência. Entretanto, estes modelos requerem a solução de mais equações e, portanto, demandam maior esforço computacional. Os modelos equivalentes de porosidade simples surgem como alternativa para a simulação mais eficiente destes reservatórios. No presente trabalho, é apresentada uma metodologia para a obtenção de modelos equivalentes de porosidade simples a partir de modelos de dupla porosidade, com o objetivo de reduzir o tempo computacional necessário para a sua simulação. A metodologia para o ajuste é realizada em três etapas: ajuste volumétrico, ajuste da produtividade e ajuste do escoamento multifásico. Durante a etapa de ajuste volumétrico, a porosidade total e as saturações iniciais do modelo equivalente de porosidade simples são obtidas a partir de equações que relacionam as propriedades dos dois meios do modelo de dupla porosidade. Na etapa de ajuste da produtividade, a permeabilidade efetiva do sistema equivalente é obtida a partir de otimização numérica num processo similar a um ajuste de histórico, onde a permeabilidade é alterada progressivamente até que a queda de pressão em um poço produzindo a vazão constante no modelo de porosidade simples seja suficientemente semelhante à desse mesmo poço no modelo de dupla porosidade. Na etapa de ajuste do escoamento multifásico, pseudocurvas de permeabilidade relativa são obtidas para que as produções de água e óleo no poço sejam ajustadas e reproduzam a resposta do modelo de dupla porosidade. A metodologia é aplicada a 280 modelos homogêneos e isotrópicos com diferentes propriedades, classificados de acordo com parâmetros característicos de reservatórios naturalmente fraturados. Os resultados fornecem um indicativo da aplicabilidade da metodologia, dos parâmetros obtidos e do ganho de desempenho computacional em função desses parâmetros. A metodologia é então aplicada a um modelo com geometria complexa e composto por diversos poços. Para esse caso, todos os poços puderam ser ajustados e o modelo gerado demanda seis vezes menos tempo para simulação.

Palavras-chave: Reservatórios Naturalmente Fraturados; Dupla Porosidade; Porosidade Simples; Pseudopropriedades

ABSTRACT

The largest petroleum reserves recently discovered on national territory are in the Pre-Salt fields. These reservoirs comprise very heterogeneous and possibly fractured carbonate rocks, with super-k layers. Double-porosity models are usually applied for the simulation of such systems. In these models, the rock matrix and the fractures are assumed to represent two different porous media, related with each other by a transfer function. However, they require more equations and, consequently, demand more computational time. Therefore, single-porosity equivalent models emerge as an option for simulating heterogeneous reservoirs more efficiently. In the present work, a methodology is presented to obtain single-porosity equivalent models from double-porosity models, aiming to reduce computational time in simulation. The methodology comprises three steps: volumetric matching, productivity matching and two-phase flow matching. During the volumetric matching phase, the total porosity and initial saturations of the equivalent model are obtained through equations relating the properties of the two media in the double-porosity model. In the productivity matching phase, the effective permeability of the equivalent system is obtained through numerical optimization, in a process similar to a history matching, where the permeability is progressively changed until the bottom-hole pressure decline in a well producing at a constant rate in the single porosity model is sufficiently similar to the pressure drop on this same well at a double porosity model. On the two-phase flow matching step, pseudo relative permeability curves are obtained in order to adjust the productions of water and oil on the single porosity model until they represent the response from the double porosity model. This methodology is applied to 280 homogeneous isotropic models composed by different combinations of properties, classified accordingly to characteristic naturally fractured reservoir parameters. The results provide an indication of the applicability of the methodology, the obtained parameters and the computational time saved as a function of those parameters. As a last step, the methodology is then applied to a complex fractured reservoir composed by several wells. For this case, all of the wells have been adjusted successfully and the generated single porosity model is six times faster than the original double porosity model.

Key Word: Naturally Fractured Reservoirs; Double-Porosity; Single-Porosity; Pseudoproperties

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 Diagrama de classificação de reservatórios naturalmente fraturados (Traduzido de Nelson, 2001)	23
Figura 2.2 Zonas de saturação de um reservatório naturalmente fraturado (adaptado de van Golf-Racht, 1982).....	27
Figura 2.3 Metodologia para seleção de um modelo de simulação para reservatórios naturalmente fraturados (Traduzido de Bourbiaux et al., 2002)	33
Figura 2.4 Representação das equações de escoamento para os diferentes tipos de modelagem	39
Figura 2.5: Geração de pseudocurvas de um sistema composto matriz-fraturas (traduzido de van Lingen et al., 2001).....	43
Figura 3.1 Fluxograma da metodologia.....	47
Figura 4.1 Malha de simulação dos modelos homogêneos ajustados	57
Figura 4.2 Permeabilidade relativa das fraturas para os casos de validação	59
Figura 4.3 Curvas de permeabilidade relativa da matriz (Retiradas de Thomas et al., 1983)..	59
Figura 4.4 Curva de pressão capilar da matriz (retirada de Firoozabadi e Thomas, 1990).....	60
Figura 4.5 Malha de simulação e localização dos poços no modelo heterogêneo estudado	64
Figura 4.6 Curvas de permeabilidade relativa do modelo heterogêneo - Região I	65
Figura 4.7 Curvas de permeabilidade relativa do modelo heterogêneo - Região II	66
Figura 4.8 Curva de pressão capilar do modelo heterogêneo - Região I.....	66
Figura 4.9 Curva de pressão capilar do modelo heterogêneo - Região II	67
Figura 4.10 Histograma com a distribuição dos valores de ω no modelo de aplicação	68
Figura 4.11 Histograma com a distribuição dos valores de permeabilidade equivalente de fraturas no modelo de aplicação	68
Figura 4.12 Histograma com a distribuição dos valores de dimensão equivalente dos blocos de matriz no modelo de aplicação	68
Figura 4.13 Histograma com a distribuição dos valores de λ no modelo de aplicação	69
Figura 4.14 Histograma com a distribuição dos valores de porosidade da matriz no modelo de aplicação	69
Figura 5.1 Ajuste da queda de pressão sob condição de regime monofásico para o poço produtor do caso de validação com $\phi_{SP} = 0,3$, $k_f = 700\text{mD}$, $\lambda = 6 \times 10^{-7}$ e $\omega = 0,017$	72

Figura 5.2 Ajuste da queda de pressão em regime de escoamento monofásico para o poço injetor do caso de validação com $\emptyset_{SP} = 0,3$, $k_f = 700\text{mD}$, $\lambda = 6 \times 10^{-7}$ e $\omega = 0,017$	72
Figura 5.3 Valores de pseudopermeabilidade absoluta obtidos a partir do ajuste numérico dos casos de validação	73
Figura 5.4 Valores de pseudopermeabilidade absoluta obtidos ajustando-se a Equação 3.8 aos dados da Figura 5.3.....	73
Figura 5.5 Resultado da análise de sensibilidade aos parâmetros α_f , β_{mo} e mIP	74
Figura 5.6 Sensibilidade a β_{mo} para diferentes valores de α_f	75
Figura 5.7 Sensibilidade a α_f para diferentes valores de β_{mo}	75
Figura 5.8 Queda da produção de óleo em decorrência da chegada de água - comparação entre modelos DP e os modelos SP ajustados	77
Figura 5.9 Queda da produção de óleo em decorrência da chegada de água - comparação entre modelos DP e os modelos SP ajustados	77
Figura 5.10: Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para todos os modelos com $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$	78
Figura 5.11 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\emptyset_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$..	79
Figura 5.12 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\emptyset_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$..	79
Figura 5.13 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$	80
Figura 5.14 NQD da saturação depois de 3 anos para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$	81
Figura 5.15 NQD da saturação depois de 3 anos para $\emptyset_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$	81
Figura 5.16 NQD da saturação depois de 3 anos para $\emptyset_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$	82
Figura 5.17 NQD da saturação depois de 3 anos para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$	82
Figura 5.18 Comparação da variação da saturação em um bloco no centro do modelo para três modelos com valores distintos de λ	83
Figura 5.19 Valores de β_{mo} ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$	83
Figura 5.20 Valores de β_{mo} ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$	84
Figura 5.21 Valores de β_{mo} ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$	84
Figura 5.22 Valores de β_{mo} ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$	85
Figura 5.23 Valores de α_f ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$	85
Figura 5.24 Valores de α_f ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$	86
Figura 5.25 Valores de α_f ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$	86
Figura 5.26 Valores de α_f ajustados para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$	87
Figura 5.27 Valores de α_f segundo a definição de van Lingen et al. (2001)	87
Figura 5.28 t_{DP}/t_{SP} para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$	89

Figura 5.29 t_{DP}/t_{SP} para $\emptyset_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$	89
Figura 5.30 t_{DP}/t_{SP} para $\emptyset_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$	90
Figura 5.31 t_{DP}/t_{SP} para $\emptyset_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$	90
Figura 5.32 Pseudocurvas obtidas para o modelo com $\emptyset_{SP} = 0,2$, $k_f = 100\text{mD}$, $\omega = 0,0171$ e $\lambda = 6 \times 10^{-5}$	91
Figura 5.33 Pseudocurvas obtidas para o modelo com $\emptyset_{SP} = 0,2$, $k_f = 100\text{mD}$, $\omega = 0,0113$ e $\lambda = 6 \times 10^{-8}$	91
Figura 5.34 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD1-4 para escoamento monofásico	92
Figura 5.35 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD5-8 para escoamento monofásico	93
Figura 5.36 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD9-12 para escoamento monofásico	93
Figura 5.37: Comparação da produção de água nos poços PROD1-4 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo.....	94
Figura 5.38 Comparação da produção de água nos poços PROD5-8 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo.....	95
Figura 5.39 Comparação da produção de água nos poços PROD9-12 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo	95
Figura 5.40 Comparação entre os dados de produção do campo inteiro do modelo DP com o modelo SP ajustado	97
Figura 5.41 Ajuste local da produção de água do produtor PROD8	97
Figura 5.42 Ajuste local da produção de água do produtor PROD11	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Pontos iniciais para ajuste de histórico – escoamento bifásico	53
Tabela 4.1 Dados de inicialização dos modelos homogêneos (Firoozabadi e Thomas, 1990)	57
Tabela 4.2 Dados PVT utilizados nos modelos homogêneos (Thomas et al., 1983)	58
Tabela 4.3 Dados de permeabilidade relativa da matriz (Firoozabadi e Thomas, 1990)	58
Tabela 4.4 Pontos terminais do sistema.....	60
Tabela 4.5 Valores dos parâmetros utilizados nas combinações	61
Tabela 4.6 Combinações de parâmetros testadas na análise de sensibilidade.....	62
Tabela 4.7 Combinações de parâmetros testadas na análise de tempo computacional	63
Tabela 4.8 Dados de inicialização do modelo de aplicação	64
Tabela 4.9 Dados PVT do modelo de aplicação.....	65
Tabela 5.1 Análise do tempo computacional em função das pseudocurvas.....	76
Tabela 5.2 Comparação de desempenho computacional entre modelos DP e SP	88
Tabela 5.3 Resultado do ajuste volumétrico.....	92
Tabela 5.4: NQD de produção e pressão nos poços produtores do modelo heterogêneo.....	96
Tabela 5.5 Valores de NQD para os poços após o ajuste local	98
Tabela 5.6 Parâmetros de ajuste do modelo heterogêneo.....	99

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIACÕES

Símbolos latinos

B – fator volume de formação;

c – compressibilidade;

d_b – dimensão do bloco de simulação;

d_f – abertura das fraturas;

DP – dupla porosidade

E_g – fator de expansão do gás;

h – altura do reservatório;

k – permeabilidade;

$k_{f,eff}$ – permeabilidade efetiva de uma fratura;

$k_{f,eq}$ – permeabilidade efetiva do meio anisotrópico;

l – comprimento característico do bloco de matriz;

L_a, L_b, L_c – faces do bloco de matriz;

l_f – comprimento do plano de fratura;

n – número de dimensões do escoamento;

N – número de datas avaliadas no processo de otimização;

n_f – número de fraturas;

NQD – afastamento quadrático normalizado;

p – pressão;

q – vazão;

r – raio;

r_e – raio externo do reservatório;

R_s – razão de solubilidade;

r_w – raio do poço;

S – saturação;

SP – porosidade simples;

t – tempo;

tol – tolerância do NQD;

v – velocidade;

y_{dp} – resposta do modelo de dupla porosidade;

y_{sp} – resposta do modelo de porosidade simples;

Símbolos gregos

α – parâmetro de transferência de Barenblatt et al. (1960);

α_f – contribuição percentual das fraturas para o volume de óleo móvel do sistema composto;

$\beta_{f,w}$ – contribuição das fraturas para a permeabilidade relativa a água no sistema composto;

$\beta_{m,o}$ – contribuição da matriz para a permeabilidade relativa ao óleo no sistema composto;

$\emptyset$ – porosidade;

$\emptyset_I$ – porosidade da matriz com relação a todo volume de rocha;

μ – viscosidade;

ρ – massa específica;

σ – fator de forma;

λ – parâmetro de transferência matriz-fratura;

ω – fator de armazenamento;

Subscrito

α – referente a uma fase qualquer de fluido;

c – conato;

e – referente aos pontos terminais da curva de permeabilidade relativa;

f – fraturas;

i,j,k – referente às direções cartesianas x, y e z;

m – matriz;

n – normalizado;

o – referente à fase óleo;

r – residual;

SP – referente ao sistema composto;

w – referente à fase água;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. Motivação	19
1.2. Objetivos.....	19
1.3. Organização da dissertação.....	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1. Reservatórios naturalmente fraturados	21
2.2. Classificação de reservatórios naturalmente fraturados	22
2.3. Comportamento de reservatórios naturalmente fraturados.....	24
2.3.1. Fenômenos e mecanismos de produção.....	24
2.3.2. Injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados.....	27
2.3.3. Comportamento da produção.....	29
2.4. Caracterização e modelagem de reservatórios naturalmente fraturados.....	30
2.5. Simulação de reservatórios naturalmente fraturados.....	32
2.5.1. Modelos de múltiplos domínios.....	33
2.5.1.1. Simulação do escoamento multifásico.....	37
2.6. Modelos de pseudopropriedades.....	39
3. METODOLOGIA.....	45
3.1. Ajuste volumétrico.....	47
3.2. Ajuste numérico.....	48
3.2.1. Ajuste numérico da produtividade.....	49
3.2.2. Ajuste numérico do fluxo relativo água-óleo	50
3.2.2.1. Análises de sensibilidade	51
3.2.2.2. Otimização	52
3.2.2.3. Tempo computacional.....	53

3.3.	Caso de aplicação	54
4.	APLICAÇÕES.....	56
4.1.	Casos de validação.....	56
4.2.	Caso de aplicação	63
4.2.1.	Modelo equivalente de porosidade simples.....	69
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	71
5.1.	Casos de validação.....	71
5.1.1.	Ajuste volumétrico.....	71
5.1.2.	Ajuste com escoamento monofásico	71
5.1.2.1.	Parâmetros obtidos e generalização	72
5.1.3.	Ajuste com escoamento bifásico	74
5.1.3.1.	Análise de Sensibilidade	74
5.1.3.2.	Ajuste das curvas de produção.....	76
5.1.4.	Parâmetros e Pseudocurvas obtidas	83
5.1.5.	Tempo de simulação	88
5.2.	Caso de aplicação	91
5.2.1.	Ajuste volumétrico.....	91
5.2.2.	Ajuste com escoamento monofásico	92
5.2.3.	Ajuste com escoamento bifásico	94
5.2.3.1.	Ajuste global	94
5.2.3.2.	Ajuste local	97
5.2.3.3.	Tempo de simulação	99
6.	CONCLUSÕES.....	100
6.1.	Sugestões futuras	101

1. INTRODUÇÃO

Reservatórios cujas fraturas interferem de forma significativa no escoamento de fluidos são denominados reservatórios naturalmente fraturados. Os reservatórios naturalmente fraturados correspondem a 20% das reservas de óleo do mundo (Firoozabadi, 2000). Entretanto, esse número pode ser ainda maior, uma vez que a tendência inicial é ignorar a presença das fraturas e avaliar o reservatório como um sistema simples.

As fraturas presentes nos reservatórios são descontinuidades que ocorrem devido às tensões geológicas às quais as rochas foram submetidas. A principal fonte dessas tensões é o movimento de placas tectônicas, embora outros fatores como a pressão litostática e anomalias térmicas também possam contribuir. Os carbonatos, por possuírem um comportamento mais frágil (em comparação às rochas areníticas, mais dúcteis) têm maior tendência ao fraturamento. Portanto, a maior parte dos reservatórios naturalmente fraturados é composta por carbonatos. Os carbonatos possuem, em geral, baixa permeabilidade e porosidade primária, sendo sua porosidade advinda de eventos pós-deposição, tais como o próprio fraturamento ou a dissolução por percolação de fluidos, o que gera padrões complexos de porosidade.

O comportamento do escoamento em reservatórios naturalmente fraturados é diferente daquele de sistemas convencionais, pois apresenta complexidades inerentes à interação de dois meios com propriedades distintas: a matriz porosa e as fraturas. Fraturas são estruturas tridimensionais, nas quais uma das dimensões (denominada espessura da fratura) é, em geral, muito inferior às demais.

Se as fraturas presentes em um reservatório apresentarem-se na forma de uma malha suficientemente interligada, gerarão caminhos de alta permeabilidade. Além disso, as fraturas produzem descontinuidades capilares, limitando a eficiência da recuperação por injeção de água. A recuperação de petróleo nesses sistemas é diretamente influenciada por esse contraste de propriedades, possuindo fenômenos físicos complexos ausentes em reservatórios convencionais.

A avaliação das propriedades da malha de fraturas é essencial para o estudo da recuperação de petróleo por injeção de água. As fraturas geralmente apresentam permeabilidades muito superiores às da matriz porosa e, assim, quando se apresentam suficientemente conectadas, criam caminhos preferenciais para a água injetada. Isso reduz a eficiência de varrido e conduz à irrupção (*breakthrough*) precoce de água nos poços

produtores. Sendo assim, é essencial o conhecimento dos processos envolvidos na embebição da água proveniente das fraturas para dentro da matriz porosa.

Assim, a caracterização é parte essencial do estudo de reservatórios fraturados. As fraturas podem estar presentes em diversas escalas e devem ser caracterizadas por dados de testemunho, perfis e, indiretamente, por análise de teste de poço. Para representação da rede de fraturas, geralmente são utilizados modelos de rede de fraturas discretas (*discrete fracture network* – DFN) onde as fraturas são modeladas explicitamente. Esses modelos são gerados a partir de análises geoestatísticas, que permitem a inferência de propriedades da rede de fraturas de todo o reservatório através de dados locais. Com isso, as propriedades de fraturas (especialmente de abertura e espaçamento entre fraturas) modeladas a partir da caracterização são incertas. Essas propriedades afetam diretamente a modelagem de fluxo, que também deve ser realizada levando-se em consideração essas incertezas.

Para que a produção de um reservatório de petróleo seja bem-sucedida, é necessária a utilização de ferramentas que permitam o estudo do seu comportamento, possibilitando seu gerenciamento a fim de obter uma metodologia para a recuperação que maximize o lucro, minimizando os riscos envolvidos. A simulação numérica é a ferramenta mais utilizada para a previsão de comportamento e gerenciamento de reservatórios de petróleo.

A busca por alternativas para a simulação numérica de reservatórios naturalmente fraturados tem sido tópico frequente de pesquisa por mais de meio século. A utilização de modelos com a rede de fraturas discretizada na malha de simulação é inviável, uma vez que a abertura de fraturas é milimétrica, sendo assim a dimensão dos blocos necessários para essa discretização muito inferior à dos blocos de matriz porosa. Por outro lado, mesmo que fosse viável a simulação a partir de fraturas discretas, seria impossível avaliar cada fratura do reservatório individualmente.

Os modelos mais utilizados para a simulação numérica de reservatórios naturalmente fraturados são os chamados “modelos de dupla porosidade”. Esses modelos são baseados na hipótese do contínuo, onde as propriedades das fraturas dentro de um determinado volume podem ser representadas como um meio poroso com propriedades médias. Portanto, nesses modelos, para cada ponto no espaço, a matriz porosa e a rede de fraturas compõem dois meios separados e com propriedades distintas, interligados entre si por uma função que representa a cinética da transferência de fluidos entre os meios.

Contudo, por conterem em sua formulação sistemas de equações compostos pela conservação e transferência de massa entre os dois meios, esse tipo de modelo requer mais tempo computacional do que os modelos convencionais (porosidade simples). A procura por

alternativas mais eficientes pode, portanto, reduzir o tempo computacional associado à simulação desses sistemas, auxiliando no gerenciamento de grandes campos fraturados.

Uma alternativa para a simulação de reservatórios naturalmente fraturados é a utilização de modelos de porosidade simples equivalentes, compostos por pseudopropriedades que representem o sistema matriz-fraturas a partir de propriedades médias.

Contudo, a aplicabilidade de cada metodologia para a simulação de reservatórios naturalmente fraturados está sujeita ao comportamento do escoamento no reservatório. Esse comportamento, por sua vez, é determinado pela contribuição relativa da matriz e das fraturas em termos de armazenamento e transmissibilidade dos fluidos, sendo a cinética de transferência matriz-fratura um aspecto determinante para a definição da melhor alternativa de modelo de simulação.

1.1. Motivação

As maiores reservas de petróleo descobertas no Brasil estão nos campos do Pré-Sal, na Bacia de Santos, em reservatórios complexos compostos por carbonatos naturalmente fraturados, o que indica a possível necessidade de utilização de modelos de dupla porosidade para a sua simulação. Contudo, o desenvolvimento desses campos gigantes demanda estudos por tecnologias para uma simulação eficiente que possibilite estudos para um gerenciamento adequado da produção, sendo a definição do tipo de modelo de reservatório a se utilizar um aspecto importante dessa demanda – uma vez que modelos mais requintados podem conduzir a maiores tempos de simulação, o que implica em restrições a estudos que demandem muitas simulações. Nesse sentido, torna-se importante obter-se uma definição quantitativa de quais tipos de heterogeneidades necessitam ser representadas por modelos de dupla porosidade.

1.2. Objetivos

O objetivo do presente estudo é apresentar um procedimento que possibilita o ajuste de modelos de porosidade simples para a representação do comportamento de modelos de dupla porosidade dentro de critérios de tolerância e, a partir dos resultados obtidos dos testes realizados, obter uma generalização dos modelos de dupla porosidade para os quais a técnica pode ser aplicada.

1.3. Organização da dissertação

O trabalho aqui apresentado é organizado nos seguintes capítulos:

O Capítulo 2 apresenta conceitos fundamentais para a compreensão do estudo ao qual o trabalho se propõe. Neste capítulo são apresentados conceitos de engenharia de reservatórios naturalmente fraturados, compreendendo sua classificação e técnicas de simulação;

O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada para a realização do estudo e os modelos estudados;

O Capítulo 4 descreve as propriedades dos modelos sobre os quais a metodologia foi aplicada, incluindo modelos simples para validação e um caso mais complexo de aplicação.

No Capítulo 5 são apresentados resultados obtidos no estudo realizado e suas respectivas análises.

No Capítulo 6 os resultados são retomados na forma de conclusões e são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Reservatórios naturalmente fraturados

As rochas que compõem os reservatórios de petróleo são submetidas a diversos esforços provenientes de diferentes origens. Dependendo das condições de soterramento, diagênese e composição mineralógica da rocha, esses esforços podem fraturá-la, gerando heterogeneidades em diversas escalas.

Embora a presença de fraturas seja uma característica de praticamente todo reservatório de petróleo, é o impacto sobre o comportamento desse reservatório que determina a sua classificação como um reservatório naturalmente fraturado. Nelson (2001) define um reservatório naturalmente fraturado como sendo “um reservatório no qual as fraturas que nele ocorrem naturalmente têm um efeito significativo no escoamento de fluidos, tanto na forma de aumento de permeabilidade e/ou porosidade, ou aumento de anisotropia da permeabilidade”.

O efeito de uma rede de fraturas atuante pode ser de difícil detecção e um reservatório naturalmente fraturado pode ser interpretado como um sistema convencional durante um longo período de produção. Nessas condições, muito do potencial do campo pode ser perdido pela adoção de estratégias de gerenciamento inadequadas nas fases iniciais de desenvolvimento.

Diferentes efeitos podem ser esperados devido à presença das fraturas. Por um lado, uma rede bem comunicada pode fornecer a condutividade necessária para a produção de reservatórios que, de outra forma, seriam improdutíveis em decorrência de baixas permeabilidades. Por outro lado, as fraturas criam caminhos preferenciais de escoamento que podem reduzir a eficiência dos métodos de recuperação secundária, conduzindo a baixos fatores finais de recuperação. Além disso, conforme exemplifica Nicklin (1982), a conectividade vertical criada por fraturas pode gerar cone de água, obrigando o fechamento de poços.

A produção de petróleo em reservatórios naturalmente fraturados ocorre em diversas regiões no mundo. Alguns exemplos são os campos gigantes do Oriente Médio, os *chalks* fraturados do Mar do Norte e as formações de carbonatos possivelmente fraturados nos campos do Pré-Sal brasileiro. Segundo Firoozabadi (2000), pelo menos 20% das reservas mundiais de óleo estão em reservatórios naturalmente fraturados, enquanto Bourbiaux (2010) estima que a proporção deva ser a mesma ou até mesmo maior para reservatórios de gás.

Por sua frequência e seu comportamento distinto ao dos sistemas convencionais, esse tipo de reservatório tem sido tópico frequente de estudo. Diversos autores propuseram metodologias para sobrepujar as complexidades inerentes a todas as etapas de estudo e gerenciamento de campos fraturados.

Para estudar a influência das fraturas em um reservatório, é necessário definir o que é uma fratura. No contexto de reservatórios de petróleo, as fraturas podem ser definidas como descontinuidades planares presentes em rochas devido à deformação ou diagênese física (NELSON, 2001). Essas fraturas podem estar associadas a outras estruturas geológicas como dobras e falhas, o que, segundo van Golf-Racht (1982), pode ser avaliado a partir da observação da consistência de regularidade e orientação da rede de fraturas.

A presença de estruturas geológicas em escala de reservatório também pode fornecer indícios da presença de fraturas em outras escalas. Assim, o contexto tectônico da bacia é um fator geológico condicionante para a existência de fraturas no reservatório. Segundo aponta Borbiaux (2010), além da configuração tectônica, a litologia e a idade geológica são outros dois fatores determinantes.

No que concerne aos aspectos litológicos da formação, a composição mineralógica e a textura da rocha estão diretamente associadas à presença de fraturas. Rochas reservatório carbonáticas tendem a ser mais frágeis e, portanto, tendem a fraturar com mais facilidade. Por isso, as fraturas geralmente desempenham um papel mais significativo nesse tipo de reservatório. Embora fraturas também ocorram em formações siliciclásticas, extensas redes de fraturas não são tão comuns nessas como são em reservatórios carbonáticos.

A idade geológica da formação, por sua vez, além de implicar em uma maior compactação e consequente rigidez, também está diretamente associada à probabilidade dela ter sido submetida a eventos geológicos, tanto globais como locais, que possam induzir a presença de fraturas.

2.2. Classificação de reservatórios naturalmente fraturados

As características da rocha reservatório, além de determinarem a probabilidade de fraturamento, também determinarão a influência da rede de fraturas sobre as propriedades do reservatório. Para fornecer informações mais precisas sobre o comportamento esperado do reservatório, diversos autores propuseram classificações para reservatórios naturalmente fraturados, baseadas em suas propriedades petrofísicas ou em seu comportamento de produção.

O diagrama de Nelson (2001) (Figura 2.1) é a classificação mais frequentemente utilizada. Nesse diagrama, os reservatórios são divididos em quatro tipos, de acordo com a influência relativa das fraturas e da matriz para o transporte e armazenamento de fluidos no reservatório. Conforme a classificação de Nelson, os quatro tipos de reservatórios naturalmente fraturados são:

- Tipo I – as fraturas fornecem a permeabilidade e porosidade essenciais;
- Tipo II – as fraturas fornecem a permeabilidade essencial do sistema;
- Tipo III – as fraturas auxiliam na permeabilidade de um reservatório já produtivo;
- Tipo IV – as fraturas criam anisotropia e compartimentalizam o reservatório.

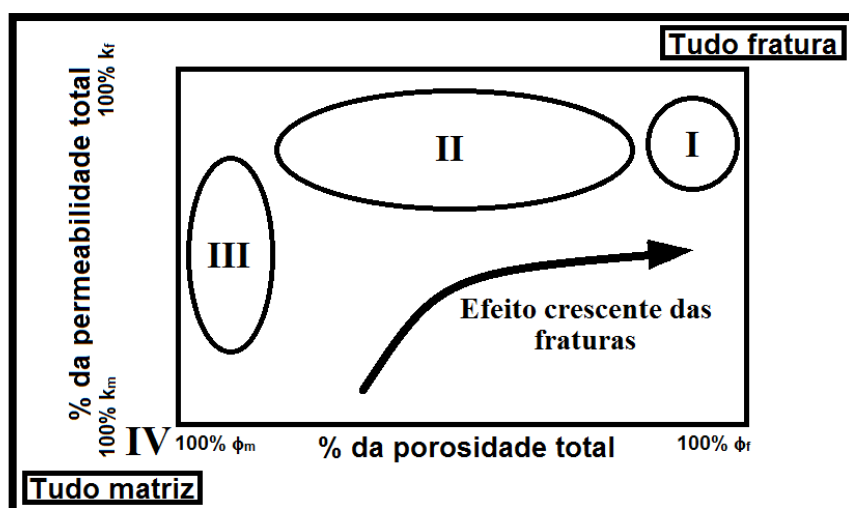


Figura 2.1 Diagrama de classificação de reservatórios naturalmente fraturados (Traduzido de Nelson, 2001)

A classificação de Nelson, embora seja a mais utilizada, não fornece subsídios quantitativos, tanto sobre o comportamento, como sobre a configuração geológica de reservatórios fraturados. A classificação torna-se, portanto, subjetiva, e diferentes classificações podem ser atribuídas a reservatórios semelhantes, a depender da experiência do profissional responsável. Além disso, a avaliação do real efeito das fraturas sobre o escoamento é difícil de precisar e um reservatório caracterizado com uma determinada classificação, poderá mudar de classificação conforme mais dados de produção estejam disponíveis.

Visando fornecer subsídios para uma análise quantitativa do comportamento de reservatórios fraturados, Gilman et al. (2011) propuseram uma adaptação para a classificação de Nelson (2001). Para isso, os autores classificaram os reservatórios de acordo com parâmetros que definem a cinética de transferência matriz-fratura, a permeabilidade aparente do sistema e a influência das fraturas para o armazenamento de fluidos no reservatório.

Kuchuk e Biryukov (2013), por sua vez, propõem uma classificação baseada no comportamento de teste transiente em reservatórios fraturados. Assim como Nelson (2001), os autores classificam os reservatórios em quatro tipos:

- Reservatórios continuamente fraturados – reservatórios nos quais as fraturas criam uma rede, comunicando-se hidraulicamente entre si globalmente e fornecendo a permeabilidade essencial do sistema;
- Reservatórios discretamente fraturados – reservatórios nos quais as fraturas não criam uma rede contínua, ou seja, apenas um número limitado de fraturas se comunica hidraulicamente entre si. A condutividade é devida tanto à matriz como às fraturas, mas o armazenamento é devido à matriz;
- Reservatórios compartimentalizados – reservatórios nos quais as fraturas não são condutivas e a condutividade e armazenamento são função unicamente da matriz;
- Reservatórios não convencionais de embasamento fraturado – reservatórios que não seriam porosos originalmente (rochas ígneas ou metamórficas), mas que têm sua permeabilidade e porosidade decorrentes da presença da rede de fraturas.

A classificação proposta por Kuchuk e Biryukov (2013) traz consigo a vantagem de aliar o comportamento de teste de poço com a configuração geológica do reservatório. Contudo, reservatórios extensos podem apresentar regiões com diferentes padrões de fraturamento e, conseqüentemente, comportamentos distintos em testes de pressão. Assim, um reservatório pode ser classificado como continuamente fraturado numa região e discretamente fraturado em outra.

2.3. Comportamento de reservatórios naturalmente fraturados

2.3.1. Fenômenos e mecanismos de produção

O comportamento dos reservatórios naturalmente fraturados difere substancialmente do comportamento apresentado pelos reservatórios convencionais. Essas diferenças advêm da complexa interação entre dois meios com propriedades hidrodinâmicas distintas: a matriz porosa e as fraturas. Firoozabadi (2000) atribui as complexidades principalmente ao contraste capilar existente entre os dois meios, uma vez que as fraturas, por geralmente possuírem abertura bastante superior ao diâmetro típico das gargantas de poro da rocha, representam descontinuidades capilares na formação.

Segundo a classificação de Paiva (2012), os principais fenômenos envolvidos na transferência de fluidos da matriz para as fraturas em reservatórios fraturados como difusão

molecular, expansão de fluidos, embebição, drenagem gravitacional, deslocamento viscoso e convecção natural. Esses fenômenos atuam com intensidades diferentes dependendo das características da rocha e dos fluidos presentes, da configuração geométrica do sistema e do método de recuperação secundária ou terciária escolhido.

Firoozabadi (2000), por sua vez, apresenta uma revisão sobre os mecanismos envolvidos no processo de recuperação de petróleo por injeção de gás, de água e por recuperação primária (depleção).

Na recuperação primária, o alívio de pressão expande o fluido na matriz que, conseqüentemente, invade o sistema de fraturas. A duração da atuação desse mecanismo depende da diferença entre a pressão inicial e a pressão de bolha (LEMMONIER E BOURBIAUX, 2010). Assim, a compressibilidade total do sistema é determinante sob essas condições e o conhecimento da compressibilidade da formação pode ser muito importante quando se considera um óleo altamente insaturado em um reservatório fraturado (FIROOZABADI, 2000).

No deslocamento gás-óleo, a drenagem está associada à diferença de massa específica entre as fases. O óleo presente dentro dos blocos de matriz tem massa específica muito superior à do gás presente nas fraturas circundantes. A diferença de massa específica faz com que o óleo seja expulso da matriz para as fraturas por carga de pressão hidrostática. Contudo, para que haja carga hidrostática suficiente para um deslocamento gravitacional eficiente, é necessária uma coluna de óleo suficientemente alta, de forma que a força proveniente da diferença hidrostática seja superior à força capilar.

Segundo Firoozabadi (2000), dois mecanismos afetam o desempenho da drenagem gravitacional gás-óleo: a reinfiltração e a continuidade capilar. A reinfiltração é o fenômeno de reentrada do óleo na matriz a partir das fraturas após ele ser expulso de outro bloco de matriz sobrejacente, uma vez que o óleo tem mais afinidade capilar com a rocha do que o gás. Conforme o bloco de matriz torna-se insaturado em óleo, a taxa de reinfiltração se torna maior que a taxa de drenagem e, com isso, o óleo escoar preferencialmente pela matriz.

A continuidade capilar, por sua vez, pode ocorrer quando a abertura das fraturas é suficientemente pequena para criar ligações entre filmes adsorvidos entre blocos de matriz. Nesse caso, a altura para a carga hidrostática se torna a altura dos blocos unidos, gerando muito mais carga para drenagem, o que pode auxiliar significativamente na recuperação total de óleo.

No deslocamento miscível, segundo Firoozabadi (2000), o escoamento não ocorre pelas fraturas de alta permeabilidade. Pelo contrário, existem diversas transmissões cruzadas de escoamento entre matriz e fraturas, o que pode tornar o método bastante eficiente.

O deslocamento do óleo da matriz por água ocorre essencialmente por embebição espontânea ou embebição forçada. Nesse caso, a atuação da pressão capilar é dependente da molhabilidade do sistema. Uma revisão detalhada do deslocamento água-óleo em meios porosos fraturados é desenvolvida na próxima seção.

Van Golf-Racht (1982) relaciona os mecanismos de produção com as zonas de um reservatório fraturado. Inicialmente, o reservatório possui três zonas definidas a partir dos contatos gás-óleo e água-óleo na rede de fraturas. Entretanto, conforme o reservatório vai sendo depletado, esses contatos mudam de posição e desenvolvem-se quatro zonas com diferentes mecanismos de produção, decorrentes de diferentes configurações de saturação nos blocos de matriz e nas fraturas circundantes. Essas diferentes configurações podem ser observadas na Figura 2.2. As zonas podem ser classificadas em:

- A zona mais superior corresponde à zona invadida pelo gás expandido da capa. Nessa zona, o mecanismo predominante é a drenagem gravitacional. Logo, a eficiência da produção dessa zona é dependente, essencialmente, da altura dos blocos e da pressão capilar;
- Logo abaixo da zona invadida pelo gás, há uma zona de óleo com gás liberado. Nessa zona, mecanismos complexos de produção se desenvolvem como resultado tanto da expansão e segregação do gás liberado nos blocos de matriz, como da transferência desse gás para as fraturas saturadas em óleo e do contato entre os óleos de diferente densidade presentes na matriz e nas fraturas.
- Abaixo da zona de óleo com gás liberado, há uma zona com óleo subsaturado, na qual a produção de óleo da matriz para as fraturas está associada à expansão do óleo. Nesse caso, a produção é dependente das compressibilidades dos fluidos e da rocha.
- A zona mais inferior corresponde à zona invadida por água. Nesse caso, os mecanismos atuantes são a embebição capilar e deslocamento gravitacional. A recuperação é influenciada pela taxa de avanço do contato óleo-água durante a produção e pelas características dos blocos de matriz.

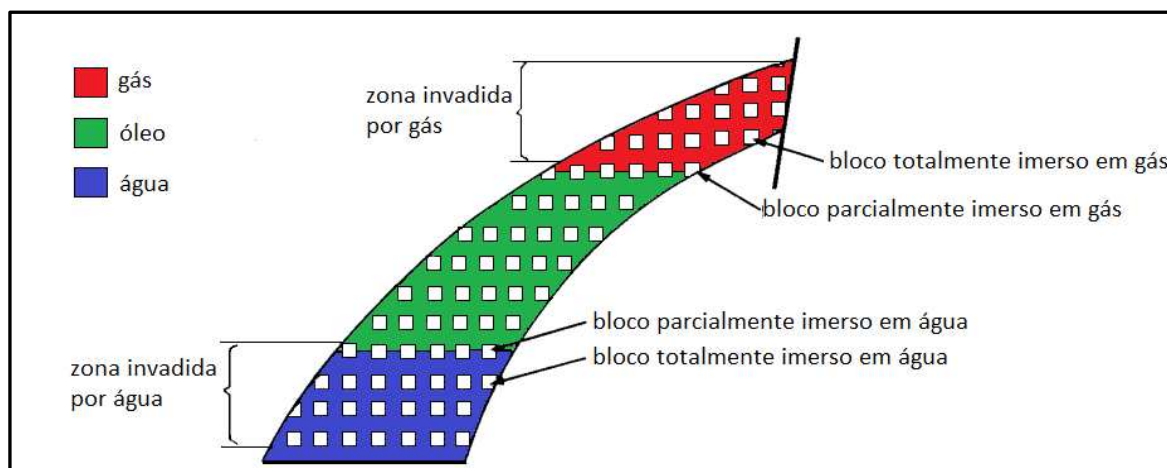


Figura 2.2 Zonas de saturação de um reservatório naturalmente fraturado (adaptado de van Golf-Racht, 1982)

2.3.2. Injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados

A injeção de água é o método mais utilizado para a recuperação secundária em reservatórios de petróleo. Contudo, esse método pode ter seu desempenho comprometido em reservatórios naturalmente fraturados. A eficiência do deslocamento água-óleo em meios porosos fraturados está condicionada ao processo de embebição que, por sua vez, é influenciado pelas características de transmissibilidade e molhabilidade da rocha matriz, além das dimensões dos blocos.

Se o reservatório for molhável a óleo, o transporte por embebição espontânea fica comprometido e a recuperação final tende a ser baixa. Além disso, se o contraste de permeabilidade entre matriz e fraturas for muito alto, ou se os blocos de matriz forem muito extensos, a água injetada pode seguir caminhos preferenciais pelas fraturas de alta permeabilidade, atingindo o poço produtor muito rapidamente.

Para sistemas com molhabilidade preferencial à água, a água injetada entra espontaneamente nos blocos de matriz com o auxílio da pressão capilar, deslocando o óleo presente para as fraturas. Nesse caso, o grau de afinidade da rocha com a água injetada determina quanto do óleo presente na rocha matriz será expulso e quão rápido será o processo.

Quando a rocha é molhada pelo óleo, a eficiência passa a ser dependente do deslocamento concorrente e a recuperação funciona de maneira semelhante ao processo de drenagem gás-óleo. Nesse caso, altos fatores de recuperação podem ser obtidos desde que os blocos de matriz sejam suficientemente altos ou que possuam continuidade capilar que permita gradiente hidrostático entre a água das fraturas e o óleo presente nos blocos.

Quando comparado ao deslocamento gás-óleo, a carga hidrostática do deslocamento água-óleo é menor para uma mesma altura, já que a massa específica do óleo é mais semelhante à da água que à do gás. Em contrapartida, a pressão capilar também é diferente, uma vez que, mesmo em sistemas molháveis ao óleo, a diferença de afinidade entre fluido deslocado e deslocante é menor para deslocamento água-óleo do que para deslocamento gás-óleo.

Com isso, para que a injeção de água seja bem-sucedida, é essencial que as propriedades da rede de fraturas e da rocha matriz estejam suficientemente caracterizadas, de forma a possibilitar um gerenciamento adequado da estratégia de injeção. Características como a orientação, continuidade e transmissibilidade da rede de fraturas determinam a melhor maneira para locação de poços injetores e produtores, de maneira a favorecer a varredura do óleo e retardar a irrupção de água. Mazo (2005), por exemplo, apresenta um estudo de estratégias de injeção em reservatórios fraturados no qual conclui que melhores resultados são obtidos com poços injetores e produtores orientados nas direções de maior e menor permeabilidade das fraturas, respectivamente.

A vazão de injeção de água também possui um papel fundamental na recuperação. A água não criará caminhos preferenciais se a taxa de injeção for inferior à taxa de embebição da água das fraturas na matriz. Essa taxa, por sua vez, é dependente das características da matriz. Em reservatórios com matriz pouco transmissível, ou com grande espaçamento entre planos de fratura, a taxa de injeção teria que ser muito baixa, invalidando o método para manutenção da pressão no reservatório.

Allan e Sun (2003) realizaram um estudo avaliando fatores que influenciam no fator de recuperação em reservatórios fraturados de tipo II (segundo a classificação de Nelson, 2001) e concluem que os fatores da rocha que mais influem para uma boa recuperação final são a molhabilidade e o tamanho de blocos de matriz, ambos associados à eficiência do deslocamento água-óleo. Os autores observam que, embora reservatórios fraturados possuam fatores de recuperação geralmente inferiores aos de reservatórios convencionais, boas recuperações finais podem ser obtidas, desde que se otimize as vazões de produção e se gerencie adequadamente a produção de água.

Diversos autores propuseram modelos para a embebição em reservatórios fraturados baseados em dados experimentais. O mais tradicional é o modelo exponencial proposto por Aronofsky et al. (1958). Para a construção do seu modelo, Aronofsky et al. assumiram as premissas de que a produção do bloco de matriz deveria ser uma função monotonamente

crescente com o tempo tendendo a um limite fixo e de que as propriedades que definem a taxa de produção e o limite de convergência não variam com o tempo.

O modelo de Aronofsky et al. (1958) é referência para diversos estudos posteriores em transporte água-óleo em reservatórios fraturados. Terez e Firoozabadi (1999) desenvolveram um modelo dinâmico baseado no de Aronofsky et al. utilizando a superposição de efeitos de embebição aliada ao modelo de Buckley-Leverett. Standnes (2010) propôs uma adaptação ao modelo de Aronofsky a partir da utilização da função W de Lambert, baseado na solução da equação de Washburn (1921) para transporte vertical em tubos capilares.

Mattax e Kyte (1962) propuseram uma relação para transposição de resultados de laboratório de embebição para escala de campo. Para isso, criaram um parâmetro adimensional que representa o tempo característico de embebição do meio poroso fraturado. Assim, concluíram que o tempo para atingir um determinado valor de recuperação é proporcional ao quadrado da dimensão característica do bloco de matriz.

2.3.3. Comportamento da produção

Quando comparada com a produção em reservatórios convencionais, a produção em reservatórios naturalmente fraturados pode apresentar diferenças de comportamento significativas. Allan e Sun (2003) apresentam uma revisão dos principais diferenciais desses reservatórios:

- A queda de pressão em torno de poços produtores é muito baixa e os gradientes de pressão não são importantes na produção. A produção é fundamentalmente controlada por mecanismos complexos que governam a transferência matriz-fratura;
- Em reservatórios fraturados com boa permeabilidade de matriz, o declínio de pressão por barril produzido é mais baixo. A expansão de fluidos, drenagem gravitacional e embebição provêm um suprimento contínuo de óleo da matriz para as fraturas;
- A razão gás-óleo se mantém mais baixa durante a produção se o reservatório for gerenciado corretamente. O gás liberado tende a escoar para cima através das fraturas, ao invés de escoar horizontalmente em direção ao poço;
- Reservatórios fraturados não possuem zonas de transição. Os contatos água-óleo e gás-óleo são superfícies bem definidas, tanto antes como durante a produção, uma vez que a alta permeabilidade das fraturas provê um mecanismo para equilíbrio rápido dos contatos de fluidos;
- O corte de água é uma função da vazão de produção. As características petrofísicas e PVT têm influência insignificante na produção de água;

- Ocorre circulação convectiva durante a produção de muitos reservatórios naturalmente fraturados. Com isso, as propriedades PVT são constantes no reservatório, comparando-se com um reservatório convencional onde o ponto de bolha varia como função da profundidade na coluna de óleo.

2.4. Caracterização e modelagem de reservatórios naturalmente fraturados

A caracterização e a modelagem de reservatórios são etapas cruciais para a previsão e gerenciamento adequado de campos de petróleo. A caracterização de um reservatório significa a determinação da distribuição de suas propriedades, bem como da incerteza inerente a essas propriedades. A modelagem, por sua vez, implica na utilização de técnicas que permitem transformar os dados da caracterização em um modelo computacional do reservatório.

A caracterização e modelagem se prolongam ao longo de todo o desenvolvimento do campo, uma vez que os modelos são sempre atualizados conforme se tornam disponíveis novas informações provenientes de históricos de produção e da perfuração de novos poços.

De acordo com Lima (2013), os reservatórios fraturados devem ser caracterizados a partir de dados de fontes estáticas e dinâmicas. Fontes estáticas incluem testemunhos, perfilagem e dados de afloramentos. Fontes dinâmicas, por sua vez, incluem a análise de históricos de produção e testes de pressão.

Por exigirem a avaliação de fraturas em múltiplas escalas, a caracterização e modelagem de reservatórios naturalmente fraturados demanda uma avaliação minuciosa das heterogeneidades do reservatório, requerendo, portanto, técnicas especiais.

Bourbiaux et al. (2002) propõem uma metodologia em quatro etapas para trabalhar com reservatórios fraturados:

- Desenvolvimento de um modelo geológico da rede de fraturas a partir de informações adquiridas em poços e estudos sísmicos, por vezes com auxílio de dados de afloramento;
- Caracterização das propriedades hidrodinâmicas da rede de fraturas a partir de dados de escoamento;
- Escolha de um modelo de simulação adequado ao efeito da rede de fraturas criado a partir de parâmetros obtidos por transferência de escala a partir do modelo geológico calibrado;
- Simulação com base em uma avaliação física dos mecanismos de escoamento multifásico dentro e entre os meios;

Segundo Baker e Kuppe (2000), a caracterização de reservatórios fraturados representa um desafio único devido à necessidade de se caracterizar não só as propriedades da matriz porosa e da rede de fraturas, mas também da interação entre matriz e fraturas, uma vez que a comunicação matriz-fratura é essencial para uma boa produção em longo prazo.

Caracterizar a rede de fraturas significa determinar parâmetros que possibilitem criar um modelo para representar o escoamento de fluidos por essa rede. Assim, na caracterização da rede de fraturas são definidos espaçamento, dimensão, orientação, porosidade, conectividade, abertura e permeabilidade. A análise de afloramentos pode fornecer bons dados de comprimento, conectividade, espaçamento, direção e conectividade de fraturas individuais. Além disso, testemunhos de poços horizontais também fornecem um bom indicativo do espaçamento entre fraturas.

Contudo, para aumentar o número de pontos de controle de dados e a cobertura areal/vertical, é normalmente necessário utilizar-se de técnicas de engenharia ou “técnicas inversas” (BAKER & KUPPE, 2000). Essas técnicas envolvem a avaliação da rede de fraturas indiretamente, a partir do efeito que ela causa na resposta de testes de pressão ou históricos de produção. Assim, obtêm-se atributos gerais da rede de fraturas em uma determinada região, mas nenhuma informação com relação a parâmetros de fraturas individuais.

A interação matriz-fraturas pode ser caracterizada a partir da permeabilidade da rocha matriz e do espaçamento entre fraturas, o que pode ser obtido a partir de análises de testemunho e ferramentas de perfilagem. A interação também pode ser estimada a partir da análise de declínio de produção.

A partir dos dados obtidos das fraturas constrói-se um modelo da rede de fraturas. Segundo Lima (2013), esses modelos são construídos utilizando-se de métodos estocásticos limitados pelas observações determinísticas e por regras de gênese. Esses modelos são chamados de redes de fraturas discretas - *discrete fracture networks* (DFN) - e são constituídos por uma representação explícita da rede de fraturas a partir de elementos finitos, da qual é possível obter-se os parâmetros a serem utilizados no modelo de simulação.

Existem incertezas tanto nas propriedades das fraturas da rede de fraturas discretas, como na transposição dessas propriedades para um modelo de simulação de dupla porosidade. Assim, as propriedades da rede de fraturas precisam ser calibradas a partir de dados dinâmicos. Limsukhon et al. (2009) citam duas alternativas para a calibração do modelo de rede de fratura discretas a partir de dados de poço:

- Fazer transferência de escala do modelo DFN para um modelo de dupla porosidade e realizar ajuste de histórico dos dados de poços a partir das propriedades do modelo.

- Criar um modelo baseado em elementos finitos (ou volumes finitos) incorporando a DFN explicitamente para simular o escoamento na área de drenagem e, então, calibrar as propriedades da DFN para reproduzir os dados de poço. Só então se realiza a transferência de escala do modelo DFN para um modelo de dupla porosidade e, depois disso, executa-se o passo (1).

O ajuste de histórico de produção é um processo inverso onde se busca os valores das variáveis do problema a partir da resposta. Isso implica, essencialmente, em infinitas soluções. Logo, a aplicação direta do passo (1) pode implicar em modelos pouco realistas. A aplicação do passo (2) possibilita a criação de modelos de simulação mais coerentes com a malha de fraturas modelada, mas implica em maior empenho de tempo e recursos.

2.5. Simulação de reservatórios naturalmente fraturados

Segundo Lima (2013), existem quatro abordagens para a simulação de escoamento em meios fraturados: representação explícita, pseudocurvas, múltiplos domínios e fraturas discretas.

Modelos com representação explícita são aqueles em que as fraturas são representadas explicitamente como células na malha. Esses modelos são, por vezes, utilizados para calibrar outros modelos. Entretanto, nesses modelos são inviáveis estudos que demandem um grande número de simulações, uma vez que a dimensão das fraturas é muitas ordens de grandeza inferior à dimensão de um bloco típico de simulação. Assim, a discretização exigiria um número muito grande de blocos e, além disso, passos de tempo muito curtos para poder representar adequadamente as variações de saturação.

Modelos de pseudocurvas são modelos de um meio simples equivalente no qual as fraturas são representadas a partir de pseudopropriedades, em especial, pseudocurvas de permeabilidade relativa e pressão capilar. Segundo Lima (2013), esses modelos são aconselhados apenas para os casos em que a transferência matriz-fratura é instantânea e o meio composto se comporta como um único meio.

Os modelos de múltiplo domínio são os mais utilizados para a simulação de reservatórios fraturados. Na sua formulação, a rede de fraturas é tratada como um meio poroso relacionado à rocha matriz a partir de uma função denominada função de transferência. Esses modelos também envolvem pseudoização na forma de transferência de escala de atributos geométricos de uma rede discreta de fraturas para um meio poroso equivalente, onde se assume comportamento Darciano de escoamento.

Os modelos de fraturas discretas representam as fraturas a partir do método de elementos finitos.

Bourbiaux et al. (2002) definem uma metodologia para a escolha do melhor modelo para simulação do reservatório fraturado. Em sua metodologia, o modelo é escolhido de acordo com as características de espaçamento e conexão entre as fraturas. Um resumo da metodologia está presente na Figura 2.3.

Implicitamente, essa classificação está relacionada à transferência matriz-fratura. A necessidade da utilização de modelos diferentes está associada à cinética dessa transferência. Quando a transferência é instantânea – ou suficientemente veloz – o reservatório pode ser simulado como um meio poroso simples com uma distribuição bimodal de tamanhos de poro, assumindo-se propriedades médias que representem a combinação entre matriz e fraturas. Caso contrário, se o escoamento pela rede de fraturas for mais veloz que o escoamento entre meios, então um modelo de simulação mais complexo precisa ser aplicado.

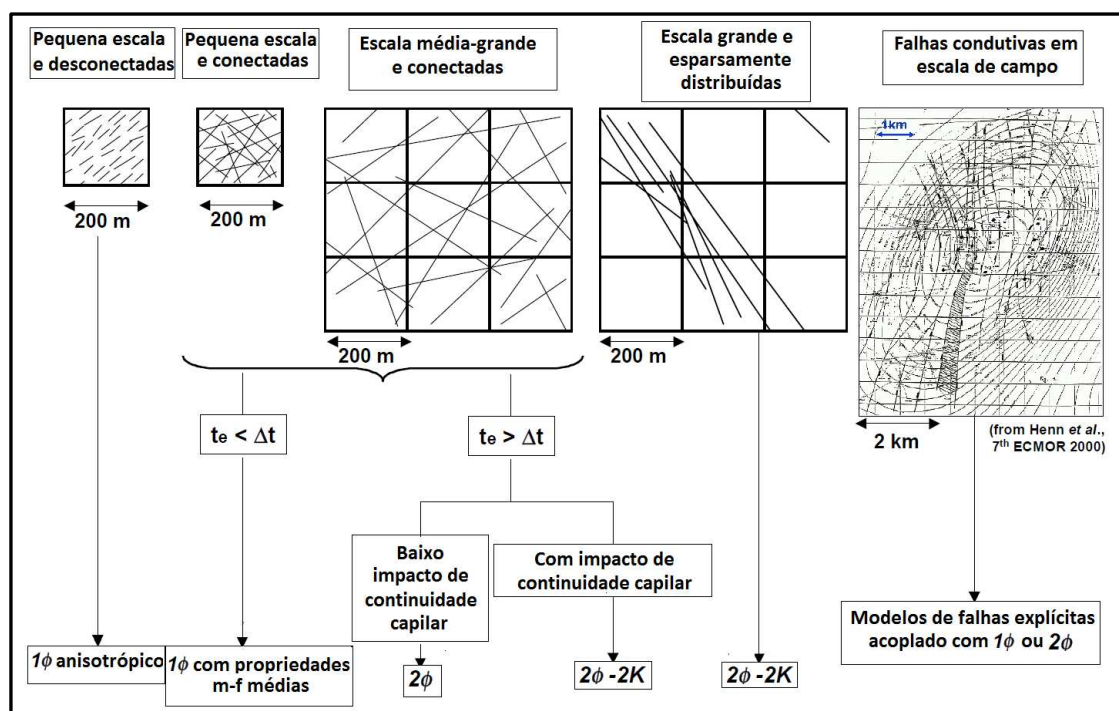


Figura 2.3 Metodologia para seleção de um modelo de simulação para reservatórios naturalmente fraturados (Traduzido de Bourbiaux et al., 2002)

2.5.1. Modelos de múltiplos domínios

A modelagem de múltiplo domínio surge com o trabalho de Barenblatt et al. (1960). Em seu trabalho, o meio poroso fraturado é representado a partir de dois domínios distintos, um deles representado a matriz porosa e o outro, as fraturas. O escoamento é modelado a

partir de equações de balanço de massa para cada um dos meios e um termo fonte-sumidouro chamado função de transferência que representa a transferência de fluido entre os dois domínios.

A formulação de Barenblatt et al. pode ser escrita conforme as Equações 2.1 e 2.2 abaixo.

$$\frac{\partial \phi_f \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}_f) + q_{m,f} = 0 \quad \text{Equação 2.1}$$

$$\frac{\partial \phi_m \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}_m) + q_{m,f} = 0 \quad \text{Equação 2.2}$$

A função de transferência desenvolvida (Equação 2.3) é dependente unicamente das características do bloco de matriz e do gradiente de pressão entre matriz e fraturas em um mesmo ponto:

$$q_{m,f} = \frac{\rho \alpha}{\mu} (p_m - p_f) \quad \text{Equação 2.3}$$

onde α é um parâmetro que representa a dependência das características do bloco de matriz. Esse parâmetro não foi definido explicitamente por Barenblatt et al, que se limitaram à relação de proporcionalidade apresentada na Equação 2.4

$$\alpha \propto k_m \sigma \quad \text{Equação 2.4}$$

onde σ , conhecido como fator de forma, tem unidade recíproca de área. A partir das equações, Barenblatt et al. (1960) definem um tempo característico de transferência matriz-fratura que é dependente da permeabilidade da matriz e do espaçamento entre planos de fraturas. Segundo os autores, se o tempo avaliado for longo quando comparado com o tempo característico do sistema, as equações para reservatórios convencionais (modelo de porosidade simples) podem ser utilizadas em detrimento ao modelo de dupla porosidade.

A modelagem por dupla porosidade assume que a rede de fraturas se comporta como um meio poroso, ou seja, que o escoamento pela rede pode ser modelado como sendo Darciano. Assim, o arranjo entre fraturas e blocos de matriz pode ser compreendido como um meio poroso equivalente, no qual as fraturas representam os poros e os blocos de matriz, os grãos de rocha.

Dessa forma, temos um meio poroso com três escalas significativas: a escala de tamanho de poros da matriz rochosa (micrométrica), a escala de separação entre os vários planos de fraturas (da ordem de metros) e a escala de reservatório (da ordem de quilômetros). A modelagem do escoamento em reservatórios fraturados deve, portanto, ser adequada para a representação dos fenômenos que ocorrem nas três escalas.

Warren e Root (1963) apresentam uma aplicação do modelo de dupla porosidade de Barenblatt et al. (1960) para a análise de teste de poço em reservatórios fraturados. Warren e Root idealizaram um sistema com blocos regulares de matriz e desconsideraram a continuidade do escoamento entre blocos. Dessa forma, os autores obtiveram uma formulação para o fator de forma a partir dessa idealização. Esse modelo ficou conhecido como dupla porosidade – permeabilidade simples. Para um sistema radial isotrópico, o modelo adimensional de Warren e Root é escrito conforme as Equações 2.5 e 2.6.

$$\frac{\partial^2 p_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} - (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} - \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} = 0 \quad \text{Equação 2.5}$$

$$(1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (p_{fD} - p_{mD}) \quad \text{Equação 2.6}$$

Os parâmetros adimensionais são definidos conforme as Equações 2.7 a 2.9

$$p_D = \frac{2\pi k_f h}{q\mu B} (p_i - p) \quad \text{Equação 2.7}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{Equação 2.8}$$

$$t_D = \frac{k_f t}{(\phi_m c_m + \phi_f c_f) \mu r_w^2} \quad \text{Equação 2.9}$$

e os parâmetros adimensionais ω e λ são a razão de armazenamento e o fator de transferência matriz-fratura, respectivamente, e são definidos conforme as Equações 2.10 e 2.11.

$$\omega = \frac{c_f \phi_f}{c_f \phi_f + c_m \phi_m} \quad \text{Equação 2.10}$$

$$\lambda = \frac{k_m r_w^2}{k_f} \sigma \quad \text{Equação 2.11}$$

O fator de forma σ foi definido por Warren e Root (1963) conforme a Equação 2.12.

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{l^2} \quad \text{Equação 2.12}$$

onde l é a dimensão característica do bloco de matriz (Equação 2.13).

$$l = \frac{3L_a L_b L_c}{L_a L_b + L_b L_c + L_a L_c} \quad \text{Equação 2.13}$$

Portanto, para um problema de três dimensões, o valor de λ fica definido conforme a Equação 2.14.

$$\lambda = \frac{60k_m r_w^2}{k_f l^2} \quad \text{Equação 2.14}$$

Warren e Root apresentam as soluções de seu modelo para regime transiente e pseudopermanente. Para regime transiente, a solução para a pressão no poço com vazão constante é apresentada na Equação 2.15.

$$p_{jD}(1, t_D) \cong \frac{1}{2} \left\{ \ln t_D + 0,80908 + E_i \left[\frac{-\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right] - E_i \left[\frac{-\lambda t_D}{(1-\omega)} \right] \right\} \quad \text{Equação 2.15}$$

Contudo, segundo Odeh (1964), o comportamento característico de dupla porosidade na solução transiente apresentada pelo modelo de Warren e Root (1963) é muito curto e o sistema passa a agir como um reservatório convencional de porosidade simples após um período muito breve. Os termos de integral exponencial presentes na Equação 2.15 tendem a zero rapidamente, ainda mais por possuírem sinais opostos, e a solução tende rapidamente à Equação 2.16, que é equivalente à resposta de pressão de um sistema de porosidade simples.

$$p_{jD}(1, t_D) \cong \frac{1}{2} (\ln t_D + 0,80908) \quad \text{Equação 2.16}$$

Para regime pseudopermanente, Warren e Root (1963) propuseram a solução aproximada da Equação 2.17

$$p_{fD}(1, t_D) \equiv \left(\frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \right) \left(\frac{1}{4} + t_D + (1 - \omega)^2 \left\{ 1 - \exp \left[\frac{-\lambda t_D}{\omega(1 - \omega)} \right] \right\} \right) - \left[\frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \right] \quad \text{Equação 2.17}$$

onde r_{eD} é definido conforme a Equação 2.18 e é geralmente muito maior que 1.

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \quad \text{Equação 2.18}$$

Com isso, a Equação 2.17 fica conforme a Equação 2.19.

$$p_{fD}(1, t_D) = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + \frac{2(1 - \omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda} \left\{ 1 - \exp \left[\frac{-\lambda t_D}{\omega(1 - \omega)} \right] \right\} \quad \text{Equação 2.19}$$

2.5.1.1. Simulação do escoamento multifásico

Kazemi et al. (1976) apresentam a primeira modelagem para simulação de escoamento multifásico em meios porosos de dupla porosidade. Kazemi et al. (1976) estenderam as equações de Warren e Root (1963) para a simulação de escoamento bifásico óleo-água em reservatórios fraturados. Da mesma forma que no modelo de Warren e Root, a matriz é tratada apenas na forma de termos fonte-sumidouro que alimentam localmente os blocos de fratura, pelos quais ocorre o escoamento entre blocos adjacentes. A função de transferência de Kazemi et al. para escoamento de fluidos incompressíveis é definida na Equação 2.20.

$$q_{\alpha, mf} = \left(\frac{k k_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha} \right)_m \sigma (p_{am} - p_{\alpha f}) \quad \text{Equação 2.20}$$

Entretanto, a função de transferência de Kazemi et al. (1976) leva em conta apenas o escoamento por pressão capilar, não possuindo nenhum termo que conte pelo efeito gravitacional decorrente da diferença de massa específica das fases.

A problemática da modelagem do transporte gravitacional matriz-fratura foi abordada por diversos autores. O grande problema advém do fato de que, geralmente, um bloco de simulação compreende diversos blocos de matriz, sendo impossível modelar todos os blocos de matriz individualmente. Isso impossibilita abordagens mais diretas, como as descritas por van Golf-Racht (1982), que levam em consideração a relação entre a altura de fluidos nas fraturas e na matriz, uma vez que cada bloco de simulação possui uma combinação de blocos de matriz com diferentes configurações de saturação.

Gilman e Kazemi (1983) propõem um simulador trifásico utilizando-se de uma função de transferência bastante semelhante à de Kazemi et al. (1976), mas levando em conta o transporte gravitacional a partir da definição de duas alturas fixas diferentes, uma delas referente às fraturas e a outra altura referente à matriz, em cada bloco de simulação.

Thomas et al. (1983) propõem outra solução para o problema da representação do transporte gravitacional matriz-fraturas. Em seu trabalho, a função de transferência utilizada é idêntica à de Kazemi et al. (1976), mas o efeito da gravidade é incluído na forma de pseudocurvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar. O problema dessa abordagem é que ela requer a definição, em laboratório, das pseudocurvas que ajustam o comportamento capilar/gravitacional do sistema.

Segundo Sonier et al. (1988), as abordagens de Gilman e Kazemi (1983) e Thomas et al. (1983) falham no aspecto de que o efeito gravitacional é definido de maneira estática, ou seja, independente da variação de saturação ao longo do tempo. Com isso, Sonier et al. (1988) definem uma maneira de calcular o transporte gravitacional matriz-fratura de maneira dinâmica definindo alturas de fluidos na matriz e nas fraturas a partir de correlações com as saturações em ambos os meios.

Shirdel et al. (2011) propõem uma reformulação das pseudocurvas de pressão capilar para transferência matriz fratura a partir do agrupamento dos termos de altura definidos por Sonier et al. com os termos de pressão capilar, criando uma nova formulação para pseudocurvas de pressão capilar.

Todas as funções de transferência apresentadas são derivadas da função apresentada por Warren e Root (1963) e se assemelham pelo aspecto de considerarem que o transporte matriz-fratura ocorre em regime pseudopermeanente para todos os tempos. Segundo Lemmonier e Bourbiaux (2010), o escoamento multifásico matriz-fratura envolve períodos de regime transiente de importância variável, dependendo do problema em questão. Diversos autores propuseram alterações ao fator de forma, visando incluir a transferência em regime transiente. van Heel e Boerrigter (2006) apresentam uma revisão bastante completa sobre as formulações de fator de forma apresentadas por diferentes autores.

Douglas et al. (1990), por sua vez, apresentam uma alternativa diferente para a modelagem de reservatórios naturalmente fraturados com dupla porosidade, utilizando o método de homogeneização. Por essa técnica, um modelo microscópico do reservatório, composto pela interação entre diferentes meios, é transformado em um modelo macroscópico a partir de transferência de escala. A transferência matriz-fraturas é obtida considerando-se as fraturas como condições de contorno para o escoamento nos blocos de matriz.

2.6. Modelos de pseudopropriedades

Um modelo de reservatório possui células de simulação de tamanhos da ordem de centenas de metros. Assim, as propriedades utilizadas em um modelo são sempre médias macroscópicas representativas das propriedades microscópicas do meio poroso e são, nesse aspecto, pseudopropriedades. Mesmo propriedades macroscópicas de modelos geológicos passam por processos de transferência de escala para escalas mais grossas, possibilitando a simulação do modelo.

Um grande reservatório de petróleo pode conter centenas de milhões ou até alguns bilhões de blocos de simulação. A utilização de modelos de múltiplos domínios, por sua vez, acarreta em um número ainda maior de equações a serem resolvidas e, conseqüentemente, uma maior exigência ainda maior de recurso computacional. O tempo para a simulação de um reservatório de grande porte modelado a partir de múltiplos domínios pode, então, limitar o número de estudos e dificultar o gerenciamento adequado da produção.

Nesse caso, uma alternativa para a simulação seria a utilização de modelos com pseudopropriedades que representem a combinação entre matriz e fraturas em um meio único equivalente, que pode ser simulado como um modelo convencional de reservatórios, reduzindo o número de equações a serem resolvidas. Na Figura 2.4, as setas indicam equações de conservação de massa. O esquema demonstra a diferença existente na formulação entre três tipos de modelagem.

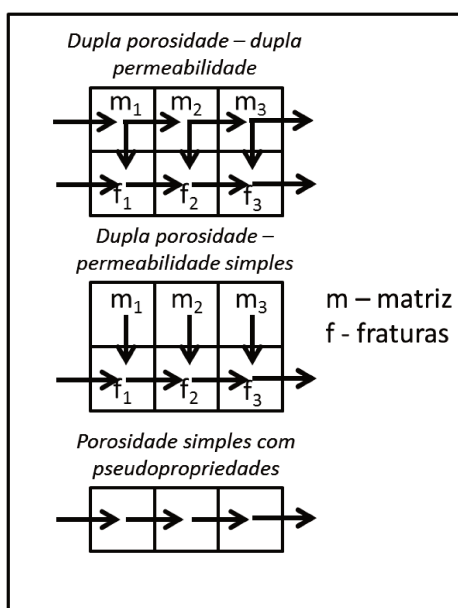


Figura 2.4 Representação das equações de escoamento para os diferentes tipos de modelagem

A modelagem de porosidade simples é a primeira alternativa a ser empregada, e é utilizada quando ainda não se tem dimensão do efeito das fraturas sobre o escoamento. Contudo, a aplicação desse tipo de modelagem sem a utilização de técnicas especiais para contar com o efeito das fraturas tende a levar a erros de previsão, que podem incluir a estimativa exagerada de reservas e irrupção inesperada de água.

A simulação a partir de um meio único com pseudopropriedades, contudo, acarreta em menos informação sobre o comportamento do reservatório e, como consequência do processo de pseudoização, em propriedades de menor sentido físico. Além disso, determinadas condições de equilíbrio são necessárias para que o escoamento possa ser simulado desta forma sem que grandes erros ocorram.

A utilização de pseudocurvas de permeabilidade relativa ou de pressão capilar na simulação visa homogeneizar em um único meio o comportamento de múltiplos meios de propriedades distintas. A primeira utilização de pseudocurvas de permeabilidade relativa é atribuída a Hearn (1971), no qual um reservatório estratificado é simulado com uma camada única a partir da utilização de pseudocurvas para representar o efeito das diferentes camadas.

Para homogeneizar reservatórios fraturados, Klavetter e Petters (1985) propõem a simulação como um meio composto a partir da combinação das propriedades da matriz e das fraturas a partir das Equações 2.21 a 2.24:

$$\phi_{SP} = \phi_f + \phi_1 \quad \text{Equação 2.21}$$

$$S_{w,SP} = \frac{S_{wf}\phi_f + S_{wm}\phi_1}{\phi_{SP}} \quad \text{Equação 2.22}$$

$$k_{SP} = k_f + k_m \quad \text{Equação 2.23}$$

$$k_{r\alpha,SP}(S_{w,SP}) = \frac{k_{r\alpha,f}(S_{w,f})k_f + k_{r\alpha,m}(S_{w,m})k_m}{k_{SP}} \quad \text{Equação 2.24}$$

Assim, Klavetter e Peters (1985) agrupam as equações de conservação de cada fase para ambos os meios em uma única equação com duas incógnitas, as pressões da fase na matriz e nas fraturas. Contudo, a aplicação direta da Equação 2.24 envolve o conhecimento do padrão de aumento de saturação em cada um dos meios para que se desenvolva a curva de permeabilidade relativa do sistema composto.

Klavetter e Peters (1985) aplicaram o seu modelo para um caso em que a matriz e as fraturas entram em equilíbrio imediato. Assim, a condição necessária é de que a pressão para ambos os meios seja a mesma. Os autores utilizaram essa metodologia para a avaliação da possibilidade de deposição de dejetos radioativos nas montanhas Yucca, nos Estados Unidos, em formações naturalmente fraturadas insaturadas, onde essa condição é satisfatoriamente atingida. Diversos autores avaliaram posteriormente essa modelagem, entre eles Pruess et al. (1990) e Wu (1999).

Babadagli e Ershaghi (1992) apresentam uma metodologia na qual pseudocurvas são obtidas a partir de testes de permeabilidade relativa em amostras fraturadas. Ao contrário dos sistemas convencionais, nos quais um único par de curvas é encontrado por amostra, em sistemas fraturados diversos pares diferentes foram encontrados, dependendo da vazão de escoamento. Assim, com vazões mais altas, a embebição tem menos tempo de atuar e a amostra produz mais água para menores saturações, sendo o sistema composto, portanto, mais permeável à água.

A partir das pseudocurvas obtidas em laboratório, Babadagli e Ershaghi generalizaram as relações entre permeabilidades e saturações para sistemas compostos utilizando dois parâmetros adimensionais que representam a vazão e a velocidade de embebição da água das fraturas para a matriz. De porte das pseudocurvas, os autores simularam o meio fraturado como um meio de porosidade simples. Para isso, removeram o domínio da matriz porosa e mantiveram apenas uma rede de fraturas com volume equivalente ao do volume do sistema composto e com as pseudocurvas de permeabilidade relativa.

van Lingen et al. (2001) propõem uma forma de modelagem da injeção de água em um reservatório com corredores localizados de fraturas a partir de um modelo de porosidade simples através da criação de pseudocurvas de permeabilidade relativa. Assumindo a premissa de que todo o volume fraturado é preenchido por água inicialmente, o método proposto baseia-se em condensar as características de permeabilidade relativa das fraturas e as da matriz em um único par de curvas equivalente de todo o sistema a partir de ponderações das propriedades da matriz e das fraturas pelo volume que os meios ocupam em cada bloco de simulação. As pseudocurvas resultantes possuem duas regiões distintas, correspondendo a cada um dos meios.

A permeabilidade do modelo equivalente, segundo van Lingen et al., pode ser definida conforme a Equação 2.25.

$$k_{SP} = \frac{k_{f,eff} n_f d_f}{d_b} + k_m$$

Equação 2.25

onde $k_{f,eff}$ é a permeabilidade efetiva (real) das fraturas. A permeabilidade total pode ser reescrita conforme a Equação 2.26.

$$k_{SP} = k_{f,eff} \phi_f + k_m$$

Equação 2.26

van Lingen et al. (2001) consideraram fraturas que ocorriam em uma única direção. Se o fluxo relativo entre fraturas for desprezível, a permeabilidade do meio equivalente à rede de fraturas pode ser escrita como a média aritmética das permeabilidades das fraturas individuais com relação ao espaço ocupado por elas (Equação 2.27).

$$k_{f,eff} \phi_f = k_f$$

Equação 2.27

Substituindo a Equação 2.27 na Equação 2.26, obtemos a Equação 2.23, que corresponde ao modelo de Peters e Klavetter (1985).

A Figura 2.5 apresenta a combinação das curvas de permeabilidade relativa pelo método de van Lingen et al. (2001), onde os fatores α_f , $\beta_{m,o}$ e $\beta_{f,w}$ representam a contribuição das fraturas para o volume móvel total, a contribuição das fraturas para a máxima permeabilidade relativa à água e a contribuição da matriz à máxima permeabilidade relativa ao óleo, respectivamente. Para realização das combinações da matriz e das fraturas evitando o problema dos pontos terminais, as curvas são primeiramente normalizadas e os parâmetros são aplicados sobre as curvas normalizadas. As curvas são, depois, desnormalizadas a partir dos pontos terminais do sistema composto.

Os parâmetros $\beta_{m,o}$ e $\beta_{f,w}$ representam, respectivamente, a contribuição da matriz para a máxima permeabilidade relativa ao óleo e a contribuição das fraturas para a máxima permeabilidade relativa à água. Esses parâmetros são definidos por van Lingen et al. (2001) conforme as Equações 2.28 e 2.29.

$$\beta_{m,o} = \frac{k_m k_{roe,m} d_b}{k_f k_{roe,f} n_f d_f + k_m k_{roe,m} d_b}$$

Equação 2.28

$$\beta_{f,w} = \frac{k_f k_{rwe,f} n_f d_f}{k_f k_{rwe,f} n_f d_f + k_m k_{rwe,m} d_b}$$

Equação 2.29

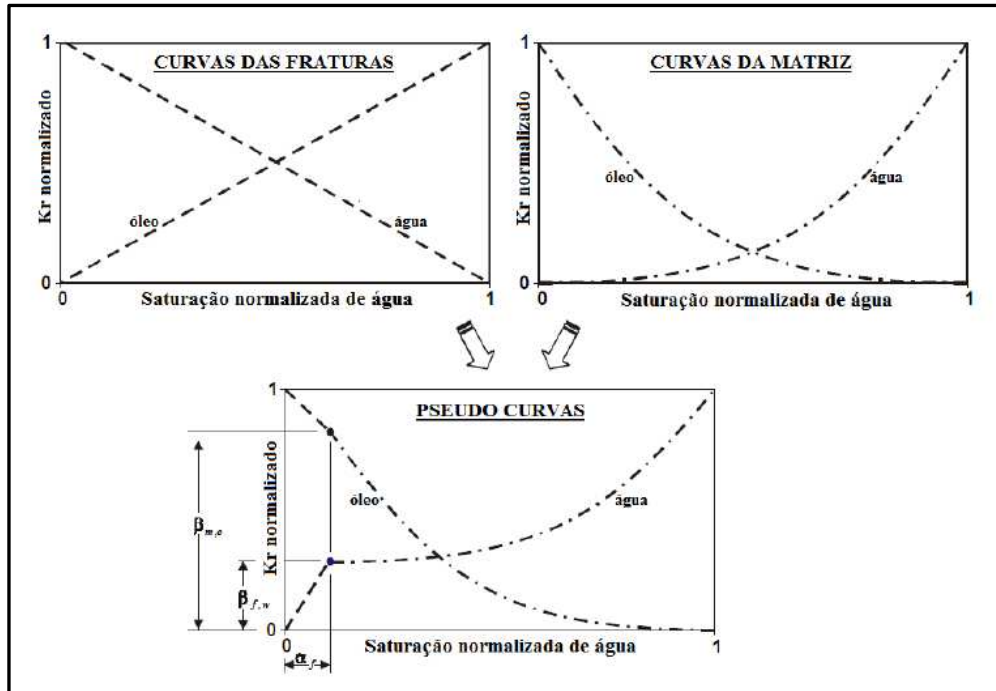


Figura 2.5: Geração de pseudocurvas de um sistema composto matriz-fraturas (traduzido de van Lingen et al., 2001)

O parâmetro α_f é definido por van Lingen et al. (2001) conforme a Equação 2.30

$$\alpha_f = \frac{(1 - S_{or,f} - S_{wc,f}) \lambda_f d_f \phi_f}{(1 - S_{or,f} - S_{wc,f}) \lambda_f d_f \phi_f + (1 - S_{or,m} - S_{wc,m}) d_b^2 \phi_m} \quad \text{Equação 2.30}$$

que representa a razão entre o volume móvel das fraturas e o volume móvel total do sistema, e pode ser escrito em função das porosidades do sistema composto conforme a Equação 2.31

$$\alpha_f = \frac{(1 - S_{or,f} - S_{wc,f}) \phi_2}{(1 - S_{or,f} - S_{wc,f}) \phi_2 + (1 - S_{or,m} - S_{wc,m}) \phi_1} \quad \text{Equação 2.31}$$

definindo a extensão de valores de saturação correspondentes à região de fraturas das pseudocurvas de permeabilidade relativa. Considerando que não há saturação de água inicial e tampouco óleo residual nas fraturas, a Equação 2.31 fica conforme a Equação 2.32.

$$\alpha_f = \frac{\phi_2}{\phi_2 + (1 - S_{or,m} - S_{wc,m}) \phi_1} \quad \text{Equação 2.32}$$

van Lingen et al. (2001) também definem os pontos terminais das curvas do sistema composto matriz-fraturas. As permeabilidades relativas terminais são definidas como nas Equações 2.33 e 2.34.

$$k_{rwe,SP} = \frac{k_{rwe,f} k_f n_f d_f + k_{rwe,m} k_m d_b}{k_f n_f d + k_m d_b} \quad \text{Equação 2.33}$$

$$k_{roe,SP} = \frac{k_{roe,f} k_f n_f d_f + k_{roe,m} k_m d_b}{k_f n_f d + k_m d_b} \quad \text{Equação 2.34}$$

Definidos os parâmetros α_f , β_{fw} , β_{mo} , $k_{rwe,SP}$, $k_{roe,SP}$, $S_{or,SP}$, e $S_{wc,SP}$, e incluindo-se os pontos iniciais das Equações 2.35 e 2.36

$$k_{ron,SP} \Big|_{S_{wn,SP}=0} = 1 \quad \text{Equação 2.35}$$

$$k_{rwn,SP} \Big|_{S_{wn,SP}=0} = 0 \quad \text{Equação 2.36}$$

ficam definidas as pseudocurvas de permeabilidade relativa pelo método de van Lingen et al. (2001). A construção das curvas se dá a partir das Equações 2.37, 2.38 e 2.39

$$k_{ron,SP} = k_{ron,m} \beta_{m,o} \quad \text{Equação 2.37}$$

$$k_{rwn,SP} = k_{rwn,m} (1 - \beta_{f,w}) + \beta_{f,w} \quad \text{Equação 2.38}$$

$$S_{wn,SP} = S_{wn,m} (1 - \alpha_f) + \alpha_f \quad \text{Equação 2.39}$$

e as curvas são então desnormalizadas a partir das Equações 2.40 a 2.42

$$k_{ro,SP} = k_{ron,SP} k_{roe,SP} \quad \text{Equação 2.40}$$

$$k_{rw,SP} = k_{rwn,SP} k_{rwe,SP} \quad \text{Equação 2.41}$$

$$S_{w,SP} = S_{wn,SP} (1 - S_{wc,SP} - S_{or,SP}) \quad \text{Equação 2.42}$$

As curvas desenvolvidas por van Lingen et al. (2001) podem ser obtidas a partir do método de Peters e Klavetter (1986) considerando-se que todo o volume de fraturas é

preenchido antes do início da embebição da matriz. As equações das duas abordagens, nesse caso, tornam-se idênticas.

Metodologias posteriores para a representação do escoamento multifásico em reservatórios naturalmente fraturados a partir de pseudocurvas são encontradas nos trabalhos de Abdel-Ghani (2009) e de Gu et al. (2014).

Abdel-Ghani propôs uma alteração nos parâmetros definidos por van Lingen et al. (2001) para evitar que as pseudocurvas possuam inclinação maior que as curvas de fratura. Na metodologia de Abdel-Ghani, as pseudocurvas passam do formato das curvas de matriz para o formato das curvas de fratura conforme o contraste de permeabilidade entre os dois meios torna-se maior.

Gu et al. (2014), por sua vez, criaram um modelo matemático para a análise da injeção de água em reservatórios naturalmente fraturados. No modelo criado pelos autores, pseudocurvas com formato bastante semelhante às de van Lingen são utilizadas para a previsão do fator de recuperação decorrente da embebição de água de água em reservatórios fraturados.

3. METODOLOGIA

Para atingir o objetivo proposto, foi desenvolvida uma metodologia que possa ser utilizada quando se dispõe de um modelo de dupla porosidade e se deseja mimetizar a sua resposta a partir de um modelo de porosidade simples que seja mais eficiente computacionalmente, permitindo um maior número simulações.

Para que os modelos de porosidade simples apresentem a mesma resposta dos modelos de dupla porosidade, é realizado um ajuste do comportamento do modelo de porosidade simples em três etapas:

- Etapa de ajuste volumétrico das propriedades estáticas do reservatório, visando garantir que o modelo de porosidade simples possua o mesmo volume total e de fases do modelo de dupla porosidade. Durante essa etapa, são determinadas a porosidade e a saturação inicial do modelo equivalente;
- Etapa de ajuste numérico da produtividade de um poço no modelo de porosidade simples a partir da produtividade do poço no modelo de dupla porosidade. Nessa etapa é obtida a permeabilidade absoluta do modelo equivalente;
- Etapa de ajuste numérico do escoamento relativo água-óleo, visando garantir que o comportamento de irrupção e corte de água no poço esteja bem representado pelo modelo de porosidade simples ao longo do tempo de produção. Durante essa etapa, são obtidas pseudocurvas que ajustam o escoamento relativo e um multiplicador do índice de poço para correção da pressão.

Para validação da metodologia, ela foi aplicada a 280 modelos homogêneos compostos por combinações de k_f , ϕ_{SP} , ω e λ , visando obter uma generalização das características dos modelos de dupla porosidade que podem ser simulados por modelos de porosidade simples equivalentes. Os modelos são do tipo quadrante de *five-spot*, com um produtor e um injetor para representar regiões de fluxo típicas de reservatórios. A partir dos resultados obtidos nessa primeira etapa, aplicou-se, então, a metodologia a um modelo heterogêneo complexo com um maior número de poços.

A Figura 3.1 apresenta uma síntese da metodologia aplicada.

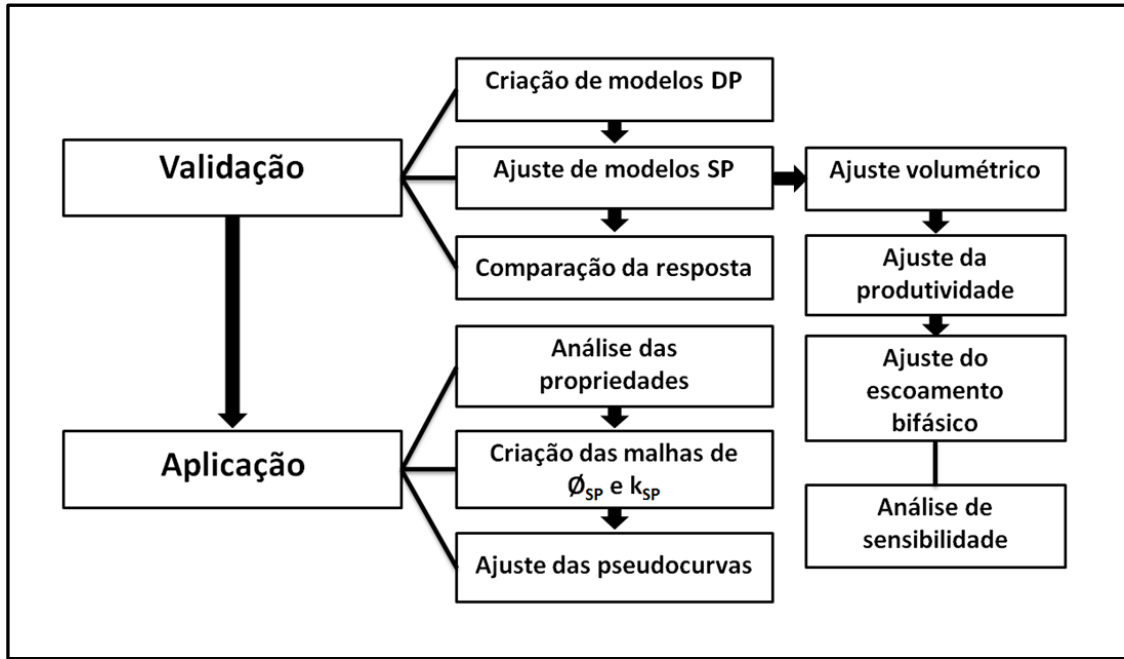


Figura 3.1 Fluxograma da metodologia

Todas as simulações foram realizadas utilizando-se o simulador *Black-oil* IMEX da fundação *Computer Modeling Group* (CMG). Os resultados obtidos foram pós-processados a partir das ferramentas *Results Report*, *Results Graph* e *Results 3D*, também da CMG. A minimização numérica das funções-objetivo foi realizada a partir do *software* MATLAB da empresa *Mathworks*.

3.1. Ajuste volumétrico

Durante a etapa de ajuste volumétrico são obtidas as propriedades volumétricas iniciais dos modelos de porosidade simples a partir das propriedades dos modelos de dupla porosidade. A porosidade total é obtida como a soma das porosidades nos dois meios (Equação 3.1).

$$\phi_{SP} = \phi_1 + \phi_f$$

Equação 3.1

A porosidade primária ϕ_1 refere-se à porosidade da rocha matriz com relação ao volume total do bloco, e não à porosidade da rocha em si. Nesse caso, se uma parcela significativa do volume do bloco é composta por fraturas, a porosidade primária é definida em termos da porosidade da rocha conforme a Equação 3.2.

$$\phi_1 = \phi_m (1 - \phi_f)$$

Equação 3.2

A saturação do modelo de porosidade simples é obtida como uma média das saturações iniciais dos dois meios (matriz e fraturas) ponderada pelo volume desses meios (Equação 3.3).

$$S_{wi,SP} = \frac{S_{wi,m}\phi_1 + S_{wi,f}\phi_f}{\phi_{SP}} \quad \text{Equação 3.3}$$

A partir da aplicação das Equações 3.1 a 3.3, obtêm-se modelos de porosidade simples que apresentam os mesmos volumes e saturações iniciais de fases dos modelos de dupla porosidade.

3.2. Ajuste numérico

O ajuste numérico consiste em comparar a resposta de um modelo que se deseja ajustar com a resposta do modelo de referência, e alterar parâmetros no modelo que se deseja ajustar, até o ponto em que as respostas se tornem suficientemente próximas. Esse procedimento foi realizado a partir de um algoritmo de minimização de funções.

O método de minimização utilizado foi o método *simplex* descrito por Lagarias et al. (1998). O algoritmo *simplex* é um método local que permite a minimização de funções não-lineares. Sua formulação não utiliza derivadas, favorecendo sua utilização para problemas descontínuos. Para adicionar limites inferiores e superiores ao domínio de busca, foi utilizada a transformação senoidal de domínio apresentada por Park (1975).

A função-objetivo define a diferença entre a resposta do modelo de referência e o modelo que se deseja ajustar, ou seja, no presente estudo, a diferença entre a resposta do modelo de dupla porosidade e a do modelo de porosidade simples. A formulação da função-objetivo utilizada foi o erro quadrático normalizado (NQD) (Maschio & Schiozer, 2016), definido conforme a Equação 3.4 para o presente caso:

$$NQD = \frac{\sum_{i=1}^N (y_{DP,i} - y_{SP,i})^2}{\sum_{i=1}^N (tol \cdot y_{DP,i})^2} \quad \text{Equação 3.4}$$

A função-objetivo NQD representa uma divisão entre o erro quadrático entre os modelos e um erro quadrático tolerável, definido como um percentual do valor do histórico. Quando comparada ao erro quadrático simples, a função NQD possui a vantagem de fornecer um indicativo de quão próximo o ajuste obtido está da tolerância percentual definida. Assim,

valores entre zero e a unidade representam ajustes bem-sucedidos, enquanto valores acima da unidade indicam que a resposta do modelo está desajustada. Além disso, a normalização do erro favorece a combinação de diferentes tipos de resposta durante a formulação da função-objetivo.

3.2.1. Ajuste numérico da produtividade

Para esse caso, o poço injetor foi mantido fechado e o poço produtor está aberto desde o começo da simulação. As funções-objetivo avaliadas foram as pressões no fundo do produtor e do injetor.

A pseudopropriedade utilizada para ajustar o comportamento da queda de pressão durante essa etapa é a permeabilidade do modelo de porosidade simples. Depois disso, a permeabilidade obtida a partir do ajuste é comparada com a solução baseada em Warren e Root (1963).

Como o problema de otimização para esse caso é simples e possui apenas uma incógnita, utilizou-se o método de otimização com apenas um ponto inicial e um valor de tol igual a 0,01 (1%). O ponto inicial para todos os casos é a permeabilidade das fraturas do modelo de dupla porosidade.

3.2.1.1. Comparação com Warren e Root (1963)

A solução pseudopermanente de Warren e Root (1963) (Equação 2.19) difere da resposta típica de um sistema de porosidade simples apenas pelo último termo. O termo exponencial na equação tende a zero rapidamente, especialmente para altos valores de λ e baixos valores de ω . Assim, para tempos suficientemente longos a equação torna-se a Equação 3.5.

$$p_{fd}(1, t_D) = \frac{2}{r_{eD}^2} \left[t_D + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} \right] + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \quad \text{Equação 3.5}$$

Comparando a solução com a solução pseudopermanente de um sistema de porosidade simples (Equação 3.6), igualando a pressão das duas soluções e avaliando a solução de porosidade simples para um sistema com porosidade total igual à soma das porosidades da matriz e das fraturas, é possível escrever a Equação 3.7, que corresponde à permeabilidade de um modelo de porosidade simples que fornece a mesma queda de pressão que o modelo de Warren e Root (1963) em condições de regime pseudopermanente. A Equação 3.7 também pode ser escrita como a razão de proporcionalidade da Equação 3.8.

$$p_D(1, t_D) = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4}$$

Equação 3.6

$$k_{SP} = \frac{\lambda k_f r_{eD}^2 \left(\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right)}{2(1-\omega)^2 + \lambda r_{eD}^2 \left(\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right)} = \frac{\lambda k_f f(r_{eD})}{2(1-\omega)^2 + \lambda f(r_{eD})}$$

Equação 3.7

$$\frac{1}{k_{SP}} - \frac{1}{k_f} \propto \frac{2(1-\omega)^2}{\lambda k_f}$$

Equação 3.8

A Equação 3.8 foi utilizada como modelo de ajuste sobre os valores de permeabilidade obtidos, visando uma generalização da resposta. Uma comparação entre os valores obtidos e previstos pelo modelo é apresentada na seção de resultados.

3.2.2. Ajuste numérico do fluxo relativo água-óleo

Durante a etapa de ajuste do escoamento bifásico, o poço injetor está aberto desde o início da simulação e a produção ocorre em regime de escoamento bifásico. As funções-objetivo avaliadas são a produção de óleo e de água, a injeção de água e as pressões de fundo, tanto no produtor como no injetor.

Para ajuste do comportamento de escoamento fracionário óleo-água são utilizadas pseudocurvas de permeabilidade relativa. Essas curvas são construídas com base nos parâmetros de van Lingen et al. (2001). Para obtenção dessas curvas, o processo de otimização numérica obtém valores de α_f e β_{mo} . Os demais parâmetros necessários para definir as pseudocurvas β_{fw} , $k_{rwe,SP}$ e $k_{roe,SP}$ são obtidos em função de β_{mo} a partir das equações de van Lingen et al. retrabalhadas. Além desses parâmetros, é obtido o valor de mIP para correção da pressão de fundo do poço.

Isolando k_{mdb} na Equação 2.28 e substituindo na Equação 2.29, pode-se definir o parâmetro β_{fw} em função de β_{mo} e das curvas de permeabilidade relativa do sistema conforme a Equação 3.9.

$$\beta_{f,w} = \frac{k_{rwe,f} k_{roe,m} (1 - \beta_{m,o})}{k_{rwe,f} k_{roe,m} (1 - \beta_{m,o}) + k_{rwe,m} k_{roe,f} \beta_{m,o}}$$

Equação 3.9

Da mesma forma, isolando k_{md_b} na Equação 2.28 e substituindo nas Equações 2.31 e 2.32, obtêm-se as Equações 3.10 e 3.11, respectivamente.

$$k_{rwe,SP} = \frac{k_{rwe,f}k_{roe,m}(1 - \beta_{m,o}) + k_{rwe,m}k_{roe,f}\beta_{m,o}}{k_{roe,m}(1 - \beta_{m,o}) + k_{roe,f}\beta_{m,o}} \quad \text{Equação 3.10}$$

$$k_{roe,SP} = \frac{k_{roe,f}k_{roe,m}}{k_{roe,m}(1 - \beta_{m,o}) + k_{roe,f}\beta_{m,o}} \quad \text{Equação 3.11}$$

O valor de α_f poderia ser obtido diretamente a partir da Equação 2.31. Contudo, a definição apresentada por van Lingen et al. (2001) traz consigo a premissa de que as fraturas são necessariamente preenchidas antes pela água do que a matriz, desprezando uma porção do volume que pode ser preenchida concomitantemente. Assim, para incluir também essa porção do volume de matriz que embebe simultaneamente às fraturas, α_f foi incluído como um parâmetro a ser obtido por ajuste numérico. Esse procedimento é uma aproximação linear para o comportamento combinado de variação de saturação na matriz e nas fraturas, visto que essa porção de matriz, embora embeba concomitantemente, não tem comportamento de permeabilidade de fraturas.

Para desnormalizar as pseudocurvas, é necessário definir a saturação de óleo residual do sistema composto. A saturação de óleo residual do sistema composto é definida como a média da saturação residual de cada um dos meios ponderada pelo volume ocupado por cada meio, conforme a Equação 3.12

$$S_{or,SP} = \frac{S_{or,m}\phi_1 + S_{or,f}\phi_2}{\phi_1 + \phi_2} \quad \text{Equação 3.12}$$

A modelagem de dupla porosidade utilizada no presente estudo leva em conta apenas a embebição espontânea no transporte matriz-fratura, conforme a função de transferência da Kazemi et al. (1976) (Equação 2.24). Nesse caso, a saturação de óleo residual da matriz corresponde à saturação de óleo na qual a pressão capilar da rocha matriz é zero. A saturação de água conata é definida conforme a Equação 3.3.

3.2.2.1. Análises de sensibilidade

Para avaliar a influência da forma das pseudocurvas na resposta dos modelos, foram realizadas três análises de sensibilidade aos parâmetros de van Lingen et al. (2001):

- Análise individual dos parâmetros, onde são avaliadas alterações na resposta do modelo a partir de alterações nos parâmetros a partir de um modelo base. O modelo base possui valores médios α_f , β_{mo} e mIP. Foram criados então modelos com valores superiores e inferiores dos parâmetros, os quais foram simulados e cuja resposta foi comparada com a resposta do modelo base. Para esse caso, a diferença entre os modelos é avaliada a partir do NQDS, definido conforme a Equação 3.13, que difere do NQD por preservar o sinal da diferença entre os dados.

$$NQDS = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - y_{base,i})}{\left| \sum_{i=1}^N (y_i - y_{base,i}) \right|} \cdot \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - y_{base,i})^2}{\sum_{i=1}^N (tol \cdot y_{base,i})^2} \quad \text{Equação 3.13}$$

Nesse caso, y_i e $y_{base,i}$ referem-se às vazões de óleo na data i para o modelo testado e para o caso base, respectivamente;

- Análise combinada dos parâmetros α_f e β_{mo} , visando avaliar o efeito de combinações dos dois parâmetros na resposta final e em como um altera a influência do outro. Nesse caso, a função utilizada para o erro é o NQD da vazão de óleo, calculado conforme a Equação 3.4, mas utilizando-se mas adaptada à análise de sensibilidade conforme a Equação 3.14;

$$NQD = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - y_{base,i})^2}{\sum_{i=1}^N (tol \cdot y_{base,i})^2} \quad \text{Equação 3.14}$$

- Análise do tempo computacional para simulação de modelos utilizando pseudocurvas compostas por diferentes combinações de α_f e β_{mo} .

3.2.2.2. Otimização

Para a etapa de ajuste do fluxo fracionário, o domínio de interesse da função objetivo é entre 0 e 1 para α_f e entre 0,3 e 3 para mIP. O parâmetro β_{mo} tem comportamento logarítmico e, por isso, o processo de otimização foi realizado para a normalização $\beta_{mo,n}$ presente na Equação 3.15.

$$\beta_{mo,n} = \frac{\log_{10} \beta_{mo} - \log_{10} 10^{-7}}{\log_{10} 1 - \log_{10} 10^{-7}} = \frac{\log_{10} \beta_{mo} + 7}{7} \quad \text{Equação 3.15}$$

Nesse caso, os limites do parâmetro situam-se entre 10^{-7} e 1. A utilização dessa normalização expande o domínio da função-objetivo e facilita a busca da solução para valores de β_{mo} próximos de zero.

Para o ajuste com escoamento bifásico, o processo de otimização parte de múltiplos pontos iniciais. Foram realizados ajustes a partir de seis pontos iniciais, que são médias entre o centro do domínio e cada um dos limites. O valor de tol especificado para esse caso foi de 0,1 (10%). A descrição dos pontos iniciais está na Tabela 3.1 a seguir.

Os modelos que apresentaram maior erro tiveram seu ajuste refinado a partir do modelo bem-ajustado mais semelhante em termos de ω e λ .

Tabela 3.1 Pontos iniciais para ajuste de histórico – escoamento bifásico

	α_f	$\beta_{mo,n}$	mIP
Ponto 1	0,25	0,5	1
Ponto 2	0,75	0,5	1
Ponto 3	Equação 2.31	0,25	1
Ponto 4	Equação 2.31	0,75	1
Ponto 5	Equação 2.31	0,5	0,65
Ponto 6	Equação 2.31	0,5	2

3.2.2.3. Cálculo da diferença de saturação

Após o ajuste, a saturação de água ao longo da malha depois de três anos de produção também foi comparada entre os modelos de dupla porosidade e de porosidade simples, de forma a determinar se os modelos cujos dados de poço estão bem ajustados também apresentam avanço da água semelhante no reservatório. Nesse caso, a o NQD é calculado de forma similar à Equação 3.4, mas escolhe-se uma única data e somam-se os valores do erro nos diferentes blocos, ao invés de diferentes datas. Para o cálculo do NQD da saturação utilizou-se tol de 0,1, ou seja, 10%.

3.2.2.4. Tempo computacional

Após ajustados os modelos, o tempo de simulação foi comparado entre a modelagem por porosidade simples e por dupla porosidade. Além disso, uma versão mais refinada das malhas foi utilizada para avaliar a possível influência do refinamento da malha no ganho de eficiência computacional.

3.3. Caso de aplicação

A metodologia foi aplicada a um caso mais complexo, com heterogeneidades e múltiplos poços. Para evitar ajustar pseudopropriedades para cada um dos blocos do modelo, adaptações à metodologia foram realizadas baseando-se no comportamento observado para os casos de validação. A geometria da malha de simulação do modelo de porosidade simples é a mesma do modelo de dupla porosidade, entretanto, com apenas um domínio.

Os blocos do modelo que não possuem fraturas foram mantidos no modelo de porosidade simples com a mesma permeabilidade, porosidade e curvas de permeabilidade relativa.

Para os blocos com fraturas, a porosidade do modelo de porosidade simples é a soma das porosidades dos dois meios para o bloco espacialmente coincidente no modelo de dupla porosidade, e o valor é obtido com o mesmo procedimento que para os casos de validação (Equação 3.1).

A permeabilidade do modelo de porosidade simples é idêntica à permeabilidade das fraturas. Essa hipótese foi aplicada para o caso de aplicação porque os resultados obtidos para os casos de validação indicam que, para determinados valores de λ , a permeabilidade absoluta do modelo equivalente de porosidade simples pode ser aproximada pela permeabilidade das fraturas do modelo de dupla porosidade. A validade da aproximação foi verificada comparando-se a resposta de queda de pressão durante a produção em regime monofásico entre os modelos de dupla porosidade e de porosidade simples.

Para ajuste do comportamento bifásico do modelo heterogêneo, foram criadas seis pseudocurvas de acordo com as propriedades dos blocos da malha de simulação. Para isso, foram definidas seis classificações de blocos de propriedades distintas.

Primeiramente, os blocos foram divididos em três faixas de valores de λ – abaixo de 6×10^{-5} , entre 6×10^{-4} e 6×10^{-5} , e acima de 6×10^{-4} . Além disso, cada uma das faixas foi dividida de acordo com o tipo de permeabilidade relativa da matriz. Com isso, foram criadas duas pseudocurvas distintas para cada faixa de λ , correspondentes aos dois diferentes tipos de curvas de permeabilidade relativa da matriz presente nos blocos.

Para ajuste do comportamento do reservatório, utilizaram-se três parâmetros β_{mo} , correspondentes a cada uma das regiões de λ , e dois parâmetros α_f , correspondentes a cada um dos tipos de curvas de permeabilidade relativa. Logo, formam-se seis combinações de parâmetros de pseudocurvas relacionadas a 6 combinações entre λ e curvas originais. Esse procedimento é realizado por ajuste numérico da mesma forma que com os modelos

homogêneos, a partir de minimização pelo algoritmo *simplex* de Lagarias et al. (1998). Nesse caso, a resposta ajustada é a vazão de água em todos os poços.

Os parâmetros β_{fw} , $k_{rwe,SP}$, $k_{roe,SP}$, $S_{wc,SP}$ e $S_{or,SP}$ foram obtidos conforme as Equações 3.9, 3.10, 3.11, 3.3 e 3.12, respectivamente.

A porosidade de fraturas é, em geral, muito menor que a de matriz para o caso avaliado. Assim, os valores de $S_{wc,SP}$ e $S_{or,SP}$ não variam muito e são aproximadamente os mesmos valores da matriz. Os valores de $S_{wc,SP}$ e $S_{or,SP}$ foram definidos como os valores médios para cada tipo de permeabilidade relativa, evitando a necessidade de criação de uma pseudocurva por bloco.

Os poços cuja vazão não foi bem ajustada depois dessa etapa passaram por um processo de ajuste local que consistiu em definir uma região entre o poço produtor desajustado e o injetor mais próximo e realizar novamente o ajuste de acordo com a metodologia descrita apenas para essa região, criando novas pseudocurvas de acordo com os valores de λ e tipo de permeabilidade relativa para essa região.

Como o tempo computacional está sujeito a pequenas oscilações, depois de realizado o ajuste, foram realizadas 100 simulações do caso de aplicação a partir de cada tipo de modelagem. O ganho de desempenho é avaliado, então, a partir da média dos tempos computacionais necessários para a sua simulação.

4. APLICAÇÕES

Neste capítulo são descritos os modelos sobre os quais foi aplicada a metodologia exposta no Capítulo 3. Inicialmente, são apresentados os modelos homogêneos utilizados como casos de validação para os estudos preliminares da metodologia proposta. Apresentam-se tanto as propriedades comuns a todos os modelos, como as propriedades que caracterizam os diferentes casos avaliados. Posteriormente, o modelo heterogêneo sobre o qual é aplicada a metodologia é descrito a partir da sua malha de simulação, localização de poços e distribuição de propriedades.

4.1. Casos de validação

Os modelos utilizados na etapa de validação são baseados no sexto projeto comparativo da SPE, publicado em Firoozabadi e Thomas (1990).

Na primeira etapa do estudo, todos os modelos são homogêneos e isotrópicos. A configuração dos poços constitui um quadrante de *five-spot*, com um poço produtor e um poço injetor em cantos opostos.

Para a etapa de ajuste da produtividade, o escoamento é monofásico e, portanto, o poço injetor encontra-se fechado, enquanto a vazão de produção é constante e igual a 79,5m³/dia. Nessa etapa, os modelos de validação são simulados para 31 dias de produção, suficiente para avaliar a queda de pressão em condições de pressão acima da pressão de bolha.

Para a etapa do fluxo relativo água-óleo, o injetor possui vazão de injeção de 159m³/dia e pressão máxima de fundo de 41,37Mpa, enquanto a vazão de produção mantém-se em 79,5m³/dia. Nesse caso, os modelos de validação são simulados para 2000 dias de produção, tempo suficiente para avaliar a chegada da água e evolução do corte de água no poço produtor.

A malha de simulação dos modelos é composta por 10x10x10 blocos regulares com 31,1m de comprimento em cada uma das direções horizontais e 3,05m na vertical. Esta malha está representada na Figura 4.1.

A malha refinada utilizada para avaliação do tempo computacional é idêntica à representada na Figura 4.1, com os poços mantendo-se na mesma localização espacial. Entretanto, a malha é refinada nas direções horizontais, possuindo 30x30x10 blocos com 10,37m nas direções horizontais e 3,05m na vertical.

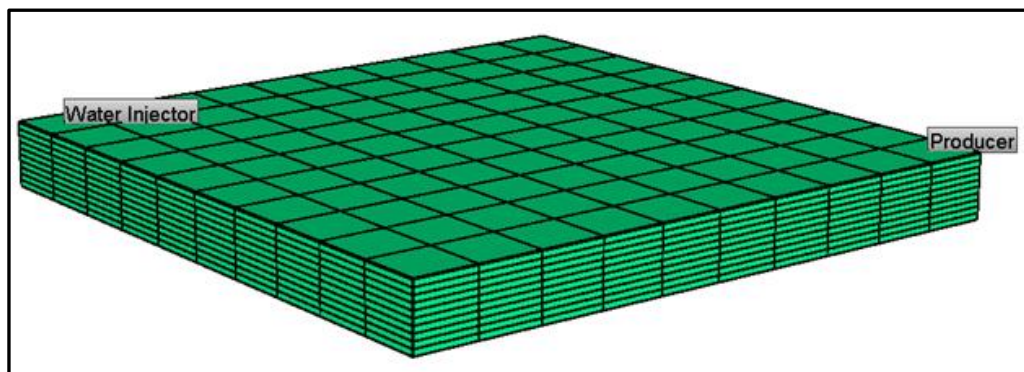


Figura 4.1 Malha de simulação dos modelos homogêneos ajustados

Os modelos de validação são do tipo dupla porosidade – permeabilidade simples, com fator de forma calculado de acordo com Warren e Root (1963).

A Tabela 4.1 apresenta os valores de propriedades do reservatório e das fases que são comuns a todos os modelos homogêneos testados.

Tabela 4.1 Dados de inicialização dos modelos homogêneos (Firoozabadi e Thomas, 1990)

Pressão inicial no fundo	41,37 MPa
Profundidade do reservatório (fundo)	609,60 m
Pressão de bolha	38,23 MPa
Massa específica do óleo nas condições-padrão	819,18 kg/m ³
Massa específica do gás nas condições-padrão	0,93 kg/m ³
Massa específica da água	1041,2 kg/m ³
Fator volume-formação da água	1,07
Compressibilidade do óleo acima da pressão de bolha	$1,74 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade da água	$5,08 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade da matriz (pressão referência de 15 psi)	$4,35 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade de fraturas (pressão referência de 15 psi)	$4,35 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$
Dependência da viscosidade do óleo com a pressão	$2,46 \times 10^{-3} \text{ cp/MPa}$
Dependência da viscosidade da água com a pressão	0,00 cp/MPa
Viscosidade da água	0,35 cp

As propriedades PVT e dados de permeabilidade relativa são os mesmos para todos os modelos e são obtidos a partir do trabalho de Thomas et al. (1983), a curva de pressão capilar é a mesma que Firoozabadi e Thomas (1990) utilizaram para simular o modelo de Thomas et al. A Tabela 4.2 apresenta os dados PVT utilizados nos modelos homogêneos.

Tabela 4.2 Dados PVT utilizados nos modelos homogêneos (Thomas et al., 1983)

P (MPa)	Rs (m³std/m³std)	Bo (m³/m³std)	Eg (m³std/m³)	μo (mPa-s) E-01	μg (mPa-s) E-02
11,54	65,4	1,3001	89,95	5,29	1,62
14,00	79,6	1,3359	109,94	4,87	1,71
17,44	101	1,3891	137,01	4,36	1,84
20,62	121	1,4425	160,46	3,97	1,97
24,50	148	1,5141	185,73	3,51	2,13
28,34	178	1,5938	208,31	3,10	2,30
31,33	204	1,6630	224,04	2,78	2,44
34,03	229	1,7315	237,17	2,48	2,55
36,23	252	1,7953	247,37	2,29	2,65
38,23	273	1,8540	255,91	2,10	2,74
48,26	402	2,1978	296,85	1,09	3,30

A Tabela 4.3, por sua vez, contém os dados obtidos a partir de Firoozabadi e Thomas (1990) de permeabilidade relativa e pressão capilar da matriz da matriz rochosa.

Tabela 4.3 Dados de permeabilidade relativa da matriz (Firoozabadi e Thomas, 1990)

S_w	k_{rw}	k_{ro}	P_{c,ow} (kPa)
0,20	0,000	1,000	6,9
0,25	0,005	0,860	3,4
0,30	0,010	0,723	2,1
0,35	0,020	0,600	1,0
0,40	0,030	0,492	0,0
0,45	0,045	0,392	-1,4
0,50	0,060	0,304	-8,3
0,60	0,110	0,154	-27
0,70	0,180	0,042	-69
0,75	0,230	0,000	-275

A permeabilidade relativa das fraturas, assim como no trabalho de Thomas et al. (1983), é representada pelas tradicionais linhas unitárias (Figura 4.2). Embora diversos autores questionem a validade dessa representação (e.g. Persoff e Pruess, 1995; Rangel-German et al., 1999; Izadi et al., 2012), ela ainda permanece como a alternativa mais utilizada para a representação da permeabilidade relativa em fraturas.

A pressão capilar nas fraturas é zero para qualquer valor de saturação; assume-se que o deslocamento entre blocos gerado pelos planos de fratura é tão superior ao tamanho das gargantas de poro da rocha que a pressão capilar nesses planos pode ser desprezada.

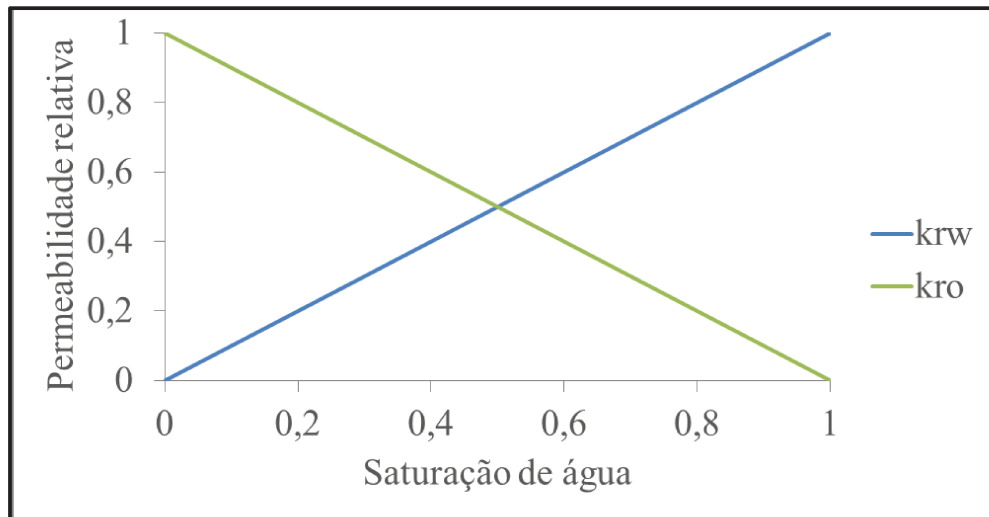


Figura 4.2 Permeabilidade relativa das fraturas para os casos de validação

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam as curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar dos blocos de matriz dos modelos de validação.

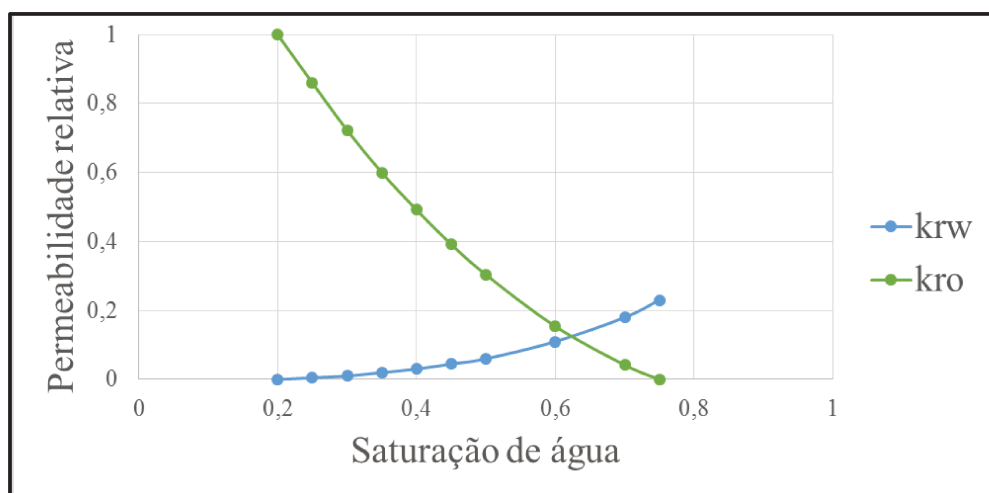


Figura 4.3 Curvas de permeabilidade relativa da matriz (Retiradas de Thomas et al., 1983)

Não há interferência de aquífero e a saturação inicial de água é constante ao longo de toda a malha. Assim, para transporte por embebição, o ponto de pressão capilar zero define a saturação de óleo residual do sistema e os pontos terminais ficam definidos conforme a Tabela 4.4.

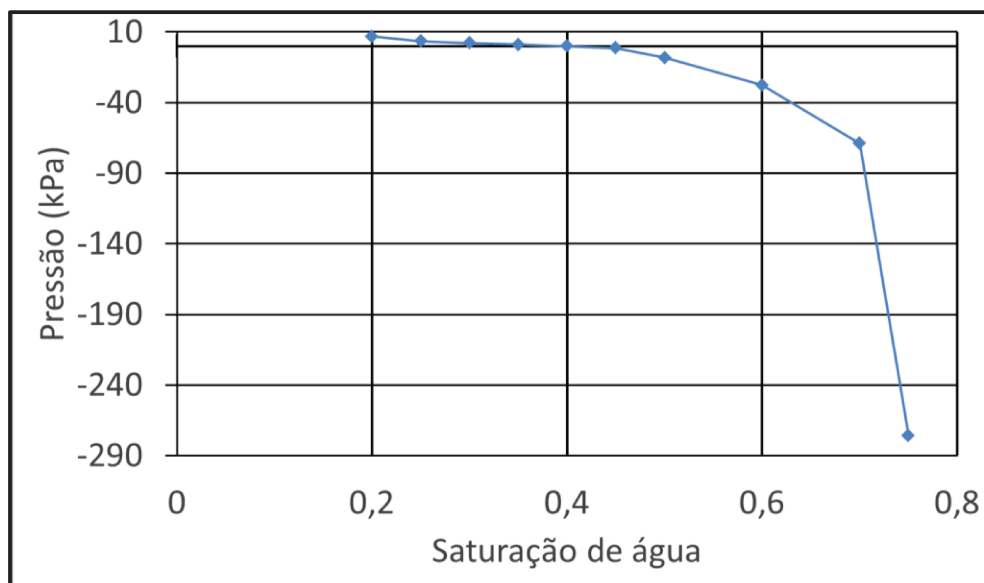


Figura 4.4 Curva de pressão capilar da matriz (retirada de Firoozabadi e Thomas, 1990)

Tabela 4.4 Pontos terminais do sistema

Ponto terminal	Matriz	Fraturas
S_{wi}	0,20	0,00
S_{oi}	0,80	1,00
S_{we}	0,40	1,00
S_{or}	0,6	0,00
k_{rwe}	0,03	1,00
k_{roe}	1,00	1,00

Para avaliar a aplicabilidade de modelos de porosidade simples para a simulação de diferentes tipos de reservatórios de dupla porosidade, foram criadas combinações de propriedades de dupla porosidade. A Tabela 4.5 apresenta os valores das propriedades combinadas. Todos os níveis das tabelas (a – 4 valores de combinações de k_f e ϕ_{sp}), (b – 7 valores de λ) e (c – 10 valores de ω) foram combinados entre si, totalizando 280 modelos. A utilização de 280 combinações justifica-se pela necessidade de definir regiões dessas combinações onde seja possível aplicar a metodologia proposta com confiança.

Gilman et al. (2011) utiliza os parâmetros λ , ω e k_f para classificar o comportamento de diferentes reservatórios fraturados. No presente trabalho, procurou-se classificar a aplicabilidade da técnica a partir dos mesmos parâmetros, incluindo-se, contudo, um parâmetro a mais: a porosidade total ϕ_{sp} . Como a cinética do modelo de dupla porosidade depende da taxa de variação de saturação dos meios, a porosidade total influencia a aplicabilidade de um modelo equivalente, ainda que os modelos possuam o mesmo ω .

Tabela 4.5 Valores dos parâmetros utilizados nas combinações

(a)	k_f e ϕ_{SP}	100mD e 0,2
		700mD e 0,1
		700mD e 0,3
		1500mD e 0,2
(b)	λ	6×10^{-8}
		6×10^{-7}
		6×10^{-6}
		6×10^{-5}
		6×10^{-4}
		6×10^{-3}
		6×10^{-2}
(c)	ω	0,005
		0,0075
		0,011
		0,017
		0,026
		0,039
		0,058
		0,088
		0,133
		0,2

Como a transferência matriz-fratura para escoamento multifásico também é influenciada pela pressão capilar, permeabilidade relativa e viscosidade dos fluidos, estima-se que a aplicabilidade da técnica apresentada aqui seja influenciada por esses parâmetros, embora essa hipótese não tenha sido testada.

Os diferentes valores de λ para cada valor de k_f foram criados a partir de combinações de permeabilidades de matriz e espaçamentos de fratura. Como os modelos ajustados são de dupla porosidade – permeabilidade simples, os valores de k_m e de l aparecem apenas combinados no termo de transferência matriz-fratura e nunca individualmente (Equações 2.5 a 2.12). Com isso, o efeito de baixos valores de permeabilidade é equivalente ao de altos espaçamentos de fratura e vice-versa.

Os modelos de porosidade simples possuem a mesma malha dos modelos de dupla porosidade, com a mesma disposição e condições de operação dos poços. Os dados PVT e propriedades iniciais (Tabela 4.2 e Tabela 4.3) também são os mesmos.

A saturação inicial é constante para todos os casos (não há influência de aquífero). Nos modelos de porosidade simples, a pressão capilar é zero para todos os valores de saturação, ou seja, assume-se que o efeito da pressão capilar para escoamento bifásico óleo-água possa ser representado a partir das pseudocurvas de permeabilidade relativa.

Para a análise de sensibilidade aos parâmetros α_f , β_{mo} e mIP, foram construídos modelos compostos por diferentes valores desses parâmetros. Na análise individual, o caso base possui valores médios e os demais representam extremos inferiores e superiores de cada parâmetro. Durante a análise combinada, os extremos de α_f foram avaliados para diversos valores possíveis de β_{mo} e vice-versa. Para a análise de tempo computacional, os valores de α_f e β_{mo} são distribuídos para cobrir o domínio.

A Tabela 4.6 apresenta os parâmetros dos modelos de porosidade simples avaliados durante as etapas de análise de sensibilidade individual e comparada.

Tabela 4.6 Combinações de parâmetros testadas na análise de sensibilidade

Análise individual		
α_f	β_{mo}	mIP
0,5	10^{-3}	1
0,05	10^{-3}	1
0,9	10^{-3}	1
0,5	10^{-7}	1
0,5	10^{-1}	1
0,5	10^{-3}	0,5
0,5	10^{-3}	2
Análise combinada		
α_f	β_{mo}	mIP
0,05	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,3	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,5	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,6	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,7	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,8	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,9	10^{-1} e 10^{-7}	1
0,05 e 0,9	10^{-7}	1
0,05 e 0,9	10^{-5}	1
0,05 e 0,9	10^{-3}	1
0,05 e 0,9	0,1	1
0,05 e 0,9	0,5	1
0,05 e 0,9	0,9	1

A Tabela 4.7, por sua vez, apresenta os parâmetros utilizados na análise de sensibilidade de tempo computacional.

Tabela 4.7 Combinações de parâmetros testadas na análise de tempo computacional

Análise do tempo computacional		
α_f	β_{mo}	mIP
0,005	1×10^{-7}	1
0,005	1×10^{-4}	1
0,005	1×10^{-1}	1
0,05	1×10^{-7}	1
0,05	1×10^{-4}	1
0,05	1×10^{-1}	1
0,5	1×10^{-7}	1
0,5	1×10^{-4}	1
0,5	1×10^{-1}	1
0,9	1×10^{-7}	1
0,9	1×10^{-4}	1
0,9	1×10^{-1}	1

4.2. Caso de aplicação

O modelo de aplicação utilizado no presente estudo é composto por 29400 blocos, dentre os quais, 18059 estão ativos, 96 são nulos e 11245 são blocos de *pinch-out*. Dentre os blocos ativos, 17684 possuem modelagem de dupla porosidade e 375 de porosidade simples. A malha possui blocos irregulares e está representada na Figura 4.5. O volume total do reservatório modelado é de 2,92 bilhões de metros cúbicos, com um volume poroso total de 507 milhões de metros cúbicos.

O modelo possui 5 poços injetores, nomeados INJ, e 12 produtores, nomeados PROD, totalizando 17 poços distribuídos ao longo da malha de simulação, conforme a Figura 4.5. Os poços produtores estão completados nas camadas superiores e os injetores, nas inferiores.

Para a validação da produtividade, apenas os poços produtores são mantidos abertos com vazão constante de 1000m³/dia. Para a etapa de ajuste do fluxo relativo água-óleo, todos os poços estão abertos e, nesse caso, os produtores são limitados a uma vazão de líquidos de 1000 m³/dia e os injetores a uma vazão máxima de injeção de água de 5000 m³/dia e uma pressão máxima de 24,5MPa.

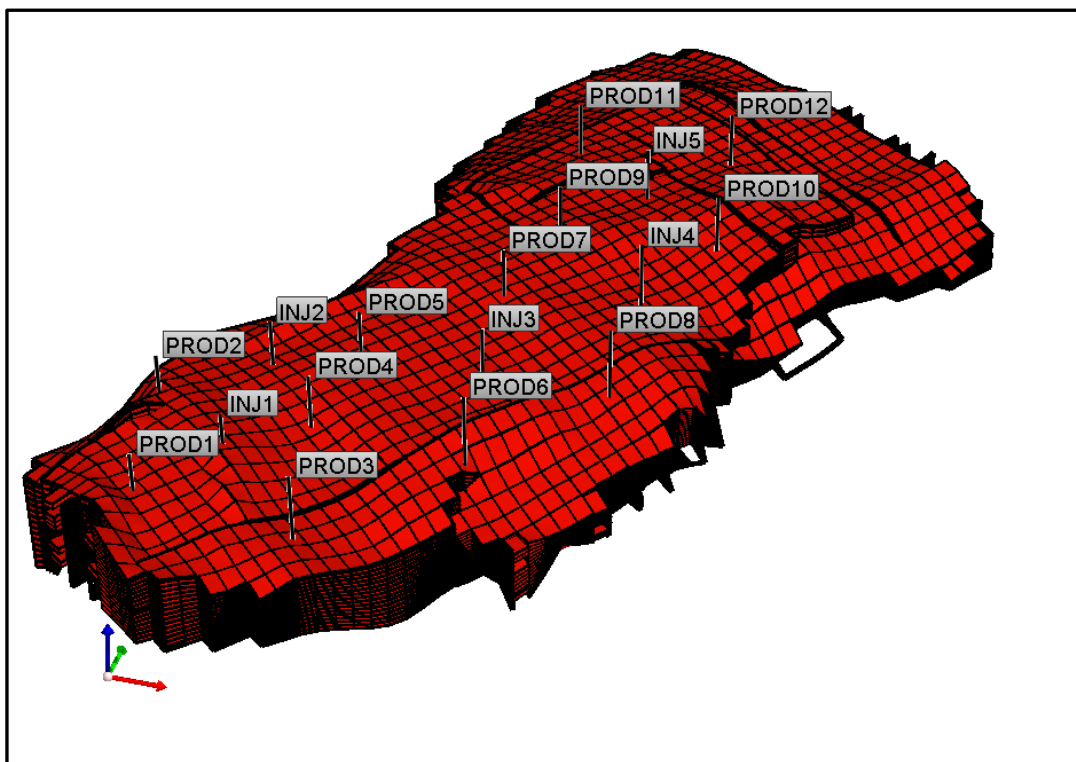


Figura 4.5 Malha de simulação e localização dos poços no modelo heterogêneo estudado

Os dados de inicialização do modelo de aplicação estão na Tabela 4.8 e os dados PVT estão descritos na Tabela 4.9.

Tabela 4.8 Dados de inicialização do modelo de aplicação

Pressão inicial no fundo	24,51 MPa
Profundidade do reservatório (fundo)	2350,00 m
Pressão de bolha	19,76 MPa
Massa específica do óleo nas condições-padrão	831,2 kg/m ³
Massa específica do gás nas condições-padrão	0,665 kg/m ³
Massa específica da água	1034 kg/m ³
Fator volume-formação da água	1,08
Compressibilidade do óleo acima da pressão de bolha	$1 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade da água	$4,64 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade da matriz (pressão referência de 15 psi)	$7,69 \times 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$
Compressibilidade de fraturas (pressão referência de 15 psi)	$7,69 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$
Dependência da viscosidade do óleo com a pressão	$1,8 \times 10^{-2} \text{ cp/MPa}$
Dependência da viscosidade da água com a pressão	0,00 cp/MPa
Viscosidade da água	0,45 cp

Tabela 4.9 Dados PVT do modelo de aplicação

p (MPa)	Rs (m ³ std/m ³ std)	Bo (m ³ /m ³ std)	Bg (m ³ /m ³ std)	μo (mPa-s)	μg (mPa-s) E-02
0,10	0,34	1,045	1,1832	7,9998	1,31
1,47	2,91	1,049	0,0804	6,8369	1,32
2,83	6,04	1,055	0,0410	5,7833	1,34
4,20	9,48	1,061	0,0273	4,9239	1,37
5,57	13,15	1,068	0,0203	4,2355	1,39
6,93	17,01	1,075	0,0161	3,6833	1,42
8,30	21,02	1,083	0,0133	3,2368	1,46
9,66	25,17	1,091	0,0113	2,8718	1,50
11,03	29,44	1,099	0,0099	2,5703	1,54
12,40	33,82	1,108	0,0087	2,3185	1,58
13,76	38,29	1,117	0,0078	2,1060	1,62
15,13	42,86	1,126	0,0071	1,9250	1,67
16,50	47,51	1,136	0,0065	1,7695	1,72
17,86	52,24	1,145	0,0060	1,6348	1,77
19,23	57,04	1,155	0,0056	1,5173	1,82
20,59	61,92	1,165	0,0053	1,4141	1,87
23,34	71,91	1,187	0,0047	1,2410	1,98
26,09	82,14	1,209	0,0043	1,1029	2,08
28,83	92,60	1,232	0,0040	0,9908	2,19
31,58	103,26	1,256	0,0037	0,8981	2,29
34,32	114,11	1,280	0,0035	0,8204	2,39

O reservatório possui dois tipos de rocha com permeabilidades relativas distintas. As Figuras 4.6 e 4.7 apresentam as curvas de permeabilidade relativa para cada uma dessas regiões. A permeabilidade relativa das fraturas, por sua vez, é representada da mesma forma que para os casos de validação (Figura 4.2).

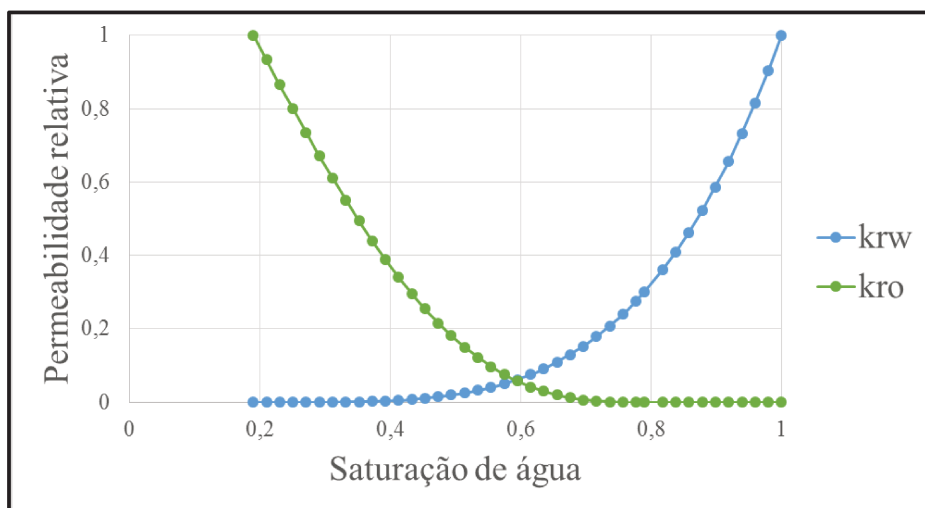


Figura 4.6 Curvas de permeabilidade relativa do modelo heterogêneo - Região I

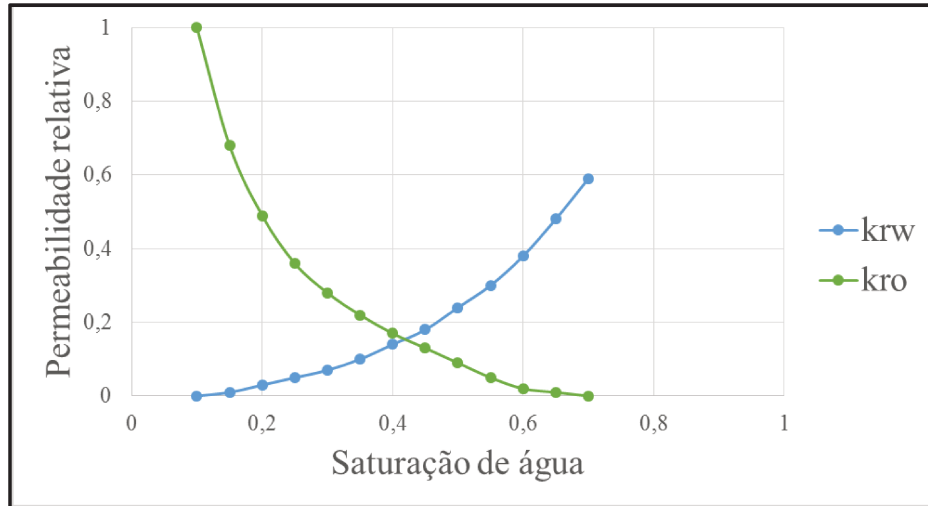


Figura 4.7 Curvas de permeabilidade relativa do modelo heterogêneo - Região II

As Figuras 4.8 e 4.9, por sua vez, apresentam a pressão capilar respectiva aos tipos de rocha representados pelas curvas de permeabilidade das Figuras 4.6 e 4.7, respectivamente. Conforme se observa pelas figuras, a pressão capilar nunca é nula na matriz e, assim, a saturação residual de óleo dos blocos de matriz é definida como o ponto em que a permeabilidade relativa ao óleo torna-se nula.

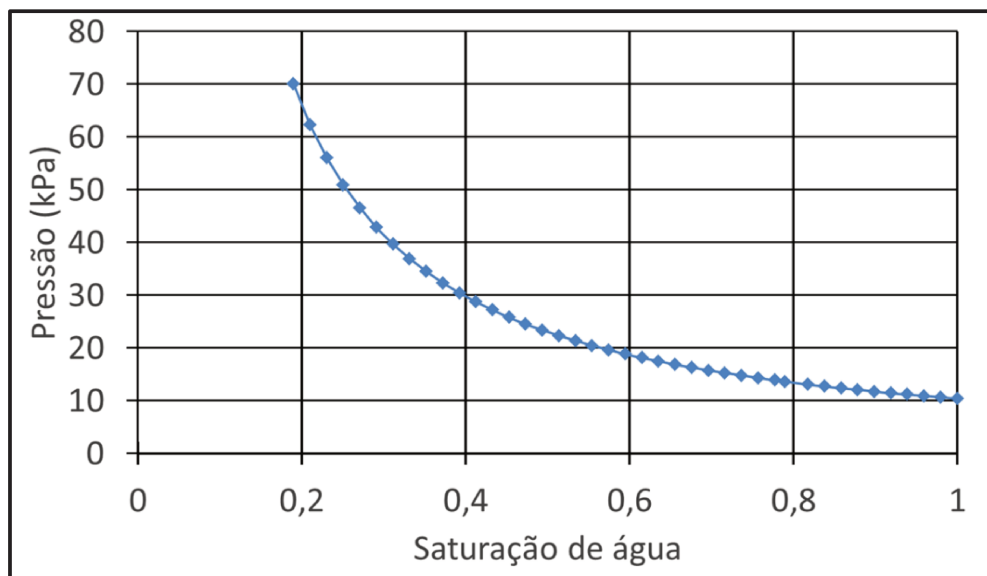


Figura 4.8 Curva de pressão capilar do modelo heterogêneo - Região I

A saturação de água inicial é dependente da curva de permeabilidade relativa, não tendo influência de aquífero. Ademais, assume-se a premissa de que todas as fraturas estão inicialmente preenchidas com óleo.

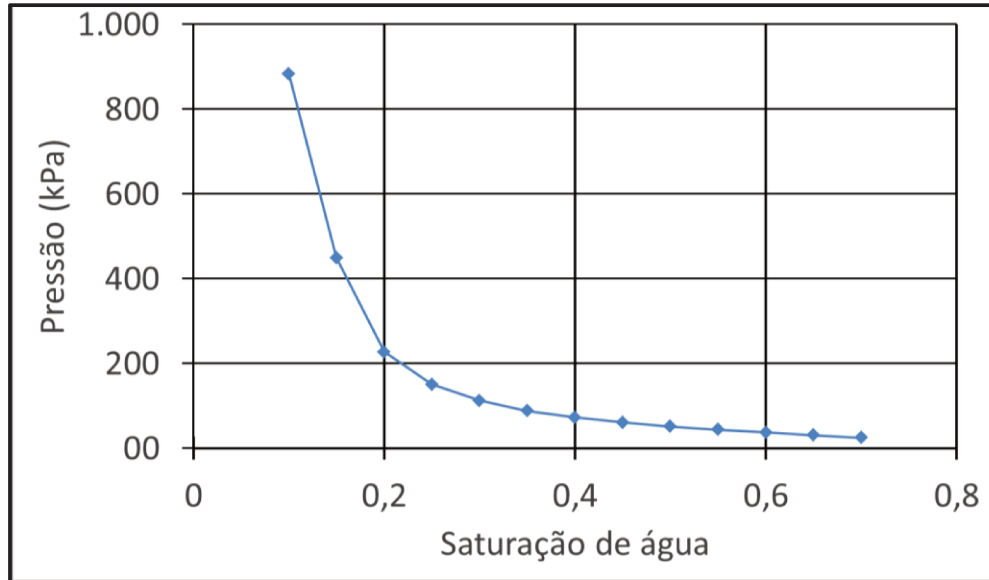


Figura 4.9 Curva de pressão capilar do modelo heterogêneo - Região II

A modelagem dos blocos fraturados é feita a partir do modelo de dupla porosidade – permeabilidade simples. A porosidade de fratura é 0,5% para os blocos fraturados. As demais propriedades petrofísicas do reservatório são heterogêneas e, além disso, o reservatório apresenta anisotropia de permeabilidade e de espaçamento entre fraturas, ou seja, as propriedades, além de variarem bloco a bloco, possuem valores diferentes para cada uma das direções no mesmo bloco.

Para comparar o modelo com os modelos isotrópicos utilizados na primeira etapa do presente estudo, propriedades médias do reservatório fraturado foram avaliadas. Para isso, calcularam-se, para cada bloco, a dimensão característica do bloco de matriz e a permeabilidade efetiva do meio anisotrópico, definidos conforme as Equações 2.13 e 4.1.

$$k_{f,eq} = \sqrt[3]{k_{f,i}k_{f,j}k_{f,k}}$$

Equação 4.1

Portanto, para o caso heterogêneo, o fator de transferência interporosidade fica definido conforme a Equação 4.2.

$$\lambda = 60 \frac{k_m r_w^2}{k_{f,eq} l^2}$$

Equação 4.2

A partir dessas definições foram calculados os valores dos parâmetros para toda a malha. As Figuras 4.10 a 4.14 apresentam os histogramas das propriedades do reservatório. Conforme se observa pelas figuras, a faixa de propriedades do reservatório está compreendida dentro da faixa de propriedades dos modelos homogêneos estudados (Tabela 4.5).

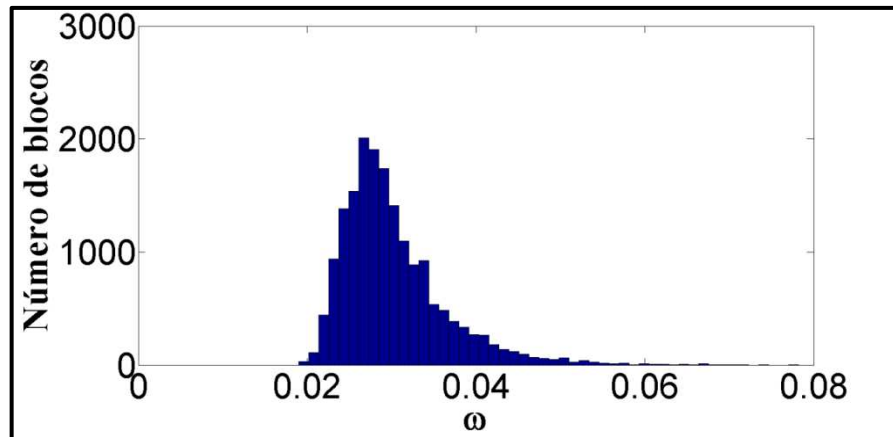


Figura 4.10 Histograma com a distribuição dos valores de ω no modelo de aplicação

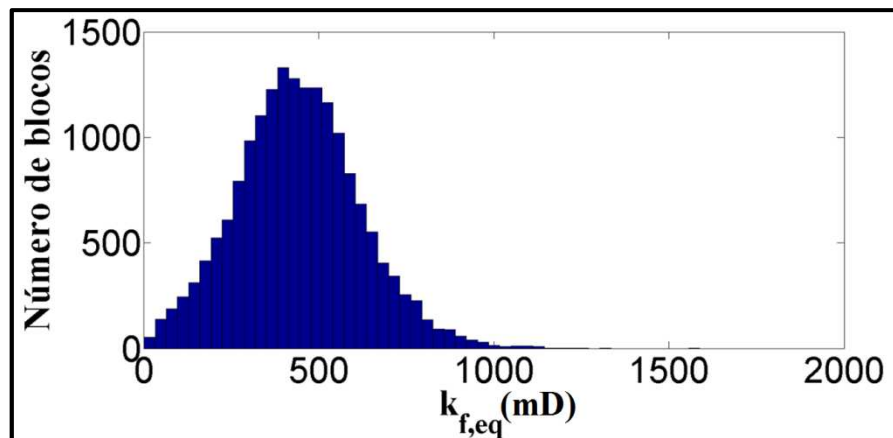


Figura 4.11 Histograma com a distribuição dos valores de permeabilidade equivalente de fraturas no modelo de aplicação

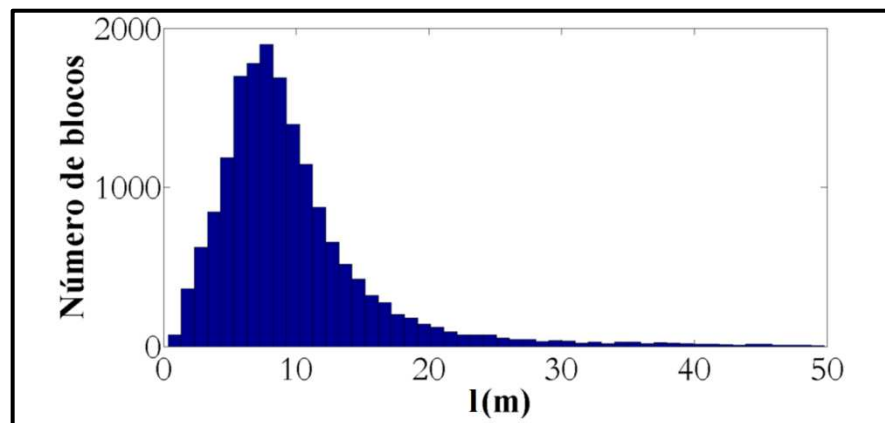


Figura 4.12 Histograma com a distribuição dos valores de dimensão equivalente dos blocos de matriz no modelo de aplicação

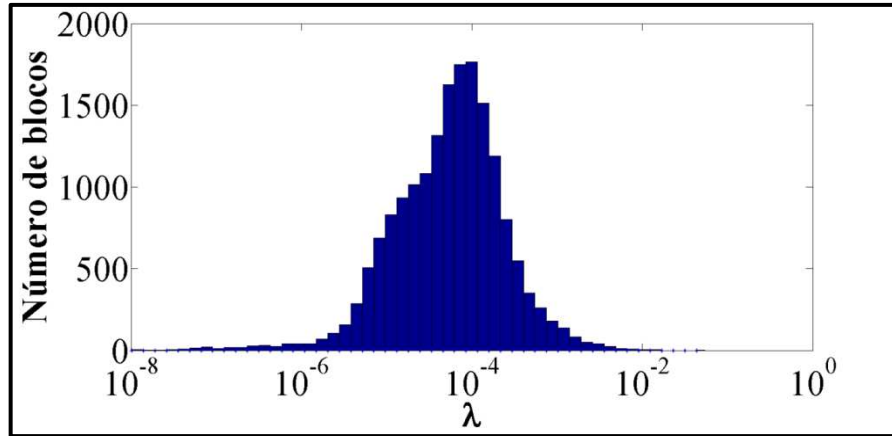


Figura 4.13 Histograma com a distribuição dos valores de λ no modelo de aplicação

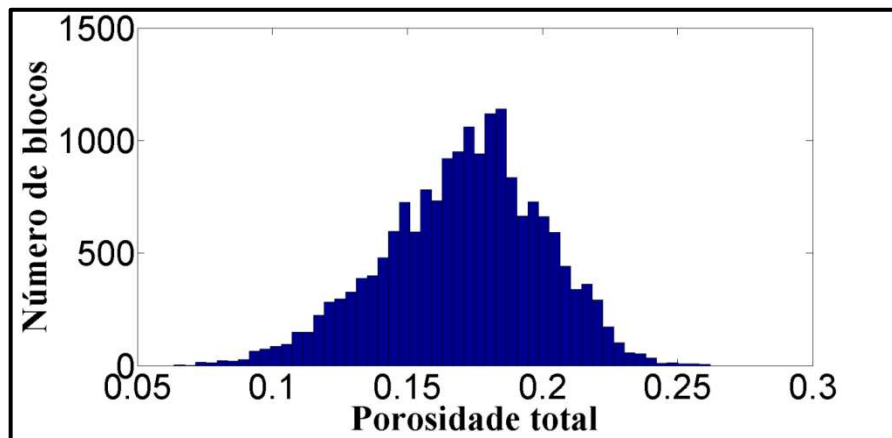


Figura 4.14 Histograma com a distribuição dos valores de porosidade da matriz no modelo de aplicação

4.2.1. Modelo equivalente de porosidade simples

O modelo de porosidade simples equivalente ao modelo de dupla porosidade heterogêneo foi criado baseado nas tendências dos resultados obtidos para os modelos homogêneos. As tendências foram utilizadas para determinar a metodologia de ajuste do modelo de aplicação. A generalização dos resultados do ajuste de produtividade foi utilizada para definir a malha de permeabilidade absoluta. Por sua vez, a avaliação da correlação entre os parâmetros de ajuste das pseudocurvas com as propriedades do modelo de dupla porosidade definiu a divisão das diferentes regiões de pseudocurvas do modelo de aplicação.

A malha de simulação do modelo de porosidade simples é a mesma do modelo de dupla porosidade, entretanto, com apenas um domínio.

As propriedades de PVT permanecem as mesmas do modelo de dupla porosidade. Além disso, para os 375 blocos originalmente modelados por porosidade simples, todas as propriedades permanecem as mesmas, incluindo as curvas de permeabilidade relativa.

O modelo de porosidade simples possui 8 tipos de curvas de permeabilidade relativa, sendo duas delas referentes às permeabilidades relativas dos blocos não fraturados e 6 pseudocurvas combinando o efeito da matriz e das fraturas.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 3 sobre os modelos descritos no Capítulo 4.

Primeiramente, são apresentados os resultados do ajuste dos modelos homogêneos, tanto para escoamento monofásico, como para escoamento bifásico. A aplicabilidade da técnica é apresentada na forma de mapas do erro no ajuste em função dos parâmetros ω e λ . O erro apresentado é tanto da vazão de óleo ao longo do tempo, como da distribuição de saturação ao longo da malha de simulação. São apresentadas as correlações entre os valores de α_f e β_{mo} com ω e λ .

A última seção compreende os resultados obtidos durante o ajuste do caso de aplicação descrito na Seção 4.2. São demonstrados os ajustes obtidos para o fluxo fracionário e pressão de fundo nos poços.

5.1. Casos de validação

5.1.1. Ajuste volumétrico

O ajuste do volume poroso e das fases foi satisfatório para todos os casos, com diferença sempre inferior a 0,01% entre o modelo de dupla porosidade e o modelo de porosidade simples. Esse resultado é esperado, uma vez que a porosidade e saturações iniciais do modelo são constantes e podem ser obtidas a partir de relações matemáticas simples.

5.1.2. Ajuste com escoamento monofásico

Para ajuste em condições de escoamento monofásico, a queda de pressão no fundo, tanto do poço produtor como do poço injetor, foi bem ajustada para todos os 280 modelos homogêneos testados dentro de 1% de tolerância. Um exemplo de curva ajustada está apresentado na Figura 5.1.

O poço injetor (que está fechado para esse caso) apresenta uma queda de pressão no fundo mais bem ajustada para casos com alto valor de λ . Para casos com menores valores de λ , alguma distinção de comportamento entre os modelos de dupla porosidade e de porosidade simples pode ser observada. A Figura 5.2 apresenta o ajuste da pressão no fundo do poço injetor para um caso com λ de 6×10^{-8} e ω de 0,0113. Essa diferença, entretanto, é bem inferior a 1% para todos os casos.

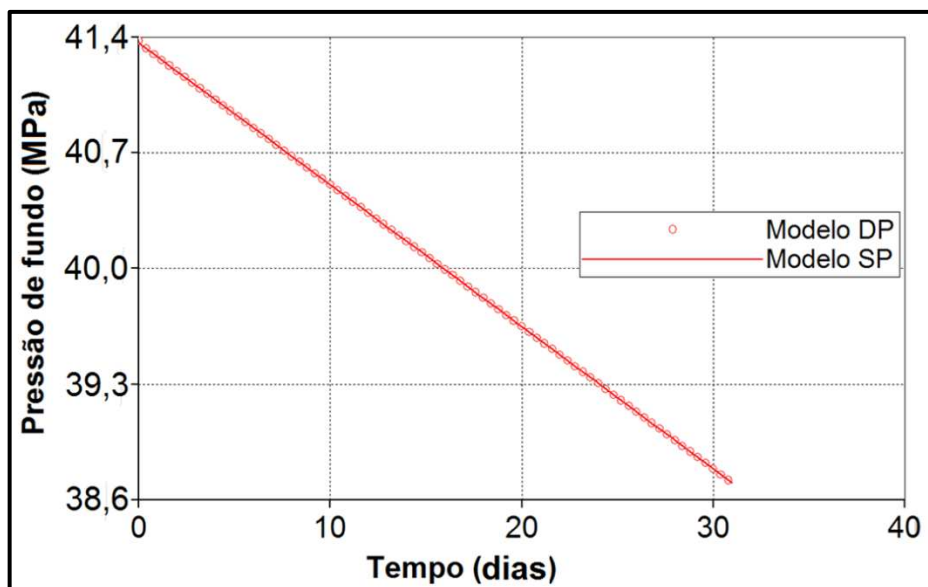


Figura 5.1 Ajuste da queda de pressão sob condição de regime monofásico para o poço produtor do caso de validação com $\phi_{SP} = 0,3$, $k_f = 700\text{mD}$, $\lambda = 6 \times 10^{-8}$ e $\omega = 0,017$

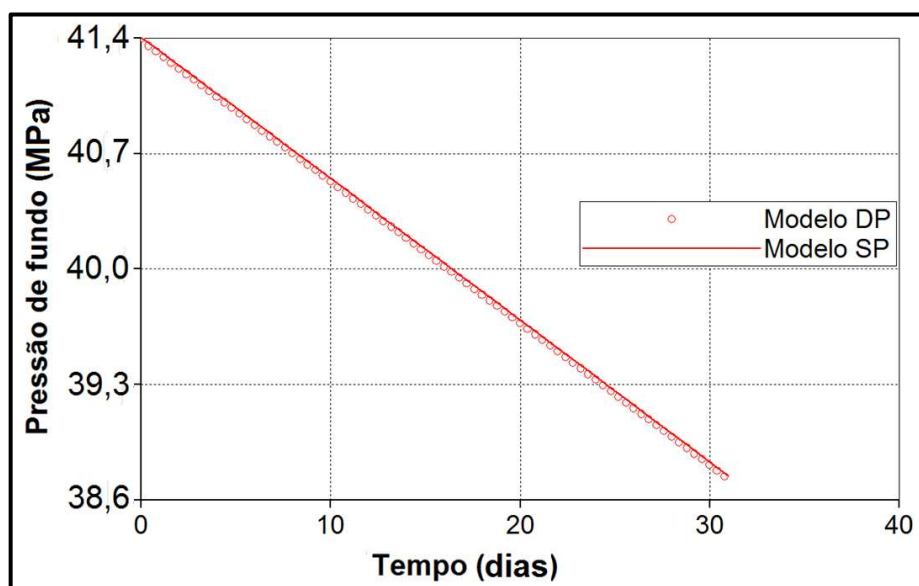


Figura 5.2 Ajuste da queda de pressão em regime de escoamento monofásico para o poço injetor do caso de validação com $\phi_{SP} = 0,3$, $k_f = 700\text{mD}$, $\lambda = 6 \times 10^{-8}$ e $\omega = 0,017$

5.1.2.1. Parâmetros obtidos e generalização

Os valores de pseudopermeabilidade obtidos para ajuste dos casos de validação foram comparados aos parâmetros ω e λ do modelo de dupla porosidade de referência. Os resultados dos ajustes numéricos de permeabilidade foram generalizados a partir da Equação 3.8, a partir da qual é possível prever o valor da permeabilidade do modelo de porosidade simples a partir de ω e λ .

A Figura 5.3 mostra os valores obtidos de pseudopermeabilidade absoluta para todos os 280 modelos a partir dos ajustes numéricos, normalizada pela permeabilidade das fraturas.

A Figura 5.4, por sua vez, mostra os valores previstos pela comparação entre a solução pseudopermanente de um modelo de porosidade simples com a aproximação pseudopermanente do modelo de Warren e Root (1963).

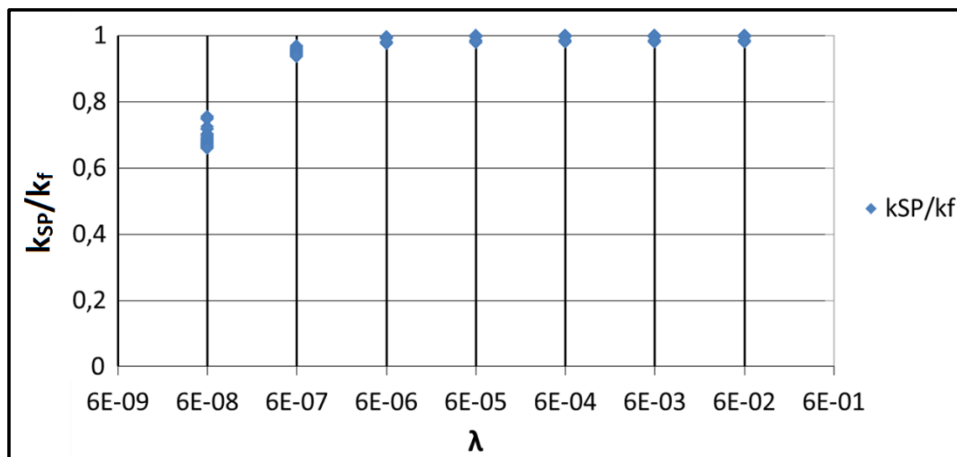


Figura 5.3 Valores de pseudopermeabilidade absoluta obtidos a partir do ajuste numérico dos casos de validação

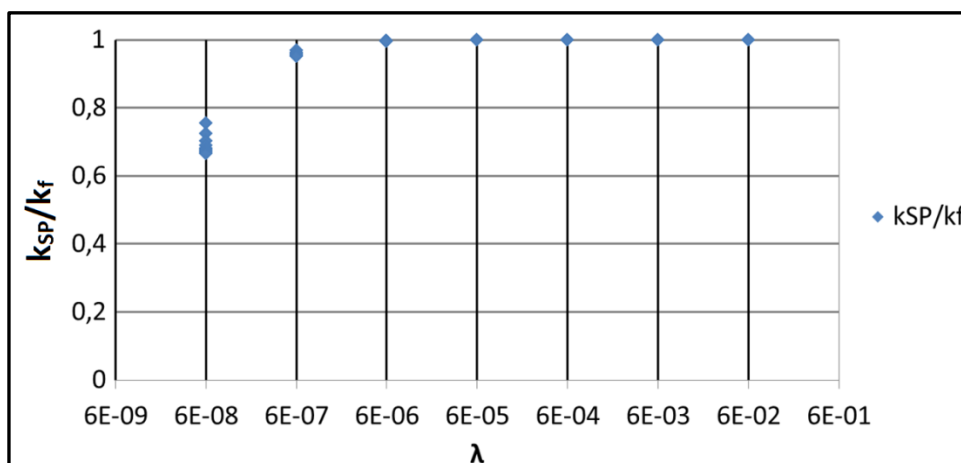


Figura 5.4 Valores de pseudopermeabilidade absoluta obtidos ajustando-se a Equação 3.8 aos dados da Figura 5.3

As permeabilidades obtidas para os modelos de porosidade simples respeitam a tendência esperada a partir da generalização da resposta pseudopermanente obtida por Warren e Root (1963) para o modelo de dupla porosidade, conforme se observa pela comparação entre a Figura 5.3 e a Figura 5.4. Para o caso transiente, espera-se uma resposta um pouco diferente. Entretanto, o período de regime transiente é, em geral, bastante curto.

Observa-se que os valores de pseudopermeabilidade absoluta obtidos variam mais para menores valores de λ e tendem ao mesmo valor da permeabilidade das fraturas conforme λ tende a valores superiores a 6×10^{-7} . Valores de λ dessa faixa ocorrem apenas em casos com permeabilidade de matriz muito fechada e alto espaçamento de fraturas.

5.1.3. Ajuste com escoamento bifásico

5.1.3.1. Análise de Sensibilidade

A Figura 5.5 apresenta os resultados da análise de sensibilidade dos parâmetros de ajuste das pseudocurvas. O parâmetro que teve maior influência sobre a vazão de óleo nos modelos foi β_{mo} , principalmente para valores próximos de zero, o que pode ser observado pela comparação entre o modelo base e o modelo de baixo β_{mo} , com valores de β_{mo} de 10^{-3} e 10^{-7} , respectivamente. Assim, a correta representação da variação da resposta em função de β_{mo} é mais bem obtida a partir do seu logaritmo e, portanto, os ajustes numéricos foram realizados a partir da normalização do seu logaritmo presente na Equação 3.15.

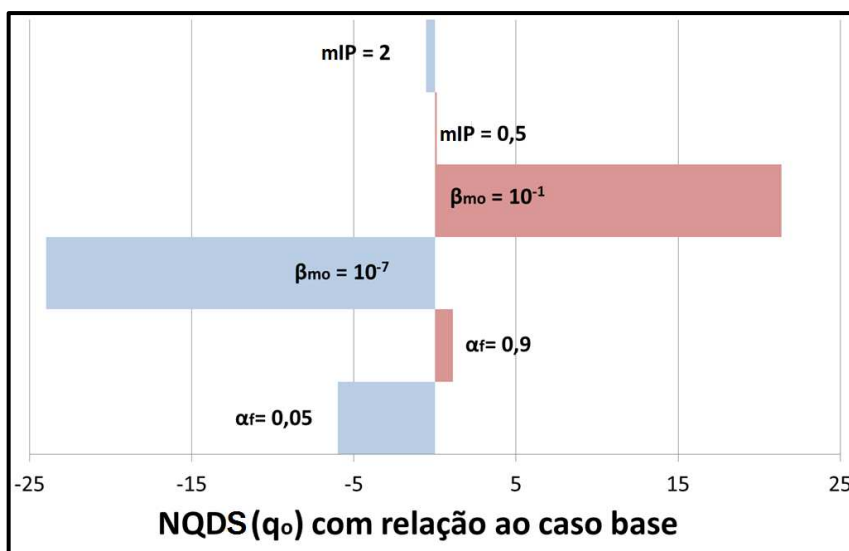


Figura 5.5 Resultado da análise de sensibilidade aos parâmetros α_f , β_{mo} e mIP

Os valores positivos e negativos do NQDS na Figura 5.5 indicam que o modelo composto pelo parâmetro testado apresenta, com relação ao modelo de referência, uma vazão maior ou menor de óleo, respectivamente. Observa-se que maiores valores de α_f ou de β_{mo} fazem com que a vazão de óleo seja maior. Maiores valores de α_f representam maior contribuição do comportamento de fraturas para a resposta do sistema e, conseqüentemente, transporte sem pressão capilar. Sem forças de restrição, a água varre uma fração maior do óleo móvel de um bloco de simulação antes de atingir o próximo bloco, acarretando em maiores vazões de óleo.

Maiores valores de β_{mo} , por sua vez, representam uma matriz mais aberta e, conseqüentemente, maiores valores de óleo produzido, especialmente para casos onde a rede de fraturas não possui grande estocagem.

O multiplicador de índice de produtividade do poço, mIP, por outro lado, apresenta baixa influência sobre a vazão, justificando sua utilização apenas para ajuste da pressão no fundo dos poços.

Os resultados da análise combinada entre α_f e β_{mo} estão presentes nas Figuras 5.6 e 5.7, também na forma de NQD da função vazão de óleo. Observa-se que a influência de um dos parâmetros sobre a resposta é sempre maior conforme o outro parâmetro apresenta valores menores. Para valores maiores de qualquer dos parâmetros, a resposta do outro parâmetro torna-se atenuada e, dessa forma, espera-se aleatoriedade no ajuste numérico decorrente da influência de um parâmetro sobre o outro.

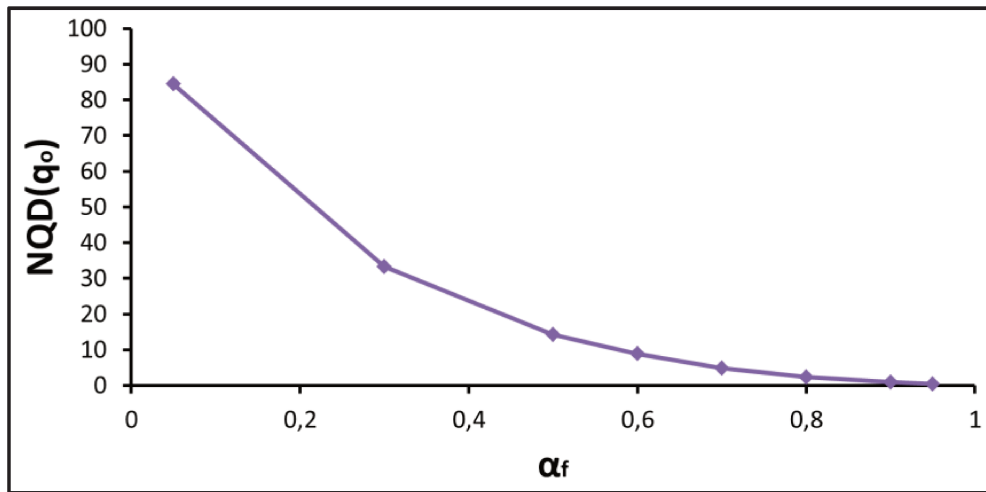


Figura 5.6 Sensibilidade a β_{mo} para diferentes valores de α_f

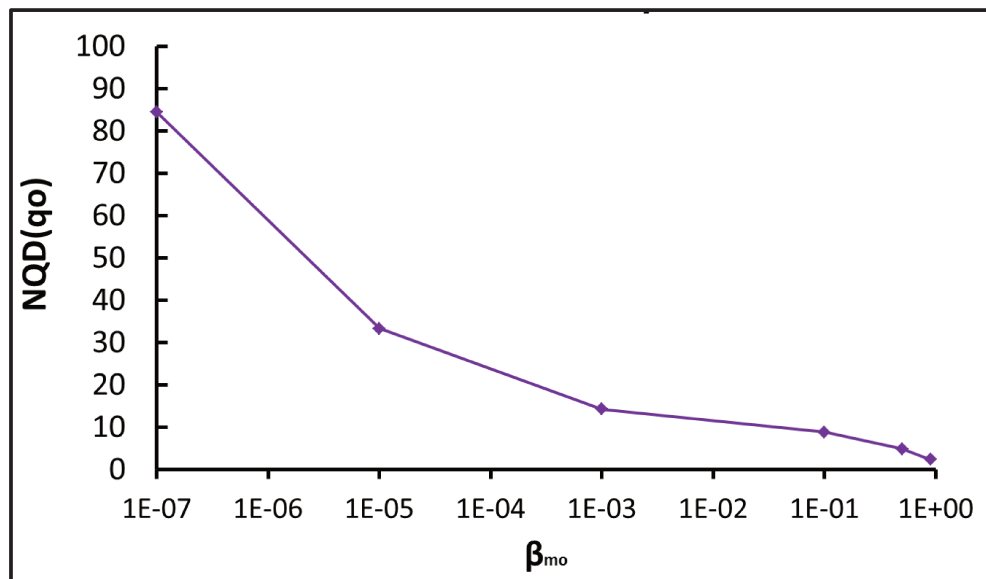


Figura 5.7 Sensibilidade a α_f para diferentes valores de β_{mo}

A Tabela 5.1 apresenta o tempo computacional para diferentes combinações dos parâmetros α_f e β_{mo} . Os parâmetros das pseudocurvas têm forte influência sobre o tempo de simulação dos modelos de porosidade simples.

Tabela 5.1 Análise do tempo computacional em função das pseudocurvas

α_f	β_{mo}	Tempo de simulação (s)
0,005	1×10^{-7}	6,46
0,005	1×10^{-4}	84,57
0,005	1×10^{-1}	44,74
0,05	1×10^{-7}	7,08
0,05	1×10^{-4}	25,79
0,05	1×10^{-1}	14,59
0,5	1×10^{-7}	6,19
0,5	1×10^{-4}	20,86
0,5	1×10^{-1}	7,85
0,9	1×10^{-7}	8,1
0,9	1×10^{-4}	9,91
0,9	1×10^{-1}	9,83

Valores baixos de α_f conduzem, em geral, a altos tempos de simulação. Além disso, os maiores tempos de simulação obtidos foram para valores intermediários de β_{mo} . Assim, a metodologia apresentada pode não ser eficiente para reservatórios cujo comportamento demande essa faixa de valores dos parâmetros para sua representação.

Quando os valores de α_f tornam-se muito pequenos, a permeabilidade relativa aumenta de maneira muito acentuada para pequenas alterações de saturação, levando a problemas no cálculo da derivada numérica e exigindo menores passos de tempo para a simulação. Por sua vez, se o valor de β_{mo} é muito pequeno, o transporte ocorre apenas com comportamento de fraturas e a simulação torna-se mais rápida. Quando os valores de β_{mo} tornam-se altos, as curvas de permeabilidade relativa não apresentam transição íngreme entre o comportamento de fratura e de matriz.

5.1.3.2. Ajuste das curvas de produção

Para ajuste em condições de escoamento bifásico, 97% dos modelos foram satisfatoriamente ajustados dentro de 10% de tolerância. Exemplos de curvas de produção de óleo e de água ajustadas estão apresentados nas Figuras 5.8 e 5.9.

A Figura 5.8 apresenta casos nos quais os parâmetros adimensionais λ e ω apresentam baixos valores, ou seja, a matriz apresenta baixa transmissibilidade e as fraturas apresentam baixa estocagem. Consequentemente, esses casos apresentam rápida irrupção de água,

representando comportamento típico de reservatórios naturalmente fraturados tipo II. Para representar com mais precisão a comparação do tempo de irrupção para os modelos, o eixo horizontal da figura está em escala logarítmica.

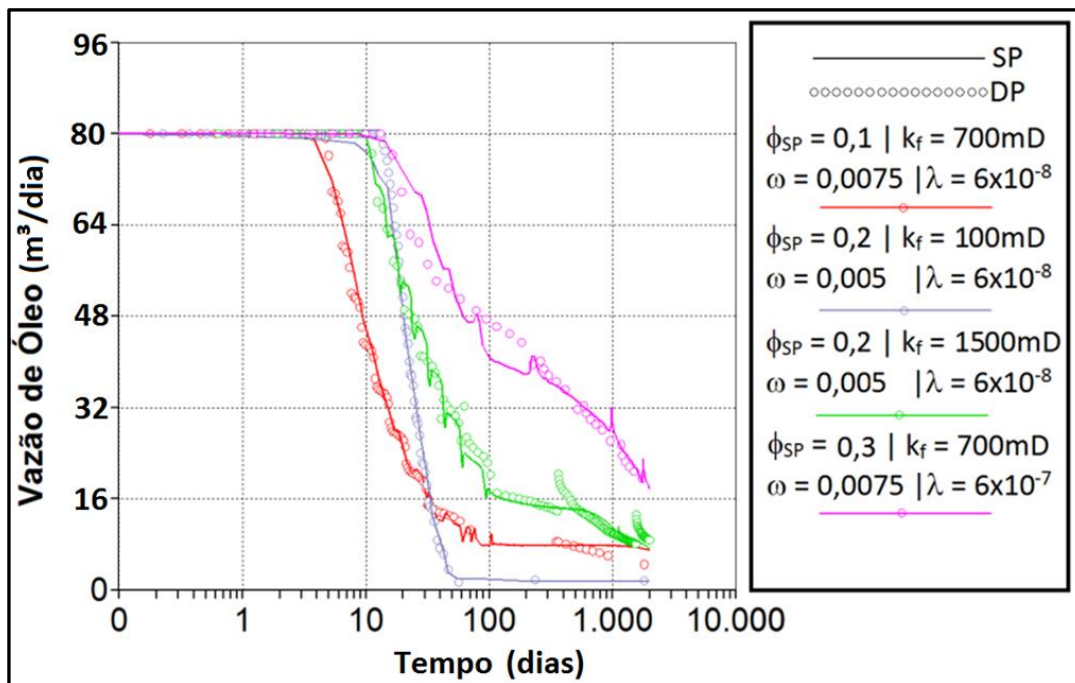


Figura 5.8 Queda da produção de óleo em decorrência da chegada de água - comparação entre modelos DP e os modelos SP ajustados

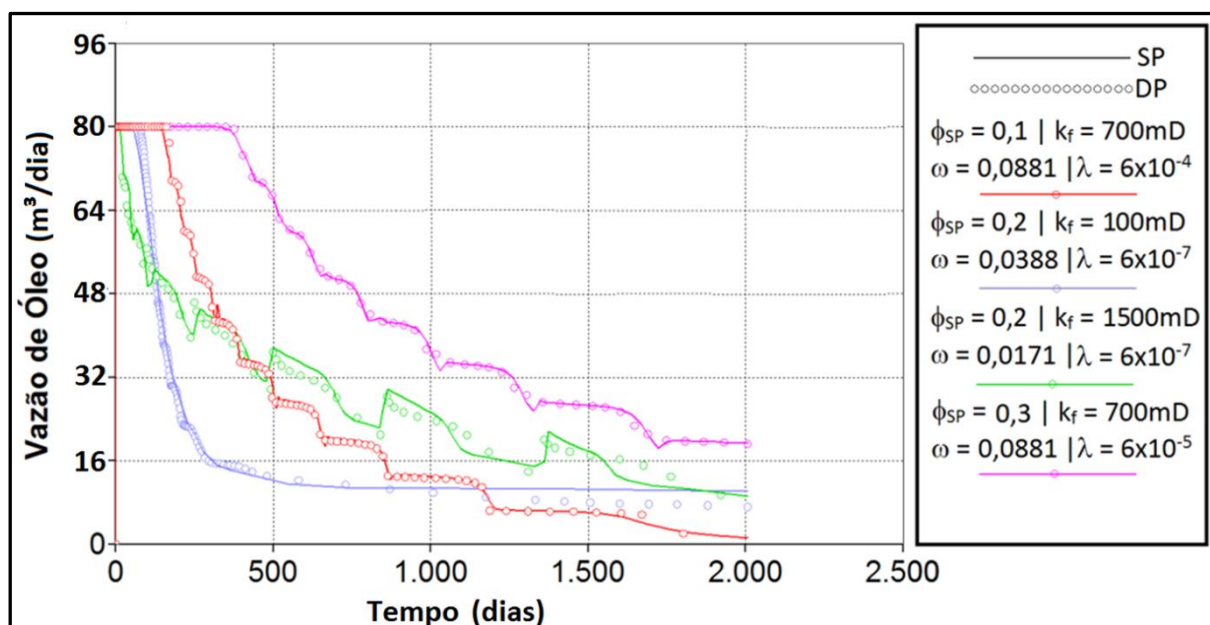


Figura 5.9 Queda da produção de óleo em decorrência da chegada de água - comparação entre modelos DP e os modelos SP ajustados

Todos os casos apresentados na Figura 5.8 possuem NQD próximo a 1. Percebe-se que mesmo para esses casos, a técnica utilizada consegue criar modelos de porosidade simples

capazes de representar a rápida irrupção de água típica dos modelos de dupla porosidade, mantendo os volumes originais de fluidos dos modelos.

A Figura 5.9, por sua vez, apresenta exemplos de casos cujo comportamento está bem ajustado em termos da função-objetivo, ou seja, casos em que o NQD é próximo de zero. A comparação das curvas demonstra como a técnica proposta é capaz de criar modelos que abranjam os diferentes tipos de comportamento de produção em reservatórios fraturados, representando bem o tempo de irrupção e aumento do corte de água com o tempo de produção.

Os ruídos presentes nas curvas de produção das Figuras 5.8 e 5.9 ocorrem nos casos com alta permeabilidade (700mD ~ 1500mD). Como a permeabilidade é isotrópica nas três direções, a alta permeabilidade vertical induz altos fluxos nos blocos completados, causando um pico inicial de produção de água que depois é estabilizado quando as pressões são reequilibradas.

As Figuras 5.10 a 5.13 apresentam o NQD para a vazão de óleo em função dos parâmetros λ e ω do modelo de dupla porosidade. Observa-se que os maiores erros ocorrem nas regiões de baixos valores de ambos os parâmetros. Nessas regiões, a cinética de transferência matriz-fratura é mais lenta, existindo um atraso relativo entre o transporte do fluido nas fraturas e o transporte do fluido da matriz para as fraturas. Nesse caso, o comportamento do modelo de dupla porosidade é mais distinto do comportamento de modelos convencionais e as limitações da aproximação do sistema por porosidade simples se tornam mais acentuadas.

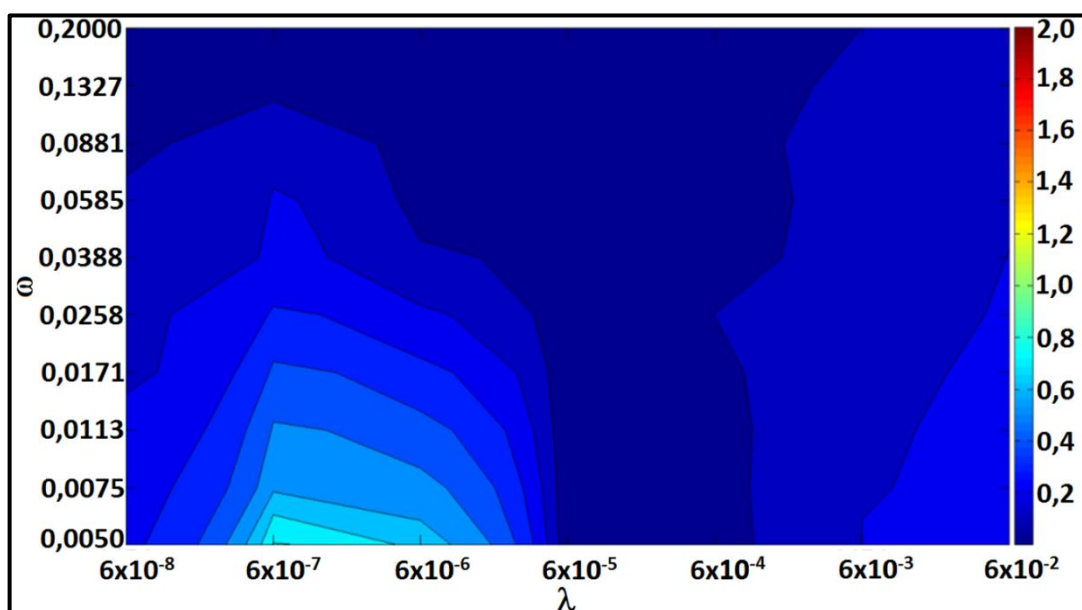


Figura 5.10: Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$

Para casos com rápida cinética matriz-fratura ou alta porosidade de fraturas o ajuste apresenta menores erros. Nos dois casos, o tempo de transporte matriz-fratura se aproxima do tempo de transporte pelas fraturas. No primeiro caso, a forte transmissibilidade da matriz permite que o transporte de água das fraturas para a matriz ocorra em um tempo semelhante ao transporte através das fraturas. No caso de alta porosidade das fraturas, o tempo de transporte entre fraturas aumenta, concedendo tempo a dessaturação da matriz durante o processo. Dessa forma, não se criam caminhos preferenciais e o sistema se comporta de maneira semelhante a um sistema de porosidade simples.

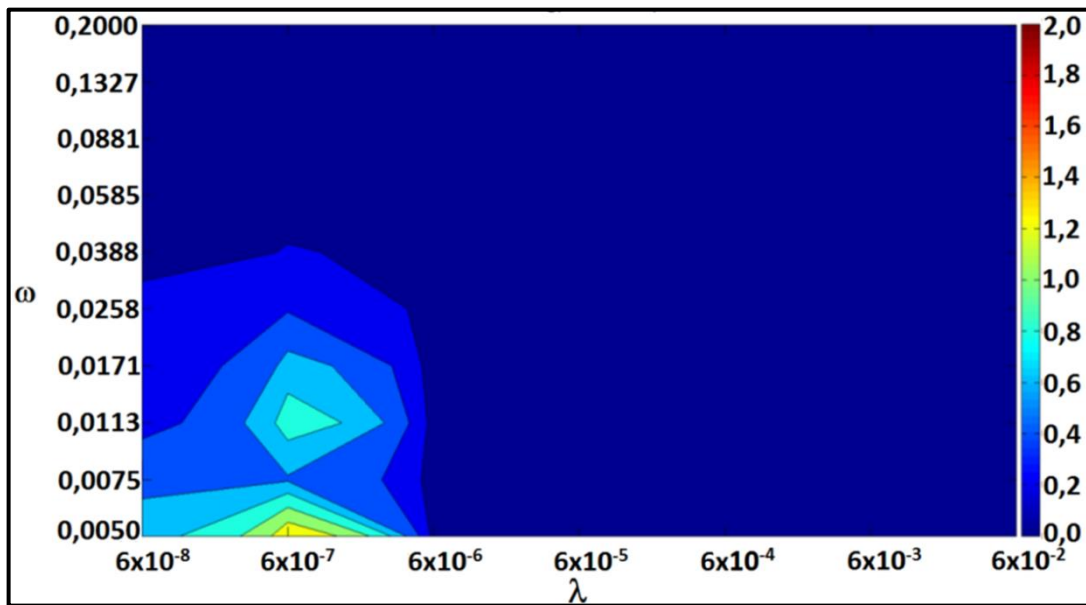


Figura 5.11 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\phi_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$

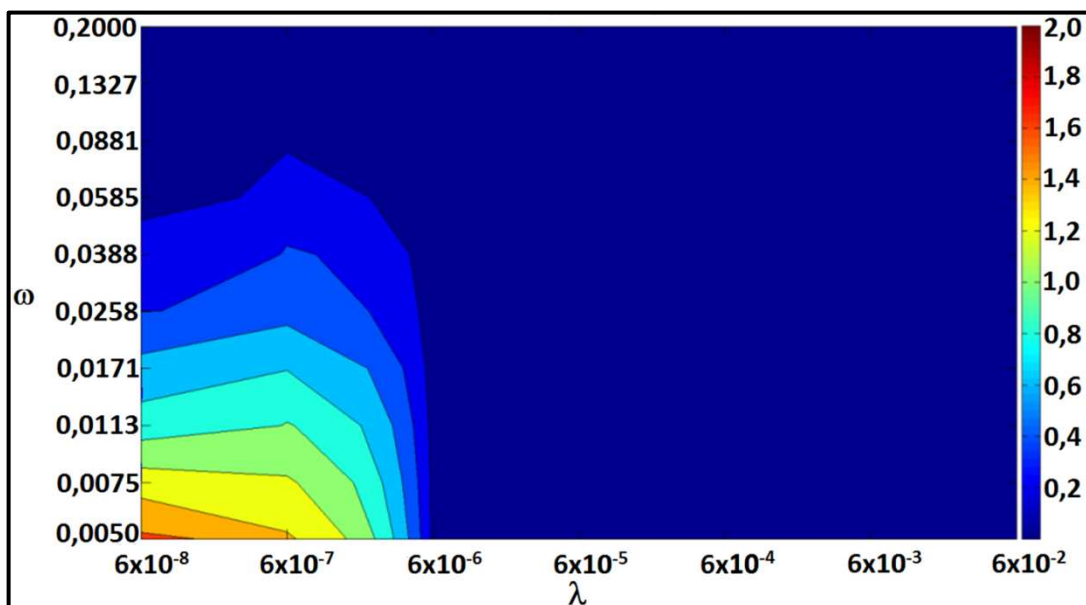


Figura 5.12 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\phi_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$

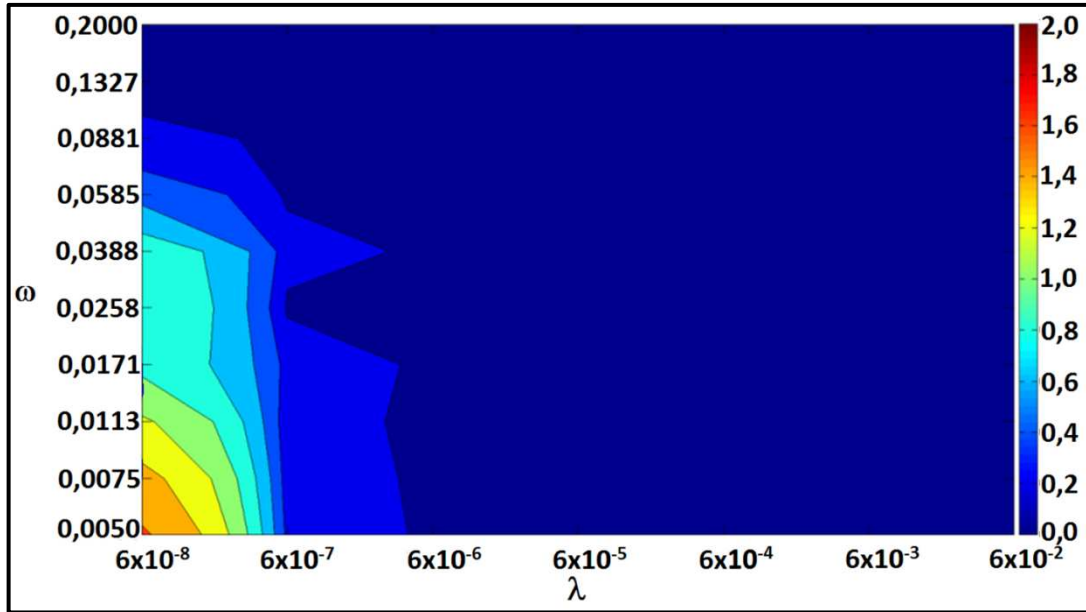


Figura 5.13 Distribuição do NQD do ajuste da vazão de óleo para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$

A partir da comparação entre as Figuras 5.10 a 5.13, observa-se que a tendência do NQD em função de λ e ω se mantém o mesmo para as diferentes combinações de ϕ_{SP} e k_f testados, atestando que os parâmetros λ e ω podem ser utilizados como indicadores da aplicabilidade da técnica proposta no presente artigo e, além disso, como indicadores do comportamento de sistemas de dupla porosidade.

As Figuras 5.14 a 5.17 apresentam os mapas do NQD da saturação ao longo de toda a malha para o terceiro ano de produção, em função dos parâmetros λ e ω . O NQD é mais alto nas regiões com maiores valores de NQD para dados de poço. Portanto, para os casos nos quais a vazão de óleo está bem ajustada, a saturação ao longo da malha também é, em geral, bem representada pelo modelo de porosidade simples. Para todos os casos, o NQD de saturação é sempre inferior a 1 para λ superior a 6×10^{-6} .

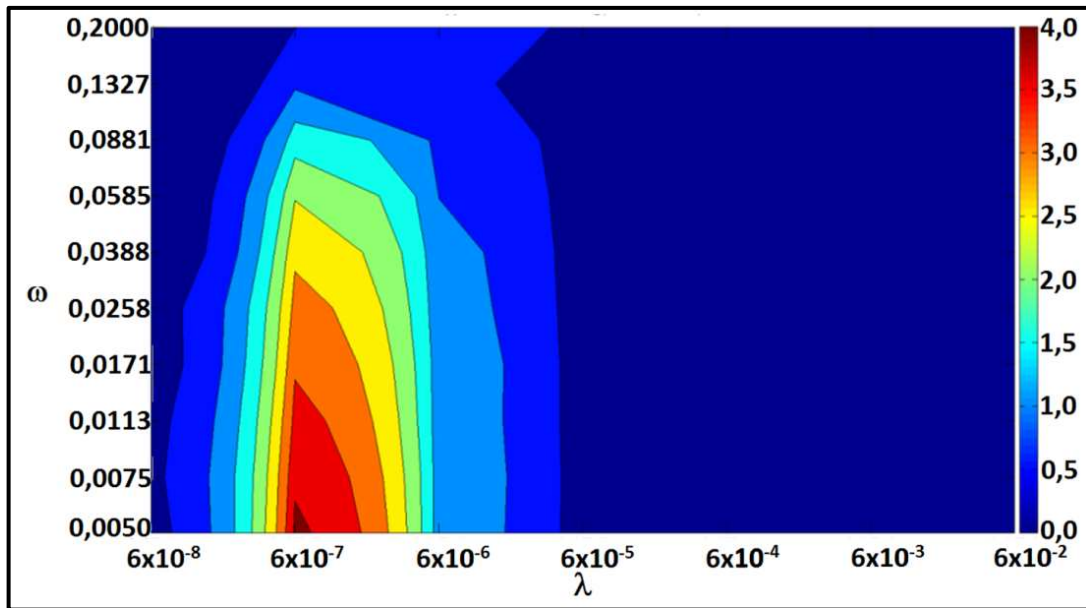


Figura 5.14 NQD da saturação depois de 3 anos para $\varnothing_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$

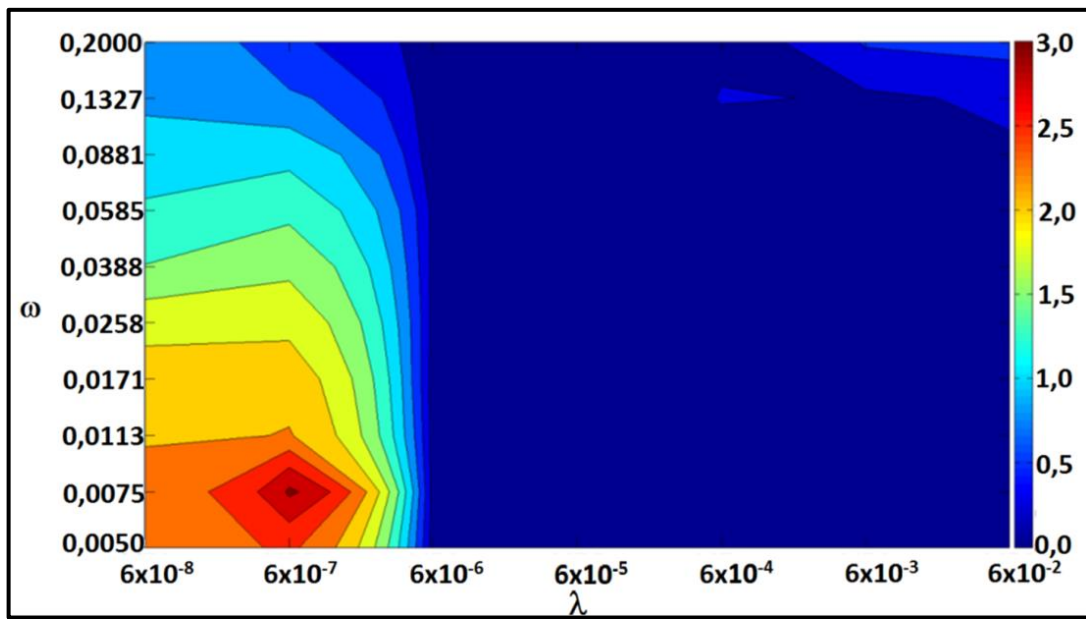


Figura 5.15 NQD da saturação depois de 3 anos para $\varnothing_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$

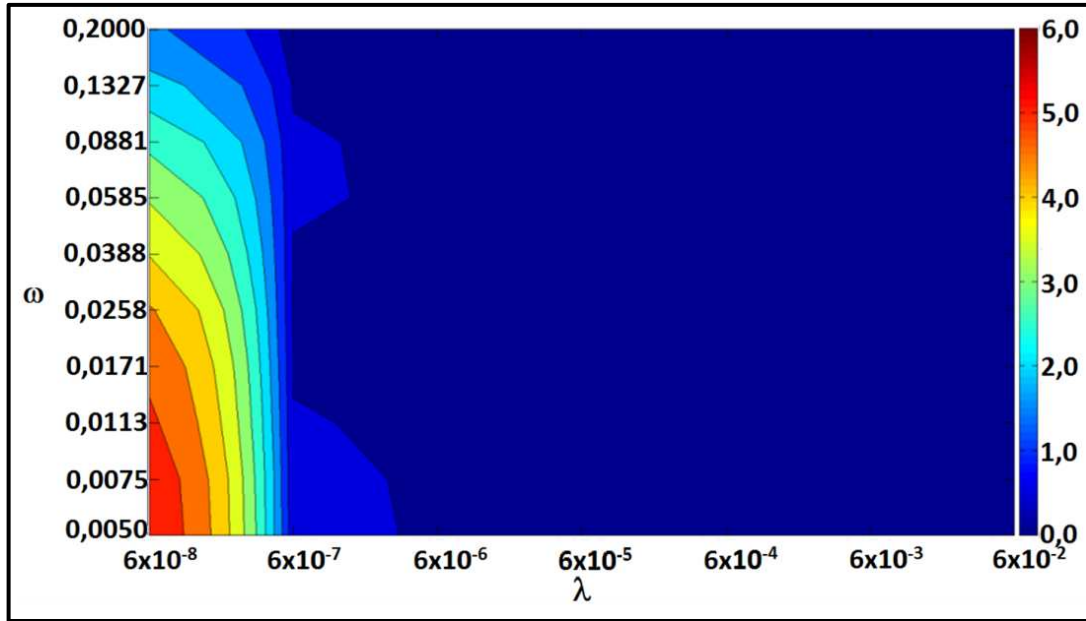


Figura 5.16 NQD da saturação depois de 3 anos para $\varnothing_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$

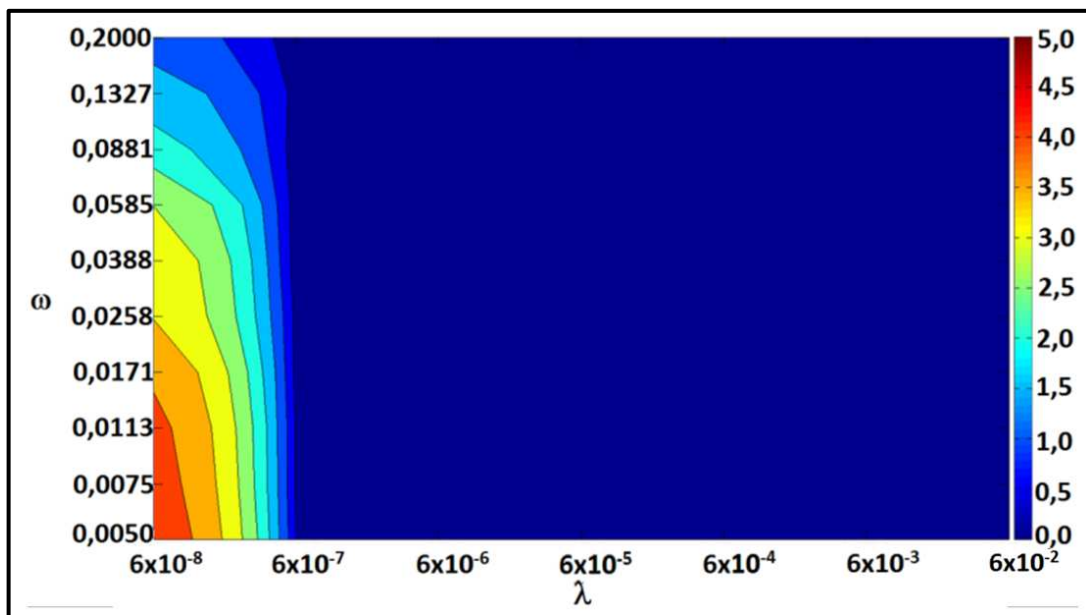


Figura 5.17 NQD da saturação depois de 3 anos para $\varnothing_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$

Para uma análise mais detalhada no tempo, a Figura 5.18 apresenta uma comparação da evolução da saturação para uma região no centro da malha entre os dois modelos. Para casos com maior valor de λ , a variação da saturação do sistema inteiro possui comportamento de fratura, ou seja, a matriz responde instantaneamente à queda de pressão nas fraturas e o sistema se comporta como um meio homogêneo com propriedades mistas. Para valores mais baixos de λ , a aproximação pelas pseudocurvas fornece padrões de variação de saturação diferentes.

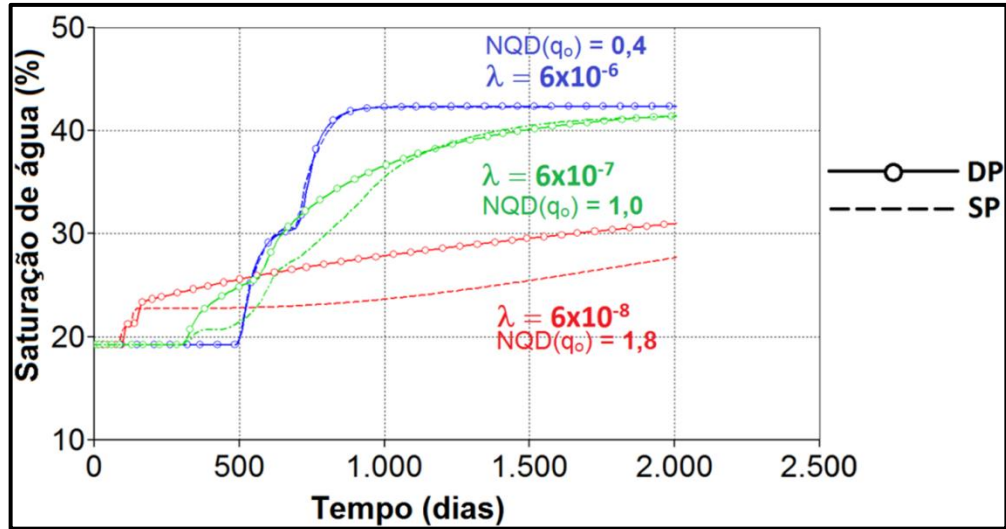


Figura 5.18 Comparação da variação da saturação em um bloco no centro do modelo para três modelos com valores distintos de λ

5.1.4. Parâmetros e Pseudocurvas obtidas

As Figuras 5.19 a 5.22 apresentam a tendência do parâmetro β_{mo} com os parâmetros λ e ω . Conforme se observa, o parâmetro depende essencialmente de λ . Maiores valores de λ implicam em transferência mais acentuada da matriz para as fraturas e, portanto, maior influência do comportamento de matriz para a mobilidade do óleo no reservatório, conduzindo a maiores valores de β_{mo} .

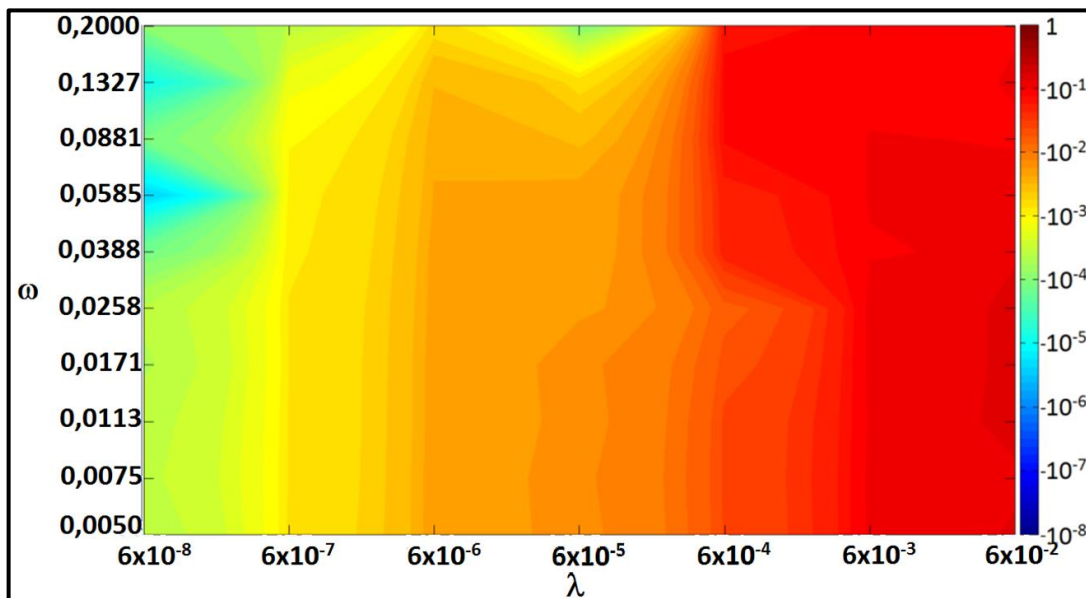


Figura 5.19 Valores de β_{mo} ajustados para $\phi_{sp} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$

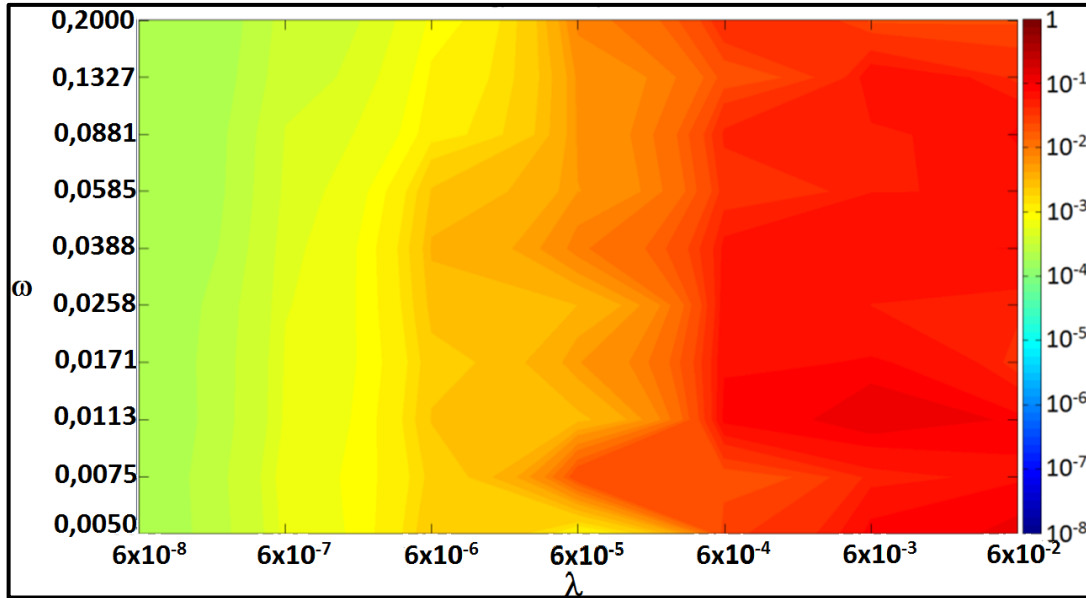


Figura 5.20 Valores de β_{mo} ajustados para $\phi_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$

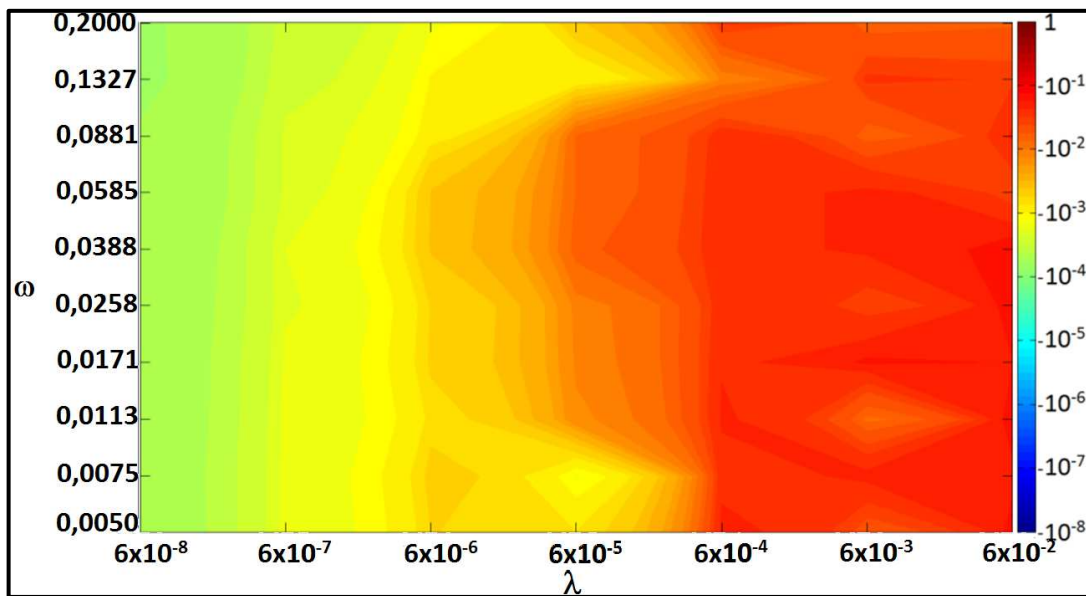


Figura 5.21 Valores de β_{mo} ajustados para $\phi_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$

Uma comparação entre as figuras revela que a tendência do parâmetro ajustado é semelhante para todas as combinações de porosidade total e permeabilidade de fraturas testadas, mas que o parâmetro assume, em geral, valores ligeiramente mais baixos para maiores valores de permeabilidade de fraturas. Além disso, a partir de valores de λ superiores a 6×10^{-5} , os valores obtidos para o parâmetro β_{mo} não possuem um padrão claro, conforme previsto pela análise de sensibilidade.

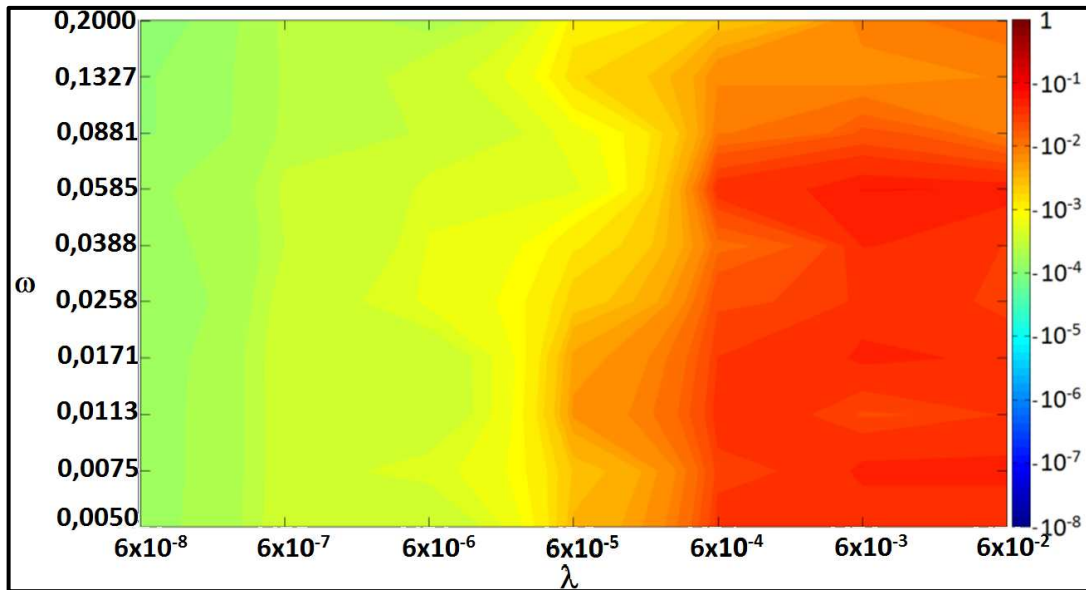


Figura 5.22 Valores de β_{mo} ajustados para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$

As Figuras 5.23 a 5.26 apresentam os valores obtidos para α_f em função dos parâmetros λ e ω . São notáveis dois comportamentos distintos do parâmetro:

- α_f apresenta alta dependência de ω para valores baixos de λ sendo semelhantes aos valores obtidos pela Equação 2.32 de van Lingen et al. (2001) (Figura 5.27).
- α_f se aproxima de 1 para valores mais altos de λ , tornando-se independente de ω .

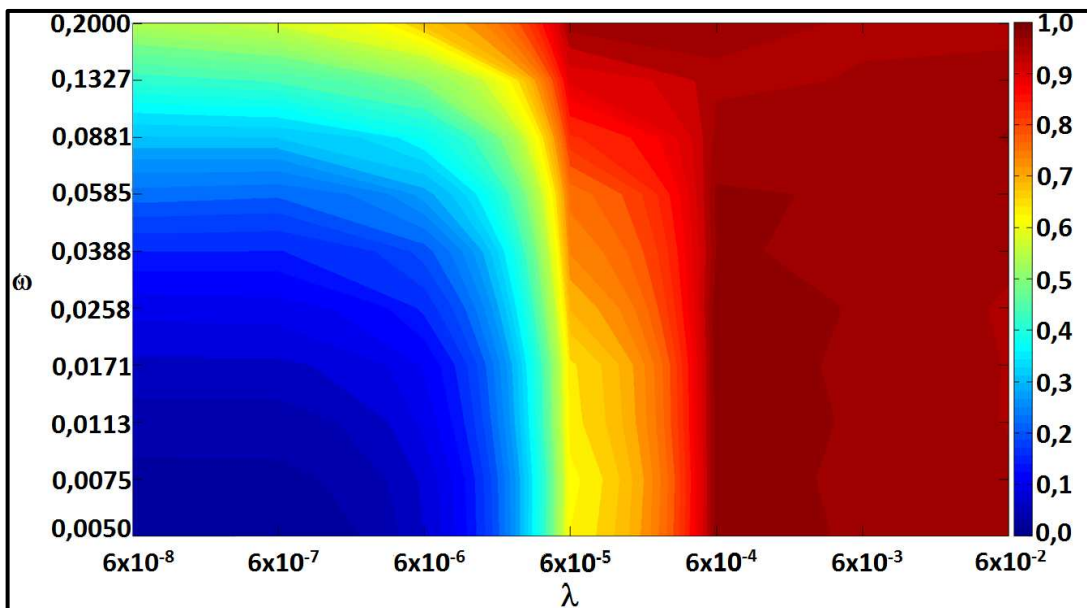


Figura 5.23 Valores de α_f ajustados para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$

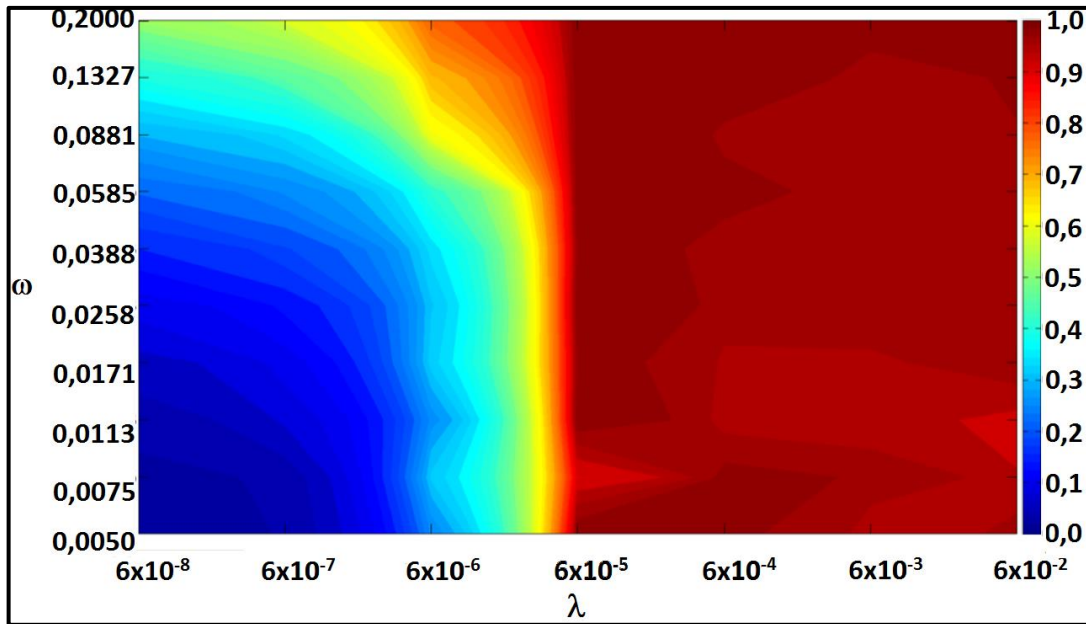


Figura 5.24 Valores de α_f ajustados para $\varnothing_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$

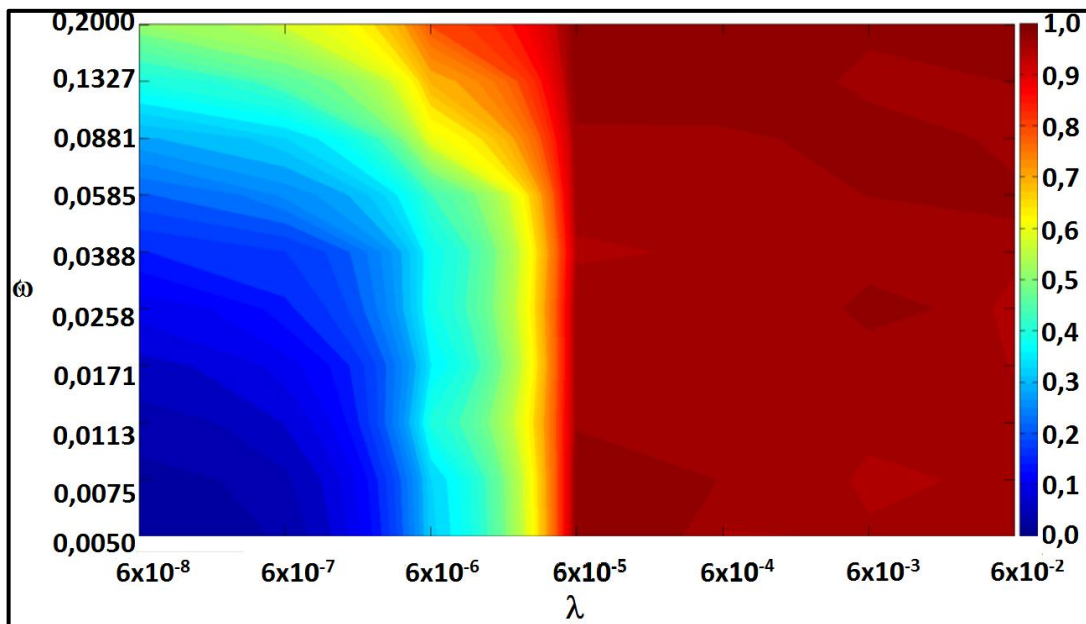


Figura 5.25 Valores de α_f ajustados para $\varnothing_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$

A transição de comportamentos indica que para casos em que a transferência matriz-fratura é lenta, considerar o preenchimento das fraturas anterior ao da matriz é uma boa aproximação, mas que esse padrão de preenchimento não se mantém para cinéticas mais velozes de transferência.

Comparando-se as Figuras 5.23 a 5.26, nota-se que para valores maiores de permeabilidade das fraturas, a transição de comportamento de α_f ocorre para menores valores de λ . Uma comparação entre as Figuras 5.24 e 5.25 demonstra que os valores de α_f não são dependentes da porosidade total do sistema de dupla porosidade.

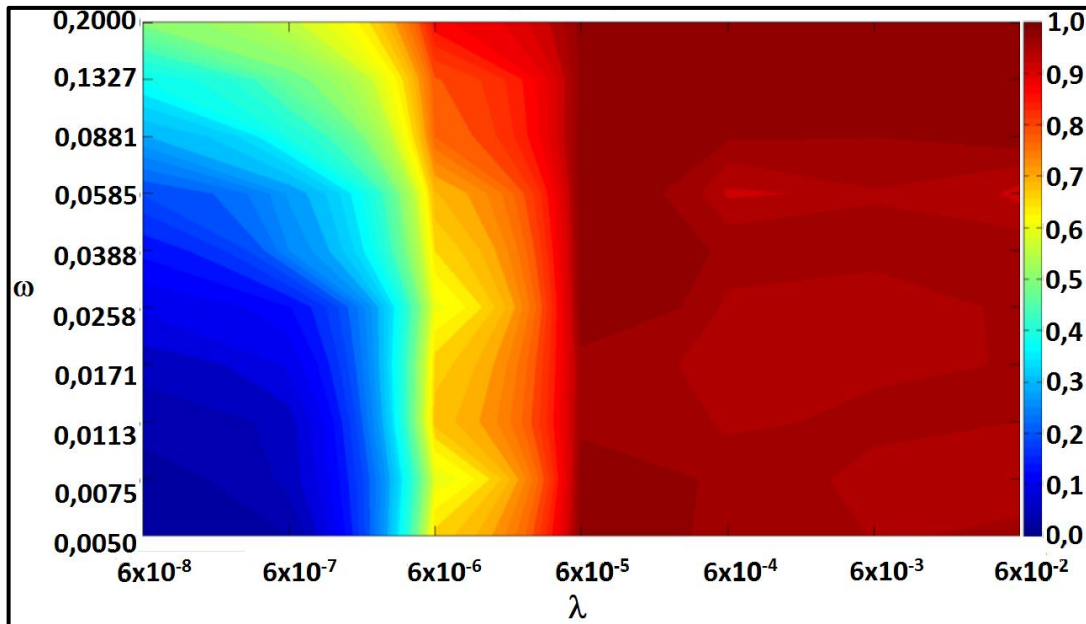


Figura 5.26 Valores de α_f ajustados para $\phi_{sp} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$

A Figura 5.27 apresenta os valores de α_f segundo a definição de van Lingen et al. (2001). Pela definição, os valores dividem as pseudocurvas em regiões em que o transporte ocorre apenas pelas fraturas ou apenas pela matriz, ou seja, as fraturas enchem completamente de água antes de começar a embebição na matriz. Comparando a Figura 5.27 com as Figuras 5.23 a 5.26, percebe-se que essa consideração é válida para baixos valores de λ , região onde os valores de α_f obtidos coincidem com os definidos por van Lingen et al.

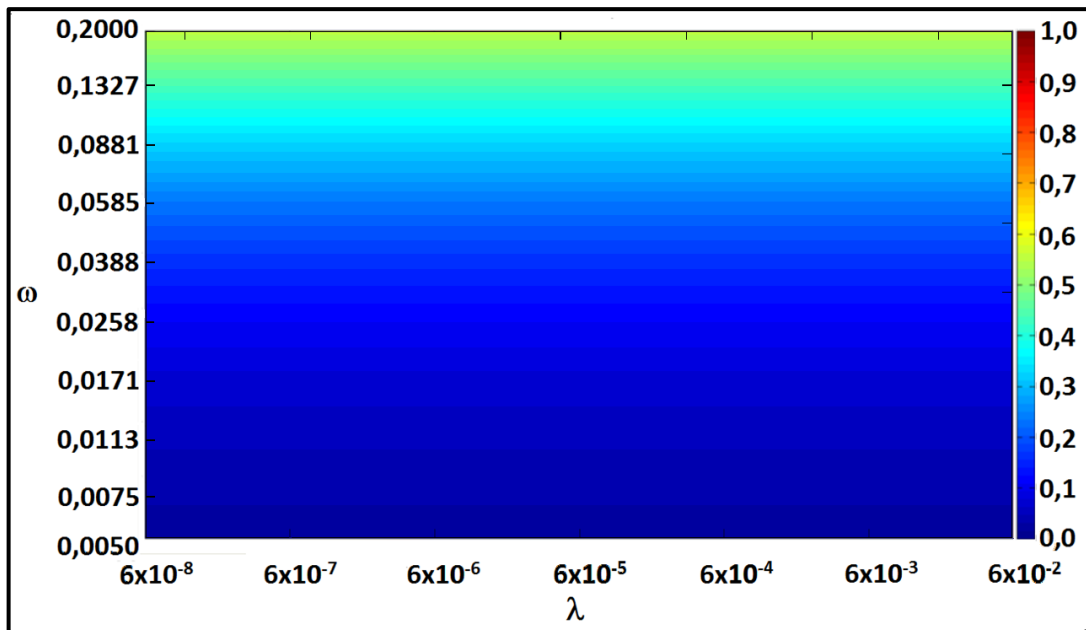


Figura 5.27 Valores de α_f segundo a definição de van Lingen et al. (2001)

O multiplicador de índice de produtividade do poço mIP apresenta, em geral, valores próximos à unidade. A única exceção são os casos de valores mais baixos de λ . Como o índice de produtividade do poço relaciona a pressão com a vazão, para os casos de baixo λ , o valor do multiplicador é maior e compensa a permeabilidade mais baixa encontrada durante a etapa de escoamento monofásico (Figura 5.3).

5.1.5. Tempo de simulação

A Tabela 5.2 apresenta dados da razão entre o tempo de simulação do modelo de dupla porosidade e o tempo de simulação do seu equivalente de porosidade simples. Conforme se observa, o desempenho dos modelos de porosidade simples se mostrou superior ao desempenho dos modelos de dupla porosidade.

Tabela 5.2 Comparação de desempenho computacional entre modelos DP e SP

	$\varnothing_{SP} = 0,2$ $k_f = 100mD$	$\varnothing_{SP} = 0,3$ $k_f = 700mD$	$\varnothing_{SP} = 0,1$ $k_f = 700mD$	$\varnothing_{SP} = 0,2$ $k_f = 1500mD$
t_{DP}/t_{SP} mínimo	0,97	0,74	0,20	0,25
t_{DP}/t_{SP} máximo	9,13	18,0	17,3	17,8
t_{DP}/t_{SP} médio	2,53	4,39	4,47	5,52
t_{DP}/t_{SP} mínimo (malha 30X30)	0,46	0,41	0,20	0,38
t_{DP}/t_{SP} máximo (malha 30X30)	6,58	21,4	24,0	33,5
t_{DP}/t_{SP} médio (malha 30X30)	2,48	4,91	5,17	6,69

Os mapas das Figuras 5.28 a 5.31 relacionam a razão do tempo de simulação aos parâmetros ω e λ para todos os casos testados.

Para o caso com menor permeabilidade das fraturas (Figura 5.28), os modelos de porosidade simples apresentam, em geral, desempenho computacional bastante parecido aos modelos de dupla porosidade (em média, 2,5 vezes mais rápido). Por outro lado, para um modelo homogêneo simples e refinado, com alta permeabilidade de fraturas e rápida transferência matriz-fratura, os modelos de porosidade simples puderam ser simulados até 33 vezes mais rápido.

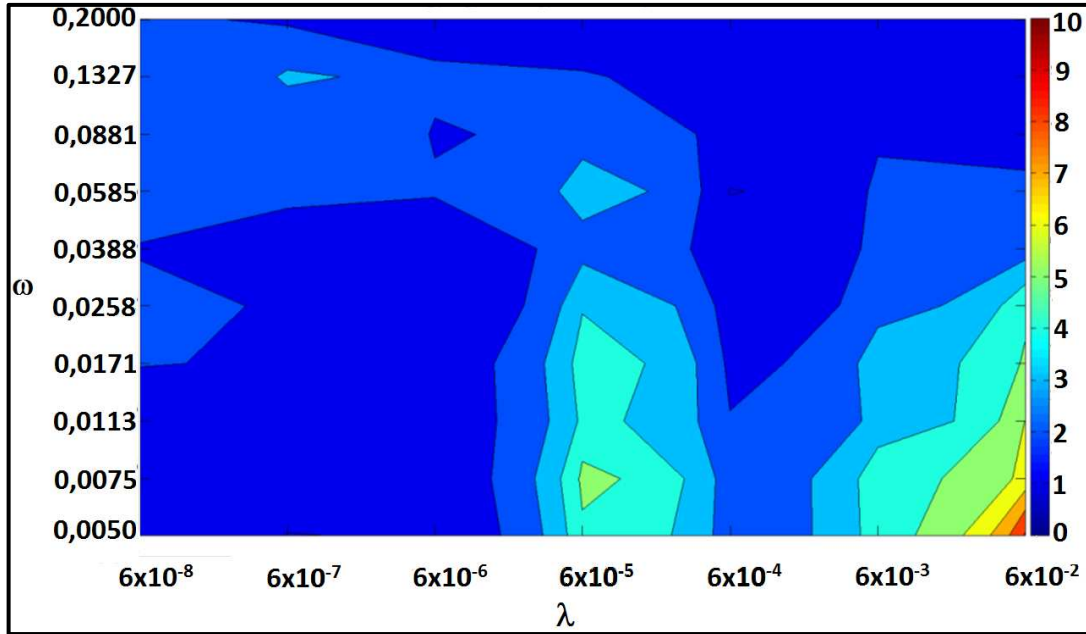


Figura 5.28 t_{DP}/t_{SP} para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 100\text{mD}$

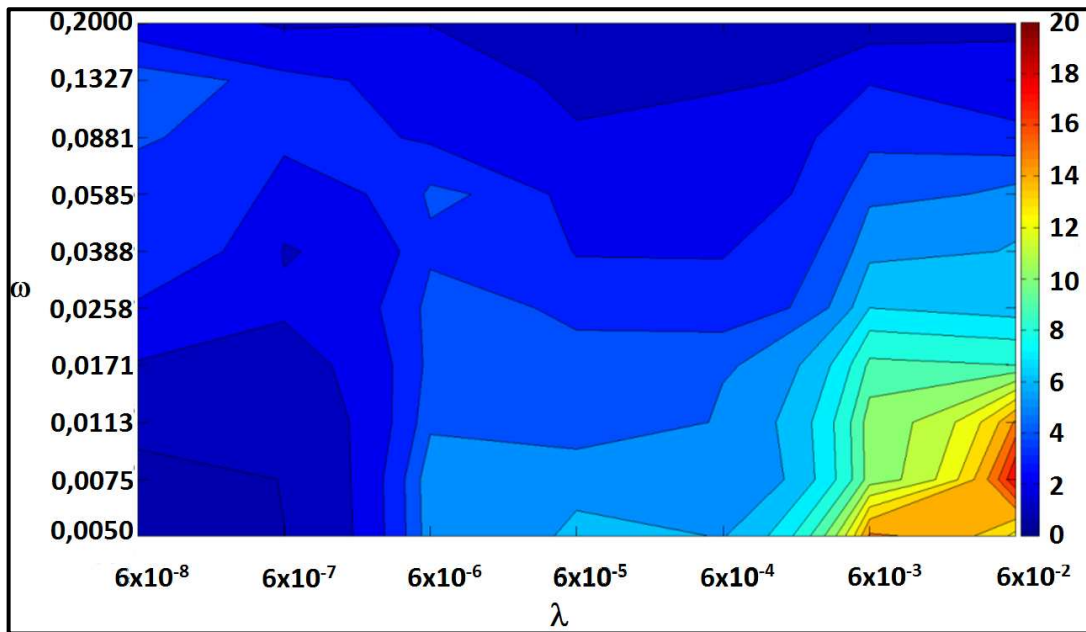


Figura 5.29 t_{DP}/t_{SP} para $\phi_{SP} = 0,3$ e $k_f = 700\text{mD}$

O maior ganho de desempenho computacional ocorre para casos com altos valores de λ e baixos valores de ω . Para esses casos, a rápida alteração da saturação em ambos os meios – matriz e fraturas – conduz a baixos valores de passo de tempo para representação do problema e, dessa forma, o modelo de dupla porosidade requer mais tempo para simular. O sistema composto escapa desse problema, já que a variação de saturação ocorre em um único meio. Um exemplo de pseudocurva obtido para esse tipo de combinação de parâmetros é apresentado na Figura 5.32.

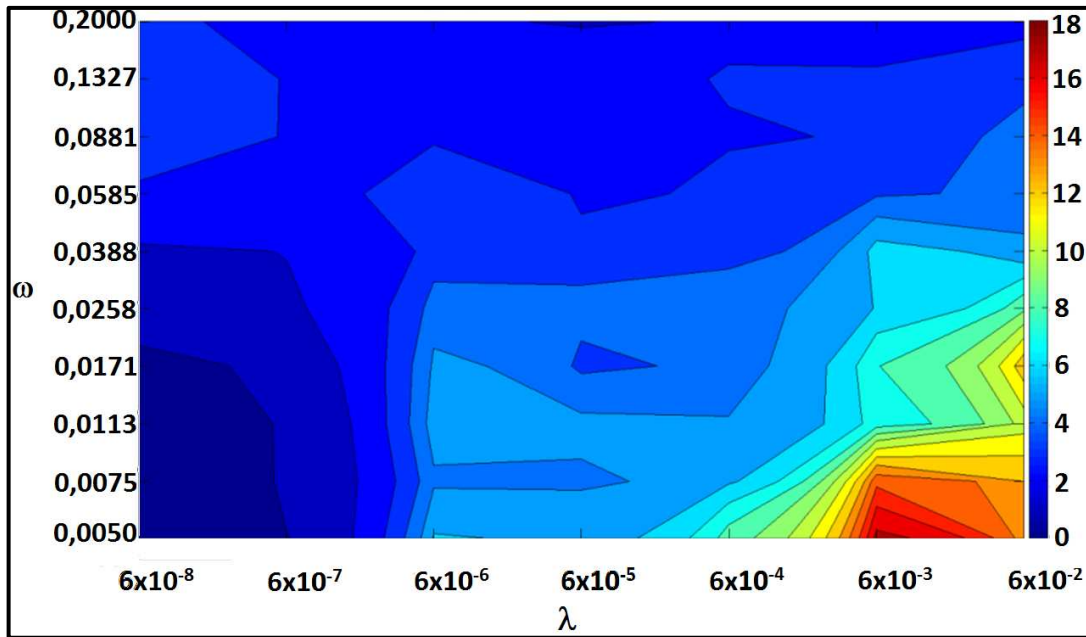


Figura 5.30 t_{DP}/t_{SP} para $\phi_{SP} = 0,1$ e $k_f = 700\text{mD}$

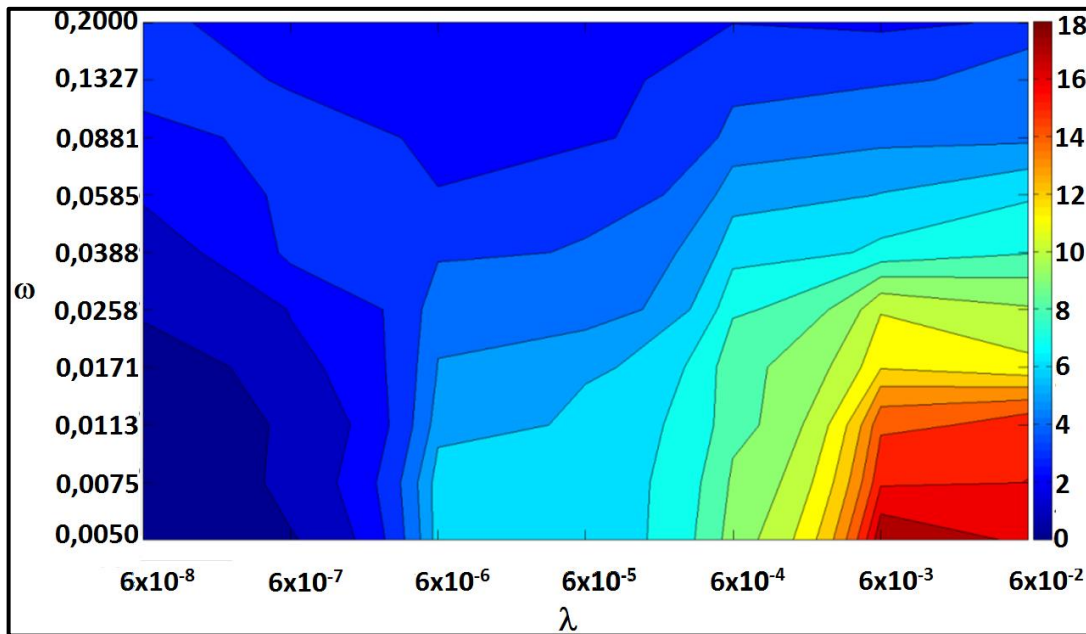


Figura 5.31 t_{DP}/t_{SP} para $\phi_{SP} = 0,2$ e $k_f = 1500\text{mD}$

Por sua vez, combinações de baixos valores de ω e λ conduzem a um ganho de eficiência inferior. Isso ocorre porque os parâmetros necessários para representar esses sistemas – com valores baixos de α_f – produzem curvas de permeabilidade relativa com variações muito bruscas com a saturação (Figura 5.33). Nesse caso, o sistema reduz o tamanho do passo de tempo para suavizar as variações de saturação, de forma a obter a derivada numérica da curva de permeabilidade relativa.

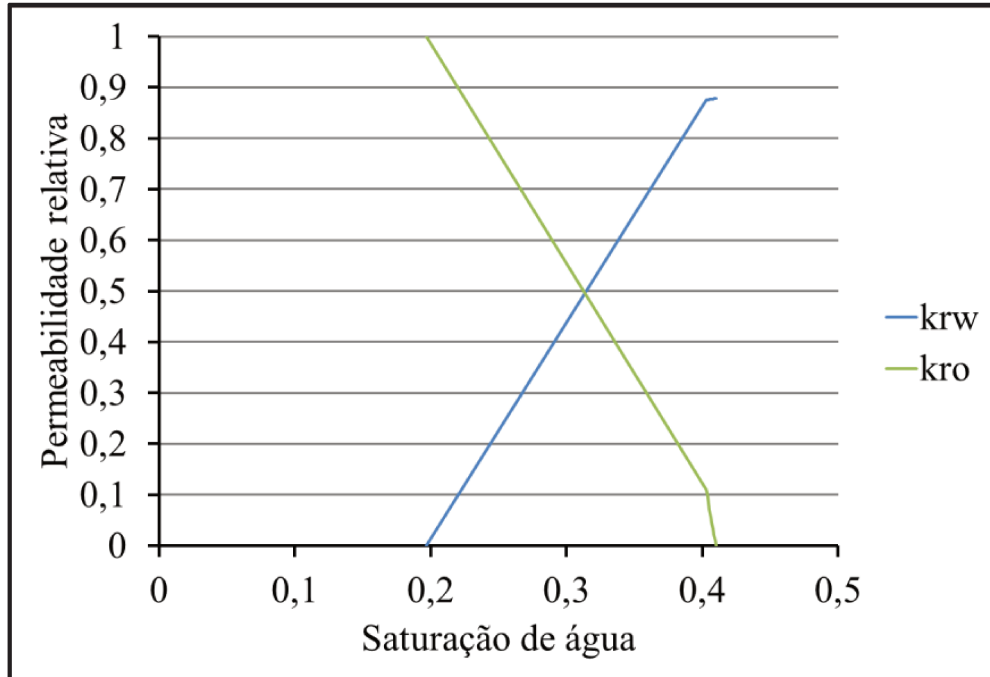


Figura 5.32 Pseudocurvas obtidas para o modelo com $\phi_{SP} = 0,2$, $k_f = 100\text{mD}$, $\omega = 0,0171$ e $\lambda = 6 \times 10^{-5}$

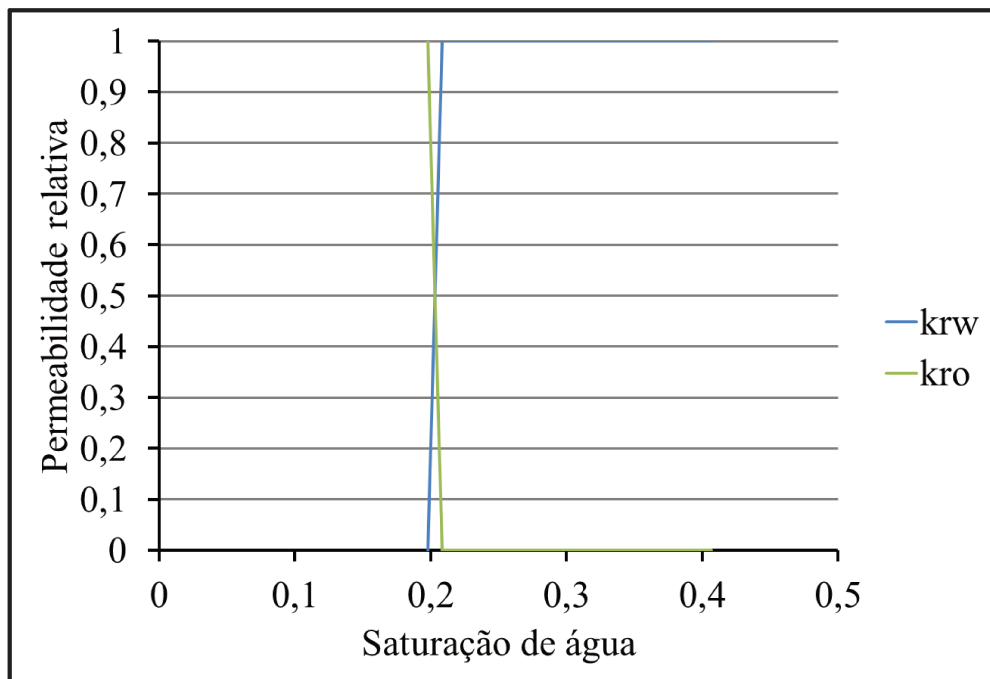


Figura 5.33 Pseudocurvas obtidas para o modelo com $\phi_{SP} = 0,2$, $k_f = 100\text{mD}$, $\omega = 0,0113$ e $\lambda = 6 \times 10^{-8}$

5.2. Caso de aplicação

5.2.1. Ajuste volumétrico

A Tabela 5.3 apresenta o volume poroso total e de fases obtidos pelo ajuste volumétrico para os modelos de dupla porosidade e porosidade simples. O volume poroso e

das fases estão representados corretamente no modelo de porosidade simples gerado a partir das Equações 3.2 e 3.3. A utilização de duas saturações iniciais médias (referentes a cada tipo de permeabilidade relativa) em detrimento do possível tratamento mais rigoroso utilizando a saturação inicial bloco a bloco acarreta em um pequeno erro no volume inicial de fases. O erro, entretanto, é de cerca de 2% para a fase água e de 0,5% para a fase óleo.

Tabela 5.3 Resultado do ajuste volumétrico

Modelo	Volume poroso total E+08 m ³	Volume de óleo <i>in situ</i> E+08 m ³	Volume inicial de água E+07 m ³
DP	5,071	3,695	7,615
SP	5,070	3,679	7,772

5.2.2. Ajuste com escoamento monofásico

As Figuras 5.34 a 5.36 apresentam o ajuste de pressão de fundo nos poços do caso de aplicação para condições de escoamento monofásico.

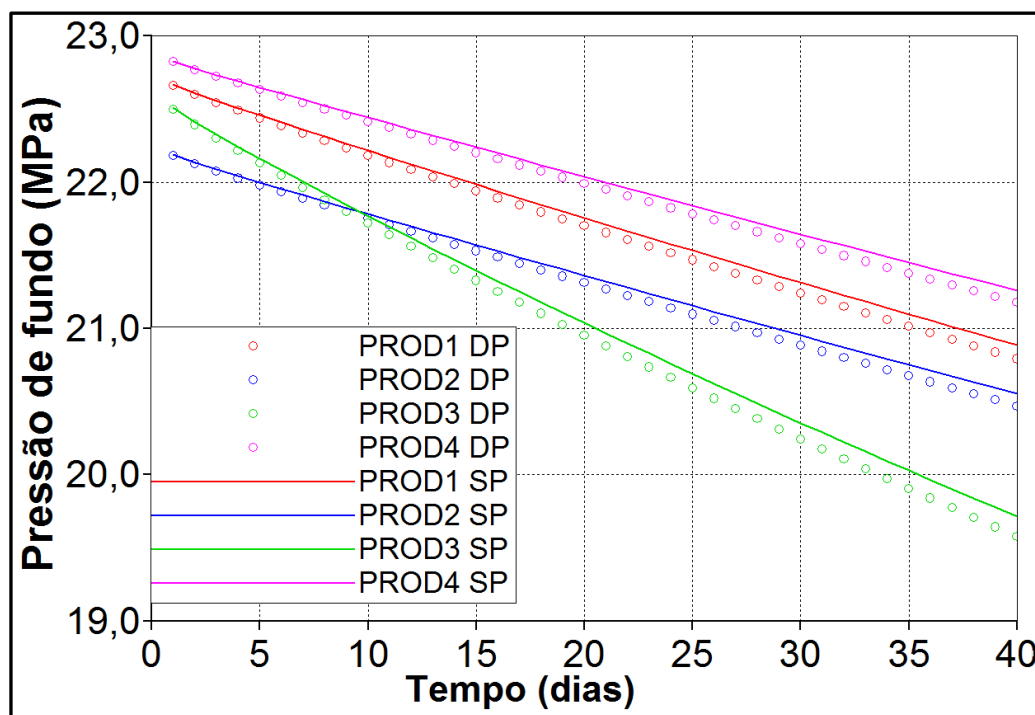


Figura 5.34 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD1-4 para escoamento monofásico

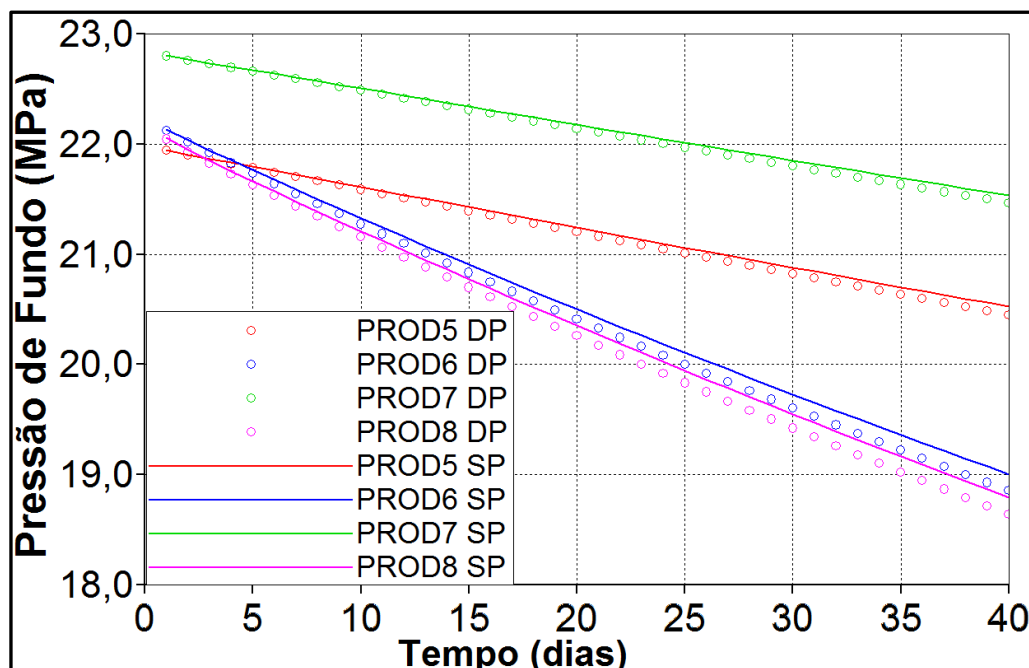


Figura 5.35 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD5-8 para escoamento monofásico

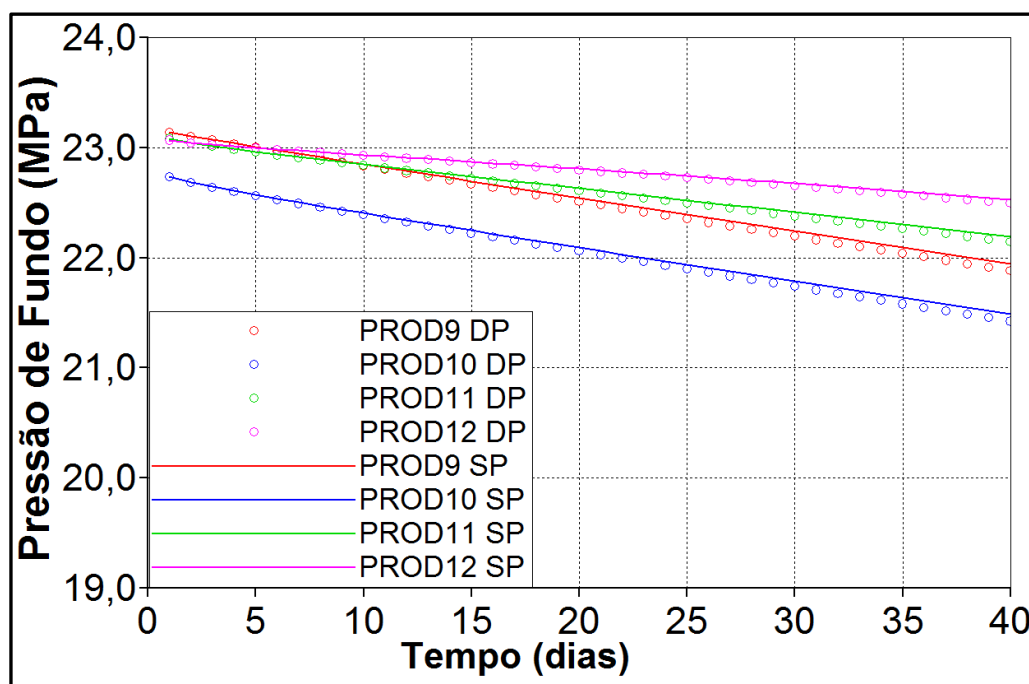


Figura 5.36 Ajuste da queda de pressão de fundo nos poços PROD9-12 para escoamento monofásico

Para todos os casos, a queda de pressão está bem ajustada a partir da utilização dos valores de permeabilidade das fraturas no modelo de porosidade simples. O erro é inferior a 1% para todos os casos.

A partir das Figuras 5.34 a 5.36, observa-se que os valores de pressão obtidos para o modelo de porosidade simples mantêm-se sistematicamente acima dos obtidos para o modelo de dupla porosidade. Um multiplicador de permeabilidade poderia ter sido utilizado para obter

resultados mais próximos. Entretanto, como os valores obtidos situam-se abaixo do NQD estabelecido, manteve-se o resultado obtido.

Esse resultado indica que a permeabilidade equivalente à do modelo de dupla porosidade é semelhante à permeabilidade das fraturas desse modelo. Isso é decorrente das propriedades do modelo, que apresenta altos valores de λ . Para valores menores, seria preciso utilizar ajuste numérico para obtenção da permeabilidade do modelo de porosidade simples. Nesse caso, uma forma de realizar o ajuste seria dividir o reservatório em faixas de valores de λ e ajustar um valor de k_{sp}/k_f para cada uma das faixas.

5.2.3. Ajuste com escoamento bifásico

5.2.3.1. Ajuste global

As Figuras 5.37 a 5.39 apresentam a previsão da produção de água em cada poço do modelo heterogêneo, tanto para o modelo de dupla porosidade, como para o modelo de porosidade simples. O ajuste consegue prever de forma precisa o tempo de irrupção de água nos poços. Além do tempo de irrupção, o avanço da produção de água nos poços com o tempo está representado com bastante precisão na modelo de porosidade simples.

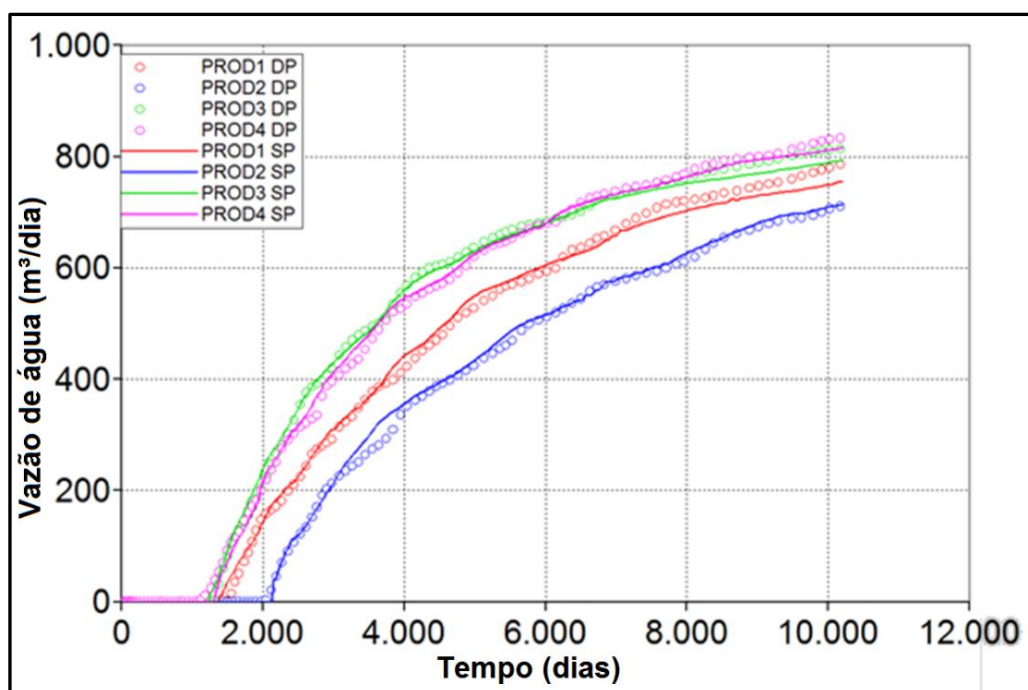


Figura 5.37: Comparação da produção de água nos poços PROD1-4 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo

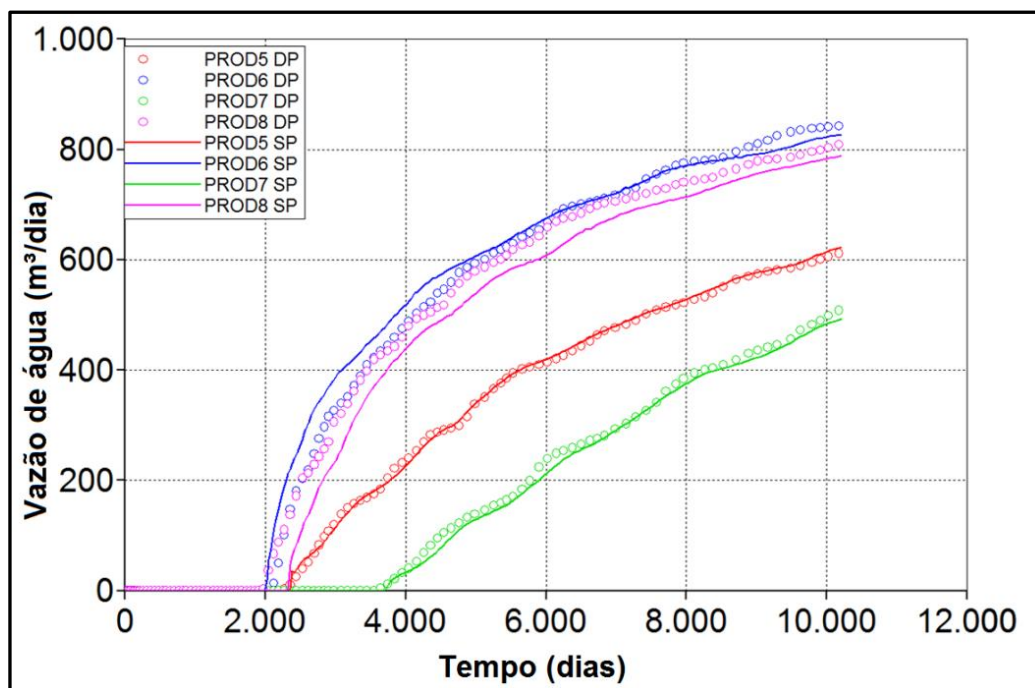


Figura 5.38 Comparação da produção de água nos poços PROD5-8 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo

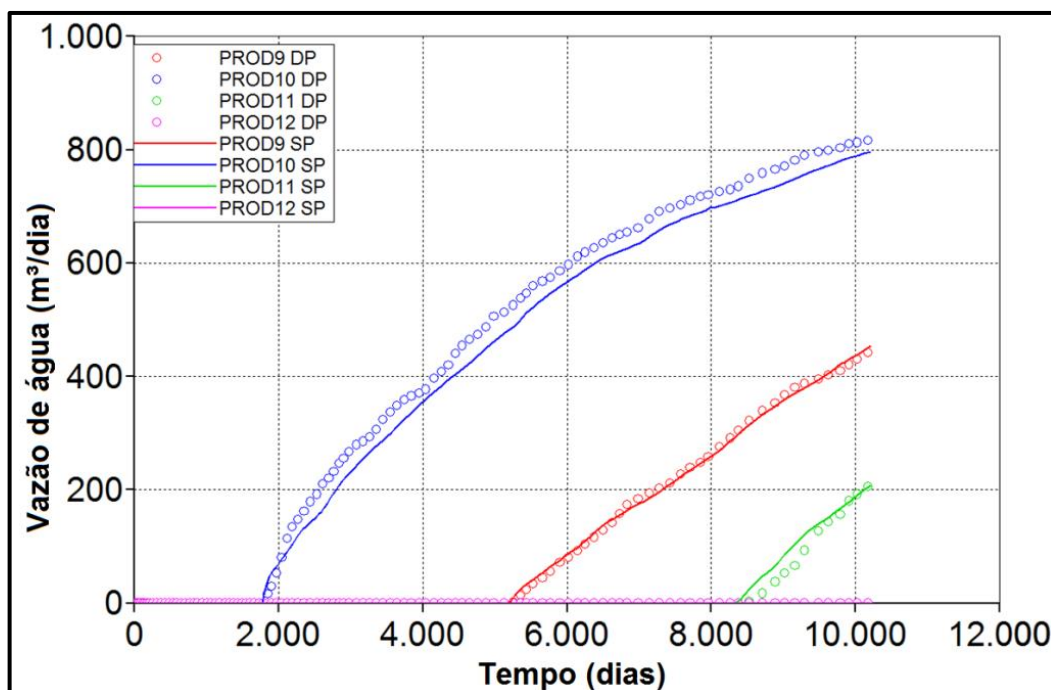


Figura 5.39 Comparação da produção de água nos poços PROD9-12 para modelagem DP e SP do reservatório heterogêneo

A Tabela 5.4 apresenta um resumo do ajuste do comportamento dos poços do modelo heterogêneo. Embora as Figuras 5.37 a 5.39 apresentem curvas com comportamento aparentemente ajustado, dois poços apresentam NQD superior a 1 com relação ao modelo de dupla porosidade, sendo a produção do poço PROD8 a pior ajustada.

Tabela 5.4: NQD de produção e pressão nos poços produtores do modelo heterogêneo

Poço	NQD(q_o)	NQD(q_w)	NQD(BHP)
PROD1	0,08	0,32	0,00
PROD2	0,02	0,20	0,00
PROD3	0,34	0,53	0,02
PROD4	0,03	0,06	0,00
PROD5	0,02	0,03	0,00
PROD6	0,49	0,62	0,00
PROD7	0,01	0,03	0,00
PROD8	1,04	6,78	0,01
PROD9	0,00	0,30	0,00
PROD10	0,15	0,17	0,00
PROD11	0,01	3,32	0,00
PROD12	0,00	0,00	0,00

Nenhum padrão específico de propriedades foi constatado para a região dos poços desajustados de forma que pudesse justificar o desacordo com os demais. Entretanto, o erro é decorrente da simplificação implicada na utilização de faixas de valores para cada pseudocurva. A utilização de uma pseudocurva por bloco de simulação resolveria o problema sem a necessidade de ajuste local, mas tornaria o modelo inviável devido à necessidade do carregamento de uma grande quantidade de dados para a simulação, tornando o processo computacionalmente ineficiente.

A Figura 5.40 apresenta a comparação entre a previsão obtida para o campo inteiro entre os modelos DP e SP. Observa-se que as curvas de vazão de injeção total de água, produção total de água e pressão média do reservatório são coincidentes para os dois tipos de modelagem.

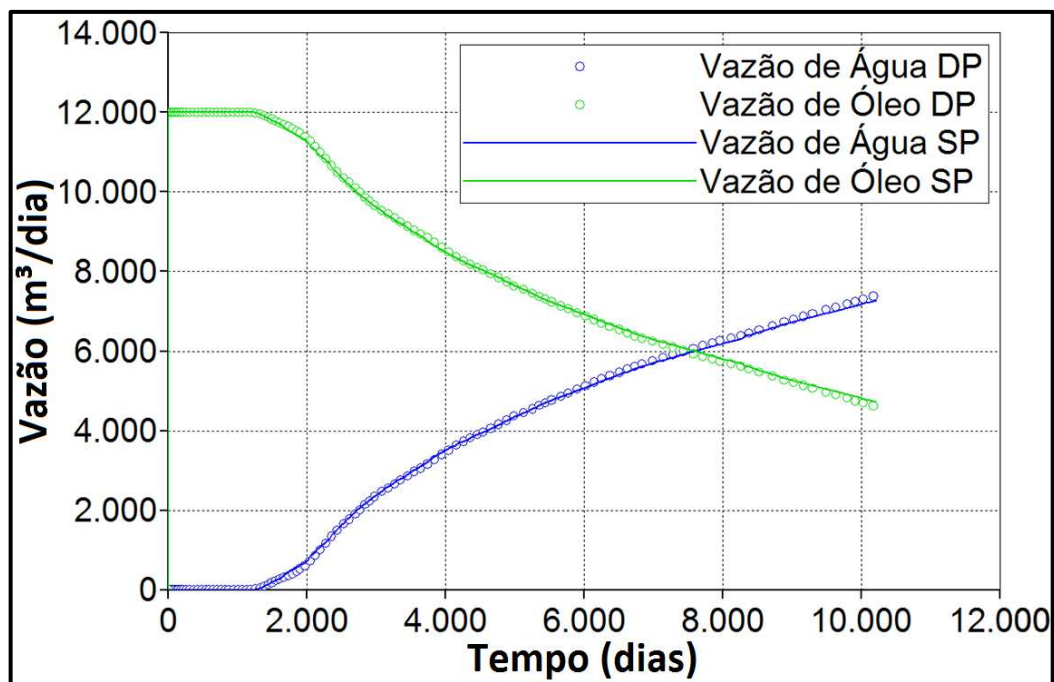


Figura 5.40 Comparação entre os dados de produção do campo inteiro do modelo DP com o modelo SP ajustado

5.2.3.2. Ajuste local

As Figuras 5.41 e 5.42 apresentam o ajuste dos poços PROD8 e PROD11 após a realização do ajuste local na região desses poços. Após o ajuste, o ajuste da resposta dos poços melhora consideravelmente com relação ao histórico.

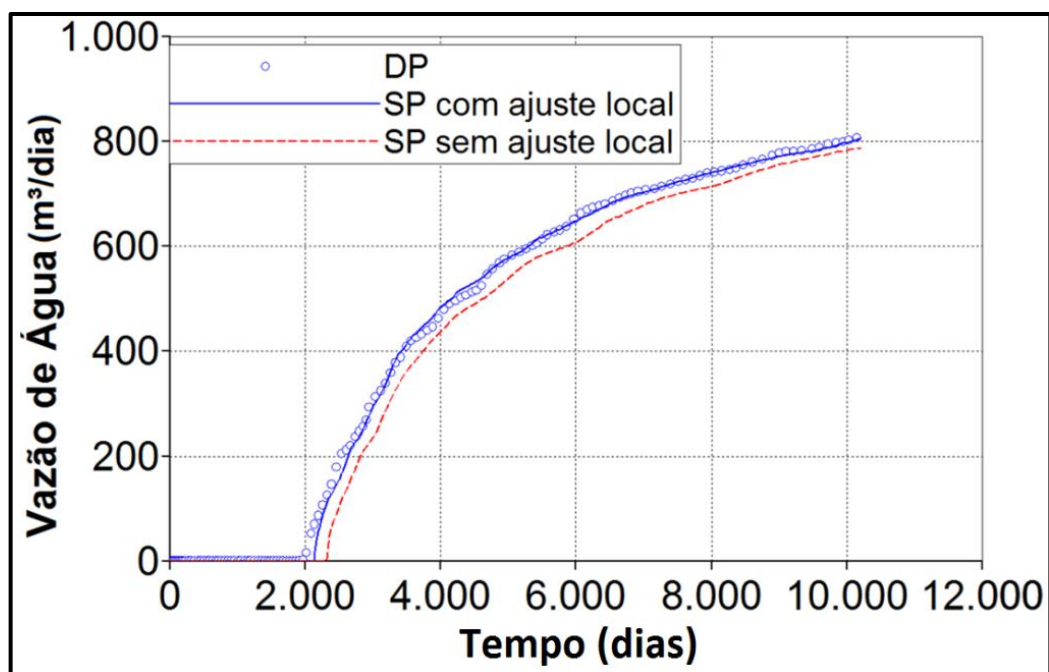


Figura 5.41 Ajuste local da produção de água do produtor PROD8

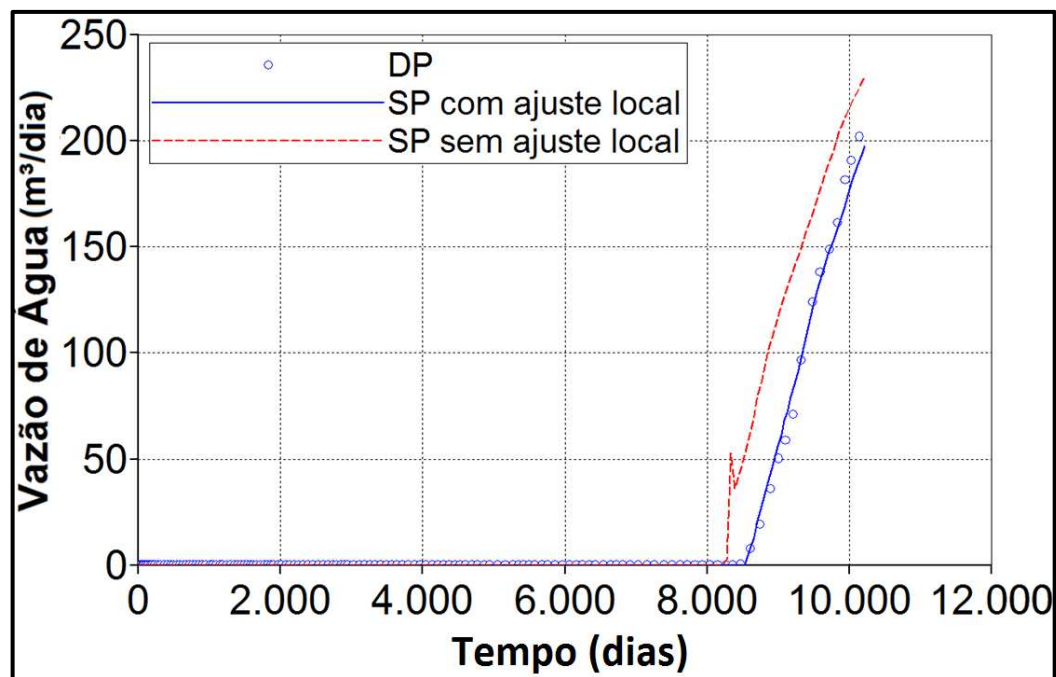


Figura 5.42 Ajuste local da produção de água do produtor PROD11

O resultado final após o ajuste está indicado na Tabela 5.5, na qual constam os valores de NQD das funções-objetivo para os diferentes poços após o ajuste local. Todos os poços estão bem ajustados, ou seja, o comportamento de produção do modelo de dupla porosidade é coincidente com o comportamento obtido por porosidade simples.

Tabela 5.5 Valores de NQD para os poços após o ajuste local

Poço	NQD(q_o)	NQD(q_w)	NQD(BHP)
PROD1	0,06	0,08	0,00
PROD2	0,03	0,06	0,00
PROD3	0,05	0,04	0,00
PROD4	0,04	0,03	0,00
PROD5	0,01	0,02	0,00
PROD6	0,28	0,29	0,00
PROD7	0,01	0,11	0,00
PROD8	0,03	0,04	0,00
PROD9	0,00	0,12	0,00
PROD10	0,11	0,16	0,00
PROD11	0,00	0,44	0,00
PROD12	0,00	0,00	0,00

A Tabela 5.6 apresenta os parâmetros obtidos para o caso de aplicação no ajuste global e os parâmetros regionais obtidos no ajuste local. β_{mo1} , β_{mo2} e β_{mo3} correspondem, respectivamente, aos parâmetros β_{mo} ajustados aos blocos de dupla porosidade com λ acima

de 6×10^{-4} , entre 6×10^{-4} e 6×10^{-5} , e abaixo de 6×10^{-5} . Por sua vez, α_{f1} e α_{f2} correspondem aos valores de α_f ajustados aos blocos cujas regiões de permeabilidades relativa original são 1 e 2, respectivamente.

Tabela 5.6 Parâmetros de ajuste do modelo heterogêneo

Ajuste	β_{mo1} E-01	β_{mo2} E-02	β_{mo3} E-06	α_{f1} E-01	α_{f2} E-01
Global	1,68	1,58	0,945	4,58	0,562
Local PROD11	4,31	0,737	2,10	3,78	0,523
Local PROD08	9,39	1,69	0,167	5,25	1,08

Os valores de β_{mo} obtidos variam em diversas ordens de grandeza. Conforme esperado a partir dos resultados dos casos de validação, os maiores valores de λ conduzem a maiores valores de β_{mo} .

5.2.3.3. Tempo de simulação

O tempo de simulação do modelo de porosidade simples foi de 200 segundos e o do modelo de dupla porosidade foi de 1200 segundos. Logo, a simulação com modelo de porosidade simples foi cerca de 6 vezes mais rápida que com o modelo de dupla porosidade.

6. CONCLUSÕES

Nesse trabalho, foi apresentada uma metodologia para testar se modelos de dupla porosidade podem ser substituídos por modelos de porosidade simples preservando a qualidade dos resultados com redução de tempo computacional. A partir dos resultados obtidos é possível concluir que:

- É possível obter modelos de porosidade simples com resultados semelhantes aos modelos de dupla porosidade desde que sejam feitas algumas modificações nos modelos através de pseudopropriedades;
- O ajuste dos modelos deve ser feito em três fases, calibrando inicialmente o volume *in situ*, depois as produtividades dos poços e, por último, o fluxo relativo entre fases;
- Existem casos para os quais a modelagem de dupla porosidade pode ser substituída por porosidade simples, de forma a diminuir o tempo computacional na simulação; em outros, os resultados podem ficar comprometidos, ou por não apresentarem resultados tão parecidos ou por não apresentar vantagens computacionais;
- O volume e a produtividade de todos os modelos de dupla porosidade foram ajustados satisfatoriamente por modelos de porosidade simples;
- Durante a etapa de ajuste da produtividade, verificou-se que a permeabilidade do sistema composto pode ser aproximada pela permeabilidade equivalente da rede de fraturas quando λ é superior a 6×10^{-7} ;
- Os modelos ajustados representam o comportamento de produção dos modelos de dupla porosidade com bastante precisão para escoamento bifásico. Nesse caso, 98% dos modelos podem ser ajustados satisfatoriamente dentro de 10% de tolerância, incluindo todos os casos com λ igual ou superior a 6×10^{-6} ;
- Para casos com λ superior a 6×10^{-6} , não só a resposta dos poços, mas também o padrão de avanço de água ao longo da malha de simulação é bem ajustado por modelos de porosidade simples;
- Os parâmetros ω e λ podem ser utilizados para definir a aplicabilidade da técnica e, conseqüentemente, para classificar o comportamento do reservatório naturalmente fraturado;
- As pseudopropriedades obtidas respeitam tendências com os valores de ω e λ que podem sugerir quais valores de pseudopropriedades utilizar para simular cada tipo de reservatório;

- O modelo complexo e heterogêneo testado teve seu comportamento satisfatoriamente ajustado pela técnica. No primeiro ajuste global, apenas dois dentre 12 poços produtores não tiveram a sua produção de óleo satisfatoriamente ajustada dentro de 10% de tolerância. Com a utilização de curvas locais de permeabilidade relativa, todos os poços puderam ser ajustados;
- Foram obtidas simulações até 33 vezes mais rápidas a partir da utilização de modelos de porosidade simples. O tempo computacional depende também das pseudopropriedades utilizadas para a simulação que, por sua vez, são consequência das propriedades ω e λ do modelo de dupla porosidade. Assim, foi possível obter uma classificação de modelos para os quais a simulação é mais eficiente com porosidade simples ou com dupla porosidade;
- O modelo heterogêneo estudado apresentou simulação cerca de seis vezes mais eficiente com modelos de porosidade simples. Esse tempo computacional implica na possibilidade de aplicação de estudos que demandem seis vezes mais simulações do que os que seriam aplicados ao modelo de dupla porosidade, possibilitando um melhor gerenciamento do campo.

6.1. Sugestões futuras

Para trabalhos seguintes, sugere-se:

- Testar a metodologia para ajustar modelos de dupla porosidade – dupla permeabilidade;
- Aplicar a metodologia para casos com aquífero atuante. Para isso, seria necessário obter relações diferentes para pseudoização da permeabilidade relativa ou da pressão capilar que permitam a simulação de casos com aquífero atuante;
- Aplicar a casos com escoamento trifásico ou composicionais, o que implicaria na necessidade da criação de um maior número de pseudocurvas. Embora a metodologia apresentada tenha potencial para essa ampliação, os intervalos de aplicabilidade apresentados podem ser alterados para esses casos.
- Testar regressões aos dados obtidos, obtendo-se correlações que permitam prever o modelo de porosidade simples equivalente a partir das propriedades do modelo de dupla porosidade, sem necessidade de ajuste numérico.

REFERÊNCIAS

ABDEL-GHANI, R. **Single Porosity Simulation of Fractures with Low to Medium Fracture-to-Matrix Permeability Contrast**. In: SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, EAU, 19-21, Outubro, 2009. doi: 10.2118/125565-MS

ALLAN, J., SUN, S.Q. **Controls on Recovery Factors in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Texas, EUA, 5-8, Outubro, 2003, doi: 10.2118/84590-MS.

ARONOFSKY, J.S., MASSÉ, L., NATANSON, S.G. A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix due to Water Invasion in Fractured Reservoirs. **AIME Petroleum Transactions**, v.213, p.17-19, 1958.

BABADAGLI, T., ERSHAGHI, I. **Imbibition assisted two-phase flow in natural fractures**. In: SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, 30 Março – 1 Abril, 1992, doi: 10.2118/24044-MS.

BAKER, R.O., KUPPE, F. **Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, 1-4, Outubro, 2000, doi: 10.2118/63286-MS

BARENBLATT, G.E., ZHELTOV, I.P., KOCHINA, I.N. Basic Concepts in the Theory of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks. **Journal of Applied Mathematical Mechanics**, v.24, n.5, p.1286-1303, 1960.

BOURBIAUX, B., BASQUET, R., CACAS, M-C., DANIEL, J-M. **An Integrated Workflow to Account for Multi-Scale Fractures in Reservoir Simulation Models: Implementation and Benefits**. In: Abu-Dhabi International Petroleum Exhibition, Abu Dhabi, EAU, 13-16, Setembro, 2002, doi: 10.2118/78489-MS.

BOURBIAUX, B. Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue. **Oil & Gas Science and Technology**, v.65, n.2, p.227-238, 2010.

DOUGLAS, J., HENSLEY, J.L., ARBOGAST, T. A Dual-Porosity Model for Waterflooding in Naturally Fractured Reservoirs. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v.87, p.157-174, 1990.

FIROOZABADI, A. Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs and Field Performance. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v.39, n.11, p.13-17, 2000.

FIROOZABADI, A., THOMAS, L. K. Sixth SPE comparative solution project: Dual-porosity simulators. **Journal of Petroleum Technology**, v.42, n.6, p.710-763, 1990.

GILMAN, J.R., KAZEMI, H. Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v.23, n.4, p.695-707, 1983.

GILMAN, J. R., WANG, H., FADAEI, S., ULAND, M. J. **A New Classification Plot for Naturally Fractured Reservoirs**. In: Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 15-17, Novembro, 2011, doi: 10.2118/146580-MS.

GU, S., LIU, Y., CHEN, Z., MA, C. A Method for Evaluation of Water Flooding Performance in Fractured Reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.120, p.130-140, 2014.

HEARN, Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves. **Journal of Petroleum Technology**, v.23, n.7, p.805-813, 1971.

IZADI, M., SHADIZADEH, S. R., MORADI, S. Experimentally Measurements of Relative Permeability in Fractured Core. **International Journal of Science & Emerging Technologies**, v.3, n.1, p.46-51, 2012.

KAZEMI, H., MERRIL, LSL., POTTERFIELD, K.L., ZEMAN, P.R. Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v.16, n.6, p.317-326, 1976.

KLAVETTER, E.A., PETERS, R.R. **Fluid flow in a fractured rock mass**. Sandia National Labs., Albuquerque, NM, EUA, 1985.

KUCHUK, F., BIRYUKOV, D. **Pressure Transient Tests and Flow Regimes in Fractured Reservoirs**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, 30 Setembro – 02 Outubro, 2013, doi: 10.2118/166296-PA.

LAGARIAS, J. C., REEDS, J.A., WRIGHT, M.H., WRIGHT, P.E. Convergence Properties of the Nelder--Mead Simplex Method in Low Dimensions. **SIAM Journal on optimization**, v.9, n.1, p.112-147, 1998.

LEMMONIER, P., BOURBIAUX, B. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art. Part 1. **Oil & Gas Science and Technology**, v.65, n.2, p.239-262, 2010.

LIMA, B.F. **Simulação de Reservatórios Naturalmente Fraturados**. 2013. 120p. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

LIMSUKHON, M., GHORAYEB, K., AZIZ, R. M., NARHARI, S. R., CHAKRABORTY, S. **Calibration of DFN Model with Well Test Data – A Case Study of the North Kuwait Jurassic Complex**. In: SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu-Dhabi, EAU, 19-21 Outubro, 2009, doi: 10.2118/125566-MS.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. Probabilistic history matching using discrete Latin Hypercube sampling and nonparametric density estimation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.147, p.98-115, 2016.

MATTAX, C.C., KYTE, J.R. Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir. **SPE Journal**, v.2, n.2, p.177-184, 1962.

MAZO, E. O. M. **Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados**. 2005. 86p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

NELSON, R. **Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. 2. ed. Houston, Texas, EUA: Gulf Publishing Company, 2001.

NICKLIN, D. Fractured Reservoirs, Case Histories. **Developments in Petroleum Science**, v.12, p.111-146, 1982.

ODEH, A.S. Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v.5, n.1, p.60-66, 1965.

PAIVA, H.P. **Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados**. 2012. 177p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

PARK, S. K. **A Transformation Method for Constrained-Function Optimization**. National Aeronautics and Space Administration (NASA), Washington, EUA, 1975.

PERSOFF, P., PRUESS, K. Two-Phase Flow Visualization and Relative Permeability Measurement in Natural Rough-Walled Rock Fractures. **Water Resources Research**, v.31, n.5, p.1175-1186, 1995.

PRUESS, K., WANG, J.S.Y., TSANG, Y.W. On Thermohydrologic Conditions Near High-Level Nuclear Wastes Emplaced in Partially Saturated Fractured Tuff 2: Effective Continuum Approximation. **Water Resources Research**, v.26, n.6, p.1249-1261, 1990.

RANGEL-GERMAN, E., AKIN, S., CASTANIER, L. **Multiphase-Flow Properties of Fractured Porous Media**. In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, 26-27, Maio, 1999. doi: 10.2118/54591-MS

SHIRDEL, M., ABBASZADEH, M., GERARDO, I.G., de la GARZA, F.R. **Development and Evaluation of Pseudo Capillary Pressure in Naturally Fractured Reservoirs**. In: SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio, EUA, 17-19, Agosto, 2011. doi: 10.2118/149502-MS.

SONIER, F., SOULLARD, P., BLASKOVICH, F.T. Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Reservoir Engineering**, v.3, n.4, p.1114-1122, 1988.

STANDNES, D. C. A Single-Parameter Fit Correlation for Estimation of Oil Recovery from Fractured Water-Wet Reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.71, n.1, p.19-22, 2010.

TEREZ, I.E., FIROOZABADI, A. Water Injection in Water-Wet Fractured Porous Media: Experiments and a New Model with Modified Buckley-Leverett Theory. **SPE Journal**, v.4, n.2, p. 134-141, 1999.

THOMAS, L.K., DIXON, T.N., PIERSON, R.G. Fractured Reservoir Simulation. **SPE Journal**, v.23, n.1, p.42-54, 1983.

WARREN, J.E., ROOT, P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Reservoir Journal**, v.3, n.3, p.245-255, 1963.

WASHBURN, E.W. The Dynamics of Capillary Flow. **Physical Review**, v.17, p.273-283, 1921.

WU, Y. On the Effective Continuum Method for Modeling Multiphase Flow, Multicomponent Transport, and Heat Transfer in Fractured Rock. **Dynamics of Fluids in Fractured Rock**, p. 299-312, 2000.

van GOLF-RACHT, T. D. **Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering**. Elsevier Scientific Publishing Company, 1982.

van HEEL, A.P.G., BOERRIGTER, P.M. **Shape Factor in Fractured Reservoir Simulation**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, 24-27, Setembro, 2006. doi: 10.2118/102471-MS

van LINGEN, P., SENGUL, M., DANIEL, J-M., COSENTINO, L. **Single Medium Simulation of Reservoirs with Conductive Faults and Fractures**. In: SPE Middle East Oil Show, Manasa, Bahrain, 17-20, Março, 2001. doi: 10.2118/68165-MS