



**Ismael Ribeiro Vasconcelos Neto**

**Modelagem de Fluxo em Redes de Fraturas por Meio de  
Representação Explícita e Implícita**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientadora: Profa. Deane de Mesquita Roehl  
Coorientador: Dr. Eleazar Cristian Mejia Sanchez

Rio de Janeiro,  
março de 2021



**Ismael Ribeiro Vasconcelos Neto**

**Modelagem de Fluxo em Redes de Fraturas por Meio de  
Representação Explícita e Implícita**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-  
graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio.  
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

**Profa. Deane de Mesquita Roehl**

Orientadora

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

**Dr. Eleazar Cristian Mejia Sanchez**

Coorientador

Instituto Tecgraf / PUC-Rio

**Prof. Luiz Fernando Ramos Campos Martha**

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

**Dra. Flávia de Oliveira Lima Falcão**

Petróleo Brasileiro S.A.

Rio de Janeiro, 02 de março de 2021

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

### **Ismael Ribeiro Vasconcelos Neto**

Graduou-se em Engenharia Civil pela Universidade Estadual Vale do Acaraú (UVA) em 2018. Atuou como pesquisador de iniciação científica na área de estruturas de concreto no Grupo de Pesquisa em Estruturas e Materiais. Ingressou no programa de pós-graduação em Engenharia Civil da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2019. Atualmente atua no Instituto Tecgraf/PUC-Rio como pesquisador do Grupo de Modelagem e Simulação Multifísica.

#### Ficha Catalográfica

Vasconcelos Neto, Ismael Ribeiro

Modelagem de fluxo em redes de fraturas por meio de representação explícita e implícita / Ismael Ribeiro Vasconcelos Neto; orientadora: Deane de Mesquita Roehl; coorientador: Eleazar Cristian Mejia Sanchez. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2021.

132 f. : il. color. ; 30 cm

1. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2021.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Redes de fraturas. 3. Representação explícita. 4. Representação implícita. 5. Fluxo em meios porosos fraturados. I. Roehl, Deane de Mesquita. II. Sanchez, Eleazar Cristian Mejia. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título.

CDD: 624

Para os meus pais,  
José Ézio e Ana Olívia.

## Agradecimentos

Aos meus pais, José Ézio e Ana Olívia, e minha irmã Nadine, pelo apoio e incentivo.

Aos meus orientadores, Deane Roehl e Cristian Mejia, pela confiança, atenção, disponibilidade e estímulo oferecidos, e principalmente por todo o conhecimento transmitido ao longo da pesquisa.

Aos professores e funcionários da PUC-Rio pelos ensinamentos e contribuições.

Ao Instituto Tecgraf, pela oportunidade de desenvolver a pesquisa.

Aos familiares e amigos pelo estímulo e ajuda.

Aos colegas da PUC-Rio e do Instituto Tecgraf.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

## Resumo

Vasconcelos Neto, Ismael Ribeiro; Roehl, Deane de Mesquita (Orientadora); Sanchez, Eleazar Cristian Mejia (Coorientador). **Modelagem de Fluxo em Redes de Fraturas por Meio de Representação Explícita e Implícita**. Rio de Janeiro, 2021. 132p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Meios porosos fraturados estão presentes em diferentes tipos de formações geológicas, como os maciços rochosos e os reservatórios de petróleo e gás. A modelagem adequada dos sistemas de fraturas presentes nesses meios é de grande relevância para o desenvolvimento de estratégias de exploração e produção dessas formações. Isso porque os processos de fluxo de fluido são fortemente influenciados pelas características dos sistemas de fraturas. Nesse contexto, diversas abordagens têm sido desenvolvidas para a modelagem desses problemas utilizando representações explícitas e implícitas para as fraturas. A representação explícita usando modelos de fraturas discretas fornece resultados precisos, mas possui um custo computacional elevado e apresenta dificuldades na construção de modelos mais complexos. Por outro lado, modelos de representação implícita, como o de dupla porosidade/dupla permeabilidade, são muito atrativos por incorporarem o efeito das fraturas nas simulações sem a necessidade de representá-las no modelo. No entanto, esses modelos são adequados para problemas envolvendo fraturas pequenas e conectadas, possuindo aplicabilidade limitada para representar fraturas principais de maior escala que podem dominar o fluxo. Assim, este trabalho apresenta algumas das abordagens disponíveis para a representação de formações porosas fraturadas. Diferentes cenários foram estudados para avaliar pontos fortes e limitações de cada método em diferentes aplicações. Além disso, uma nova formulação foi proposta para representar o efeito de fraturas isoladas, que se demonstrou eficiente em modelos com considerável número de fraturas.

## Palavras-chave

Redes de fraturas; representação explícita; representação implícita; fluxo em meios porosos fraturados.

## Abstract

Vasconcelos Neto, Ismael Ribeiro; Roehl, Deane de Mesquita (Advisor); Sanchez, Eleazar Cristian Mejia (Co-advisor). **Flow Modelling in Fracture Networks Through Explicit and Implicit Representation**. Rio de Janeiro, 2021. 132p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Fractured porous media are present in different types of geological formations as rock masses and oil and gas reservoirs. The proper modelling of the fractured systems present in these media is of high relevance to the development of production and exploitation strategies of these formations. This is because the fluid flow processes are strongly influenced by the fractured systems characteristics. In this context, several approaches have been developed to model these problems using explicit and implicit representations to fractures. The explicit representation using discrete fracture models provides accurate results, but has a high computational cost and exhibits difficulties to construct more complex models. On the other hand, implicit representation models, as the dual porosity/dual permeability, are very attractive because they incorporate the effect of fractures to simulations without the need to represent them explicitly in the models. However, these models are suitable to problems with small and connected fractures, and have limited capability to represent major fractures of larger scale that can dominate the flow. Therefore, this work shows some of the available approaches to represent fractured porous formations. Moreover, a new formulation was proposed to represent the effect of isolated fractures, which proved to be efficient in models with considerable number of fractures.

## Keywords

Fracture networks; explicit model; implicit model; flow in fractured porous media.

# Sumário

1 Introdução	22
1.1. Objetivos	24
1.2. Estrutura da Dissertação	24
2 Meios Porosos Fraturados	26
2.1. Fundamentos	26
2.1.1. Meios Porosos Fraturados	26
2.1.2. Fraturas	28
2.1.3. Caracterização dos Sistemas de Fraturas	29
2.1.3.1. Espaçamento	30
2.1.3.2. Densidade de Fraturas	30
2.1.3.3. Orientação	31
2.1.3.4. Abertura	32
2.1.4. Propriedades hidrogeológicas	33
2.2. Fluxo em Meios Porosos	34
2.2.1. Volume Elementar Representativo	34
2.2.2. Processos de Fluxo	35
2.3. Fluxo em Meios Fraturados	36
2.4. Modelagem Numérica de Meios Fraturados	37
2.5. Modelos para Representação de Meios Porosos Fraturados	38
2.5.1. Modelo de Contínuo Equivalente	40
2.5.2. Modelo de Múltiplos Domínios	42
2.5.3. Modelo de Fraturas Discretas	45
2.5.4. Modelo de Fraturas Hierárquicas	49
2.5.5. Modelo de Fraturas Discretas Embutidas	51
2.5.6. Contribuições Recentes do Grupo de Pesquisa	53



3 Formulações Matemáticas e Modelos Numéricos	55
3.1. Métodos Numéricos de Solução	55
3.2. Modelo de Fraturas Discretas	56
3.2.1. Equações Governantes	56
3.2.2. Formulação em Elementos Finitos	57
3.3. Modelo de Fraturas Discretas Embutidas	59
3.3.1. Equações Governantes	59
3.3.2. Formulação em Elementos Finitos	60
3.4. Modelo de Dupla Porosidade/Dupla Permeabilidade	63
3.4.1. Equações Governantes	63
3.4.2. Formulação em Elementos Finitos	66
3.5. Modelo de Dupla Porosidade Estendido	67
3.5.1. Permeabilidade das Fraturas	68
3.5.2. Fator de Forma	71
3.5.3. Formulação em Elementos Finitos	73
4 Estudo da Permeabilidade Equivalente de Meios Porosos Fraturados	75
4.1. Análise Paramétrica	75
4.2. Modelo de Referência	76
4.3. Resultados	78
4.3.1. Efeito da Permeabilidade da Matriz	78
4.3.2. Efeito da Viscosidade do Fluido	80
4.3.3. Efeito da Abertura, Espaçamento e Orientação das Fraturas	81
4.3.4. Efeito de Duas Famílias de Fraturas	82
5 Simulação Numérica de Meios Porosos Fraturados	84
5.1. Validações	84
5.1.1. Modelo com uma Única Fratura	85
5.1.2. Modelo com uma Fratura Orientada	91
5.2. Aplicações	99
5.2.1. Aplicações 2D	99

5.2.1.1. Fratura Isolada	99
5.2.1.2. Fraturas em Cruz	103
5.2.2. Aplicações 3D	107
5.2.2.1. Bloco com uma Fratura	107
5.2.2.2. Meio Poroso Pouco Fraturado	110
5.2.2.3. Meio Poroso Muito Fraturado	115
6 Conclusões	120
6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros	122
7 Referências Bibliográficas	123

## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Classificação de rochas porosas e fraturadas (adaptado de Cook, 2003)	28
Figura 2.2 - Representação de uma falha e uma junta (adaptado de Van Golf-Racht, 1982)	29
Figura 2.3 - Espaçamento entre fraturas: (a) total, (b) de uma família de fraturas e (c) normal da família de fraturas	30
Figura 2.4 - Volume, superfície e linha interceptados por fraturas	31
Figura 2.5 - Determinação dos ângulos de ataque, mergulho e azimuth (adaptado de Dietrich <i>et al.</i> , 2005)	32
Figura 2.6 - Representação esquemática de uma fratura (adaptado de Adler <i>et al.</i> , 2012)	33
Figura 2.7 – Identificação do volume elementar representativo (REV) (adaptado de Bear, 1972)	35
Figura 2.8 - Fluxo através de uma fratura	36
Figura 2.9 - Transformação de um sistema natural em modelo numérico (adaptado de Süß, 2004)	38
Figura 2.10 - Modelos conceituais para descrever meios porosos fraturados (adaptado de Dietrich <i>et al.</i> , 2005)	39
Figura 2.11 - Idealização de um meio poroso fraturado (adaptado de Warren e Root, 1963)	43
Figura 2.12 - Comparação entre modelos de porosidade simples com modelos de múltiplos domínios (adaptado de Dean e Lo, 1988)	44
Figura 2.13 - Representação de um meio poroso fraturado através do DFM (adaptado de Xu <i>et al.</i> , 2018b)	46

Figura 2.14 - Conceito esquemático do EDFM (adaptado de Zhang <i>et al.</i> , 2020)	52
Figura 3.1 - Fluxo de fluido normal e longitudinal em uma fratura	57
Figura 3.2 - Representação do elemento de interface	58
Figura 3.3 - Discretização de uma fratura utilizando subelementos triangulares (Mejia <i>et al.</i> , 2021)	62
Figura 3.4 - Bloco de rocha com três famílias de fraturas (adaptado de Rueda <i>et al.</i> , 2020)	65
Figura 3.5 - Exemplo de meio poroso fraturado com descontinuidades fortes	68
Figura 3.6 - Representação de um elemento finito bidimensional de meio poroso contendo fratura (adaptado de Lamb <i>et al.</i> , 2013)	69
Figura 3.7 - Fratura alinhada com os eixos locais	70
Figura 3.8 - Expressões analíticas para o cálculo de $dm$ para modelos 2D (adaptado de Pluimers, 2015)	72
Figura 4.1 - Representação esquemática do modelo de referência e suas condições de contorno	77
Figura 4.2 - Efeito da permeabilidade da matriz considerando uma abertura das fraturas de 0,05 mm	79
Figura 4.3 - Efeito da permeabilidade da matriz considerando uma abertura das fraturas de 1,0 mm	80
Figura 4.4 - Efeito da viscosidade do fluido considerando aberturas de (a) 0,05 mm e (b) 1,0 mm	81
Figura 4.5 - Influência da abertura $b$ (mm), espaçamento $S$ (m) e orientação $\theta$ das fraturas na permeabilidade equivalente	82
Figura 4.6 - Efeito de duas famílias de fraturas na permeabilidade equivalente	83
Figura 5.1 - Representação esquemática do modelo com uma única fratura	86
Figura 5.2 - Campos de poropressão do modelo com uma única fratura	87
Figura 5.3 - Corte onde foram geradas as curvas de distribuição de pressão do modelo com uma única fratura	88

Figura 5.4 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em $x = 3$ m para o modelo com uma única fratura	89
Figura 5.5 - Volume de fluido acumulado durante 100 s obtido para as diferentes abordagens no modelo com uma única fratura	91
Figura 5.6 - Representação esquemática do modelo com fratura orientada	92
Figura 5.7 - Resultado de poropressão para o DFM	93
Figura 5.8 - Resultados de poropressão para os eDPMs	93
Figura 5.9 - Cortes utilizados para gerar as curvas de distribuição de pressão no modelo com uma fratura orientada	94
Figura 5.10 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em $x = 3$ m para o modelo com uma fratura inclinada	95
Figura 5.11 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em $y = 6$ m para o modelo com uma fratura inclinada	97
Figura 5.12 - Volume de fluido acumulado durante 100 s obtido para as diferentes abordagens no modelo com uma fratura orientada	98
Figura 5.13 - Domínio e condições de contorno do modelo de fratura isolada	100
Figura 5.14 - Distribuição de poropressão no modelo de fratura isolada obtida por Schwenck (2015)	101
Figura 5.15 - Distribuições de poropressão no modelo de fratura isolada obtidas utilizando DFM, DPDP, EDFM e eDPM	101
Figura 5.16 - Cortes utilizados para gerar as curvas de distribuição de pressão no modelo de fratura isolada	102
Figura 5.17 - Distribuição de pressão no domínio do modelo de fratura isolada ao longo de duas linhas de corte: a) em $x = 0,5$ e b) em $y = 0,75$	103
Figura 5.18 - Domínio e condições de contorno do modelo com fraturas em cruz	104
Figura 5.19 – Distribuições de poropressão no modelo de fraturas em cruz obtidas utilizando DFM, DPDP, EDFM e eDPM	105

Figura 5.20 - Distribuição de pressão no domínio do modelo de fraturas em cruz ao longo da reta $y = 4,5$	106
Figura 5.21 - Representação do bloco com uma fratura utilizando (a) DFM e (b) eDPM (adaptado de Mejia <i>et al.</i> , 2021)	108
Figura 5.22 - Distribuições de poropressão no bloco com uma fratura obtidas utilizando (a) DFM e (b) eDPM	108
Figura 5.23 - Taxas de fluxo no bloco com uma fratura obtidas pelo DFM e eDPM	109
Figura 5.24 - Taxas de fluxo no bloco com uma fratura para diferentes tamanhos de elementos	109
Figura 5.25 - Meio poroso pouco fraturado (adaptado de Mejia <i>et al.</i> , 2021)	111
Figura 5.26 - Malha de elementos finitos adotada pelo (a) DFM e pelo (b) eDPM (adaptado de Mejia <i>et al.</i> , 2021)	111
Figura 5.27 - Distribuição de poropressão no meio poroso pouco fraturado em diferentes tempos de simulação, utilizando DFM e eDPM	112
Figura 5.28 - Comparação da (a) taxa de fluxo e do (b) volume de produção no meio poroso pouco fraturado, utilizando DFM e eDPM	113
Figura 5.29 - Distribuição de poropressão no meio poroso pouco fraturado para uma abertura de fraturas de 0,1 mm	114
Figura 5.30 - Taxas de fluxo no meio poroso pouco fraturado para uma abertura de fraturas de 0,1 mm	114
Figura 5.31 - Meio poroso muito fraturado	115
Figura 5.32 - Distribuição de probabilidade da abertura das fraturas adotada no Modelo 2 do meio poroso muito fraturado (adaptado de Mejia <i>et al.</i> , 2021)	116
Figura 5.33 - Distribuição de poropressão no Modelo 1 do meio poroso muito fraturado utilizando (a) EDFM e (b) eDPM	117
Figura 5.34 - Distribuição de poropressão no Modelo 2 do meio poroso muito fraturado utilizando (a) EDFM e (b) eDPM	117

Figura 5.35 - Taxas de fluxo obtidas para os dois modelos, utilizando EDFM e eDPM

119

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Parâmetros adotados para o primeiro cenário	77
Tabela 4.2 - Parâmetros adotados para o segundo cenário	78
Tabela 5.1 - Parâmetros adotados nas simulações dos dois modelos de validação	85
Tabela 5.2 - Número de elementos adotados nas diferentes configurações de malhas para o modelo com uma única fratura	86
Tabela 5.3 - Número de elementos das diferentes configurações de malhas para o modelo com fratura orientada	92
Tabela 5.4 - Malhas utilizadas para modelo de fratura isolada	100
Tabela 5.5 - Malhas utilizadas para o modelo com fraturas em cruz	104



## Lista de Abreviaturas e Siglas

REV	Volume Elementar Representativo
ECM	Modelo de Contínuo Equivalente
DPM	Modelo de Dupla Porosidade
DPDP	Modelo de Dupla Porosidade/Dupla Permeabilidade
DFM	Modelo de Fraturas Discretas
HFM	Modelo de Fraturas Hierárquicas
EDFM	Modelo de Fraturas Discretas Embutidas
NNC	Conexões Não-Vizinhas
GeMA	<i>Geo Modelling Analysis</i>
eDPM	Modelo de Dupla Porosidade Estendido

## Lista de Símbolos

$s$	Espaçamento entre fraturas
$d$	Densidade de fraturas
$L$	Comprimento
$n_f$	Número de fraturas
$\theta$	Ângulo de incidência da fratura
$S_t$	Ângulo de ataque
$A_z$	Ângulo de azimuth
$D_i$	Ângulo de mergulho
$Q$	Vazão
$K$	Condutividade hidráulica
$A$	Área da seção transversal
$h$	Altura hidráulica
$k$	Permeabilidade do meio
$\rho$	Densidade do fluido
$g$	Aceleração da gravidade
$\mu_f$	Viscosidade dinâmica do fluido
$q_f$	Vazão através da fratura
$b$	Abertura da fratura
$\frac{\partial(\cdot)}{\partial x}$	Derivada parcial de $(\cdot)$ com relação a $x$
$l_f$	Comprimento das fraturas
$l_g$	Comprimento do grid
$\frac{d(\cdot)}{dx}$	Derivada de $(\cdot)$ com relação a $x$
$q_l$	Taxa de fluxo longitudinal na fratura
$\Delta_n$	Abertura normal
$q_T$	Fluxo no topo da interface da fratura

$q_B$	Fluxo na base da interface da fratura
$\frac{\partial(\cdot)}{\partial t}$	Derivada parcial de $(\cdot)$ com relação ao tempo
$k_l$	Condutividade hidráulica no plano da fratura
$p$	Pressão do fluido
$c$	Coefficiente de <i>leakoff</i>
$\mathbf{Q}_e$	Matriz de permeabilidade
$\mathbf{f}_p$	Vetor de vazões
$\mathbf{Q}_{Le}$	Matriz de condutividade longitudinal
$\mathbf{Q}_{Te}$	Matriz de condutividade normal
$\mathbf{N}_p$	Vetor das funções de forma
$l_m$	Domínio do campo de fluido
$M$	Módulo de Biot
$v_m$	Velocidade de infiltração
$Q_m$	Termos de fonte e/ou sumidouro
$\phi_o$	Porosidade inicial
$\beta_f$	Compressibilidade do fluido
$\beta_s$	Compressibilidade dos poros
$\mathbf{i}_g$	Vetor de gravidade
$\gamma_f$	Peso específico do fluido
$\mathbf{S}_{mf}$	Matriz de compressibilidade (matriz/fraturas)
$\mathbf{H}_{mf}$	Matriz de fluxo (matriz/fraturas)
$\mathbf{T}_G$	Matriz de condensação
$\mathbf{B}_p$	Vetor das derivadas das funções de forma
$\Omega$	Domínio de integração de volume
$\Gamma$	Domínio de integração de superfície
$nT$	Quantidade de sub elementos triangulares
$\mathbf{H}_f^{Ti}$	Matriz de fluxo dos sub elementos
$\mathbf{S}_f^{Ti}$	Matriz de compressibilidade dos sub elementos
$\mathbf{N}_{pT3}$	Vetor das funções de forma do sub elemento triangular

$\mathbf{B}_{pT3}$	Vetor das derivadas das funções de forma do sub elemento triangular
$k_{m/fr}$	Permeabilidade da matriz/fraturas
$\beta_{m/fr}$	Compressibilidade relativa da matriz/fraturas
$p_{m/fr}$	Pressão do fluido na matriz/fraturas
$q_{m/fr}$	Fluxo de fluido aplicado na matriz/fraturas
$\omega$	Fator de forma
$\mathbf{k}_{fr}^G$	Tensor de permeabilidade do sistema de fraturas no sistema global de coordenadas
$\mathbf{k}_{fr}^L$	Tensor de permeabilidade de uma família de fraturas no sistema local de coordenadas
$\mathbf{R}$	Matriz de rotação
$V$	Volume do bloco de matriz
$A_f$	Área da superfície da fratura
$d_c$	Distância do centroide do bloco de matriz para a superfície da fratura
$k_{mn}$	Permeabilidade da matriz na direção normal ao plano de fratura
$n_{faces}$	Quantidade de faces de um bloco de matriz em contato com fraturas
$Sfc$	Constante dos fatores de forma
$n_{MD}$	Quantidade de blocos de matriz
$\mathbf{W}$	Matriz de transferência
$\mathbf{K}_{m/fr}$	Matriz de permeabilidade da matriz/fraturas
$\mathbf{P}_{m/fr}$	Vetor das pressões do fluido na matriz/fraturas
$\mathbf{Q}_{m/fr}$	Matriz dos termos de fonte e sumidouro na matriz/fraturas
$\mathbf{k}_f$	Tensor de permeabilidade alinhado ao eixo local de coordenadas
$\mathbf{k}'_f$	Tensor de permeabilidade alinhado ao eixo global de coordenadas
$k_{fe}$	Permeabilidade de um elemento de fratura
$\alpha$ e $\varphi$	Ângulos entre os eixos de coordenadas locais e globais
$V_f$	Volume da fratura
$V_e$	Volume do elemento
$T_f$	Função de transferência

$CI$	Índice de conectividade
$d_m$	Distância média
$x_n$	Distância da fratura
$F_s$	Novo fator de forma
$V_{ma}$	Volume de um bloco de matriz
$A_{ma}$	Área da fratura aberta ao fluido
$d_{ma}$	Distância da superfície ao bloco de matriz
$A_e$	Área do elemento
$L_f$	Comprimento da fratura dentro do elemento
$\bar{\omega}$	Fator de forma modificado
$\overline{k_{fr}}$	Nova permeabilidade das fraturas
$n_{fi}$	Número de fraturas isoladas dentro de um elemento
$K_{eq}$	Permeabilidade equivalente
$t$	Tempo de simulação

# 1

## Introdução

A modelagem de fluxo em meios porosos fraturados é de grande importância para diversas aplicações práticas de engenharia, como a exploração de petróleo e gás em reservatórios, os processos mineralógicos em formações rochosas, a exploração de aquíferos subterrâneos e obras civis e geotécnicas. As fraturas que estão presentes nesses tipos de formação estão fortemente relacionadas aos processos de transporte e fluxo de fluido, uma vez que elas podem criar caminhos preferenciais para o fluido e influenciar intensamente esses processos.

Dessa forma, compreender o comportamento hidráulico do fluido através desses meios é muito relevante para as aplicações práticas mencionadas. No entanto, apesar de já existirem diversas técnicas para modelar os meios porosos fraturados, a correta representação dos sistemas de fraturas ainda é um desafio a ser vencido. Isso porque existem grandes dificuldades para a representação das redes de fraturas, que por natureza são muito complexas, além das muitas incertezas relacionadas às suas propriedades.

Por conta disso, as abordagens numéricas tornam-se importantes ferramentas para representar os meios porosos fraturados e entender seu comportamento, bem como dos processos de fluxo e sua interação com as fraturas. Existem atualmente diversos métodos para modelar os sistemas de fraturas que utilizam representações explícitas e implícitas.

Como método de representação explícita, destaca-se o Modelo de Fraturas Discretas (Karimi-Fard *et al.*, 2004; Noorishad; Mehran, 1982), que fornece resultados bastante acurados por considerar o efeito individual das fraturas ao utilizar representações realistas de suas geometrias. Entretanto, o modelo possui um custo computacional muito elevado em virtude da necessidade de conformidade da malha com a geometria das fraturas, o que o torna inviável em aplicações com alta densidade de fraturas. Como modelo de representação implícita, o Modelo de Dupla

Porosidade/Dupla Permeabilidade (Barenblatt *et al.*, 1960; Warren; Root, 1963) é muito utilizado, principalmente na simulação de reservatórios. Esse modelo possui boa eficiência com um custo computacional baixo, mas é recomendado somente para aplicações com uma grande quantidade de fraturas interconectadas e de pequena escala, falhando na representação de fraturas principais maiores que dominam o fluxo.

Assim, a depender da aplicação, nem todos os métodos são capazes de fornecer representações realistas das fraturas e obter soluções para os problemas de fluxo nesses tipos de formações. Por esse motivo, a investigação de novas técnicas de modelagem que sejam capazes de viabilizar bons resultados de forma eficiente, torna-se um tópico de interesse no âmbito do fluxo em meios porosos fraturados.

Nesse contexto, trabalhos recentes da literatura demonstram esforços na criação de novos modelos capazes de aliar as vantagens dos métodos já consolidados para resolver problemas de maneira acurada e eficiente. Este trabalho compara algumas das principais metodologias disponíveis para a modelagem de sistemas de fraturas, evidenciando as possíveis vantagens e limitações dos métodos diante de diferentes tipos de aplicações.

Finalmente, uma nova abordagem implícita foi proposta, aqui denominada Modelo de Dupla Porosidade Estendido, para considerar o efeito de descontinuidades fortes principais em meios porosos fraturados. O método faz uso de conceitos obtidos de Modelos com Dupla Porosidade e Modelos de Fraturas Discretas Embutidas. O principal propósito dessa abordagem é representar de forma eficiente o efeito de fraturas isoladas nos modelos.

O trabalho está inserido na linha de pesquisa de dano e fratura de materiais do Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. A pesquisa foi desenvolvida no Grupo de Modelagem e Simulação Multifísica do Instituto Tecgraf da PUC-Rio, que possui avanços consideráveis na utilização de diferentes formulações para a representação de meios porosos fraturados.

## **1.1. Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é comparar formulações explícitas e implícitas de modelagem de fluxo em meios porosos fraturados com diferentes escalas de fraturas. Busca-se avaliar a eficácia e robustez das abordagens em diferentes cenários de formações fraturadas.

Finalmente, o trabalho visa propor melhorias no método implícito de representação de fraturas para incorporar efeitos de fraturas isoladas. A metodologia utilizada para atingir tais objetivos inclui:

- a) Definição de conceitos fundamentais no entendimento de meios porosos fraturados;
- b) Revisão de literatura dos principais métodos utilizados para a modelagem de fraturas, apresentando o potencial e possíveis limitações de cada um;
- c) Analisar a influência das características das fraturas na permeabilidade equivalente de meios porosos fraturados;
- d) Aplicar alguns dos principais métodos disponíveis em diferentes problemas e compará-los;
- e) Desenvolver um método capaz de representar o efeito de fraturas isoladas em meios porosos fraturados;
- f) Validar a formulação desenvolvida com soluções obtidas por outros métodos e com trabalhos disponíveis na literatura;
- g) Apresentar aplicações da abordagem em modelos bi- e tridimensionais para atestar sua eficiência.

## **1.2. Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está organizado em seis capítulos principais. Neste capítulo introdutório são evidenciados a importância da pesquisa e os objetivos pretendidos.

No Capítulo 2 são apresentados alguns dos fundamentos principais necessários ao entendimento dos processos de fluxo de fluido em meios porosos fraturados e para a caracterização e modelagem dessas formações. Além de uma revisão de literatura dos



principais modelos utilizados para representar esses meios, evidenciando suas vantagens e limitações.

O Capítulo 3 descreve as formulações matemáticas das abordagens que foram estudadas, apresentando suas equações governantes e a formulação em elementos finitos, o método numérico de solução adotado. Além disso, também é apresentada a nova formulação que foi proposta para modelar fraturas isoladas.

No Capítulo 4 foi realizado um estudo paramétrico para investigar a influência de algumas características das fraturas na permeabilidade equivalente de meios porosos fraturados. Para isso, foi criada uma grande quantidade de modelos variando os valores dos parâmetros analisados.

No Capítulo 5 são apresentados exemplos de problemas de fluxo em meios porosos fraturados que foram representados através dos modelos descritos no Capítulo 3. Foram também sugeridos alguns modelos para validar a nova abordagem proposta, que foi aplicada em exemplos bi- e tridimensionais para avaliar sua eficiência.

Finalmente, no Capítulo 6, são expostas as principais conclusões obtidas, além de algumas sugestões para pesquisas futuras.

## 2

### Meios Porosos Fraturados

A modelagem de meios porosos fraturados e dos processos físicos que podem estar presentes nessas formações envolve o conhecimento e análise de dois elementos constituintes principais, o meio poroso e as fraturas. De acordo com a aplicação desejada e com a abordagem que será utilizada para caracterizá-los, esses dois constituintes podem ser tratados de diferentes maneiras.

Dessa forma, este capítulo se propõe a apresentar as definições que são necessárias para a caracterização dessas formações, dos processos de fluxo de fluido que podem estar compreendidos nesses meios e dos modelos numéricos utilizados para representar tais problemas.

Além disso, também foi feita uma revisão de literatura dos principais métodos disponíveis para a representação dos meios porosos fraturados.

#### 2.1. Fundamentos

Para um melhor entendimento e uma análise detalhada dos fenômenos de fluxo que estão envolvidos em meios porosos fraturados, bem como das técnicas de modelagem utilizadas em sua caracterização, é necessário antes definir alguns conceitos fundamentais relacionados aos seus componentes.

##### 2.1.1. Meios Porosos Fraturados

Um meio poroso fraturado pode ser definido como uma porção do espaço composta por uma rede interconectada de fraturas e blocos de meio poroso (Bear *et al.*, 1993). O meio poroso é um material constituído por vazios interconectados, os poros,

que permitem a passagem de fluidos. Como exemplos de meios porosos é possível destacar as rochas e solos.

Os fenômenos de transporte e fluxo que acontecem nessas composições porosas e fraturadas podem estar relacionados a diversos campos da ciência e tecnologia, que vão desde as engenharias de petróleo, de agricultura, biomédica, de construção, química, até as ciências de solo e alimentos. A caracterização dessas formações é provavelmente um dos problemas mais desafiadores que os profissionais dessas áreas precisam enfrentar, pois em qualquer fenômeno envolvendo materiais porosos é preciso lidar com uma estrutura complexa do meio e como ela afeta a distribuição, o fluxo e o deslocamento dos fluidos. Além disso, os fenômenos nesses meios são ainda afetados pelas heterogeneidades presentes. Dependendo das particularidades dessas heterogeneidades, o processo de caracterização do meio pode ser ainda mais difícil (Dietrich *et al.*, 2005; Sahimi, 2011).

De maneira geral, as heterogeneidades de meios porosos naturais podem ser classificadas em quatro escalas de investigação distintas que serão especificadas a seguir. Essa distinção é necessária, pois as medições que são feitas não são necessariamente aplicáveis em todos os níveis de escalas (Haldorsen e Lake, 1984).

- a) Heterogeneidades microscópicas: escala de apenas alguns poros ou grãos, distinguíveis apenas através de microscopia eletrônica;
- b) Heterogeneidades macroscópicas: nível presente nas amostras que são recolhidas para análises em campo;
- c) Heterogeneidades megascópicas: tamanho de grandes blocos já em escalas de campo;
- d) Heterogeneidades gigascópicas: formações totais, em escalas regionais.

As heterogeneidades descritas, ou descontinuidades, que estão presentes nesses meios podem criar caminhos preferenciais para o fluxo de fluido. Assim, os meios porosos fraturados podem ser considerados como um conjunto de dois sistemas, o meio poroso e um sistema condutor de fluido. A Figura 2.1 a seguir exibe uma classificação para rochas porosas e fraturadas de acordo com as heterogeneidades que podem estar presentes, conforme apresentado por Cook (2003). Em meios porosos homogêneos o fluxo de fluido ocorre através dos espaços entre os grãos do material (a). Nos meios

porosos heterogêneos (b), existem zonas preferenciais para o fluxo devido à variação de tamanho dos grãos. No outro extremo, em meios puramente fraturados (e), o fluido flui apenas através dos canais condutores e a matriz rochosa entre eles é impermeável e sem porosidade. Já em meios porosos e fraturados, o fluido pode ser armazenado na matriz, cuja permeabilidade pode ser negligenciada em alguns casos (d), ou pode contribuir para o fluxo (c).

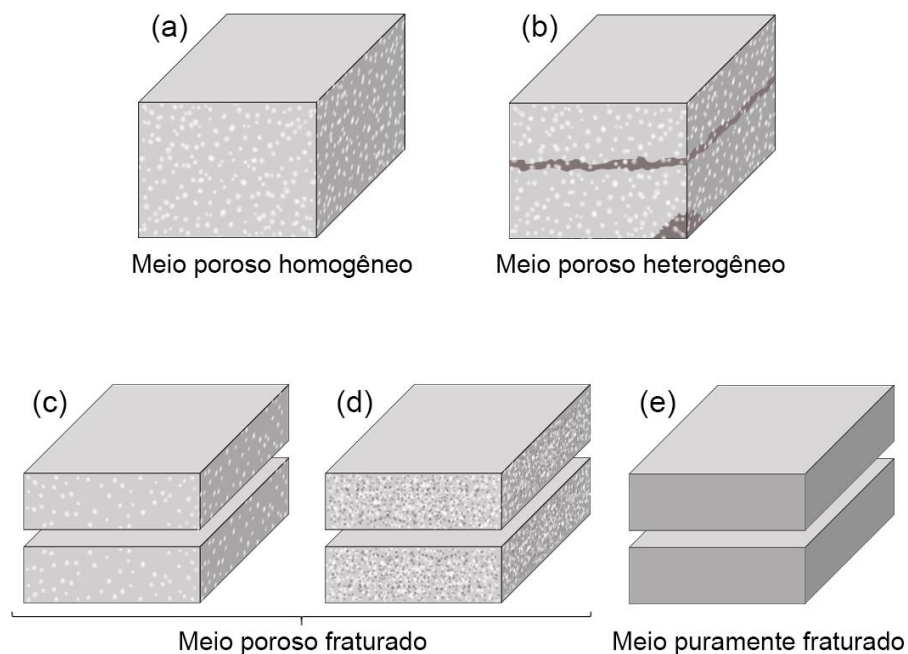


Figura 2.1 - Classificação de rochas porosas e fraturadas (adaptado de Cook, 2003)

### 2.1.2. Fraturas

Analisando então os meios porosos fraturados em diferentes escalas, é possível diferenciar duas fases principais: a matriz sólida, massas de rochas que contém uma grande quantidade de pequenos vazios, sendo por isso considerada como um meio poroso, separada pelas discontinuidades, as fraturas.

De um ponto de vista geomecânico, uma fratura é uma superfície de uma formação rochosa onde ocorreu uma perda de coesão. Como uma ruptura se refere ao processo que resulta na perda de coesão de um dado material, uma fratura é então o

resultado de uma ruptura. De forma geral, uma fratura onde ocorreu um deslocamento relativo é definida como falha, enquanto uma fratura sem deslocamento perceptível é definida como junta. A Figura 2.2 traz uma representação esquemática de uma falha e uma junta. Essa distinção é considerada de acordo com a escala de investigação utilizada (Van Golf-Racht, 1982).

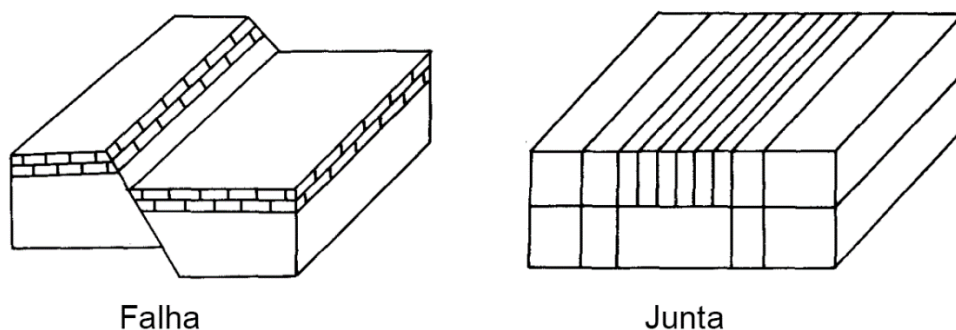


Figura 2.2 - Representação de uma falha e uma junta (adaptado de Van Golf-Racht, 1982)

As propriedades de um meio fraturado são modificadas pela presença das fraturas. Dependendo das suas características, os fluidos podem fluir mais facilmente através das fraturas do que pela matriz porosa (Adler *et al.*, 2012).

As fraturas individuais presentes na matriz sólida podem ainda se interceptar e formar um conjunto chamado de rede de fraturas. Esses sistemas de fraturas interconectadas são caracterizados por um conjunto de propriedades, como espaçamento, densidade, orientação e abertura.

### 2.1.3. Caracterização dos Sistemas de Fraturas

De acordo com Dietrich *et al.* (2005), para caracterizar um sistema de fraturas é necessário estabelecer alguns critérios e propriedades que podem ser determinados de forma quantitativa ou qualitativa, em campo ou em investigações de laboratório. Embora os dados devam ser coletados para todas as fraturas, muitas vezes é mais conveniente exibir os resultados como valores médios para famílias de fraturas, que

são grupos de fraturas com orientações preferenciais (Cook, 2003). Algumas dessas propriedades que são frequentemente utilizadas, serão apresentadas a seguir.

### 2.1.3.1. Espaçamento

Segundo Priest (1993), o espaçamento pode ser definido como a distância entre um par de fraturas, medida ao longo de uma linha com localização e orientação especificadas, sendo possível diferenciá-lo em três tipos, conforme mostra a Figura 2.3:

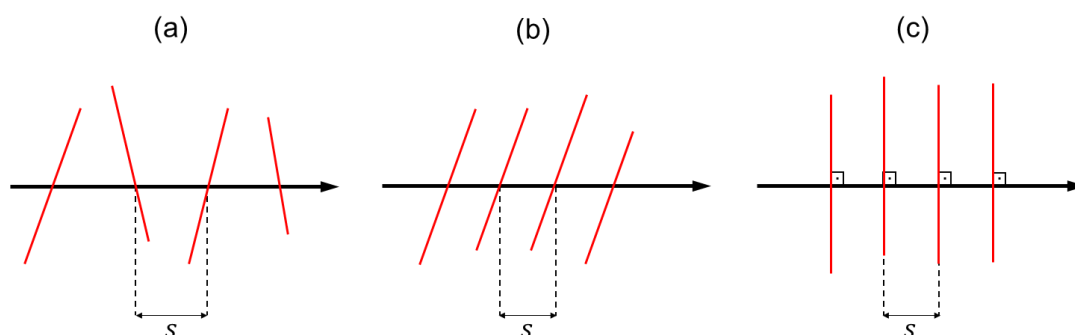


Figura 2.3 - Espaçamento entre fraturas: (a) total, (b) de uma família de fraturas e (c) normal da família de fraturas

a) Espaçamento total: o espaçamento entre um par de fraturas imediatamente adjacentes com diferentes orientações medido ao longo de uma linha reta;

b) Espaçamento de uma família de fraturas: distância entre duas fraturas imediatamente adjacentes com mesma orientação, medido ao longo de uma linha reta;

c) Espaçamento normal da família de fraturas: o espaçamento da família de fraturas medido ao longo de uma linha que é paralela à direção normal média das fraturas.

### 2.1.3.2. Densidade de Fraturas

A densidade de fraturas para o caso tridimensional ( $d_3$ ), é a relação entre a superfície fraturada média por unidade de volume da matriz rochosa. Analogamente, a densidade de fraturas bidimensional ( $d_2$ ) em uma superfície planar relaciona o comprimento fraturado médio com a área da superfície analisada. Já a densidade

unidimensional ( $d_1$ ) ao longo de uma linha reta é o número médio de interseções de fraturas por unidade de comprimento. Os parâmetros  $d_1$  e  $d_2$  dependem da orientação da linha ou plano que está sendo considerado e podem ser obtidos através de  $d_3$ , conforme apresentado nas seguintes relações (Chilès e De Marsily, 1993):

$$d_3 = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^{n_f} \frac{1}{\sin \theta} \quad (2.1)$$

$$d_1 = \frac{1}{2} d_3 \quad (2.2)$$

$$d_2 = \frac{\pi}{4} d_3 \quad (2.3)$$

onde  $\theta$  é o ângulo de incidência da fratura com a linha analisada, cujo comprimento é representado por  $L$ , e  $n_f$  representa o número de fraturas por linha. A Figura 2.4 apresenta um exemplo de volume, superfície e linha interceptados por fraturas e que podem ser utilizados para calcular as três densidades.

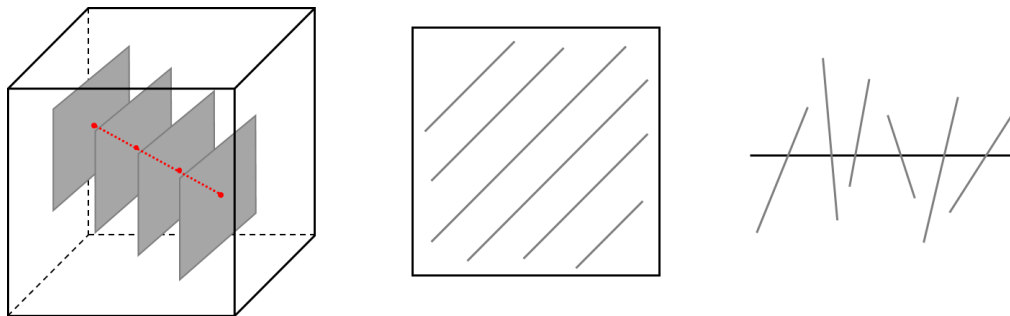


Figura 2.4 - Volume, superfície e linha interceptados por fraturas

### 2.1.3.3. Orientação

A orientação de fraturas no espaço é expressa através dos ângulos de ataque (*strike*) ( $S_t$ ), azimuth ( $A_z$ ) e mergulho (*dip*) ( $D_i$ ). O ataque é definido através da seção limite de uma superfície natural em um plano horizontal imaginário, cujo ângulo ( $S_t$ )

é medido entre a direção ao norte e a seção limite. A projeção da linha com maior declive no plano horizontal é a direção de mergulho, que é sempre perpendicular ao ataque. O ângulo de mergulho ( $D_i$ ) é a medida da inclinação entre a linha de maior declive e a direção de mergulho. O ângulo entre a direção ao norte e a direção de mergulho é definido como o azimuth ( $A_z$ ), que está relacionado ao ângulo de ataque pela relação  $A_z = S_t + 90^\circ$  (Chilès e De Marsily, 1993; Dietrich *et al.*, 2005). A Figura 2.5 apresenta as relações entre os três ângulos, ataque, mergulho e azimuth.

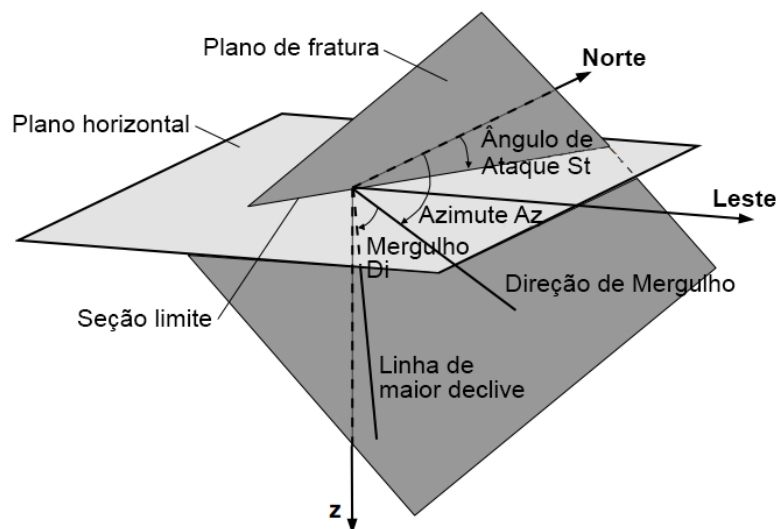


Figura 2.5 - Determinação dos ângulos de ataque, mergulho e azimuth (adaptado de Dietrich *et al.*, 2005)

#### 2.1.3.4. Abertura

É possível delimitar uma fratura pelo espaço vazio entre duas superfícies. A distância perpendicular que separa as superfícies adjacentes de uma fratura aberta define a sua abertura (Cook, 2003). A Figura 2.6 apresenta uma visão esquemática de uma fratura definida pelas superfícies  $S^+$  e  $S^-$ , de comprimento  $L$ , largura  $W$  e abertura  $b$ .



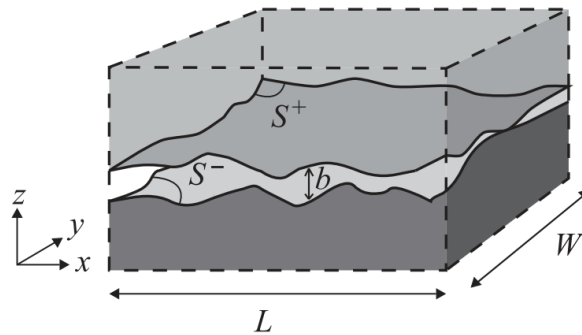


Figura 2.6 - Representação esquemática de uma fratura (adaptado de Adler *et al.*, 2012)

A abertura original pode sofrer alterações, podendo aumentar ou diminuir dependendo dos processos aos quais o meio estará submetido, por exemplo, processos de erosão, dissolução e deposição de materiais, além de processos mecânicos.

Assim, a abertura é um parâmetro de relevância para os problemas de fluxo em sistemas fraturados. No entanto, como apontado por Chilès e de Marsily (1993), pode ser um parâmetro difícil de lidar por alguns motivos. Primeiro porque as fraturas possuem certa rugosidade, com vazios e áreas de contato em suas superfícies que podem influenciar o fluxo de fluido. Além disso, devido à liberação de tensões, a medida de abertura de uma amostra é diferente de uma medição de abertura *in situ*.

#### 2.1.4. Propriedades hidrogeológicas

Os parâmetros de caracterização que foram descritos ajudam a entender melhor a influência dos sistemas de fraturas nos processos físicos que podem ocorrer em diferentes tipos de formações geológicas fraturadas. As redes que são formadas entre fraturas e blocos de matriz, bem como as interações que ocorrem entre os dois sistemas, influenciam fortemente as propriedades e os processos de fluxo, uma vez que podem criar caminhos preferenciais para o transporte de fluido (Kubeyev, 2013).

Uma propriedade decorrente dessas interações e bastante utilizada na caracterização de meios porosos fraturados é a permeabilidade da matriz e das fraturas, bem como a relação entre elas. Baseado nas definições já apresentadas, é possível tomar como exemplo de modelo um meio poroso fraturado com uma família de fraturas envolta por uma matriz sólida porosa, com ambos os meios sendo considerados

permeáveis. Ao considerar um fluido atravessando esse modelo, a matriz e as fraturas interagem entre si. Em muitos dos casos, a maior parte do fluido é armazenada na matriz, mas ele também tende a percorrer caminhos mais fáceis que são criados pelas fraturas (Bogdanov *et al.*, 2003).

Dessa forma, para conseguir descrever e entender os processos de fluxo de fluido, é importante analisar as interações e propriedades da matriz e fraturas que são utilizadas na caracterização do meio. Alguns dos principais parâmetros incluídos nesse entendimento são porosidade, permeabilidade, condutividade hidráulica e permeabilidade relativa.

## **2.2. Fluxo em Meios Porosos**

Nesta seção serão apresentados alguns conceitos e equações governantes utilizados para descrever os processos de fluxo em meios porosos. Posteriormente serão discutidas diferentes técnicas de modelagem que podem ser utilizadas para considerar também o efeito das fraturas.

### **2.2.1. Volume Elementar Representativo**

Para representar matematicamente o comportamento e propriedades dos fluidos em meios porosos, Bear (1972) apresenta o conceito do Volume Elementar Representativo (*Representative Elementary Volume* - REV). Através dessa concepção é possível representar as propriedades de escalas microscópicas do meio real mediante a utilização de um contínuo equivalente fictício onde os valores das propriedades podem ser atribuídos.

Bear (1972) define o REV através da porosidade, por ser uma propriedade básica da matriz porosa, mas o conceito é utilizado também para outros parâmetros, como densidade e permeabilidade. A Figura 2.7 identifica o domínio do REV em função do volume de um material.

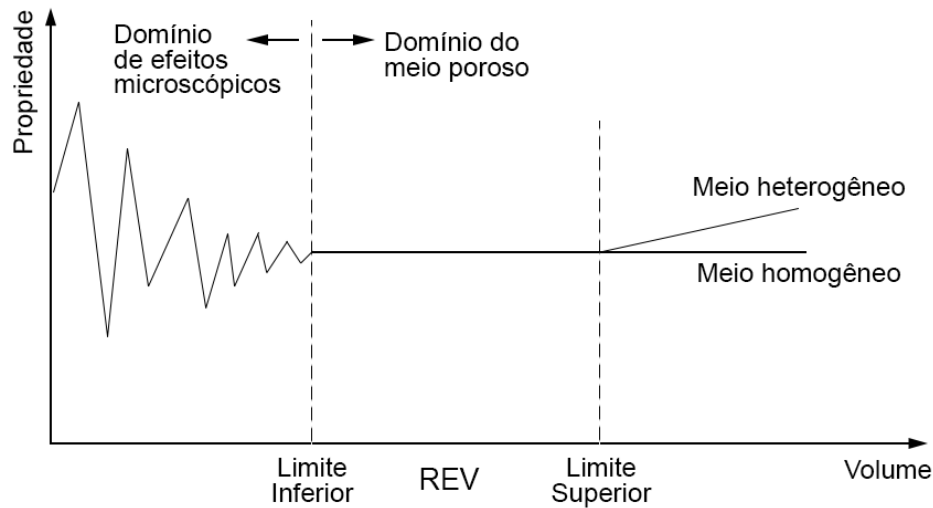


Figura 2.7 – Identificação do volume elementar representativo (REV) (adaptado de Bear, 1972)

### 2.2.2. Processos de Fluxo

A lei de Darcy é uma equação constitutiva utilizada para descrever o fluxo de fluido através de meios porosos. Foi proposta em 1856 por Henry Darcy, através de uma série de experimentos realizados para investigar o fluxo de água em filtros de areia verticais conectados às fontes da cidade de Dijon na França. Através de seus resultados, Darcy concluiu que a vazão do fluxo é proporcional ao gradiente hidráulico, como enunciado a seguir:

$$Q = KA \frac{(h_1 - h_2)}{L} \quad (2.4)$$

onde  $K$  representa a condutividade hidráulica,  $A$  a área da seção transversal da coluna hidráulica,  $h$  a altura hidráulica e  $L$  o comprimento da amostra. Por sua vez, a condutividade hidráulica depende tanto das propriedades do fluido como do meio poroso, sendo definida por:

$$K = \frac{k\rho g}{\mu_f} \quad (2.5)$$

onde  $\rho$  é a densidade do fluido,  $g$  a aceleração da gravidade,  $\mu_f$  a viscosidade dinâmica do fluido e  $k$  é a permeabilidade do meio. A permeabilidade quantifica a resistência do meio à passagem de fluido, não dependendo, portanto, das propriedades do mesmo.

### 2.3. Fluxo em Meios Fraturados

O fluxo através de uma fratura é governado pelas equações de Navier-Stokes, um conjunto de equações diferenciais parciais não-lineares acopladas. Entretanto, essas equações são muito difíceis de serem resolvidas analiticamente ou numericamente. Por esse motivo, frequentemente são feitas simplificações para tentar representar esse tipo de problema (Zimmerman e Yeo, 2000).

Um dos modelos simplificados mais adotados para uma fratura é o das placas paralelas, que considera a fratura com uma abertura constante e sem rugosidade. A equação que descreve a taxa de fluxo na fratura seguindo essas simplificações, conhecida como lei cúbica, pode ser expressa por (Witherspoon *et al.*, 1980; Zimmerman; Yeo, 2000):

$$q_f = -\frac{b^3}{12\mu_f} \frac{\partial p_f}{\partial x} \quad (2.6)$$

onde  $q_f$  representa a vazão através da fratura,  $b$  a sua abertura,  $\mu_f$  a viscosidade dinâmica do fluido e  $p_f$  é a pressão do fluido dentro da fratura, que varia ao longo da direção de fluxo  $x$ . A Figura 2.8 ilustra o fluxo de fluido através de uma fratura.

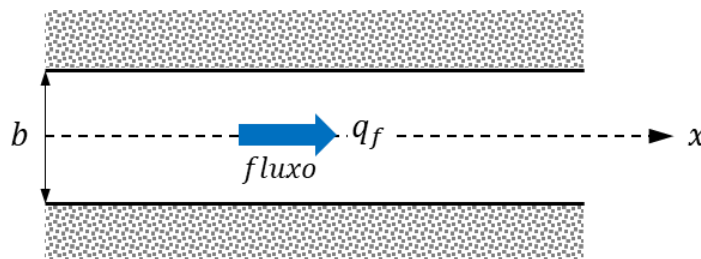


Figura 2.8 - Fluxo através de uma fratura

Para modelar o fluxo em formações porosas e fraturadas é necessário incorporar o efeito das fraturas aos modelos. Ao longo do trabalho serão apresentadas diferentes abordagens para esse fim, bem como as equações que descrevem o fluxo nessas formações.

## **2.4. Modelagem Numérica de Meios Fraturados**

Os meios fraturados estão presentes em diferentes tipos de formações geológicas e são de interesse para diversas aplicações, tais como exploração de reservatórios de água, de petróleo, e geotérmicos, processos de mineralização e outras aplicações geotécnicas (Berkowitz, 2002). Para investigar essas formações, que por natureza são altamente complexas, é necessário entender os processos físicos naturais que ocorrem e suas interações. Entretanto, existem muitas incertezas e falta de conhecimento acerca dos parâmetros e propriedades dos materiais compreendidos nessas estruturas.

Dessa forma, para conseguir resolver um problema que inclua esses tipos de estruturas geológicas, é necessário criar modelos conceituais capazes de representar tais sistemas naturais. Soluções analíticas não são uma opção devido ao alto grau de complexidade dos problemas (Dietrich *et al.*, 2005). Esses modelos podem então ser descritos matematicamente e resolvidos através de algoritmos numéricos estáveis e eficientes. A descrição do sistema natural por meio de um modelo numérico requer uma série de simplificações na tentativa de encontrar soluções que possam representar com acurácia e eficiência o comportamento real do sistema e diminuir suas complexidades. A Figura 2.9 descreve as etapas de transformação de um sistema natural em um modelo numérico simplificado.

Além disso, devido às interações entre as propriedades estruturais de fraturas e redes de fraturas com os processos dinâmicos que acontecem no domínio, as formações fraturadas possuem maiores desafios para modelagem e simulação quando comparadas aos meios porosos padrões (Berre *et al.*, 2019).

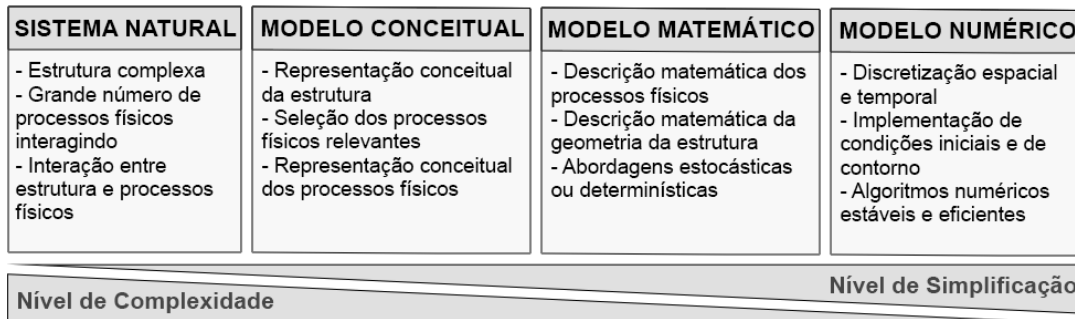


Figura 2.9 - Transformação de um sistema natural em modelo numérico (adaptado de Süß, 2004)

Outro grande problema a ser superado durante os processos de simulação é a limitação dos dados disponíveis, pois a habilidade de mapear as discontinuidades na rocha com as ferramentas geológicas e geofísicas disponíveis tende a diminuir com a escala das discontinuidades (Neuman, 2005).

Assim, fica evidente que os modelos utilizados para representar os meios porosos fraturados vão sempre ser marcados por muitas incertezas. Estas podem advir da natureza altamente heterogênea das formações, das propriedades e parâmetros contrastantes de seus constituintes, das geometrias complexas e das diferentes escalas envolvidas. Dependendo então do caso a ser estudado, a representação do modelo pode se tornar uma tarefa bastante complicada.

Por esse motivo, ao longo dos anos foram propostas técnicas que promovam uma boa representação dos sistemas fraturados, diminuam a complexidade dos problemas, mas que ainda forneçam resultados representativos do meio real.

## 2.5. Modelos para Representação de Meios Porosos Fraturados

Existem diversos tipos de abordagens conceituais para incorporar o efeito dos sistemas de fraturas nos modelos numéricos. A escolha do método adequado é uma etapa importante do processo de modelagem e depende de uma série de fatores, tais como as características do meio poroso e a escala do problema e de suas heterogeneidades.

A Figura 2.10 apresenta uma classificação dos domínios baseada na caracterização do meio, bem como um tipo de modelo conceitual adequado para cada situação.

Ao longo das próximas seções serão apresentados alguns dos principais métodos utilizados para modelagem de meios porosos fraturados, evidenciando suas vantagens e possíveis limitações.

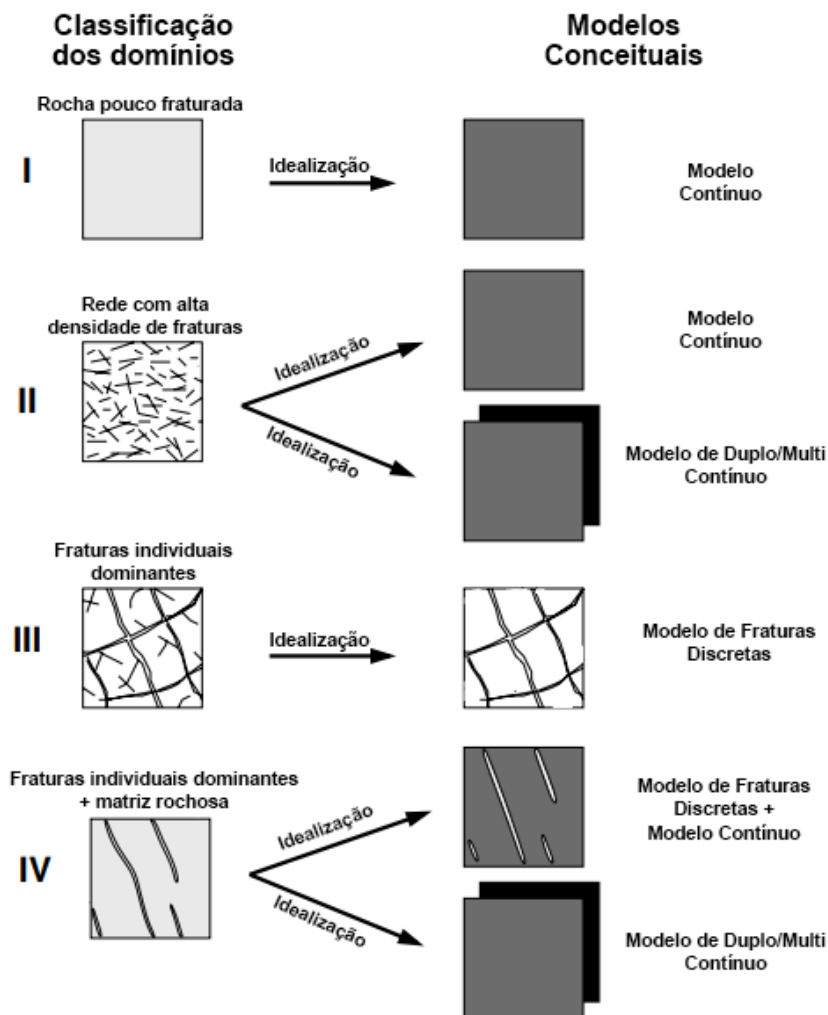


Figura 2.10 - Modelos conceituais para descrever meios porosos fraturados (adaptado de Dietrich *et al.*, 2005)

### 2.5.1. Modelo de Contínuo Equivalente

No Modelo de Contínuo Equivalente (*Equivalent Continuum Model* – ECM), a matriz e as fraturas são representadas como um único contínuo. Suas principais vantagens são o requisito de dados simples e o baixo custo computacional. No entanto, o ECM geralmente subestima o efeito de fraturas maiores e negligencia as interações entre fratura e matriz (Yan *et al.*, 2019).

Esse tipo de abordagem é amplamente empregado para estudos em escala de campo. Para calcular as propriedades efetivas, esse tipo de modelo faz uso do conceito de REV, onde as propriedades hidráulicas são uniformes. As propriedades equivalentes, como permeabilidade da matriz, são então determinadas resolvendo um problema de valor limite em cada REV. Como cada REV é considerado um subsistema independente, o método pode ser classificado como um método local (Khoei *et al.*, 2016).

Assim, para simular e obter soluções para modelos em larga escala sem a necessidade de resolver todas as equações em escala reduzida, faz-se uso também das técnicas de *upscaling*. Elas consistem em aproximações de um sistema de equações diferenciais por outro, frequentemente da mesma forma, com coeficientes conhecidos e que podem ser resolvidos com menos recursos computacionais (Farmer, 2002). Uma descrição mais detalhada das técnicas e abordagens de *upscaling* disponíveis pode ser encontrada nos trabalhos de Farmer (2002) e de Wen e Gómez-Hernández (1996).

Em virtude de sua eficiência computacional o ECM é muito utilizado. Entretanto, por causa da mudança de escalas, um dos problemas em utilizar esse tipo de modelo para fraturas é determinar as propriedades equivalentes representativas que descrevam o comportamento do fluxo de fluido, mais precisamente, a permeabilidade equivalente (Chen *et al.*, 2018; Sanchez-Vila *et al.*, 2006).

Dois tipos de técnicas de *upscaling* são frequentemente utilizados para determinar a permeabilidade equivalente de meios fraturados: os métodos analíticos e os métodos baseados em fluxo (Ahmed Elfeel e Geiger, 2012; He *et al.*, 2020). Um dos primeiros trabalhos a investigar a permeabilidade de meios fraturados foi o proposto por Snow (1969), ao relacionar esse parâmetro com as equivalências matemáticas de



fraturas de placas paralelas. Posteriormente, Oda (1985) desenvolveu uma formulação analítica para calcular a permeabilidade equivalente utilizando as características geométricas das fraturas, como abertura, espaçamento e orientação. A solução de Oda é amplamente utilizada devido a sua eficiência computacional e pela vantagem de poder ser calculada sem a necessidade de simulações de fluxo. No entanto, essa solução não leva em consideração o tamanho e conectividade das fraturas, sendo então limitada para redes de fraturas bem conectadas (Dershowitz *et al.*, 1998).

Por outro lado, os modelos baseados em fluxo consistem primeiro em resolver o problema de fluxo para um modelo de fratura discreta e então usar as informações para calcular a permeabilidade equivalente. São considerados mais efetivos que os métodos analíticos e têm sido largamente aplicados em simulações de reservatórios (Chen *et al.*, 2015; Long *et al.*, 1982).

No contexto dos métodos baseados em fluxo, Long *et al.* (1982) calcularam a permeabilidade equivalente em redes de fraturas, utilizando o método dos elementos finitos para resolver o problema de fluxo sob condições de contorno lineares. Koudina *et al.* (1998) investigaram a permeabilidade de redes de fraturas tridimensionais utilizando o método dos volumes finitos. Bogdanov *et al.* (2003) utilizaram o mesmo método para resolver o problema de fluxo, incluindo também a contribuição da permeabilidade da matriz.

Ante o exposto, reforça-se que o ECM é uma técnica bastante eficiente e muito utilizada. Portanto, um modelo ideal deveria combinar as vantagens do ECM com outras abordagens de simulação (Liu *et al.*, 2019).

Desse modo, com os recentes avanços de técnicas mais eficientes de discretização e modelagem, o ECM vem sendo aplicado para os mais diversos tipos de problemas, muitas vezes combinado também com outros modelos. Para exemplificar essa diversidade de aplicações, é possível citar alguns trabalhos. He, Santoso e Hoteit (2020) utilizaram técnicas de aprendizagem de máquina para melhorar a eficiência dos processos de *upscaling* nos ECMs. Khoei, Hosseini e Hohammadnejad (2015) desenvolveram um modelo numérico para simular o fluxo de fluido bifásico através de um meio poroso fraturado. Nesse modelo, os autores utilizaram o método dos elementos finitos estendidos para representar apenas as fraturas maiores, enquanto as

fraturas menores foram modeladas com um ECM. Liu *et al.*, (2019) propuseram um modelo para fraturas utilizando contínuo equivalente e dupla porosidade para investigar o acoplamento hidromecânico em reservatórios de gás de xisto.

### 2.5.2.

#### Modelo de Múltiplos Domínios

Esse tipo de abordagem é caracterizado por dividir o meio poroso fraturado em outros meios sobrepostos, com suas próprias leis constitutivas e de forma independente, cuja conectividade é representada através de termos de transferência. Um dos modelos mais utilizados dessa categoria são os de dupla porosidade (*Dual Porosity Model* – DPM). Os DPMs são considerados como métodos convencionais de simulação de meios fraturados e são bastante utilizados na indústria (Li *et al.*, 2017; Moinfar *et al.*, 2013).

O conceito de dupla porosidade foi introduzido pela primeira vez por Barenblatt *et al.* (1960) ao estudarem a infiltração de fluido em meios porosos fraturados. Segundo os autores, uma rocha fraturada consiste em blocos da matriz permeáveis e porosos separados por um sistema de fraturas. A espessura das fraturas é consideravelmente maior que as dimensões dos poros, de tal forma que a permeabilidade do sistema de fraturas é maior que a permeabilidade da matriz. Por outro lado, as fraturas ocupam um volume muito menor que os poros, logo possuem porosidade menor.

Com base nesses conceitos, Warren e Root (1963) idealizaram um DPM para estudar o comportamento de reservatórios naturalmente fraturados. Em seu modelo, os autores consideram duas regiões distintas, uma com porosidade primária (matriz) e outra com porosidade secundária (fraturas). A região com porosidade primária contribui significativamente para o volume dos poros, mas tem baixa contribuição na capacidade de fluxo, que ocorre preferencialmente através das fraturas. A Figura 2.11 mostra a representação de um meio poroso heterogêneo segundo o modelo descrito pelos autores, que consiste em blocos da matriz separados pelos planos de fraturas.

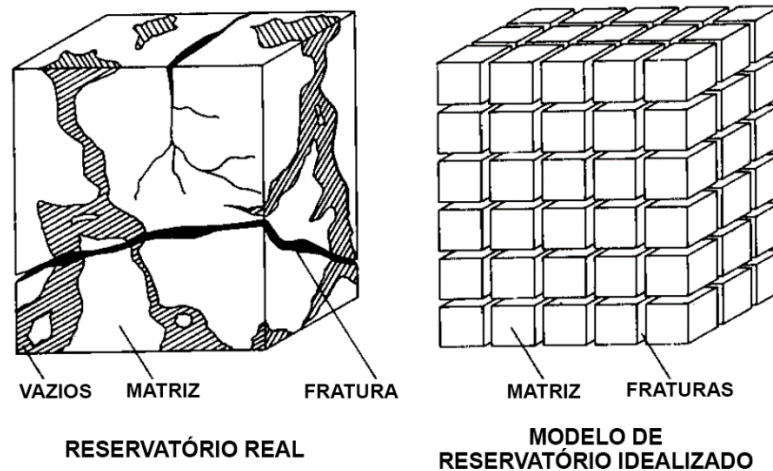


Figura 2.11 - Idealização de um meio poroso fraturado (adaptado de Warren e Root, 1963)

Kazemi *et al.* (1976) estenderam a abordagem de Warren e Root para considerar também o fluxo bifásico em reservatórios naturalmente fraturados. Nesses modelos, o fluxo de fluido ocorre apenas através das fraturas e da matriz para as fraturas. Rossen (1977) e Saidi (1983) também desenvolveram simuladores com dupla porosidade para fluxo multifásico.

Posteriormente, Blaskovich *et al.* (1983) e Hill e Thomas (1985) elaboraram modelos com dupla porosidade e dupla permeabilidade (*Dual Porosity/Dual Permeability* – DPDP). Esses tipos de modelos consideram também o fluxo de fluido entre os blocos da matriz. A Figura 2.12 apresenta uma comparação do fluxo unidimensional em modelos de porosidade simples, dupla porosidade e dupla permeabilidade.

Uma parte importante desses tipos de modelos é a definição das funções de transferência, que são responsáveis por fazer a conectividade entre os domínios da matriz e das fraturas, representando os diferentes processos físicos que ocorrem entre eles, conforme indicado pelas setas pontilhadas de troca na Figura 2.12.

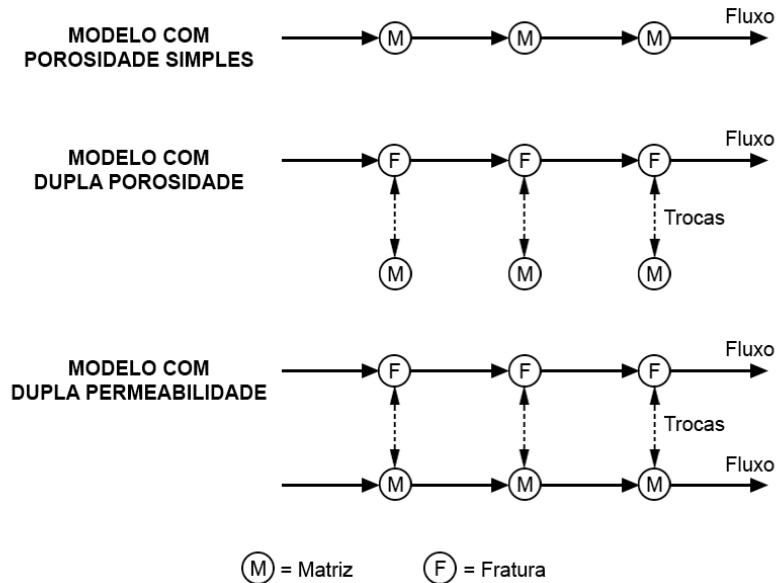


Figura 2.12 - Comparação entre modelos de porosidade simples com modelos de múltiplos domínios (adaptado de Dean e Lo, 1988)

Nas funções de transferência existe ainda um termo denominado fator de forma, que depende da geometria do sistema analisado e controla as transferências de fluido entre os meios. Diferentes formulações para o fator de forma foram desenvolvidas (Coats, 1989; Kazemi *et al.*, 1976; Lim; Aziz, 1995; Warren; Root, 1963). Estudos da influência dos diferentes fatores de forma podem ser encontrados nos trabalhos de Lai e Pao (2013) e Ranjbar e Hassanzadeh (2011).

Como pesquisas recentes utilizando os modelos de múltiplos domínios em diferentes aplicações, é possível citar alguns trabalhos. Xue *et al.* (2020) criaram um modelo multiescala com dupla porosidade para reservatórios de hidrocarboneto, analisando suas características de produção. Hu *et al.* (2020) propuseram um modelo com tripla porosidade para reservatórios de gás de xisto, que divide o domínio em um sistema de fraturas e dois sistemas porosos, um orgânico e outro inorgânico, e consegue descrever as interações entre os três sistemas.

Assim, as formulações que utilizam os conceitos de múltiplos contínuos para considerar os domínios da matriz e fratura de forma independente, se consagraram como técnicas apropriadas para os simuladores de reservatórios. De acordo com Moinfar *et al.* (2013), esses modelos são especialmente adequados para problemas envolvendo redes de fraturas pequenas e conectadas.

No entanto, apesar de serem computacionalmente eficientes, esses modelos apresentam algumas dificuldades de utilização e desvantagens para determinadas aplicações. Considerando as hipóteses nas quais os modelos se baseiam, os DPM fornecem representações simplistas de reservatórios e formações geologicamente complexas. Eles possuem então habilidade limitada para representar meios fraturados desconectados ou uma pequena quantidade de fraturas de escalas maiores e que podem dominar o fluxo (Jiang e Younis, 2016). Além disso, estudos de caracterização dessas formações demonstram que os sistemas de fraturas variam muito suas características, como abertura, espaçamento, comprimento e conectividade, o que pode representar uma discrepância grande entre a realidade e os modelos simplificados que são utilizados (Gillespie *et al.*, 1993; Moinfar *et al.*, 2011). Por esse motivo, em algumas aplicações é necessário utilizar modelos que sejam capazes de promover representações mais realistas das fraturas.

### **2.5.3. Modelo de Fraturas Discretas**

No modelo de fraturas discretas (*Discrete Fracture Model* – DFM) as heterogeneidades são consideradas de forma explícita, sem a necessidade de funções de transferência (Karimi-Fard e Firoozabadi, 2001). Os DFMs consideram então a geometria de fraturas individuais representando-as explicitamente na malha do modelo, e frequentemente adicionando novos graus de liberdade ao sistema global. As fraturas são normalmente representadas utilizando elementos de dimensões inferiores ao modelo, ou seja, linhas para modelos bidimensionais e planos ou superfícies em modelos tridimensionais. Essa abordagem é então adequada para representar um pequeno número de fraturas de larga escala com orientações, comprimentos e conectividades arbitrários (Gläser *et al.*, 2017; Xu *et al.*, 2018a). A Figura 2.13 exibe uma representação geométrica 2D de um meio poroso fraturado através do DFM, onde as linhas vermelhas do domínio computacional representam as fraturas.

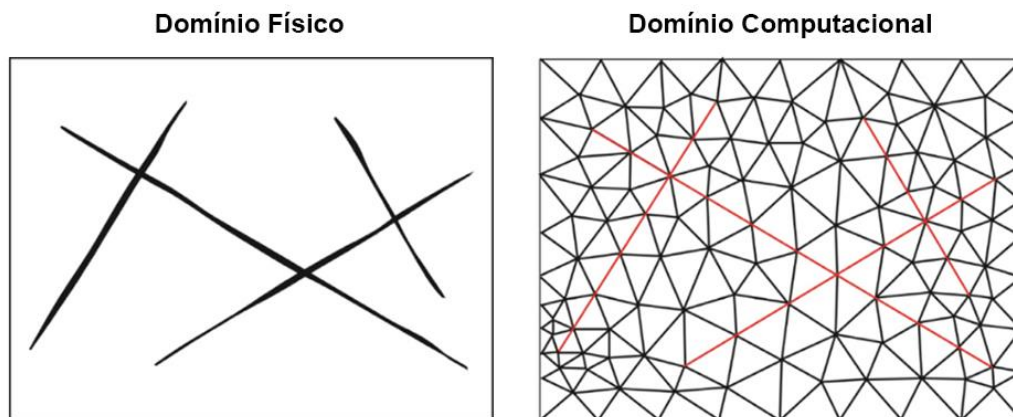


Figura 2.13 - Representação de um meio poroso fraturado através do DFM (adaptado de Xu *et al.*, 2018b)

Os modelos explícitos de fraturas discretas surgem da necessidade de representar formações que possuem fraturas de larga escala controlando os processos de fluxo, fraturas hidráulicas por exemplo, onde os ECMs não são adequados (Zeng *et al.*, 2020). Para conseguir capturar as complexidades envolvidas na representação das fraturas, muitas vezes é necessário utilizar abordagens com técnicas de discretização não estruturadas, como o método dos elementos finitos e o método dos volumes finitos (Karimi-Fard *et al.*, 2004).

Dentre os primeiros trabalhos que utilizaram esse tipo de representação, estão os desenvolvidos por Baca, Arnett e Langford (1984) e Noorishad e Mehran (1982), que utilizaram entidades em uma dimensão para representar fraturas em problemas de fluxo monofásico. Noorishad e Mehran (1982) resolveram o problema de transporte transiente bidimensional de solutos em meios porosos fraturados utilizando técnicas de elementos finitos, onde a representação das fraturas discretas foi feita por elementos de linhas com dois nós. Baca, Arnett e Langford (1984) também trouxeram uma abordagem em elementos finitos para o fluxo de fluido em meios porosos fraturados. Eles utilizaram os mesmos tipos de elementos para representar as fraturas e o princípio da superposição para o acoplamento entre as equações governantes dos meios da matriz e das fraturas.

Depois, o método foi estendido para incluir também problemas de fluxo bifásico, conforme apresentado nos trabalhos de Kim e Deo (2000) e Karimi-Fard e Firoozabadi (2003), ambos baseados no método dos elementos finitos. Na simulação de

reservatórios, o DFM foi aplicado pela primeira vez por Karimi-Fard *et al.* (2004), ao proporem uma abordagem para modelar meios fraturados bi- e tridimensionais compatível com simuladores de uso geral. Desde então o DFM tem sido empregado por diversos autores para desenvolver soluções de problemas de fluxo multifásico em meios porosos fraturados (Hoteit e Firoozabadi, 2006; Monteagudo e Firoozabadi, 2004).

Quando comparado a modelos DPDP, o DFM possui algumas vantagens. Ele pode simular a geometria realista de sistemas de fraturas, considerando explicitamente o efeito de fraturas individuais no fluxo de fluido, dispensando o cálculo dos termos de transferência entre matriz e fraturas (Moinfar *et al.*, 2011; Monteagudo e Firoozabadi, 2004).

Os DFMs são então capazes de promover uma representação bastante realista da geometria das fraturas, que por sua vez possuem uma grande influência nos padrões de fluxo. Por esse motivo, eles têm sido extensivamente utilizados para a modelagem de fluxo em meios porosos fraturados. Nesse cenário, é possível destacar alguns trabalhos que promoveram avanços recentes na utilização dessa abordagem.

Sandve *et al.* (2012) introduziram um método para modelar sistemas discretos de matriz e fraturas baseado em uma aproximação de fluxo multi ponto. Zeng *et al.* (2020) propuseram um novo modelo baseado em campo de fase para simular o fluxo de fluido em meios porosos fraturados, com a utilização de malhas não-conformes. Wang *et al.* (2020) sugeriram um modelo numérico para calcular as taxas de transferência de fluxo nas interfaces entre matriz e fraturas, que em alguns tipos de problemas são difíceis de calcular nos DFMs tradicionais.

Xu e Yang (2020) forneceram uma nova perspectiva aos DFMs para descrever as fraturas baseada em uma nova representação do tensor de permeabilidade. Tal modelo pode ser estendido para malhas não-conformes, podendo ser aplicado também para fraturas curvas com espessura variável. Wu *et al.* (2020) propuseram um DFM baseado no método dos elementos de Green para a modelagem do comportamento transiente de meios porosos heterogêneos com redes de fraturas discretas. Liu *et al.* (2020) utilizaram um DFM para modelar sistemas de fraturas explicitamente em simulações de acoplamento geomecânico e de fluxo em reservatórios de gás fraturados.

No trabalho de Manzoli *et al.* (2019) foi proposta uma abordagem para modelar fraturas hidráulicas em meios porosos deformáveis. Os efeitos das superfícies de descontinuidade nos deslocamentos e nos campos de pressão foram representados através de elementos finitos com alta razão de aspecto. Ao invés de modelar apenas problemas mecânicos, os autores provaram que este tipo de elemento também pode ser utilizado para reproduzir o comportamento de fraturas induzidas hidraulicamente. Com isso, Cleto *et al.* (2020) utilizaram uma técnica de fragmentação de malha para estender a aplicação desses elementos.

Em um trabalho mais recente, Fabbri *et al.* (2021) apresentaram um modelo numérico para capturar os efeitos do fechamento de fraturas em reservatórios naturalmente fraturados. Novamente, foram utilizados elementos com alta razão de aspecto, que demonstraram ser capazes de representar o comportamento das fraturas naturais.

É necessário ressaltar que os meios fraturados possuem redes de fraturas com diferentes comprimentos que podem se interceptar e formar geometrias ainda mais complexas. De acordo com Fumagalli, Keilegavlen e Scialò (2019), essa complexidade geométrica das redes de fraturas representa o principal desafio para a simulação numérica de modelos baseados nos princípios do DFM. Por esse motivo, representações adequadas das fraturas são essenciais para a precisão das simulações.

Segundo Zeng *et al.* (2020) é possível dividir os DFMs em duas categorias de acordo com a representação que será utilizada: os modelos conformes e os não-conformes. A diferença entre eles é que os DFMs conformes demandam que as fraturas estejam nas interfaces entre os elementos da matriz. Devido às complexidades geométricas, o processo de criação de malha nesses modelos pode se tornar uma tarefa bastante complicada, com um custo computacional elevado e nem sempre resultando em modelos viáveis.

Assim, com o advento de novos métodos e avanços em soluções numéricas, para eliminar a dependência de conformidade da malha e minimizar as desvantagens decorrentes do DFM, abordagens não-conformes têm sido propostas ao longo dos anos para modelar esses tipos de problemas. Dentre elas é possível citar o modelo de fraturas



hierárquicas, o modelo de fraturas discretas embutidas e os modelos baseados no método dos elementos finitos estendidos.

#### 2.5.4. Modelo de Fraturas Hierárquicas

O modelo de fraturas hierárquicas (*Hierarchical Fracture Model* – HFM) é uma abordagem utilizada para modelagem de fluxo em meios fraturados que consiste em agrupar as fraturas em categorias diferentes de acordo com a escala de seus comprimentos. Dessa forma, cada categoria é tratada de uma forma diferente para ser incorporada nos modelos de simulação.

Lee *et al.* (2000, 2001) apresentaram essa metodologia pela primeira vez para modelar o fluxo em formações naturalmente fraturadas. De acordo com os autores, existe muita variação nas escalas de comprimento das fraturas. Fraturas de pequena escala possuem uma influência reduzida no fluxo em um bloco do grid, quando comparadas com fraturas maiores que cortam vários blocos. Portanto, os autores dividem as fraturas em três grupos de acordo com a razão entre o comprimento da fratura ( $l_f$ ) e o comprimento do grid ( $l_g$ ):

- a) fraturas curtas:  $\frac{l_f}{l_g} \ll 1$ ;
- b) fraturas médias:  $\frac{l_f}{l_g} \sim 1$ ;
- c) fraturas longas:  $\frac{l_f}{l_g} \gg 1$ .

Com essa razão, a contribuição de cada classe é considerada no modelo de uma forma diferente. A contribuição das fraturas curtas é calculada de maneira analítica e incorporada como uma permeabilidade da matriz aprimorada no cálculo da permeabilidade efetiva da próxima escala. A contribuição das fraturas médias, é calculada utilizando o método dos elementos de contorno. E por último, as fraturas maiores são modeladas explicitamente como canais principais, condutores de fluido, que podem ser tratados de maneira similar aos poços em simuladores de reservatórios convencionais. Para isso, o conceito de índice de produtividade de poços foi aplicado

para derivar um índice que representasse o transporte de fluido entre matriz e fraturas (Lee *et al.*, 2001; Peaceman, 1978).

Conforme apresentado pelos autores, a abordagem hierárquica descrita é baseada em aproximações para as propriedades equivalentes. Caso a distribuição da escala de comprimento seja uniforme, as aproximações produzirão resultados menos acurados. Além disso, em problemas com muitas fraturas conectadas onde as fraturas primárias não são facilmente identificadas, as técnicas de duplo contínuo são mais adequadas.

Li e Lee (2008) utilizaram um método dos volumes finitos híbrido para simular fluxo multifásico em um reservatório fraturado em escala de campo. Os autores estenderam o conceito hierárquico apresentado anteriormente para conseguir modelar redes de fraturas mais realistas e complexas, como são encontradas nos reservatórios naturalmente fraturados. Com isso, eles conseguiram calcular um índice de transporte para um bloco do grid que contém parte de uma fratura longa ou de uma rede de fraturas. Esse índice relaciona a distância normal e a área da superfície da fratura dentro do bloco.

Os resultados apresentados por Li e Lee (2008) demonstram eficiência e acurácia da abordagem proposta para modelagem de fluxo em fraturas longas, redes de fraturas e interseções entre fraturas e poços.

Em trabalhos mais recentes, para conseguir resolver os problemas multiescala, os conceitos da representação hierárquica do HFM são aplicados para utilizar diferentes técnicas de modelagem para cada classe de fraturas. Karvounis e Jenny (2016) propuseram um modelo para o fluxo e transporte de fluido monofásico em reservatórios fraturados de sistemas geotérmicos aprimorados. Nesse modelo, as fraturas dominantes são incluídas através de uma representação discreta, enquanto o efeito das fraturas menores é capturado por uma representação contínua da matriz danificada através de propriedades efetivas apropriadas.

Guo *et al.* (2019) desenvolveram um HFM para caracterizar sistemas de fraturas de diferentes escalas em reservatórios de carbonato. Para isso, diferentes modelos numéricos foram aplicados de acordo com a escala geométrica dos tipos de fraturas e a conectividade entre elas. Dessa forma, as fraturas maiores, dominantes nos padrões de fluxo, foram modeladas através de DFM em grids não estruturados. As fraturas

menores com forte comunicação entre elas foram representadas por um modelo DPDP. Enquanto a contribuição das fraturas menores com comunicação fraca foi incorporada através da porosidade e permeabilidade da matriz.

Utilizando conceitos semelhantes, Yao *et al.* (2019) desenvolveram uma abordagem para caracterizar reservatórios com fraturas de múltiplas escalas. As fraturas maiores foram representadas explicitamente através de um modelo de fraturas discretas embutidas e nas regiões com alta densidade de fraturas menores foi utilizado um modelo DPDP.

Conforme apresentado, meios porosos fraturados podem conter fraturas de diferentes escalas de comprimento. Segundo Lee *et al.* (2000), modelar todas as categorias de fraturas com apenas um método não é uma abordagem efetiva. Desse modo, o HFM é uma abordagem muito utilizada para incorporar diferentes tipos de técnicas e metodologias numéricas para desenvolver modelos híbridos cada vez mais eficientes.

### **2.5.5. Modelo de Fraturas Discretas Embutidas**

Em situações onde são necessárias representações explícitas e mais realistas das fraturas, como o caso de fraturas principais que dominam o fluxo, os DFM's são bastante eficientes e muito utilizados. No entanto, as abordagens tradicionais de DFM possuem algumas desvantagens já bem conhecidas, principalmente quanto à discretização dos modelos.

Dessa forma, para evitar tais desvantagens, foi proposto o modelo de fraturas discretas embutidas (*Embedded Discrete Fracture Model* - EDFM). Nesse tipo de abordagem, a matriz e as fraturas são tratados como domínios computacionais separados que são discretizados de maneira independente, sem a necessidade de malhas conformes entre eles (Norbeck *et al.*, 2016).

A abordagem EDFM foi introduzida inicialmente por Lee *et al.* (2000). Posteriormente foi estendida por Li e Lee (2008), que utilizam um grid estruturado para representar a matriz e introduzem novos volumes de controle para as fraturas, calculando suas interseções com o grid da matriz. Desse modo, a matriz pode ser

discretizada através de malhas estruturadas e as fraturas são embutidas nessa malha, evitando o uso de discretizações não estruturadas necessárias aos DFMs convencionais (Zhang *et al.*, 2020). Uma visão esquemática do conceito do modelo e da discretização da matriz e fraturas podem ser vistos na Figura 2.14.

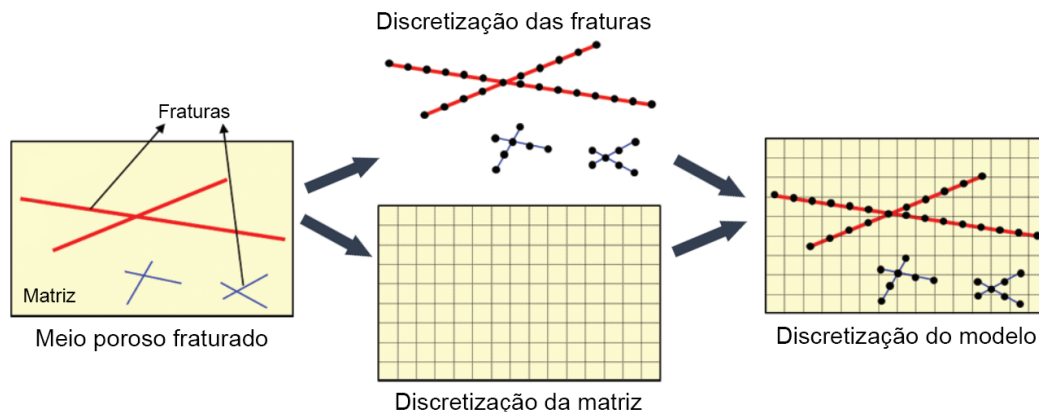


Figura 2.14 - Conceito esquemático do EDFM (adaptado de Zhang *et al.*, 2020)

Moinfar *et al.* (2012) afirmam que o EDFM utiliza conceitos dos modelos de duplo contínuo ao dividir o meio em dois domínios, mas também incorpora o efeito das fraturas explicitamente. Em seu trabalho, para considerar as conectividades entre matriz e fraturas, o método proposto pelos autores faz uso de conexões não-vizinhas (*Non-Neighboring Connections* - NNC), para permitir que os elementos do modelo numérico se conectem entre si.

Para atestar a acurácia da abordagem EDFM, Moinfar *et al.* (2014) compararam seus resultados com algumas simulações de estudos de caso. Ao realizarem um estudo de sensibilidade de malha no modelo, verificaram que para níveis moderados de refinamento já poderiam obter soluções convergentes. Com isso, o modelo se mostrou bastante eficiente computacionalmente.

Devido a essas vantagens, a técnica recebeu grande atenção em estudos de problemas de fluxo em meios fraturados. Dessa forma, novas pesquisas têm sido desenvolvidas para eliminar possíveis dificuldades, melhorar ainda mais sua eficiência e aplicá-lo em outros tipos de problemas.

Neste sentido, Yan *et al.* (2016) desenvolveram um EDFM eficiente para reservatórios fraturados irregulares com permeabilidade anisotrópica baseado no

método das diferenças finitas mimético e aplicável em sistemas de fraturas 2D ou 3D. Zhang *et al.* (2020) apresentaram um método de *upscaling* que faz uso do EDFM duas vezes para descrever o fluxo de fluido em fraturas de grande e pequena escala.

Algumas modificações no EDFM tradicional foram propostas por Li *et al.* (2020) para melhorar a eficiência do cálculo da transferência de fluxo entre matriz e fratura. Olorode *et al.* (2020) apresentaram um algoritmo 3D para um EDFM que se mostrou viável para modelar fraturas naturais e hidráulicas de forma eficiente.

Assim, por causa do baixo custo computacional e pelas outras vantagens já descritas, o EDFM se provou como uma ferramenta bastante eficiente para representar meios fraturados. O modelo também é frequentemente aplicado em conjunto com outras técnicas, oferecendo boas soluções para diferentes aplicações e problemas.

## **2.5.6. Contribuições Recentes do Grupo de Pesquisa**

No contexto da modelagem de meios porosos fraturados, no Grupo de Modelagem e Simulação Multifísica do Instituto Tecgraf da PUC-Rio foram desenvolvidos diversos trabalhos utilizando diferentes modelos de representação. No trabalho de Rueda Cordero *et al.* (2019a) foi desenvolvida uma metodologia em elementos finitos 2D para simular o processo de faturamento hidráulico e sua interação com fraturas naturais. O comportamento das fraturas hidráulicas foi modelado através de elementos de interface coesivos com um modelo de dano progressivo, que são inseridos no modelo através de uma técnica de fragmentação de malha. Para isso, foram acoplados as deformações mecânicas na rocha, o fluxo de fluido nas fraturas, a propagação da fratura na formação rochosa, a transferência de fluido entre fratura e meio poroso, e a interação com fraturas naturais.

Em uma extensão do trabalho anterior, Mejia *et al.* (2020) apresentaram um modelo numérico 3D para estudar as interações entre fraturas hidráulicas e naturais utilizando elementos de interface de espessura zero com acoplamento hidromecânico para representar as fraturas. O novo modelo permite simular as fraturas hidráulicas de maneira mais acurada e realista.

O método dos elementos finitos estendidos também foi aplicado para a representação das fraturas. Em Cruz *et al.* (2018), foi proposto um novo elemento baseado no método dos elementos finitos estendidos para representar múltiplas fraturas e suas interações na presença do fluxo de fluido. Em sequência, Gutierrez Escobar *et al.* (2019) utilizaram o método para simular o processo de fraturamento hidráulico em múltiplas etapas e os efeitos de *stress shadowing*.

Para simular o fluxo em reservatórios naturalmente fraturados com descontinuidades de diferentes escalas, Rueda Cordero *et al.* (2019b) utilizaram uma metodologia que integra o DFM e o DPDP. Uma extensão do modelo DPDP foi desenvolvida por Rueda *et al.* (2020) para a representação de múltiplas famílias de fraturas com orientações arbitrárias e de diferentes escalas. Para modelar o fluxo de fluido em formações muito fraturadas, Mejia *et al.* (2021) propuseram uma abordagem explícita de representação de fraturas utilizando o conceito de fraturas embutidas (EDFM).

### 3

## Formulações Matemáticas e Modelos Numéricos

Os modelos matemáticos são responsáveis por representar a geometria da estrutura dos modelos conceituais, bem como os processos físicos que estão envolvidos.

Nesta seção serão apresentadas as formulações matemáticas dos modelos que foram utilizados nas simulações dos meios porosos fraturados, suas equações governantes e o método numérico de solução adotado.

Os modelos de representação utilizados, cujas formulações serão descritas a seguir, estão implementados no framework multifísico GeMA (Geo Modelling Analysis) (Mendes *et al.*, 2016).

### 3.1.

#### Métodos Numéricos de Solução

Os problemas de fluxo de fluido em meios porosos fraturados são expressos através de equações diferenciais que podem ser resolvidas por intermédio de métodos analíticos ou numéricos. Soluções analíticas são aplicáveis a condições de contorno ideais e geometrias simplificadas. Assim, para conseguir soluções para problemas mais complexos, os métodos numéricos são frequentemente utilizados.

Esses métodos são capazes de obter soluções que conseguem representar corretamente os problemas, através de técnicas de discretização temporais e espaciais e utilizando algoritmos numéricos eficientes. Dentre os métodos numéricos que são utilizados em problemas de modelagem de fluxo é possível destacar o método dos elementos finitos, o método das diferenças finitas e o método dos volumes finitos.

Neste trabalho foi utilizado o método dos elementos finitos para a solução das equações de fluxo em meios porosos fraturados.

### 3.2. Modelo de Fraturas Discretas

Os modelos de fraturas discretas (DFM) consideram as fraturas de forma explícita nos modelos. Frequentemente as fraturas são representadas através de elementos de dimensão inferior à do modelo, elementos de linha em modelos 2D e elementos planos em modelos 3D.

Na formulação aqui descrita, são utilizados elementos de interface de “espessura zero” para representar as fraturas explicitamente. Esses elementos permitem a simulação de descontinuidades já existentes e de fraturas em desenvolvimento (Segura; Carol, 2008a). A seguir será apresentada brevemente a formulação hidráulica de um elemento de interface de 6 nós e espessura zero. As equações apresentadas são baseadas no trabalho de Rueda Cordero *et al.* (2019).

#### 3.2.1. Equações Governantes

O fluxo de fluido ao longo de uma fratura e através de duas paredes pode ser descrito através da seguinte equação de continuidade para o elemento de interface considerado:

$$-\frac{dq_l}{dx} + q_T + q_B = \frac{\partial \Delta_n}{\partial t} \quad (3.1)$$

Nessa equação,  $q_l$  é a taxa de fluxo longitudinal na fratura,  $\Delta_n$  é a abertura normal na superfície da interface e  $q_T$  e  $q_B$  representam o fluxo escoando da interface para o meio poroso no topo e no fundo da fratura, respectivamente. Tais parâmetros podem ser identificados na representação do fluxo na fratura da Figura 3.1.

Por sua vez, a taxa de fluxo de fluido na direção longitudinal pode ser relacionada com a pressão do fluido,  $p$ , através da lei de Darcy generalizada:

$$q_l = -k_l \frac{\partial p}{\partial x} \quad (3.2)$$



onde  $k_l$  é a condutividade hidráulica no plano da descontinuidade, que pode ser obtida por:

$$k_l = \frac{\Delta_n^3}{12\mu_f} \quad (3.3)$$

sendo  $\mu_f$  a viscosidade dinâmica do fluido.

Já as taxas de fluxo nas direções transversais podem ser obtidas relacionando os gradientes de pressão do fluido  $\Delta p$  e os coeficientes de *leakoff*  $c$ , nas faces do topo e base da fratura.

$$q_T = c_T \Delta p_T \quad (3.4)$$

$$q_B = c_B \Delta p_B \quad (3.5)$$

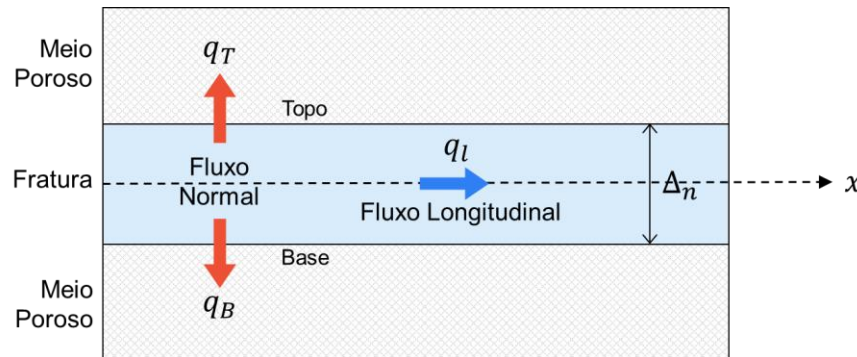


Figura 3.1 - Fluxo de fluido normal e longitudinal em uma fratura

### 3.2.2. Formulação em Elementos Finitos

A formulação em elementos finitos para o elemento descrito segue o mesmo procedimento adotado por Segura e Carol (2008a, 2008b). A Figura 3.2 mostra a geometria do elemento de interface linear de 6 nós que é utilizado no modelo, onde  $x$  e  $y$  representam as coordenadas globais e  $\xi$  e  $\eta$  são as coordenadas paramétricas.

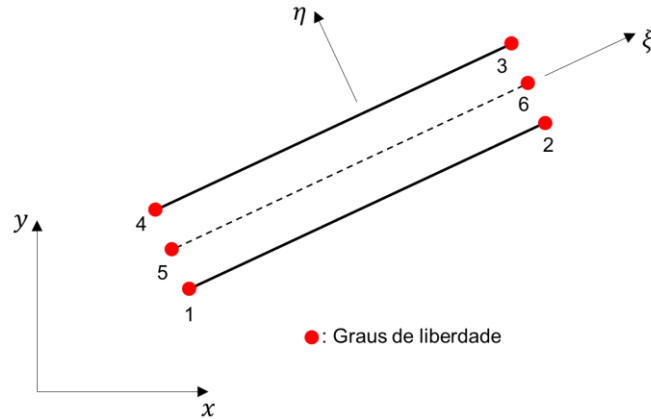


Figura 3.2 - Representação do elemento de interface

Seguindo os procedimentos padrão do método dos elementos finitos, após a discretização da pressão do fluido  $\mathbf{p}$ , a eq. (3.1) resulta em:

$$\mathbf{Q}_e \cdot \mathbf{p} = \mathbf{f}_p \quad (3.6)$$

onde  $\mathbf{Q}_e$  representa a matriz de permeabilidade e  $\mathbf{f}_p$  o vetor das vazões.

Por sua vez, a matriz de permeabilidade é definida por:

$$\mathbf{Q}_e = \mathbf{Q}_{Le} + \mathbf{Q}_{Te} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{Q}_{Le} = \int_{l_m} \frac{\partial \mathbf{N}_p^T}{\partial l} \cdot \mathbf{k}_l \cdot \frac{\partial \mathbf{N}_p}{\partial l} dl \quad (3.8)$$

$$\mathbf{Q}_{Te} = \int_{l_m} \mathbf{N}_p^T \cdot \mathbf{k}_t \cdot \mathbf{N}_p dl \quad (3.9)$$

onde  $\mathbf{Q}_{Le}$  e  $\mathbf{Q}_{Te}$  são as matrizes de condutividade longitudinal e normal, respectivamente.  $\mathbf{N}_p$  é o conjunto de funções de forma que definem as interpolações de  $\mathbf{p}$  e  $l_m$  é o domínio do campo de fluido no plano médio do elemento.

### 3.3. Modelo de Fraturas Discretas Embutidas

Em modelos de fraturas discretas embutidas (EDFM), o meio fraturado é dividido em dois domínios computacionais distintos, matriz e fratura. Dessa forma, as malhas de elementos finitos do meio poroso e das fraturas são independentes. A contribuição das fraturas é introduzida no domínio da matriz por meio de restrições de compatibilidade.

O modelo adotado neste trabalho e a formulação apresentada a seguir seguem os procedimentos apresentados por Mejia *et al.* (2021). Os autores propuseram uma nova abordagem para redes de fraturas complexas. Nessa abordagem as fraturas são discretizadas em elementos planos triangulares. A contribuição das fraturas é introduzida no meio rochoso utilizando um método de restrição de multi-liberdade associado com um procedimento de condensação estático do grau de liberdade de poropressão da fratura.

#### 3.3.1. Equações Governantes

As equações que governam os processos de fluxo de fluido através da matriz e fraturas e a transferência entre eles serão apresentadas a seguir.

O fluxo no meio poroso pode ser descrito pela seguinte equação de continuidade:

$$\frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla v_m = Q_m \quad (3.10)$$

Nessa equação,  $p$  representa a poropressão do fluido,  $v_m$  a velocidade de infiltração,  $Q_m$  os termos de fonte e/ou sumidouro de fluido e  $M$  o módulo de Biot, que pode ser obtido por:

$$M = \{\phi_o \beta_f + \beta_s\}^{-1} \quad (3.11)$$

onde  $\phi_o$  é a porosidade inicial,  $\beta_f$  a compressibilidade do fluido e  $\beta_s$  a compressibilidade dos poros.

Por sua vez, a velocidade de infiltração pode ser obtida pela lei de Darcy generalizada e expressa por:

$$\mathbf{v}_m = \mathbf{k}_m \cdot \left( \frac{\nabla p}{\gamma_f} - \mathbf{i}_g \right) \quad (3.12)$$

sendo  $\mathbf{k}_m$  a condutividade hidráulica da matriz,  $\mathbf{i}_g$  o vetor de gravidade e  $\gamma_f$  o peso específico do fluido.

Já a equação de continuidade para descrever o fluxo através das fraturas segue a teoria de lubrificação de Reynold:

$$\frac{\partial q_l}{\partial x} + q_T + q_B = 0 \quad (3.13)$$

Novamente,  $q_l$  representa o fluxo longitudinal e  $q_T$  e  $q_B$  o fluxo que escoar do topo e da base da fratura para o meio poroso.

Considerando um fluido Newtoniano e incompressível, o fluxo longitudinal  $q_l$  pode ser obtido de forma semelhante à eq. (3.2). O fluxo normal no topo e na base da fratura,  $q_T$  e  $q_B$ , respectivamente, definem a transferência de fluido entre matriz e fraturas, que é controlada pela condutividade hidráulica da matriz.

### 3.3.2. Formulação em Elementos Finitos

Utilizando o método de Galerkin, a discretização da equação de continuidade do meio poroso fraturado resulta em:

$$\mathbf{S}_{mf} \frac{\partial \mathbf{P}_m}{\partial t} + \mathbf{H}_{mf} \mathbf{P}_m = \mathbf{Q}_m \quad (3.14)$$

$\mathbf{Q}_m$  representa a matriz dos termos de fonte e sumidouro,  $\mathbf{P}_m$  a pressão do fluido,  $\mathbf{H}_{mf}$  a matriz de permeabilidade e  $\mathbf{S}_{mf}$  a matriz de compressibilidade. Essas últimas matrizes são calculadas por:

$$\mathbf{H}_{mf} = \mathbf{H}_m + \sum_{i=1}^{n_f} (\mathbf{T}_G^T \mathbf{H}_f \mathbf{T}_G) \quad (3.15)$$

$$\mathbf{S}_{mf} = \mathbf{S}_m + \sum_{i=1}^{n_f} (\mathbf{T}_G^T \mathbf{S}_f \mathbf{T}_G) \quad (3.16)$$

onde  $\mathbf{T}_G$  é a matriz de condensação, que transfere a contribuição dos graus de liberdade de poropressão da fratura, para a matriz porosa. As matrizes  $\mathbf{H}_f$  e  $\mathbf{S}_f$  e  $\mathbf{H}_m$  e  $\mathbf{S}_m$  são as matrizes de permeabilidade e compressibilidade da fratura e do meio poroso, respectivamente;  $n_f$  representa o número de fraturas que interceptam um elemento.

As matrizes dos termos referentes ao domínio da matriz são definidas como:

$$\mathbf{H}_m = \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{k_m}{\gamma_f} \mathbf{B}_p d\Omega \quad (3.17)$$

$$\mathbf{S}_m = \frac{1}{M} \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.18)$$

$$\mathbf{Q}_m = \int_{\Gamma} \mathbf{N}_p^T \mathbf{N}_p \mathbf{q}_m d\Gamma \quad (3.19)$$

O vetor  $\mathbf{N}_p$  contém as funções de forma do elemento finito e o vetor  $\mathbf{B}_p$  suas derivadas. Por sua vez,  $\Omega$  e  $\Gamma$  representam os domínios de integração de volume e superfície, respectivamente.

Nesta abordagem, uma discretização global do plano de fratura é feita levando em consideração a geometria da interseção com o elemento sólido. Na Figura 3.3 é

apresentado um exemplo de uma fratura que intercepta o elemento em seis pontos, e a discretização do plano da fratura em subelementos triangulares.

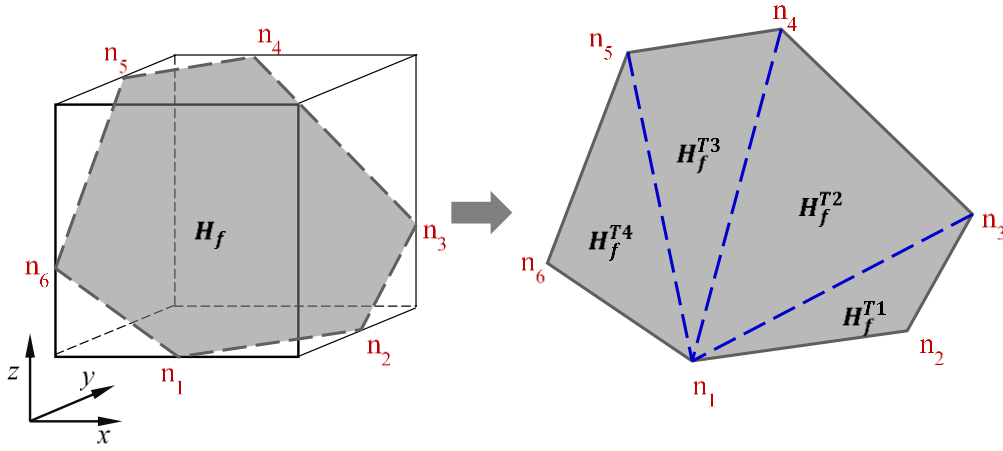


Figura 3.3 - Discretização de uma fratura utilizando subelementos triangulares (Mejia *et al.*, 2021)

Assim, a contribuição total da fratura é obtida através da soma das contribuições individuais de cada sub elemento:

$$H_f = \sum_{i=1}^{nT} H_f^{Ti} \quad (3.20)$$

$$S_f = \sum_{i=1}^{nT} S_f^{Ti} \quad (3.21)$$

O número de sub elementos triangulares é  $nT = n - 2$ , com  $n$  sendo o número de vértices do polígono formado pelo plano de fratura no elemento. As matrizes de permeabilidade e compressibilidade dos sub elementos são expressas como:

$$H_f^{Ti} = \int_{S_i} \mathbf{B}_{pT3}^T \frac{\Delta_n^3}{12\mu_f} \mathbf{B}_{pT3} dS_i \quad (3.22)$$

$$S_f^{Ti} = \int_{S_i} \mathbf{N}_{pT3}^T \frac{1}{M_f} \mathbf{N}_{pT3} dS_i \quad (3.23)$$

$N_{pT3}$  representa o vetor das funções de forma do sub elemento triangular e  $B_{pT3}$  as suas derivadas;  $S_i$  corresponde à superfície do sub elemento  $i$ .

### 3.4.

#### Modelo de Dupla Porosidade/Dupla Permeabilidade

Os modelos de dupla porosidade/dupla permeabilidade (DPDP) tratam o meio poroso e as fraturas como meios contínuos, ou seja, as fraturas são tratadas de forma implícita. Nessa abordagem o fluxo de fluido ocorre através de dois domínios diferentes, matriz e fratura, e as trocas entre eles são representadas pelas funções de transferência.

Os modelos DPDP convencionais assumem blocos de matriz separados por planos de fraturas ortogonais entre si (Figura 2.11). A abordagem que será descrita a seguir é um modelo DPDP generalizado que permite simular meios fraturados através de famílias de fraturas com espaçamentos, aberturas e orientações arbitrárias, conforme apresentado por Rueda *et al.* (2020).

#### 3.4.1.

##### Equações Governantes

As equações de balanço de massa para matriz (subscrito  $m$ ) e fratura (subscrito  $fr$ ) são expressas da seguinte forma:

$$\nabla \cdot \left( \frac{k_m}{\mu_f} \nabla p_m \right) + \beta_m \frac{\partial p_m}{\partial t} + \omega(p_m - p_{fr}) + q_m = 0 \quad (3.24)$$

$$\nabla \cdot \left( \frac{k_{fr}}{\mu_f} \nabla p_{fr} \right) + \beta_{fr} \frac{\partial p_{fr}}{\partial t} + \omega(p_m - p_{fr}) + q_{fr} = 0 \quad (3.25)$$

Nas equações acima,  $k$  representa a permeabilidade,  $\mu_f$  a viscosidade do fluido,  $p$  a pressão do fluido,  $\beta$  a compressibilidade relativa e  $q$  o fluxo de fluido aplicado. Como mencionado anteriormente, as trocas de fluido entre os dois sistemas são representadas através de funções de transferência, que aqui são expressas pelo fator de forma  $\omega$ .

O modelo adotado representa o meio fraturado através de famílias de fraturas. Considerando um fluido Newtoniano e incompressível e assumindo pequenas aberturas de fraturas, o fluxo de fluido nas fraturas segue a solução simplificada para fluxo entre placas paralelas (Rueda Cordero *et al.*, 2019; Zimmerman e Yeo, 2000). Considerando uma família de fraturas com abertura  $b$  e espaçamento  $s$ , sua permeabilidade pode então ser calculada por:

$$k_{fr} = \frac{b^3}{12s} \quad (3.26)$$

Por sua vez, o tensor de permeabilidade de todo o sistema de fraturas referenciado ao sistema global de coordenadas (x, y, z) é definido como:

$$\mathbf{k}_{fr}^G = \sum_{i=1}^{nset} (\mathbf{R}^T \cdot \mathbf{k}_{fr}^L \cdot \mathbf{R})_i \quad (3.27)$$

onde  $nset$  é o número de famílias de fraturas e  $\mathbf{k}_{fr}^L$  é o tensor de permeabilidade de uma única família de fraturas relativo ao seu sistema local, sendo definido da seguinte forma:

$$\mathbf{k}_{fr}^L = \begin{bmatrix} \frac{b^3}{12s} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{b^3}{12s} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

A matriz de rotação  $\mathbf{R}$  é responsável por fazer a transformação do sistema de referência local das fraturas para o sistema global de coordenadas, que levará em consideração o ângulo de mergulho ( $D_i$ ) e de ataque ( $S_t$ ) e é expressa por:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} l_1 & m_1 & n_1 \\ l_2 & m_2 & n_2 \\ l_3 & m_3 & n_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(S_t) & \cos(S_t) & 0 \\ \cos(D_i) \cos(S_t) & -\cos(D_i) \sin(S_t) & -\sin(D_i) \\ -\sin(D_i) \cos(S_t) & \sin(D_i) \sin(S_t) & -\cos(D_i) \end{bmatrix} \quad (3.29)$$



O fator de forma da formulação aqui descrita utilizará conceitos semelhantes aos mostrados anteriormente para permitir sua aplicação a domínios com múltiplos blocos de matriz formados por diferentes famílias de fraturas com orientações arbitrárias. A Figura 3.4 mostra um exemplo de bloco rochoso com três famílias de fraturas. O fator de forma  $\omega$  para esse bloco rochoso pode ser definido como:

$$\omega = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^{nfaces} \left( \frac{A_f}{d_c} k_{mn} \right)_i \quad (3.30)$$

onde  $V$  é o volume do bloco de matriz,  $A_f$  é a área da superfície da fratura,  $d_c$  é a distância do centroide do bloco de matriz à superfície da fratura  $i$ ,  $k_{mn}$  é a permeabilidade da matriz na direção normal ao plano de fratura e  $nfaces$  é o número de faces do bloco em contato com fraturas.

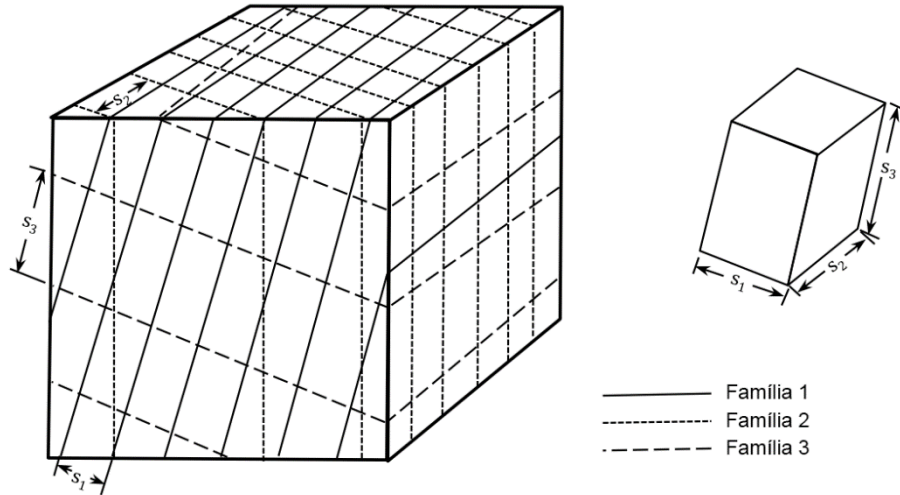


Figura 3.4 - Bloco de rocha com três famílias de fraturas (adaptado de Rueda *et al.*, 2020)

Levando em conta a permeabilidade anisotrópica da matriz rochosa  $k_{mx}$ ,  $k_{my}$  e  $k_{mz}$  nas direções x, y e z, a permeabilidade normal da rocha pode ser expressa como:

$$(k_{mn})_i = (l_3^2 k_{mx} + m_3^2 k_{my} + n_3^2 k_{mz})_i \quad (3.31)$$

onde  $l_3$ ,  $m_3$  e  $n_3$  são obtidos pela matriz de rotação.

Considerando ainda um bloco rochoso como o da Figura 3.4 definido pelos espaçamentos entre fraturas  $s_1$ ,  $s_2$  e  $s_3$  e tendo como base a eq. (3.30), seu fator de forma pode ser definido como:

$$\omega = \frac{2}{s_1 s_2 s_3} \left( \frac{k_{mn1} s_2 s_3}{s_1/2} + \frac{k_{mn2} s_1 s_3}{s_2/2} + \frac{k_{mn3} s_1 s_2}{s_3/2} \right) = Sfc \left( \frac{k_{mn1}}{s_1^2} + \frac{k_{mn2}}{s_2^2} + \frac{k_{mn3}}{s_3^2} \right) \quad (3.32)$$

Essa equação se assemelha aos fatores de forma propostos por Kazemi *et al.* (1976), Coats (1989) e Lim e Aziz (1995), com o valor da constante  $Sfc$  sendo 4, 8 ou  $\pi^2$ , respectivamente. Assim, o fator de forma para domínios formados por  $n_{MD}$  blocos de matriz é expresso por:

$$\omega_{MD} = \sum_{j=1}^{n_{MD}} (\omega)_j \quad (3.33)$$

### 3.4.2. Formulação em Elementos Finitos

A formulação do modelo DPDP foi implementada em elementos finitos contínuos convencionais. As equações governantes foram discretizadas utilizando o método dos resíduos ponderados. Após a discretização, as equações (3.24) e (3.25) resultam em:

$$(W + K_m)P_m - WP_{fr} + S_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = Q_m \quad (3.34)$$

$$-WP_m + (W + K_{fr})P_{fr} + S_{fr} \frac{\partial P_{fr}}{\partial t} = Q_{fr} \quad (3.35)$$

$W$  é a matriz de transferência,  $K_m$  e  $K_{fr}$  são as matrizes de permeabilidade,  $S_m$  e  $S_{fr}$  são as matrizes de compressibilidade.  $P_m$  e  $P_{fr}$  são os vetores das pressões do fluido

e  $\mathbf{Q}_m$  e  $\mathbf{Q}_{fr}$  os vetores dos termos de fonte para a matriz rochosa e fraturas. As matrizes anteriores são definidas pelas seguintes expressões:

$$\mathbf{K}_m = \frac{1}{\mu_f} \int_{\Omega} \nabla \mathbf{N}_p^T \mathbf{k}_m \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.36)$$

$$\mathbf{K}_{fr} = \frac{1}{\mu_f} \int_{\Omega} \nabla \mathbf{N}_p^T \mathbf{k}_{fr} \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.37)$$

$$\mathbf{S}_m = \beta_m \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.38)$$

$$\mathbf{S}_{fr} = \beta_{fr} \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.39)$$

$$\mathbf{W} = \omega \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.40)$$

A formulação do modelo DPDP pode então ser expressa de forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{W} + \mathbf{K}_m & -\mathbf{W} \\ -\mathbf{W} & \mathbf{W} + \mathbf{K}_{fr} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \mathbf{P}_m \\ \mathbf{P}_{fr} \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{S}_m & 0 \\ 0 & \mathbf{S}_{fr} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{Bmatrix} \mathbf{P}_m \\ \mathbf{P}_{fr} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \mathbf{Q}_m \\ \mathbf{Q}_{fr} \end{Bmatrix} \quad (3.41)$$

### 3.5. Modelo de Dupla Porosidade Estendido

Os modelos DPDP são apropriados para simular formações com uma grande quantidade de pequenas fraturas conectadas. No entanto, sabe-se que esse tipo de abordagem não oferece resultados acurados na presença de fraturas de maior escala (Moinfar *et al.*, 2011).

Devido à eficiência da abordagem DPDP, buscou-se estendê-la para incluir também o efeito de descontinuidades fortes e fraturas maiores e isoladas nos modelos.

Para isso foi desenvolvido neste trabalho um Modelo de Dupla Porosidade Estendido (*Enhanced Dual Porosity Model* - eDPM).

Essa nova formulação utiliza os conceitos das abordagens de duplos domínios e de fraturas embutidas. Analogamente, o meio poroso fraturado é dividido em dois domínios diferentes, matriz e fratura. Os elementos que são interceptados pelas fraturas isoladas, conforme indicado pelos elementos em cinza na Figura 3.5, são chamados de elementos fraturados e tratados de forma distinta.

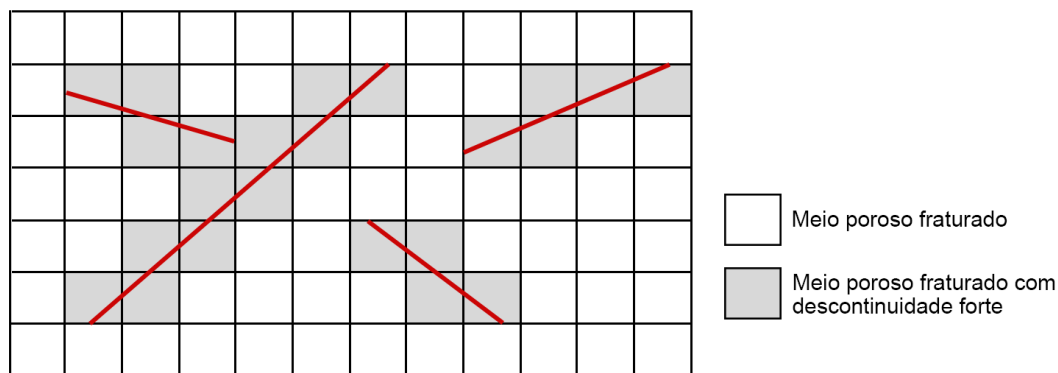


Figura 3.5 - Exemplo de meio poroso fraturado com descontinuidades fortes

Para considerar o efeito individual das fraturas nos elementos, bem como a transferência de fluido entre matriz e fraturas, algumas definições anteriores foram alteradas. Inicialmente, o cálculo da permeabilidade das fraturas precisou ser modificado para determinar a permeabilidade dos elementos fraturados. Além disso, o efeito geométrico e da localização das fraturas nos elementos foram considerados a partir de um novo fator de forma.

### 3.5.1. Permeabilidade das Fraturas

Para determinar a permeabilidade dos elementos finitos com fraturas isoladas foi utilizado o conceito de mapeamento das fraturas introduzido por Lamb *et al.* (2010). Nessa formulação, um elemento interceptado por uma fratura é tratado como a superposição de um elemento de matriz e um elemento de fratura, e a interação entre os dois é representada por uma função de transferência, conforme Figura 3.6.

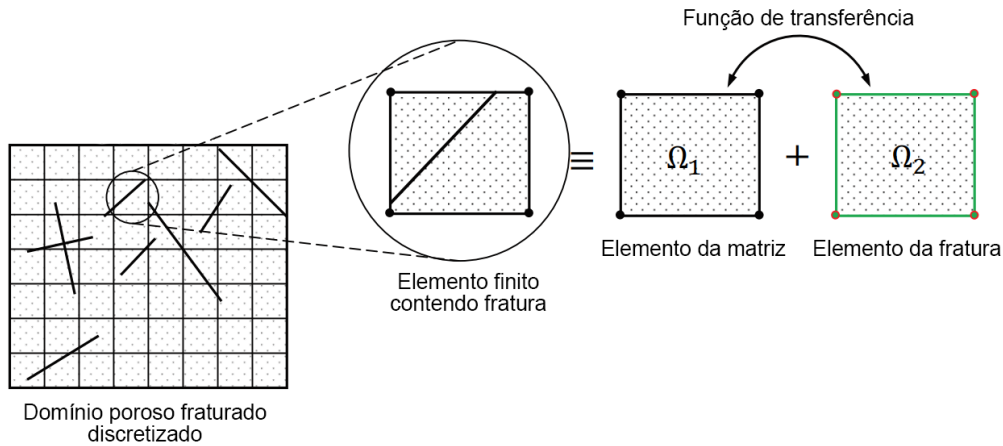


Figura 3.6 - Representação de um elemento finito bidimensional de meio poroso contendo fratura (adaptado de Lamb *et al.*, 2013)

A derivação da permeabilidade do elemento de fratura  $\Omega_2$  apresentada a seguir segue os trabalhos de Lamb *et al.* (2010, 2013).

A permeabilidade de uma fratura isolada pode ser determinada pela sua abertura  $b$  através da seguinte expressão:

$$k_f = \frac{b^2}{12} \quad (3.42)$$

O tensor de permeabilidade alinhado com os eixos locais de uma fratura  $(x_f, y_f, z_f)$  pode ser definido por:

$$\mathbf{k}_f = \begin{bmatrix} k_f & 0 & 0 \\ 0 & k_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

O mesmo tensor alinhado aos eixos globais pode ser obtido pela seguinte relação:

$$\mathbf{k}'_f = \mathbf{R}^T \mathbf{k}_f \mathbf{R} \quad (3.44)$$

onde  $\mathbf{R}$  é a matriz de transformação entre os dois sistemas que leva em consideração os ângulos  $\alpha$  e  $\varphi$  entre os eixos de coordenadas globais e locais, sendo expressa por:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sin(\alpha) & \cos(\alpha) & 0 \\ \cos(\varphi)\cos(\alpha) & -\cos(\varphi)\sin(\alpha) & -\sin(\varphi) \\ -\sin(\varphi)\cos(\alpha) & \sin(\varphi)\sin(\alpha) & -\cos(\varphi) \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

A Figura 3.7 mostra um elemento com uma fratura alinhada com os eixos locais e os ângulos de transformação entre os eixos.

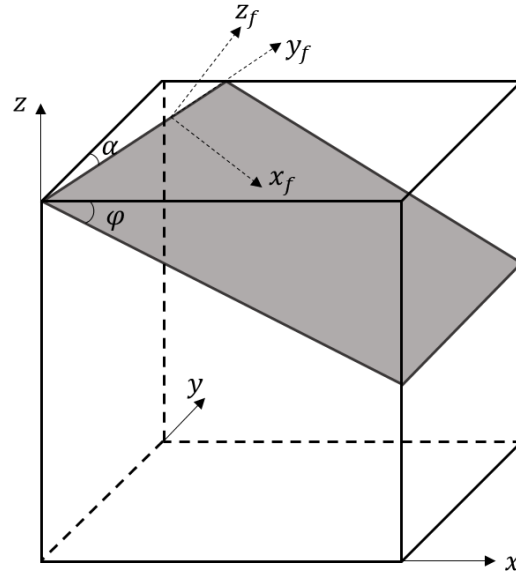


Figura 3.7 - Fratura alinhada com os eixos locais

O elemento de fratura  $\Omega_2$  adota uma permeabilidade homogeneizada definida pela relação a seguir:

$$\mathbf{k}_{fe} = \frac{V_f}{V_e} \mathbf{k}'_f \quad (3.46)$$

onde  $\mathbf{k}_{fe}$  é o tensor de permeabilidade do elemento fraturado,  $V_f$  o volume da fratura,  $V_e$  o volume total do elemento e  $\mathbf{k}'_f$  é o tensor de permeabilidade alinhado com o eixo global de coordenadas cartesianas. O volume da fratura pode ser calculado através da área da superfície da fratura dentro do elemento,  $A_f$ , e pela sua abertura  $b$ :

$$V_f = A_f b \quad (3.47)$$

### 3.5.2. Fator de Forma

O acoplamento entre os domínios da matriz e da fratura é feito através da função de transferência. O fator de forma  $\omega$  que representa as trocas de fluido entre os dois sistemas no modelo DPDP, será estendido para incluir o efeito de fraturas isoladas. No modelo DPDP convencional, a função de transferência  $T_f$  pode ser definida como:

$$T_f = CI \frac{k_{mn}}{\mu_f} (p_m - p_{fr}) \quad (3.48)$$

onde  $CI$  representa o índice de conectividade, que é uma medida de fluxo entre matriz e fraturas. Para os elementos interceptados por fraturas,  $CI$  é função da discretização do modelo (Hajibeygi *et al.*, 2011). O índice de conectividade é um conceito utilizado em alguns tipos de modelos de fraturas embutidas, e pode ser calculado baseado na área de um segmento de fratura,  $A_f$ , dentro de um elemento da matriz:

$$CI = \frac{A_f}{d_m} \quad (3.49)$$

onde  $d_m$  é a distância média entre o elemento da matriz e o segmento de fratura. Essa distância pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$d_m = \frac{\int_V x_n dV}{V_e} \quad (3.50)$$

onde  $x_n$  representa a distância da fratura ao centróide do volume  $V_e$  do elemento.

Para o caso 2D, Hajibeygi *et al.* (2011) apresentam expressões analíticas para o cálculo da distância média em grids retangulares que são mais eficientes que os procedimentos numéricos. Essas expressões foram estendidas por Pluimers (2015) para casos gerais de fraturas em linhas retas em qualquer orientação. Dessa forma, existem quatro casos para o cálculo da distância média, conforme mostrado na Figura 3.8 e definido pelas seguintes equações:

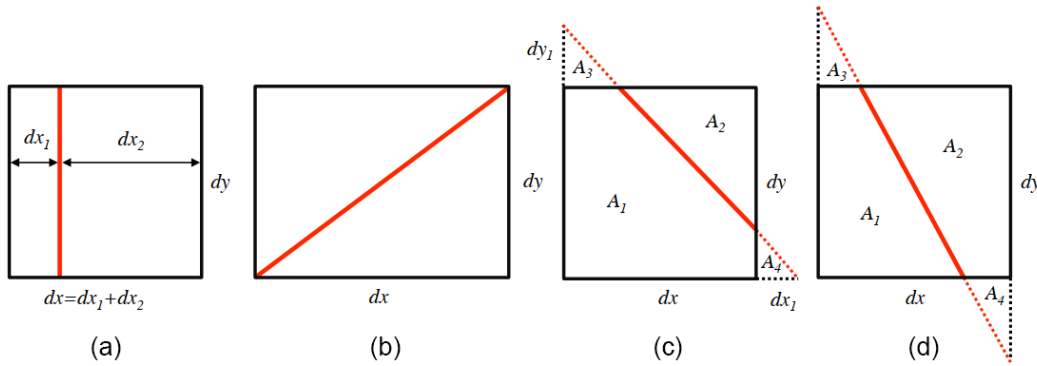


Figura 3.8 - Expressões analíticas para o cálculo de  $d_m$  para modelos 2D (adaptado de Pluimers, 2015)

Figura 3.8 (a):

$$d_m = \frac{dx_1^2 + dx_2^2}{2dx} \quad (3.51)$$

Figura 3.8 (b):

$$d_m = \frac{dx + dy}{3\sqrt{dx^2 + dy^2}} \quad (3.52)$$

Figura 3.8 (c) e (d):

$$d_m = \frac{A_1 d_{m1} + A_2 d_{m2} - A_3 d_{m3} - A_4 d_{m4}}{A_1 + A_2 - A_3 - A_4} \quad (3.53)$$

Esses cálculos geométricos são simples para casos 2D, mas podem ser desafiadores para casos 3D. Por esse motivo, buscou-se uma outra abordagem para o fator de forma que fosse capaz de representar o efeito das fraturas em modelos de duas ou três dimensões, e com uma implementação computacional mais simples.

Kazemi *et al.* (1992) calculam um fator de forma para blocos de matriz com base no volume  $V_{ma}$  do bloco, na área  $A_{ma}$  da superfície aberta ao fluido em todas as direções e nas distâncias  $d_{ma}$  dessas superfícies ao centro do bloco de matriz:

$$F_s = \frac{1}{V_{ma}} \sum_s \frac{A_{ma}}{d_{ma}} \quad (3.54)$$

onde  $s$  representa o número total de superfícies abertas ao fluxo de um bloco de matriz.



Fundamentando-se também em outros conceitos apresentados anteriormente, é possível generalizar esse fator através de um novo coeficiente, que pode ser expresso como:

$$F_s = \frac{1}{V_e} \frac{2A_f}{d_m} \quad (3.55)$$

$A_f$  representa a área da superfície da fratura dentro do elemento,  $V_e$  o volume desse elemento e  $d_m$  é a distância média da fratura.

Para modelos 3D, o cálculo da distância média  $d_m$  levará em consideração o volume do elemento  $V_e$  e a área da superfície da fratura  $A_f$  no elemento, sendo expressa por:

$$d_m = \frac{V_e}{2A_f} \quad (3.56)$$

No caso particular 2D, a distância  $d_m$  será definida através da área do elemento  $A_e$  e do comprimento da fratura  $L_f$  dentro desse elemento:

$$d_m = \frac{A_e}{2L_f} \quad (3.57)$$

### 3.5.3. Formulação em Elementos Finitos

As equações de um elemento finito eDPM seguem a mesma discretização das equações de balanço de massa para matriz e fratura do modelo DPDP. Após a discretização, as equações podem ser escritas de forma matricial da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{W} + \mathbf{K}_m & -\mathbf{W} \\ -\mathbf{W} & \mathbf{W} + \mathbf{K}_{fr} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \mathbf{P}_m \\ \mathbf{P}_{fr} \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{S}_m & 0 \\ 0 & \mathbf{S}_{fr} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{Bmatrix} \mathbf{P}_m \\ \mathbf{P}_{fr} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \mathbf{Q}_m \\ \mathbf{Q}_{fr} \end{Bmatrix} \quad (3.58)$$

A matriz de permeabilidade da fratura  $\mathbf{K}_{fr}$  e a matriz de transferência  $\mathbf{W}$ , serão alteradas para incluir a contribuição das fraturas isoladas. Dessa forma, devido às alterações que foram feitas na permeabilidade das fraturas e na função de transferência, as matrizes passam a ser definidas como:

$$\mathbf{K}_{fr} = \frac{1}{\mu_f} \int_{\Omega} \nabla \mathbf{N}_p^T \overline{\mathbf{k}_{fr}} \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.59)$$

$$\mathbf{W} = \bar{\omega} \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \nabla \mathbf{N}_p d\Omega \quad (3.60)$$

onde  $\bar{\omega}$  representa o fator de forma modificado, que poderá incluir os coeficientes  $CI$  ou  $F_s$ . A permeabilidade equivalente das fraturas,  $\overline{\mathbf{k}_{fr}}$ , leva em conta a contribuição da permeabilidade das fraturas distribuídas,  $\mathbf{k}_{fr}$ , obtidas no modelo DPDP, e a permeabilidade das possíveis fraturas isoladas,  $\mathbf{k}_{fe}$ , sendo definida por:

$$\overline{\mathbf{k}_{fr}} = \mathbf{k}_{fr} + \sum_{i=1}^{n_{fi}} \mathbf{k}_{fe_i} \quad (3.61)$$

com  $n_{fi}$  representando o número de fraturas isoladas dentro de um mesmo elemento.

## 4

# Estudo da Permeabilidade Equivalente de Meios Porosos Fraturados

Neste capítulo será apresentado um estudo paramétrico da influência das características das fraturas na permeabilidade equivalente de um meio poroso fraturado. As análises incorporaram o efeito de múltiplas famílias de fraturas implicitamente nos modelos através da formulação DPDP.

### 4.1.

#### Análise Paramétrica

Alguns estudos demonstraram que a permeabilidade de um meio poroso fraturado é fortemente influenciada pelas características e geometria das fraturas (Bogdanov *et al.*, 2007; Liu *et al.*, 2017). Nesse contexto, Bogdanov *et al.* (2003) forneceram soluções numéricas para o fluxo nesses meios. Os autores determinaram a permeabilidade efetiva de rochas fraturadas através da solução das equações de fluxo em uma descrição tridimensional discreta das redes de fraturas. Matthai e Belayneh (2004) examinaram as alterações no fluxo causadas pelas fraturas e o efeito de suas configurações geométricas na permeabilidade efetiva através de um método que trata as fraturas como cavidades de paredes lisas embutidas em uma matriz isotrópica homogênea. Nesse trabalho, a permeabilidade efetiva é derivada diretamente do fluxo total resultante do gradiente de pressão prescrito.

Baseando-se em um modelo 2D para medirem a permeabilidade efetiva, Paluszny e Matthai (2010) descreveram o impacto dos padrões de fraturas no fluxo de fluido como uma função da densidade de fraturas. Posteriormente, Kubeyev (2013) investigou a influência de múltiplas famílias de fraturas na permeabilidade efetiva de meios fraturados. O autor também avaliou o impacto de características específicas, como a densidade, espaçamento e conectividade das fraturas e a permeabilidade da matriz.

Assim sendo, o objetivo principal desta seção é investigar a influência das fraturas na permeabilidade equivalente de um meio poroso fraturado. Devido à facilidade de simulação da abordagem utilizada, a influência de alguns parâmetros na permeabilidade foi investigada, criando um grande número de modelos variando a abertura, espaçamento e orientação das fraturas, viscosidade do fluido e permeabilidade da matriz.

## 4.2. Modelo de Referência

As simulações foram realizadas através do framework GeMA utilizando a formulação DPDP descrita na seção 3.4. O simulador é capaz de modelar meios porosos fraturados considerando múltiplas famílias de fraturas com orientações arbitrárias. Os sistemas de fraturas são então definidos no modelo através dos parâmetros de abertura e espaçamento das fraturas e pelo ângulo entre as famílias de fraturas, que são distribuídas uniformemente no domínio do modelo.

O modelo de referência utilizado nesse estudo consiste em um bloco de meio poroso com dimensões de 50 m x 50 m. Dois cenários distintos foram analisados. O primeiro considera apenas uma família de fraturas e o segundo considera duas famílias. Um fluxo de fluido nas direções horizontal e vertical foi induzido no modelo através de gradientes de pressão de fluido prescritos e as vazões foram obtidas a partir dos modelos numéricos. A Figura 4.1 ilustra as condições de contorno que foram aplicadas em uma representação esquemática do modelo de referência que foi utilizado, onde  $L$  representa o comprimento do modelo na direção do fluxo,  $P$  a pressão de fluido aplicada e  $Q$  a vazão obtida pelas simulações.

Fundamentado em uma abordagem baseada em fluxo, levando em conta o gradiente de pressão prescrito e a vazão através do modelo, a permeabilidade equivalente do meio pode ser aproximada utilizando a lei de Darcy:

$$K_{eq} = \frac{Q \mu_f L}{A \Delta P} \quad (4.1)$$

onde  $\mu_f$  é a viscosidade dinâmica do fluido e  $A$  é a área da seção transversal perpendicular ao fluxo.

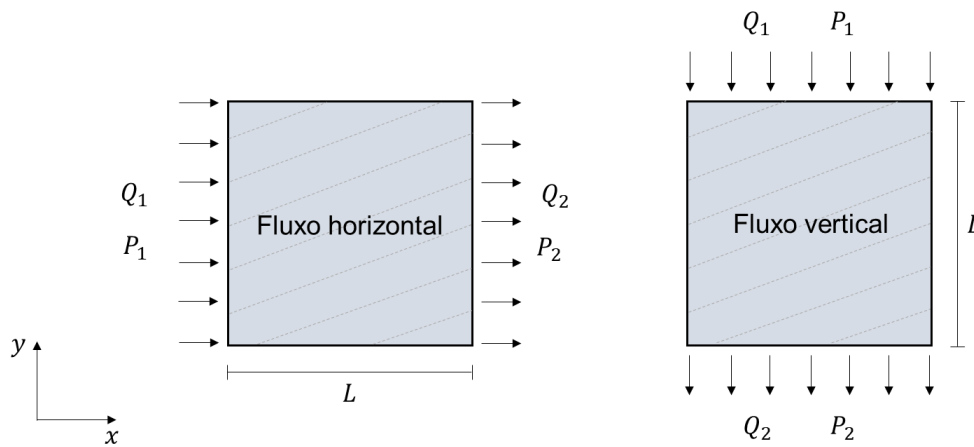


Figura 4.1 - Representação esquemática do modelo de referência e suas condições de contorno

Como já citado, a influência de alguns parâmetros foi investigada através dos resultados das simulações numéricas. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros que foram investigados e os valores que adotados para o primeiro cenário. Todos esses valores foram combinados entre si para gerar modelos com diferentes configurações para o fluxo no meio poroso fraturado. Para esse primeiro cenário, foi gerada uma quantidade total de 40320 modelos.

Tabela 4.1 - Parâmetros adotados para o primeiro cenário

Parâmetro	Unidade	Valores
Permeabilidade da matriz, $k_m$	mD	[1 10 50 100 250 500 750 1000]
Viscosidade do fluido, $\mu_f$	cp	[1 10 50 100 250 500 750]
Abertura das fraturas, $b$	mm	[0,05 0,1 0,25 0,5 0,75 1]
Espaçamento, $s$	m	[1 5 10 15 20 25]
Orientação, $\theta$	°	[0 10 20 30 40 50 60 70 80 90]

A influência dos mesmos parâmetros também foi avaliada para o segundo cenário com duas famílias de fraturas, mas nesse caso também foi incluído como parâmetro o ângulo relativo entre as famílias de fraturas, conforme apresentado na Tabela 4.2. Considerando todos os parâmetros desse cenário, foram gerados 12960 modelos.

Tabela 4.2 - Parâmetros adotados para o segundo cenário

Parâmetro	Unidade	Valores
Permeabilidade da matriz, $k_m$	mD	[1 1000]
Viscosidade do fluido, $\mu_f$	cp	[1 1000]
Abertura das fraturas para as duas famílias, $b_1, b_2$	mm	[0,05 0,1 0,25 0,5 0,75 1]
Espaçamento para as duas famílias, $s_1, s_2$	m	[1 5 20]
Orientação da primeira família, $\theta_1$	°	[0 10 20 30 40 50 60 70 80 90]
Ângulo relativo entre as duas famílias, $\theta_e$	°	[10 20 30 40 50 60 70 80 90]

### 4.3. Resultados

Após as simulações, foi construído um conjunto de dados com todos os resultados numéricos. A partir disso, foi possível criar combinações de parâmetros para avaliar sua influência na permeabilidade equivalente do meio. Devido à grande quantidade de parâmetros, para investigar o efeito isolado de apenas um deles, outros precisaram ser fixados. Como o modelo possuía dimensões iguais em ambas as direções, os resultados para a permeabilidade horizontal e vertical foram obtidos da mesma forma, sem influência da dimensão do modelo. Dessa forma, buscando simplificar, a seguir serão apresentados os resultados da influência dos parâmetros na permeabilidade equivalente na direção horizontal, aqui representada por  $Keq_x$ .

#### 4.3.1. Efeito da Permeabilidade da Matriz

Para investigar o efeito da permeabilidade da matriz, a viscosidade do fluido e a abertura das fraturas foram fixadas, enquanto foram variados o espaçamento e orientação. Em um primeiro caso, apresentado na Figura 4.2, foram fixados os menores valores para a viscosidade do fluido, de 1 cp, e abertura de fraturas, de 0,05 mm. Nesse gráfico, cada superfície representa um valor diferente para a permeabilidade da matriz. Como a abertura das fraturas é muito pequena, sua contribuição para a permeabilidade

equivalente é pouca. Dessa forma, o que se percebe é que os resultados para  $Keq_x$  se aproximam dos próprios valores da permeabilidade da matriz.

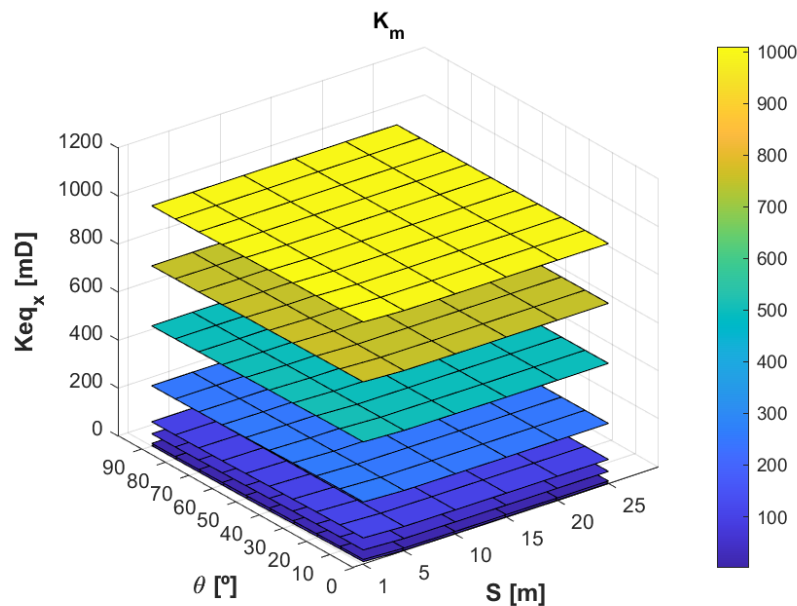


Figura 4.2 - Efeito da permeabilidade da matriz considerando uma abertura das fraturas de 0,05 mm

No segundo caso, mostrado na Figura 4.3, o valor da viscosidade do fluido foi mantido, e a abertura das fraturas foi fixada em 1,0 mm, o maior valor. Aqui, já é possível notar uma contribuição considerável das fraturas na permeabilidade equivalente para os menores valores de espaçamento, indicando uma densidade maior de fraturas, e orientação, quando elas se aproximam da orientação do fluxo. No entanto, o efeito da permeabilidade da matriz é muito pequeno, uma vez que as superfícies estão quase sobrepostas. Assim, altas densidades de fraturas com grandes aberturas possuem a maior contribuição para o fluxo de fluido através de meios porosos fraturados.

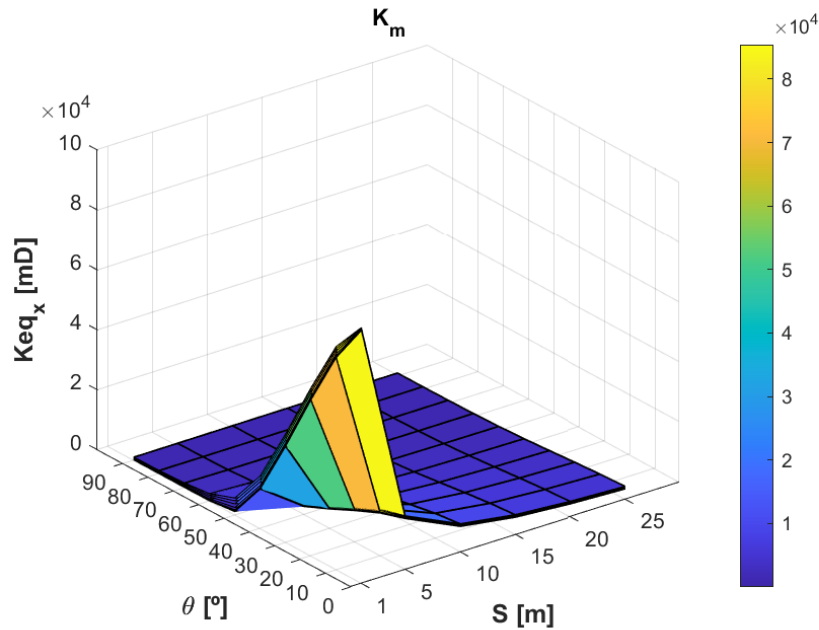


Figura 4.3 - Efeito da permeabilidade da matriz considerando uma abertura das fraturas de 1,0 mm

#### 4.3.2. Efeito da Viscosidade do Fluido

O efeito da viscosidade do fluido foi analisado de forma semelhante, considerando um valor constante de 1 mD para a permeabilidade da matriz, e novamente os valores de 0,05 mm e 1,0 mm para a abertura das fraturas. O espaçamento e orientação foram variados.

A Figura 4.4 apresenta os resultados para esses dois casos. Para ambos, as superfícies obtidas são iguais e se sobrepõem, indicando que o parâmetro em questão não tem influência na permeabilidade equivalente para as situações analisadas.



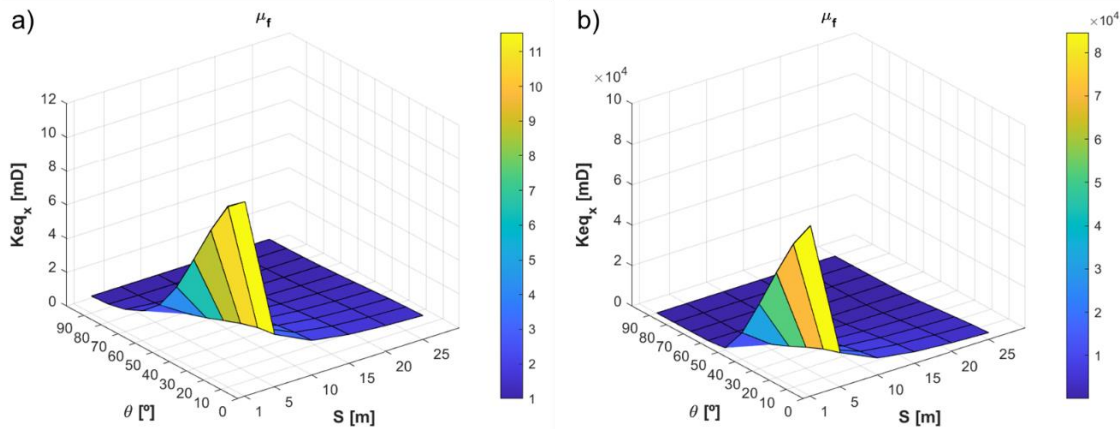


Figura 4.4 - Efeito da viscosidade do fluido considerando aberturas de (a) 0,05 mm e (b) 1,0 mm

#### 4.3.3. Efeito da Abertura, Espaçamento e Orientação das Fraturas

Para avaliar o efeito das características das fraturas, foram fixados os valores de viscosidade do fluido de 1 cp e permeabilidade da matriz de 1 mD. A Figura 4.5 apresenta então os resultados da permeabilidade equivalente obtidos para esse caso. Nesse gráfico, cada superfície é obtida para diferentes orientações e variando a abertura e espaçamento das fraturas.

Os resultados demonstram que as contribuições mais significativas para a permeabilidade equivalente são para a família de fraturas com maiores aberturas e menores espaçamentos. Como está sendo considerado fluxo horizontal no modelo, as famílias de fraturas com os menores ângulos de orientação em relação ao fluxo, próximos a  $0^\circ$ , têm maior contribuição na permeabilidade equivalente. Por outro lado, maiores ângulos, próximos a  $90^\circ$ , reduzem a contribuição.

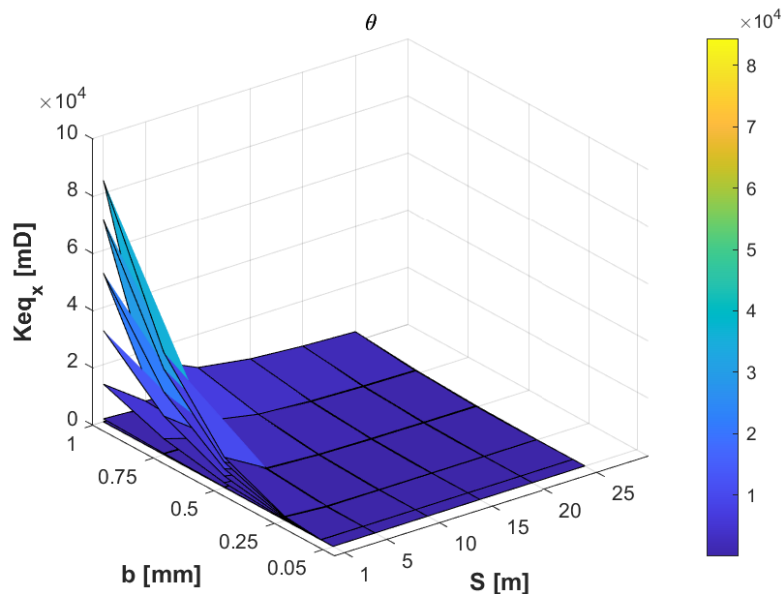


Figura 4.5 - Influência da abertura  $b$  (mm), espaçamento  $S$  (m) e orientação  $\theta$  das fraturas na permeabilidade equivalente

#### 4.3.4. Efeito de Duas Famílias de Fraturas

Para investigar o efeito de duas famílias de fraturas na permeabilidade equivalente, um maior número de parâmetros foi utilizado (Tabela 4.2). Por conta disso, mais parâmetros tiveram que ser adotados como constantes: viscosidade do fluido de 1,0 cp, permeabilidade da matriz de 1 mD, espaçamento para ambas as famílias de 1,0 m e orientação da primeira família de fraturas de  $0^\circ$ . A análise paramétrica focou-se então na influência da abertura para ambas as famílias de fraturas e no ângulo relativo entre elas.

A Figura 4.6 exibe os resultados da influência das duas famílias de fraturas na permeabilidade equivalente para a configuração que foi descrita. É possível perceber que as contribuições mais significativas para a permeabilidade equivalente são observadas nos modelos com maiores aberturas e com os menores ângulos relativos entre fraturas.

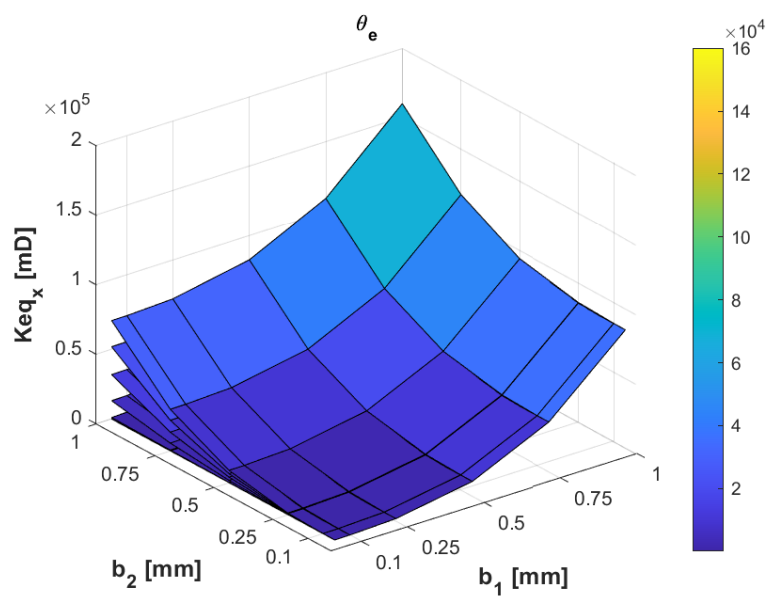


Figura 4.6 - Efeito de duas famílias de fraturas na permeabilidade equivalente

## 5

# Simulação Numérica de Meios Porosos Fraturados

Neste capítulo serão apresentados exemplos de modelos hidráulicos de meios porosos fraturados. Os modelos foram simulados utilizando as diferentes abordagens apresentadas no Capítulo 3.

Para atestar a eficiência da abordagem proposta na Seção 3.5 (eDPM) e validar as equações que foram utilizadas, alguns testes foram feitos primeiramente para comparar as duas propostas para os fatores de forma. Posteriormente, a formulação também foi validada através de soluções obtidas por outras abordagens.

Além disso, serão apresentados também alguns exemplos de aplicações em duas e três dimensões, comparando as soluções obtidas pelos diferentes métodos apresentados.

### 5.1. Validações

O eDPM descrito neste trabalho apresenta uma alternativa para representar o efeito de fraturas isoladas de forma implícita nos modelos. As características geométricas das fraturas são consideradas na formulação através de relações entre as dimensões das fraturas e dos elementos. Essas relações foram incluídas por modificações feitas nos fatores de forma que fazem parte dos modelos DPDP tradicionais.

Uma das propostas inclui um índice de conectividade, presente em modelos convencionais com fraturas embutidas, enquanto a outra apresenta uma relação semelhante, mas um pouco mais simples de ser obtida.

A seguir serão apresentados dois problemas com configurações diferentes para as fraturas que foram utilizados para comparar essas duas abordagens. O primeiro é um meio poroso fraturado com uma única fratura horizontal e o segundo com uma fratura

orientada. As propriedades que foram utilizadas nas simulações estão apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Parâmetros adotados nas simulações dos dois modelos de validação

Parâmetro	Unidade	Valor
Permeabilidade da matriz	mD	1
Porosidade	-	0,25
Viscosidade dinâmica do fluido	cp	1
Peso específico do fluido	kN/m <sup>3</sup>	10
Aberturas das fraturas	mm	0,1
Orientação das fraturas	°	0 e 30

Para validar as abordagens, os resultados numéricos obtidos foram comparados entre si e com modelos tradicionais de fraturas discretas, onde as fraturas são representadas explicitamente utilizando elementos de interface.

#### 5.1.1.

##### Modelo com uma Única Fratura

Um modelo de meio poroso fraturado com uma única fratura horizontal foi proposto para validar a implementação das equações que foram utilizadas no eDPM. A Figura 5.1 apresenta a geometria do problema, que consiste em um domínio quadrado com dimensões de 10 m x 10 m, com uma fratura com comprimento de 4 m posicionada no centro com coordenadas (3; 5) e (7; 5) e representada em vermelho. O fluxo é induzido no modelo aplicando pressões do fluido fixas de  $P_1 = 1$  kPa e  $P_2 = 0$  kPa nos lados esquerdo e direito do bloco, em  $x = 0$  m e em  $x = 10$  m, respectivamente, enquanto o topo e a base são impermeáveis.

Esse problema foi simulado utilizando o DFM e o eDPM com as duas propostas para os fatores de forma. A primeira, que inclui o índice de conectividade  $CI$  na função de transferência, será identificada a partir daqui como eDPM\_1, e a outra, que inclui o fator generalizado  $F_s$ , por eDPM\_2. O mesmo problema foi simulado quatro vezes por cada uma das três abordagens, utilizando diferentes configurações de malhas em cada simulação.

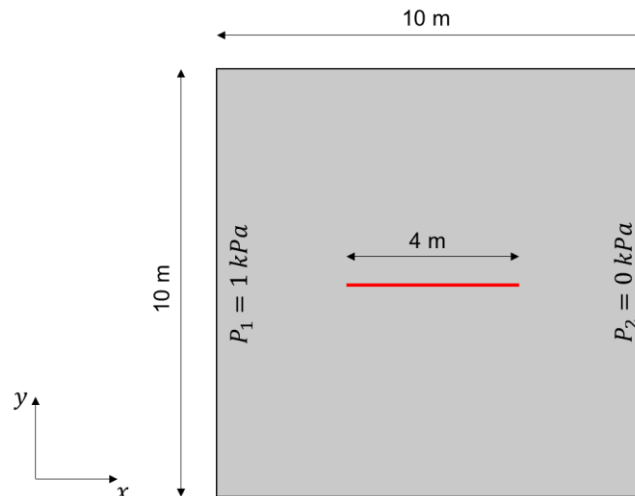


Figura 5.1 - Representação esquemática do modelo com uma única fratura

Como já discutido, o DFM necessita de uma malha que coincida com a geometria da fratura. Por motivos de simplificação na elaboração dos modelos, foi utilizada uma malha diferente para os DFM e eDPM. A Tabela 5.2 a seguir apresenta as diferentes configurações de malhas adotadas.

Tabela 5.2 - Número de elementos adotados nas diferentes configurações de malhas para o modelo com uma única fratura

Formulação	Malha	Número de elementos	Número de nós
DFM	1	104	124
	2	408	448
	3	912	972
	4	1616	1696
eDPM	1	110	132
	2	420	462
	3	930	992
	4	1640	1722

A Figura 5.2 apresenta os campos de poropressão que foram obtidos nas simulações. Analisando os resultados para a primeira malha, é possível observar um estreitamento de duas isolinhas na região da fratura. Esse estreitamento é bem maior no modelo utilizando elementos de interface, uma vez que existe uma quantidade maior de nós na região da fratura, devido aos elementos de interface. Entretanto, nos outros

dois modelos essa mesma região está mais larga. Isso acontece porque ela está posicionada no centro do elemento, entre dois nós apenas.

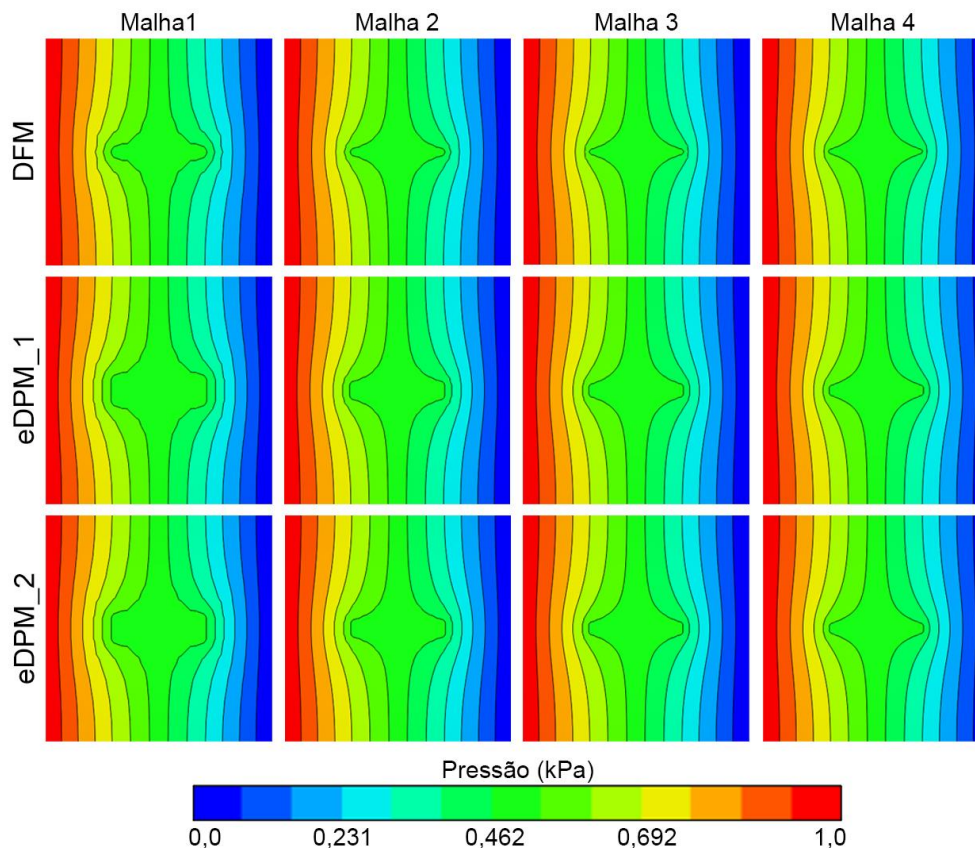


Figura 5.2 - Campos de poropressão do modelo com uma única fratura

À medida que a malha se torna mais discretizada, nota-se um estreitamento da região da fratura também nos eDPM. Como o tamanho dos elementos está reduzindo, a distância da fratura para os nós dos elementos diminui. Assim, a região da fratura se estreita cada vez mais, aproximando-se da solução do modelo com elementos de interface. Visualmente, os resultados de ambos os eDPM estão bem próximos, e para níveis de discretização maiores eles também se aproximam dos DFM.

Para analisar melhor esses efeitos e comparar os resultados obtidos pelas formulações, foram plotadas curvas de distribuição das poropressões ao longo de um corte em  $x = 3$  m, passando pela ponta da fratura, conforme indicado pela linha tracejada da Figura 5.3. Essas curvas foram geradas para as quatro diferentes malhas de cada uma das três formulações e os resultados estão reunidos na Figura 5.4.

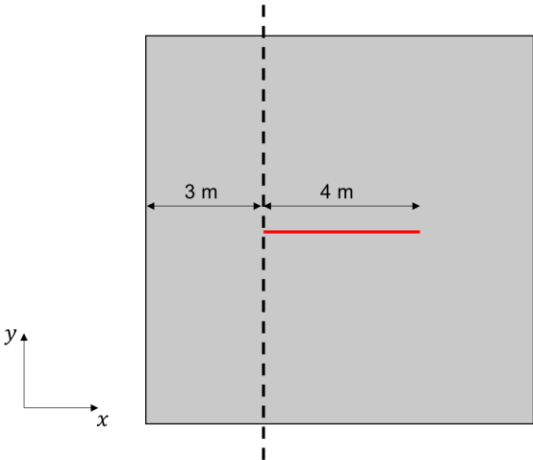
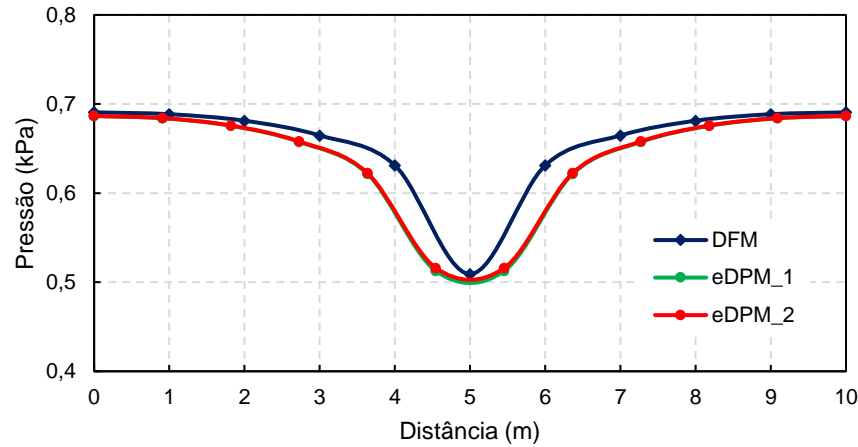
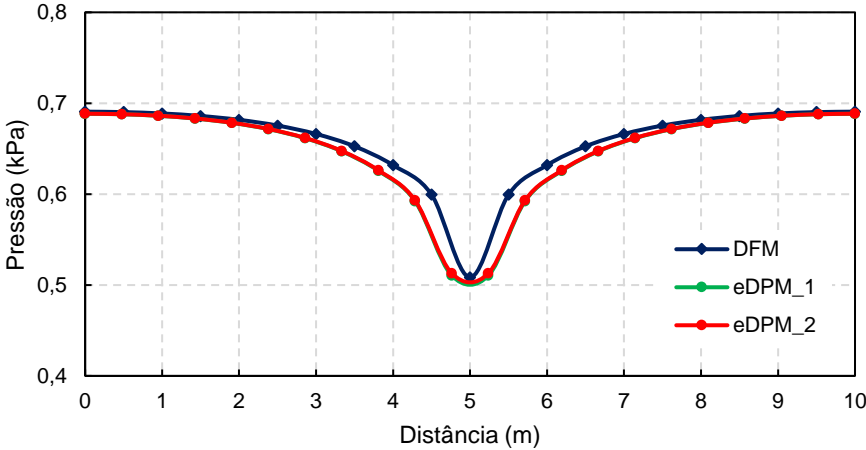


Figura 5.3 - Corte onde foram geradas as curvas de distribuição de pressão do modelo com uma única fratura

a) Malha 1



b) Malha 2





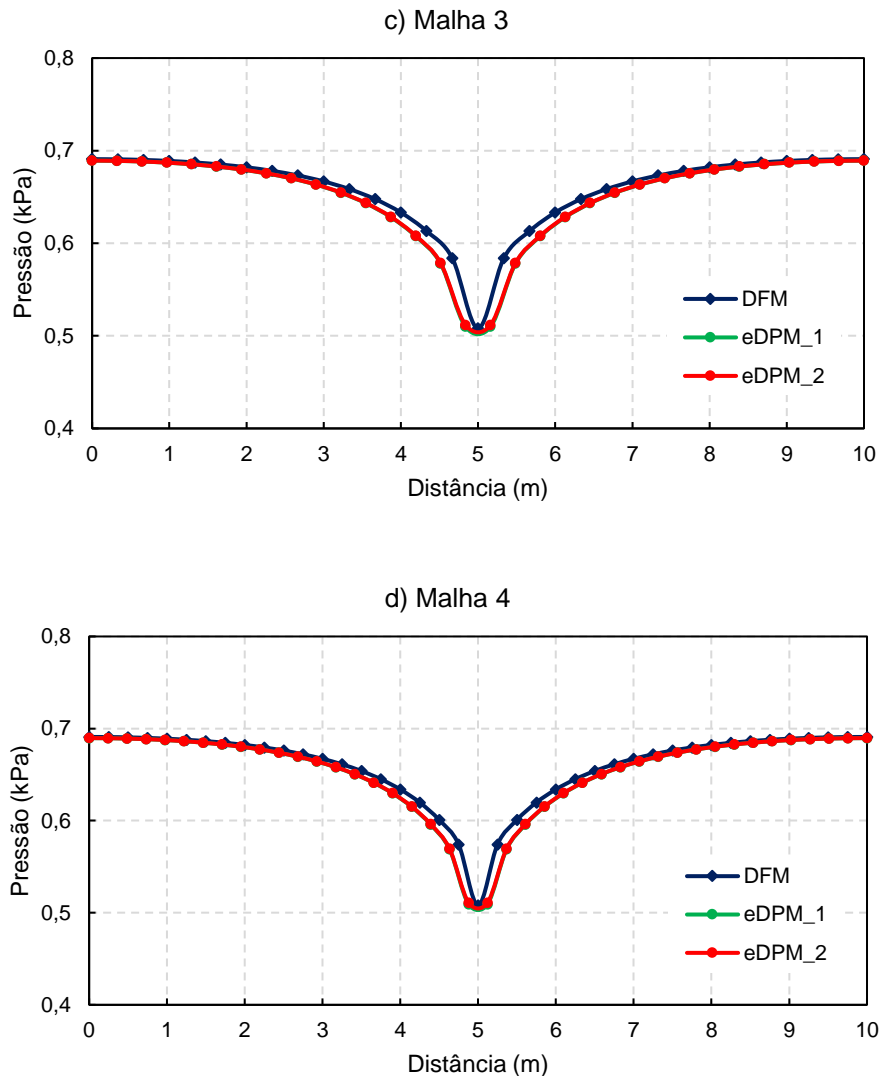


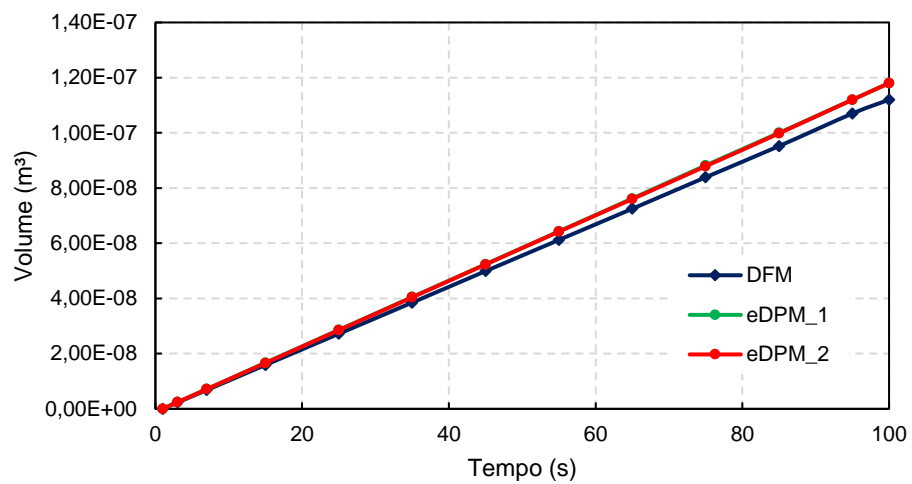
Figura 5.4 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em  $x = 3$  m para o modelo com uma única fratura

A partir dessas curvas, pode-se perceber o mesmo comportamento observado nos campos de poropressão da Figura 5.2. Os resultados para as duas propostas dos eDPM são quase idênticos, uma vez que as curvas coincidem. É possível também observar padrões semelhantes entre as curvas obtidas pelos eDPM e DPM. Sendo que para malhas mais discretizadas, essas curvas se aproximam mais.

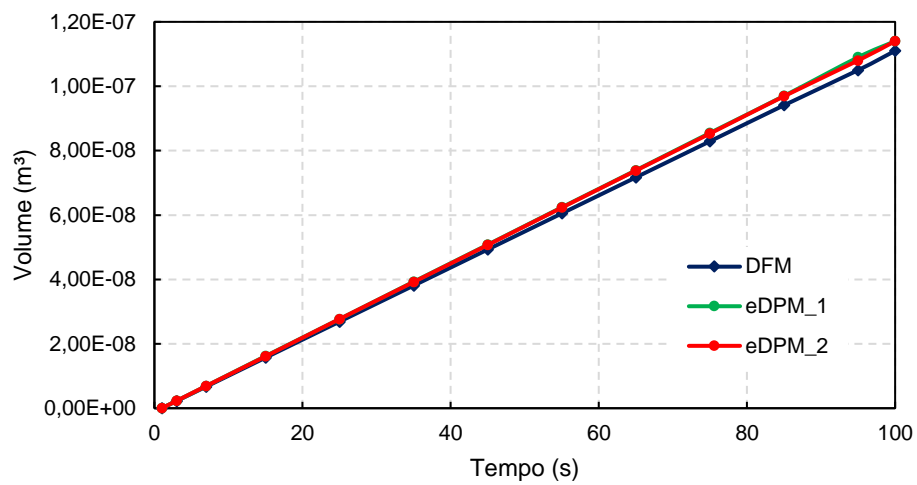
Além disso, para observar o efeito da fratura no fluxo em cada modelo, a Figura 5.5 exhibe uma comparação do volume de fluido acumulado no lado direito do modelo obtido para as três abordagens durante 100 s de simulação. A partir desses resultados,

nota-se que novamente as curvas dos eDPM coincidem, e tendem a se aproximar mais das curvas dos DFM à medida que a malha se torna mais discretizada.

a) Malha 1



b) Malha 2



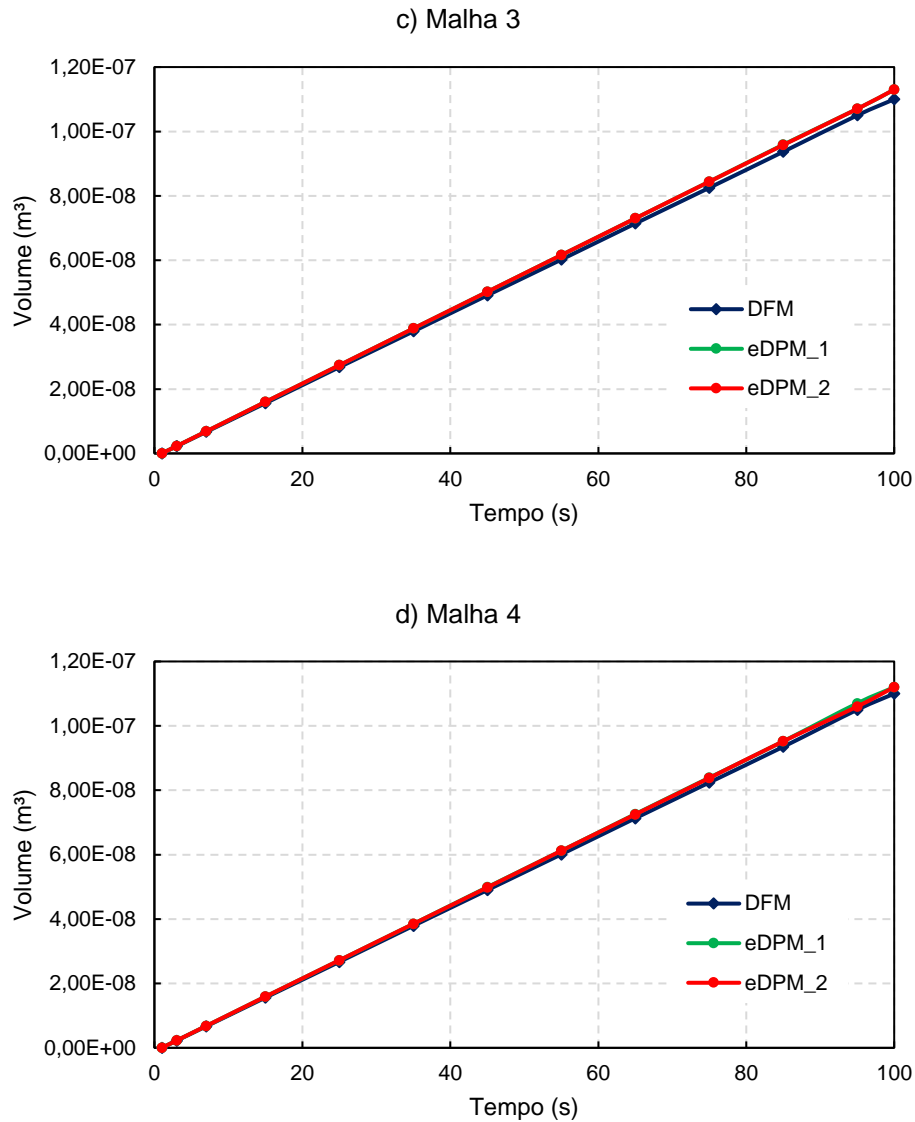


Figura 5.5 - Volume de fluido acumulado durante 100 s obtido para as diferentes abordagens no modelo com uma única fratura

### 5.1.2. Modelo com uma Fratura Orientada

De maneira análoga ao modelo anterior, também foi proposto um modelo de meio poroso fraturado com uma fratura orientada para avaliar a eficiência das abordagens nesse caso.

O modelo em questão possui as mesmas propriedades do anterior, mas com uma geometria um pouco diferente. As novas dimensões do domínio são de 9 m x 9 m, com

uma fratura orientada a  $30^\circ$ , também posicionada no centro, com coordenadas (3; 3,634) e (6; 5,366). A Figura 5.6 exibe a geometria do problema. As condições de contorno aplicadas também foram as mesmas: um diferencial de pressão nas bordas esquerda e direita para induzir um fluxo de fluido ao longo do domínio, mantendo o topo e a base impermeáveis.

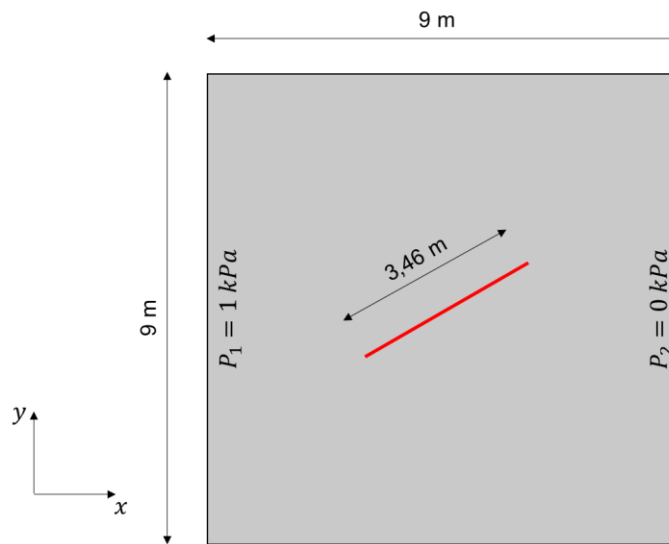


Figura 5.6 - Representação esquemática do modelo com fratura orientada

Esse problema foi simulado utilizando as mesmas três formulações do primeiro modelo. Para esse caso foi adotada uma única malha para o DFM com 918 elementos sólidos e 9 elementos de interface para representar a fratura. Devido à necessidade de conformidade da malha com a geometria do problema, existe uma quantidade maior de elementos na região da fratura. Já para as outras formulações, foram adotadas 4 malhas, com o número de elementos apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Número de elementos das diferentes configurações de malhas para o modelo com fratura orientada

Formulação	Malha	Número de elementos	Número de nós
eDPM	1	81	100
	2	324	361
	3	729	784
	4	1296	1369

Os resultados das poropressões obtidas para o DFM estão apresentados na Figura 5.7, e para as diferentes configurações dos eDPM, na Figura 5.8. De maneira semelhante ao modelo anterior, observa-se uma diferença na distribuição de pressão nas regiões do início e final da fratura. Essa diferença é mais acentuada para as primeiras configurações de malhas, que possuem elementos maiores. Para configurações de malhas mais discretizadas, essas regiões tendem a diminuir e se aproximar mais da solução com elementos de interface.

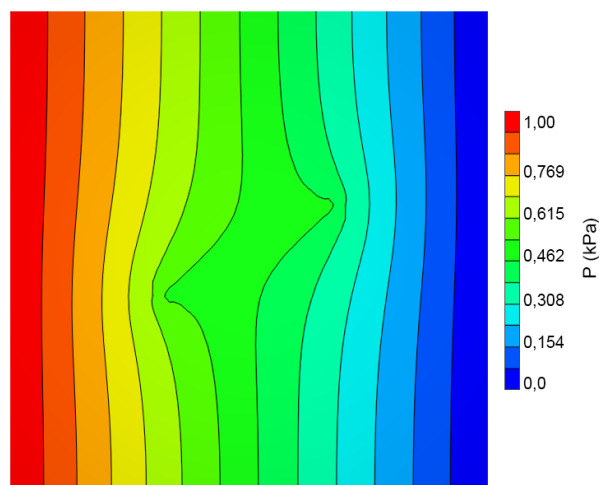


Figura 5.7 - Resultado de poropressão para o DFM

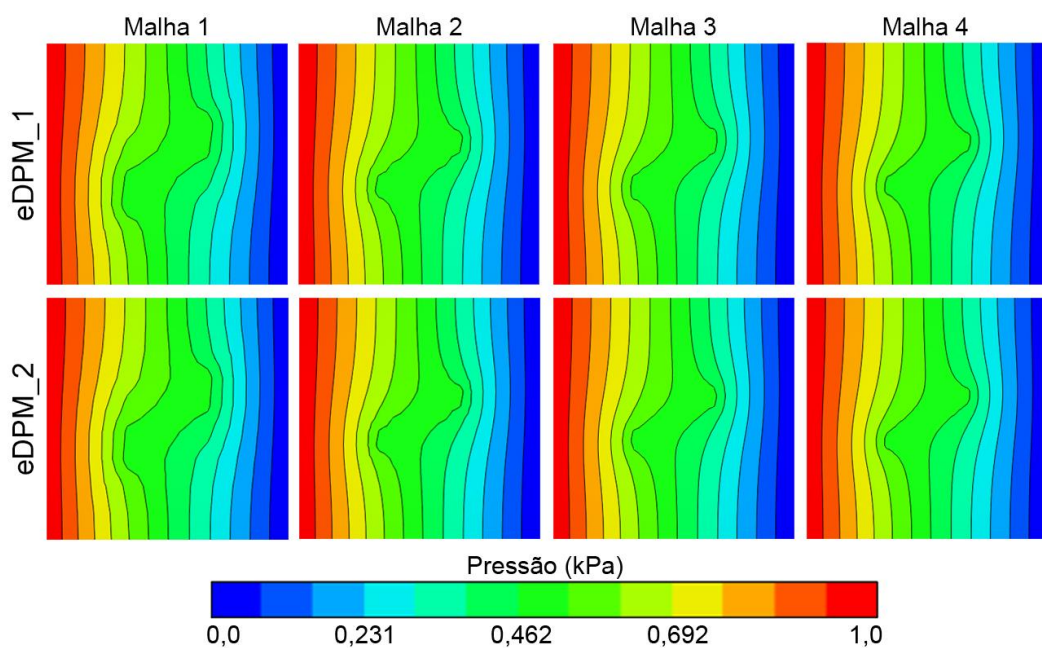


Figura 5.8 - Resultados de poropressão para os eDPMs

Para esse modelo de fratura inclinada, também foram geradas curvas de distribuição de pressão ao longo do domínio do problema. Nesse caso, dois cortes representam os valores de pressão: o primeiro ao longo da posição  $x = 3$  m e o outro em  $y = 6$  m, indicados pelas linhas tracejadas na Figura 5.9. As curvas para as diferentes malhas ao longo da reta  $x = 3$  m estão agrupadas na Figura 5.10, e as curvas ao longo de  $y = 6$  m estão na Figura 5.11.

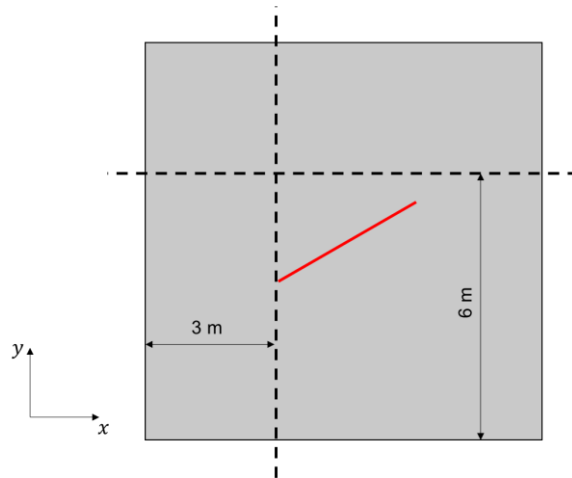
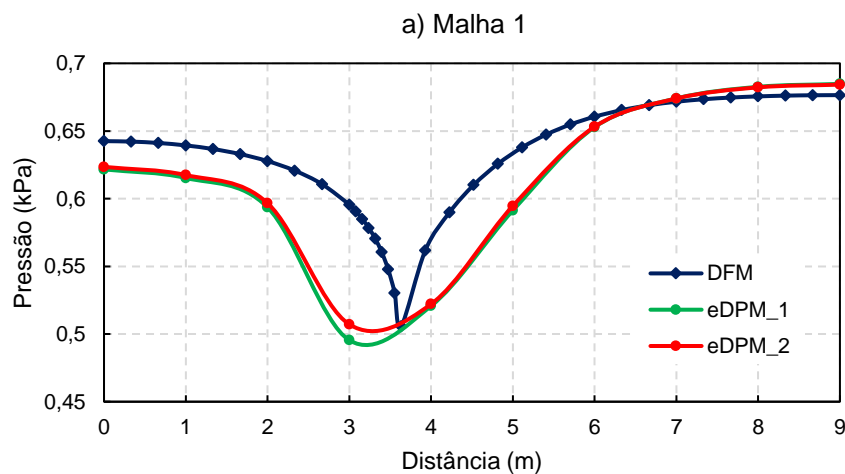


Figura 5.9 - Cortes utilizados para gerar as curvas de distribuição de pressão no modelo com uma fratura orientada



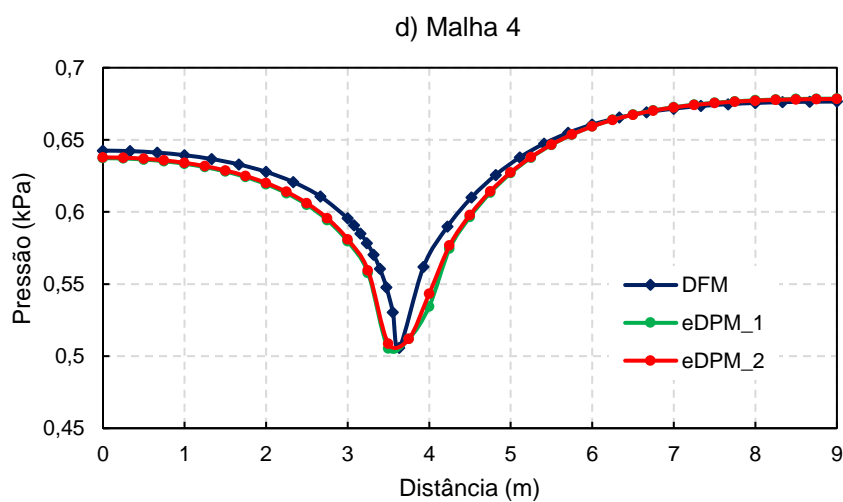
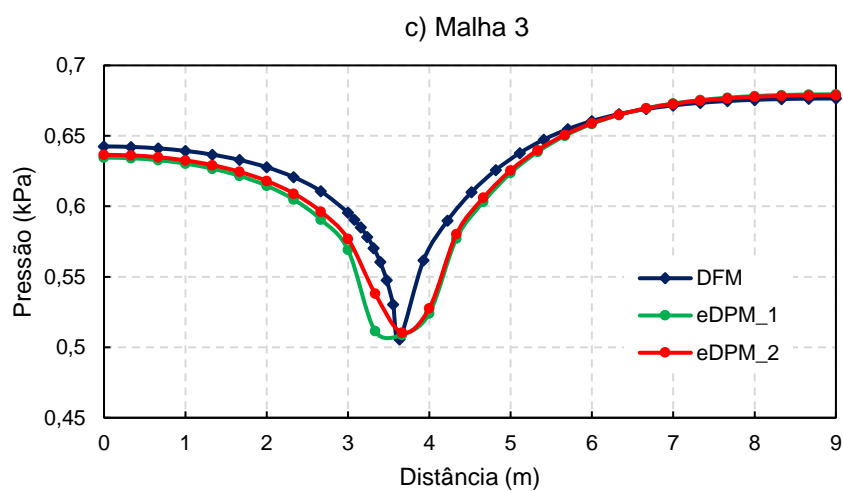
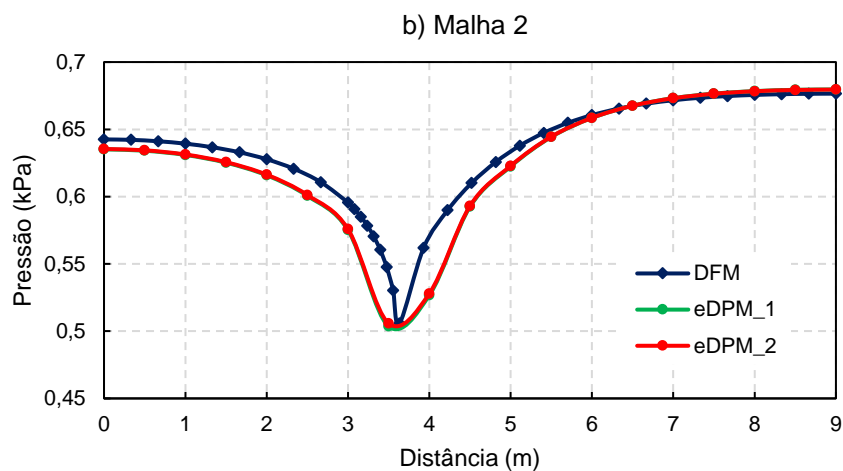
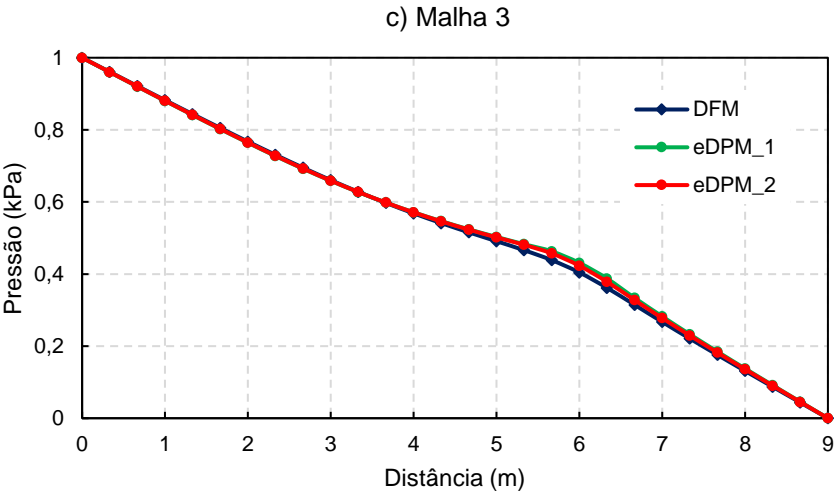
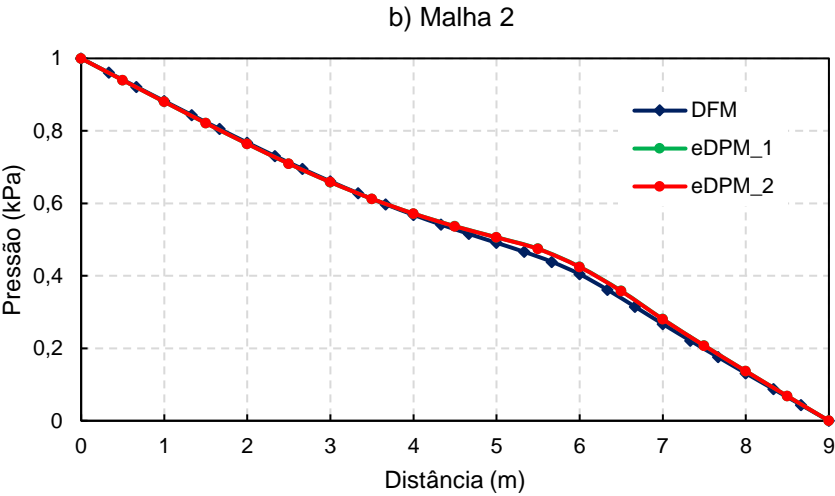
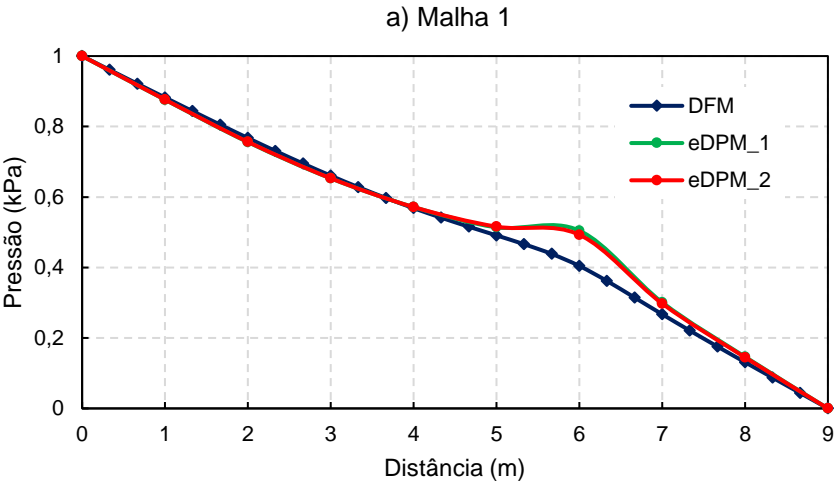


Figura 5.10 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em  $x = 3$  m para o modelo com uma fratura inclinada





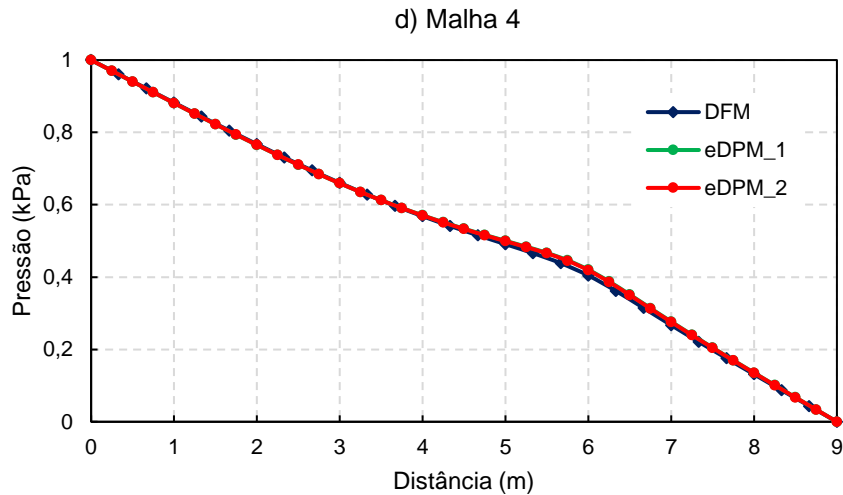
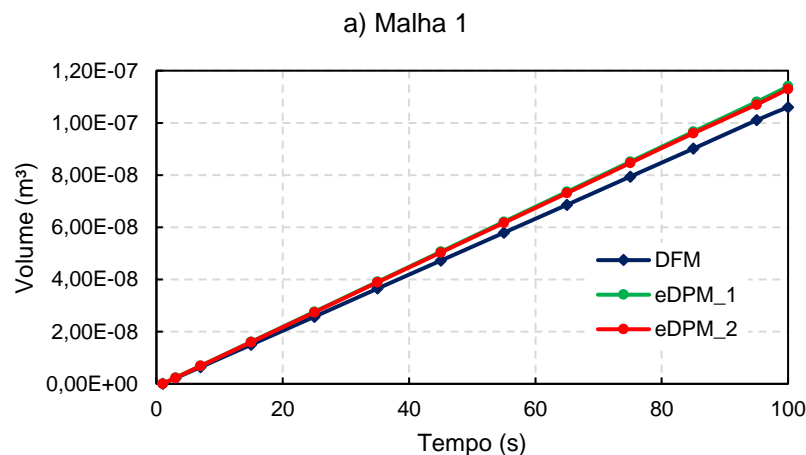


Figura 5.11 - Comparação da distribuição de pressão ao longo do corte em  $y = 6$  m para o modelo com uma fratura inclinada

Os resultados obtidos pelas curvas de distribuição de pressão, juntamente com os resultados dos campos de poropressão anteriores, demonstram uma boa concordância entre as abordagens DFM e eDPM. Vale ressaltar que os resultados das duas propostas do eDPM ficaram bastante próximos.

Para esse segundo modelo também foi feita uma comparação do volume de fluido acumulado em 100 s de simulação para as três abordagens, conforme exposto na Figura 5.12. Novamente, os resultados demonstram grande semelhança entre as curvas para as diferentes abordagens. As duas curvas dos eDPM são bem próximas para todos os casos e se aproximam cada vez mais da solução DFM, à medida que a malha se torna mais discretizada.



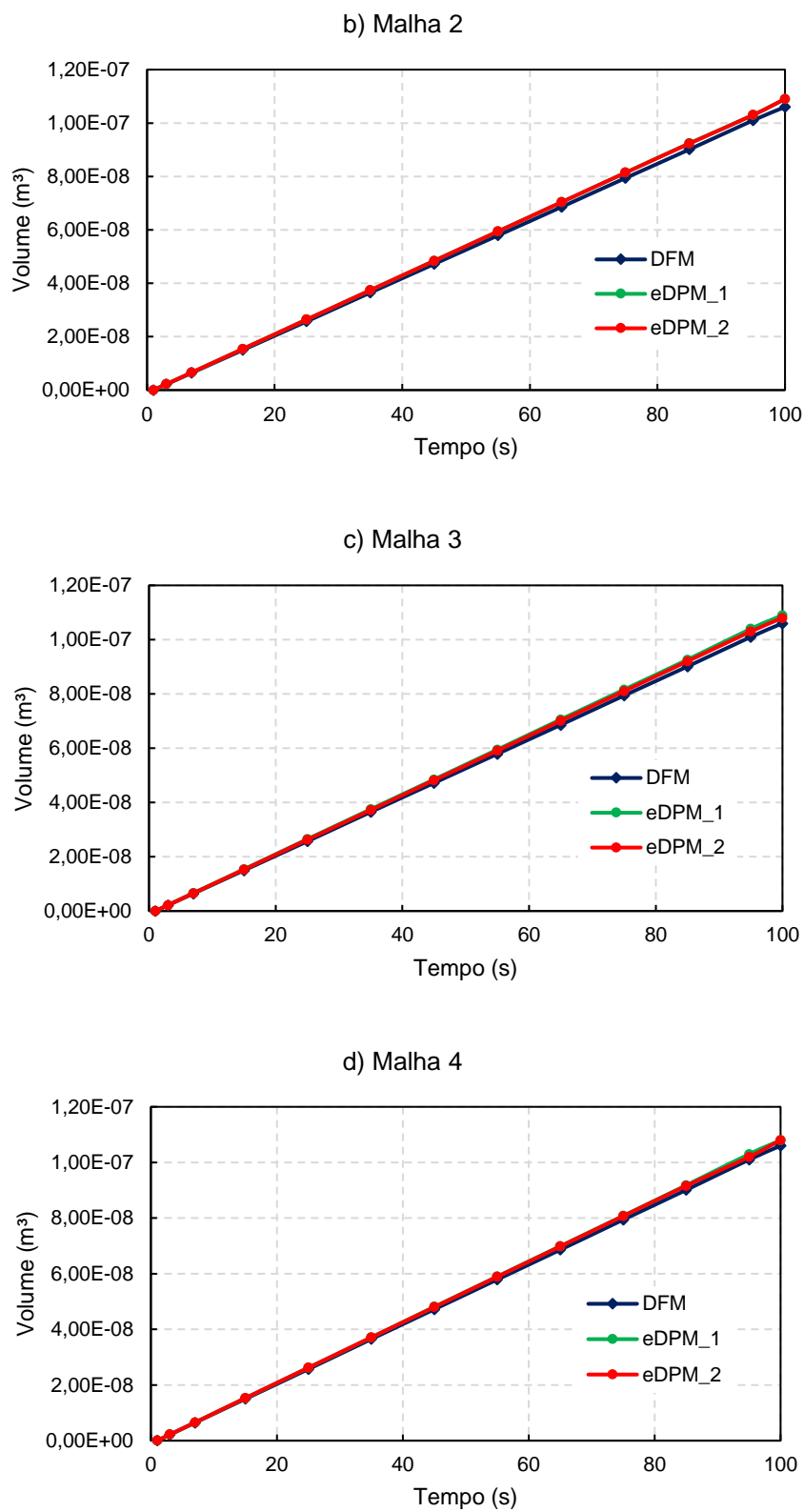


Figura 5.12 - Volume de fluido acumulado durante 100 s obtido para as diferentes abordagens no modelo com uma fratura orientada

## 5.2. Aplicações

Os resultados anteriores demonstraram uma boa conformidade entre as duas metodologias propostas do eDPM, além de também terem se aproximado muito das soluções obtidas pelo DFM, uma formulação já consagrada. Devido à facilidade de implementação, optou-se por utilizar a segunda abordagem (eDPM\_2) nos próximos problemas, uma vez que ela pode também ser facilmente estendida para modelos de aplicações em três dimensões. Nos próximos resultados, essa formulação será indicada apenas por eDPM.

Para demonstrar sua capacidade, eficiência e aplicabilidade na simulação de meios porosos fraturados, alguns exemplos de referência da literatura foram testados com diferentes configurações de fraturas. Esses problemas também foram simulados utilizando as formulações dos outros modelos numéricos de representação que foram descritos no Capítulo 3.

### 5.2.1. Aplicações 2D

A seguir serão apresentados dois problemas de fluxo em meios porosos fraturados que foram utilizados para atestar a eficiência das metodologias disponíveis em aplicações bidimensionais.

#### 5.2.1.1. Fratura Isolada

Esse exemplo foi sugerido no trabalho de Angot *et al.* (2009), que utilizaram o método dos volumes finitos para calcular o fluxo no meio poroso fraturado, e também foi reproduzido por Schwenck (2015) utilizando um modelo de fluxo de fluido baseado no método dos elementos finitos estendidos. Os dados e parâmetros necessários e as soluções de referência utilizadas para comparação foram obtidas desses dois trabalhos.

O exemplo consiste em um domínio com uma única fratura, cuja geometria e condições de contorno estão representadas na Figura 5.13. A abertura da fratura foi definida em 0,01 m e a permeabilidade da matriz como o tensor unitário  $\mathbf{k}_m = \mathbf{I}$ . No

topo e na base do modelo não existe fluxo, mas na fratura foi aplicada uma pressão de 2 kPa. No restante do modelo foi imposto um gradiente de pressão aplicando pressões de 1 kPa no lado esquerdo e 2 kPa no lado direito.

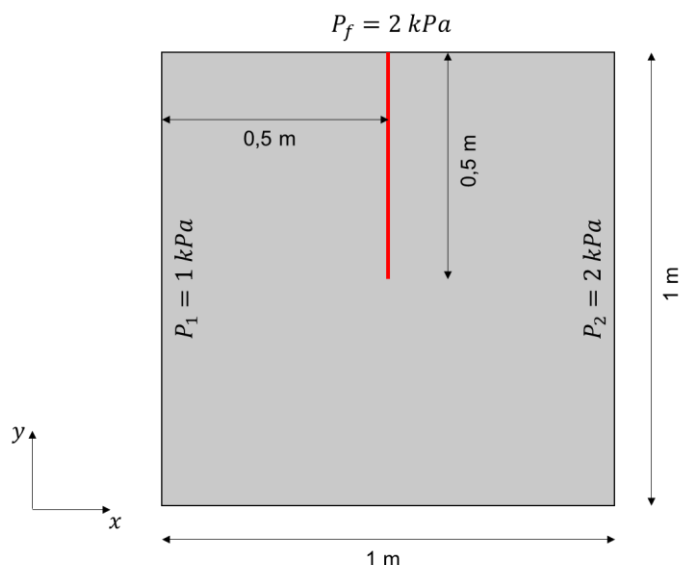


Figura 5.13 - Domínio e condições de contorno do modelo de fratura isolada

Conforme apresentado por Schwenck (2015), uma solução pelo método dos elementos finitos estendidos (XFEM) com 525 graus de liberdade já demonstrou bons resultados para as pressões na matriz e fratura. Aqui, o mesmo problema foi simulado utilizando as formulações de DFM, DPDP, EDFM e eDPM. As malhas que foram utilizadas em cada modelo estão descritas na Tabela 5.4. Os resultados da distribuição de poropressão no domínio obtidos por Schwenck (2015) e pelas outras quatro formulações podem ser observados nas Figuras 5.14 e 5.15.

Tabela 5.4 - Malhas utilizadas para modelo de fratura isolada

Modelo	Número de elementos	Número de nós
DFM	3630	3751
DPDP	3660	3782
EDFM	3660	3782
eDPM	3660	3782

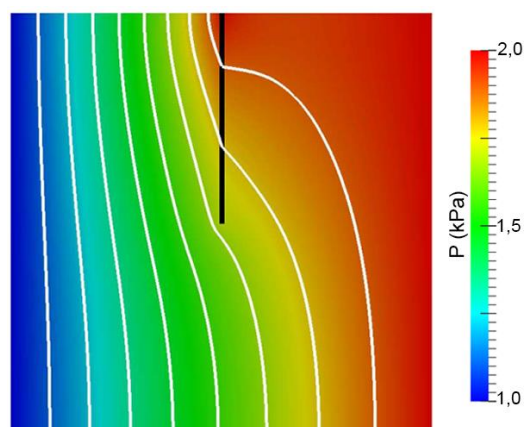


Figura 5.14 - Distribuição de poropressão no modelo de fratura isolada obtida por Schwenck (2015)

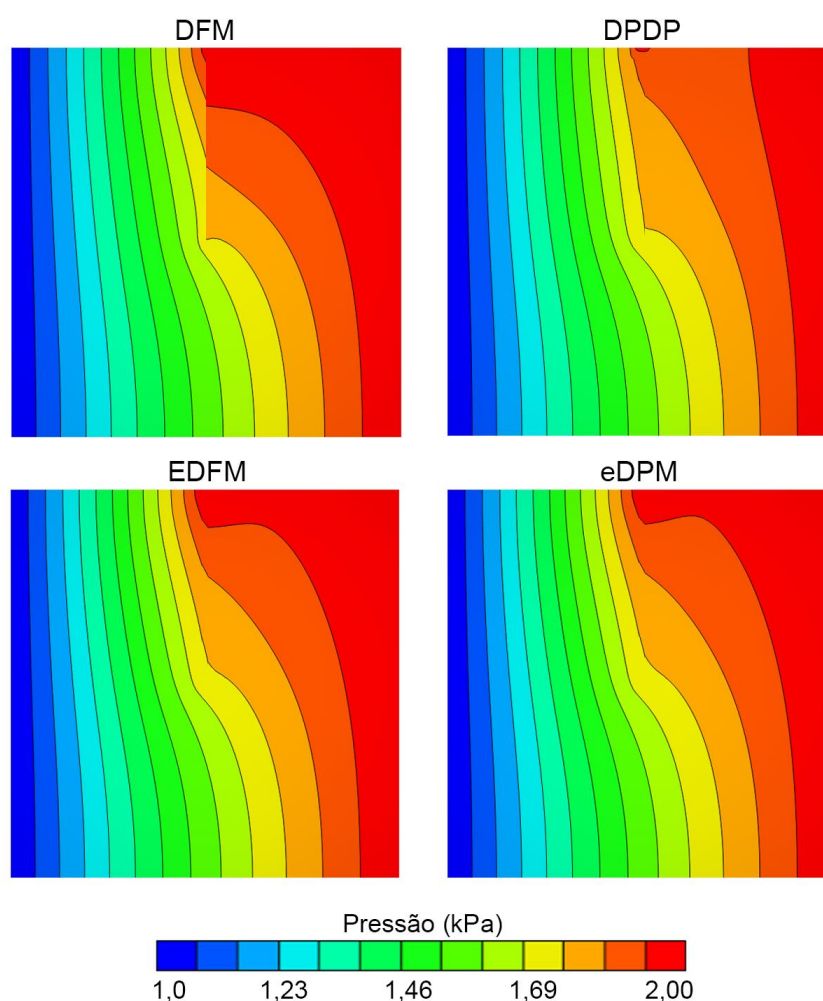


Figura 5.15 - Distribuições de poropressão no modelo de fratura isolada obtidas utilizando DFM, DPDP, EDFM e eDPM

Foram plotadas também as distribuições de pressão ao longo de dois cortes feitos no domínio. O primeiro foi feito ao longo da fratura, em  $x = 0,5$ . O outro ao longo de uma linha horizontal em  $y = 0,75$ , como mostrado na Figura 5.16. A Figura 5.17 mostra as distribuições de poropressão obtidas pelos modelos.

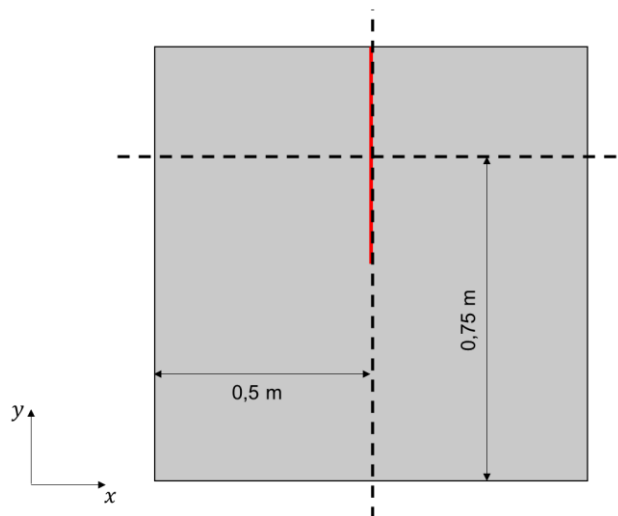
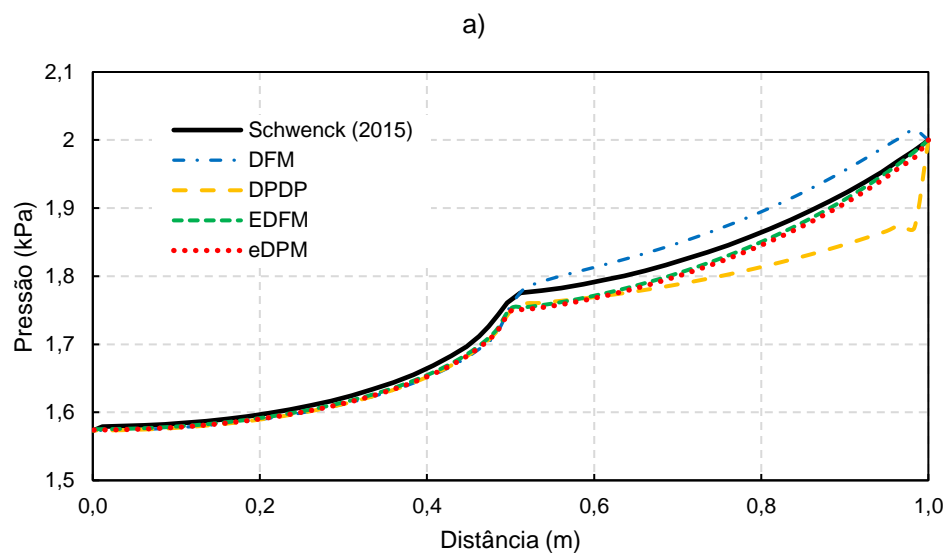


Figura 5.16 - Cortes utilizados para gerar as curvas de distribuição de pressão no modelo de fratura isolada



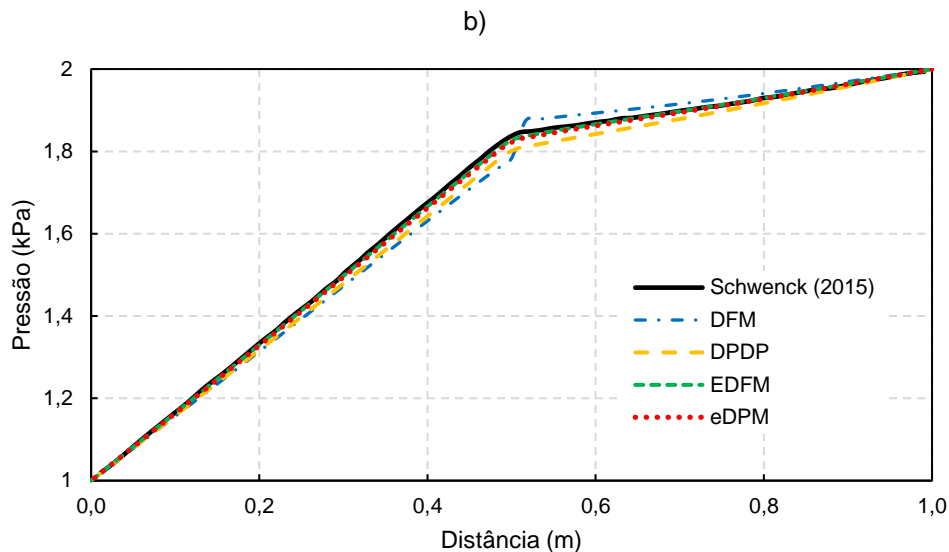


Figura 5.17 - Distribuição de pressão no domínio do modelo de fratura isolada ao longo de duas linhas de corte: a) em  $x = 0,5$  e b) em  $y = 0,75$

A partir dos resultados obtidos, nota-se que as soluções em fraturas discretas (DFM e EDFM) e da referência (XFEM) são próximas. A solução DPDP convencional não foi capaz de refletir corretamente a presença da fratura isolada. Já a extensão proposta nesse trabalho (eDPM) conseguiu aproximar a resposta com dupla porosidade às demais soluções, conseguindo representar o efeito da fratura dominante.

#### 5.2.1.2. Fraturas em Cruz

Esse caso é baseado no problema originalmente apresentado por Hajibeygi *et al.* (2011), mas também resolvido por Pluimers (2015) com algumas modificações para permitir estudos de validações mais detalhados. Em ambos os trabalhos os autores utilizaram abordagens hierárquicas para a modelagem do meio poroso fraturado com um tipo de EDFM para a representação das fraturas.

O problema consiste de fraturas em forma de cruz com uma abertura de 4 mm, em um domínio de 9 m x 9 m com condições de contorno de pressão de 1 kPa e 0 kPa, aplicadas nos lados esquerdo e direito e nenhuma condição de fluxo no topo e na base, conforme ilustrado na Figura 5.18. Nesse problema foram adotadas duas razões entre

a permeabilidade das fraturas e permeabilidade da matriz,  $k_f/k_m = 10^3$  e  $k_f/k_m = 10^5$ , para avaliar a sensibilidade das abordagens ao contraste de condutividade das fraturas.

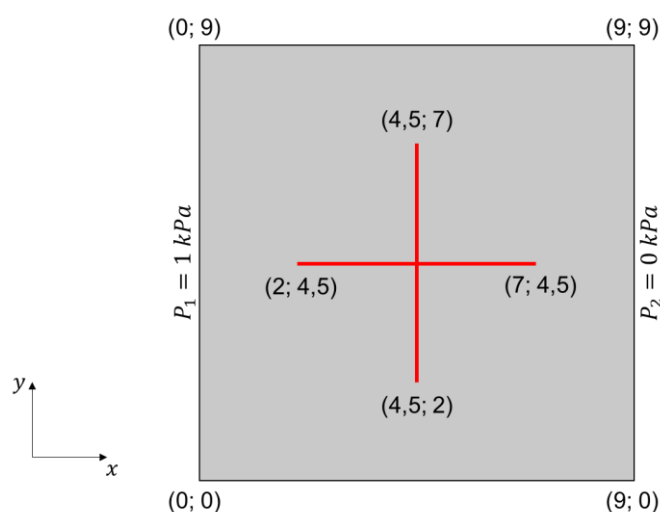


Figura 5.18 - Domínio e condições de contorno do modelo com fraturas em cruz

Para esse exemplo, foram utilizadas as formulações DFM, DPDP, EDFM e eDPM. As malhas utilizadas nas simulações foram as descritas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Malhas utilizadas para o modelo com fraturas em cruz

Modelo	Número de elementos	Número de nós
DFM	1336	1408
DPDP	1681	1764
EDFM	1681	1764
eDPM	1681	1764

A Figura 5.19 ilustra as distribuições de poropressão no domínio do problema obtidos pelas formulações para as duas razões de permeabilidades, (a)  $k_f/k_m = 10^3$  e (b)  $k_f/k_m = 10^5$ . Fica claro que à medida que o contraste de condutividade entre matriz e fraturas aumenta, o efeito das fraturas no fluxo é mais evidente.



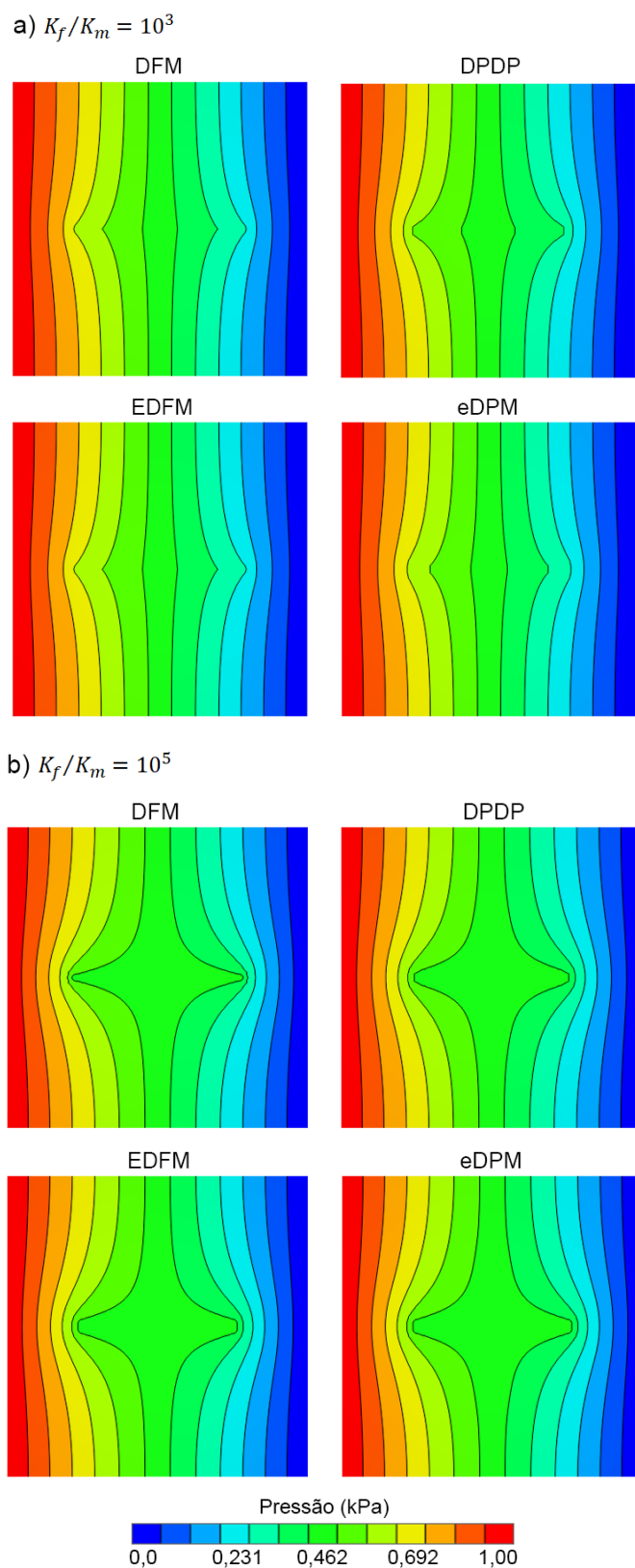


Figura 5.19 – Distribuições de poropressão no modelo de fraturas em cruz obtidas utilizando DFM, DPDP, EDFM e eDPM

Além disso, os resultados também foram comparados com uma das soluções do trabalho de Pluimers (2015), que utiliza um modelo de fraturas embutidas para representar as fraturas. A solução utilizada foi refinada com 59049 graus de liberdade para o grid da matriz e 272 graus de liberdade para as fraturas. Assim, foram plotadas as pressões de cada uma das soluções ao longo de um corte horizontal feito na metade do domínio do modelo, em  $y = 4,5$ . Esses resultados podem ser observados na Figura 5.20.

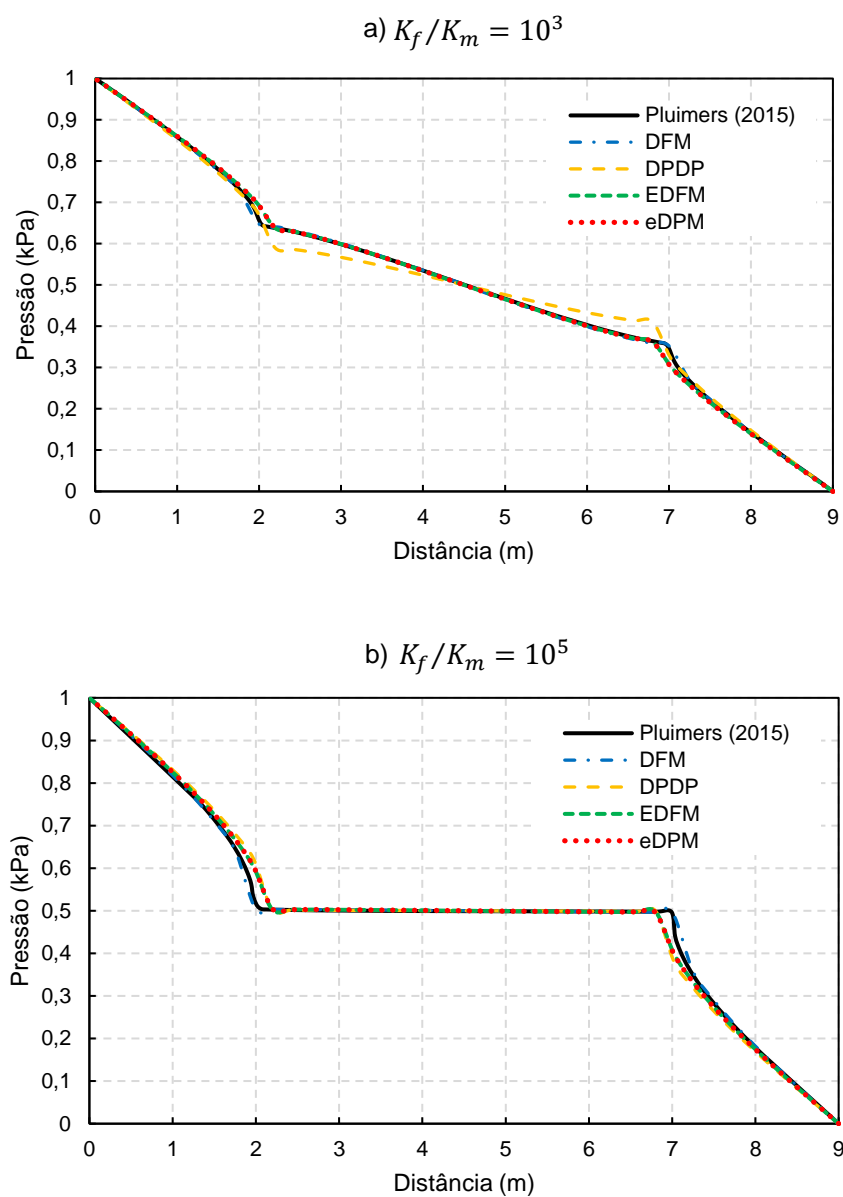


Figura 5.20 - Distribuição de pressão no domínio do modelo de fraturas em cruz ao longo da reta  $y = 4,5$

Em ambos os casos, a solução explícita (DFM) foi a que mais se aproximou da solução de referência. Com relação aos modelos EDFM e eDPM, observam-se pequenas diferenças em comparação com a referência, que são mais evidenciadas apenas na região das pontas da fratura.

As maiores diferenças entre as soluções foram observadas para o primeiro caso, (a)  $k_f/k_m = 10^3$ . Para essa razão de permeabilidades, o modelo DPDP convencional foi o que mais se distanciou dos demais. Novamente, a extensão proposta (eDPM) foi capaz de aproximar a resposta do DPDP para representar corretamente o efeito das fraturas isoladas.

### 5.2.2. Aplicações 3D

Nesta seção serão apresentados três exemplos para demonstrar a capacidade do eDPM também em aplicações tridimensionais. Além disso, dois dos modelos que serão apresentados possuem uma grande quantidade de fraturas.

Os problemas estudados são meios porosos fraturados com diferentes configurações das fraturas, cujos dados foram extraídos do trabalho de Mejia *et al.* (2021). Em todos os exemplos foram adotados os mesmos parâmetros para as simulações. Para o meio poroso, foi utilizada uma permeabilidade isotrópica de 1 mD e uma porosidade de 0,25. Esse meio é saturado por um fluido isotérmico com viscosidade dinâmica de 1 cp e peso específico de 10 kN/m<sup>3</sup>. Salvo onde mencionado outro valor, considera-se uma abertura de 1 mm para todas as fraturas.

#### 5.2.2.1. Bloco com uma Fratura

O primeiro exemplo apresenta um bloco de meio poroso com uma fratura planar definida por quatro pontos com as seguintes coordenadas: A = (1,0; 1,1; 1,0), B = (4,0; 1,9; 1,0), C = (4,0; 1,9; 0) e D = (1,0; 1,1; 0). O fluxo de fluido é induzido no modelo aplicando pressões de fluido fixas de  $P_1 = 0$  kPa e  $P_2 = 10$  kPa nas faces do modelo. O problema foi simulado utilizando o DFM e o eDPM. A geometria, as condições de

contorno aplicadas e as malhas de elementos finitos adotadas para os dois modelos podem ser vistas na Figura 5.21.

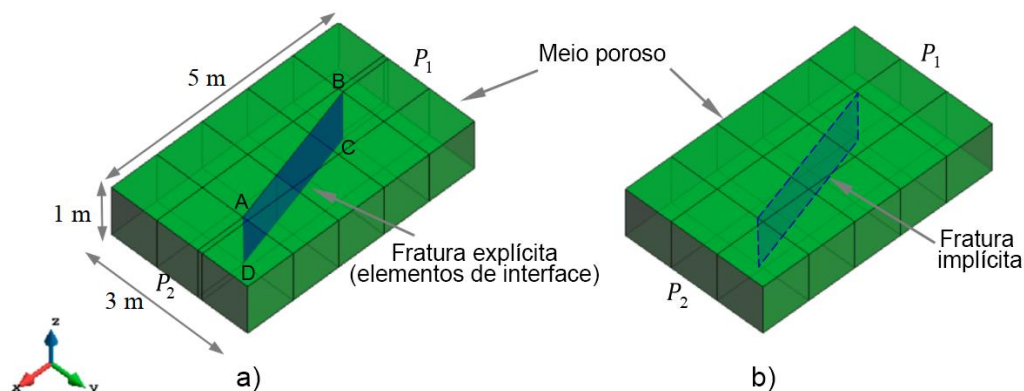


Figura 5.21 - Representação do bloco com uma fratura utilizando (a) DFM e (b) eDPM (adaptado de Mejia *et al.*, 2021)

Os campos de poropressão obtidos estão apresentados na Figura 5.22. Esses resultados mostram padrões de distribuição semelhantes para ambas as formulações. Para esses mesmos modelos também foram plotadas as taxas de fluxo medidas nas faces de saída, conforme ilustra a Figura 5.23. Para a configuração analisada, existem diferenças entre as curvas obtidas pelo DFM e eDPM, que se distanciam mesmo após atingirem a condição de regime permanente. As diferenças relativas entre as vazões de saída em regime permanente são de aproximadamente 10%.

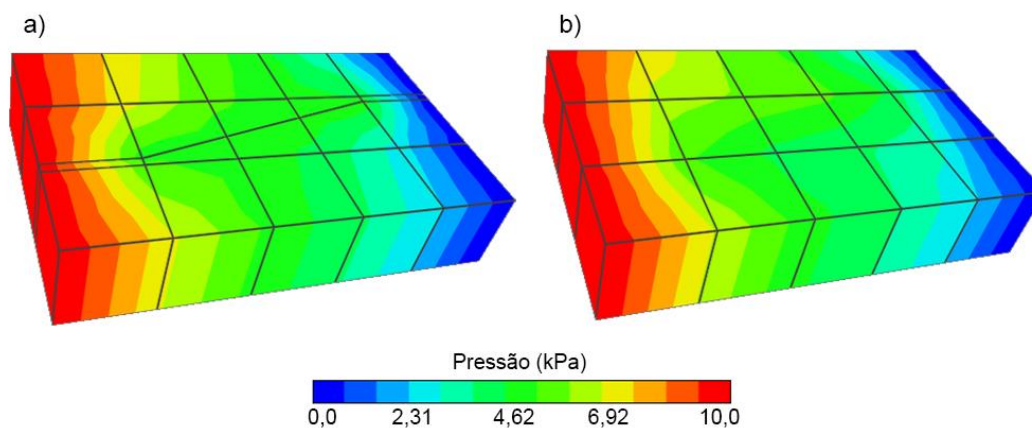


Figura 5.22 - Distribuições de poropressão no bloco com uma fratura obtidas utilizando (a) DFM e (b) eDPM

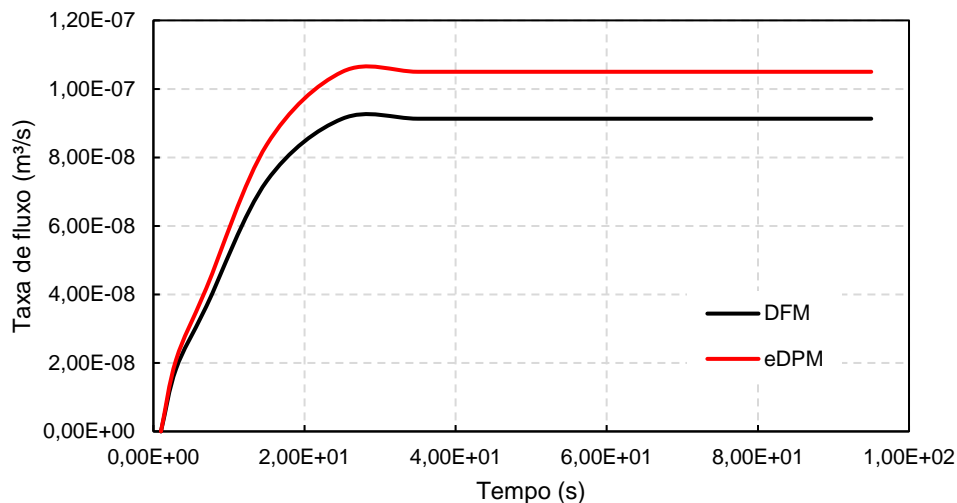


Figura 5.23 - Taxas de fluxo no bloco com uma fratura obtidas pelo DFM e eDPM

O mesmo problema foi simulado novamente com eDPM com outras malhas para investigar o efeito do tamanho dos elementos nos resultados. Para isso, foram utilizados elementos de 1 m, 0,5 m, 0,25 m, 0,15 m e 0,125 m. Novamente foram obtidas as curvas que representam a taxa de fluxo na face de saída dos modelos, e foram comparadas com a curva obtida pelo modelo de DFM de referência. Esses resultados podem ser vistos na Figura 5.24.

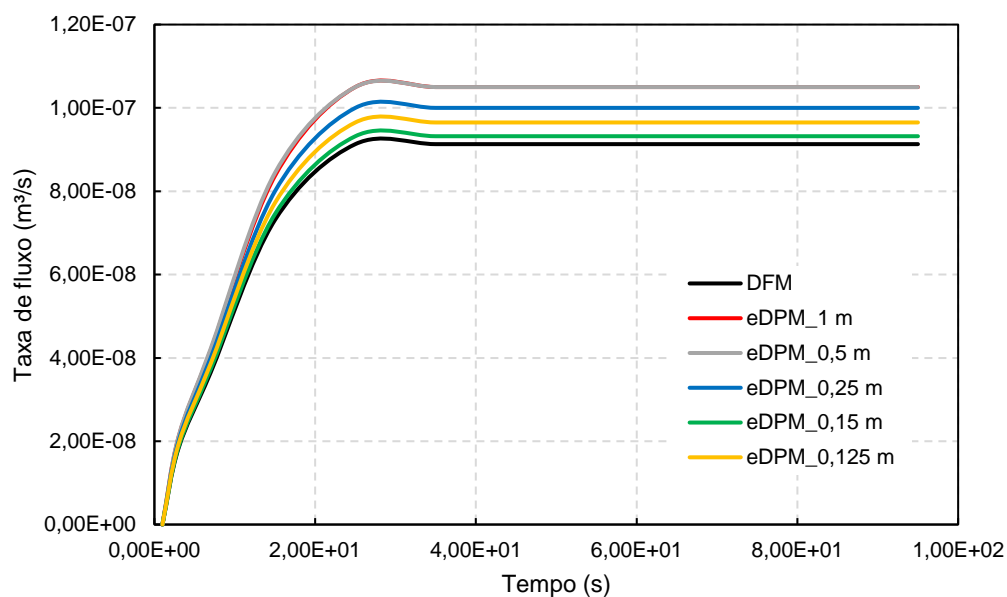


Figura 5.24 - Taxas de fluxo no bloco com uma fratura para diferentes tamanhos de elementos

De maneira geral, nota-se que à medida que o tamanho do elemento diminui, a curva eDPM aproxima-se mais da curva obtida pelo DFM.

A formulação eDPM proposta nesse trabalho utiliza um algoritmo para determinar as interseções das fraturas com os elementos e obter os dados geométricos que são necessários. Esse algoritmo possui a limitação de apenas considerar a contribuição de fraturas que atravessam um elemento. Dessa forma, dependendo da malha que estiver sendo utilizada, vão existir casos onde a fratura termina “dentro” do elemento. Esses trechos de fratura serão desconsiderados pelo algoritmo.

Essa limitação pode ser observada na curva do elemento de 0,15 m da Figura 5.24. Para esse tamanho de elemento, o comprimento total da fratura considerado no modelo é um pouco menor que nos outros casos, já que a fratura intercepta dois elementos (no início e no final da fratura) sem atravessá-los. Nesse caso, cerca de 5% do comprimento total da fratura está sendo desconsiderado. Assim, a contribuição da fratura ao fluxo no modelo eDPM\_0,15m é menor, evidenciada pelo valor de vazão ligeiramente inferior ao dos outros tamanhos de elementos.

#### **5.2.2.2.**

#### **Meio Poroso Pouco Fraturado**

O segundo exemplo consiste em uma célula de reservatório com dimensões de 200 m x 200 m x 10 m com 23 fraturas naturais distribuídas em seu domínio. Para induzir fluxo de fluido, foi aplicado um diferencial de pressão em faces opostas do modelo,  $P_1 = 1$  MPa na face de entrada de fluxo e  $P_2 = 0$  MPa na face de saída. Uma representação do domínio com as fraturas distribuídas e as condições de contorno que foram aplicadas pode ser vista na Figura 5.25.

As simulações de fluxo de fluido foram realizadas utilizando o DFM e o eDPM. Para o eDPM, foi feito um estudo de sensibilidade de malha para analisar a eficiência do método considerando três tamanhos diferentes para os elementos finitos. Na Figura 5.26 estão representadas a malha adotada para o DFM e uma malha intermediária utilizada no eDPM.

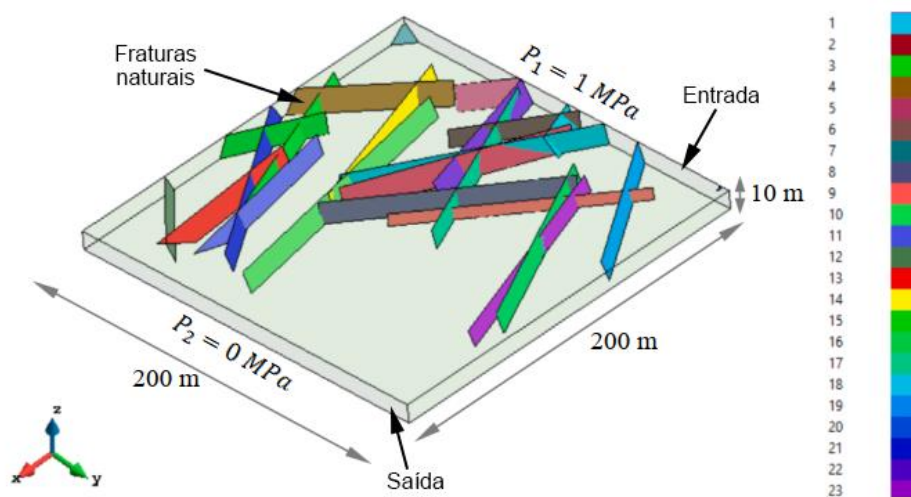


Figura 5.25 - Meio poroso pouco fraturado (adaptado de Mejia *et al.*, 2021)

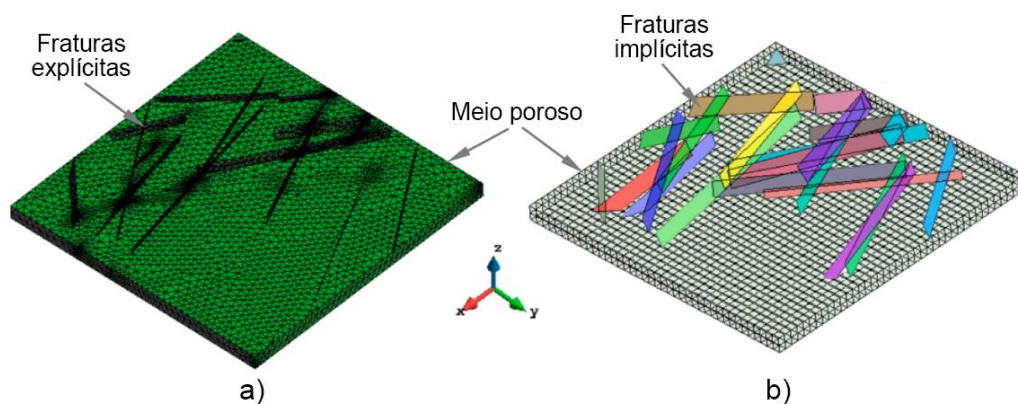


Figura 5.26 - Malha de elementos finitos adotada pelo (a) DFM e pelo (b) eDPM (adaptado de Mejia *et al.*, 2021)

A malha do DFM possui 63996 elementos tetraédricos lineares com 16186 nós. Para o eDPM foram adotadas malhas regulares com elementos hexaédricos com tamanhos de 2 m, 5 m, e 10 m.

Os resultados da distribuição da pressão do fluido em diferentes tempos de simulação para ambas as formulações, podem ser observados na Figura 5.27. A primeira linha apresenta os resultados do DFM, e as demais os obtidos pelo eDPM para as três malhas propostas, eDPM (2 m), eDPM (5 m), eDPM (10 m). A primeira coluna, em  $t = 7$  s, representa o início da migração do fluido pela rede de fraturas conectadas, induzida pela pressão de 1 MPa aplicada no topo do modelo. Ao longo da simulação é

possível observar o fluxo do fluido através das fraturas, como mostrado nas demais colunas, em  $t = 127$  s, 4095 s e 13191 s. Esse comportamento continua até o modelo atingir a condição de regime permanente em  $t = 200000$  s.

Esses resultados demonstram boa concordância entre as duas abordagens. Para as malhas mais grosseiras do eDPM, em algumas regiões da rede de fraturas nota-se uma distribuição da pressão um pouco diferente. Apesar disso, os resultados na condição permanente para todas as malhas foram semelhantes, conforme observado pela última coluna da Figura 5.27.

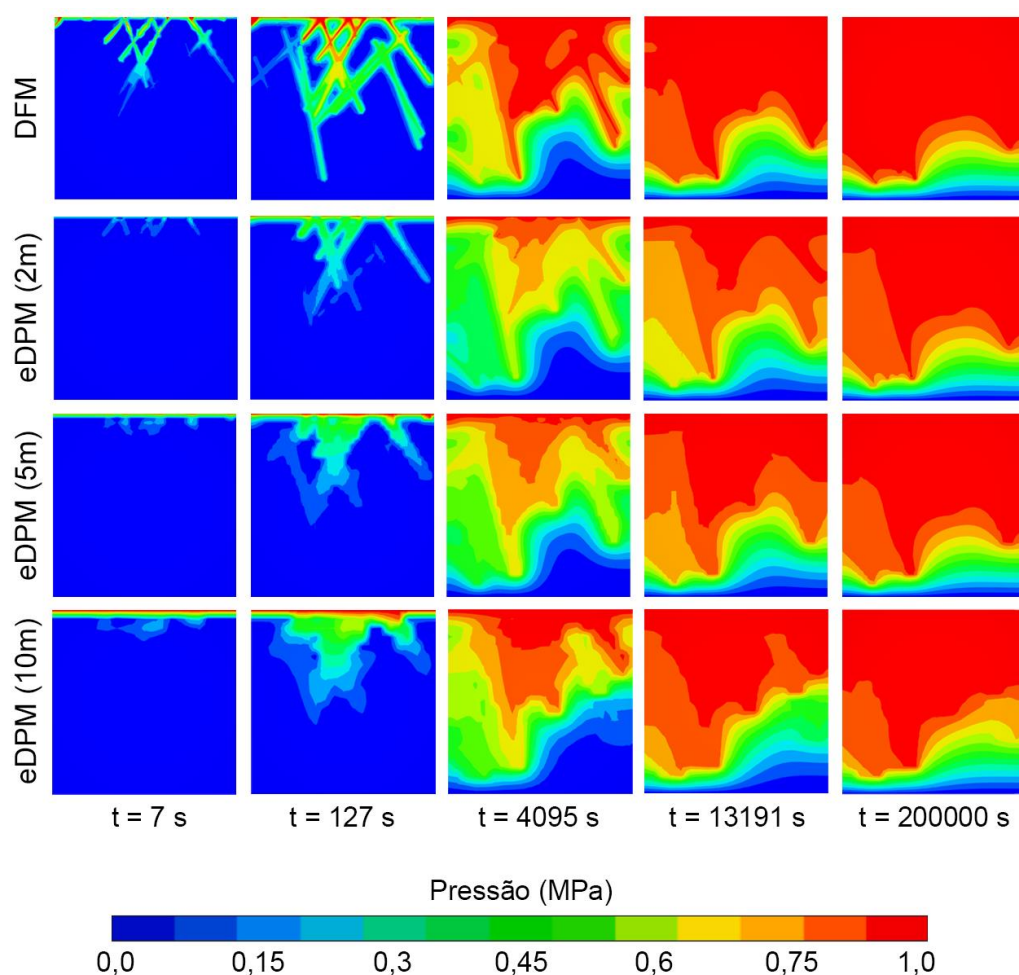


Figura 5.27 - Distribuição de poropressão no meio poroso pouco fraturado em diferentes tempos de simulação, utilizando DFM e eDPM

Além disso, a Figura 5.28 apresenta ainda uma comparação das (a) taxas de fluxo de fluido que foram medidas na face de saída dos modelos e (b) do volume de produção, obtidos pelo DFM e por todas as malhas do eDPM. Observa-se que a malha mais



grosseira, com elementos de 10 m, foi a que mais se distanciou das soluções do DFM, seguido pela malha de 2 m. Por outro lado, os resultados da malha com elementos de 5 m aproximaram-se bastante da solução DFM.

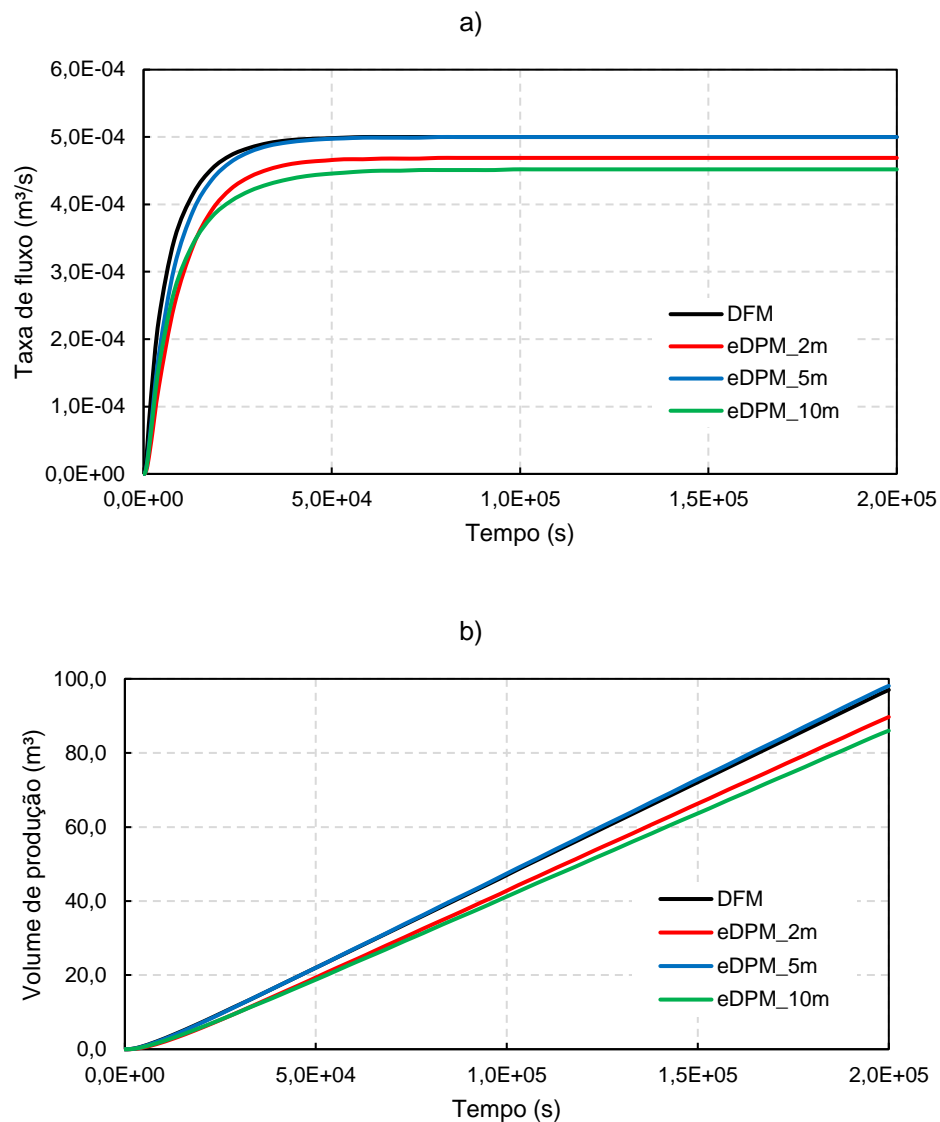


Figura 5.28 - Comparação da (a) taxa de fluxo e do (b) volume de produção no meio poroso pouco fraturado, utilizando DFM e eDPM

O mesmo modelo foi simulado novamente com as mesmas características anteriores, mas agora com um valor menor para a abertura das fraturas de 0,1 mm. Na Figura 5.29 estão apresentadas as poropressões obtidas ao final das simulações. Embora o efeito das fraturas seja menor, a solução com elementos de 2 m foi a que

mais se aproximou do DFM. Para essa nova abertura, foram plotadas também as curvas das taxas de fluxo, como mostrado na Figura 5.30.

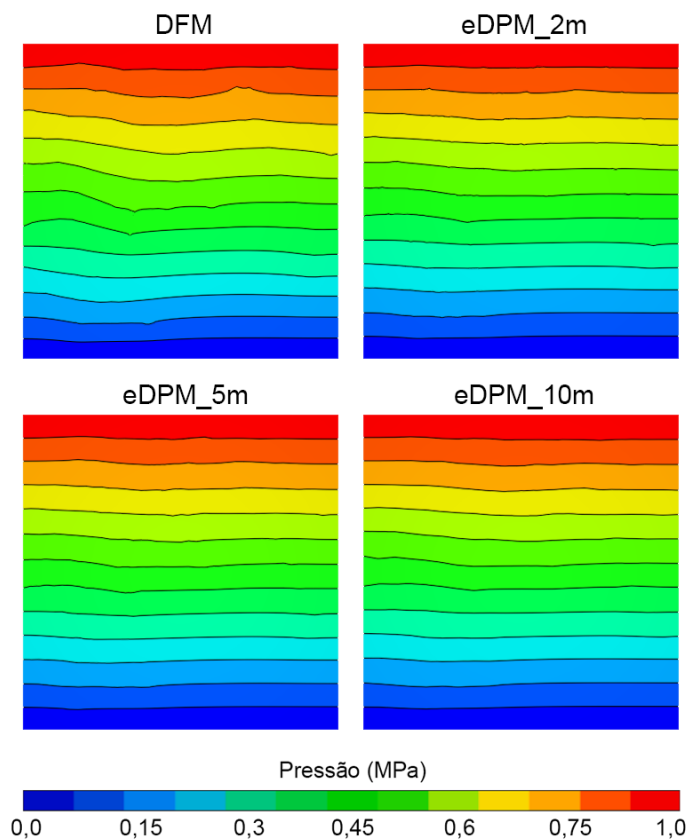


Figura 5.29 - Distribuição de poropressão no meio poroso pouco fraturado para uma abertura de fraturas de 0,1 mm

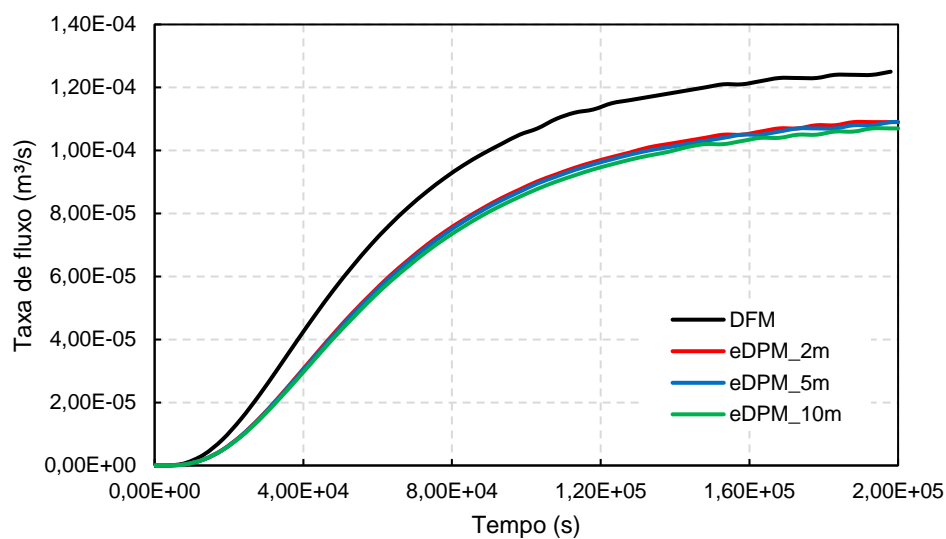


Figura 5.30 - Taxas de fluxo no meio poroso pouco fraturado para uma abertura de fraturas de 0,1 mm

Analisando as curvas obtidas, é possível perceber o efeito das fraturas nos modelos. Esse efeito é evidenciado pelo tempo necessário para atingir a condição de regime permanente, que foi menor no modelo com um valor maior de abertura (1 mm).

Apesar das diferenças entre as curvas do DFM e do eDPM, pode-se notar a contribuição das fraturas isoladas nos modelos analisados. A diferença máxima entre os valores obtidos entre os modelos com abertura de 0,1 mm foi da ordem de 12 %. Por outro lado, no modelo com abertura de 1 mm, a curva obtida utilizando elementos de 5 m ficou muito próxima da curva DFM.

É necessário então investigar melhor as possíveis fontes das diferenças observadas. Sabe-se que o tamanho do elemento possui influência nos resultados devido ao método de determinação dos segmentos de fraturas. Entretanto, deve-se analisar também as simplificações que foram feitas no eDPM para casos 3D no cálculo das transferências de fluxo entre matriz e fraturas.

### 5.2.2.3. Meio Poroso Muito Fraturado

Este exemplo apresenta uma célula fraturada, com as mesmas condições de contorno e propriedades do meio poroso e do fluido do exemplo anterior, mas agora com um número maior de fraturas. No total, existem 274 fraturas naturais distribuídas no domínio, como mostra a Figura 5.31.

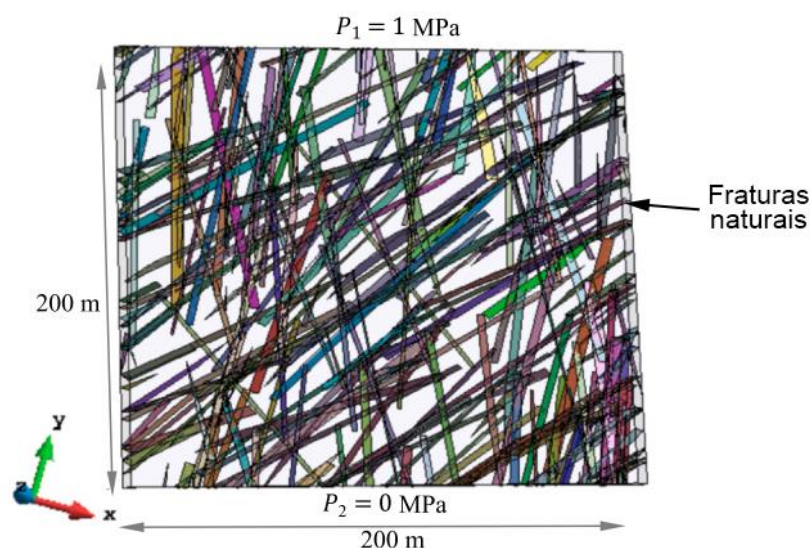


Figura 5.31 - Meio poroso muito fraturado

Com relação à abertura das fraturas, para este exemplo foram adotados dois modelos: o Modelo 1 considera abertura de 1 mm para todas as fraturas, enquanto o Modelo 2 considera diferentes aberturas para cada uma das fraturas, variando de 0 a 1 mm. A Figura 5.32 mostra a distribuição de probabilidade da abertura das fraturas adotadas no Modelo 2, considerando uma média de  $\mu = 0,11$  mm e desvio padrão  $\sigma = 0,168$  mm.

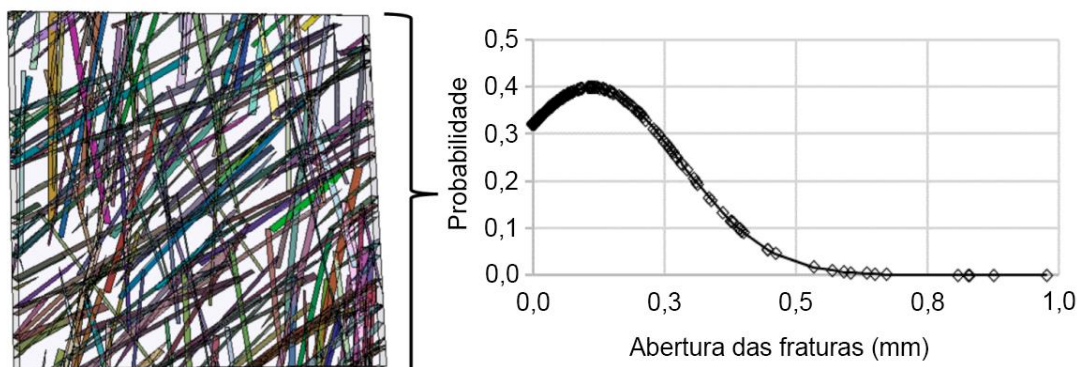


Figura 5.32 - Distribuição de probabilidade da abertura das fraturas adotada no Modelo 2 do meio poroso muito fraturado (adaptado de Mejia *et al.*, 2021)

Os modelos foram discretizados utilizando 25600 elementos hexaédricos com 32800 nós e simulados utilizando o eDPM. Os resultados foram comparados com as soluções obtidas por Mejia *et al.* (2021) que utilizaram uma estratégia de fraturas discretas embutidas (EDFM).

Na Figura 5.33 estão apresentados os resultados da distribuição de pressão do fluido para o Modelo 1 (a) obtidos pelo EDFM de Mejia *et al.* (2021) e pelo (b) eDPM em diferentes tempos de simulação. Os resultados do Modelo 2 podem ser vistos na Figura 5.34.

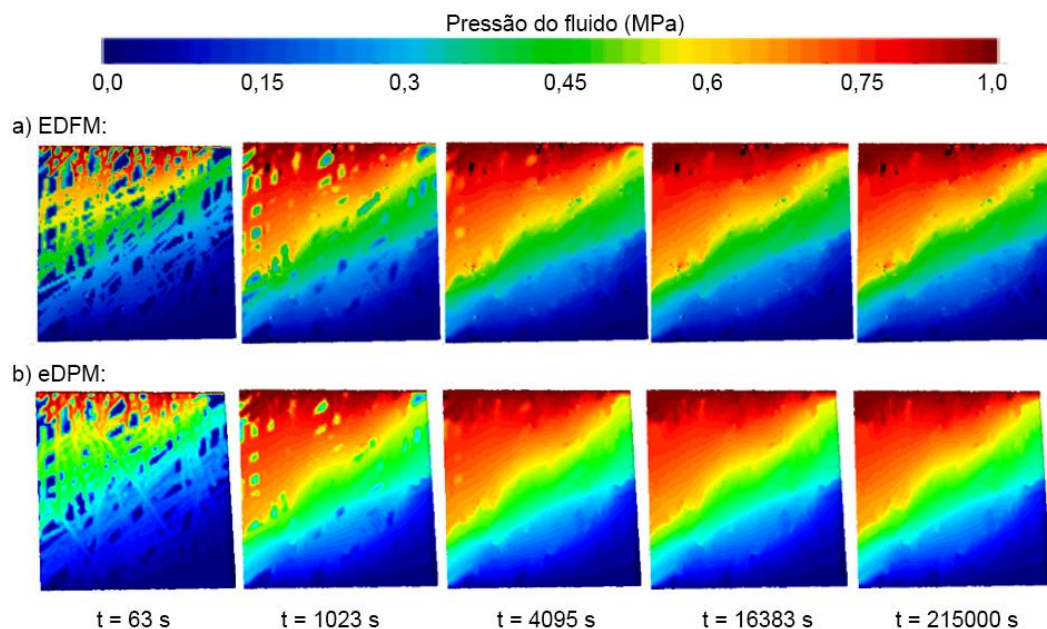


Figura 5.33 - Distribuição de poropressão no Modelo 1 do meio poroso muito fraturado utilizando (a) EDFM e (b) eDPM

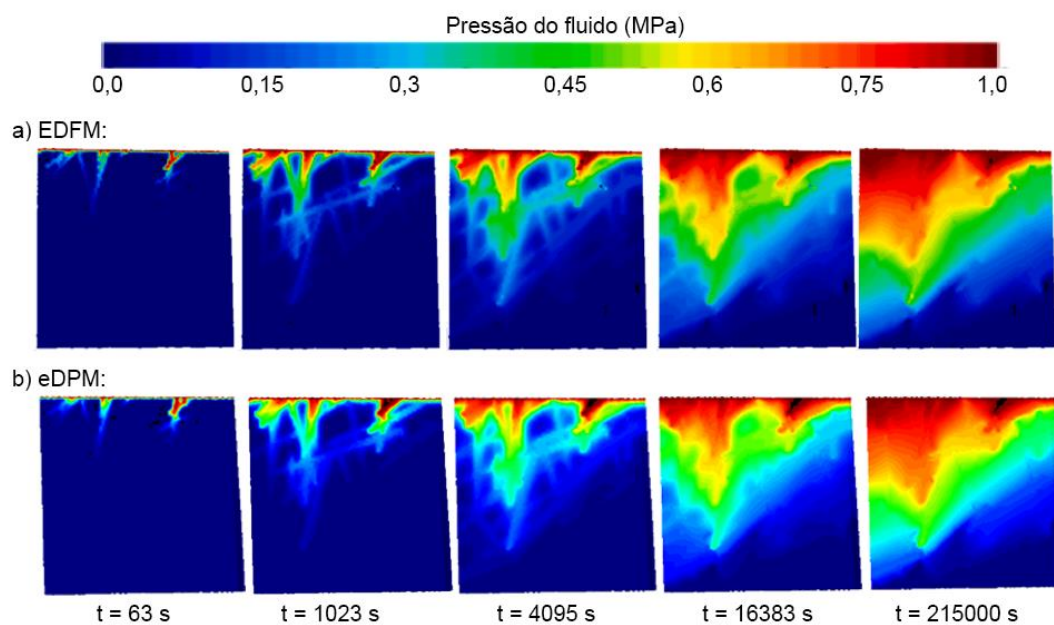
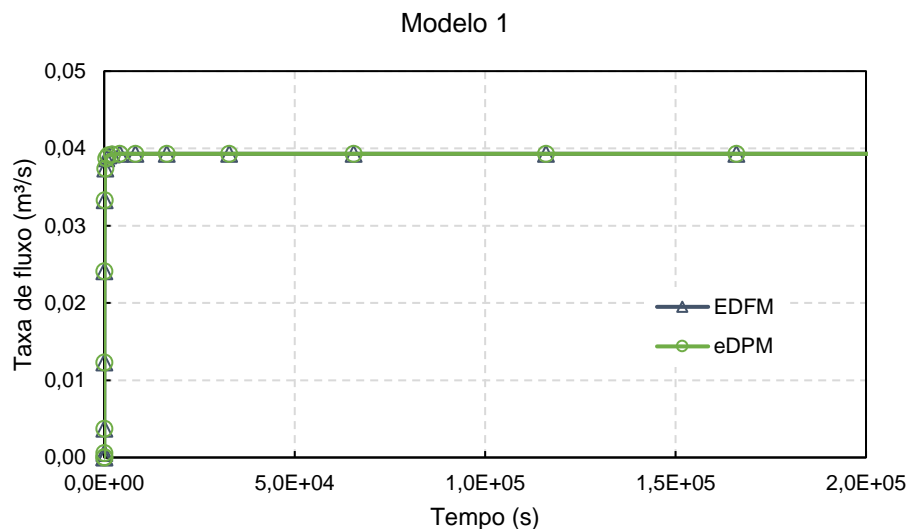


Figura 5.34 - Distribuição de poropressão no Modelo 2 do meio poroso muito fraturado utilizando (a) EDFM e (b) eDPM

As soluções de poropressão de ambos os modelos numéricos apresentam grande similaridade tanto para o modelo com fraturas de mesma abertura (Modelo 1), quanto com aberturas diferentes (Modelo 2). Como no Modelo 1 as aberturas são maiores em

todas as fraturas, é possível notar uma migração de fluido maior nos primeiros segundos de simulação quando comparado ao Modelo 2, como observado em  $t = 63$  s. Pelo mesmo motivo, o Modelo 1 atinge a condição de regime permanente mais rapidamente, em  $t = 4095$  s. Ao contrário do Modelo 2, que por possuir aberturas variáveis, o fluxo de fluido ocorre preferencialmente pelas regiões mais densamente fraturadas e com as maiores aberturas. Assim, o Modelo 2 atinge o regime permanente apenas após  $t = 215000$  s.

Novamente o efeito da abertura das fraturas pode ser observado também através das taxas de fluxo que foram obtidas na face de saída dos modelos, como mostrado na Figura 5.35. É possível perceber que o Modelo 1 atinge a condição permanente muito rapidamente logo no início da simulação para as duas metodologias, já que as curvas DFM e eDPM estão coincidindo. Por outro lado, o Modelo 2 atinge essa condição somente em  $1,5 \cdot 10^5$  s. Além disso, para o Modelo 2, observam-se diferenças entre as curvas obtidas pelo EDFM e pelo eDPM.



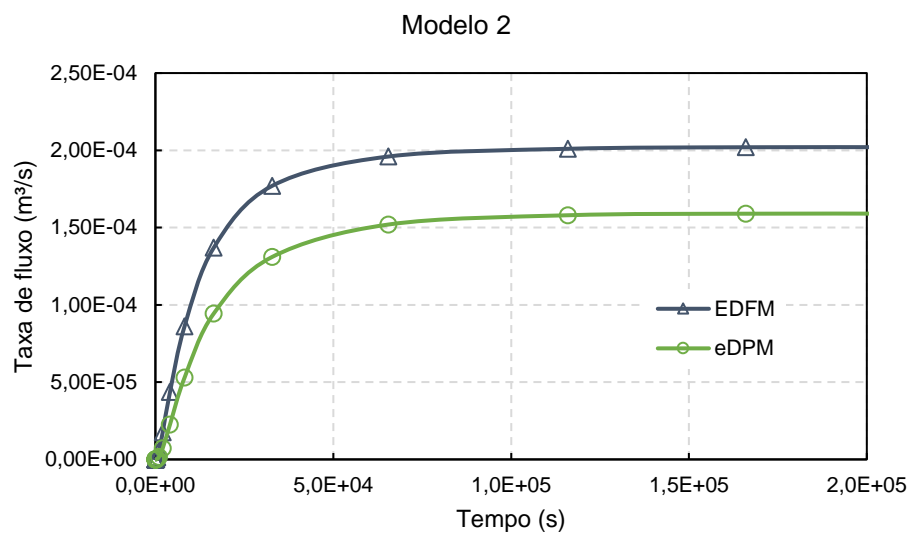


Figura 5.35 - Taxas de fluxo obtidas para os dois modelos, utilizando EDFM e eDPM

## 6 Conclusões

Neste trabalho objetivou-se caracterizar os meios porosos fraturados e entender a influência dos sistemas de fraturas nos processos de fluxo de fluido em reservatórios. Para isso, foram apresentadas algumas das principais metodologias numéricas disponíveis para a representação das fraturas. As vantagens e desvantagens de cada método foram verificadas em diferentes problemas.

Um estudo investigou a influência de alguns parâmetros que foram utilizados para caracterizar os modelos, como abertura, espaçamento e orientação das fraturas, permeabilidade da matriz e viscosidade do fluido, na permeabilidade equivalente de formações porosas fraturadas. Assim, tais parâmetros foram selecionados e variados nas simulações para que seu efeito pudesse ser avaliado.

Como conclusões do estudo paramétrico, é possível destacar que para as situações analisadas a permeabilidade da matriz e a viscosidade do fluido possuem baixa contribuição para a permeabilidade equivalente; os parâmetros relacionados à geometria das fraturas, abertura, orientação e espaçamento, possuem influência significativa na permeabilidade equivalente do meio; as maiores contribuições foram para os menores espaçamentos, indicando uma maior densidade de fraturas, para as maiores aberturas, e para orientações próximas à direção do fluxo.

O estudo paramétrico apresentado propôs um meio poroso com famílias de fraturas distribuídas no domínio. Para essa aplicação, a formulação de Dupla Porosidade/Dupla Permeabilidade (DPDP) se mostrou bastante eficiente. Contudo, esse método não é capaz de representar domínios com fraturas principais.

Devido à sua facilidade de uso e eficiência já comprovada, a formulação DPDP foi então modificada através do Modelo de Dupla Porosidade Estendido (eDPM) para conseguir representar também o efeito de fraturas principais isoladas em meios porosos fraturados. A nova formulação desenvolvida foi validada através de soluções obtidas



pelo Modelo de Fraturas Discretas (DFM). Os resultados também apresentaram boa concordância com as demais metodologias apresentadas e foi capaz de incluir o efeito de fraturas isoladas em um modelo com dupla porosidade.

A metodologia proposta para modelar meios porosos fraturados com fraturas principais isoladas foi estendida para permitir a modelagem de meios tridimensionais. De maneira geral, é possível afirmar que o método forneceu bons resultados para esse tipo de aplicação. Em alguns resultados as soluções do eDPM se aproximaram das soluções numéricas de referência da literatura. Esse foi o caso do Modelo de Fraturas Discretas Embutidas (EDFM), uma vez que os dois compartilham fundamentos semelhantes, evidenciando a eficácia do conceito de fraturas embutidas para modelar meios porosos fraturados.

Em outros casos nota-se que as melhores soluções são as obtidas pelo DFM. Isso se deve principalmente ao fato desses modelos utilizarem representações mais detalhadas da geometria das fraturas. Entretanto, o eDPM possui a vantagem de permitir a utilização de malhas regulares, pois como o efeito das fraturas é incorporado de maneira implícita, a malha do modelo não precisa coincidir com suas geometrias. Assim, a metodologia torna-se vantajosa por permitir a simulação de redes de fraturas complexas, onde a geração de malhas para modelos explícitos seria uma tarefa muito trabalhosa.

No entanto, ainda que os efeitos das fraturas tenham sido incorporados com boa aproximação no eDPM, existem pontos a serem investigados para explicar as diferenças observadas entre as soluções. É necessário estudar a permeabilidade das fraturas e o efeito das transferências de fluido entre matriz e fraturas, principalmente devido às simplificações que foram adotadas nos modelos 3D.

Este trabalho apresentou então uma série de modelos e comparou as soluções obtidas pelos diferentes métodos. Através dos resultados foi possível comprovar que métodos de representação explícita, como o DFM, oferecem soluções acuradas e são recomendados em modelos que possuem fraturas principais dominantes. No entanto, em modelos com muitas fraturas, o custo computacional se eleva muito devido aos problemas de malha já citados. Assim, para esses outros modelos, metodologias implícitas seriam mais recomendadas. O DPDP, por exemplo, é bastante eficiente para

representar múltiplas famílias de fraturas interconectadas de diferentes escalas. Entretanto, quando se tem muitas fraturas principais, métodos como o EDFM ou o eDPM são mais adequados.

### **6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros**

Como recomendações de trabalhos futuros para dar continuidade à pesquisa, sugere-se:

- a) Avaliar outras abordagens para determinação do índice de conectividade em modelos 3D;
- b) Realizar outros estudos com fraturas isoladas com diferentes características para avaliar os limites de aplicabilidade do modelo e possíveis efeitos de sensibilidade da malha;
- c) Alterar a formulação eDPM para incorporar o efeito de pequenos segmentos de fraturas nos elementos;
- d) Estender o eDPM para incluir também os efeitos e contribuições de deformações mecânicas;
- e) Incluir efeitos de fluxo multifásico.

ADLER, P. M.; THOVERT, J.-F.; MOURZENKO, V. V. **Fractured Porous Media**. Oxford University Press, 2012.

AHMED ELFEEL, M.; GEIGER, S. **Static and Dynamic Assessment of DFN Permeability Upscaling**. Society of Petroleum Engineers (SPE), 1 jan. 2012.

ANGOT, P.; BOYER, F.; HUBERT, F. Asymptotic and numerical modelling of flows in fractured porous media. **ESAIM: Mathematical Modelling and Numerical Analysis**, v. 43, n. 2, p. 239–275, 7 mar. 2009.

BACA, R. G.; ARNETT, R. C.; LANGFORD, D. W. Modelling fluid flow in fractured-porous rock masses by finite-element techniques. **International Journal for Numerical Methods in Fluids**, v. 4, n. 4, p. 337–348, 1 abr. 1984.

BARENBLATT, G. .; ZHELTOV, I. .; KOCHINA, I. . Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. **Journal of Applied Mathematics and Mechanics**, v. 24, n. 5, p. 1286–1303, 1 jan. 1960.

BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. New York: American Elsevier, 1972.  
BEAR, J.; TSANG, C.-F.; DE MARSILY, G. **Flow and Contaminant Transport in Fractured Rock**. 1st. ed. San Diego: Elsevier, 1993.

BERKOWITZ, B. Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review. **Advances in Water Resources**, v. 25, n. 8–12, p. 861–884, 2002.

BERRE, I.; DOSTER, F.; KEILEGAVLEN, E. Flow in Fractured Porous Media: A Review of Conceptual Models and Discretization Approaches. **Transport in Porous Media**, v. 130, n. 1, p. 215–236, 19 out. 2019.

BLASKOVICH, F. T. et al. **A Multicomponent Isothermal System for Efficient Reservoir Simulation**. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 1983.

BOGDANOV, I. I. et al. Effective permeability of fractured porous media in steady state flow. **Water Resources Research**, v. 39, n. 1, 1 jan. 2003.

BOGDANOV, I. I. et al. Effective permeability of fractured porous media with power-law distribution of fracture sizes. **Physical Review E**, v. 76, n. 3, p. 036309, 21 set. 2007.

CHEN, T. et al. A new upscaling method for fractured porous media. **Advances in Water Resources**, v. 80, p. 60–68, 1 jun. 2015.

CHEN, T. et al. Upscaling permeability for three-dimensional fractured porous rocks with the multiple boundary method. **Hydrogeology Journal**, v. 26, n. 6, p. 1903–1916, 22 set. 2018.

CHILÈS, J.-P.; DE MARSILY, G. Stochastic Models of Fracture Systems and Their Use in Flow and Transport Modeling. In: **Flow and Contaminant Transport in Fractured Rock**. Elsevier, 1993. p. 169–236.

CLETO, P. R. et al. Hydro-mechanical coupled modeling of hydraulic fracturing using the mesh fragmentation technique. **Computers and Geotechnics**, v. 124, p. 103591, 1 ago. 2020.

COATS, K. H. **Implicit compositional simulation of single-porosity and dual-porosity reservoirs**. Society of Petroleum Engineers (SPE). 1 jan. 1989.

COOK, P. G. **A Guide To Regional Flow In Fractured Rock Aquifers**. [s.l.: s.n.].

CRUZ, F.; ROEHL, D.; VARGAS, E. DO A. An XFEM element to model intersections between hydraulic and natural fractures in porous rocks. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 112, p. 385–397, 1 dez. 2018.

DEAN, R. H.; LO, L. L. Simulations of Naturally Fractured Reservoirs. **SPE Reservoir Engineering**, v. 3, n. 02, p. 638–648, 1 maio 1988.

DERSHOWITZ, B. et al. **Integration of Discrete Feature Network Methods with Conventional Simulator Approaches**. Society of Petroleum Engineers (SPE), 1 jan. 1998.

DIETRICH, P. et al. **Flow and transport in fractured porous media**. [s.l.] Springer Berlin Heidelberg, 2005.

FABBRI, H. A. et al. Modeling the closure behavior of natural fractures in porous media using high aspect ratio interface elements. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 196, p. 107979, 1 jan. 2021.

FARMER, C. L. Upscaling: a review. **International Journal for Numerical Methods in Fluids**, v. 40, n. 1–2, p. 63–78, 10 set. 2002.

FUMAGALLI, A.; KEILEGAVLEN, E.; SCIALÒ, S. Conforming, non-conforming and non-matching discretization couplings in discrete fracture network simulations. **Journal of Computational Physics**, v. 376, p. 694–712, 1 jan. 2019.

GILLESPIE, P. A. et al. Measurement and characterisation of spatial distributions of fractures. **Tectonophysics**, v. 226, n. 1–4, p. 113–141, 15 nov. 1993.

GLÄSER, D. et al. A discrete fracture model for two-phase flow in fractured porous media. **Advances in Water Resources**, v. 110, p. 335–348, 1 dez. 2017.

GUO, Y. et al. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation. **Fuel**, v. 250, p. 327–338, 15 ago. 2019.

GUTIERREZ ESCOBAR, R. et al. Xfem modeling of stress shadowing in multiple hydraulic fractures in multi-layered formations. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 70, p. 102950, 1 out. 2019.

HAJIBEYGI, H.; KARVOUNIS, D.; JENNY, P. A hierarchical fracture model for the iterative multiscale finite volume method. **Journal of Computational Physics**, v. 230, n. 24, p. 8729–8743, out. 2011.

HALDORSEN, H. H.; LAKE, L. W. A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 24, n. 04, p. 447–457, 1 ago. 1984.

HE, X.; SANTOSO, R.; HOTEIT, H. **Application of machine-learning to construct equivalent continuum models from high-resolution discrete-fracture models**. International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020. International Petroleum Technology Conference (IPTC), 13 jan 2020.

HILL, A. C.; THOMAS, G. W. **A New Approach for Simulating Complex Fractured Reservoirs**. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 1985.

HOTEIT, H.; FIROOZABADI, A. Compositional modeling of discrete-fractured media without transfer functions by the discontinuous Galerkin and mixed methods. **SPE Journal**, v. 11, n. 3, p. 341–352, 1 set. 2006.

HU, B. et al. A new triple-porosity multiscale fractal model for gas transport in fractured shale gas reservoirs. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 78, p. 103335, 1 jun. 2020.

JIANG, J.; YOUNIS, R. M. Hybrid Coupled Discrete-Fracture/Matrix and Multicontinuum Models for Unconventional-Reservoir Simulation. **SPE Journal**, v. 21, n. 03, p. 1009–1027, 1 jun. 2016.

KARIMI-FARD, M.; DURLOFSKY, L. J.; AZIZ, K. An Efficient Discrete-Fracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators. **SPE Journal**, v. 9, n. 02, p. 227–236, 1 jun. 2004.

KARIMI-FARD, M.; FIROOZABADI, A. **Numerical Simulation of Water Injection in 2D Fractured Media Using Discrete-Fracture Model**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...Society of Petroleum Engineers**, 4 abr. 2001.

KARIMI-FARD, M.; FIROOZABADI, A. Numerical simulation of water injection in fractured media using the discrete-fracture model and the Galerkin method. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, v. 6, n. 2, p. 117–126, 1 abr. 2003.

KARVOUNIS, D. C.; JENNY, P. Adaptive Hierarchical Fracture Model for Enhanced Geothermal Systems. **Multiscale Modeling & Simulation**, v. 14, n. 1, p. 207–231, 18 jan. 2016.

KAZEMI, H. et al. Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 16, n. 06, p. 317–326, 1 dez. 1976.

KAZEMI, H.; GILMAN, J. R.; ELSHARKAWY, A. M. Analytical and Numerical Solution of Oil Recovery From Fractured Reservoirs With Empirical Transfer Functions. **SPE Reservoir Engineering**, v. 7, n. 02, p. 219–227, 1 maio 1992.

KHOEI, A. R.; HOSSEINI, N.; MOHAMMADNEJAD, T. Numerical modeling of two-phase fluid flow in deformable fractured porous media using the extended finite element method and an equivalent continuum model. **Advances in Water Resources**, v. 94, p. 510–528, 9 ago. 2016.

KIM, J. G.; DEO, M. D. Finite element, discrete-fracture model for multiphase flow in porous media. **AIChE Journal**, v. 46, n. 6, p. 1120–1130, 1 jun. 2000.

KOUDINA, N. et al. Permeability of three-dimensional fracture networks. **Physical Review E - Statistical Physics, Plasmas, Fluids, and Related Interdisciplinary Topics**, v. 57, n. 4, p. 4466–4479, 1 abr. 1998.

KUBEYEV, A. Impact of multi-set fracture pattern on the effective permeability of fractured porous media. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 112, p. 161–169, 2013.

LAI, K. S.; PAO, W. K. S. Assessment of Different Matrix-fracture Shape Factor in Double Porosity Medium. **Journal of Applied Sciences**, v. 13, n. 2, p. 308–314, 1 jan. 2013.

LAMB, A. R. et al. **Coupled Deformation And Fluid Flow In Fractured Porous Media Using Dual Permeability And Explicitly Defined Fracture Geometry**. SPE

EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 2010.

LAMB, A. R.; GORMAN, G. J.; ELSWORTH, D. A fracture mapping and extended finite element scheme for coupled deformation and fluid flow in fractured porous media. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 37, n. 17, p. 2916–2936, 10 dez. 2013.

LEE, S. H.; JENSEN, C. L.; LOUGH, M. F. Efficient Finite-Difference Model for Flow in a Reservoir With Multiple Length-Scale Fractures. **SPE Journal**, v. 5, n. 03, p. 268–275, 1 set. 2000.

LEE, S. H.; LOUGH, M. F.; JENSEN, C. L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales. **Water Resources Research**, v. 37, n. 3, p. 443–455, 1 mar. 2001.

LI, L.; LEE, S. H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, v. 11, n. 4, p. 750–758, 1 ago. 2008.

LI, W.; DONG, Z.; LEI, G. Integrating Embedded Discrete Fracture and Dual-Porosity, Dual-Permeability Methods to Simulate Fluid Flow in Shale Oil Reservoirs. **Energies**, v. 10, n. 10, p. 1471, 23 set. 2017.

LI, Z. et al. The Advanced Embedded Discrete Fracture Model Considering The Capillary Pressure Difference. **Journal of Porous Media**, v. 23, n. 10, p. 969–983, 2020.

LIM, K. T.; AZIZ, K. Matrix-fracture transfer shape factors for dual-porosity simulators. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 13, n. 3–4, p. 169–178, 1 nov. 1995.

LIU, J. et al. A fully coupled fracture equivalent continuum-dual porosity model for hydro-mechanical process in fractured shale gas reservoirs. **Computers and Geotechnics**, v. 106, p. 143–160, fev. 2019.

LIU, R. et al. Recent developments on relationships between the equivalent permeability and fractal dimension of two-dimensional rock fracture networks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 45, p. 771–785, 2017.

LIU, Y. et al. Sequentially coupled flow and geomechanical simulation with a discrete fracture model for analyzing fracturing fluid recovery and distribution in fractured ultra-low permeability gas reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 189, p. 107042, 1 jun. 2020.

LONG, J. C. S. et al. Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures. **Water Resources Research**, v. 18, n. 3, p. 645–658, 1 jun. 1982.

MANZOLI, O. L. et al. On the use of high aspect ratio finite elements to model hydraulic fracturing in deformable porous media. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v. 350, p. 57–80, 15 jun. 2019.

MATTHÄI, S. K.; BELAYNEH, M. Fluid flow partitioning between fractures and a permeable rock matrix. **Geophysical Research Letters**, v. 31, n. 7, p. n/a-n/a, 16 abr. 2004.

MEJIA, C. et al. A new approach for modeling three-dimensional fractured reservoirs with embedded complex fracture networks. **Computers and Geotechnics**, v. 130, p. 103928, 1 fev. 2021.

MEJIA SANCHEZ, E. C.; RUEDA CORDERO, J. A.; ROEHL, D. Numerical simulation of three-dimensional fracture interaction. **Computers and Geotechnics**, v. 122, p. 103528, 1 jun. 2020.

MENDES, C. A. T.; GATTASS, M.; ROEHL, D. **The GeMa Framework – An Innovative Framework for the Development of Multiphysics and Multiscale Simulations**. Proceedings of the VII European Congress on Computational Methods in Applied Sciences and Engineering (ECCOMAS Congress 2016). Athens: Institute of Structural Analysis and Antiseismic Research School of Civil Engineering National Technical University of Athens (NTUA) Greece, 2016.

MOINFAR, A. et al. **Comparison of Discrete-Fracture and Dual-Permeability Models for Multiphase Flow in Naturally Fractured Reservoirs**. SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 2011.

MOINFAR, A. et al. **Development of a Novel and Computationally-Efficient Discrete-Fracture Model to Study IOR Processes in Naturally Fractured Reservoirs**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 2012.

MOINFAR, A. et al. **Development of a Coupled Dual Continuum and Discrete Fracture Model for the Simulation of Unconventional Reservoirs**. SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 18 fev. 2013.

MOINFAR, A. et al. Development of an Efficient Embedded Discrete Fracture Model for 3D Compositional Reservoir Simulation in Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v. 19, n. 02, p. 289–303, 1 abr. 2014.

MONTEAGUDO, J. E. P.; FIROOZABADI, A. Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and three-dimensional discrete-fractured media. **Water Resources Research**, v. 40, n. 7, 1 jul. 2004.

NEUMAN, S. P. Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks. **Hydrogeology Journal**, v. 13, n. 1, p. 124–147, 26 mar. 2005.



NOORISHAD, J.; MEHRAN, M. An upstream finite element method for solution of transient transport equation in fractured porous media. **Water Resources Research**, v. 18, n. 3, p. 588–596, 1 jun. 1982.

NORBECK, J. H. et al. An embedded fracture modeling framework for simulation of hydraulic fracturing and shear stimulation. **Computational Geosciences**, v. 20, n. 1, p. 1–18, 13 fev. 2016.

ODA, M. Permeability tensor for discontinuous rock masses. **Géotechnique**, v. 35, n. 4, p. 483–495, 1 dez. 1985.

OLORODE, O.; WANG, B.; RASHID, H. U. Three-Dimensional Projection-Based Embedded Discrete-Fracture Model for Compositional Simulation of Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v. 25, n. 04, p. 2143–2161, 1 ago. 2020.

PALUSZNY, A.; MATTHAI, S. K. Impact of fracture development on the effective permeability of porous rocks as determined by 2-D discrete fracture growth modeling. **Journal of Geophysical Research**, v. 115, n. B2, p. B02203, 12 fev. 2010.

PEACEMAN, D. W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 18, n. 03, p. 183–194, 1 jun. 1978.

PLUIMERS, S. **Hierarchical Fracture Modeling Approach**. Delft University of Technology, 2015.

PRIEST, S. D. **Discontinuity Analysis for Rock Engineering**. Dordrecht: Springer Netherlands, 1993. v. 31.

RANJBAR, E.; HASSANZADEH, H. Matrix–fracture transfer shape factor for modeling flow of a compressible fluid in dual-porosity media. **Advances in Water Resources**, v. 34, n. 5, p. 627–639, 1 maio 2011.

ROSSEN, R. H. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Semi-Implicit Source Terms. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 17, n. 03, p. 201–210, 1 jun. 1977.

RUEDA CORDERO, J. A. et al. Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures. **Computers and Geotechnics**, v. 111, p. 290–300, 1 jul. 2019a.

RUEDA CORDERO, J. A.; MEJIA SANCHEZ, E. C.; ROEHL, D. Integrated discrete fracture and dual porosity - Dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 175, n. November 2018, p. 644–653, 2019b.

RUEDA, J. et al. A three-dimensional enhanced dual porosity and dual permeability approach for hydro-mechanical modeling of naturally fractured rocks. **International Journal for Numerical Methods in Engineering**, p. nme.6594, 26 nov. 2020.

SAHIMI, M. **Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock**. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2011.

SAIDI, A. M. **Simulation of Naturally Fractured Reservoirs**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...**Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 1983.

SANCHEZ-VILA, X.; GUADAGNINI, A.; CARRERA, J. Representative hydraulic conductivities in saturated groundwater flow. **Reviews of Geophysics**, v. 44, n. 3, p. RG3002, set. 2006.

SANDVE, T. H.; BERRE, I.; NORDBOTTEN, J. M. An efficient multi-point flux approximation method for Discrete Fracture–Matrix simulations. **Journal of Computational Physics**, v. 231, n. 9, p. 3784–3800, 1 maio 2012.

SCHWENCK, N. **An XFEM-based model for fluid flow in fractured porous media**. University of Stuttgart, 2015.

SEGURA, J. M.; CAROL, I. Coupled HM analysis using zero-thickness interface elements with double nodes. Part I: Theoretical model. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 32, n. 18, p. 2083–2101, 25 dez. 2008a.

SEGURA, J. M.; CAROL, I. Coupled HM analysis using zero-thickness interface elements with double nodes. Part II: Verification and application. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 32, n. 18, p. 2103–2123, 25 dez. 2008b.

SNOW, D. T. Anisotropic Permeability of Fractured Media. **Water Resources Research**, v. 5, n. 6, p. 1273–1289, 1 dez. 1969.

SÜSS, M. **Analysis of the influence of structures and boundaries on flow and transport processes in fractured porous media**. 2005.

VAN GOLF-RACHT, T. D. **Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering**. Elsevier Science, 1982.

WANG, X. H. et al. A discrete fracture model for two-phase flow involving the capillary pressure discontinuities in fractured porous media. **Advances in Water Resources**, v. 142, p. 103607, 1 ago. 2020.

WARREN, J. E.; ROOT, P. J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 3, n. 03, p. 245–255, 1 set. 1963.

WEN, X. H.; GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J. J. **Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview** *Journal of Hydrology* Elsevier, , 1 ago. 1996.

WITHERSPOON, P. A. et al. Validity of Cubic Law for fluid flow in a deformable rock fracture. **Water Resources Research**, v. 16, n. 6, p. 1016–1024, dez. 1980.

WU, Y. et al. A Green element method-based discrete fracture model for simulation of the transient flow in heterogeneous fractured porous media. **Advances in Water Resources**, v. 136, p. 103489, 1 fev. 2020.

XU, C. et al. Discrete fracture modeling of shale gas flow considering rock deformation. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 52, p. 507–514, abr. 2018a.

XU, S. et al. Optimization of multistage fractured horizontal well in tight oil based on embedded discrete fracture model. **Computers & Chemical Engineering**, v. 117, p. 291–308, set. 2018b.

XU, Z.; YANG, Y. The hybrid dimensional representation of permeability tensor: A reinterpretation of the discrete fracture model and its extension on nonconforming meshes. **Journal of Computational Physics**, v. 415, p. 109523, ago. 2020.

XUE, Y. et al. Productivity analysis of fractured wells in reservoir of hydrogen and carbon based on dual-porosity medium model. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, n. 39, p. 20240–20249, 7 ago. 2020.

YAN, X. et al. An efficient embedded discrete fracture model based on mimetic finite difference method. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 145, p. 11–21, 1 set. 2016.

YAN, X. et al. Numerical simulation of hydro-mechanical coupling in fractured vuggy porous media using the equivalent continuum model and embedded discrete fracture model. **Advances in Water Resources**, v. 126, p. 137–154, abr. 2019.

YAO, M. et al. An Integrated Approach for History Matching of Multiscale-Fractured Reservoirs. **SPE Journal**, v. 24, n. 04, p. 1508–1525, 1 ago. 2019.

ZENG, Q. et al. A phase field based discrete fracture model (PFDFM) for fluid flow in fractured porous media. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 191, p. 107191, ago. 2020.

ZHANG, H. et al. Study on a Dual Embedded Discrete Fracture Model for Fluid Flow in Fractured Porous Media. **Computer Modeling in Engineering & Sciences**, v. 124, n. 1, p. 5–21, 2020.

ZIMMERMAN, R. W.; YEO, I.-W. Fluid flow in rock fractures: From the Navier-Stokes equations to the cubic law. In: **Geophysical Monograph Series**. [s.l: s.n.]. v. 122p. 213–224.