



UNIVERSIDADE FERDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

DANIEL ARAÚJO FARIAS DE MELO

**METODOLOGIA NUMÉRICA PARA OBTENÇÃO DAS PROPRIEDADES
EQUIVALENTES DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS
UTILIZANDO ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES
INCORPORADAS**

DANIEL ARAÚJO FARIAS DE MELO

**METODOLOGIA NUMÉRICA PARA OBTENÇÃO DAS PROPRIEDADES
EQUIVALENTES DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS
UTILIZANDO ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES
INCORPORADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

M528m

Melo, Daniel Araújo Farias de.

Metodologia numérica para obtenção das propriedades equivalentes de reservatórios naturalmente fraturados utilizando elementos finitos com descontinuidades incorporadas / Daniel Araújo Farias de Melo. - 2019.

99 folhas, il., tab., sigl. e símb.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019.

Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Método dos elementos finitos. 3. Reservatórios naturalmente fraturados. 4. Fechamento de fraturas. 5. Modelo de fraturas discretas.
6. Descontinuidades incorporadas. 7. Pseudoacoplamento. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento (Orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-374



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

A comissão examinadora da Defesa de Dissertação de Mestrado

**METODOLOGIA NUMÉRICA PARA OBTENÇÃO DAS PROPRIEDADES
EQUIVALENTES DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS
UTILIZANDO ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES
INCORPORADAS**

defendida por

Daniel Araújo Farias de Melo

Considera o candidato APROVADO

Recife, 23 de agosto de 2019

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Fernando Pereira Duda (Examinador externo)
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. José Maria Andrade Barbosa (Examinador externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.^a Dr.^a Leila Brunet de Sá Beserra (Examinadora externa)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço acima de tudo, a Deus, pelo dom da minha vida e por me capacitar para realização deste trabalho.

Agradeço a Rivaldo e Daniele, meus pais, por toda dedicação, todo auxílio, seja ele emocional ou financeiro e todo amor depositado ao longo de minha vida. A minha mãe do coração, Tia Beth, pelo imenso amor e cuidado. A meu padrasto, Bruno, também por todo auxílio nessa caminhada. A meus irmãos, Junior e Rafa, pela amizade e companheirismo. A Vovó Marieta pela vida dedicada aos netos, meu muitíssimo obrigado. A meus familiares que mesmo longe emanam energia positiva.

A pessoa mais importante nessa minha jornada pelo mestrado acadêmico, Simone. Muito obrigado pelo companheirismo, pela paciência, pelas conversas, pelos choros, pelos desabafos, por acreditar em mim e por ser meu combustível, meu porto seguro. A Tia Verônica e Sussus, pelo acolhimento, pelo carinho e por todo amor recebido ao longo dessa jornada. Agradeço também, a Ademir Fragoso, um pai extraordinário e um grande homem que tive a oportunidade de conviver. Que saudade!

A meus amigos do LMCG, pelos auxílios ao longo desse período, pelas conversas durante os almoços, pelas risadas e brincadeiras, deixando um ambiente mais leve e mais agradável de se trabalhar.

A FACEPE, pelo auxílio financeiro.

Por fim, a meu orientador Leonardo, pelas oportunidades e conhecimentos passados durante minha vida acadêmica.

RESUMO

O escoamento de fluidos e suas consequências no comportamento geomecânico de reservatórios naturalmente fraturados permanece como um grande desafio para indústria petrolífera. O comportamento do fluxo de fluidos nesses reservatórios é diferente dos sistemas convencionais e ainda não é muito bem entendido, pois apresenta complexidade inerentes à interação da matriz porosa com a rede de fraturas. O desenvolvimento efetivo e aumento da recuperação de hidrocarbonetos nessas formações demandam um melhor entendimento do comportamento do fluxo nesse sistema. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo simular numericamente o problema hidromecânico de fechamento de fraturas em reservatórios naturalmente fraturados, gerado pela produção do reservatório, visando o entendimento do comportamento das propriedades hidráulicas e mecânicas efetivas, com finalidade de geração de dados para utilização do método de pseudoacoplamento em simuladores comerciais. Dessa forma, foram geradas seis seções bidimensionais, com diferentes intensidades de fraturas, a partir de uma célula 3D representativa do pré-sal brasileiro, fornecida pela PETROBRAS. O modelo é baseado na lei constitutiva elástica não linear postulada por Bandis *et al.* (1983), a qual relaciona a tensão normal com deslocamentos normais às fraturas, na poroelasticidade linear para a matriz e o fluxo monofásico é governado pela Lei de Darcy. A simulação foi realizada sob condições edométricas. Para solução numérica do problema foi utilizado o código de elementos finitos CODE_BRIGTH. As fraturas foram incorporadas à malha de elementos finitos a partir da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes Incorporadas. O comportamento do reservatório foi analisado para duas leis de permeabilidade das fraturas, sendo uma lei experimental e uma lei teórica. Foi possível observar que a lei experimental é extremamente sensível às variações de tensões e logo as fraturas deixam de se comportar como canal de fluxo, diferentemente do observado para a lei teórica, no qual as fraturas apresentam uma diminuição suave de permeabilidade com a depressurização. As fraturas não demonstraram influenciar significativamente o comportamento mecânico do meio, assim, também foi proposta a simulação dos cenários partindo de um método semi-analítico, o qual apresentou comportamento semelhante ao método totalmente acoplado com um menor custo computacional.

Palavras-chave: Método dos elementos finitos. Reservatórios naturalmente fraturados. Fechamento de fraturas. Modelo de fraturas discretas. Descontinuidades incorporadas. Pseudoacoplamento.

ABSTRACT

The fluid flow and its consequences on the geomechanical behavior of naturally fractured reservoirs remains a challenge for the oil industry. The fluid flow behavior in these reservoirs is different from conventional systems and it is not yet well understood due to the complex matrix-fracture interaction. Effective development and increased hydrocarbon recovery in these formations requires a better understanding of its flow behavior. In this context, this work aims to numerically simulate the hydromechanical problem of fracture closure in naturally fractured reservoirs, due to reservoir production, aiming to understand the behavior of the effective hydraulic and mechanical properties, with the purpose of generating data for the use of the pseudocoupling method in commercial simulators. Therefore, six two-dimensional sections with different fracture intensities were generated from a 3D cell representing the Brazilian pre-salt, supplied by PETROBRAS. The model is based on the nonlinear elastic constitutive law postulated by Bandis *et al.* (1983), which relates normal stress to normal displacements of fractures, linear poroelasticity for the matrix and single-phase flow is governed by Darcy's Law. The simulation was performed under oedometric conditions. The finite element code CODE_BRIGTH was used for numerical solution. Fractures were incorporated into the finite element mesh with the Continuous Approximation of Embedded Strong Discontinuities. The reservoir behavior was analyzed by two fracture permeability laws, an experimental law and a theoretical law. It was observed that the experimental law is extremely sensitive to stress variations and therefore the fractures no longer behave as a flow channel, unlike that observed for the theoretical law, in which fractures presents a slight decrease in permeability with depressurization. Fractures did not show significant influence on the mechanical behavior of the media. Thus, it was also proposed to simulate the scenarios based on a semi-analytical method, which presented behavior similar to the fully coupled method with a lower computational cost.

Keywords: Finite element method. Naturally fractured reservoirs. Fracture closure. Discrete fracture method. Embedded discontinuities. Pseudocoupling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Tensões principais e planos de fraturas.....	22
Figura 2 -	Classificação de Reservatório Naturalmente Fraturados.....	24
Figura 3 -	Tipos de acoplamento.....	27
Figura 4 -	Esquema ilustrativo das forças atuantes em um corpo qualquer de domínio Ω e superfície $\partial\Omega$	35
Figura 5 -	Curva representativa do modelo experimental de fechamento de fratura de Bandis <i>et al.</i> (1983).....	39
Figura 6 -	Sequência de simplificação da abertura das fraturas naturais de acordo com o modelo de placas paralelas.....	40
Figura 7 -	Corpo cortado por uma descontinuidade.....	43
Figura 8 -	Decomposição do campo de deslocamento. (a) Elemento indeformado; (b) elemento deformado; (c) deformação da parte contínua e (d) movimento relativo devido à descontinuidade.....	43
Figura 9 -	(a) Elemento com fratura embebida; (b) decomposição do vetor de fluxo na direção da descontinuidade.....	48
Figura 10 -	(a) modelo geológico com 1200 fraturas e (b) bloco 3D escolhido para representar o reservatório.....	53
Figura 11 -	Seções de corte da célula 3D, com suas identificações e valores de p21...	54
Figura 12 -	Condições de contorno (a) mecânica, (b) e (c) hidráulica para análise horizontal e vertical, respectivamente.....	55
Figura 13 -	Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “min” com 10293 elementos e 5459 nós.....	56
Figura 14 -	Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “p10” com 10457 elementos e 5552 nós.....	57
Figura 15 -	Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “p50” com 10427 elementos e 5535 nós.....	57
Figura 16 -	Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “original” com 10469 elementos e 5557 nós.....	58
Figura 17 -	Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “p90” com 10497 elementos e 5571 nós.....	59

Figura 18 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção "max" com 10659 elementos e 5656 nós.....	60
Figura 19 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “min” em função da pressão de fluido.....	67
Figura 20 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “min” em função da pressão de fluido.....	67
Figura 21 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “min” em função da pressão de fluido.....	68
Figura 22 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “min” em função da pressão de fluido.....	68
Figura 23 - Porosidade equivalente da seção “min” em função da pressão fluido.....	69
Figura 24 - Multiplicador de porosidade da seção “min” em função da pressão de fluido.....	69
Figura 25 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p10” em função da pressão de fluido.....	70
Figura 26 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “p10” em função da pressão de fluido.....	70
Figura 27 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “p10” em função da pressão de fluido.....	71
Figura 28 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p10” em função da pressão de fluido.....	71
Figura 29 - Porosidade equivalente da seção "p10" em função da pressão de fluido..	72
Figura 30 - Multiplicador de porosidade da seção “p10” em função a pressão de fluido.....	72
Figura 31 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p50” em função da pressão fluido.....	73
Figura 32 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “p50” em função da pressão de fluido.....	73
Figura 33 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “p50” em função da pressão de fluido.....	74
Figura 34 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p50” em função da pressão de fluido.....	74
Figura 35 - Porosidade equivalente da seção “p50” em função da pressão de fluido..	75

Figura 36 - Multiplicador de porosidade da seção “p50” em função da pressão de fluido.....	75
Figura 37 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido.....	76
Figura 38 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “original” em função da pressão de fluido.....	76
Figura 39 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido.....	77
Figura 40 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “original” em função da pressão de fluido.....	77
Figura 41 - Porosidade equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido.....	78
Figura 42 - Multiplicador de porosidade da seção “original” em função da pressão de fluido.....	78
Figura 43 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido.....	79
Figura 44 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção "p90" em função da pressão de fluido.....	79
Figura 45 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido.....	80
Figura 46 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p90” em função da pressão de fluido.....	80
Figura 47 - Porosidade equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido..	81
Figura 48 - Multiplicador da porosidade da seção “p90” em função da pressão de fluido.....	81
Figura 49 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido.....	82
Figura 50 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “max” em função da pressão de fluido.....	82
Figura 51 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido.....	83
Figura 52 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “max” em função da pressão de fluido.....	83

Figura 53 - Porosidade equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido.	84
Figura 54 - Multiplicador de porosidade da seção “max” em função da pressão de fluido.....	84
Figura 55 - Multiplicador de permeabilidade horizontal de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet.....	85
Figura 56 - Multiplicador de permeabilidade horizontal de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada.....	85
Figura 57 - Multiplicador de permeabilidade vertical de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet.....	86
Figura 58 - Multiplicador de permeabilidade vertical de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada.....	86
Figura 59 - Multiplicador de porosidade de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet.....	87
Figura 60 - Multiplicador de porosidade de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada.....	87
Figura 61 - Módulo de elasticidade equivalente em função da pressão de fluido.....	88
Figura 62 - Coeficiente de Poisson equivalente em função da pressão de fluido.....	89
Figura 63 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “min” para os modelos propostos.....	90
Figura 64 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p10” para os modelos propostos.....	90
Figura 65 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p50” para os modelos propostos.....	91
Figura 66 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “original” para os modelos propostos.....	91
Figura 67 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” para os modelos propostos.....	92
Figura 68 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” para os modelos propostos.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação experimental e natural das fraturas.....	21
Tabela 2 - Propriedades do fluido.....	55
Tabela 3 - Propriedades da matriz porosa.....	56
Tabela 4 - Propriedades das fraturas da seção "min".....	57
Tabela 5 - Propriedades das fraturas da seção "p10".....	57
Tabela 6 - Propriedades das fraturas da seção "p50".....	58
Tabela 7 - Propriedades das fraturas da seção "original".....	58
Tabela 8 - Propriedades das fraturas da seção "p90".....	59
Tabela 9 - Propriedades das fraturas da seção "max".....	60
Tabela 10 - Passo a passo para determinação da permeabilidade equivalente do meio.....	62
Tabela 11 - Passo a passo para determinação da porosidade equivalente do meio.....	62
Tabela 12 - Passo a passo para determinação das propriedades mecânicas equivalentes do meio.....	64

LISTA DE SIGLAS

RNF	Reservatórios Naturalmente Fraturados
REV	<i>Representative elementar volume</i>
MFD	Modelo de Fraturas Discretas
MEF	Método dos Elementos Finitos
ACDF	Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes
CODE_BRIGHT	<i>Coupled Deformation Brine Gas and Heat Transport</i>
DFN	<i>Discrete Fracture Network</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

ϕ	Porosidade
ρ_s	Massa específica da fase sólida
\mathbf{u}_s	Vetor de deslocamento da massa sólida
φ	Variável escalar arbitrária
ρ_f	Massa específica da fase fluida
\mathbf{v}_f	Vetor de velocidade do fluido
\mathbf{v}	Vetor de velocidade aparente do fluido
$\boldsymbol{\kappa}$	Tensor de permeabilidade intrínseca da matriz porosa
μ	Viscosidade dinâmica do fluido
p	Pressão
\mathbf{g}	Vetor de gravidade
Ω	Domínio de um corpo
$\partial\Omega$	Superfície de contorno do domínio Ω
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões totais
\mathbf{b}	Tensor de forças de corpo
$\boldsymbol{\sigma}'$	Tensor de tensões efetivas
α	Coefficiente de Biot
\mathbf{I}	Matriz identidade
K_b	Módulo volumétrico do meio poroso
K_s	Módulo volumétrico da partícula sólida
\mathbf{C}	Tensor constitutivo elástico
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformações
E	Módulo de elasticidade
ν	Coefficiente de Poisson
\mathbf{D}	Operador diferencial
\mathbf{u}	Vetor de deslocamentos
ϕ_0	Porosidade na configuração de referência
ε_{vol}	Deformação volumétrica

$\boldsymbol{\kappa}_0$	Tensor de permeabilidade intrínseca na configuração de referência
k_{n0}	Rigidez normal da fratura no estado inicial
V_m	Fechamento máximo da fratura
ΔV	Fechamento da fratura
σ'_n	Tensão efetiva normal à fratura
a	Abertura da fratura
κ_f	Permeabilidade da fratura
κ_{f0}	Permeabilidade inicial da fratura
a_0	Abertura inicial da fratura
S	Descontinuidade
Ω_e	Domínio de um elemento
l_e	Comprimento característico de um elemento
S_e	Descontinuidade contida no elemento
\mathbf{u}_Ω	Vetor de deslocamento associado à deformação do contínuo
\mathbf{u}_{S_e}	Vetor de deslocamento associado ao movimento relativo de corpo rígido
$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega$	Vetor de deformação da parte contínua
$\boldsymbol{\varepsilon}_{S_e}$	Vetor de deformação associado ao movimento relativo de corpo rígido
H_{S_e}	Função Heaviside
$[[\mathbf{u}]]$	Vetor do salto de deslocamento da descontinuidade
\mathbf{N}	Matriz de função de forma do Método de Elementos Finitos tradicional
\mathbf{B}	Matriz dos gradientes das funções de forma
\mathbf{P}	Matriz de projeção
\mathbf{m}	Vetor unitário normal à base do elemento
\mathbf{n}_{S_e}	Vetor unitário normal à descontinuidade
\mathbf{M}	Matriz com as componentes de \mathbf{m}
\mathbf{N}_{S_e}	Matriz com as componentes de \mathbf{n}_{S_e}
\mathbf{t}_{S_e}	Vetor de tensões na interface da descontinuidade
δ_{S_e}	Distribuição delta de Dirac
h	Espessura da banda de deformação que contém S_e

Ω_h	Domínio da banda de deformação que contém S_e
$\boldsymbol{\sigma}'_{\Omega}$	Tensor de tensões efetivas na parte contínua do elemento
q_f	Fluxo de Darcy na fratura
q_{Ω}	Fluxo de Darcy na parte contínua do elemento
$\boldsymbol{\kappa}_{\Omega}$	Tensor de permeabilidade intrínseca da parte contínua do elemento
\mathbf{K}_{ef}	Tensor de permeabilidade efetiva do elemento
d_c	Variável de dano à compressão
$\boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0$	Estado inicial da deformação devido ao movimento relativo de corpo rígido
$\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^0$	Estado inicial da deformação devido ao deslocamento da parte contínua
$\boldsymbol{\varepsilon}^0$	Tensor de deformações totais inicial
$\boldsymbol{\sigma}'_{Se}{}^0$	Tensor de tensões efetivas inicial na descontinuidade
$\boldsymbol{\sigma}'_{Se}$	Tensor de tensões efetivas na descontinuidade
$[[\mathbf{u}^0]]$	Vetor do salto de deslocamento inicial
κ_{eq}	Permeabilidade equivalente da seção
Q_n	Vazão nodal
ϕ_{eq}	Porosidade equivalente da seção
ϕ_e	Porosidade do elemento finito
A_e	Área do elemento finito
ν_{eq}	Coefficiente de Poisson equivalente da seção
E_{eq}	Módulo de elasticidade equivalente da seção
F_{nx}	Força nodal na direção horizontal
F_{ny}	Força nodal na direção vertical
L_x	Comprimento horizontal da seção
L_y	Comprimento vertical da seção
u_{ny}	Deslocamento nodal na direção vertical
nn	Número de nós
M_{ϕ}	Multiplicador de porosidade
$M_{\kappa x}$	Multiplicador de permeabilidade horizontal
$M_{\kappa y}$	Multiplicador de permeabilidade vertical

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	19
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO.....	19
1.1.1	Reservatórios Naturalmente Fraturados.....	20
1.1.1.1	Classificação das Fraturas.....	20
1.1.1.2	Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados	23
1.1.2	Modelagem de Reservatórios Naturalmente Fraturados.....	24
1.1.2.1	Contínuo Equivalente	25
1.1.2.2	Dupla Porosidade.....	25
1.1.2.3	Modelo de Fraturas Discretas	26
1.1.3	Técnicas de Acoplamento.....	26
1.1.3.1	Acoplamento Total	27
1.1.3.2	Acoplamento Iterativo	28
1.1.3.3	Acoplamento Explícito	28
1.1.3.4	Pseudoacoplamento	28
1.2	JUSTIFICATIVA.....	29
1.3	OBJETIVOS.....	29
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	30
2	MODELAGEM HIDROMECÂNICA ACOPLADA EM RNF.....	32
2.1	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	32
2.1.1	Conservação de Massa para Sólidos	32
2.1.2	Conservação de Massa para Fluidos.....	33
2.1.3	Lei de Darcy	35
2.1.4	Equilíbrio de Tensões em Meios Porosos Deformáveis	35
2.1.5	Atualização da porosidade e permeabilidade do meio poroso.....	38
2.1.6	Modelo de Fechamento de Fratura	39
2.1.7	Permeabilidade das Fraturas.....	40

2.2	FORMULAÇÃO NUMÉRICA.....	41
2.2.1	Elementos Finitos com Descontinuidades Incorporadas.....	42
2.2.1.1	Problema Mecânico	42
2.2.1.2	Problema Hidráulico	47
2.2.2	Modelo Constitutivo de Dano à compressão	49
3	METODOLOGIA.....	53
3.1	MODELO GEOLÓGICO.....	53
3.2	MODELO CONCEITUAL	54
3.3	MALHAS DE ELEMENTOS FINITOS E PROPRIEDADES DOS MATERIAIS	55
3.4	CÁLCULO DAS PROPRIEDADES EQUIVALENTES	61
3.4.1	Permeabilidade.....	61
3.4.2	Porosidade	62
3.4.3	Módulo de Elasticidade e Coeficiente de Poisson	62
3.5	MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDADE E POROSIDADE	64
3.6	MODELO SEMI-ANALÍTICO	65
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	66
4.1	ANÁLISE DA PERMEABILIDADE E POROSIDADE EM FUNÇÃO DA LEI DE PERMEABILIDADE DA FRATURA	66
4.2	PARÂMETROS ELÁSTICOS EQUIVALENTES	88
4.3	MODELO SEMI-ANALÍTICO	89
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	93
5.1	CONCLUSÕES.....	93
5.2	TRABALHOS FUTUROS.....	94
	REFERÊNCIAS	95

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados o contexto e motivação desse trabalho, serão apresentados o conceito de fraturas, de Reservatório Naturalmente Fraturado (RFN) e suas respectivas classificações. Também serão apresentados os principais modelos de simulação desse tipo de formação, suas vantagens e principais características. Dado um panorama geral a acerca do tema, serão enumerados os objetivos geral e específico dessa pesquisa.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

Nas últimas décadas, tem se notado o crescente interesse da indústria do petróleo na determinação do papel que as falhas e fraturas desempenham sobre a produção de hidrocarbonetos (LIMA, 2013). Fraturas são onipresentes em quase todas as formações rochosas. A maioria dos reservatórios são, portanto, considerados fraturados em algum grau. O termo Reservatório Naturalmente Fraturado é comumente utilizado para denominar reservatórios onde as fraturas influenciam significativamente o escoamento de fluido. As fraturas podem alterar a porosidade e/ou a permeabilidade do reservatório (NELSON, 2001), resultando em um fluxo de fluidos mais complexo quando comparados à reservatórios não fraturados. Segundo Schlumberger (2019), estima-se que 60% do óleo e 40% do gás da reserva mundial estão armazenados nesse tipo de reservatório.

O estudo do escoamento de fluido e processos de transporte em meios porosos fraturados recebeu grande atenção e tem sido uma das áreas mais ativas na investigação de fluxo em reservatórios subaquáticos. Isto se deve a importância desse tipo de formação na recuperação de recursos naturais, no armazenamento e disposição de resíduos, na remediação ambiental, no sequestro geológico de CO₂, como também ao fato da necessidade de caracterização do escoamento em reservatórios hidráulicamente fraturados (WU, 2016).

A ocorrência de fraturas naturais está presente em rochas de diversas litologias, entretanto, sua maior frequência se dá em reservatórios carbonáticos (LIMA, 2013). Esses reservatórios são tipicamente naturalmente fraturados e sua recuperação é geralmente menor do que em reservatórios areníticos (MONTARON, 2008). Assim, um cenário potencialmente influenciado pelas fraturas são as camadas do pré-sal brasileiro, os quais têm em sua composição rochas carbonáticas heterogêneas e possivelmente fraturadas.

Conforme afirmam Tiab & Donaldson (2015), estes reservatórios têm um extensivo e extremamente complexo sistema de porosidade secundária. Quantificar e prever o comportamento dessa porosidade é um grande desafio para a indústria.

1.1.1 Reservatórios Naturalmente Fraturados

O comportamento do escoamento nos reservatórios naturalmente fraturados é diferente dos sistemas convencionais e ainda não é muito bem entendido, pois apresenta complexidades inerentes à interação da matriz porosa com a rede de fraturas (SAALFELD, 2016). De acordo com Azim (2015), o desenvolvimento efetivo e o aumento da recuperação desses reservatórios requerem um melhor entendimento do comportamento do fluxo de fluido nesse sistema matriz-fratura.

A ocorrência de fraturas naturais é o fator principal de produtividade de grande parte dos reservatórios não convencionais (BRATTON *et al.*, 2006), entretanto, elas também podem apresentar obstáculos para a estabilidade do poço durante sua fase de perfuração e operação. Em casos extremos, as fraturas podem provocar prejuízos ambientais como vazamentos ou risco para a estabilidade e integridade das instalações e equipamentos de superfície (MARCONDES, 2012). Estas características do fluxo em formações naturalmente fraturadas são fortemente controladas pelas propriedades das fraturas, como densidade, distribuição, orientação e interconectividade (AZIM, 2015). Portanto, é de grande importância caracterizar as fraturas naturais e determinar suas consequências no transporte de fluido no reservatório o mais cedo possível para que as avaliações e o planejamento possam ser feitos de forma eficiente (AGUILERA, 1998; NELSON, 2001; WU, 2016).

1.1.1.1 Classificação das Fraturas

De acordo com Nelson (2001), uma fratura de reservatório é uma descontinuidade plana na rocha devido à deformação ou diagênese física. As fraturas representam falhas mecânicas da resistência da rocha a tensões geológicas como movimentos tectônicos, a mudanças de pressão litostática, tensões térmicas, alta pressões de fluido, atividades de perfuração e de drenagem de fluido (TIAB & DONALDSON, 2015).

Stearns & Friedman (1972) classificaram as fraturas de acordo com observações de experimentos laboratoriais e de afloramentos. Este esquema de classificação foi

enriquecido por Nelson (2001) e resultou em uma base útil para modelos de classificação de fraturas, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação experimental e natural das fraturas

Classificação Experimental de Fraturas:

1. Fraturas de Cisalhamento
2. Fraturas Extensionais
3. Fraturas de Tração

Classificação de Fraturas de Ocorrência Natural:

1. Fraturas Tectônicas
 2. Fraturas Regionais
 3. Fraturas por Contração
 4. Fraturas de Superfície Livre
-

FONTE: Adaptado de Nelson, 2001.

A classificação experimental das fraturas é baseada em observações de ensaios laboratoriais, assim os tipos de fraturas são divididos em três grupos de acordo com suas condições de tensão/deformação e com a orientação dos planos de falhas: fraturas de cisalhamento (ou cisalhantes), fraturas extensionais e fraturas de tração (ou trativas).

As fraturas de cisalhamento exibem um plano de fratura paralelo ao deslocamento da rocha e são formadas quando as tensões principais são todas compressivas, mas possuem um grande diferencial entre elas. Neste tipo de ambiente, existem dois planos conjugados potenciais de geração da fratura e estes formam um ângulo agudo com a tensão principal maior, um ângulo obtuso em relação à tensão principal menor.

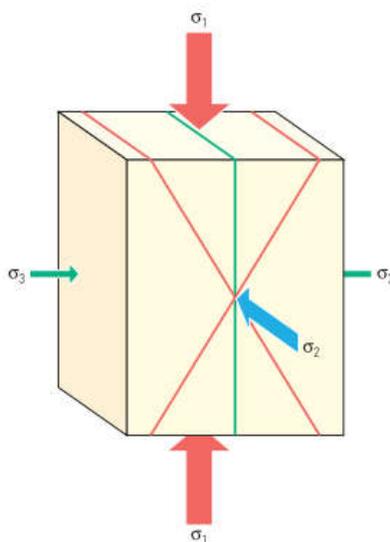
As fraturas extensionais exibem um sentido de deslocamento perpendicular ao plano de fratura. Elas são formadas perpendicularmente à direção de tensão principal menor e quando todas as tensões principais são compressivas. Estas fraturas geralmente ocorrem em conjunto com a fratura por cisalhamento.

As fraturas de tração também exibem um sentido de deslocamento perpendicular ao plano de fratura, entretanto, para formação deste tipo de descontinuidade, pelo menos uma das tensões principais deve ser de tração. É importante diferenciar as fraturas de tração das extensionais porque as rochas possuem uma resistência à tração entre 10 e 50 vezes menor do que sua resistência à compressão. Ademais, é comum que as fraturas de

tração ocorram apenas em ambiente próximo à superfície, enquanto as fraturas extensionais ocorrem em todos os regimes subsuperficiais de baixa tensão média.

A Figura 1 mostra a direção das tensões principais e os planos de fraturas resultantes. As fraturas extensionais e de tração formam um plano paralelo à tensão principal maior (σ_1) e à tensão principal intermediária (σ_2), sendo indicado pelo plano em verde. Os planos de formação das fraturas por cisalhamento são indicados na Figura 1 pela cor vermelha, eles formam um ângulo agudo com a tensão principal maior (σ_1) e os dois planos são chamados de planos conjugados.

Figura 1 - Tensões principais e planos de fraturas



FONTE: Bratton *et al.*, 2006.

Do ponto de vista geológico, Stearns & Friedman (1972) e Nelson (2001), classificaram as fraturas como tectônicas, regionais, de contração e de superfície livre. Esta classificação parte da premissa que o padrão de fraturamento atual reflete o estado de tensões local no momento que este ocorre. Nas fraturas tectônicas, sua orientação, distribuição e morfologia estão associadas aos eventos tectônicos locais. As fraturas regionais são fraturas que se desenvolvem sobre grandes áreas da crosta, são caracterizadas por serem longas com pequenas mudanças em sua orientação ao longo de seu comprimento, podem ser diferenciadas das fraturas tectônicas por exibirem uma geometria mais simples e consistente e um maior espaçamento. Normalmente são desenvolvidas em conjuntos com orientações ortogonais.

Outro tipo de fratura são as formadas por mecanismos de contração do volume dentro da rocha e não envolvem variação de forças externas. Estas incluem fissuras por dissecação, fraturas por sinerese, fraturas por contração térmica e fraturas por mudança de fase dos minerais. Destas, as fraturas por sinerese e por mudança de fase dos minerais em carbonatos são de maior importância na produção de óleo e gás devido a sua facilidade de serem dissolvidos em águas doce ou fluidos agressivos e a tendência de formar estilólitos, superfície irregular que se forma com dissolução por pressão e podem acarretar alterações significativas na permeabilidade das rochas.

As fraturas relacionadas à superfície livre são aquelas desenvolvidas durante o alívio de tensões e deformações, na criação de superfícies livres ou limites não suportados e intemperismo em geral. De maneira geral, não são importantes para a produção de petróleo, com exceção de terrenos cársticos (NELSON, 2001).

1.1.1.2 Classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Uma vez que a origem de um sistema de fraturas é determinada em um reservatório, se faz necessária a determinação das propriedades petrofísicas do sistema rocha-fratura, pois as fraturas podem aumentar ou diminuir a permeabilidade e porosidade do reservatório. Dessa forma, Nelson (2001) classificou os reservatórios naturalmente fraturados baseado na influência que as fraturas têm nas propriedades petrofísicas do sistema.

Tipo I: As fraturas fornecem capacidade de armazenamento e permeabilidade;

Tipo II: As fraturas fornecem permeabilidade e a matriz fornece a porosidade (armazenamento);

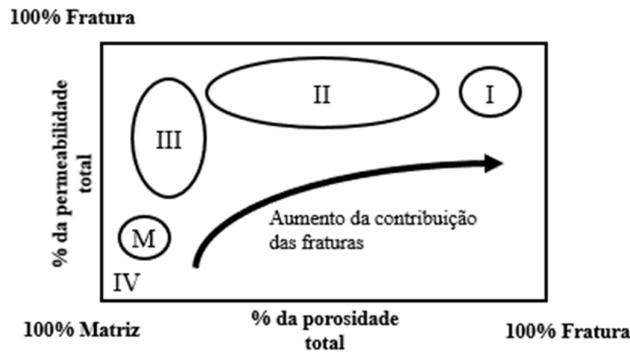
Tipo III: A matriz já possui uma boa permeabilidade primária e as fraturas auxiliam no aumento do fluxo;

Tipo IV: As fraturas são preenchidas com minerais e não fornecem porosidade nem permeabilidade adicionais. Este tipo de fratura cria uma anisotropia significativa na permeabilidade do reservatório e tendem a formar barreiras de fluxo. São reservatórios dispendiosos para desenvolver e produzir;

Tipo M: As fraturas podem aumentar a permeabilidade do meio. Porém, normalmente funcionam como barreira de fluxo.

Na Figura 2 é apresentada a curva esquemática dos tipos de reservatórios naturalmente fraturados em função da percentagem de contribuição da matriz e das fraturas na permeabilidade e porosidade da formação.

Figura 2 - Classificação de Reservatório Naturalmente Fraturados



FONTE: Adaptado de Nelson, 2001.

Nelson (2001), afirma que essa classificação delinea os parâmetros mais importantes para quantificação de um reservatório. Por meio dela pode-se prever os possíveis problemas de produção que podem ocorrer e a determinar as melhores estratégias de desenvolvimento. Por exemplo, nos RNF do tipo I, onde o sistema de fraturas fornece capacidade de armazenamento e escoamento, o cálculo do volume de fratura, conseqüentemente, do volume recuperável desse reservatório é de fundamental importância para prever o comportamento da curva de produção e evitar produção prematura de água e gás. Nos RNF dos tipos II e III, o cálculo do volume de fratura não é tão importante, pois esses sistemas apenas fornecem a capacidade de escoamento de forma significativa. Por outro lado, um conhecimento prévio da interação matriz/fratura é de extrema importância para determinar quanto do volume que ocupa os poros pode ser drenado pelo sistema de fraturas.

1.1.2 Modelagem de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Apenas a geração de um modelo geológico detalhado não é o bastante para um correto gerenciamento de reservatório, pois as mudanças na pressão de poros, devido às atividades de injeção e produção, resultam na redistribuição das tensões efetivas na matriz porosa levando a compactação do meio (TEIXEIRA, 2015). Nesse contexto, modelos de simulação numérica de reservatórios de petróleo devem ser tomados como um meio

necessário e efetivo de integrar e interagir com os vários dados geológicos, petrofísicos e de engenharia (NELSON, 2001).

Desde os anos 60, significativo avanço tem ocorrido no entendimento e modelagem do processo de escoamento e transporte em meios porosos fraturados (BARENBLATT *et al.* 1960; WARREN & ROOT, 1963; KAZEMI, 1969; WU & PRUESS, 1988; KAZEMI *et al.*, 1992). Apesar do progresso, a modelagem de fluxo em RNF com o bom grau de precisão é, como sugere Bratton *et al.* (2006), a tarefa mais desafiadora da indústria petrolífera. Estes desafios surgem primeiramente na heterogeneidade inerente e incertezas associadas à caracterização do sistema matriz-fratura para qualquer problema em escala de reservatório, às dificuldades na concepção, entendimento e descrição do fluxo nessas formações e às limitações das medições das propriedades das fraturas no campo e incorporação destes dados em modelos matemáticos realistas (AZIM, 2015; WU, 2016). Atualmente, três abordagens podem ser utilizadas para simulação de fluxo de fluido em reservatórios naturalmente fraturados, os quais incluem o modelo do contínuo equivalente, modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade e o modelo de fraturas discretas.

1.1.2.1 Contínuo Equivalente

Na abordagem do contínuo, assume-se a existência de um volume elementar representativo (“*representative elementar volume*” (*REV*)), sobre o qual as propriedades do meio são uniformes. O meio fraturado é dividido em uma quantidade representativa de blocos e as propriedades do reservatório variam de acordo com as propriedades equivalentes daquele volume (GUPTA *et al.*, 2001; SARKAR *et al.* 2004; TEIMOORI *et al.*, 2005).

1.1.2.2 Dupla Porosidade

Reservatórios fraturados podem ser entendidos como uma combinação de dois meios: as fraturas, que impactam significativamente na capacidade de escoamento de fluido do reservatório, mas possui uma pequena fração da capacidade de armazenamento e a matriz, que possui maior capacidade de armazenamento, mas tem pouca influência na capacidade de fluxo de fluidos do reservatório. Um modelo que combina esses dois meios é chamado de modelo de dupla porosidade (BARENBLATT *et al.*, 1960; WARREN &

ROOT, 1963). Devido ao seu eficiente custo computacional e sua capacidade de se relacionar simultaneamente com diversos tipos de dados de laboratório e de observação de campo, este é o modelo padrão utilizado pela indústria para simular o fluxo em meios fraturados (WU, 2016). A interação entre as fraturas e a matriz é modelada por meio de termos de fonte e sumidouro conhecidos como funções de transferência (KAZEMI *et al.*, 1976; THOMAS *et al.*, 1983)

1.1.2.3 Modelo de Fraturas Discretas

A heterogeneidade inerente às formações naturalmente fraturadas é propriedade essencial a ser capturada pelo modelo de simulação, pois dependendo da direção do fluxo, se as fraturas estão abertas ou fechadas, elas podem se comportar como uma barreira ou como canais de fluxo (BESERRA, 2015; BERRONE *et al.*, 2018). Os avanços tecnológicos das últimas três décadas permitiram a modelagem de modelos cada vez mais realísticos, dentre eles, a modelagem explícita das fraturas como objetos discretos. O Modelo de Fraturas Discretas (MFD) considera explicitamente as fraturas, representadas individualmente por seus respectivos valores de abertura e permeabilidade, possibilitando a representação da complexidade do reservatório com alto nível de detalhes.

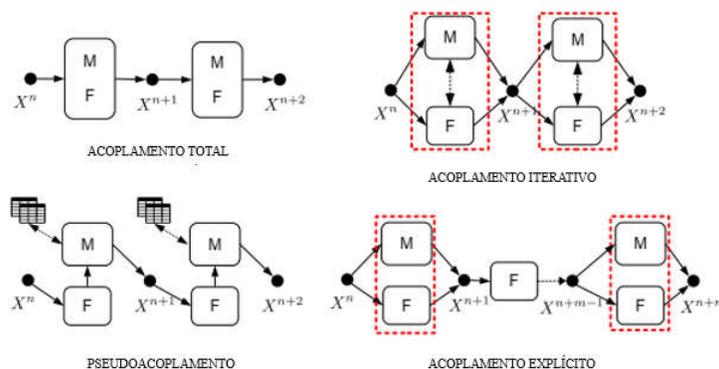
O alto nível de detalhamento gera também um obstáculo, pois o método requer uma malha mais refinada e conseqüentemente um maior custo computacional. Dessa forma, o MFD é viável apenas para meio com um limitado número de fraturas, sendo inviável, por exemplo, para simulação em escala de reservatório. Para contornar esse problema, simulações de MFD tem sido usado como técnica de obtenção das propriedades de fluxo monofásico e bifásico em reservatórios fraturados necessárias para utilização em outros modelos, como de dupla porosidade e do contínuo equivalente (KARIMI-FARD *et al.*, 2006; GONG *et al.*, 2008; MATTHÄI & NICK, 2009; AHMED ELFEEL *et al.*, 2010; AHMED ELFEEL & GEIGER, 2012).

1.1.3 Técnicas de Acoplamento

O comportamento geomecânico do meio poroso vem recebendo uma grande importância no processo de recuperação de hidrocarbonetos (SETARRI & WALTERS, 2001). Previsão de fenômenos multifísicos como deformação de reservatório, subsidência, estabilidade de poço, entre outros, necessitam de um claro entendimento do

escoamento de fluido e da resposta mecânica da fase sólida (DEAN *et al.* 2006; KIM *et al.*, 2011; GANIS *et al.*, 2014). Diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas para o estudo dos métodos de interação entre os problemas de fluxo e mecânico, com finalidade de garantir a acurácia e eficiência computacional da solução (TRAN *et al.*, 2005; DEAN *et al.*, 2006; FALCÃO, 2013; ASSIS, 2019). Tradicionalmente, a comunidade de simulação de reservatório teve seu foco na modelagem do fluxo e simplificou a resposta mecânica da formação através do uso da compressibilidade da rocha, tomada constante ou como uma simples função da porosidade (CHEN *et al.*, 1995; KIM *et al.*, 2011), o que não representa um comportamento real da rocha, especialmente em RNF e/ou reservatórios sensíveis à tensão (GIRAULT *et al.*, 2015). Com o avanço tecnológico e aumento do poder computacional, modelos de solução acoplada se tornaram viáveis (GANIS *et al.*, 2014). A partir dos trabalhos de Settari & Walters (2001) e Samier *et al.* (2003), os métodos de acoplamento foram classificados em quatro tipos: acoplamento total, acoplamento iterativo, acoplamento explícito ou fraco e o pseudoacoplamento, ilustrados na Figura 3.

Figura 3 - Tipos de acoplamento



FONTE: Adaptado de Teixeira, 2015.

1.1.3.1 Acoplamento Total

Neste tipo de acoplamento, as equações governantes do problema de fluxo e mecânico, são resolvidas simultaneamente a cada passo de tempo. Para problemas não-lineares, um esquema de solução iterativa é empregado para calcular a solução numérica. O acoplamento total é incondicionalmente estável, entretanto, e demanda um alto custo computacional (TEIXEIRA, 2015; KIM *et al.*, 2011).

1.1.3.2 Acoplamento Iterativo

O método iterativo consiste em repetidas soluções da pressão e do deslocamento durante cada passo do tempo, até atingir um critério de convergência previamente definido. Os resultados são acoplados por meio do cálculo do volume poroso no final de cada iteração. Para um dado passo de tempo, na convergência, espera-se que os acoplamentos total e iterativo apresentem o mesmo resultado se for empregado o mesmo esquema de discretização (DEAN *et al.*, 2006; KIM *et al.*, 2011). Uma grande vantagem desse método é a possibilidade de se trabalhar com módulos diferentes de fluxo e mecânico, cada um com suas vantagens numéricas e de funcionalidade.

1.1.3.3 Acoplamento Explícito

Este método é um caso especial do acoplamento iterativo, onde a solução do problema mecânico é definida após uma certa quantidade de passos de tempo, definida previamente, do problema de fluxo. Esse método é menos custoso do ponto de vista computacional em relação aos outros dois mencionados anteriormente, entretanto, é menos preciso e requer estimativas confiáveis do número de passos de tempo até a atualização das respostas mecânicas (TEIXEIRA, 2015).

1.1.3.4 Pseudoacoplamento

O pseudoacoplamento se propõe a computar aproximadamente, respostas geomecânicas à compactação através de uma tabela que relaciona a poropressão à multiplicadores de porosidade e permeabilidade (SAMIER *et al.*, 2003; FALCAO, 2013). Por não haver necessidade de apresentar um módulo geomecânico, este esquema permite a simulação de grandes reservatórios com menor tempo e baixo custo computacional (ASSIS, 2019). Por outro lado, os dados obtidos para geração das tabelas necessitam de alta confiabilidade, sendo ideal sua construção com base em ensaios laboratoriais com a própria rocha reservatório (FALCÃO, 2013).

1.2 JUSTIFICATIVA

Dentre os vários modelos numéricos utilizados na modelagem de reservatórios, o Método dos Elementos Finitos (MEF) é um dos mais versáteis e vem sendo largamente utilizado ao longo dos últimos tempos (SEIXAS, 2015). Uma técnica que permite simular os efeitos da fratura na modelagem via MEF é a Aproximação Contínua de Descontinuidade Fortes (ACDF) (BESERRA, 2015). Uma das formas de aplicar o ACDF é através da introdução dos efeitos de uma banda muito estreita de localização de deformações no interior dos elementos finitos existentes, proporcionando grandes vantagens quanto ao custo computacional, uma vez que elimina a necessidade de utilizar malhas excessivamente discretizadas. A técnica denominada de Elementos Finitos com Descontinuidade Incorporadas, consiste em enriquecer os campos cinemáticos do elemento de maneira a representar o comportamento não linear do material em uma banda muito estreita que atravessa o elemento (MANZOLI & SHING, 2006; BESERRA, 2015; SEIXAS, 2015).

Neste tipo de análise, lançando-se mão de um modelo totalmente acoplado, podem ser obtidas as alterações globais das propriedades petrofísicas (permeabilidades e porosidade) e mecânicas (módulo de elasticidade, coeficiente de Poisson) equivalentes do meio fraturado em função da trajetória de pressurização imposta, viabilizando as simulações de reservatório naturalmente fraturados via técnicas de pseudoacoplamento disponíveis em simuladores comerciais (GÓMEZ, 2017).

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é propor uma metodologia numérica para o cálculo das propriedades equivalentes de um reservatório naturalmente fraturado visando geração de tabelas de pseudoacoplamento para posterior utilização em simuladores comerciais.

Desta forma, os objetivos específicos são:

- Simular numericamente seis seções bidimensionais, com diferentes densidades de fratura, selecionadas a partir de um modelo geológico de um reservatório carbonático real, para cenários de depleção com diferentes estágios de pressão;

- Calcular a variação da porosidade e permeabilidade da seção em função da pressão de fluido para duas leis de permeabilidade de fraturas distintas: lei de placas paralelas modificada e lei experimental proposta por Kiewiet (2015);
- Calcular multiplicadores de porosidade e permeabilidade, visando aplicabilidade da técnica de pseudoacoplamento;
- Determinar o comportamento mecânico do meio fraturado, por meio do cálculo do módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson;
- Simular numericamente as seções de estudo utilizando método semi-analítico, proposto por Beserra (2015) para determinação do salto de deslocamento das descontinuidades incorporadas;
- Comparar os resultados obtidos de permeabilidade equivalentes calculados a partir do modelo semi-analítico com o modelo totalmente numérico, utilizando a lei de placas paralelas modificada para permeabilidade das fraturas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi dividida em 5 capítulos. No presente capítulo foi contextualizado a tema a ser trabalhado, bem como discorrida sua importância para o cenário atual da indústria de petróleo.

No segundo capítulo será apresentada a formulação matemática dos problemas mecânico, hidráulico e do acoplamento hidromecânico. Também se encontram explanadas nesse capítulo as formulações do MEF com fraturas incorporadas por meio aproximação contínua com descontinuidades fortes e os modelos necessários para determinação das soluções.

No terceiro capítulo estão descritos, de maneira mais detalhada, os modelos a serem simulados, os detalhes das seções, as características hidráulicas e mecânicas da matriz e das fraturas, assim como as metodologias utilizadas para o cálculo dos parâmetros equivalentes e seus multiplicadores. Também será apresentada uma abordagem semi-analítica com finalidade de otimização do custo computacional.

No quarto capítulo, são apresentadas as curvas de permeabilidades e porosidade equivalentes e seus respectivos multiplicadores, assim como também é apresentada a

comparação dos resultados obtidos a partir da simulação totalmente acoplada e da metodologia semi-analítica

O capítulo cinco foi reservado para conclusões e sugestões para trabalhos futuros baseados nos resultados encontrados durante o desenvolvimento desta dissertação.

2 MODELAGEM HIDROMECAÂNICA ACOPLADA EM RNF

O interesse da indústria do petróleo para o entendimento do mecanismo de fluxo e comportamento das fraturas em reservatórios naturalmente fraturados vem crescendo ao longo dos últimos anos. Durante o processo de produção desses reservatórios, suas propriedades petrofísicas podem sofrer mudanças significativas afetando seu desenvolvimento, seja devido a um maior volume na produção ou pela diminuição desse volume ocasionado pelo fechamento das fraturas. Nesse contexto, conforme Assis (2019), as simulações computacionais são primordiais para prever os efeitos causados pelo processo produtivo destes reservatórios. Além disso, é de fundamental importância o uso de modelos que representem os fenômenos envolvidos no processo de degradação do material em diferentes condições de operação dos reservatórios (OLIVEIRA, 2016)

Neste capítulo serão apresentadas a formulação matemática, governante do problema de acoplamento hidromecânico em um meio fraturado, bem como a formulação numérica adotada para resolução do problema.

2.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

As equações que regem o escoamento de fluido em um reservatório baseiam-se na conservação de massa dos fluidos contidos na matriz porosa e na Lei de Darcy. Ademais, ao considerar a rocha reservatório um meio poroso deformável, faz-se necessário o cálculo da variação de seu volume poroso, realizado a partir da equação de conservação da fase sólida.

As formulações apresentadas são baseadas nos livros de Fjear (2008) e Zoback (2007), Lewis & Shrefler (1998) e Bear (1972).

2.1.1 Conservação de Massa para Sólidos

A conservação de massa da fase sólida determina a variação de sua porosidade por meio da taxa de deslocamento da rocha, de acordo com a Equação 2.1.

$$\frac{\partial(1-\phi)\rho_s}{\partial t} + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \mathbf{u}_s] = 0 \quad (2.1)$$

onde ϕ é a porosidade do meio, ρ_s a massa específica do sólido, \mathbf{u}_s o vetor de deslocamento da massa sólida e a notação $\frac{D}{Dt}$ representa a taxa de variação da variável no tempo.

Na mecânica do contínuo, a derivada material descreve a evolução temporal de uma determinada quantidade física em função do campo de velocidade macroscópica e da distribuição dessa quantidade física no espaço e no tempo, pode ser entendida como um elo entre as abordagens Lagrangiana e Euleriana da deformação do contínuo e é definida, para um campo escalar e com relação à velocidade da matriz sólida, por:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{\partial\phi}{\partial t} + \mathbf{u}_s \cdot \nabla\phi \quad (2.2)$$

sendo ϕ um escalar qualquer. Ao adotar $\phi = (1 - \phi)\rho_s$ e isolar o termo de derivada parcial na Equação 2.2, a Equação 2.1 pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{D(1-\phi)\rho_s}{Dt} - \mathbf{u}_s \cdot \nabla[(1-\phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \mathbf{u}_s] = 0 \quad (2.3)$$

Aplicando a derivada do produto no primeiro e último termo Equação 2.3 e assumindo a rocha incompressível ($\rho_s = cte$), chega-se à Equação 2.4.

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1-\phi)\nabla \cdot \mathbf{u}_s \quad (2.4)$$

2.1.2 Conservação de Massa para Fluidos

A equação de balanço de massa para fluidos, considerando o meio poroso saturado com um único fluido, é dada na Equação 2.5.

$$\frac{\partial(\phi\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi\rho_f \mathbf{v}_f) = 0 \quad (2.5)$$

onde ρ_f é a massa específica do fluido e \mathbf{v}_f é a velocidade do fluido.

Para o acoplamento hidromecânico em meios porosos deformáveis, é necessário considerar o movimento do fluido em relação à configuração de referência da matriz sólida da seguinte forma:

$$\mathbf{v} = \phi(\mathbf{v}_f - \dot{\mathbf{u}}_s) \quad (2.6)$$

onde \mathbf{v} é a velocidade aparente do fluido.

Ao isolar o termo de velocidade do fluido na Equação 2.6 e substituí-lo na Equação 2.5, chega-se à seguinte relação:

$$\frac{\partial(\phi\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{v} + \phi\rho_f \dot{\mathbf{u}}_s) = 0 \quad (2.7)$$

Lançando mão da Equação 2.2 com $\varphi = \phi\rho_f$, encontra-se a seguinte expressão:

$$\frac{D(\phi\rho_f)}{Dt} - \dot{\mathbf{u}}_s \cdot \nabla(\phi\rho_f) + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{v} + \phi\rho_f \dot{\mathbf{u}}_s) = 0 \quad (2.8)$$

Expandindo o primeiro e o último termo, chega-se à:

$$\rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{v}) + \phi\rho_f \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}}_s = 0 \quad (2.9)$$

Substituindo a equação de continuidade da massa sólida (Equação 2.4) na Equação 2.9, encontra-se:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}}_s + \nabla \cdot \rho_f \mathbf{v} = 0 \quad (2.10)$$

A Equação 2.10 representa a formulação para problemas de acoplamento hidromecânico, considerando o meio poroso saturado com apenas um fluido e matriz incompressível. Este problema tem duas incógnitas: pressão de fluido ou poropressão, implícita no termo de velocidade aparente e o vetor de deslocamento, portanto, para resolução do problema é necessário adotar uma relação entre o gradiente de pressão e a

velocidade do fluido, bem como definir as relações constitutivas de tensão, deformação e deslocamento.

2.1.3 Lei de Darcy

A lei de Darcy rege o transporte do fluido no meio poroso, ela representa a conservação de quantidade de movimento dos fluidos e estabelece uma relação entre a velocidade relativa de escoamento e o gradiente de pressão por meio da seguinte equação:

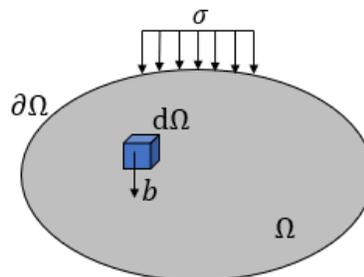
$$\mathbf{v} = -\frac{\boldsymbol{\kappa}}{\mu}(\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \quad (2.11)$$

onde $\boldsymbol{\kappa}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca da matriz porosa e quantifica a facilidade com que o fluido escoar através do meio, μ é a viscosidade dinâmica do fluido, p é a pressão exercida por esse fluido e \mathbf{g} é o vetor gravidade $[0 \ 0 \ -g]^T$.

2.1.4 Equilíbrio de Tensões em Meios Porosos Deformáveis

Na mecânica do contínuo, qualquer material de domínio Ω está sujeito a dois tipos de força, as forças de corpo, que atua sobre todo o volume do corpo, e as forças aplicadas à superfície $\partial\Omega$ como ilustrado na Figura 4. Para um corpo tensionado permanecer em repouso, é necessário que essas forças estejam em equilíbrio. Partindo dessa premissa, é postulado um conjunto de equações, denominadas equações de equilíbrio, que relacionam todas as forças envolvidas no sistema. Desprezando os efeitos inerciais, essas equações podem ser escritas conforme a Equação 2.12.

Figura 4 - Esquema ilustrativo das forças atuantes em um corpo qualquer de domínio Ω e superfície $\partial\Omega$



FONTE: O Autor, 2019.

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (2.12)$$

onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais e \mathbf{b} o tensor de forças de corpo atuantes no sistema.

Rochas são, em geral, materiais compostos e, portanto, heterogêneas em escala microscópica. O modo como esses materiais se comportam mecanicamente e sua resposta à aplicação de tensões dependem, em grande parte, da sua parte não sólida (FJAER *et al.*, 2008). Nesse contexto, a teoria de Maurice A. Biot (BIOT, 1941), afirma que se um meio poroso, saturado por fluidos, sofre a atuação de um carregamento externo, a tensão irá ser suportada em partes pela matriz rochosa e pelos fluidos contidos nos poros. Surge então o conceito de tensão efetiva (Equação 2.13), pioneiramente introduzida por TERZAGHI em 1923 no campo da mecânica dos solos e generalizado, para qualquer tipo de rocha, por Biot.

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' + \alpha p \mathbf{I} \quad (2.13)$$

onde $\boldsymbol{\sigma}'$ é o tensor de tensões efetivas, representa a parcela da tensão total sustentada pela matriz sólida e o $\alpha p \mathbf{I}$ representa a parcela da tensão total carregada pelo fluido, na qual p é a pressão de fluido, \mathbf{I} a matriz identidade e α é o coeficiente de Biot-Willis, obtido pela relação entre o módulo volumétrico do meio poroso (K_b) e o módulo volumétricos do grão sólido (K_s) da seguinte forma:

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (2.14)$$

Em rochas pouco consolidadas, como por exemplo os solos, a rigidez do meio é muito pequena em relação a rigidez dos grãos e, dessa forma, $\alpha = 1$. Para rochas, a compressibilidade do meio é um fator importante a ser considerando, então $\phi < \alpha < 1$. Nesse trabalho, as formulações foram desenvolvidas considerando o sólido incompressível e, portanto, adotou-se o coeficiente de Biot igual a 1.

Substituindo a Equação 2.13 na Equação 2.12, tem-se:

$$\nabla(\boldsymbol{\sigma}' + \alpha p \mathbf{I}) + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (2.15)$$

A relação constitutiva determina a forma como as variáveis de tensão e deformação se relacionam. Pode ser representada, em um contexto de pequenas deformações, da seguinte maneira:

$$\boldsymbol{\sigma}' = \mathbf{C}\boldsymbol{\varepsilon} \quad (2.16)$$

onde \mathbf{C} é o tensor constitutivo e $\boldsymbol{\varepsilon}$ o tensor de deformações.

Neste trabalho, será considerado um modelo elástico linear isotrópico para representar o comportamento constitutivo do meio. Para modelagem em duas dimensões, considerando o estado plano de deformação e considerando as tensões e deformações como tensores de primeira ordem, expande-se a Equação 2.16 como se segue:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \sigma'_x \\ \sigma'_y \\ \tau_{xy} \end{bmatrix} = \frac{E}{(1-\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} 1-\nu & \nu & 0 \\ \nu & 1-\nu & 0 \\ 0 & 0 & 1-2\nu \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \gamma_{xy} \end{bmatrix} \\ \sigma'_z = \nu \cdot (\sigma'_x + \sigma'_y) \end{cases} \quad (2.17)$$

na qual E é o módulo de elasticidade da rocha e ν seu coeficiente de Poisson.

Finalmente, na forma vetorial, o tensor de deformações relaciona-se com tensor de deslocamentos, \mathbf{u} , por meio das equações de compatibilidade, descritas na Equação 2.18.

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{D} \cdot \mathbf{u} \quad (2.18)$$

onde \mathbf{D} é um operador diferencial que corresponde ao gradiente simétrico, definido por:

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial y} \\ \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial x} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Substituindo a Equação 2.18 na Equação 2.15, chega-se a:

$$\nabla(\mathbf{C} \cdot \mathbf{D} \cdot \mathbf{u} + \alpha p \mathbf{I}) + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (2.20)$$

Dessa forma, o problema de fluxo em meios porosos está formulado. As Equações 2.10 e 2.20 representam a interação entre sólido e fluido, pelos deslocamentos e poropressões. A forma como essas variáveis serão calculadas irá depender do tipo de acoplamento utilizado.

2.1.5 Atualização da porosidade e permeabilidade do meio poroso

Uma vez que o problema hidromecânico é resolvido, se torna necessário também definir leis de variação das propriedades que exercem influência sobre fluxo de fluidos, como porosidade e permeabilidade.

A partir da integral da equação de conservação de massa da fase sólida (Equação 2.4), obtém-se a equação para o cálculo da porosidade em função da deformação volumétrica do meio da seguinte forma:

$$\phi = 1 - (1 - \phi_0) e^{\varepsilon_{vol}} \quad (2.21)$$

onde ϕ_0 é a porosidade da matriz rochosa na configuração de referência e ε_{vol} é soma das componentes normais do tensor de deformação.

Por consequência da mudança da porosidade, também haverá variação na permeabilidade da rocha, foi adotada a relação dada pela Equação 2.22, utilizada por Falcão *et al.* (2018).

$$\kappa = \kappa_0 \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^{14} \quad (2.22)$$

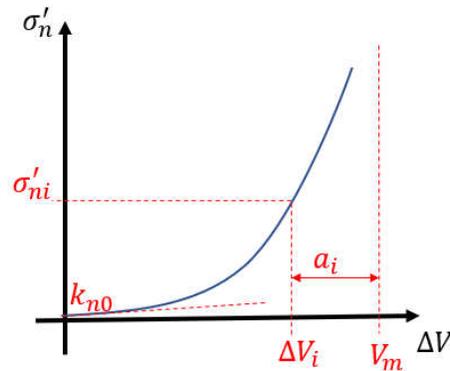
onde κ_0 é a permeabilidade intrínseca do meio no seu estado de referência e o expoente da equação é obtido experimentalmente e, de acordo com dados da PETROBRAS, 14 é o valor mais representativo para o sistema avaliado.

2.1.6 Modelo de Fechamento de Fratura

O comportamento dos reservatórios naturalmente fraturados difere substancialmente do comportamento apresentado pelos reservatórios convencionais, dada a complexa interação entre dois meios, matriz e fraturas, com propriedades hidrodinâmicas diferentes (SAAFELD, 2016). As fraturas podem representar o principal caminho para o escoamento dos fluidos, portanto, prever a evolução dessa propriedade é fundamental para o planejamento adequado de desenvolvimento do reservatório (LIMA, 2013).

Dessa forma, foi adotado o modelo constitutivo de fechamento de fraturas proposto por Bandis *et al.* (1983) para representar o comportamento mecânico do meio fraturado. O modelo relaciona o fechamento de uma fratura pré-existente com as tensões compressivas normais a esta descontinuidade. Trata-se de um modelo elástico não linear, com rigidez inicial k_{n0} e fechamento tendendo a um valor assintótico, V_m , que representa o fechamento máximo da fratura, como ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Curva representativa do modelo experimental de fechamento de fratura de Bandis *et al.* (1983)



FONTE: O Autor, 2019.

Segundo o mesmo autor, o uso de funções hiperbólicas permite uma representação analítica acurada da relação entre a tensão normal à fratura e seu fechamento para fraturas naturais. Assim, a Equação 2.23, foi determinada por Bandis *et al.* (1983) como a equação que melhor descreve a comportamento experimental das fraturas, independentemente do tipo de descontinuidade, do histórico de tensões e do tipo de carregamento.

$$\Delta V_i = \frac{\sigma'_{ni} V_m}{k_{n0} V_m + \sigma'_{ni}} \quad (2.23)$$

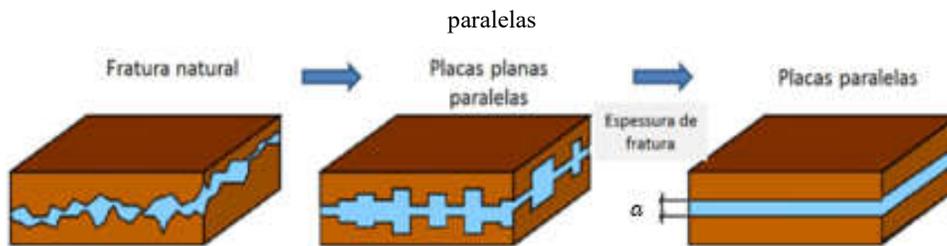
onde ΔV_i é o fechamento da fratura em um instante arbitrário i submetida a uma tensão efetiva normal σ'_{ni} . Uma vez determinado o fechamento da fratura para um determinado carregamento em um dado instante, é fácil perceber, por meio da Figura 5, que a abertura da fratura para este instante pode ser obtida por meio da seguinte relação:

$$a_i = V_m - \Delta V_i \quad (2.24)$$

2.1.7 Permeabilidade das Fraturas

De maneira análoga aos meios porosos, os meios fraturados também necessitam de determinação de sua permeabilidade. O modelo mais simples para uma fratura é o modelo de placas paralelas, na qual considera-se que a fratura tem uma abertura constante, não apresenta material de preenchimento nem rugosidade, como ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Sequência de simplificação da abertura das fraturas naturais de acordo com o modelo de placas paralelas



FONTE: Morales, 2008.

A partir da solução da equação de Navier-Stokes para o fluxo em uma única descontinuidade de abertura constante a , fluido viscoso e incompressível e desprezando as forças de inércia, a permeabilidade longitudinal da fratura pode ser dada pela Equação 2.25.

$$\kappa_f = \frac{a^2}{12} \quad (2.25)$$

Neste trabalho, foi adotada para a permeabilidade das fraturas a lei de placas paralelas modificada, expressa por:

$$\kappa_f = \kappa_{f0} \left(\frac{a}{a_0} \right)^2 \quad (2.26)$$

onde κ_{f0} e a_0 são a permeabilidade longitudinal da fratura e abertura da fratura, respectivamente, na configuração de referência.

O modelo de placas paralelas não representa um comportamento real do fluxo na fratura, pois apresenta muitas simplificações, como por exemplo, que as fraturas são planas, que a rugosidade é desprezível, não existindo perda de carga. Dessa forma, neste trabalho também foi adotada uma lei experimental de permeabilidade nas fraturas, reportada por Kiewiet (2015). Para carbonatos, temos a seguinte relação experimental:

$$\kappa_f = \kappa_{f0} e^{\left(-268 \frac{\Delta a}{a_0} \right)} \quad (2.27)$$

Para as duas leis de permeabilidade de fraturas apresentadas, o cálculo da abertura é dado pela Equação 2.24.

2.2 FORMULAÇÃO NUMÉRICA

As equações de pressão e de equilíbrio de tensões, Equações 2.10 e 2.20, respectivamente, estão implementadas no código de elementos finitos CODE_BRIGHT e são resolvidas em um esquema totalmente acoplado, por meio do método iterativo de Newton-Raphson.

Nesta seção serão apresentadas a formulação numérica da Aproximação Contínua de Descontinuidade Forte Incorporadas via modelo de dano à compressão, implementado ao código por Gómez (2017) e a formulação, desenvolvida por Beserra (2015), que permite a introdução de uma descontinuidade de alta permeabilidade em uma malha de elementos finitos sem a necessidade de discretização excessiva ou do uso de elementos especiais. Com estas técnicas é possível simular o comportamento mecânico e hidráulico das fraturas, considerando a resposta de seu fechamento.

2.2.1 Elementos Finitos com Descontinuidades Incorporadas

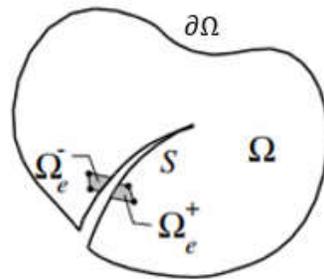
Para introdução dos efeitos de uma banda de localização de deformações muito estreita no interior do elemento finito existente com finalidade de representar o comportamento do meio fraturado, serão descritas as formulações desenvolvidas por Manzoli & Shing (2006) e Beserra (2015). A primeira possibilita distinguir o campo cinemático associado à parte contínua do elemento e o relacionado com o movimento de corpo rígido, decorrente da descontinuidade do campo de deslocamento, além de impor o equilíbrio entre a parte contínua e a interface da descontinuidade. A formulação apresentada por Beserra (2015), permite a introdução de uma descontinuidade de alta permeabilidade no elemento. Com estas técnicas é possível simular o comportamento mecânico e hidráulico das fraturas, considerado a resposta de seus respectivos fechamentos, sem a necessidade de discretização excessiva da malha ou uso de elementos especiais.

2.2.1.1 Problema Mecânico

A adequada formulação de elementos finitos com descontinuidade incorporadas implica na consideração de aspectos fundamentais relativos à cinemática e estática da descontinuidade. O enriquecimento cinemático deve refletir a posição da interface no elemento, bem como o movimento relativo entre as duas bordas opostas da interface. Ademais, o acoplamento entre a porção sólida e a descontinuidade é imposto por meio da condição de continuidade das tensões ao longo da descontinuidade, a qual é considerada como uma equação governante adicional ao problema (MANZOLI & SHING, 2006).

Considere um corpo de domínio Ω e contorno $\partial\Omega$, cortado por uma descontinuidade S como ilustrado na Figura 7 e um elemento triangular arbitrário de domínio $\Omega_e \subset \Omega$ dividido em duas partes, Ω_e^+ e Ω_e^- , pela descontinuidade.

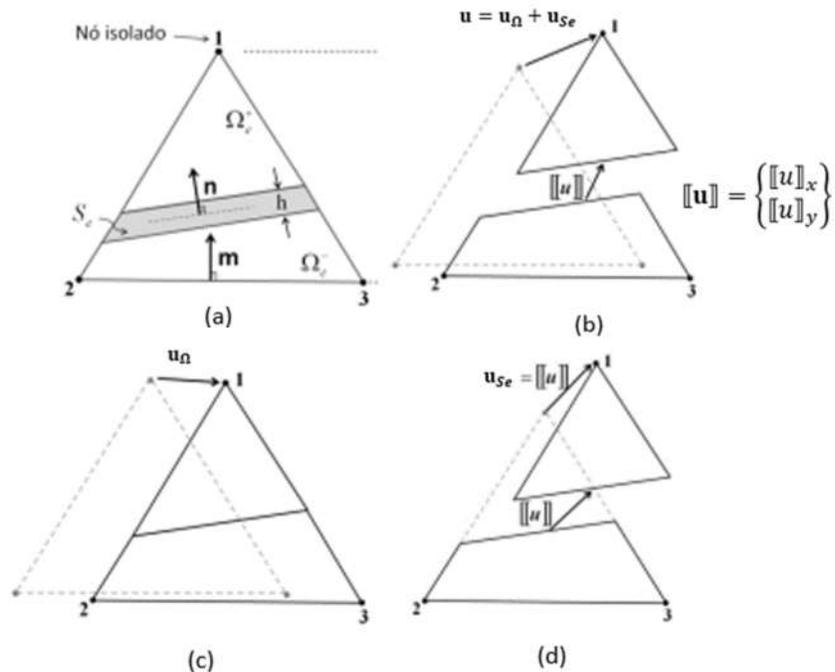
Figura 7 - Corpo cortado por uma descontinuidade



FONTE: Adaptado de Manzoli & Shing, 2006.

Por questões didáticas, a formulação será descrita partindo do estudo do domínio Ω_e de um elemento triangulo linear de comprimento l_e , como apresentado na Figura 8(a). O elemento contém uma banda de deformação, $S_e \subset S$, que divide o elemento duas partes, Ω_e^+ e Ω_e^- , isolando um dos nós. Dessa forma, o campo de deslocamento, \mathbf{u} , pode ser decomposto em duas componentes (Figura 8(b)): \mathbf{u}_Ω , associado com a deformação do contínuo (Figura 8(c)) e \mathbf{u}_{S_e} , associado ao deslocamento relativo de corpo rígido entre as duas partes (Figura 8(d)).

Figura 8 - Decomposição do campo de deslocamento. (a) Elemento indeformado; (b) elemento deformado; (c) deformação da parte contínua e (d) movimento relativo devido à descontinuidade



FONTE: Adaptado de Beserra, 2015.

Portanto, o campo de deslocamento pode ser escrito como:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_\Omega + \mathbf{u}_{S_e} \quad (2.28)$$

De maneira análoga, o campo de deformações é dado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega + \boldsymbol{\varepsilon}_{S_e} \quad (2.29)$$

onde $\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega$ e $\boldsymbol{\varepsilon}_{S_e}$ são as deformações no contínuo e na descontinuidade, respectivamente.

Se movimento relativo da interface for considerando uniforme dentro do elemento, a componente de corpo rígido pode ser expressa da seguinte forma:

$$\mathbf{u}_{S_e} = H_{S_e} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (2.30)$$

onde $\llbracket \mathbf{u} \rrbracket$ é o vetor que contém as componentes, de acordo com o sistema de coordenadas cartesianas, do salto de deslocamento na interface da descontinuidade e H_{S_e} é a função Heaviside definida em Ω_e , cujo valor é igual a 1 em Ω_e^+ e zero em Ω_e^- .

A aproximação contínua do campo de deslocamentos pode ser obtida usando a matriz de função de forma de elementos finitos tradicional (\mathbf{N}) de forma que:

$$\mathbf{u} = \mathbf{N}\mathbf{d} \quad (2.31)$$

onde \mathbf{d} é o vetor deslocamentos avaliado nos nós do elemento. Dessa forma, o campo de deformações pode ser aproximado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{D}(\mathbf{N}\mathbf{d}) = \mathbf{B}\mathbf{d} \quad (2.32)$$

A aproximação contínua do campo de deslocamentos e deformações associados ao salto de deslocamento na descontinuidade podem ser construídos de forma similar:

$$\begin{cases} \mathbf{u}_{S_e} = \mathbf{N}\mathbf{P} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \\ \boldsymbol{\varepsilon}_{S_e} = \mathbf{B}\mathbf{P} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \end{cases} \quad (2.33)$$

onde \mathbf{P} é uma matriz de projeção, de maneira que seu produto com o salto de deslocamentos seja igual ao próprio salto no nós pertencentes ao domínio Ω_e^+ e zero nos nós pertencentes ao domínio Ω_e^- .

De posse do conjunto de Equações 2.29, 2.32 e 2.33, define-se a deformação da parte contínua da seguinte maneira:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega = \mathbf{B}\mathbf{d} - \mathbf{B}\mathbf{P}[\mathbf{u}] \quad (2.34)$$

onde o primeiro termo da direita representa a deformação total do elemento e o último a deformação associada ao salto de deslocamento. O termo $\mathbf{B}\mathbf{P}$ pode ser escrito como o gradiente da função de forma do nó no domínio Ω_e^+ .

Dados os vetores unitários \mathbf{m} e \mathbf{n}_{S_e} (Figura 8(a)) normais à face do elemento em Ω_e^- e à descontinuidade S_e , respectivamente, pode-se construir as matrizes \mathbf{M} e \mathbf{N}_{S_e} com as componentes desses vetores, como mostrado abaixo:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} m_x & 0 \\ 0 & m_y \\ m_y & m_x \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

$$\mathbf{N}_{S_e} = \begin{bmatrix} n_x & 0 \\ 0 & n_y \\ n_y & n_x \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Então, considerando o elemento triangulo linear, o gradiente da função de forma do nó pertencente a Ω_e^+ , pode ser escrito como:

$$\nabla N_1 = \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \quad (2.37)$$

onde l_e é a altura do elemento, conforme Figura 8(a).

No contexto da abordagem contínua de descontinuidades fortes, o campo de deformações total $\boldsymbol{\varepsilon}$, avaliado na descontinuidade S_e , deve ser levado em consideração. Assim, o vetor de tensões na interface é dado por:

$$\mathbf{t}_{S_e} = \mathbf{N}_{S_e} \Sigma(\boldsymbol{\varepsilon}) \quad (2.38)$$

na qual a notação $\Sigma(\blacksquare)$ representa uma lei constitutiva do tipo contínua, que será descrita posteriormente. A partir da Equação 2.29 e da relação descrita na Equação 2.34, o campo de deformações totais, avaliado em S_e , pode ser escrito como:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega + \mathbf{D}(H_{S_e} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket) = \mathbf{B}\mathbf{d} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket + \delta_{S_e} \mathbf{N}_{S_e} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (2.39)$$

onde δ_{S_e} é a distribuição delta de Dirac em S_e , que surge do cálculo do gradiente material da função Heaviside. Para fins computacionais, considera-se (OLIVER, 1996):

$$\delta_{S_e}(\mathbf{x}) \approx \begin{cases} \frac{1}{h} \Leftrightarrow \mathbf{x} \in \Omega_h \\ 0 \Leftrightarrow \mathbf{x} \notin \Omega_h \end{cases} \quad (2.40)$$

onde Ω_h é uma banda de pequena espessura, h , que contém S_e , ao longo da qual a descontinuidade de deslocamento é regularizada (LARSSON & RUNESSON, 1996). Neste trabalho adotou-se h como 10% do tamanho do elemento. Assim, a Equação 2.38 pode ser escrita como:

$$\mathbf{t}_{S_e} = \mathbf{N}_{S_e}^T \Sigma(\mathbf{B}\mathbf{d} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket + \delta_{S_e} \mathbf{N}_{S_e} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket) \quad (2.41)$$

O salto de deslocamento na descontinuidade acrescenta um grau de liberdade no problema, conseqüentemente, se faz necessário a adição de um conjunto de equações ao sistema de equações do método de elementos finitos tradicional. As novas equações são determinadas pelo acoplamento do contínuo com a interface utilizando a condição de continuidade das tensões, conforme descrito abaixo:

$$\mathbf{N}_{se}^T \boldsymbol{\sigma}'_{\Omega} - \mathbf{t}_{se} = \mathbf{0} \quad (2.42)$$

sendo $\boldsymbol{\sigma}'_{\Omega}$ o tensor de tensões efetivas na porção contínua do elemento adjacente à interface e é escrito como:

$$\boldsymbol{\sigma}'_{\Omega} = \mathbf{C} \boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} = \mathbf{C}(\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_{se}) \quad (2.43)$$

onde \mathbf{C} e o tensor constitutivo elástico. A partir da análise da equação acima, é possível notar que a deformação devido ao salto de deslocamento da descontinuidade não exerce influência sobre as tensões na parte contínua do elemento, portanto, a aproximação contínua do movimento de corpo rígido pode ser interpretada como uma deformação inelástica contínua equivalente (MANZOLI & SHING, 2006). Para que este campo de deformações inelásticas seja coerente, ele deve garantir a total relaxação das tensões da parte contínua do elemento se o deslocamento for unicamente devido ao movimento de corpo rígido, de forma que:

$$\mathbf{d} = \mathbf{P}[\mathbf{u}] \Rightarrow \boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} = \mathbf{0} \quad (2.44)$$

Substituindo as Equações 2.34, 2.41 e 2.43 na Equação 2.42, chega-se a:

$$\mathbf{N}_{se}^T \left[\mathbf{C} \left(\mathbf{B} \mathbf{d} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[\mathbf{u}] \right) - \Sigma \left(\mathbf{B} \mathbf{d} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[\mathbf{u}] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_{se}[\mathbf{u}] \right) \right] = \mathbf{0} \quad (2.45)$$

Essa equação é adicionada ao conjunto de equações de elementos finitos tradicional e resolvida pelo método iterativo de Newton-Raphson, possibilitando o cálculo do salto $[\mathbf{u}]$.

2.2.1.2 Problema Hidráulico

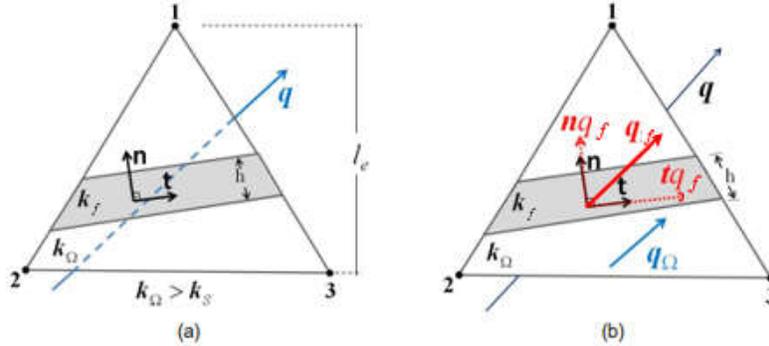
Como já dito anteriormente, em meios fraturados, as fraturas podem servir como bloqueio ao fluxo, bem como servir como um caminho preferencial para o escoamento do fluido. Beserra (2015) apresenta duas formulações para o problema de fluxo em meios

porosos com descontinuidades. A primeira considera a fratura menos permeável do que o meio, isto é, a descontinuidade serve como uma barreira, como ocorre nos casos de reservatórios de petróleo compartimentados por falhas selantes. Na segunda, a fratura se comporta como um canal de fluxo, as fraturas são mais permeáveis do que a rocha. Neste trabalho será descrita e utilizada a segunda formulação.

No contexto de elementos finitos, em um meio poroso, a consideração de uma fratura que se comporta como uma abertura de maior facilidade de escoamento pode ser feita por meio do enriquecimento do tensor de permeabilidade do elemento, onde a componente de maior valor será aquela relativa à direção da descontinuidade.

A Figura 9 ilustra a situação das fraturas incorporadas nos elementos finitos. Considerando, como hipótese simplificadora, que não existe fluxo na interface entre a fratura e a parte contínua do elemento e que o fluxo na fratura ocorre apenas na direção longitudinal a ela, o fluxo de Darcy na descontinuidade pode ser dado pelo conjunto de Equações 2.45.

Figura 9 - (a) Elemento com fratura embecida; (b) decomposição do vetor de fluxo na direção da descontinuidade



FONTE: Adaptado de Beserra, 2015.

$$\begin{cases} \mathbf{n}_{Se} \cdot \mathbf{q}_f = 0 \\ \mathbf{t}_{Se} \cdot \mathbf{q}_f = q_f \\ q_f = -\frac{K_f}{\mu} \nabla p \end{cases} \quad (2.46)$$

onde \mathbf{n}_{se} e \mathbf{t}_{se} são os vetores unitários normal e tangencial à fratura, respectivamente, κ_f é a permeabilidade intrínseca da fratura, calculada conforme descrito na Equações 2.26 e 2.27, e μ a viscosidade dinâmica do fluido.

Na aproximação de elementos finitos, o fluxo na fratura ocorrerá em toda a espessura do elemento. Para garantir que a transmissividade do elemento na direção da fratura seja igual à da fratura incorporada, a permeabilidade deve ser multiplicada pelo fator geométrico h/l_e . Assim, a equação de fluxo pode ser escrita, na forma tensorial, da seguinte forma:

$$\mathbf{q}_f = -\frac{h}{l_e} \frac{\kappa_f}{\mu} \mathbf{t}_{se} \otimes \mathbf{t}_{se} \nabla p \quad (2.47)$$

Por sua vez, o fluxo na parte contínua dado por:

$$\mathbf{q}_\Omega = -\frac{\boldsymbol{\kappa}_\Omega}{\mu} \nabla p \quad (2.48)$$

onde $\boldsymbol{\kappa}_\Omega$ é o tensor de permeabilidade intrínseca do meio contínuo.

Por fim, o fluxo no elemento pode ser calculado como a soma dos fluxos na fratura e na parte contínua e assim definindo um tensor de permeabilidade efetiva que incorpora a anisotropia induzida pela presença da fratura, conforme abaixo:

$$\begin{cases} \mathbf{q} = -\mathbf{K}_{ef} \nabla p \\ \mathbf{K}_{ef} = \left(\frac{\boldsymbol{\kappa}_\Omega}{\mu} + \frac{h}{l_e} \frac{\kappa_f}{\mu} \mathbf{t}_{se} \otimes \mathbf{t}_{se} \right) \end{cases} \quad (2.49)$$

Maiores detalhes a respeito do desenvolvimento dessa formulação encontram-se no trabalho de Beserra (2015).

2.2.2 Modelo Constitutivo de Dano à compressão

A lei constitutiva adotada para solução do campo de tensões e deformações do meio fraturados sob estado de compressão, apresentado na Equação 2.38, foi o modelo

constitutivo de dano à compressão, definido por uma variável de dano à compressão (d_c). Com a introdução dessa lei, foi possível impor o modelo de fechamento de Bandis *et al.* (1983) ao salto normal da fratura sem modificar o algoritmo global de integração de tensões do CODE_BRIGTH, introduzido por Beserra (2015), considerando a técnica de descontinuidades fortes incorporadas aos elementos finitos.

Primeiramente, o cálculo da tensão efetiva normal à fratura é feito com base no estado de tensões na descontinuidade, conforme abaixo:

$$\sigma'_n = \mathbf{n}_{Se} \cdot \boldsymbol{\sigma}'_{Se} \cdot \mathbf{n}_{Se} \quad (2.50)$$

onde \mathbf{n}_{Se} é o vetor unitário normal à fratura e $\boldsymbol{\sigma}'_{Se}$ o estado de tensões efetivas na descontinuidade, que pode ser aproximado tanto pelo termo convergido do passo de tempo anterior como pelo calculado a partir da iteração anterior do passo do tempo atual.

Com base na tensão normal σ_n , calcula-se o fechamento segundo o modelo de Bandis *et al.* (1983), apresentado na Equação 2.23. Em seguida calcula-se o vetor de salto de deslocamentos, dado por:

$$[[\mathbf{u}]] = \Delta V \cdot \mathbf{n}_{Se} \quad (2.51)$$

De posse do salto, determina-se o campo de descontinuidade da deformação segundo a seguinte expressão:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{Se} = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_{Se} [[\mathbf{u}]] - \boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0 \quad (2.52)$$

onde $\boldsymbol{\varepsilon}$ é a deformação regular do elemento, $\boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0$ o estado inicial de deformação, cujo cálculo será detalhado em breve.

Com base neste resultado, é possível determinar a variável que controla a rigidez ao fechamento da fratura que será dominada de variável de dano à compressão, descrita a seguir:

$$\begin{cases} \overline{\boldsymbol{\sigma}}'_{Se} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{Se} \\ \overline{\sigma}'_n = \mathbf{n}_{Se} \cdot \overline{\boldsymbol{\sigma}}'_{Se} \cdot \mathbf{n}_{Se} \\ d_c = 1 - \frac{\sigma'_n}{\overline{\sigma}'_n} \end{cases} \quad (2.53)$$

onde \mathbf{C} é o tensor constitutivo elástico apresentado na Equação 2.16.

Para fechar o modelo de dano a compressão, é necessário detalhar o cálculo do tensor inicial de deformações, a partir do estado inicial de tensões fornecido. Para um material contínuo e sob compressão, o estado inicial de deformações, que será somado ao tensor de deformações durante toda análise, é dado pelo estado de tensões efetivas inicial determinado conforme abaixo:

$$\boldsymbol{\varepsilon}^0 = \mathbf{C}^{-1} : \boldsymbol{\sigma}'_0 \quad (2.54)$$

O salto de deslocamento inicial é calculado aplicando o tensor de tensões efetivas inicial na Equação 2.50, determinando o fechamento a partir da Equação 2.23 e, por fim, obtendo o salto de descolamento inicial, $[[\mathbf{u}^0]]$, por meio da Equação 2.51.

No caso de uma malha com descontinuidade incorporadas de acordo com a aproximação de descontinuidades fortes, a deformação total composta pela soma das parcelas de deformação do contínuo e da descontinuidade, Equações 2.55 e 2.56, respectivamente.

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0 = \boldsymbol{\varepsilon}^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}^0]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_{Se} [[\mathbf{u}^0]] \quad (2.55)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^0 = \boldsymbol{\varepsilon}^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}^0]] \quad (2.56)$$

Com isso, seguindo os passos do algoritmo de dano à compressão:

$$\boldsymbol{\sigma}'_{Se}{}^{i0} = (1 - d_c) \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0 \rightarrow \boldsymbol{\sigma}'_{Se}{}^{i0} = (1 - d_c) \overline{\boldsymbol{\sigma}}'_{Se}{}^{i0} \quad (2.57)$$

Assim:

$$\mathbf{n}_{Se} \cdot \boldsymbol{\sigma}_{Se}^{i0} \cdot \mathbf{n}_{Se} = (1 - d_c) \mathbf{n}_{Se} \cdot \overline{\boldsymbol{\sigma}}_{Se}^{i0} \cdot \mathbf{n}_{Se} \rightarrow \sigma_n^{i0} = (1 - d_c) \overline{\sigma}_n^{i0} \quad (2.58)$$

Finalmente, a variável de dano é calculada por:

$$d_c = 1 - \frac{\sigma_n^{i0}}{\overline{\sigma}_n^{i0}} \quad (2.59)$$

Com o dano à compressão aqui calculado, obtém-se o estado inicial de tensões no domínio contínuo e na descontinuidade:

$$\boldsymbol{\sigma}_{\Omega}^{i0} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^0 \quad (2.60)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_{Se}^{i0} = (1 - d_c) \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0 \quad (2.61)$$

Desta forma, adota-se para o contínuo e para descontinuidade os seguintes estados de tensões e deformações:

$$\boldsymbol{\sigma}'_{\Omega} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} \quad (2.62)$$

$$\boldsymbol{\sigma}'_{Se} = (1 - d_c) \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_{Se} \quad (2.63)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] - \boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^0 \quad (2.64)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{Se} = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_{Se} [[\mathbf{u}]] - \boldsymbol{\varepsilon}_{Se}^0 \quad (2.65)$$

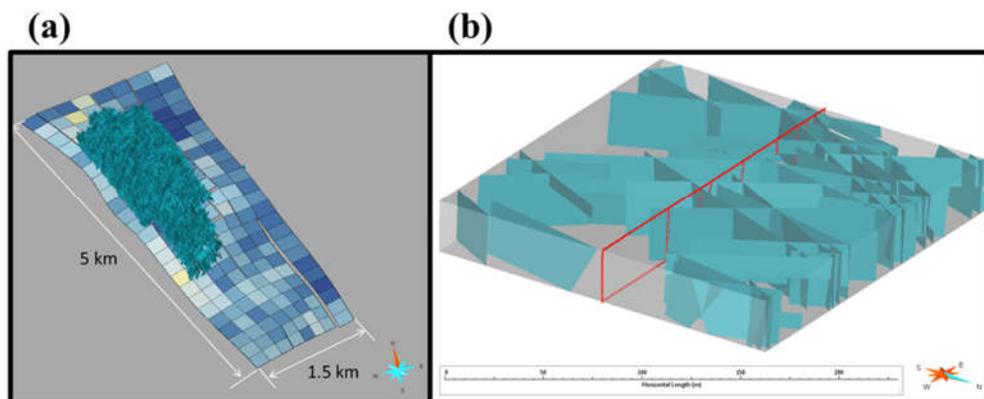
3 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados o modelo geológico, os cenários de simulação determinados a partir desse modelo, as condições de contorno impostas e as propriedades dos materiais. Também serão apresentadas as metodologias para o cálculo das propriedades petrofísicas equivalentes e seus respectivos multiplicadores e das propriedades mecânicas equivalentes de cada cenário. As simulações serão realizadas por meio do código de elementos finitos CODE_BRIGHT (*Coupled Deformation Brine Gas and Heat Transport*) (OLIVELLA *et al.* 1996; GUIMARÃES *et al.*, 2007), empregando o modelo de fraturas discretas e a Aproximação Contínua de Descontinuidade Fortes Incorporadas via modelo de dano à compressão descrita no capítulo anterior. Por fim, será apresentada uma abordagem semi-analítica para simulações dos cenários propostos.

3.1 MODELO GEOLÓGICO

A amostra de célula de simulação do pré-sal corresponde a uma região de formação de carbonato altamente fraturada. Na Figura 10 são apresentados o modelo geológico e a célula tridimensional escolhida pela PETROBRAS para representar o reservatório.

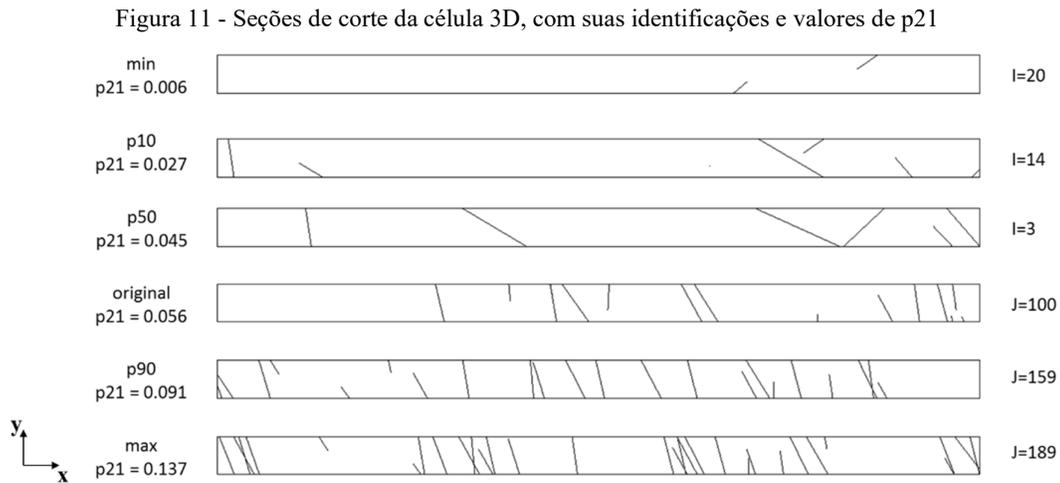
Figura 10 - (a) modelo geológico com 1200 fraturas e (b) bloco 3D escolhido para representar o reservatório



FONTE: Falcão *et. al.*, 2018.

Os modelos de simulação foram construídos a partir de seis cortes na célula tridimensional, assim, foram determinadas seções bidimensionais com diferentes

intensidades de fraturas P21, determinada pela razão entre o comprimento de fraturas e a área total, conforme indicado na Figura 11. Todas as seções possuem as mesmas dimensões, 200 m de comprimento e 10 m de altura. É importante ressaltar aqui que as sessões escolhidas para simulação foram determinadas pela PETROBRAS.

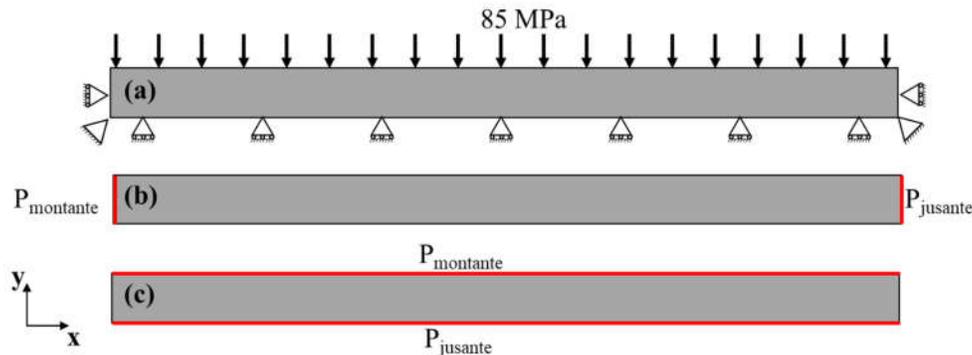


FONTE: O Autor, 2019.

3.2 MODELO CONCEITUAL

Para todas as seções, as simulações foram realizadas sob condições edométricas, i.e., com restrições de deslocamento nas direções normais às faces laterais e inferior e uma pressão de 85 MPa na face superior, conforme ilustrado na Figura 12(a). Como condição inicial foi imposta uma pressão de fluido de 55 MPa em toda malha. Uma diferença de pressão de fluido de 0.1 MPa foi aplicada nas direções vertical e horizontal para computar o valor da permeabilidade equivalente na respectiva direção (Figura 12(b) e 12(c)). Cálculos foram realizados para diferentes estágios de depleção, com decréscimos de 5 MPa em um intervalo de 55 a 10 MPa, com conseqüente acréscimo da tensão efetiva em um intervalo de 30 a 75 MPa. Dessa forma, também foi possível determinar a porosidade equivalente do meio em função da deformação volumétrica, de acordo com a Equação 2.21.

Figura 12 - Condições de contorno (a) mecânica, (b) e (c) hidráulica para análise horizontal e vertical, respectivamente.



FONTE: O Autor, 2019.

As leis constitutivas que regem o problema são aquelas apresentadas no capítulo anterior. Para a matriz porosa é adotada a poroelasticidade linear, de acordo com as Equações 2.16 Com finalidade de simular o comportamento do fechamento das fraturas naturais, a lei constitutiva elástica não-linear de Bandis *et al.* (1983) é considerada (Equação 2.23). Em todo reservatório o fluxo de fluido é regido pela Lei de Darcy (Equação 2.11). A permeabilidade do meio contínuo se comporta conforme a Equação 2.22, onde o expoente é igual a 14, considerado mais representativo para o sistema avaliado, de acordo com dados da PETROBRAS. A evolução da permeabilidade das fraturas foi avaliada a partir de duas relações distintas, a lei de placas paralelas modificada e pela lei experimental de Kiewiet, Equações 2.26 e 2.27, respectivamente.

3.3 MALHAS DE ELEMENTOS FINITOS E PROPRIEDADES DOS MATERIAIS

As propriedades do fluido e da matriz porosa são as mesmas para todas as seções e estão dispostas na Tabela 2 e 3, respectivamente. Todas as propriedades da matriz porosa do fluido e das fraturas foram fornecidas pela PETROBRAS.

Tabela 2 - Propriedades do fluido

Viscosidade Dinâmica (cP)	1,00
Massa Específica do Fluido (Kg/m ³)	1002,6

FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 3 - Propriedades da matriz porosa

Módulo de Elasticidade (GPa)	16,9
Coefficiente de Poisson	0,3
Porosidade	7,58%
Coefficiente de Biot	1,00
Permeabilidade Vertical (mD)	0,026
Permeabilidade Horizontal (mD)	343,29

FONTE: O Autor, 2019.

Neste trabalho, cada fratura foi tratada individualmente por seus valores de abertura e permeabilidade. Em contraste, o valor de rigidez normal inicial do modelo de Bandis *et al.* (1983) foi considerado 12041 MPa/m para todas as fraturas de todas as seções estudadas. O valor do fechamento máximo, V_m , também varia para cada fratura e é determinado invertendo a Equação 2.23 e aplicando os valores fornecidos de tensão normal efetiva (σ'_{ni}) e abertura *in situ* (a_i), chegando a seguinte relação:

$$V_m = \frac{1}{2} \left[a_i + \sqrt{a_i^2 + \frac{4\sigma'_{ni} a_i}{K_{ni}}} \right] \quad (3.1)$$

Nas Figuras 13 a 18, estão ilustradas, para cada seção, a malhas de elementos finitos não estruturada com elementos triângulo linear desenvolvidas para simulação. Nessas imagens, os elementos coloridos são aqueles nos quais as fraturas estão inseridas. Também são apresentadas para cada seção, nas Tabelas 4 a 9, as aberturas e permeabilidades das fraturas que cortam a respectiva seção.

Figura 13 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “min” com 10293 elementos e 5459 nós



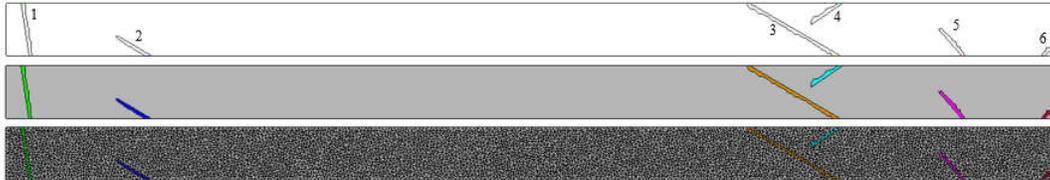
FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 4 - Propriedades das fraturas da seção "min"

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	4,50E-02	1,6738E+05
2	2,00E-03	3,0214E+02

FONTE: O Autor, 2019.

Figura 14 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção "p10" com 10457 elementos e 5552 nós



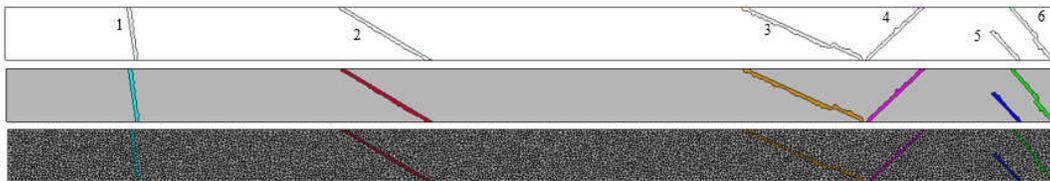
FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 5 - Propriedades das fraturas da seção "p10"

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	6,80E-02	3,8125E+05
2	4,00E-03	1,1274E+03
3	1,28E-01	1,3736E+06
4	2,00E-03	3,0214E+02
5	2,00E-03	3,4970E+02
6	8,00E-02	5,2756E+05

FONTE: O Autor, 2019.

Figura 15 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção "p50" com 10427 elementos e 5535 nós



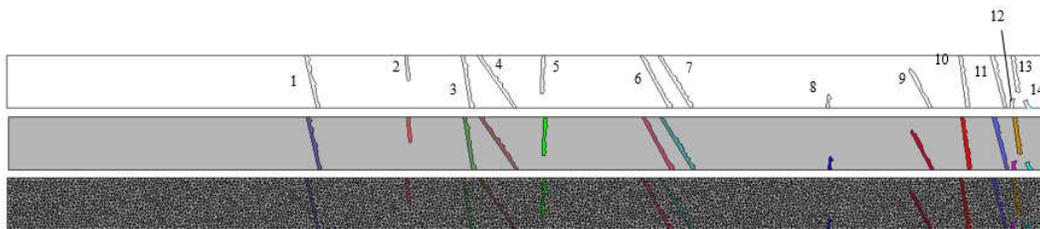
FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 6 - Propriedades das fraturas da seção “p50”

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	6,80E-02	3,8125E+05
2	4,00E-03	1,1274E+03
3	1,00E-03	1,0796E+02
4	8,00E-02	5,2756E+05
5	7,80E-02	5,0398E+05
6	2,00E-03	3,4970E+02

FONTE: O Autor, 2019.

Figura 16 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção “original” com 10469 elementos e 5557 nós



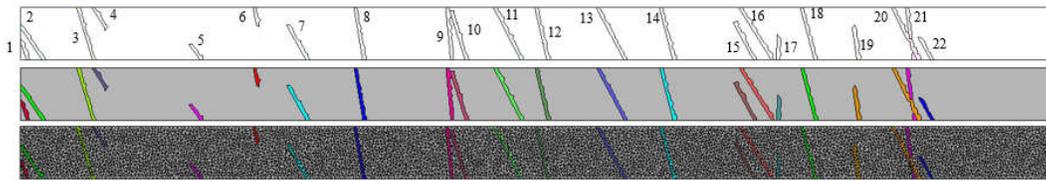
FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 7 - Propriedades das fraturas da seção “original”

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	9,30E-02	7,1734E+05
2	2,50E-02	5,2398E+04
3	4,09E-01	1,3916E+07
4	2,80E-02	6,3447E+04
5	4,80E-02	1,8810E+05
6	5,14E-01	2,2015E+07
7	1,00E-03	1,4222E+02
8	3,93E-01	1,2852E+07
9	1,51E-01	1,8943E+06
10	1,00E-03	5,4510E+01
11	1,00E-03	1,0385E+02
12	1,70E-02	2,4944E+04
13	4,40E-02	1,6121E+05
14	1,23E-01	1,2610E+06

FONTE: O Autor, 2019.

Figura 17 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção "p90" com 10497 elementos e 5571 nós



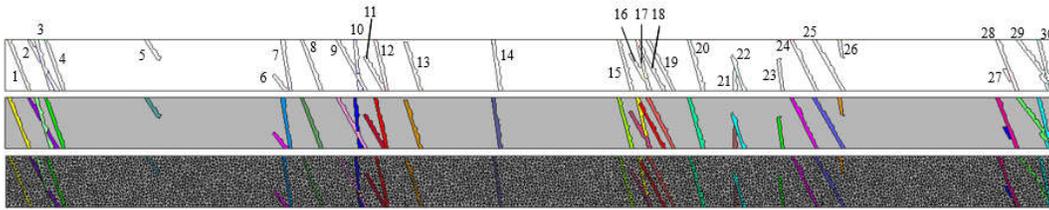
FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 8 - Propriedades das fraturas da seção "p90"

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	8,00E-02	5,2756E+05
2	1,00E-03	1,0796E+02
3	1,28E-01	1,3736E+06
4	2,00E-03	3,0214E+02
5	4,50E-02	1,6738E+05
6	1,79E-01	2,6684E+06
7	4,69E-01	1,8329E+07
8	4,09E-01	1,3916E+07
9	2,00E-02	3,2257E+04
10	7,00E-03	4,5258E+03
11	6,00E-03	2,6077E+03
12	9,30E-02	7,1734E+05
13	2,00E-03	2,4801E+02
14	7,02E-01	4,1101E+07
15	1,51E-01	1,8943E+06
16	1,00E-03	1,4222E+02
17	2,70E-02	6,0690E+04
18	1,00E-03	1,0385E+02
19	6,00E-02	3,0351E+05
20	1,70E-02	2,4421E+04
21	1,00E-03	5,4510E+01
22	1,19E-01	1,1768E+06

FONTE: O Autor, 2019.

Figura 18 - Identificação das fraturas e malha de elementos finitos da seção "max" com 10659 elementos e 5656 nós



FONTE: O Autor, 2019.

Tabela 9 - Propriedades das fraturas da seção "max"

ID	Abertura (mm)	Permeabilidade (mD)
1	7,80E-02	5,0398E+05
2	2,00E-03	3,4970E+02
3	1,28E-01	1,3736E+06
4	8,00E-02	5,2756E+05
5	2,00E-03	3,0214E+02
6	4,50E-02	1,6738E+05
7	4,09E-01	1,3916E+07
8	6,00E-02	2,9697E+05
9	8,80E-02	6,4967E+05
10	2,00E-02	3,2257E+04
11	4,69E-01	1,8329E+07
12	5,30E-01	2,3371E+07
13	7,00E-03	4,5258E+03
14	6,40E-02	3,4219E+05
15	7,02E-01	4,1101E+07
16	1,51E-01	1,8943E+06
17	9,30E-02	7,1734E+05
18	2,00E-03	2,4801E+02
19	6,00E-03	2,6077E+03
20	1,99E-01	3,2971E+06
21	2,70E-02	6,0690E+04
22	9,14E-01	6,9576E+07
23	6,00E-02	3,0351E+05
24	1,70E-02	2,4421E+04
25	4,60E-02	1,7556E+05
26	1,45E-04	1,7811E+00
27	1,19E-01	1,1768E+06
28	2,16E-01	3,8909E+06
29	4,00E-03	1,3198E+03
30	2,00E-03	2,1284E+02

FONTE: O Autor, 2019.

Uma vez determinados e inseridos todos os parâmetros necessários, as simulações foram feitas por meio do código de elementos finitos CODE_BRIGHT, o qual realiza a análise numérica do fluxo de fluidos em meios porosos deformáveis em uma abordagem totalmente acoplada, pelo método de iterativo de Newton-Raphson.

3.4 CÁLCULO DAS PROPRIEDADES EQUIVALENTES

Nesta seção serão descritas as metodologias propostas para cálculo das propriedades hidráulicas e mecânicas equivalentes de uma seção fraturada.

3.4.1 Permeabilidade

O cálculo da permeabilidade equivalente do meio fraturado é realizado utilizando a equação de fluxo de Darcy (Equação 2.11). Ao final do tempo de simulação é feita a leitura das vazões nodais do contorno à jusante, sendo os nós da borda direita quando realizada a análise horizontal e os nós da borda inferior para análise na direção vertical, indicados na Figura 12. Em seguida, as vazões nodais são somadas e então é determinada a vazão total. Uma vez determinada a vazão total, a permeabilidade equivalente é obtida utilizando a seguinte relação:

$$\kappa_{eq} = \frac{\mu \cdot \sum Q_n}{\rho_f \cdot L_{x/y}} \Delta p \quad (3.2)$$

onde κ_{eq} é a permeabilidade equivalente da seção na direção determinada, μ é a viscosidade dinâmica do fluido, Q_n é a vazão nodal no contorno de jusante, ρ_f é a massa específica de fluido, $L_{x/y}$ é o comprimento da seção perpendicular à direção do fluxo, assumindo valor igual a 200 metros para análise vertical e 10 metros para análise horizontal, e Δp é a diferença de pressão aplicada.

A Tabela 10 apresenta o passo a passo para o cálculo da permeabilidade equivalente após a simulação.

Tabela 10 - Passo a passo para determinação da permeabilidade equivalente do meio

1. Leitura das vazões nodais do contorno à jusante: Q_n
2. Determinação da vazão total no contorno à jusante: $\sum Q_n$
3. Determinação da permeabilidade equivalente por meio da Equação 3.2

FONTE: O Autor, 2019.

3.4.2 Porosidade

Como já mencionado anteriormente, para cada passo de tempo a porosidade da matriz é atualizada segundo a Equação 2.21. Para o cálculo da porosidade equivalente da seção é utilizada a Equação 3.3, que representa a média ponderada da porosidade de cada elemento (ϕ_e) da malha de elementos finitos ao final da simulação, onde o fator de ponderação é a área do elemento (A_e).

$$\phi_{eq} = \frac{\sum(\phi_e \cdot A_e)}{\sum A_e} \quad (3.3)$$

A Tabela 11 apresenta o passo a passo para determinação da porosidade equivalente do meio.

Tabela 11 - Passo a passo para determinação da porosidade equivalente do meio

1. Leitura da porosidade de cada elemento: ϕ_e
2. Cálculo da área de cada elemento: A_e
3. Somatório do produto entre a porosidade e a área de cada elemento: $\sum(\phi_e \cdot A_e)$
4. Determinação da área total: $\sum A_e$
5. Cálculo da porosidade equivalente por meio da Equação 3.3

FONTE: O Autor, 2019.

3.4.3 Módulo de Elasticidade e Coeficiente de Poisson

Com finalidade de compreender a influência das fraturas naturais no comportamento mecânico do meio poroso, são determinados os parâmetros elásticos equivalentes de módulo de elasticidade (E) e coeficiente de Poisson (ν) de cada seção.

Considerando a seção bidimensional e a teoria da elasticidade linear, as tensões e deformações de comunicam entre si conforme a Equação 2.17. As condições de contorno dos cenários estudados foram apresentadas na Figura 12, elas representam uma condição edométrica, na qual as deformações laterais são nulas ($\varepsilon_x = 0$). Portanto, ao adotar essas considerações, o Coeficiente de Poisson e o Módulo de Elasticidade equivalentes podem ser obtidos como se segue:

$$\nu_{eq} = \frac{\Delta\sigma'_x}{\Delta\sigma'_x + \Delta\sigma'_y} \quad (3.4)$$

$$E_{eq} = \frac{1 + \nu_{eq}}{\varepsilon_y} \left[(1 - \nu_{eq}) \cdot \Delta\sigma'_y - \nu_{eq} \cdot \Delta\sigma'_y \right] \quad (3.5)$$

onde $\Delta\sigma'$ representa a variação da tensão efetiva na direção identificada pelo índice x para a direção horizontal e y para a direção vertical e ε_y é a deformação vertical da seção calculada pela razão entre a altura da seção e seu deslocamento vertical, considerando a teoria de pequenas deformações.

As variações de tensão são obtidas a partir da soma da força nodal nos contornos da seção da seguinte forma:

$$\Delta\sigma'_x = \frac{\left| \left(\sum F_{nx} - p \right) - \left(\sum F_{nx}^0 - p^0 \right) \right|}{L_y} \quad (3.6)$$

$$\Delta\sigma'_y = \frac{\left| \left(\sum F_{ny} - p \right) - \left(\sum F_{ny}^0 - p^0 \right) \right|}{L_x} \quad (3.7)$$

onde F_{nx} é a força nodal do na direção x no tempo final de simulação, F_{nx}^0 é a força nodal na direção x na configuração de referência, F_{ny} é a força nodal na direção y no tempo final de simulação, F_{ny}^0 é a força nodal na direção y na configuração de referência, p é a poropressão no final da simulação, p^0 é a poropressão na configuração de referência, L_x é o comprimento horizontal da seção e L_y o comprimento vertical.

A deformação vertical (ε_y) é calculada a partir do deslocamento vertical do nós da borda superior do contorno da seção, da seguinte maneira:

$$\varepsilon_y = -\frac{\sum u_{ny}}{L_y \cdot nn} \quad (3.8)$$

onde u_{ny} é o deslocamento nodal na direção vertical, L_y é a comprimento vertical da seção e nn é número de nós da borda superior do contorno dessa seção.

O passo a passo para determinação das propriedades mecânicas equivalentes é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Passo a passo para determinação das propriedades mecânicas equivalentes do meio

1. Leitura das forças nodais horizontais na borda esquerda e verticais na superior no tempo inicial: F_{nx}^0 e F_{ny}^0
2. Leitura das forças nodais horizontais na borda esquerda e verticais na superior no tempo final: F_{nx} e F_{ny}
3. Leitura dos deslocamentos nodais vertical na borda superior no tempo final: u_{ny}
4. Determinação da variação das tensões horizontais e verticais conforme Equações 3.6 e 3.7, respectivamente
5. Determinação da deformação vertical conforme Equação 3.8
6. Determinação do Coeficiente de Poisson conforme Equação 3.4
7. Determinação do Módulo de Elasticidade conforme Equação 3.5

FONTE: O Autor, 2019.

3.5 MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDADE E POROSIDADE

Como já dito anteriormente, o pseudoacoplamento é uma estratégia de baixo custo computacional que se propõe a atualizar os valores de porosidade e permeabilidade com base em tabelas que relacionam a pressão de poros com os respectivos multiplicadores, que são definidos como:

$$M_\phi = \frac{\phi}{\phi_0} \quad (3.9)$$

$$M_{\kappa_x} = \frac{\kappa_x}{\kappa_{x0}} \quad (3.10)$$

$$M_{\kappa y} = \frac{\kappa_y}{\kappa_{y0}} \quad (3.11)$$

sendo M_ϕ o multiplicador de porosidade, $M_{\kappa x}$ o multiplicador de permeabilidade na direção x e $M_{\kappa y}$ o multiplicador de permeabilidade na direção y . ϕ , κ_x e κ_y são, respectivamente, a porosidade, a permeabilidade na direção x e a permeabilidade na direção y a uma determinada poropressão. ϕ_0 , κ_{x0} e κ_{y0} são valores dessas propriedades na configuração de referência. (FALCÃO, 2013)

3.6 MODELO SEMI-ANALÍTICO

Com finalidade de otimização do custo computacional da simulação numérica, serão obtidos resultados a partir de outra metodologia, proposta por Beserra (2015), e aqui denominada de modelo semi-analítico. Neste método, as descontinuidades incorporadas nos elementos finitos são consideradas apenas para o sub-problema hidráulico, isto é, não se faz uso da teoria da Aproximação Contínua de Descontinuidade Fortes Incorporadas. O fechamento da fratura da fratura é obtido de maneira analítica pela Equação 2.23, a partir das componentes de tensão efetiva normais à respectiva descontinuidade. De posse do fechamento da fratura, é obtida a abertura da fratura para aquela determinada tensão, segundo a Equação 2.24, e em seguida determinada a permeabilidade segundo a lei de placas paralelas modificada (Equação 2.26), que por sua vez é simulada com a técnica de fratura incorporada (Equação 2.49).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

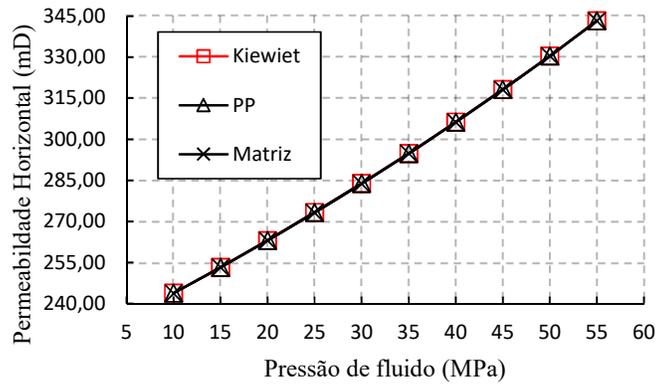
Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir do DFN (“*Discrete Fracture Network*”) estudado. Os cenários propostos têm objetivo de empregar a formulação de pseudoacoplamento para obtenção das propriedades petrofísicas equivalentes do reservatório por meio de uma modelagem hidrodinâmica. Para isso, emprega-se a metodologia para obtenção das propriedades equivalentes e seus respectivos multiplicadores descrita no capítulo anterior. Além disso, foram comparados os resultados obtidos a partir da simulação totalmente acoplada com a metodologia semi-analítica. Nas simulações realizadas, foram usados dados, parâmetros e condições iniciais fornecidos pela PETROBRAS e apresentados no capítulo anterior.

4.1 ANÁLISE DA PERMEABILIDADE E POROSIDADE EM FUNÇÃO DA LEI DE PERMEABILIDADE DA FRATURA

Neste tópico serão apresentadas as comparações, para cada uma das seis seções simuladas, das curvas de permeabilidade, porosidade e seus multiplicadores em função da pressão de fluidos para lei de permeabilidade experimental, doravante denominada “Kiewiet” e para lei teórica de placas paralelas modificada, identificada por “PP”.

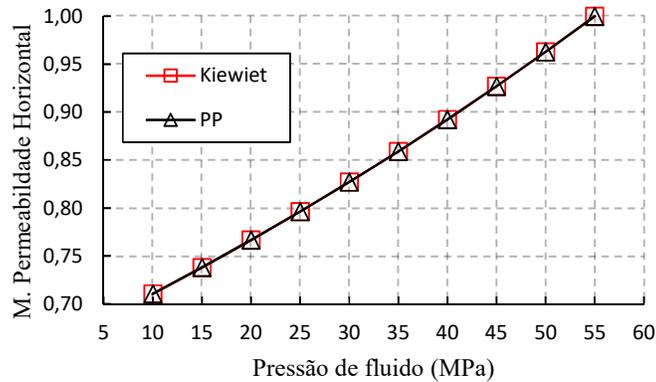
As curvas de permeabilidade horizontal e seu multiplicador da seção “min” são mostradas nas Figuras 19 e 20, respectivamente. Para esta direção, o comportamento obtido com as duas leis de permeabilidade é o mesmo, ademais, as propriedades equivalentes são iguais às propriedades da matriz porosa. Dessa forma, conclui-se que para esta direção as fraturas não exercem influência sobre o fluxo, isto se dá devido à pequena quantidade de fraturas presente na seção, como pode se observar na Figura 11.

Figura 19 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “min” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

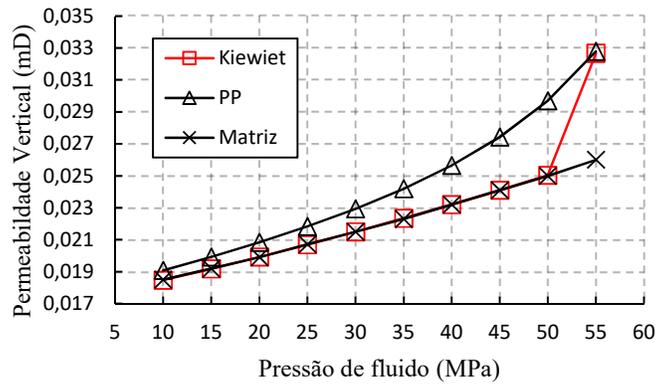
Figura 20 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “min” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

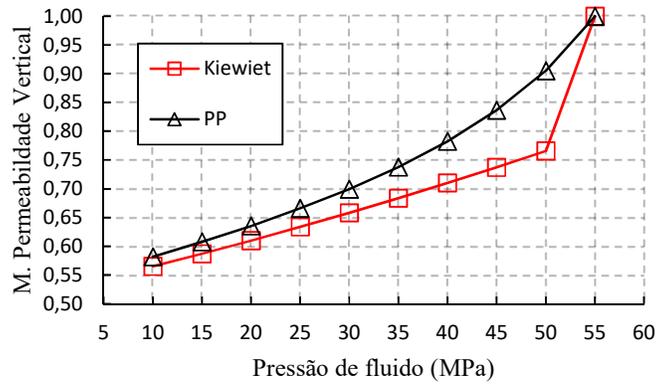
No caso do fluxo vertical, apresentado nas Figuras 21 e 22, como esperado devido a pequena densidade de fraturas, observa-se que, para ambas as leis, as fraturas não alteram significativamente a permeabilidade do sistema, que inicia com uma permeabilidade equivalente de 0,032 mD. Entretanto, com um aumento de 5MPa da tensão efetiva, para a lei experimental (“Kiewiet”) a permeabilidade diminui para a permeabilidade da matriz, representando um fechamento rápido sistema de fraturas, comportamento não observado para a lei de placas paralelas modificada.

Figura 21 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “min” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

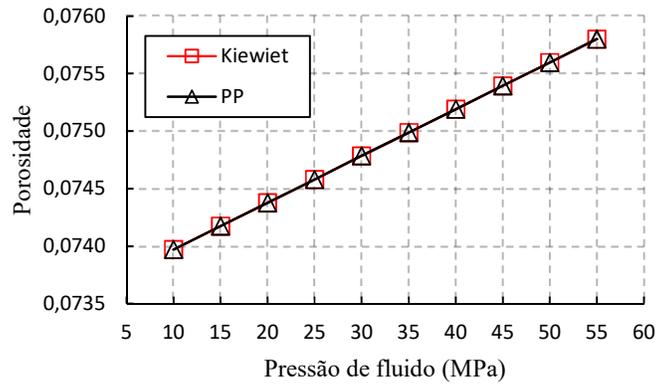
Figura 22 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “min” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

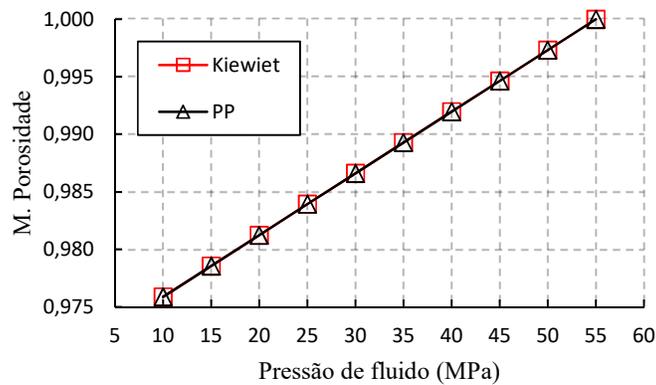
Com relação à porosidade, a escolha da lei utilizada para o cálculo da permeabilidade das fraturas não demonstra influência, conforme verifica-se nas Figuras 23 e 24.

Figura 23 - Porosidade equivalente da seção “min” em função da pressão fluido



FONTE: O Autor, 2019.

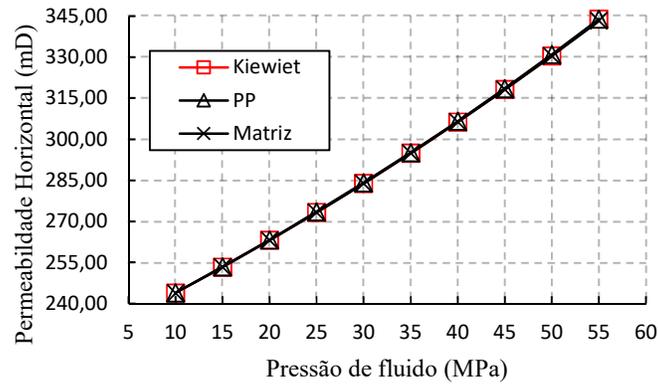
Figura 24 - Multiplicador de porosidade da seção “min” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

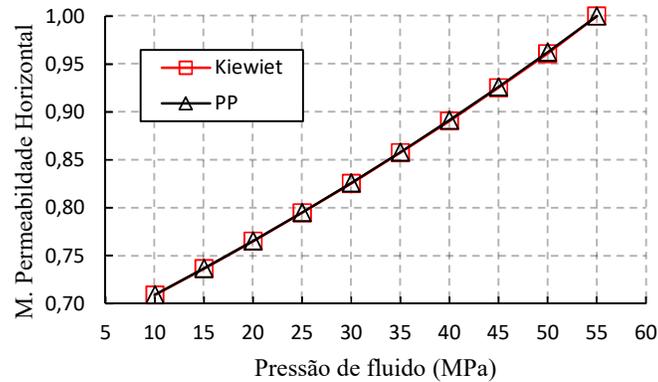
Assim como acontece na seção “min”, na seção “p10” o comportamento da permeabilidade equivalente horizontal é o mesmo para as duas leis de permeabilidade e de mesma magnitude da permeabilidade da matriz, como mostra a Figura 25 e 26. Isto deve à orientação predominantemente vertical das fraturas.

Figura 25 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p10” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

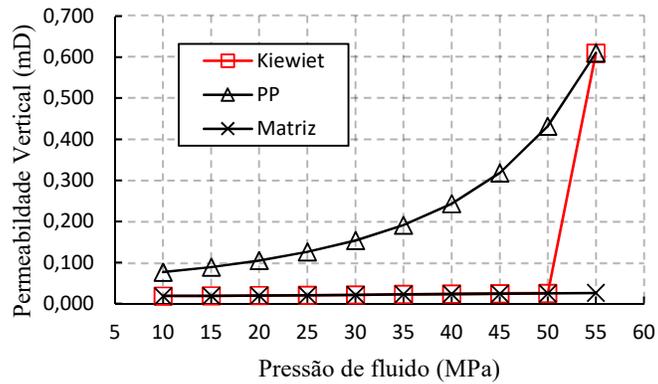
Figura 26 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “p10” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

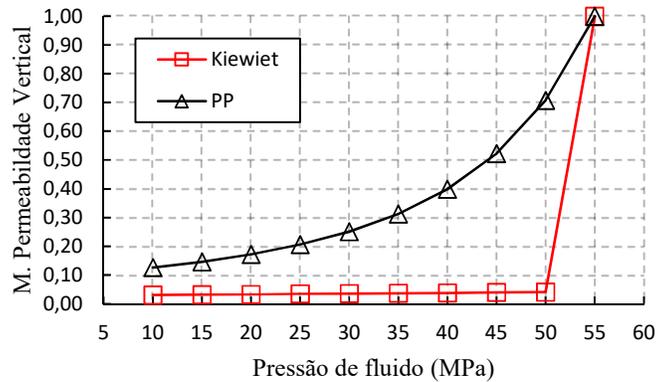
Por sua vez, no comportamento da permeabilidade vertical equivalente há uma diferença significativa, conforme ilustrado nas Figuras 27 e 28. Na Figura 27 é possível observar que em ambos os casos a permeabilidade inicial é a mesma, 0,61 mD, entretanto, nota-se um fechamento rápido das fraturas para a lei experimental, impedindo o fluxo através dela, evidenciando pela queda na permeabilidade equivalente do meio fraturado para a permeabilidade da matriz

Figura 27 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “p10” em função da pressão de fluido



Fonte: O Autor, 2019.

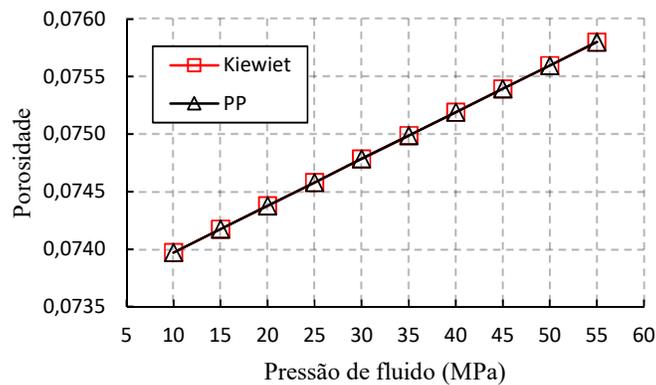
Figura 28 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p10” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

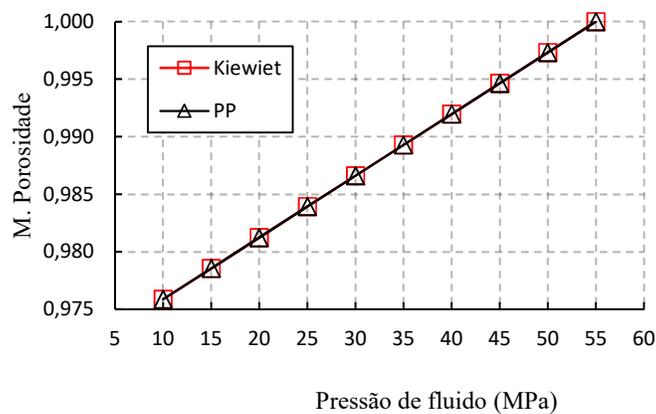
. Na seção “p10”, a porosidade e seu multiplicador também não foram influenciados pela lei de permeabilidade das fraturas, conforme observa-se nas Figuras 29 e 30.

Figura 29 - Porosidade equivalente da seção "p10" em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

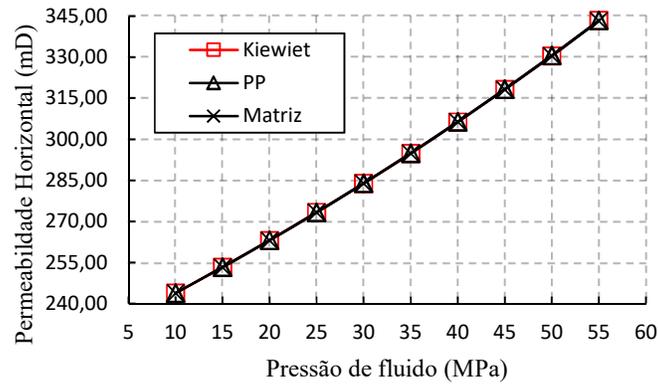
Figura 30 - Multiplicador de porosidade da seção "p10" em função a pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

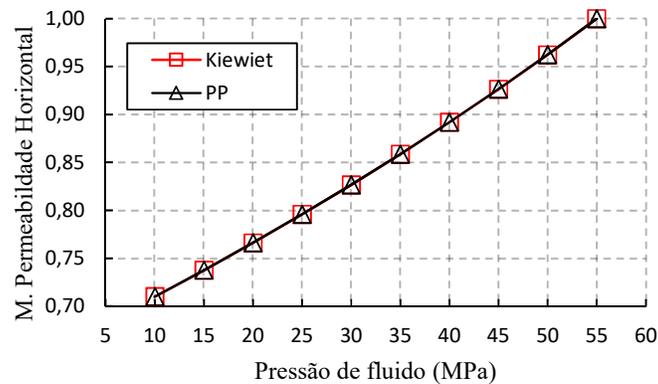
Nas Figuras 31 a 36 são apresentados os resultados das permeabilidades, porosidade equivalentes e seus multiplicadores relativo à seção "p50". A Figura 31 mostra que esta seção se comporta da mesma forma das seções apresentadas anteriormente em relação à evolução da permeabilidade horizontal, não havendo diferença nessa propriedade em relação às duas leis de permeabilidade de fraturas estudadas. Da mesma forma, a permeabilidade do meio fraturado é equivalente à permeabilidade da matriz, evidenciando a baixa influência das fraturas nessa direção.

Figura 31 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p50” em função da pressão fluido



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 32 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “p50” em função da pressão de fluido



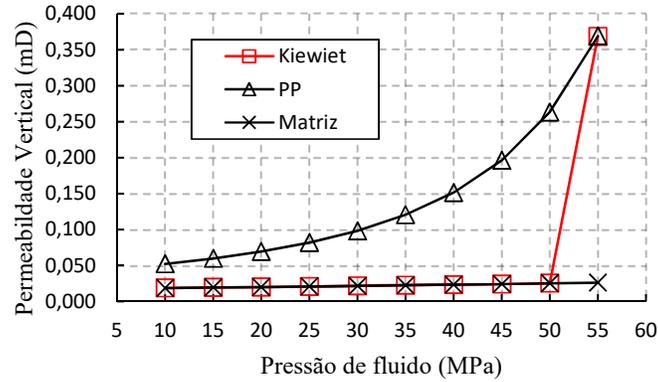
FONTE: O Autor, 2019.

Também seguindo o mesmo padrão de comportamento apresentado nas seções anteriores, na seção “p50” a permeabilidade vertical equivalente do meio se diferencia significativamente para as duas leis. Conforme a Figura 33, a permeabilidade inicial do meio fraturado é a mesma para as duas leis, 0,37 mD, entretanto, para a lei de placas paralelas modificada não há um fechamento rápido do sistema de fraturas, diferentemente do que acontece para a lei experimental.

É interessante apontar que, apesar da seção “p50” possuir uma densidade de fratura maior e o mesmo número de fraturas da seção “p10”, como mostra a Figura 11, esta última é mais permeável na direção vertical. Isto acontece principalmente devido à

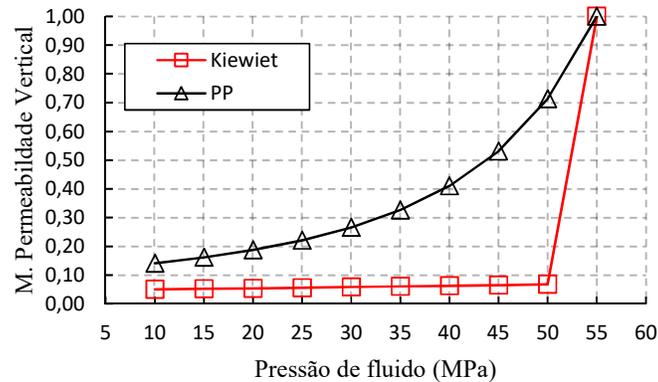
influência da fratura 3 da seção “p10” (Figura 14), a qual cruza toda a seção e cuja permeabilidade é maior que de todas as fraturas da seção “p50” (Tabelas 5 e 6).

Figura 33 -Permeabilidade vertical equivalente da seção “p50” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

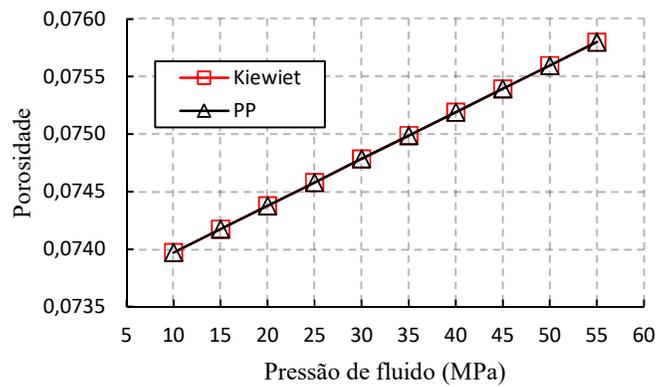
Figura 34 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p50” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

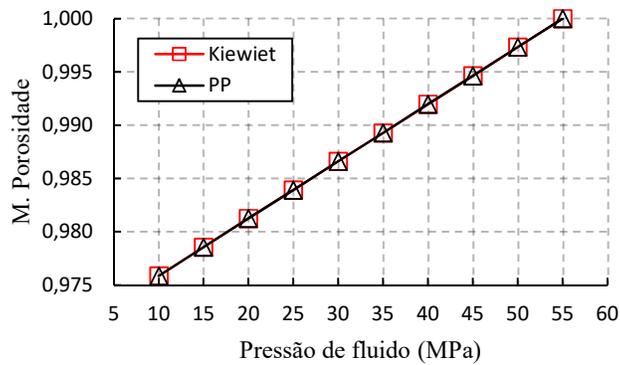
As Figuras 35 e 36 mostram o comportamento da porosidade da seção “p50” com a depleção. Também não há influência da lei de permeabilidade das fraturas na porosidade equivalente desta seção.

Figura 35 - Porosidade equivalente da seção “p50” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

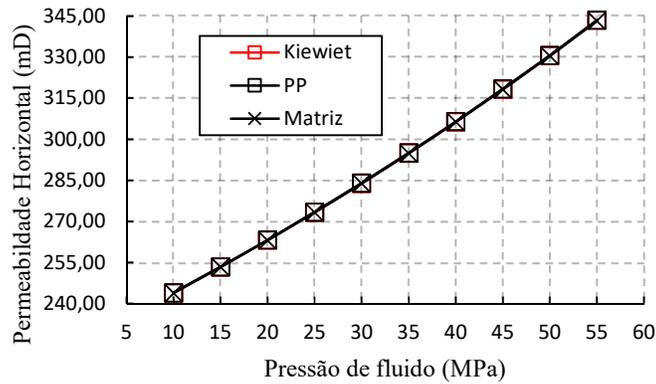
Figura 36 - Multiplicador de porosidade da seção “p50” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

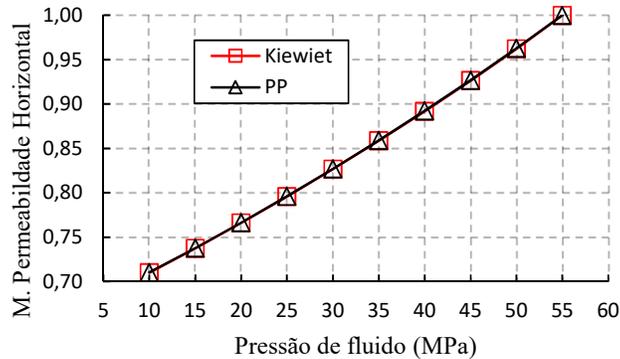
As Figuras 37 e 38 mostram, respectivamente, os resultados da permeabilidade horizontal equivalente e de seu multiplicador da seção “original”. Como pode ser observado na Figura 37, nessa seção, as fraturas também não influenciam o fluxo nessa direção.

Figura 37 -Permeabilidade horizontal equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 38 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “original” em função da pressão de fluido

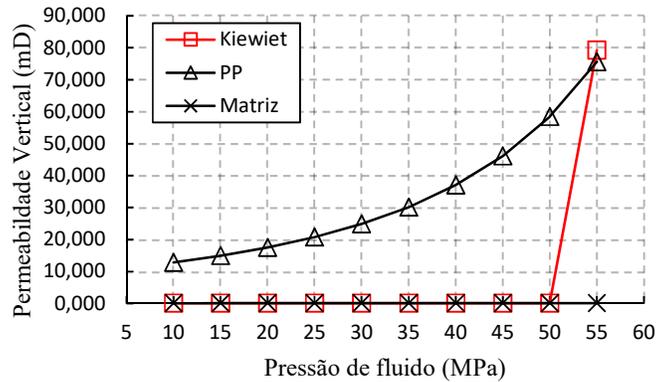


FONTE: O Autor, 2019.

Nas Figuras 39 e 40 são apresentados, respectivamente, o comportamento da permeabilidade vertical equivalente da seção “original”. Diferentemente do que acontece para as seções apresentadas anteriormente, nesta seção a permeabilidade vertical equivalente inicial do meio naturalmente fraturado tem um aumento de aproximadamente 75 mD, para ambas as leis propostas, evidenciando a influência das fraturas como canal de fluxo. No que se refere ao comportamento dessa propriedade em função da depleção, as leis novamente demonstraram um comportamento diferente. A lei experimental mostra-se mais sensível ao aumento da tensão efetiva, visto que para um aumento de 5 MPa ocorre o fechamento total das fraturas, tornando apenas a matriz responsável pelo escoamento. Por sua vez, a lei teórica de placas paralelas modificada apresenta uma

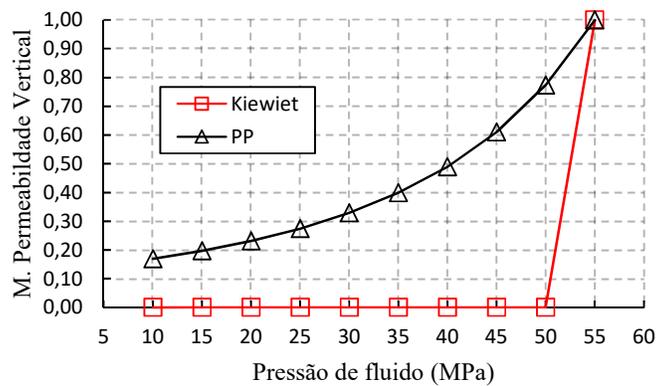
diminuição suave da permeabilidade ao longo de toda depleção, atingindo, para um acréscimo de 45 MPa na tensão efetiva, 20% da permeabilidade inicial.

Figura 39 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

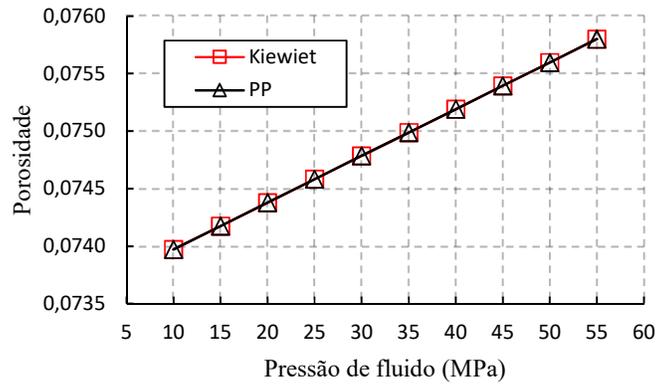
Figura 40 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “original” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

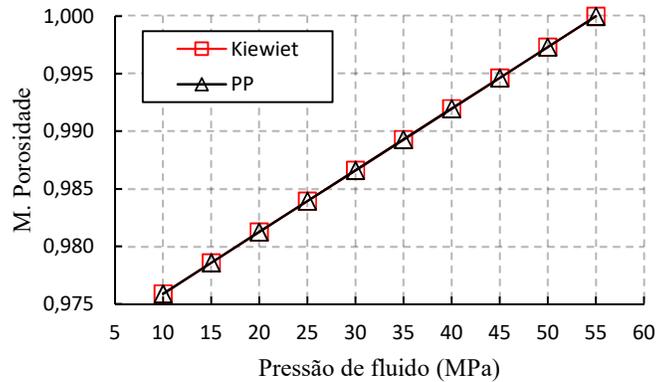
A evolução da porosidade com a depleção da seção “original” é apresentada na Figura 41 e seu multiplicador na Figura 42. Nesta seção, essa propriedade também não sofre influência lei de permeabilidade das fraturas.

Figura 41 - Porosidade equivalente da seção “original” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

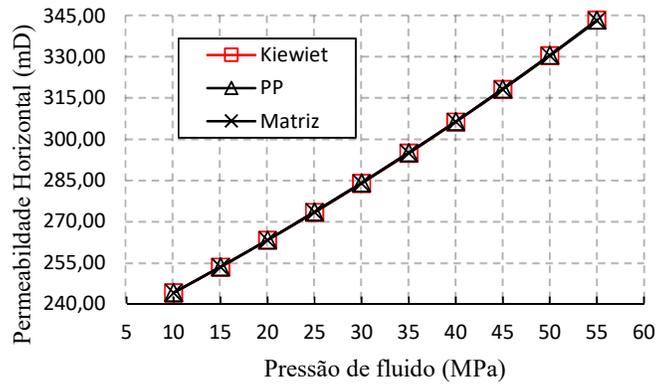
Figura 42 - Multiplicador de porosidade da seção “original” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

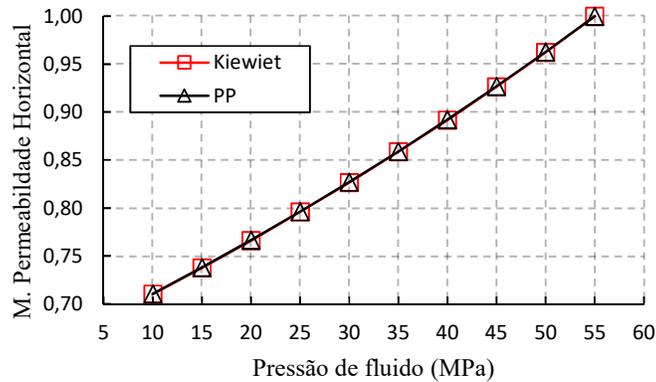
Os resultados referentes à seção “p90” são apresentados na Figuras 43 a 48. A partir das Figuras 43 e 44, percebe-se que a escolha da lei de permeabilidade das fraturas não exerce influência sobre o fluxo horizontal, dado que as fraturas são predominantemente verticais.

Figura 43 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

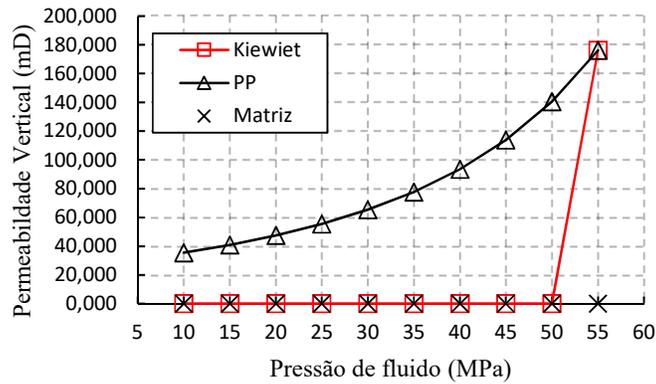
Figura 44 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção "p90" em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

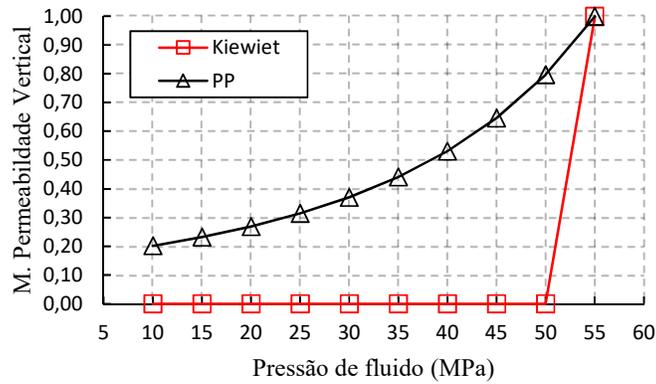
Nas Figuras 45 e 46 é apresentado o comportamento da permeabilidade vertical equivalente da seção “p90”. Conforme mostrado na Figura 45, para ambas as leis a permeabilidade inicial é de aproximadamente 176 mD, aumento significativo em relação a permeabilidade da matriz. Com a depleção, para a lei teórica, a facilidade de escoamento de fluido sofre uma diminuição chegando a aproximadamente 35 mD ao final do processo. Por sua vez, para a lei de experimental, novamente observa-se a grande sensibilidade da permeabilidade das fraturas ao aumento da tensão efetiva.

Figura 45 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

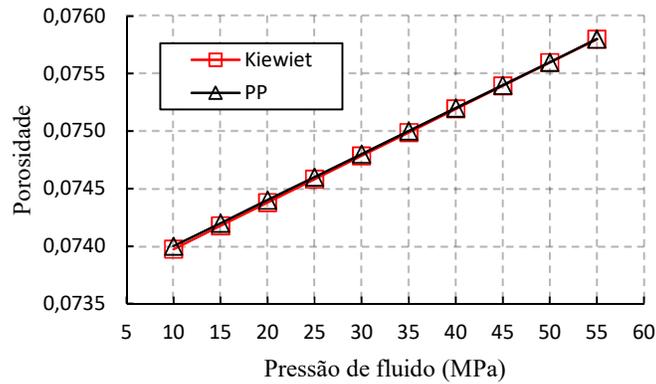
Figura 46 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “p90” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

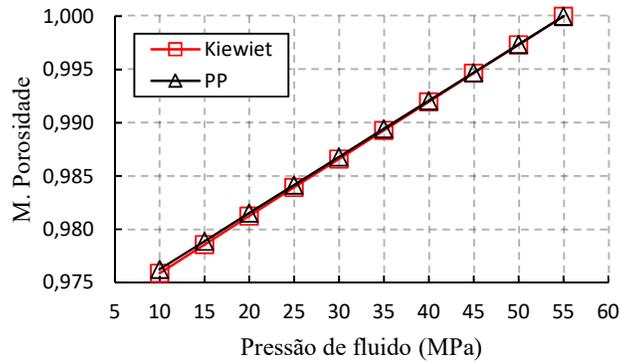
O comportamento da porosidade equivalente e seu multiplicador estão ilustrados nas Figuras 47 e 48, respectivamente. Observa-se, novamente, que esta propriedade não sofre influência da lei de permeabilidade das fraturas.

Figura 47 - Porosidade equivalente da seção “p90” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

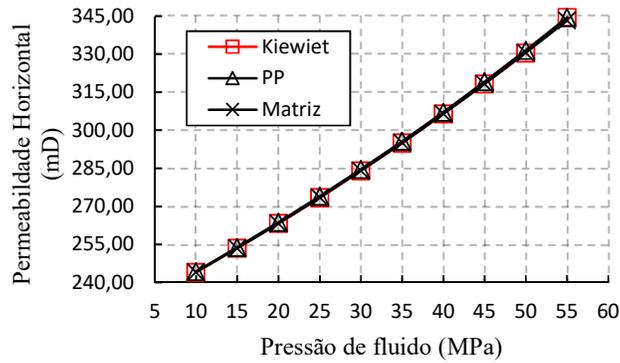
Figura 48 - Multiplicador da porosidade da seção “p90” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

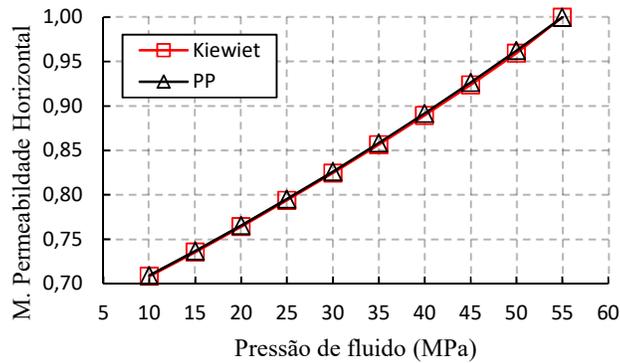
Finalmente, nas Figuras 49 a 54 são apresentados os resultados relativos à seção “max”. Assim como as demais seções, a permeabilidade horizontal equivalente não é influenciada pela presença das fraturas e, portanto, a lei de permeabilidade de fraturas escolhida não altera o resultado, como visto nas Figuras 49 e 50.

Figura 49 - Permeabilidade horizontal equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

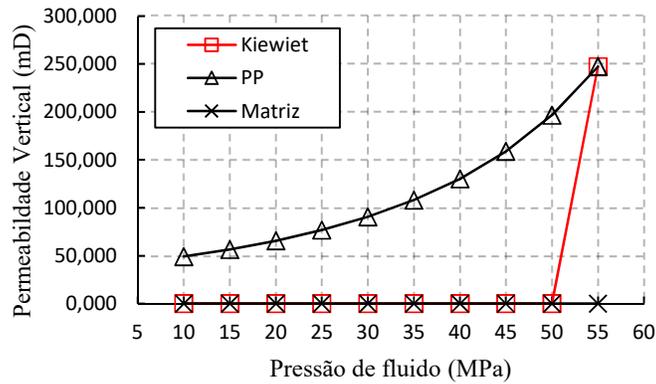
Figura 50 - Multiplicador de permeabilidade horizontal da seção “max” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

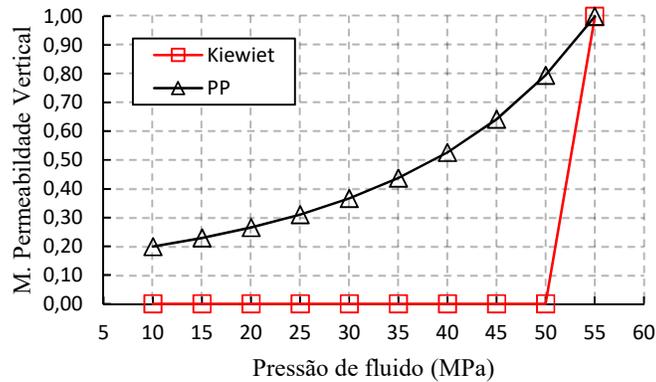
Dada a maior densidade fraturas, a seção “max” apresentou o maior aumento de permeabilidade dentre todas as seções. Como pode ser observado na Figura 51, a permeabilidade equivalente inicial da seção foi de aproximadamente 250 mD para as duas leis em questão, evidenciando a predominância do fluxo através das fraturas. A evolução dessa propriedade com a depleção foi a mesma observada para as demais seções, utilizando a lei teórica observou-se uma diminuição gradual da permeabilidade equivalente chegando a um mínimo de aproximadamente 50 mD, enquanto a lei experimental apresentou uma diminuição brusca da facilidade de escoamento do fluxo através das discontinuidades, atingindo a permeabilidade da rocha após um aumento de 5 MPa da tensão efetiva.

Figura 51 - Permeabilidade vertical equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

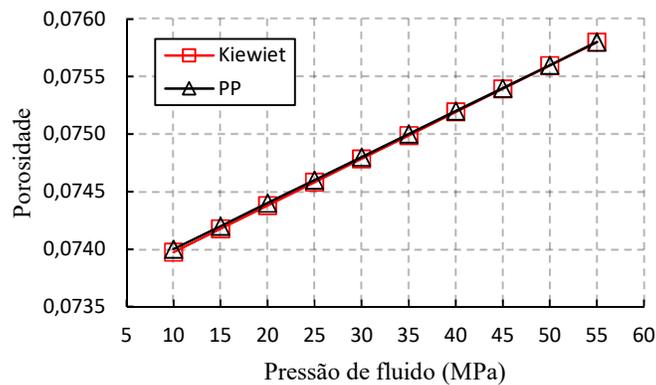
Figura 52 - Multiplicador de permeabilidade vertical da seção “max” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

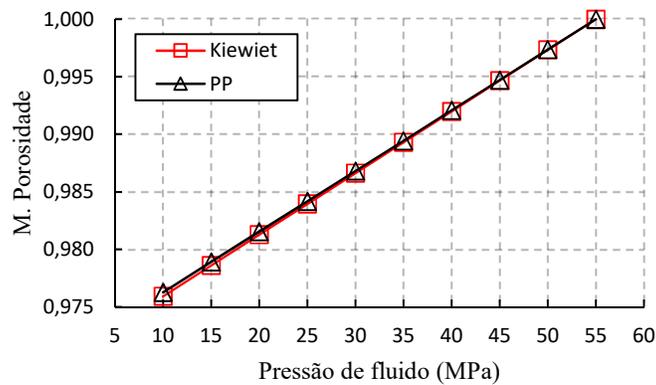
O comportamento da porosidade desta seção também acompanhou as demais seções, não há influência da lei de evolução de permeabilidade das fraturas nessa propriedade da matriz, como mostram as Figuras 53 e 54.

Figura 53 - Porosidade equivalente da seção “max” em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 54 - Multiplicador de porosidade da seção “max” em função da pressão de fluido

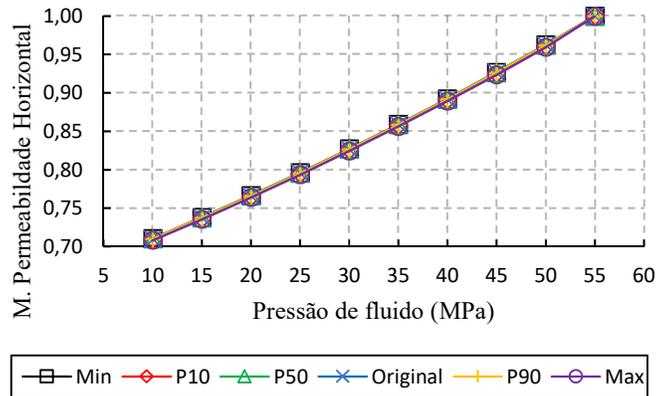


FONTE: O Autor, 2019.

Devido à importância dos multiplicadores de permeabilidades, horizontal e vertical, e porosidade na implementação do método de pseudoacomplamento, nas Figuras 55 a 60 são apresentadas as comparações entre esses multiplicadores de todas as seções em estudos e para cada uma das leis de evolução de permeabilidade de fraturas propostas.

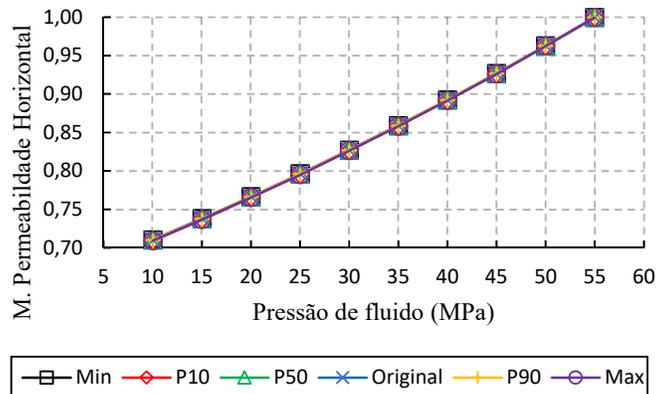
Nas Figuras 55 e 56 são apresentados os valores dos multiplicadores de permeabilidade horizontal de todas as seções e para as leis de Kiewiet e placas paralelas modificada, respectivamente. Como já constatado anteriormente, em todas as seções e para ambas as leis, a presença das fraturas não influencia o fluxo horizontal de fluido.

Figura 55 - Multiplicador de permeabilidade horizontal de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 56 - Multiplicador de permeabilidade horizontal de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada

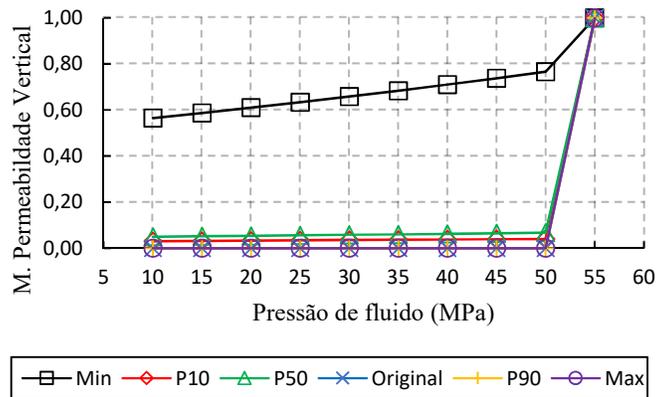


FONTE: O Autor, 2019.

Nas Figura 57 e 58 são apresentados os multiplicadores de permeabilidade vertical de todas as seções para as duas leis de permeabilidade das fraturas. A partir da observação de ambas as figuras, é possível afirmar que o comportamento do multiplicador é semelhante para todas as seções, exceto para a seção “min”, na qual o comportamento aproxima-se do linear. Isso se dá devido à baixa densidade de fratura nessa seção e a baixa influência dessas no fluxo de fluido, evidenciado pela pequena diferença entre a permeabilidade vertical equivalente inicial e a permeabilidade da matriz (Figura 21). Para as demais seções, utilizando a lei experimental (Figura 57), o multiplicador tende a zero com a depleção, confirmando a grande influência das fraturas no escoamento no estágio

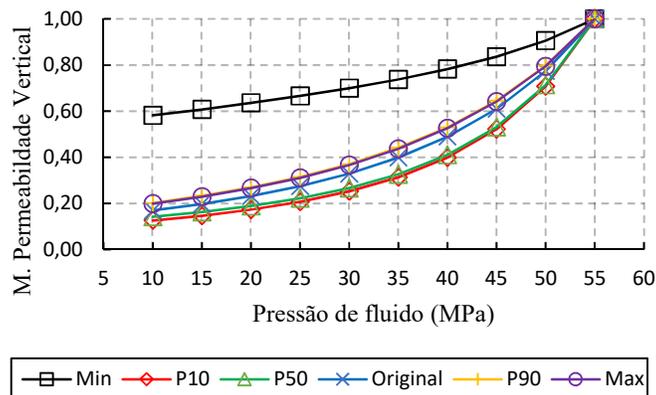
inicial e seu rápido fechamento com a diminuição da poropressão. Utilizando a lei teórica (Figura 58), foi observado uma diminuição mais suave do multiplicador com a depleção, chegando, para todas as seções com exceção da “min” em um valor médio de 0,18 ao final do processo. Para as seções com maiores densidades de fraturas e, conseqüentemente, maior influência delas no escoamento do fluido, os valores do multiplicador foram maiores diminuindo para seções com menores densidades de fraturas.

Figura 57 - Multiplicador de permeabilidade vertical de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet



FONTE: O Autor, 2019.

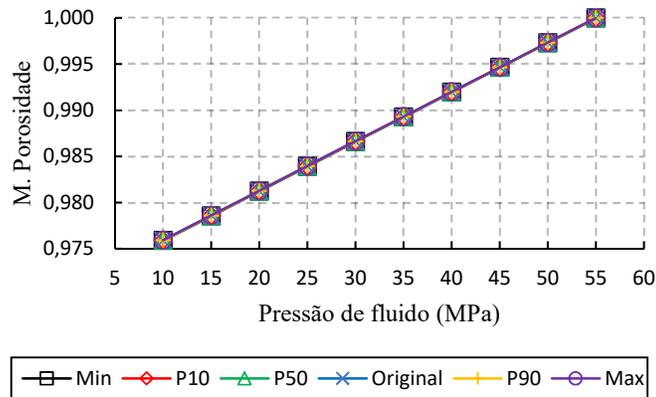
Figura 58 - Multiplicador de permeabilidade vertical de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada



FONTE: O Autor, 2019.

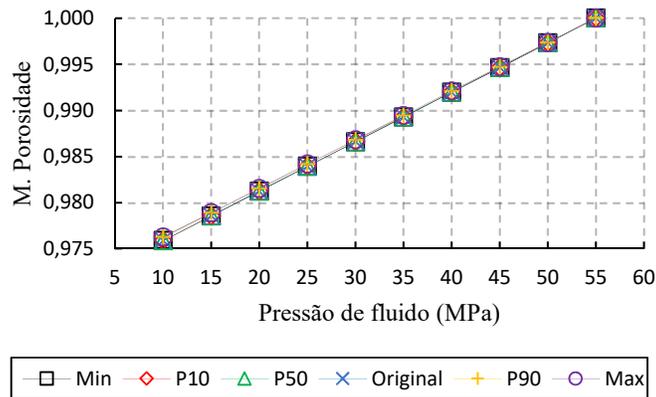
Nas Figuras 59 e 60 são apresentados os valores dos multiplicadores porosidade para todas as seções e utilizando as leis experimental e teórica, respectivamente. Conforme pode ser observado, a presença das fraturas e, conseqüentemente, a escolha da lei de permeabilidade não exercem influência sobre essa propriedade.

Figura 59 - Multiplicador de porosidade de todas as seções utilizando a lei de Kiewiet



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 60 - Multiplicador de porosidade de todas as seções utilizando a lei de placas paralelas modificada



FONTE: O Autor, 2019.

De acordo com os resultados apresentados nesta seção, nota-se que a influência da lei utilizada para o cálculo da permeabilidade das fraturas não é significativa para o fluxo na direção horizontal, uma vez que as discontinuidades são predominantemente verticais. Além disso, observa-se que a lei de permeabilidade de Kiewiet apresentou uma alta sensibilidade ao aumento de tensão efetiva, resultando em um fechamento rápido das

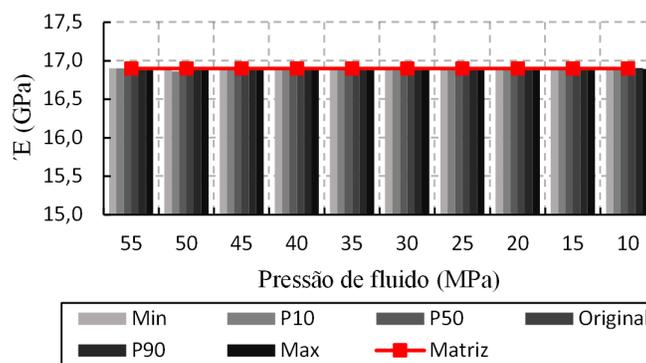
fraturas e perda de capacidade de escoamento de fluidos. Como esta lei é puramente experimental, pode não ser representativa de sistemas com alto nível de fraturas naturais. Por outro lado, este resultado é muito importante porque permite ter uma aproximação de como a produção de líquido se comportaria com uma rede de fraturas muito sensíveis a deformação. Dessa forma, para as análises posteriores, optou-se por utilizar apenas a lei teórica de placas paralelas modificada.

4.2 PARÂMETROS ELÁSTICOS EQUIVALENTES

Continuando com as análises, para compreender a influência das fraturas naturais no comportamento mecânico do meio poroso, foram determinados os parâmetros elásticos equivalentes de Módulo de elasticidade e Coeficiente de Poisson de cada seção.

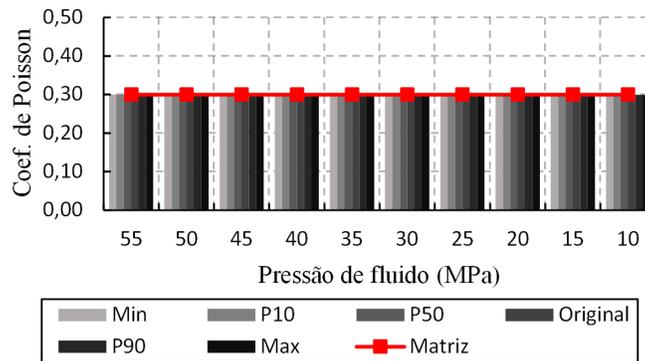
As Figuras 61 e 62 apresentam, respectivamente, a variação do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson, para todas as seções, em função da depressurização do reservatório. Nota-se que, independente da intensidade de fraturas, elas não influenciam significativamente nos valores dessas propriedades.

Figura 61 - Módulo de elasticidade equivalente em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

Figura 62 - Coeficiente de Poisson equivalente em função da pressão de fluido



FONTE: O Autor, 2019.

4.3 MODELO SEMI-ANALÍTICO

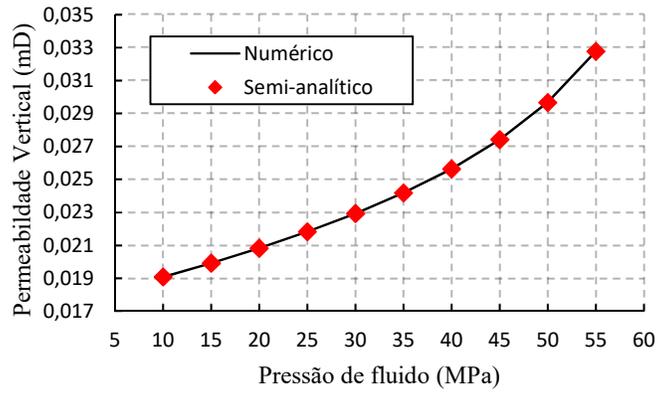
A partir da constatação da baixa influência das fraturas no comportamento mecânico do meio e com finalidade de diminuir o custo computacional da simulação numérica, foram obtidos resultados a partir da metodologia semi-analítica.

Com finalidade de verificar a convergência entre os modelos totalmente numérico, e o modelo semi-analítico, ambos adotando a lei de placas paralelas modificada para cálculo da permeabilidade das fraturas, foram comparadas as permeabilidades verticais equivalentes de cada método, de todas as seções de estudo em função da depleção do reservatório. Os valores de permeabilidade horizontal e porosidade não foram inseridos nesse comparativo pois, conforme demonstrado nos tópicos anteriores, não sofrem influência devido à presença das fraturas, uma vez que essas são predominantemente verticais.

As Figuras 63 a 68 mostram a comparação dos resultados das permeabilidades verticais equivalentes de todas as seções em função da pressão de fluido. Os gráficos apresentam uma boa convergência entre os dois modelos, mostrando que a desconsideração do salto de deslocamento no sub-problema mecânico não promove uma interferência considerável nas propriedades hidráulicas equivalentes do reservatório. Dessa forma, o método semi-analítico demonstra ser uma boa alternativa para melhora

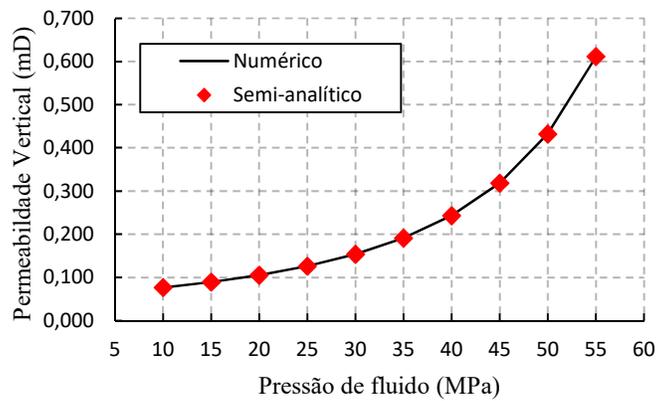
do custo computacional nas simulações de seções bidimensionais de reservatórios naturalmente fraturados.

Figura 63 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “min” para os modelos propostos



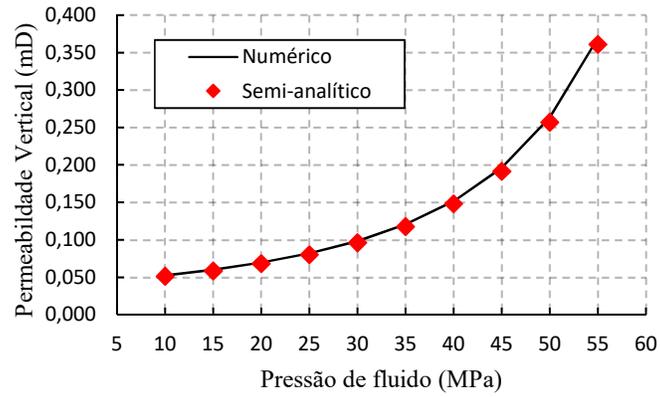
FONTE: O Autor, 2019.

Figura 64 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p10” para os modelos propostos



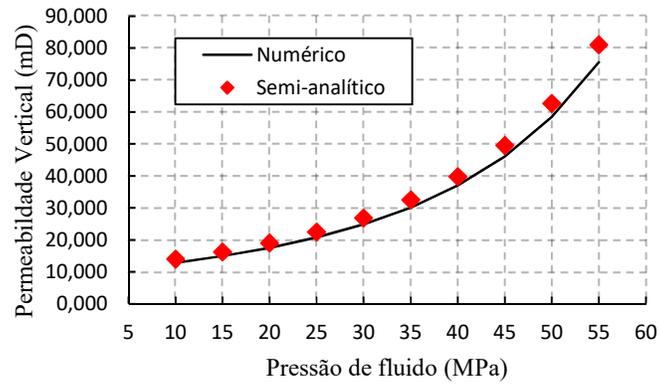
FONTE: O Autor, 2019.

Figura 65 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p50” para os modelos propostos



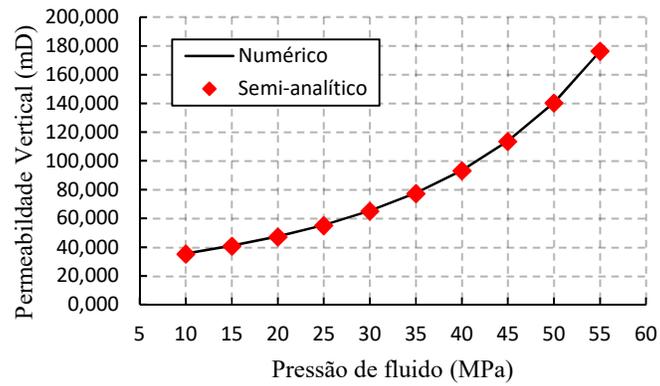
FONTE: O Autor, 2019.

Figura 66 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “original” para os modelos propostos



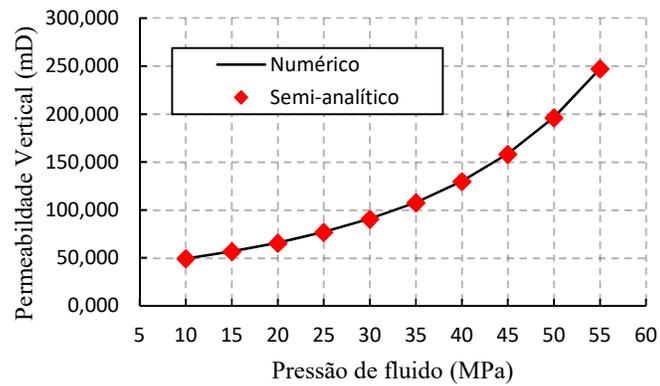
FONTE: O Autor, 2019.

Figura 67 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” para os modelos propostos



Fonte: O Autor, 2019

Figura 68 - Comparativo da permeabilidade vertical equivalente da seção “p90” para os modelos propostos



FONTE: O Autor, 2019.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo serão descritas as principais conclusões das análises dos resultados das simulações, também serão apresentadas sugestões de trabalhos futuros para alcançar um melhor entendimento sobre o comportamento reservatórios naturalmente fraturados durante seu desenvolvimento.

5.1 CONCLUSÕES

A principal contribuição deste trabalho foi o desenvolvimento de uma metodologia para obtenção dos parâmetros equivalente, hidráulicos e mecânicos, de seções bidimensionais de uma célula 3D representativa do Pré-sal brasileiro, via análise considerando acoplamento hidromecânico associado a modelo de fechamento de fraturas e formulação de pseudoacoplamento.

Com finalidade de avaliar o impacto da permeabilidade das fraturas no escoamento de fluido no meio fraturado, foram realizadas simulações adotando duas leis de permeabilidade de fratura: a lei experimental proposta por Kiewiet (2015) e a lei de placas paralelas modificada. Destas simulações pode-se concluir que a maneira como se considera a variação de permeabilidade da fratura é o que mais impactou o resultado final. Quando se compara os resultados é possível observar que a lei experimental é extremamente sensível às variações de tensões e logo deixam de se comportar como canais de fluxo. É importante ressaltar que a lei experimental adotada foi determinada em ensaios de amostras com uma única fratura e pode não ser representativa de um meio com várias fraturas naturais que se conectam.

Devido à predominância das fraturas na direção vertical, para seções com diferentes intensidades de fraturas, a permeabilidade horizontal, a porosidade e seus respectivos multiplicadores não mudaram, inclusive, apresentando valores iguais ao da matriz rochosa, diferentemente do que acontece quando se avalia a permeabilidade vertical. Para esta direção, quanto maior a intensidade das fraturas, maior foi o valor da permeabilidade equivalente, exceto quando comparadas as seções “p10” e “p50”, uma vez que na seção “p10”, a fratura de maior contribuição para o escoamento apresenta uma permeabilidade maior que as fraturas da seção “p50”, sendo um fator determinante para esse resultado. Apesar de valores diferentes, os multiplicadores de permeabilidade vertical das seções apresentaram comportamento semelhante, exceto a seção “min” que

apresentou um comportamento quase linear, uma vez que essa seção apresenta uma baixa intensidade de fratura, predominando o comportamento a matriz.

Com finalidade de compreender o comportamento mecânico do meio com a presença das fraturas, foram analisados os comportamentos do módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson equivalentes, que demonstraram não sofrer influência da presença das fraturas, dado que para todas as seções esses valores apresentaram pouca variação em relação ao valor da matriz rochosa.

Uma vez identificado a baixa influência das fraturas no comportamento mecânico do reservatório, foi adotado um método semi-analítico, primeiramente proposto por Beserra (2015), para simular e calcular o comportamento equivalente do meio naturalmente fraturado. Neste modelo, o salto de deslocamento calculado pelo modelo de Bandis *et al.* (1983) é calculado analiticamente a partir do campo de tensões efetivas. O método apresentou resultados muito semelhantes ao modelo totalmente numéricos, o que possibilita a utilização desse método para ganho de custo computacional e sem perdas na qualidade do resultado final.

A partir dessas análises, pode-se afirmar que a técnica para incorporação das fraturas na malha de elementos finitos utilizada para simulação apresentou resultados satisfatórios.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

- Comparação das permeabilidades equivalentes obtidas a partir da simulação numérica com modelo geométrico proposto por Oda (1985);
- Considerar o efeito das tensões cisalhante no comportamento mecânico das fraturas, bem como um modelo que considere a rugosidade dessas fraturas;
- Adequar o modelo de incorporação de fraturas na malha de elementos finitos tridimensional, com finalidade obtenção das propriedades equivalentes de um bloco 3D, dessa forma, obter análises mais representativas de um caso real;
- Aplicar os valores dos multiplicadores calculados em um modelo de pseudoacoplamento utilizando um software comercial.

REFERÊNCIAS

AGUILERA, R. **Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs**. Calgary, Canadá: Servipetrol Ltd., 1998.

AHMED ELFEEL, M.; AND GEIGER, S. Static and Dynamic Assessment of DFN Permeability Upscaling. *In: EAGE ANNUAL CONFERENCE & EXHIBITION*, 2012. Copenhagen. **Proceedings** [...]. Copenhagen: 2012.

AHMED ELFEEL, M.; COUPLES, G. D.; GEIGER, S.; AND MA, J. Upscaled Multiphase Flow Properties of Fracture Corridors. *In: SPE CASPIAN CARBONATES TECHNOLOGY CONFERENCE*, 2010, Atyrau. **Proceedings** [...]. Atyrau: 2010.

ASSIS, D. C. A. **Simulação Hidromecânica 3D em Análogo de Reservatório Carbonático Naturalmente Fraturado**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2019.

AZEVEDO, F. S. **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

AZIM, R. A. **Fluid Flow Simulation in Discrete Fractures for Estimation of Production Potential of Fractured Basement Reservoirs**. 2015. Thesis (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – School of Petroleum Engineering, University of New South Wales, Sidney, Australia, 2015.

BANDIS, S. C.; LUMSDEN, A. C.; BARTON, N. R. Fundamentals of rock joint deformation. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, Great Britain, v. 20, n. 6, p. 249-268, 1983.

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**, Moscow, v. 24, n. 5, p. 1286–1303, 1960.

BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: American Elsevier, 1972.

BERRONE, S.; FIDELIBUS, C.; PIERACCINIC, S.; SCIALÒA, S.; VICINIA, F. Unsteady Advection-Diffusion Simulations in Complex Discrete Fracture Networks with an Optimization Approach. **Journal of Hydrology**, v. 566, p. 332-345, 2018.

BESERRA, L.de S. **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico Via Elementos Finitos com Descontinuidades Incorporadas**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

BIOT, M. A. General Theory of Three Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, p. 155-164. 1941.

BRATTON, T. *et al.* The nature of naturally fractured reservoirs. **Oilfield Review**, v. 18, p. 4-23, 2006.

CHEN, H.-Y.; TEUFEL, L.W.; LEE, R.L. Coupled Fluid Flow and Geomechanics in Reservoir Study: I. Theory and Governing Equations. *In*: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE & EXHIBITION, 1995, Dallas. **Proceedings** [...]. Dallas: 1995.

DEAN, R. H.; GAI, X.; STONE, C. M.; MINKOFF, S. E. A comparison of techniques for coupling porous flow and geomechanics. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 11, n. 01, p. 132–140, 2006.

FALCÃO, F.O.L. **Simulação Hidromecânica de Reservatório de Petróleo Através de Pseudoacoplamento**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

FALCÃO, F. *et al.* Synthetic Benchmark for the Computation of Equivalent Properties in Coupled Flow and Geomechanics Conditions for a Fractured Carbonate Rock. *In*: 2nd INTERNATIONAL DISCRETE FRACTURE NETWORK ENGINEERING CONFERENCE, 2018, Washington. **Proceedings** [...]. Washington: 2018.

FJAER, E. *et al.* **Petroleum related rock mechanics**. 2nd. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008.

GANIS, B.; GIRAULT, V.; MEAR, M.; SINGH, G.; WHEELER, M. Modeling Fractures in a Poro-Elastic Medium. **Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies Nouvelles**, v. 69, n. 4, p. 515-528, 2014.

GIRAULT, V.; WHEELER, M. F.; GANIS, B.; MEAR, M. E. A Lubrication Fracture Model in a Poro-elastic Medium. **Mathematical Models and Methods in Applied Sciences**, v. 25, n. 4, p. 587-645, 2015.

GÓMEZ, A. M. Z. **Modelagem do fraturamento hidráulico e fechamento de fraturas por depleção em meios naturalmente fraturados via método dos elementos finitos com descontinuidades incorporadas**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

GONG, B.; KARIMI-FARD, M.; DURLOFSKY, L. J. Upscaling discrete fracture characterizations to dual-porosity, dual-permeability models for efficient simulation of flow with strong gravitational effects. **SPE Journal**, v. 13, no. 1, p. 58-67, 2008.

GUIMARÃES, L. N.; GENS, A.; OLIVELLA, S. Coupled thermo-hydromechanical and chemical analysis of expansive clay subjected to heating and hydration. **Transport in Porous Media**, v. 66, p. 341–372, 2007.

GUPTA, A.; AVILA, R.; PENUELA, G. An integrated approach to the determination of permeability tensors for naturally fractured reservoirs. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 40, n. 12, p. 43-48, 2001.

KARIMI-FARD, M.; GONG, B.; DURLOFSKY, L. J. Generation of coarse-scale continuum flow models from detailed fracture characterizations. **Water Resources Research**, v. 42, n.10, 2006.

KAZEMI, H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 9, n. 4, p. 451–462, 1969.

KAZEMI, H., GILMAN, J.R., EISHARKAWY, A.M. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions. **SPE Reservoir Engineering**, v. 7, n. 2, p. 219–227, 1992.

KIEWIET, M. C. D. **Comportamento Hidromecânico de Zona de Falha em Travertino: Estudo Experimental e Numérico sobre o impacto da Reativação Estrutural na Produção de Reservatórios**. 2015. Tese (Doutorado em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

KIM, J.; TCHELEPI, H.; JUANES, R. Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: Fixed-stress and fixed-strain splits. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v. 200, n. 13–16, p. 1591 – 1606, 2011.

LARSSON, R.; RUNESSON, K. Element-embedded localization band based on regularized displacement discontinuity. **Journal of Engineering Mechanics**, v. 122, n. 5, p. 402–411, 1996.

LEWIS, R. W.; SHREFLER, B. A. **The finite element method in the static and dynamic deformation and consolidation of porous media**. 2nd ed. New York: John Wiley, 1998.

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

MANZOLI, O. L.; SHING, P. B. A General Technique to Embed non-Uniform Discontinuities into standard solid finite element. **Compute & Structures**, v. 84, p. 742-757, 2006.

MARCONDES, P. E. P. **Relações Experimentais entre Tensão e Propriedades de Fratura em Meios Sintéticos Anisotrópicos**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

MATTHÄI, S. K., AND NICK, H. M. Upscaling two-phase flow in naturally fractured reservoirs. **AAPG BULLETIN**, v. 93, n. 11, p. 1621-1632, 2009.

MONTARON, B. Carbonate Evolution. **Oil and Gas Middle East August**, p. 26-32. 2008.

MORALES, H. E. G. **Estudio de Geometria Fractal en Roca Fracturada y Series de Tiempo**. 2008. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) – Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2008.

NELSON, R. A. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. 2. Ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001.

ODA, M. Permeability Tensor for Discontinuous Rock Masses. **Geotechnique**, v.35, n. 4, p. 483 – 495. 1985.

OLIVEIRA, R. W. **Estudo da Integridade da Cimentação em Poços Submetidos a Injeção de Vapor via Técnica de Fragmentação de Malha de Elementos Finitos**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

OLIVELLA, S.; CARRERA, J.; GENS, A.; ALONSO, E. E. Numerical formulation for a Simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations**, v.13, n. 7, p. 87-112, 1996.

OLIVER, J. Modeling strong discontinuities in solid mechanics via strain softening constitutive equations. Part 1: Fundamentals. Part 2: Numerical simulation. **International Journal for Numerical Methods in Engineering**, v. 39, n. 21, p. 3575–3600, 1996.

SAALFELD, R. Q. **Simulação de reservatórios naturalmente fraturados utilizando modelos equivalentes de porosidade simples**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SAMIER, P.; HUESPE, A.; BLANCO, S.; LINERO, D. Coupled Analysis of Geomechanics and Fluid Flow in Reservoir Simulation. *In*: SPE RESERVOIR SIMULATION SUMPOSIUM, 2003, Houston. **Proceedings** [...]. Houston: 2003.

SARKAR, S.; TOKSOZ, M. N.; BURNS, D. R. Fluid flow modeling in fractures. Massachusetts Institute of Technology. **Earth Resources Laboratory**, Cambridge, 2004.

SCHLUMBERGER. **Carbonate Reservoirs: Evaluation, drilling and completion solutions to overcome challenging heterogeneity**. Disponível em: <https://www.slb.com/technical-challenges/carbonates>. Acesso em: 01 mai. De 2019.

SEIXAS, M. G. **Modelagem Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico de Rochas via Elementos Finitos com Elementos Especiais de Interface**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

SETTARI, A.; WALTERS, D. A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction. **SPE Journal**, v. 6, n. 03, p. 334–342. 2001.

STEARNS, D.W.; FRIEDMAN, M. Reservoirs in fractured rock, **AAPG Memoir**, v. 16, p. 82–100, 1972.

TEIMOORI, A.; CHEN, Z.; RAHMAN, S. S.; TRAN, T. Effective permeability calculation using boundary element method in naturally fractured reservoirs. **Petroleum Science and Technology**, v. 23, n. 5-6, p. 693-709, 2005.

TEIXEIRA, J. C. **Simulação por Linhas de Fluxo com Acoplamento Geomecânico**. Tese (Dourado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

TERZAGHI, K. **Theoretical Soil Mechanics**. Nova York: John Wiley and Sons, 1943.

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

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 4. Ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2015.

TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. An overview of iterative coupling between geomechanical deformation and reservoir flow. *In*: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS HEAVY OIL SYMPOSIUM, v. 25, n. 4, 2005, Alberta. **Proceedings** [...]. Alberta: 2005. p. 587–645.

WANG, J. A.; PARK, H. D. Fluid permeability of sedimentary rocks in a complete stress-strain process. **Engineering Geology**, v. 63, p. 291-300, 2002.

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

WU, Y. **Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoir**. Reino Unido: Gulf Professional Publishing, 2016.

ZIMMERMAN, R. W. **Compressibility of Sandstones**. Nova York: Elsevier, 1991.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.