



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS**



**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL**

DÉBORA CRISTINA ALMEIDA DE ASSIS

**SIMULAÇÃO HIDROMECÂNICA 3D EM ANÁLOGO DE RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO NATURALMENTE FRATURADO**

Recife

2019

DÉBORA CRISTINA ALMEIDA DE ASSIS

**SIMULAÇÃO HIDROMECÂNICA 3D EM ANÁLOGO DE RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO NATURALMENTE FRATURADO**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de doutora em Engenharia Civil.

Área de concentração: Geotecnia.

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

Coorientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

A848s	<p>Assis, Débora Cristina Almeida de. Simulação hidromecânica 3D em análogo de reservatório carbonático naturalmente fraturado / Débora Cristina Almeida de Assis. – 2019. 196 folhas, il., gráfs., tabs.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães. Coorientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.</p> <p>Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019. Inclui Referências.</p> <p>1. Engenharia Civil. 2. Reservatórios carbonáticos. 3. Simulação tridimensional. 4. Fechamento de fratura. 5. Permeabilidade equivalente. 6. Reservatórios naturalmente fraturados. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento. (Orientador). II. Gomes, Igor Fernandes. (Coorientador). III. Título.</p>
624 CDD (22. ed.)	UFPE BCTG/2019-209

DÉBORA CRISTINA ALMEIDA DE ASSIS

**SIMULAÇÃO HIDROMECAÂNICA 3D EM ANÁLOGO DE RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO NATURALMENTE FRATURADO**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos necessários à obtenção a obtenção do título de doutora em Engenharia Civil.

Aprovada em: 22 de abril de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Dr.^a Flávia de Oliveira Lima Falcão (Examinadora Externa)
PETROBRAS

Prof. Dr. Tiago Siqueira de Miranda (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.^a Dr.^a Lícia Mouta da Costa (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Antônio Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Ao Antônio José de Assis, meu pai.
Ao Pedro Martins de Almeida, o sentido da
minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por tudo. Sempre.

Aos meus pais, por serem joias preciosas em minha vida. Obrigada pelo cuidado, incentivo e preocupação nessa jornada. Por cuidarem com tanto amor do meu filho, Pedro, durante as férias para que eu pudesse me dedicar mais intensivamente ao meu trabalho.

Ao meu esposo e grande parceiro por todo amor, paciência e apoio incondicional em tudo. Por viver este projeto junto comigo.

Ao meu filho que mesmo sem entender, foi a mola propulsora que me deu forças até o final deste trabalho. Por todo amor e carinho com sua “Amy Rose”.

As minhas amadas irmãs e melhores amigas pela preocupação, conselhos, apoio e incentivo em todas as etapas da minha vida.

Ao meu cunhado, Felipe, por estar presente e sempre procurando uma forma de me apoiar. E meu cunhado, Alexandre, que mesmo longe mandou energia positiva.

À minha sogra pela preocupação e oração durante esta jornada.

A Rafael pelo apoio e orientação no desenvolvimento do meu trabalho. E pelas incríveis conversas e debates sobre os mais diversos assuntos. A Jonathan por toda ajuda no processo inicial de programação e por todas as dicas e conhecimentos fornecidos.

As minhas amigas de longa data Priscila, Rose, Laís e Luciana pela força, parceria e maravilhosas risadas. As minhas amigas Marcela e Edigleide, grandes amigas desde o colegial, que mesmo com a distância me apoiaram, ajudaram e torceram nesta etapa. À Leila por todo apoio e conselho.

Nayara e Ana Itamara, pessoas maravilhosas que tive a oportunidade de conhecer. A vocês minha gratidão por todas as conversas de estímulo e apoio ao longo destes anos. Espero semear esta amizade. A Laura, menina que tive o grande prazer de me aproximar nesta etapa final. Ao colega Bruno pela troca de experiência na modelagem tridimensional. Aos demais

colegas Daniel, Franklyn, Jean, Ricardo, Rayane, Shirley, Aldemir, Katia, Sávio e Oscar pelas agradáveis conversas e boas risadas.

Ao corpo administrativo da Pós-graduação em Engenharia Civil, Andrea, Claudiana e Cleide, por toda a atenção e por sempre resolverem as minhas demandas. Aos funcionários do Laboratório de Solos por torcerem por mim e fazerem um café maravilhoso para me dar energia.

Aos colegas da Universidade Federal de Alagoas, Zenilda, Nayra, João Paulo, Glydianne, Lucas Gouveia, Heleno, Lucas Meili, Leonardo, Michele e Luís, por todo suporte dado no meu período de afastamento.

Aos professores Leila, Lícia e Tiago Miranda por participarem da minha banca de qualificação e pelas valiosas correções realizadas no meu trabalho.

Professor Silvio, figura muito querida, que me cedeu um espaço reservado para o desenvolvimento das minhas atividades. À Andrea, Arthur e Felipe por dividirem momentos e pelas maravilhosas conversas.

Ao meu orientador, Leonardo Guimarães, por todo apoio e orientação desde o mestrado. Por ser este profissional extremamente competente e comprometido com a pesquisa. Minha admiração e gratidão.

Ao meu coorientador, Igor Gomes, sua bondade e generosidade deviam ser tombadas patrimônio imaterial do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica. Obrigada por ser uma referência de competência profissional e caráter. À sua esposa, Juliana, por ser um anjo de luz que sempre apareceu nos momentos de maior angústia pra me mostrar que eu iria alcançar a vitória. Vocês são um instrumento de Deus em minha vida. Serei eternamente grata.

RESUMO

Os reservatórios naturalmente fraturados possuem características distintas e podem armazenar grandes volumes de óleo. A coleta de informações geológicas em subsuperfície é um desafio para a representação realista destes reservatórios e, para suprir esta lacuna, o estudo de análogos surge como uma ferramenta para complementar as informações. A presença de fraturas na matriz rochosa torna a modelagem complexa e exige modelos numéricos representem a hidrodinâmica dos dois meios presentes. As malhas tridimensionais precisam representar as estruturas geológicas possibilitando simulações com menor custo computacional. Uma opção de modelagem acoplada, mas sem aumento do custo computacional, é o emprego da estratégia de Pseudo Acoplamento em softwares que resolvem o problema hidráulico, porém incorporam o efeito geomecânico através da adoção de tabelas que relacionam poropressão e multiplicadores de porosidade e permeabilidade. Estas tabelas são geradas de forma explícita empregando-se uma modelagem hidro-mecânica. O objetivo deste trabalho a determinação das propriedades petrofísicas equivalentes e sua relação com o campo de pressões, ou seja, a obtenção de tabelas de pseudoacoplamento considerando simulação em elementos finitos com acoplamento hidromecânico, empregando o modelo de Barton Bandis para determinação do fechamento das fraturas. Compõe também o objetivo a construção de um programa para auxiliar a geração automatizada de malhas tridimensionais de reservatórios naturalmente fraturados. As simulações adotaram um reservatório sob condição edométrica, para diferentes valores de poropressão, uma vez que é um contexto geomecânico condizente com reservatórios depletados. Além dos cenários de validação, foram analisados dois problemas realistas, sendo o primeiro referente à uma célula de simulação de reservatório carbonático naturalmente fraturado do Pré-Sal brasileiro, neste avaliou-se o impacto da deformação das fraturas no cálculo do fechamento das aberturas. O segundo consistindo em um bloco de simulação contemplando dados geológicos e geomecânicos dos laminitos da Formação Crato, NE-Brasil, que corresponde a análogo de uma feição do Pré-Sal, avaliando a interferência de diferentes sistemas de fraturas na permeabilidade global equivalente do reservatório. As malhas geradas representaram adequadamente as feições geológicas dos reservatórios com grande densidade de fratura. As deformações provenientes das fraturas no cálculo do fechamento final das aberturas não geraram impacto considerável na permeabilidade global do reservatório. E os resultados obtidos, mostram que diferentes esquemas de fraturas produzem impacto na permeabilidade

global do reservatório. A presença de fraturas horizontais, mesmo que possuam baixa permeabilidade, promoverão um aumento na permeabilidade global do reservatório.

Palavras-chave: Reservatórios carbonáticos. Simulação tridimensional. Fechamento de fratura. Permeabilidade equivalente. Reservatórios naturalmente fraturados.

ABSTRACT

The naturally fractured reservoirs have different characteristics and can store large volumes of oil. The collection of geological information on subsurface is a challenge for the realistic representation of these reservoirs, and to fill this gap, the study analogues arises as a tool to complement the information. The presence of fractures in the rock matrix makes modeling complex and requires numerical models representing the hydrodynamics of the two gifts. The three-dimensional meshes have to represent the geological structures enabling simulations with lower computational cost. A coupled modeling option, but without increasing the computational cost is the use of Pseudo strategy coupling in software that solve the hydraulic problem, but they enter the geomechanical effect through the adoption of tables relating pore pressure and multipliers porosity and permeability. These tables are generated explicitly employing a hydro-mechanical modeling. The aim of this study to determine the equivalent petrophysical properties and their relationship to the pressure field, ie, obtaining pseudo coupling tables considering simulation finite element with hydromechanical coupling, using the model of Barton Bandis to determine the closing of the fractures. also makes up the objective to build a program to assist the automated generation of three-dimensional mesh of naturally fractured reservoirs. Simulations have adopted a reservoir under edometric condition, pore pressure to different values, since it is a geomechanical context consistent with depleted reservoirs. In addition to the validation sets were analyzed realistic two problems, the first refers to a carbonate reservoir simulation cell naturally fractured the pre-salt, this evaluated the impact of deformation of fractures in the calculation of closing the apertures. The second consisting of a simulation block considering geological data and geomechanical of laminations of Crato Formation, NE-Brazil, which corresponds to the analog of a feature of the pre-salt, evaluating the interference of different fracture systems at equivalent overall permeability of the reservoir. The meshes generated properly accounted for the geologic reservoirs with large fracture density. The deformations from fractures in calculating the final closing of the openings do not generate significant impact on the overall permeability of the reservoir. And the results show that different schemes produce fractures impact on the overall permeability of the reservoir. The presence of horizontal fractures, even if they have low permeability, promote an increase in the overall permeability of the reservoir.

Keywords: Carbonate reservoirs. Three-dimensional simulation. Fracture closure. Equivalent permeability. Naturally fractured reservoirs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Distribuição das rochas reservatórios do Pré-sal e perfil com as camadas de exploração.....	27
Figura 2 -	Vista microscópica da fratura.....	36
Figura 3 -	Densidade de fratura.....	37
Figura 4 -	Técnica de scanline para aquisição de informações das fraturas.....	38
Figura 5 -	Localização da Bacia do Araripe.....	42
Figura 6 -	Profundidade da formação Crato.....	43
Figura 7 -	Informações coletadas em campo para geração do geológico-estrutural.....	44
Figura 8 -	Fotografias das fraturas que ocorrem na Formação.....	45
Figura 9 -	Modelo conceitual das estruturas presentes no laminito da Fm. Crato. Sh - fraturas de cisalhamento; St - estilólito; Vv - veios verticais; J - juntas; Hv - veios horizontais; Vg - fraturas vugulares.....	46
Figura 10 -	Classificação dos tipos de fraturas.....	48
Figura 11 -	Modelos de reservatórios fraturados.....	49
Figura 12 -	Tensão normal x fechamento da fratura para o modelo de Bandis (1983).....	53
Figura 13 -	Ensaio de inclinação para ângulo de atrito e o JRC.....	54
Figura 14 -	Modelo desenvolvido para o cálculo do coeficiente de rugosidade.....	55
Figura 15 -	Decomposição do campo de deslocamentos do elemento com descontinuidade embebida.....	66
Figura 16 -	Seção transversal do material.....	70
Figura 17 -	Elemento unidimensional submetido a carregamento	

	uniaxial F.....	72
Figura 18 -	Diagrama de tensão deformação e evolução da variável dano.....	75
Figura 19 -	Curva tensão normal versus fechamento da fratura	78
Figura 20 -	Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade incorporada	82
Figura 21 -	Modelo de placas paralelas	83
Figura 22 -	Elemento finito com descontinuidade incorporada no problema de fluxo	85
Figura 23 -	Interpolação da pressão nos elementos com fraturas incorporadas	88
Figura 24 -	Arquivo de saída do programa “ver_saida_3d.m”	93
Figura 25 -	Informações de entrada do programa “geraDFN_coords.m”	93
Figura 26 -	Fraturas verticais e horizontais	94
Figura 27 -	Programa “gera3d.m”	96
Figura 28 -	Formas de inserção das fraturas para geração da malha ..	97
Figura 29 -	Planos, linhas e nós gerados no “gera3d.m”	99
Figura 30 -	Arquivo de entrada para o TenGen	100
Figura 31 -	Comandos do TetGen	101
Figura 32 -	Programa “wite_TetGen.m”	103
Figura 33 -	Programa “geraGeo3d.m”	104
Figura 34 -	Fluxograma com todos os programas utilizados	105
Figura 35 -	Fluxograma dos programas de Pré-processamento	107
Figura 36 -	Malha de elementos finitos e condições de contorno	110
Figura 37 -	Resultados das características hidráulicas	111
Figura 38 -	Distribuição da pressão	112

Figura 39 -	Resultados da evolução da pressão do reservatório	112
Figura 40 -	Malhas com diferentes intensidades de refinamento da malha	113
Figura 41 -	Malha de elementos finitos discretizada	115
Figura 42 -	Condições de contorno do problema	115
Figura 43 -	Distribuição da pressão de fluido para P=55Mpa	117
Figura 44 -	Distribuição da permeabilidade ao longo do reservatório para P=55Mpa	117
Figura 45 -	Análise da abertura e da permeabilidade ao longo do tempo	118
Figura 46 -	Distribuição dos vetores de fluxo ao longo do reservatório para P=55Mpa	119
Figura 47 -	Elementos selecionados para análise	119
Figura 48 -	Análise da abertura para diferentes pressões	120
Figura 49 -	Análise do modelo de fechamento proposto por Barton-Bandis	121
Figura 50 -	Polígono delimitando a Bacia de Santos	122
Figura 51 -	Polígono delimitando a área do Pré-sal	123
Figura 52 -	Modelo geológico composto por 1200 células	124
Figura 53 -	Dimensões do modelo e condições de contorno do problema	125
Figura 54 -	Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x	128
Figura 55 -	Distribuição dos vetores de fluxo no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x	128
Figura 56 -	Variação da permeabilidade	129
Figura 57 -	Comportamento da permeabilidade	129

Figura 58 -	Detalhe do comportamento da permeabilidade para as fraturas 16,17 e 18	131
Figura 59 -	Abertura versus pressão para a fratura 12	133
Figura 60 -	Avaliação do fechamento das fraturas 12, 14, 16, 17 e 18	134
Figura 61 -	Comparativos dos valores dos multiplicadores de permeabilidade para os modelos de acoplamento hidromecânico simulados	137
Figura 62 -	Configuração da distribuição e orientação das fraturas horizontais e verticais no modelo do reservatório	139
Figura 63 -	Características da formação Crato.....	140
Figura 64 -	Dimensões do modelo e malha de elementos finitos.....	142
Figura 65 -	Condições de contorno do problema para os casos simulados.....	143
Figura 66 -	Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x.....	145
Figura 67 -	Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128.....	146
Figura 68 -	Distribuição dos vetores de fluxo com diferente intensidade.....	147
Figura 69 -	Comportamento do fechamento da fratura 7 pela variação de pressão.....	148
Figura 70 -	Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 12, 14, 16, 17 e 18.....	149
Figura 71 -	Evolução da permeabilidade horizontal para as fraturas 4, 7,12 e 47 nas pressões simuladas.....	150
Figura 72 -	Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x.....	154
Figura 73 -	Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137,	

	2510, 19117 e 128.....	155
Figura 74 -	Distribuição dos vetores de fluxo com diferentes intensidades.....	155
Figura 75 -	Abertura final da fratura 75 para as diferentes pressões simuladas.....	156
Figura 76 -	Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88.....	157
Figura 77 -	Comportamento da permeabilidade com a variação da pressão imposta nas simulações.....	158
Figura 78 -	Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x.....	162
Figura 79 -	Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128.....	162
Figura 80 -	Distribuição dos vetores de fluxo com diferentes intensidades.....	163
Figura 81 -	Evolução da abertura ao longo do tempo para diferentes pressões para a fratura 75.....	164
Figura 82 -	Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88.....	164
Figura 83 -	Avaliação da diminuição da permeabilidade em virtude do fechamento da abertura inicial, fraturas 4, 7,12 e 45...	165
Figura 84 -	Distribuição da pressão nas direções para injeção de fluido nas direções x, y e z para pressão de 50Mpa.....	170
Figura 85 -	Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção x, nos três cenários analisados.....	171
Figura 86 -	Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção y, nos três cenários analisados.....	172
Figura 87 -	Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção z, nos três cenários analisados.....	173

Figura 88 -	Curvas das permeabilidades equivalentes na direção x para as diferentes pressões, nos três cenários simulados neste estudo.....	175
Figura 89 -	Curvas das permeabilidades equivalentes na direção y para as diferentes pressões, nos três cenários simulados neste estudo.....	176
Figura 90 -	Curvas das permeabilidades equivalentes na direção z para as diferentes pressões, nos três cenários simulados neste estudo.....	177
Figura 91 -	Curvas dos multiplicadores da permeabilidade equivalente na direção x, y e z para as diferentes pressões, nos três cenários simulados neste estudo.....	178
Figura 92 -	Curvas dos multiplicadores da porosidade equivalente para as diferentes pressões, nos três cenários simulados neste estudo.....	179
Figura 93 -	Gráfico em barra do fechamento para a fratura 7, nas pressões simuladas.....	180
Figura 94 -	Variação da permeabilidade equivalente k_x , k_y e k_z do cenário 02 em relação ao cenário 01.....	181
Figura 95 -	Comparativo da permeabilidade equivalente para o cenário 03.....	182

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Programas desenvolvidos e arquivos gerados	106
Tabela 2 -	Características das malhas (nós e número de elementos)	113
Tabela 3 -	Comparativo dos valores das vazões entre as malhas simuladas	114
Tabela 4 -	Propriedades hidráulicas e mecânicas dos materiais	116
Tabela 5 -	Aberturas e permeabilidades das fraturas	126
Tabela 6 -	Propriedades mecânicas e hidráulicas do problema	127
Tabela 7 -	Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões	132
Tabela 8 -	Fatores multiplicadores das permeabilidades	133
Tabela 9 -	Cálculo do erro relativo entre as permeabilidades equivalentes para simulações com o Modelo 1 e Modelo 2 ..	136
Tabela 10 -	Informações geológicas inseridas no “INSERE_FRATURAS”, para geração das famílias de fraturas verticais	139
Tabela 11 -	Propriedades hidráulicas e mecânicas da rocha reservatório .	141
Tabela 12 -	Propriedades hidráulicas e mecânicas das fraturas para os cenários 01, 02 e 03	142
Tabela 13 -	Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 01	151
Tabela 14 -	Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 01	152
Tabela 15 -	Porosidade equivalente e multiplicador da porosidade para o cenário 01	153
Tabela 16 -	Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02	159

Tabela 17 -	Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02	160
Tabela 18 -	Porosidade equivalente e multiplicador da porosidade para o cenário 02	161
Tabela 19 -	Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02	166
Tabela 20 -	Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 03	167
Tabela 21 -	Porosidade equivalente e multiplicador da permeabilidade para o cenário 03	168

LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

FEM	<i>Finite Element Method</i>
ACDF	Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes
CODE_BRIGHT	<i>COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport</i>
UPC	Universidade Politécnica de Catalunha
DFN	<i>Discrete Fracture Network</i>
BEM	<i>Boundary Element Method</i>
DEM	<i>Discrete Element Method</i>
DDM	<i>Displacement Discontinuity Method</i>
XFEM	<i>eXtended Finite Element Method</i>
GFEM	<i>Generalized Finite Elements Method</i>
MatLab	<i>Matrix Laboratory</i>
PLCs	<i>Piecewise Linear Complexes</i>
JRC	Coefficiente de rugosidade da fratura
JCS	Resistência a compressão da parede da fratura
LMCG	Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica

LISTA DE SIMBOLOS

A	Área total de uma seção transversal
σ	Tensão aparente nominal
τ	Tensão equivalente
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformações
\mathbf{T}	Vetor de tensões
f_t	Resistência à tração
E	Módulo de elasticidade (ou módulo de Young)
G_f	Energia de fratura
\mathbf{n}	Vetor unitário normal à base do elemento
K	Módulo volumétricos da matriz porosa
K_g	Módulo volumétrico dos grãos
\mathbf{b}	Vetor de forças de corpo
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões totais
$\boldsymbol{\sigma}'$	Tensor de tensões efetivas
P	Pressão exercida pelo fluido contido nos poros
\mathbf{I}	Tensor unitário de segunda ordem
α	Coefficiente de Biot
ρ_s	Densidade do sólido
ϕ	Porosidade
$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}_v$	Deformação volumétrica total do meio poroso
$\dot{\mathbf{u}}$	Velocidade de deslocamento da fase sólida
ρ_{f0}	Densidade de referência (fluido)
β	Compressibilidade do fluido

p	Pressão
p_0	Pressão de referência
ρ_f	Densidade do fluido
\mathbf{q}	Fluxo de Darcy
∇p	Gradiente da pressão de fluido
\mathbf{K}	Tensor de permeabilidade
μ	Viscosidade do fluido
k	Permeabilidade intrínseca do meio
\mathbf{t}	Vetor da direção da descontinuidade
\mathbf{K}_Ω	Tensor de permeabilidade do meio contínuo
K_s	Permeabilidade intrínseca da fratura
q_s	Fluxo na fratura
h	Espessura da descontinuidade incorporada
\mathbf{K}_{ef}	Permeabilidade efetiva
l_e	Tamanho característico do elemento
\mathbf{b}	Vetor de forças de corpo
b	Abertura da fratura
K_{ni}	Rigidez normal inicial
V_m	Fechamento máximo da fratura
j	Fechamento
e_0	Abertura inicial
e	Abertura hidráulica
σ_n	Componente de tensão normal à fratura
e_0	Abertura inicial da fratura
k_f	Permeabilidade da fratura

M_{φ}	Multiplicador de porosidade
M_{kx}	Multiplicadores de permeabilidade na direção x
M_{ky}	Multiplicadores de permeabilidade na direção y
M_{kz}	Multiplicadores de permeabilidade na direção z
φ	Porosidade
k_x	Permeabilidade em x
k_y	Permeabilidade em y
k_z	Permeabilidade em z
φ_0	Porosidade inicial
k_{x0}	Permeabilidade inicial em x
k_{y0}	Permeabilidade inicial em y
k_{z0}	Permeabilidade inicial em z
V_p	Volume de poros
V_t	Volume total
d	Dano
AD	Área dos defeitos
\bar{A}	Área efetiva
E	Módulo de Elasticidade do material intacto
ED	Módulo de elasticidade do material degradado.
k_f	Permeabilidade da fratura
h	Espessura da banda de localização muito estreita contendo S
M	Matriz com as componentes do vetor unitário normal à base do elemento na direção do nó isolado
Nn	Matriz das componentes de um vetor unitário normal (n) a S
u_{Ω}	Deformação do contínuo

u_s	Movimento de corpo rígido entre as partes do elemento
$[[\mathbf{u}]]$	Deslocamento relativo
\mathbf{t}_Ω	Vetor de tensões calculado a partir do estado de tensão da parte contínua adjacente à interface
\mathbf{t}_s	Vetor de tensões na própria interface
Ω	Domínio do sólido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	26
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	26
1.2	JUSTIFICATIVA.....	28
1.3	OBJETIVOS.....	30
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	32
2	RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS.....	34
2.1	FRATURAS NATURAIS.....	34
2.2	MODELAGEM DE AFLORAMENTOS ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS.....	38
2.2.1	Afloramento análogo do Crato, Bacia do Araripe.....	40
2.3	RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS.....	46
2.3.1	Comportamento de Reservatórios Naturalmente Fraturados....	48
2.3.2	Fechamento de Fratura.....	52
2.4	TIPOS DE ACOPLAMENTO.....	57
2.4.1	Acoplamento Implícito ou Total.....	57
2.4.2	Acoplamento Explícito (<i>one way coupling</i>)	57
2.4.3	Acoplamento Iterativo (<i>two way coupling</i>)	57
2.4.4	Pseudoacoplamento	58
3	MODELAGEM NUMÉRICA.....	59
3.1	EQUAÇÕES DO PROBLEMA ACOPLADO – HIDROMECAÂNICO.....	60
3.1.1	Equações de Equilíbrio	60
3.1.2	Equação da Conservação de Massa para a Fase Sólida.....	61
3.1.3	Equação da Conservação de Massa para a Fase Fluida.....	64
3.2	ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FORTES	66

3.2.1	Decomposição do campo de deslocamentos.....	66
3.2.2	Campo de deformações.....	67
3.2.3	Campo de tensões.....	68
3.2.4	Continuidade de tensões.....	69
3.2.5	Variável de Dano.....	69
3.2.5.1	Tensão Efetiva.....	71
3.2.5.2	Equivalência de Deformações.....	72
3.2.5.3	Critério de Degradação do Material.....	73
3.3	MODELAGEM DO FECHAMENTO DE FRATURA.....	76
3.3.1	Modelo 1 – Calcula o salto dos deslocamentos via Aproximação Contínua das Descontinuidades Fortes.....	76
3.3.1.1	Modelo de Constitutivo Dano à Compressão.....	77
3.3.2	Modelo 2 - Modelo simplificado que não calcula o salto dos deslocamentos.....	82
3.4	LEI DE EVOLUÇÃO DA PERMEABILIDADE.....	83
3.5	EQUAÇÕES CONSTITUTIVAS DO PROBLEMA HIDRÁULICO.....	84
3.5.1	Descontinuidade incorporada no Elemento Finito.....	85
3.6	MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDADE E POROSIDADE	88
4	MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DO RESERVATÓRIO FRATURADO.....	90
4.1	ETAPAS DA MODELAGEM DO PROBLEMA.....	90
4.4.1	Pré-processamento.....	90
4.4.2	Processamento.....	108
4.4.3	Pós-processamento.....	108
5	CASOS DE APLICAÇÃO.....	109

5.1	PROBLEMA TRIDIMENSIONAL - CASOS DE VALIDAÇÃO...	109
5.1.1	Caso hidráulico - Fratura Imposta.....	109
5.1.2	Caso hidromecânico - Modelo de fechamento de Barton-Bandis.....	114
5.2	FECHAMENTO DE FRATURA APLICADO A UM MODELO SIMPLIFICADO DO RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS.....	121
5.2.1	Bacia de Santos / Pré-sal.....	122
5.2.2	Modelagem do problema.....	123
5.2.3	Análise do cenário simulado.....	127
5.3	MODELAGEM DE RESERVATÓRIO ANÁLOGO BASEADO EM AFLORAMENTO	138
5.3.1	Comportamento hidromecânico de análogo de reservatório composto por rede complexa de fraturas: Formação Crato	138
5.3.1.2	Modelagem do problema.....	138
5.3.1.3	Análises dos cenários simulados.....	144
5.3.1.3.1	<i>Cenário 01 – Apenas fraturas verticais.....</i>	144
5.3.1.3.2	<i>Cenário 02 – Permeabilidade das fraturas verticais maior do que as horizontais.....</i>	153
5.3.1.3.3	<i>Cenário 03 – Permeabilidade das fraturas verticais menor do que as horizontais.....</i>	161
5.3.1.3.4	<i>Análise comparativa dos cenários.....</i>	168
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	183
6.1	CONCLUSÕES.....	183
6.2	RECOMENDAÇÕES.....	184
	REFERÊNCIAS	186

1 INTRODUÇÃO

Nesta seção será apresentada a contextualização do problema, bem como os desafios e a importância dos estudos de reservatórios naturalmente fraturados. Serão descritos também os objetivos gerais e específicos desta pesquisa.

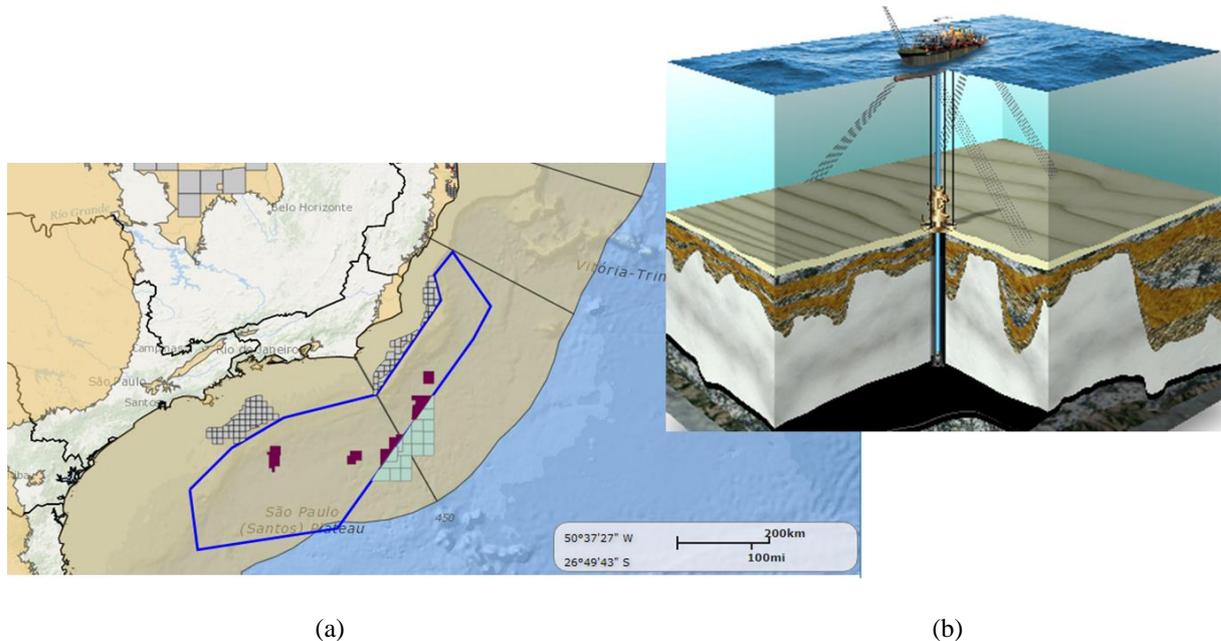
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

A diminuição das reservas e o progressivo aumento da demanda de petróleo e seus derivados em todo mundo impulsionam a necessidade de explorar, de forma mais eficiente, visando garantir uma maior produtividade dos reservatórios recentemente descobertos e dos já explorados. Os reservatórios fraturados ganham destaques nessa problemática, pois grande parte dos reservatórios do mundo apresentam estas características. Segundo Firoozabadi (2000), em torno de 20% das reservas mundiais de petróleo encontra-se em reservatórios naturalmente fraturados.

Estes reservatórios estão presentes nas diversas unidades litoestratigráficas de folhelhos, arenitos, carbonatos, entre outras. Destacam-se principalmente as rochas carbonáticas e cataclásticas. Os reservatórios carbonáticos representam grande parte das reservas mundiais de petróleo, 60%, e gás, aproximadamente 40% (LIMA, 2013).

No Brasil, podemos destacar os reservatórios da camada do Pré-Sal, Figura 1, que apresentam características geológicas desafiadoras para engenharia brasileira. O Pré-Sal compreende uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados *offshore*, entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, com uma profundidade total aproximada de 7 km (PRESAL PETROLEO, 2017). Estes reservatórios são constituídos por rochas calcárias com coquilhas e calcários microbialíticos da porção superior da seção rifte, sendo muitos destes reservatórios com um sistema complexo de fraturas (VALE, 2014; MAZO, 2015, CHANG et al. (2008) apud RICCOMINI et al., 2012, ESTRELLA et al. (2008) apud RICCOMINI et al., 2012; DOBOREK,(2012) apud RICCOMINI et al., 2012).

Figura 1– Distribuição das rochas reservatórios do Pré-sal e perfil com as camadas de exploração



Fonte: a) BDEP (2017); b) PRESAL PETROLEO (2017).

(a) Polígono do Pré-sal; (b) Perfil de exploração.

Os reservatórios fraturados são compostos por duas estruturas, matriz rochosa e fraturas, onde esta última pode funcionar como canais ou barreiras ao fluxo. Quando estas fraturas desenvolvem uma alta condutividade de fluxo, provocam a irrupção prematura de água nos poços produtores, comprometendo a eficiência do varrido da matriz do reservatório. Em reservatórios de alta porosidade e alta permeabilidade, como os turbiditos, as fraturas funcionam como uma barreira ao fluxo, comprometendo a precisão dos cálculos das reservas recuperáveis e a previsão da produção ao longo do tempo (BRATTON et al., 2006).

Outro fator que impacta na produção é a distribuição das fraturas no maciço rochoso, pois esta pode variar significativamente em toda rocha (SPOONER et al., 2018). A forma de coleta das informações das fraturas pode gerar erros se forem consideradas apenas informações provenientes de levantamentos sísmicos, pois muitas fraturas possuem dimensão que não são capturadas de forma eficiente por esta ferramenta. Por este motivo, vários estudos mostram que os dados dos afloramentos análogos, aliados a informações de subsuperfícies possibilitam uma análise mais acurada do comportamento destes reservatórios (BISDOM et al., 2017a; MIRANDA et al., 2018).

A existência de fraturas naturais em rochas reservatórios aumenta o grau de complexidade para entendimento do escoamento do fluxo no meio poroso. Com este propósito, a indústria petrolífera vem buscando aprimorar seus conhecimentos nos reservatórios fraturados com o objetivo de entender, de forma eficiente, o efeito das fraturas na dinâmica do escoamento dos fluidos e no comportamento mecânicos das estruturas presentes no meio poroso.

1.2 JUSTIFICATIVA

No Brasil o reservatório de característica convencionais, mas de complexa exploração, o Pré-Sal, é responsável por quase metade da produção (49,8%) de petróleo e gás de todo o país (GOVERNO DO BRASIL, 2017). Os valores de 1,351 milhão de barris de petróleo e 52 milhões de metros cúbicos de gás natural extraídos do Pré-Sal, reforçam o papel do Brasil como importante ator no cenário energético mundial e geram importante insumo para o desenvolvimento econômico do país (PRESAL PETROLEO, 2017; GOVERNO DO BRASIL, 2017).

Para aumentar os valores de produção dos reservatórios complexos (rochas fraturadas dos reservatórios do Pré-Sal) é necessário investimento em pesquisas que possibilitem um maior entendimento da hidrodinâmica dos dois meios presentes, matriz rochosa e fraturas, a avaliação do impacto das mudanças do estado de tensão durante o processo produtivo e suas implicações nas propriedades petrofísicas das rochas, visto que as fraturas constituem planos de fraqueza e sofrem deformação (JEANNIN & MARMIER, 2006). Os resultados destes estudos visam o aprimoramento da simulação dos reservatórios para que seja possível uma maior recuperação de petróleo.

A exploração destes reservatórios envolve diversos problemas como: o acoplamento dos processos de deformação do reservatório e o escoamento do fluido, o processo de fechamento da fratura em virtude da descompressão do reservatório, a interação do fluido da matriz e da fratura, entre outros (ADACHI et al., 2007; CHEN et al., 2014; GÓMEZ, 2017). Porém, devido a grande quantidade de processos envolvidos torna a modelagem de reservatórios naturalmente fraturados muito complexa.

Uma grande variedade de métodos numéricos vem sendo desenvolvido nos últimos anos com o objetivo de simular hidromecanicamente fraturas em meios rochosos. Dentre os

métodos, podemos destacar o Método dos Elementos Finitos (*Finite Element Method – FEM*) por sua generalidade e capacidade de acomodar propriedades e relações não-lineares (JING & HUDSON, 2002). Para resolver esta problemática, algumas pesquisas foram desenvolvidas utilizando a teoria da Aproximação de Descontinuidades Fortes (ACDF), a exemplo dos trabalhos de Lopez et al. (2007a; 2007b) e Camacho et al. (1996), e por Sanchez et al. (2014). Além da técnica de Elemento Finito com Fratura Incorporada, que consiste em introduzir uma anisotropia no tensor de permeabilidade nos elementos cortados pelas fraturas (BESERRA, 2015). Uma das vantagens destes métodos é a possibilidade de modelar o reservatório fraturado através de malhas de elementos finitos pouco refinadas, garantindo assim um menor custo computacional.

Alguns simuladores comerciais utilizam algumas estratégias para simular o comportamento hidromecânico do reservatório sem a utilização de um módulo geomecânico, através do pseudoaplamento. atualizando os valores de porosidade e permeabilidade com base em tabelas que relacionam a pressão de poros com os respectivos multiplicadores (FALCÃO, 2013). O pseudoaplamento garante uma economia de tempo e esforço computacional. Porém, para esta realização é necessário a obtenção dos multiplicadores de permeabilidade e porosidade.

Outro problema de destaque na produção dos reservatórios naturalmente fraturados é o processo de fechamento destas fraturas. A produção provoca o decaimento da pressão estática no reservatório acarretando na deformação normal das superfícies das fraturas, provocando o fechamento e a diminuição da permeabilidade global, afetando a produção destes reservatórios.

A aquisição de dados geológicos das feições em subsuperfície é outra dificuldade relacionada a modelagem destes reservatórios. Visto que, muitas das fraturas existentes no maciço se apresentam em escala subsísmica. (BONNET et al., 2001). Uma alternativa para mitigar as lacunas dos dados de subsuperfície é o estudo dos afloramentos análogos, pois estes permitem a descrição mais realistas das redes de fraturas.

Para modelagem destes problemas é imprescindível a geração de malhas de elementos finitos de boa qualidade e exige um grande esforço na etapa de pré-processamento da simulação computacional. Torna-se, portanto fundamental o desenvolvimento de metodologias para modelagem tridimensional cada vez mais realistas capazes de captar

informações relacionadas às fraturas e gerar modelos de simulação para meios naturalmente fraturados. Pesquisas recentes estão crescendo na modelagem geométrica 3D, via elementos finitos, do processo de abertura ou fechamento de fratura. Esta técnica demanda uma grande parcela de memória computacional, porém é essencial na modelagem de problemas complexos. Logo, a criação de modelo geométrico em 3D torna-se um aspecto de grande importância nas simulações tridimensionais via *FEM*.

Neste contexto, este trabalho propõe a utilização de um modelo simplificado que permite que uma descontinuidade de alta permeabilidade seja introduzida em uma malha de elementos finitos sem a necessidade de discretização excessiva ou do uso de elementos especiais, conforme proposto por BESERRA (2015), juntamente com o modelo de fechamento de fratura de Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985), através do desenvolvimento de programa para construção de malhas tridimensionais do modelo geológico, simular o processo de fechamento de fratura em reservatório análogo naturalmente fraturados cortado por fraturas verticais e horizontais, avaliando os seus efeitos sobre a permeabilidade global da rocha reservatório e extrair as tabelas de multiplicadores de porosidade e permeabilidade.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo desta proposta é contribuir na modelagem geológica tridimensional de reservatórios naturalmente fraturados com a criação de programas que possibilitem o processo de geração de malhas com fraturas discretizadas, de forma automatizada. O trabalho visa contribuir nas análises tridimensionais, via técnica que incorpora a descontinuidade no elemento finito convencional, simuladas no *COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport - CODE_BRIGHT* (OLIVELLA et al., 1996; OLIVELLA et al., 1994; GUIMARÃES et al., 2007), verificando as estratégias para o cálculo de fechamento da fratura e analisando a interferência do salto do campo do deslocamento no cálculo da abertura final. Além de avaliar a influência do fechamento das fraturas na resposta das propriedades petrofísicas equivalentes de reservatórios naturalmente fraturados compostos por redes de fraturas complexas.

O CODE_BRIGHT é simulador *in-house* em Elementos Finitos, desenvolvido no Departamento de Engenharia Geotécnica da Universidade Politécnica de Catalunha (UPC),

continuamente aprimorado e utilizado pelo Laboratório Métodos Computacionais em Geomecânica da Universidade Federal de Pernambuco (LMCG/UFPE).

Os objetivos específicos:

- Desenvolver um programa para auxiliar na geração de malha tridimensional em elementos finitos de alta qualidade. Possibilitar que o programa represente as fraturas como elementos 2D (superfícies) inseridos no reservatório 3D e discretizar as fraturas como materiais diferentes. Esta separação por material deve ser individualizada ou cada conjunto de família de fratura como um material diferente;
- Validar as implementações numéricas inserida no código de elementos finitos, através da simulação de casos tridimensionais que possuam soluções analíticas conhecidas e encontradas na literatura;
- Avaliar os efeitos de malha tridimensional verificando o quanto o grau de refinamento da malha de elementos finitos está influenciando nos resultados dos problemas estudados;
- Através de simulações de problemas tridimensionais de fechamento de fratura, obter as permeabilidades equivalentes do reservatório, bem como obter os multiplicadores de permeabilidade e porosidade;
- Comparar o modelo simplificado que não considera a deformação das fraturas no cálculo do fechamento final BESERRA (2015), com o modelo mais complexo que captura o salto do campo do deslocamento através um modelo de dano à compressão (GÓMES, 2017) avaliando o efeito da deformação da fratura no cálculo da abertura final e seu efeito na permeabilidade global equivalente;
- Desenvolver um programa para auxiliar na inserção de fraturas horizontais, baseadas em dados de campo, num conjunto de fraturas verticais geradas no programa desenvolvido por Santos (2017);

- Simular em 3D problemas hidromecânicos em reservatórios naturalmente fraturados considerando dados de afloramentos análogos à reservatórios carbonáticos, de baixa permeabilidade, da Formação Crato, na Bacia do Araripe. Auxiliando o melhor entendimento efeitos de uma rede complexa de fraturas na permeabilidade global do reservatório.

-

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

A estruturação da tese objetivou o encadeamento para a construção do conhecimento necessário no desenvolvimento do trabalho fazendo com que cada capítulo sirva de subsídio no desenvolvimento dos capítulos subsequentes

A tese está estruturada da seguinte forma:

Capítulo 02 – Reservatórios Naturalmente Fraturados: Este capítulo propõe uma revisão geral sobre os reservatórios naturalmente fraturados, explicando desde a definição de fratura, destacando parâmetros importantes neste tipo de reservatório, descrição dos modelos que regem o processo de formação, classificação dos reservatórios naturalmente fraturados, aspectos produtivos e modelagem.

Capítulo 03 – Modelagem numérica: Este capítulo propõe uma explanação geral sobre as técnicas numéricas utilizadas no desenvolvimento da pesquisa. Descrição do modelo constitutivo. Também será apresentada a descrição do comportamento do elemento finito com descontinuidade incorporada no problema de fluxo e as equações governantes do meio poroso deformável com acoplamento hidromecânico. Além das equações para o problema de fechamento de fratura.

Capítulo 04 - Modelagem tridimensional: Descreve o código desenvolvido para geração de malhas de fraturas tridimensionais que atendem as técnicas utilizadas pelo Laboratório de Métodos Computacionais e Geomecânica da UFPE (LMCG), para modelagem de meios fraturados. Além disso, este capítulo também aborda os programas computacionais utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

Capítulo 05 - Resultados: expõe as discussões das simulações numéricas realizadas com o objetivo de se estudar os efeitos das fraturas naturais no comportamento hidromecânico, através do modelo de fechamento de Barton-Bandis em malhas tridimensionais de

reservatórios e avaliar o impacto da existência de fraturas verticais e horizontais no reservatório.

Capítulo 06 - Apresenta as considerações acerca do tema estudado e da metodologia proposta. Apresenta propostas para continuidade desta pesquisa.

2 RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS

Os reservatórios naturalmente fraturados apresentam características distintas dos reservatórios convencionais, pois as fraturas naturais afetam significativamente a produtividade. O entendimento das características das fraturas, a caracterização destes reservatórios, o caminho percorrido fluido e o conhecimento dos efeitos da diminuição da pressão durante o processo produtivo nas propriedades do reservatório, se tornam primordiais neste tipo de problema.

Este capítulo dispõe sobre as principais características das fraturas naturais, a modelagem de afloramentos, as principais características dos reservatórios naturalmente fraturados e os modelos numéricos utilizados para representar o comportamento hidráulico e mecânico destes reservatórios e as formas de acoplamento. Além de explicar sobre o modelo de fechamento de fratura de Barton-Bandis.

2.1 FRATURAS NATURAIS

As fraturas naturais em reservatórios de petróleo afetam significativamente a produtividade e, por este motivo, os estudos de reservatórios com esta configuração tem sido alvo de engenheiros e geólogos. O entendimento das fraturas naturais e de como estas afetam o caminho do fluido se torna primordial neste tipo de problema. As fraturas podem funcionar como estruturas armazenadoras e canais de fluxo ou como uma barreira ao escoamento, gerando grande impacto na produção do reservatório.

Segundo Twiss & Moores (2007), fraturas são superfícies ao longo da qual, rochas ou minerais tem quebra. Já Nelson (2001) define a fratura do reservatório como sendo a ocorrência natural de uma descontinuidade macroscópica plana na rocha devido a deformação ou diagênese física. Estas fraturas podem estar ou não preenchidas por algum material. Quando as fraturas se apresentam mineralizadas, são nomeadas de veios.

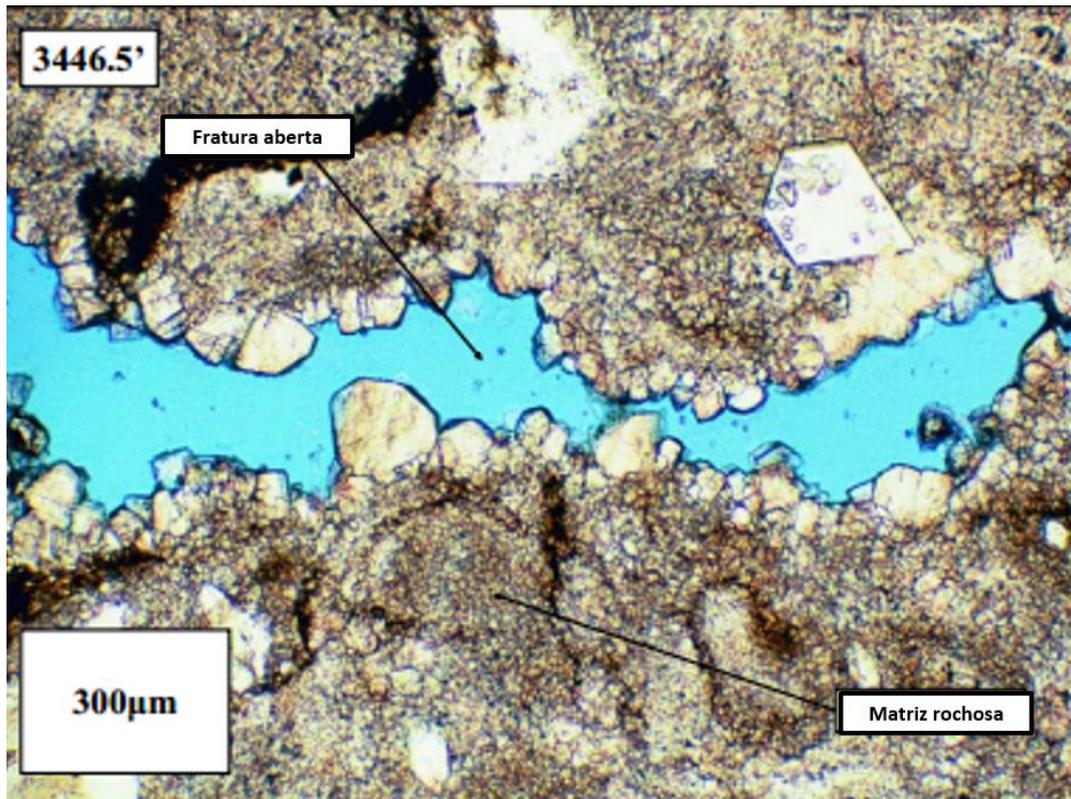
Geralmente as fraturas estão conectadas em alguns locais do meio rochoso, mas separadas em outros. Os padrões de fratura são descritos em termos de orientação, tamanho, forma, localização espacial e intensidade. O entendimento destas características é

fundamental, visto que, uma massa rochosa de baixa permeabilidade tem o fluxo de fluido controlado pelas fraturas contidas no meio (LEE et al., 2010).

Destacam-se, a seguir, algumas características importantes:

- Forma: Esta é uma característica de difícil conhecimento, visto que, são raras as situações em que é possível a observação tridimensionalmente (CARVALHO, 2013). Segundo Zhang & Einstein (2009), fraturas que estiverem limitadas por outras estruturas geológicas apresentarão formas regulares, e as que não estiverem, tendem a apresentar formas elípticas ou circulares;
- Tamanho: São as dimensões dos comprimentos das linhas das fraturas que interceptam a superfície dos afloramentos (CARVALHO, 2013). Segundo Dershowitz & Einstein (1988) o comprimento das linhas pode variar de alguns centímetros até milhares de metros. Diversos autores vêm desenvolvendo metodologias para inferir as dimensões das fraturas, conforme mencionados nos trabalhos de Dershowitz & Einstein, 1988; Ortega et. al., 2006; Nelson & Hahn, 1973; Priest & Hudson, 1981 e Santos, 2017. Estes últimos mostram que a lei de potência representa satisfatoriamente os tamanhos das fraturas;
- Abertura: É a distância de separação, normalmente medida perpendicularmente ao plano nominal da fratura (ZIMMERMAN, 2003). A Figura 2 mostra microscopicamente a região da fratura onde é possível verificar a superfície áspera que separa as duas faces. No campo, as aberturas são medidas através da régua mostrada na Figura 4(b).

Figura 2 – Vista microscópica da fratura



Fonte: <http://pages.geo.wvu.edu>

- Espaçamento: É a distância perpendicular entre duas fraturas consecutivas. Estas informações, do mesmo modo que tamanho da fratura, podem ser obtidos através da lei de potência.
- Intensidade: A intensidade de fratura é definida como um número observado de fraturas ou segmentos de fraturas divididos pelo comprimento, área ou volume (MIRANDA, 2015; DERSHOWITZ & HERDA, 1992; NIVEN & DEUTSCH, 2010). Segundo Niven & Deutsch (2010), os modeladores de fratura atuais geralmente caracterizam a intensidade da fratura de acordo com P10, P20, P30, P21, P32 ou P33. Miranda (2015) apresenta discussões relacionadas as medidas de densidade do tipo P10 e o P21. A Figura 3 descreve a dimensão das regiões e as respectivas escalas.

O “P” significa o termo persistência e os índices se referem à dimensionalidade da região de amostragem e das fraturas, respectivamente. Por não apresentarem escala e orientação, P10, P21 e P32 são preferidos para fins de modelagem (DERSHOWITZ &

HERDA,1992 NIVEN & DEUTSCH, 2010), quadrados destacados com borda vermelha, na Figura 3.

Figura 3 – Densidade de fratura

		Dimensão da fratura			
		0 Número (unid.)	1 Comprimento (m)	2 Área (m ²)	3 Volume (m ³)
Dimensão da região de amostragem	1 Comp. (m)	P ₁₀	P ₁₁		
	2 Área (m ²)	P ₂₀	P ₂₁	P ₂₂	
	3 Volume (m ³)	P ₃₀		P ₃₂	P ₃₃

Fonte: Adaptado de Miranda (2015).

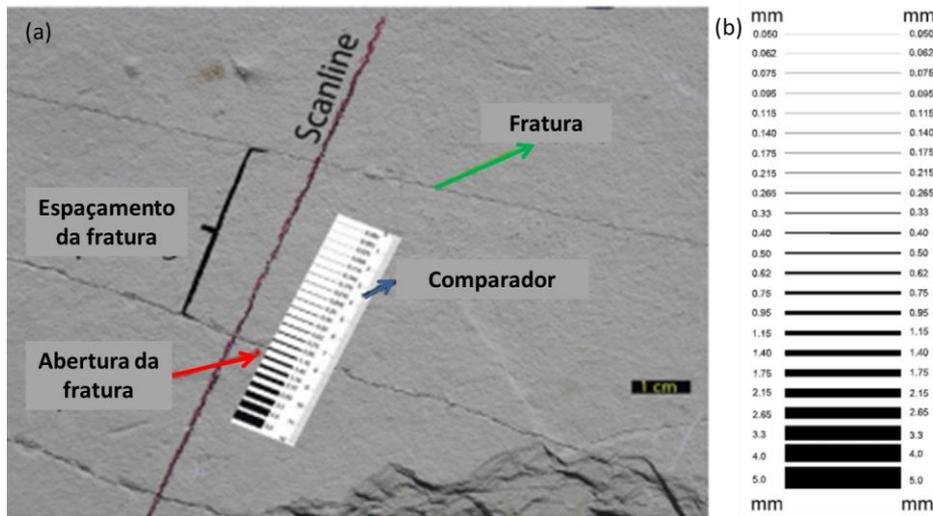
- Mergulho (dip): é definido pelo ângulo diedro formado pelo plano da camada (plano geológico) com o plano horizontal, tomado perpendicularmente a sua direção. Camadas horizontais apresentam um mergulho de 0°.
- Azimute: é definido como sendo a medida angular de uma linha na direção horizontal, medida no sentido horário, a partir do norte magnético de um plano de referência, normalmente o meridiano. Ou seja, N=0 ou 360° E=90°; S=180°; W=270°.

Os atributos das fraturas naturais podem ser medidos através de uma técnica nomeada *scanline*, técnica proposta por Ortega et al. (2006), que pode ser aplicada em afloramentos, testemunhos e lâminas petrográficas. Esta técnica permite a aquisição de atributos de fraturas tais como espaçamento entre as fraturas, diâmetro de abertura, orientação, morfologia, relação de interseção e composição do preenchimento, ao longo de linhas traçadas de forma aleatória), conforme ilustra a Figura 4(a).

A técnica fornece, de forma relativamente rápida e direta, informações sobre a frequência de estruturas (fraturas) por unidade de área, ou de forma linear (Marret et al., 1999;

Ortega & Marret, 2000; Rohrbaugh et al., 2002; Ortega et al., 2006; Micarelli et al., 2006; Laubach & Gale, 2006; Laubach et al., 2009; Guerriero et al., 2010; Santos et al., 2015).

Figura 4 – Técnica de *scanline* para aquisição de informações das fraturas



Fonte: (a) Adaptado de Miranda et al. (2018); (b) Ortega (2006).

(a) Características das fraturas; (b) Régua comparadora de abertura de fratura.

2.2 MODELAGEM DE AFLORAMENTOS ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS

A modelagem com base em dados de subsuperfície apresenta limitações quanto à representação das heterogeneidades geológicas, uma vez que sua obtenção a partir da perfilagem de poços, de dados sísmicos ou outros métodos geofísicos, além dos dados provenientes de testemunhos, será dependente da quantidade de poços disponíveis, da variação lateral das camadas e estruturas e da resolução sísmica (Miranda et al., 2013).

Miranda et al. (2018) discutem também que a permeabilidade promovida por uma rede de fraturas em um maciço rochoso fraturado é diretamente controlada pela densidade de fraturas, número de famílias, grau de interconexão que pode ser estudado pela topologia do meio fraturado, comprimento e abertura das fraturas bem como condição de preenchimento. Estes autores, a exemplo de Bonnet et al. (2001), discutem também que muitas das fraturas

que ocorrem se apresentam em uma escala subsísmica e, desta forma, são subamostradas em modelos baseados em dados de subsuperfície.

Bisdom et al. (2017a) e Miranda et al. (2018) apresentam o estudo de afloramentos análogos como uma excelente alternativa para contornar a subamostragem de fraturas subsísmicas. Isto permite uma análise mais adequada de sua influência no fluxo de fluido e geomecânica do maciço rochoso.

Bisdom et al. (2017b) discutem que afloramentos análogos se apresentam como uma única fonte que pode produzir descrições realistas de redes de fraturas uma vez que não existem modelos que produzam descrição realista de redes de fraturas na escala de reservatórios.

Boersma et al. (2019) realizaram um estudo de fluxo de fluido em reservatório carbonático análogo, cujo modelo geológico foi baseado no mapeamento e determinação da interconexão de fraturas e sistemas de cavernas na Formação Salitre, Bahia, Brasil. Os autores também discutiram que afloramentos análogos são essenciais para uma modelagem que permita contemplar fraturas e cavidades de escala subsísmica preenchendo assim a lacuna existente quanto aos modelos de reservatórios em profundidade.

Em seu trabalho, Corradetti et al. (2017) indicam que em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade, as fraturas frequentemente formam uma rede controlada estratigráficamente, apresentando-se assim como o principal caminho para o fluxo de fluidos em seu interior, ou seja, formam importantes caminhos para migração de fluidos. Os autores ainda relatam que a distribuição vertical e lateral de muitas destas fraturas e sua relação com a estratigrafia da rocha não são facilmente contemplados em dados de poços e sísmica. Isto implica que a extrapolação de informações limitadas de poços se torna uma questão importante na caracterização de reservatórios fraturados. Desta forma, estes destacam que modelos de reservatórios deste tipo são comumente construídos com informações provenientes de estudos de reservatórios análogos.

Desta forma, pode-se lançar mão de modelos baseados em afloramentos análogos para a obtenção de informações importantes como a geometria das estruturas, aspectos faciológicos e sedimentológicos, arquitetura deposicional, aspectos deformacionais, natureza química, e propriedades petrofísicas e mecânicas. Desta forma se dispõe, em relação aos

reservatórios em subsuperfície, de um maior número de informações para a construção do modelo de simulação em escala de afloramento.

A adoção de afloramentos análogos leva então a um modelo em escala reduzida, quando comparado à uma célula de simulação de um modelo de reservatório. Porém, permite uma melhor compreensão do sistema fraturado e, através do emprego de técnicas e formulações matemáticas adequadas, pode permitir a obtenção de parâmetros petrofísicos e geomecânicos equivalentes e assim subsidiar um *upscaling* da escala de afloramento para a de reservatório.

Um aspecto importante proveniente da caracterização geológica em meios naturalmente fraturados é o conhecimento da rede de fraturas que é considerada em um modelo de fraturas discretas (*DFN - Discrete Fracture Network*) o qual pode ser empregado no estudo de escoamento de fluidos. Neste caso, o reservatório apresenta uma matriz rochosa de baixíssima permeabilidade, sendo assim a permeabilidade global é governada essencialmente pelas fraturas.

Lei et al. (2017) promoveram um estudo do estado da arte dos modelos de redes de fraturas, abordando as várias aproximações empregadas para o desenvolvimento de DFNs para a representação das fraturas naturais, para diferentes níveis de simplificação do modelo. Os autores apresentam também diferentes abordagens de integração dos modelos de DFN com modelagem hidromecânica do meio fraturado.

Diversos trabalhos como Ivanova et al. (2014), Zhang (2015), Santos (2017) e Alghalandis (2017), entre outros, apresentam formulações matemáticas e soluções numéricas para a construção dos modelos de DFN, baseados em dados da caracterização geológica das fraturas.

2.2.1 Afloramento análogo do Crato, Bacia do Araripe.

Neste trabalho será considerado para o estudo hidromeccânico de um reservatório naturalmente fraturado, um modelo geológico tridimensional baseado nos dados de caracterização e modelagem geológica dos calcários laminados da Formação Crato, que constitui um dos níveis estratigráficos da Bacia do Araripe.

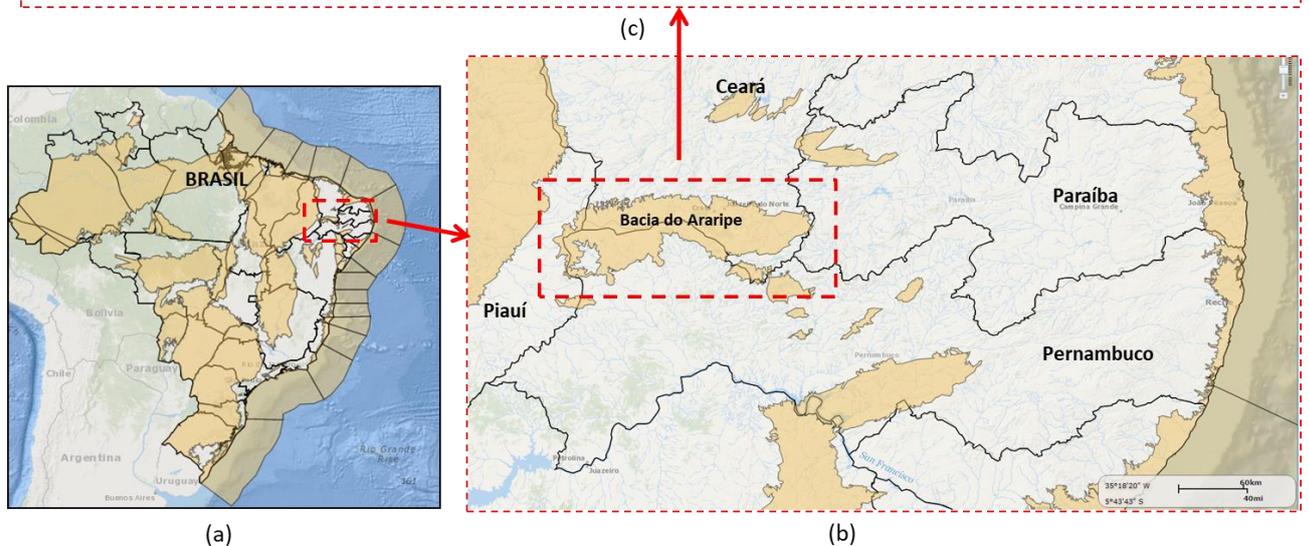
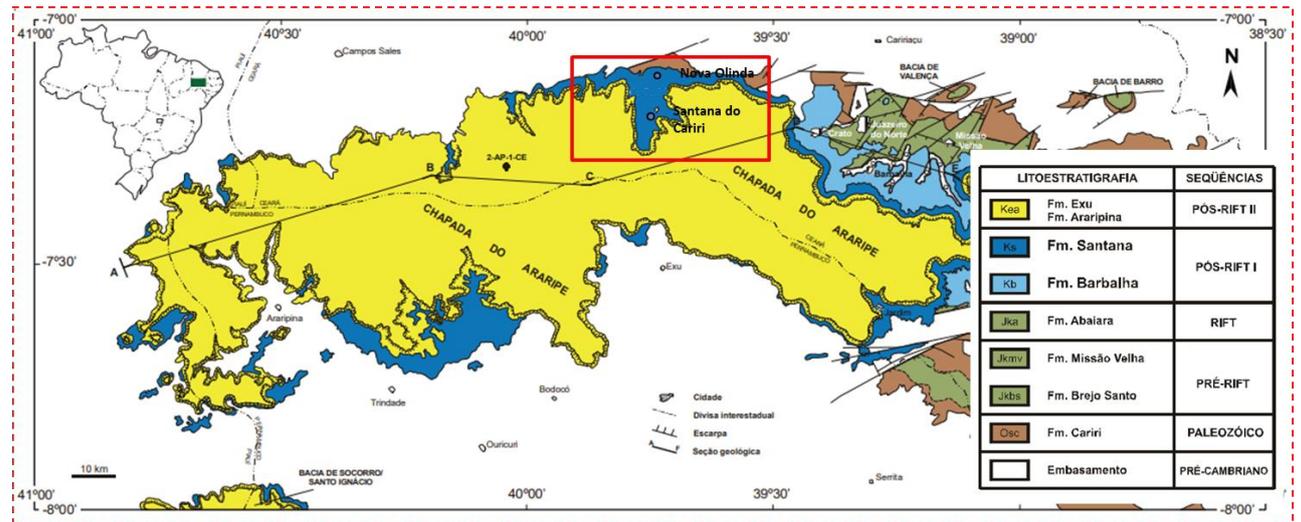
A Bacia do Araripe está localizada na porção nordeste do Brasil, situada na fronteira dos estados do Ceará, Pernambuco e Piauí, Figura 5 (a). A Bacia estende-se além do limite da Chapada do Araripe e ocupa também a depressão do Vale do Cariri, sua extensão corresponde a uma faixa com cerca de 180 km de comprimento na direção leste-oeste, e largura variando de 30 a 70 km no eixo norte-sul, possuindo uma área de aproximadamente 9.000km² (BARDOLA, 2015; MIRANDA, 2015; ASSINE, 2007; GOMES & VASCONCELOS, 2000), Figura 5 (b).

O arcabouço estratigráfico é preenchido por sedimentos horizontais, ligeiramente inclinados para o norte, com sequencias estratigráficas limitadas por discordâncias regionais (ASSINE, 2007; GOMES & VASCONCELOS, 2000). A Bacia forma um platô com bordos irregulares, bastante entalhados pela erosão, e altitude máxima de aproximadamente 900m. Esta Bacia, por suas características, já foi intensamente pesquisada na década de 80, para avaliação de seu potencial petrolífero (ASSINE, 2007).

A área de estudo, Formação Crato, localizada na borda norte da Bacia do Araripe, está localizada entre as cidades de Santana do Cariri e Nova Olinda, no estado do Ceará. A Figura 5 (c) representa a região de estudo, destacada pelo quadrado vermelho.

A Formação Crato apresenta sua estratigrafia composta por seis níveis de camadas carbonáticas laminadas separadas por arenitos, siltitos e folhelhos calcíferos e margas (MIRANDA, 2015; SILVA & NEUMANN, 2002). Segundo Santos (2017), a referida formação é admitida como sendo um análogo de reservatório carbonático naturalmente fraturado. E se mostra importante pois, estes laminitos apresentam estratigrafia similar à observada em uma das fácies do reservatório do pré-sal das bacias marginais brasileiras conforme apresentado por Terra et al. (2010) e Catto et al. (2016), e relatado em Miranda et al. (2018).

Figura 5 – Localização da Bacia do Araripe

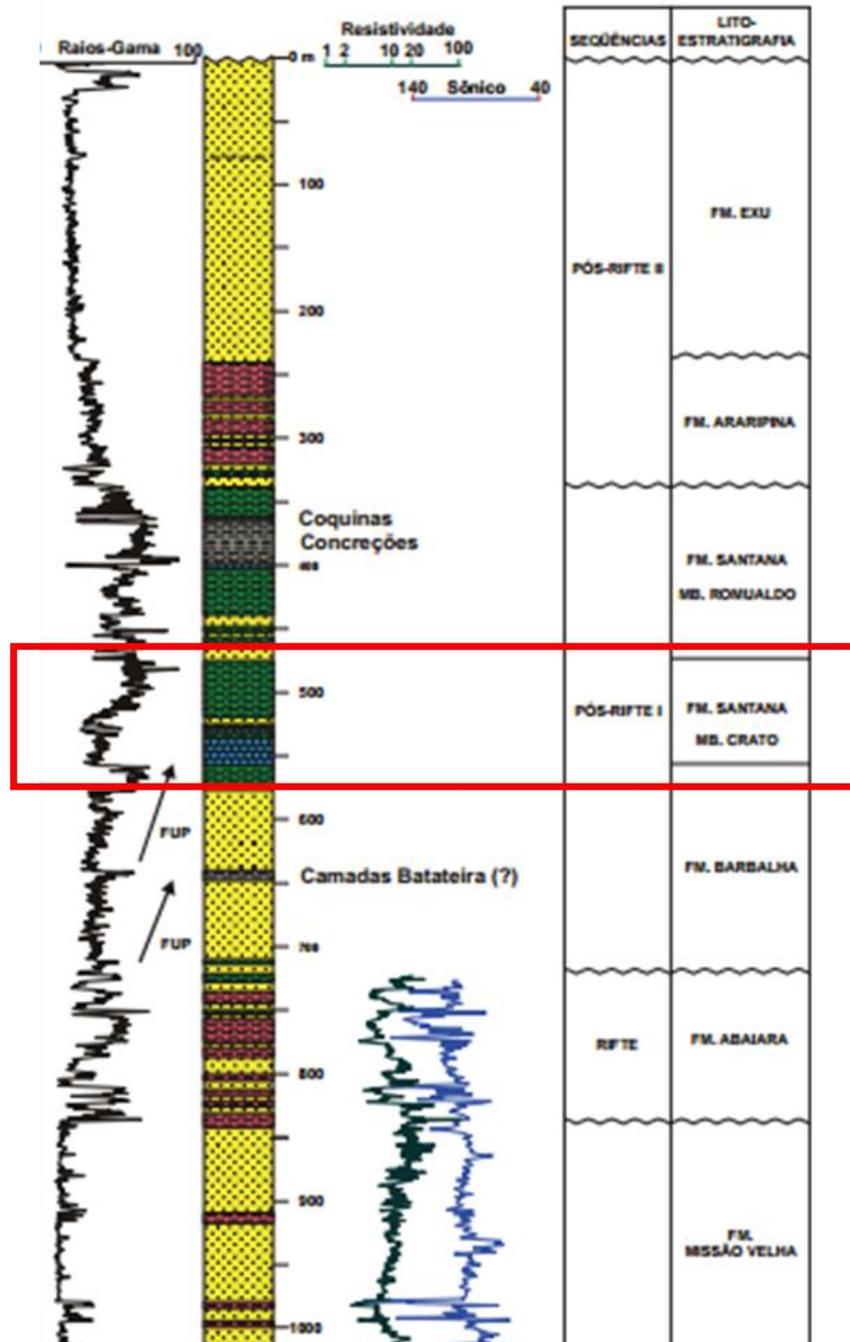


Fontes: (a) e (b) adaptado de BDEP (2018) e (c) adaptado de ASSINE (2007).

(a) Área de estudo locada no mapa do Brasil; (b) Destacando a localização da Bacia do Araripe; (c) Área de estudo dentro da Bacia do Araripe.

Ao longo da extensão da Bacia do Araripe, algumas unidades afloram e outras situam-se em subsuperfície. A sub-bacia Feira Nova possui sequencias da formação Crato que não afloraram e se encontram a uma profundidade de, aproximadamente, 500m, A Figura 6, mostra o perfil do poço 2-AP-1-CE, nela é possível verificar as profundidades das camadas (ASSINE, 2007).

Figura 6 – Profundidade da formação Crato

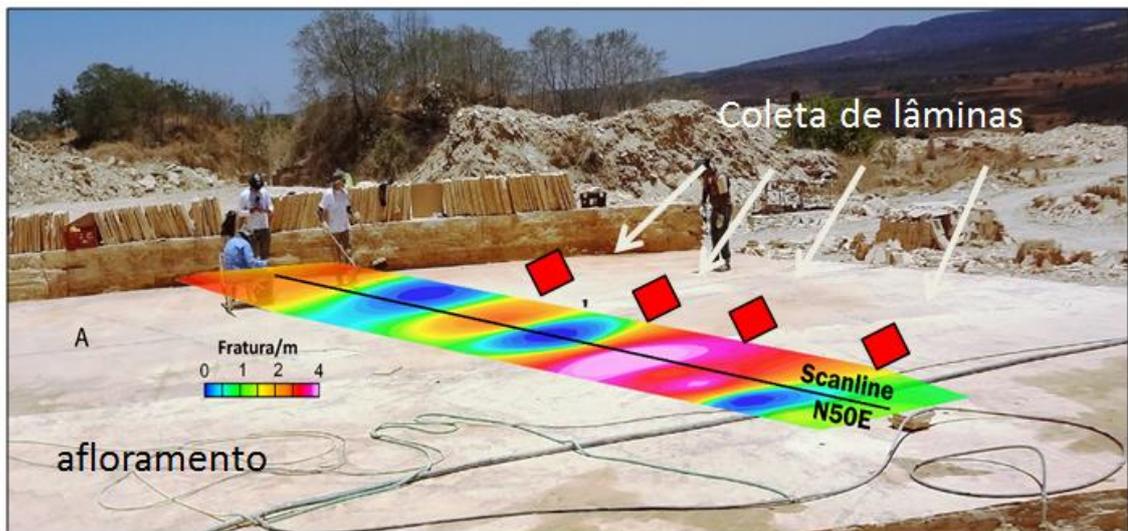


Fontes: ASSINE (2007).

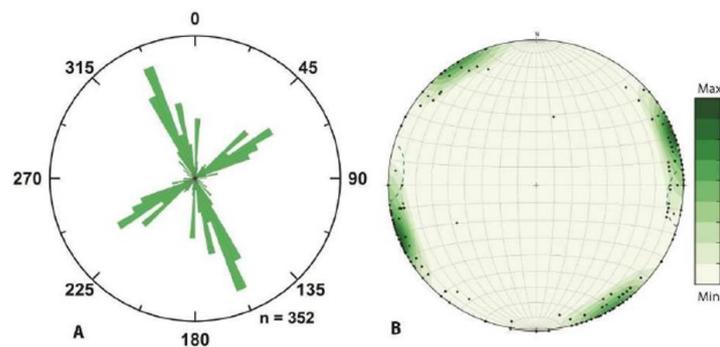
Na modelagem geológica foram adquiridos painéis fotográficos dos afloramentos que ocorrem em exposições de minas, em duas regiões específicas da Bacia do Araripe, sendo coletadas as atitudes das estruturas para a geração de diagramas para o modelo geológico-estrutural (estereogramas, rosetas e histogramas). Para as simulações foram coletadas informações de exposições da formação Crato, baseadas nos trabalhos de Miranda (2015),

Santos et al. (2015) e Projeto GÖDEL UFPE/Petrobras (2017). As configurações das famílias de fraturas são baseadas nas medições com *scanlines* nos afloramentos, Figura 7 (a). A Figura 7 (b) apresenta o diagrama de roseta da direção de ocorrência das fraturas extensionais dos calcários laminados e a Figura 7 (c), o estereograma de pólos ilustrando as orientações preferenciais das fraturas de extensão (juntas e veios) da Formação Crato.

Figura 7 – Informações coletadas em campo para geração do geológico-estrutural



(a)



(b)

(c)

Fonte: adaptado de Santos et al. (2015) apud Projeto GÖDEL UFPE/Petrobras (2017).

- (a) Pannel de informações coletadas na *scanline* realizada para coleta de atributos das fraturas da Formação Crato; (b) Diagrama de roseta da direção de ocorrência das fraturas; (c) Estereograma de pólos ilustrando as orientações preferenciais das fraturas.

Conforme estudo desenvolvido por Miranda et al. (2018), nesta formação existe a presença de juntas, que ocorrem sem preenchimento, ou parcialmente preenchidas por calcita e/ou gipsita, e veios horizontais, preenchidos geralmente por gipsita e raramente por calcita, Figura 8 (a) e (b).

Figura 8 – Fotografias das fraturas que ocorrem na Formação



(a)

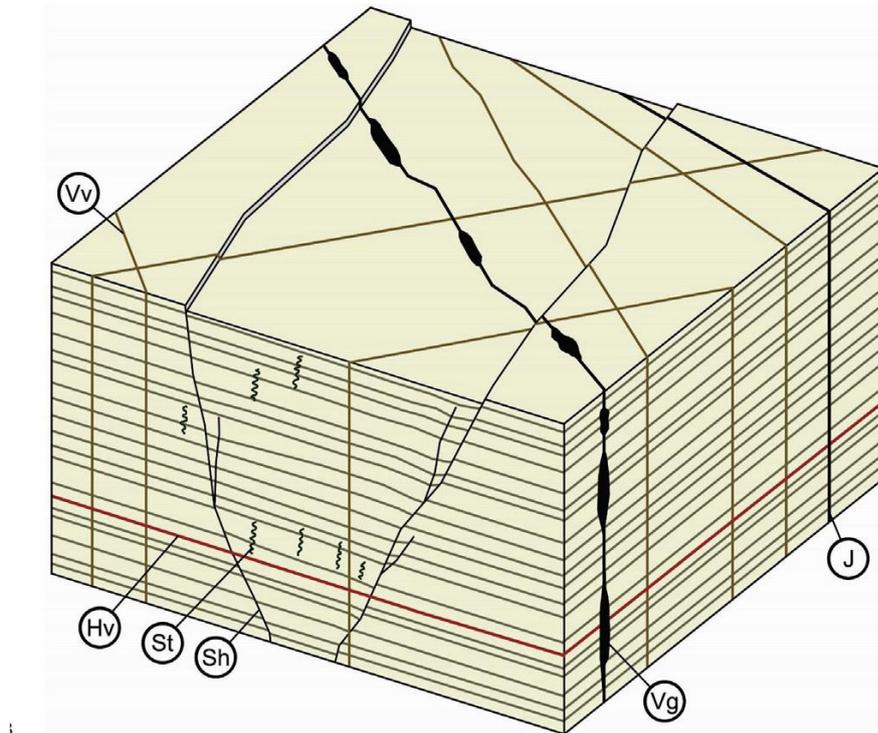
(b)

Fonte: adaptado de Miranda (2015).

(a) Junta parcialmente preenchida por dissolução de calcita e gipsita; (b) Clusters de veios preenchidos por calcita recristalizada.

Esta Formação tem sido alvo de diversos estudos, sendo o mais recente deles o apresentado por Miranda et al. (2018) que aborda a caracterização das fraturas (veios), realizando um estudo quanto aos tipos de discontinuidades existentes no laminito, analisando a intensidade das fraturas considerando uma abordagem multiescalar, investigando os aspectos topológicos e de ocorrência de clusterização, e desenvolvendo um modelo conceitual da evolução estrutural das fraturas presentes nos laminitos da Fm. Crato. Um resultado importante, que é de grande valia para a geração do modelo de DFN, além dos dados quantitativos de densidade, abertura e comprimento das fraturas, consiste no modelo conceitual da Formação com a identificação das estruturas que ocorrem no maciço rochoso, conforme mostrado na Figura 9.

Figura 9 - Modelo conceitual das estruturas presentes no laminito da Fm. Crato. Sh - fraturas de cisalhamento; St - estilólito; Vv - veios verticais; J - juntas; Hv - veios horizontais; Vg - fraturas vugulares



Fonte: Miranda et al. (2018)

Das estruturas indicadas, para este trabalho, contemplaram-se os veios, uma vez que a caracterização das fraturas foi focada nestes, sendo então omitidas as demais estruturas. Um aspecto importante é a possibilidade de incorporação dos veios horizontais no modelo de DFN com o objetivo de avaliar, nas simulações numéricas a sua influência sobre a resposta hidromecânica do reservatório e, conseqüentemente, o seu impacto sobre os valores de permeabilidade equivalente do reservatório análogo.

2.3 RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS

Os reservatórios naturalmente fraturados são caracterizados por apresentar uma distribuição heterogênea de porosidade e da permeabilidade. Comumente a matriz rochosa apresenta baixos valores de permeabilidade e a rede de fraturas apresenta elevada permeabilidade. Em reservatórios com esta configuração, o fluxo de fluido no reservatório, de

maneira geral, depende fortemente das propriedades da rede de fratura, com os blocos de matriz isolados que atuam como armazenadores de hidrocarbonetos (FERNO, 2012).

Segundo Nelson (2001), o reservatório naturalmente fraturado é definido como um reservatório em que as fraturas que ocorrem naturalmente tenham, ou estejam previstas para ter, um efeito significativo no fluxo de fluido do reservatório, seja na forma de maior permeabilidade em relação ao reservatório ou um aumento da anisotropia da permeabilidade.

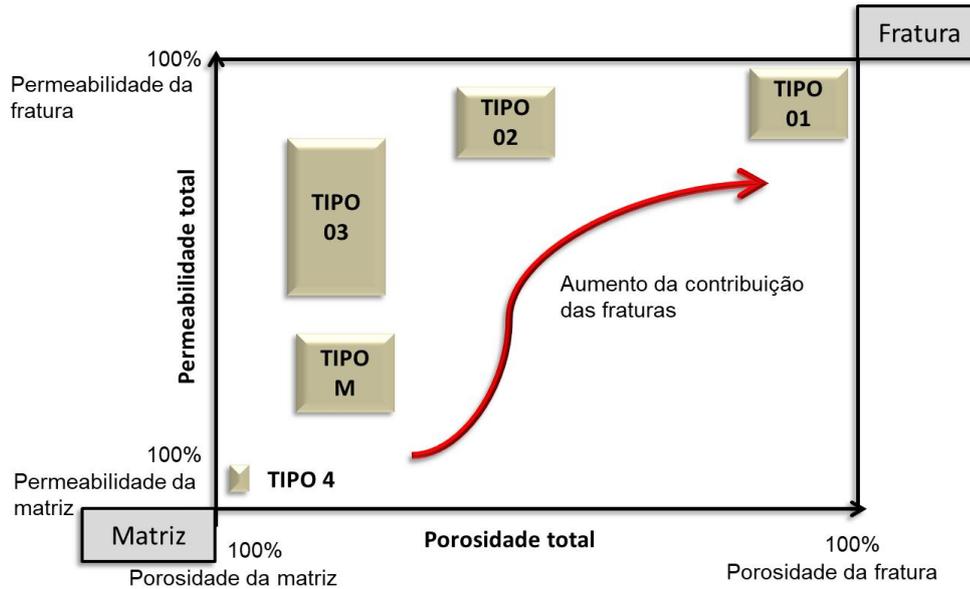
Estes reservatórios podem ser classificados de acordo com o valor percentual da porosidade e da permeabilidade, relacionando a matriz e a fratura (Figura 10).

- Tipo 01 – as fraturas fornecem a permeabilidade e porosidade essenciais;
- Tipo 02 – as fraturas fornecem a permeabilidade essencial do sistema;
- Tipo 03 – as fraturas auxiliam na permeabilidade de um reservatório já produtivo;
- Tipo M – as fraturas podem aumentar a permeabilidade do meio. Porém, normalmente funcionam como barreiras ao fluxo;
- Tipo 04 – as fraturas criam anisotropia e compartimentalizam o reservatório.

Na maioria dos casos, as fraturas apresentam permeabilidade muito superior em relação à matriz e tornam-se elementos condutores do fluido. A matriz, por sua vez, funciona como elemento armazenador (SARKAR et al. 2004; MOHAMMADI, 2013).

As características de produção destes reservatórios também são diferentes dos não fraturados. Zimmerman (2003) afirma que, as discontinuidades provocadas pelas fraturas naturais compõem redes complexas e dominam o comportamento geomecânico e hidrológico das rochas subterrâneas. Allen & Sun (2003) citam as seguintes diferenças: Devido à alta transmissibilidade das fraturas a queda de pressão na região do poço produtor é menor do que nos reservatórios convencionais, a produção é governada pela relação matriz fraturas; A razão Gás-óleo geralmente permanece menor em reservatórios fraturados, se o campo for produzido otimamente. A alta permeabilidade vertical das fraturas levará o gás para o topo do reservatório formando uma capa de gás, auxiliando na produção.

Figura 10 – Classificação dos tipos de fraturas



Fonte: Adaptado de Nelson, 2001.

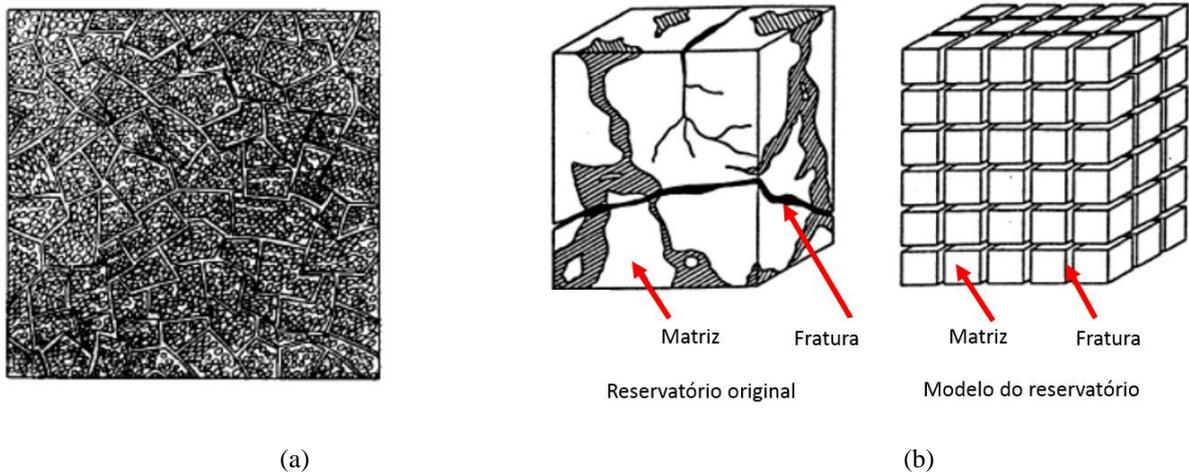
O entendimento do comportamento destes reservatórios é uma questão relevante para muitas aplicações que não ficam restritas apenas a engenharia de petróleo, como por exemplo, nas construções subterrâneas, em projetos de mineração, na indústria geotérmica e no armazenamento de resíduos radioativos, entre outras (LEI et al., 2017).

2.3.1 Comportamento de Reservatórios Naturalmente Fraturados

Ponto de fundamental importância no estudo dos reservatórios não fraturados e fraturados é a forma de representação ou modelagem, já que este segundo possui fraturas inseridas dentro do meio poroso. Diversos estudos foram realizados com o objetivo de melhor representar a transferência de massa de cada meio do sistema do reservatório. Barenblatt et al. (1960) idealizaram o conceito de transferência de massa entre os dois domínios, matriz e fraturas, Figura 11 (a). O meio poroso fraturado é representado a partir de dois domínios distintos, a matriz porosa e as fraturas. A modelagem do escoamento é feita a partir de equações de balanço de massa para cada um dos meios e o termo fonte-sumidouro, a chamada função de transferência de massa.

Seguindo o modelo desenvolvido por Barenblatt et al. (1960), Warren e Root (1963) propuseram um dos primeiros modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade. O arranjo físico do reservatório era descrito por blocos da rocha-matriz representados como paralelepípedos retangulares homogêneos, uniformes e isotrópicos, separados entre si por planos representando as fraturas, conforme Figura 11 (b). O objetivo era facilitar a formulação da transferência matriz/fratura. Kazemi et al. (1976), modificaram a representação física do modelo para uma sobreposição de blocos de matriz e fraturas para o fluxo entre matriz/fratura no regime transiente.

Figura 11 – Modelos de reservatórios fraturados



Fonte: (a) Barenblatt et al. (1960); (b) Warren e Root (1963).

(a) Modelo de Barenblatt et al. (1960); (b) Warren e Root (1963).

A presença de fraturas naturais pode resultar em campos de tensões heterogêneos (a rigidez mecânica e a resistência das fraturas são muito menores do que a da rocha matriz conforme mencionado por Gutierrez & Youn (2015)) e canalização do fluxo de fluido altamente desordenado nas formações geológicas. Estes fatores promovem o desenvolvimento de modelos robustos de rede de fratura para simulação numérica de rochas fraturadas (LEI et al., 2017) que englobam o comportamento hidráulico e os deslocamentos mecânicos. Nas últimas décadas grandes avanços foram realizados no entendimento e modelagem de reservatórios naturalmente fraturados (WANG et al., 2018).

Para modelagens mais realistas destes reservatórios utiliza-se a técnica de *Discrete Fracture Network (DFN)*, onde as fraturas são representadas de maneira espacial. O volume do reservatório é representado por elementos triangulares, para representação 2D, e

quadriláteros ou tetraedros, para representação 3D. Na representação bidimensionais, as fraturas são representadas através de elementos lineares, na representação bidimensional, e planos, para representações tridimensionais (LEI, 2017; HARTLEY & ROBERTS, 2013). Porém, devido à dificuldade de representar o comportamento do fluxo de calor e as deformações mecânicas, no modelo de DFN, faz-se necessário a utilização de outro método em paralelo (JALALI, 2013).

Logo, para garantir um desempenho satisfatório de um campo com reservatórios fraturados é necessário prever com precisão o comportamento do acoplamento do fluxo de fluido com as tensões. A representação de um meio geológico descontínuo sujeito a condições de contorno complexas exige um tratamento adequado dos campos cinemáticos do problema. A modelagem numérica é essencial para o desenvolvimento de metodologias que possibilitem quantificar estes efeitos de forma acoplada.

No tocante a modelagem numérica, diversos métodos numéricos têm sido utilizados para simular reservatórios naturalmente fraturados, podemos citar: Método dos Elementos de Contorno (*Boundary Element Method - BEM*), Método dos Elementos Finitos (*Finite Element Method - FEM*), Método dos Elementos Discretos (*Discrete Element Method - DEM*), Método da Descontinuidade do Deslocamento (*Displacement Discontinuity Method - DDM*) e o Método de Redes de Fraturas Discretas (*Discrete Fracture Network - DFN*). Além de extensões do *FEM* como o Método dos Elementos Finitos Estendidos (*eXtended Finite Element Method - XFEM*) e do o Método dos Elementos Finitos Generalizados (*Generalized Finite Elements Method - GFEM*).

Existem também os que associam a utilização de mais de um método para construir uma ferramenta computacional completa, por exemplo: *BEM/MEF*, *DEM/MEF*, *DEM/BEM*, *MEF e MEF/com enriquecimento nodal*, estes são chamados de métodos híbridos. Li et al. (2014) afirmam que frequentemente o BEM é usado para simular massas de rochas como contínuo equivalente e o FEM ou DEM para representar explicitamente o meio fraturado, realizando de forma eficiente o acoplamento dos dois meios.

Desde sua origem, na década de 1960, o FEM tem sido utilizado para problemas mecânicos em rocha. O FEM apresenta algumas restrições com relação a modelagem de problemas descontínuos e grandes saltos nos deslocamentos (JINGA & HUDSON, 2002). Por este motivo, é necessário um tratamento adequado das aproximações dos campos cinemáticos

para que a discretização e interpolação utilizadas pelo método sejam capazes de representar a transição entre os campos contínuos e descontínuos (SEIXAS, 2015).

Uma maneira de possibilitar a simulação de reservatórios naturalmente fraturados é a utilização da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF) via incorporação da fratura no elemento finito, Simo (1993), Armero & Calari (1999), Calari & Armero (2010) e Beserra (2015). Esta técnica consiste em introduzir uma cinemática especial capaz de representar o processo de degradação do material até sua degradação completa. Isto é possível através da introdução de uma banda estreita de localização de deformações nos elementos finitos regulares, possibilitando assim, a utilização de malhas com pouco refinamento para representar o meio fraturado (GÓMEZ, 2017, BESERRA, 2015; MANZOLI, 1998; SEIXAS, 2015). Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF) aliada a metodologia desenvolvida por Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985) possibilita também o entendimento do comportamento de fechamento das fraturas no reservatório.

A vantagem da técnica ACDF que permite a utilização de malhas mais grosseiras implica em diminuição do custo computacional, principalmente para simulação utilizando malhas tridimensionais. Segundo Lira et al. (2007) a modelagem geométrica, incluindo procedimentos para geração de malhas, aliado a análise numérica utilizando o Método dos Elementos Finitos são de grande importância no processo de simulação.

As malhas de elementos finitos geradas para modelagem geométrica dos reservatórios podem ser classificadas em malhas estruturadas e não estruturadas. A maioria dos simuladores comerciais utilizam as malhas estruturadas, esta apresenta uma ordenação regular de suas células com um arranjo espacial pré-definido, (MIRANDA & MARTHA, 2006; LIRA et al., 2007). Como estas malhas mantêm uma estrutura lógica rígida tornam-se ineficazes para representar características geométricas mais acuradas dos reservatórios. Geralmente, são aplicadas para representação geométricas com baixa complexidade.

Uma alternativa para representação de reservatórios fraturados é a utilização de malhas não estruturadas, que podem representar estas estruturas de modo eficiente. Estas malhas são caracterizadas por uma ocupação espacial irregular de células simples, que não precisam ser arranjadas de acordo com a estrutura pretendida. Na literatura já existem vários algoritmos

para geração deste tipo de malha, tanto bidimensionais como tridimensionais, onde o domínio pode ser composto por elementos triangulares, quadriláteros, tetraedros e hexaedros.

As modelagens tridimensionais apresentam elevado grau de dificuldade no processo de modelagem comparado as malhas bidimensionais. Porém, aquelas representam um grande diferencial na análise dos resultados, pois conseguem representar as estruturas geológicas conforme se apresentam na natureza, possibilitando uma análise global e mais realista do comportamento hidromecânico do reservatório de petróleo.

2.3.2 Fechamento de Fratura

As fraturas em reservatórios fraturados podem estar abertas, contribuindo para o fluxo de fluido, ou fechadas, funcionando como uma barreira ao fluxo. Estas fraturas são compostas por duas superfícies rugosas que são mais fracas e deformáveis do que as rochas intactas.

Durante o processo de produção a mudança no estado de tensão e a variação da pressão de fluido (poropressão) provoca deformação normal das duas superfícies rugosas influenciando diretamente a alteração da abertura da fratura (redução da abertura inicial, ou seja, fechamento da fratura) e a permeabilidade. Este efeito de abertura e fechamento de fratura pode limitar ou melhorar a permeabilidade global do reservatório afetando a produção de petróleo. Diante de sua importância este efeito tem sido alvo de estudos da engenharia de reservatórios (ZIMMERMAN & MAIN, 2004; TAO, 2010; BARTON et al., 2013; BESERRA, 2015).

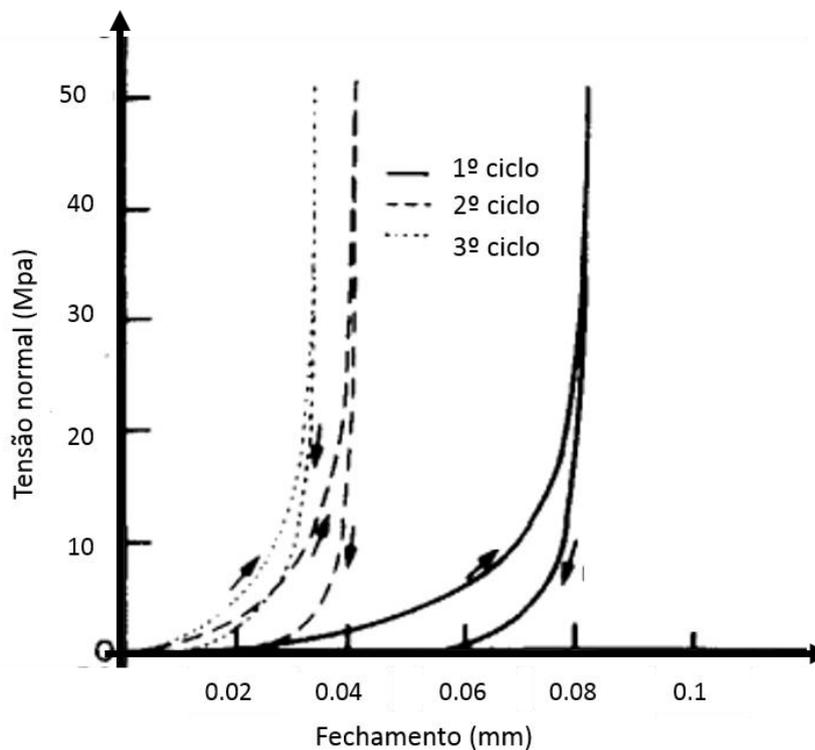
O primeiro pesquisador a desenvolver um estudo sobre a relação do comportamento de cisalhamento das rochas submetidas a carregamento normal e rugosidade foi Patton (1966). Ele desenvolveu um modelo representado por uma envoltória bilinear, que descreve regularmente bem a resistência ao cisalhamento de um modelo idealizado de fratura, na qual a aspereza é representada por uma série de triângulos de ângulo constante como uma serra de dentes (FLEURY, 2001; TAO, 2010, ZHANG, 2013; ZHANG E NEMCIK, 2013). Porém, este modelo não descreve de forma satisfatória o comportamento de cisalhamento de superfícies irregulares da rocha.

Goodman (1976) fez as medidas do fechamento das aberturas em função da tensão em fraturas induzidas artificialmente, medindo o deslocamento em todo o comprimento de uma

amostra intacta e depois repetindo a medição após ter sido fraturado. Ao final mostrou que a deformação das fraturas pode ser descrita pelo caráter das curvas tensão – deformação.

Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985) realizaram a medição de fechamento das aberturas em uma variedade de fraturas naturais e não preenchidas de dolerito, calcário, siltito e arenito, sujeitas a uma sequência de ciclos de carregamento e descarregamento. Estes autores tratam o fechamento das fraturas pré-existentes, quando submetidas às tensões normais compressivas. A Figura 12 mostra a curva de fechamento normal das fraturas. O gráfico apresenta um comportamento não linear para os diversos tipos de rochas analisadas. A curva tem forma côncava e com rigidez normal aumentando com o carregamento até o fechamento completo da abertura.

Figura 12 – Tensão normal versus fechamento da fratura para o modelo de Bandis (1983)



Fonte: Adaptado de Bandis et al. (1983).

Os autores demonstraram que a relação da tensão normal compressiva com as deformações normais da fratura apresenta um modelo hiperbólico, atestando que o comportamento mecânico depende do quão fraturada a rocha se encontra e da interação entre as paredes da fratura. Sendo esta interação diretamente dependente da rugosidade (GAITTO

JUNIOR, 2018). Estudos diversos mostraram que as propriedades da rocha fraturada são dependentes diretamente da rugosidade e resistência das paredes das fraturas (GOMES et al., 2014).

Barton et al. (1985) obtiveram o Coeficiente de Rugosidade da Fratura JRC através de um ensaio de escorregamento numa superfície inclinada, sendo esta inclinação aumentada até o bloco de cima escorregar (Figura 13). O valor de JRC é definido, considerando o ângulo de atrito básico e a resistência a compressão da parede da fratura (JCS).

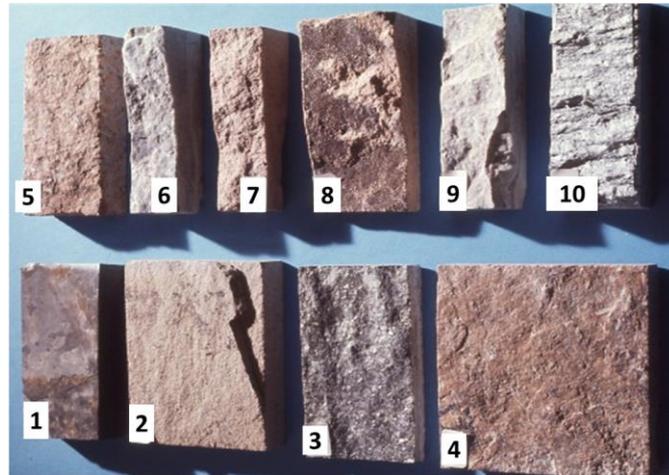
Figura 13 – Ensaio de inclinação para ângulo de atrito e o JRC



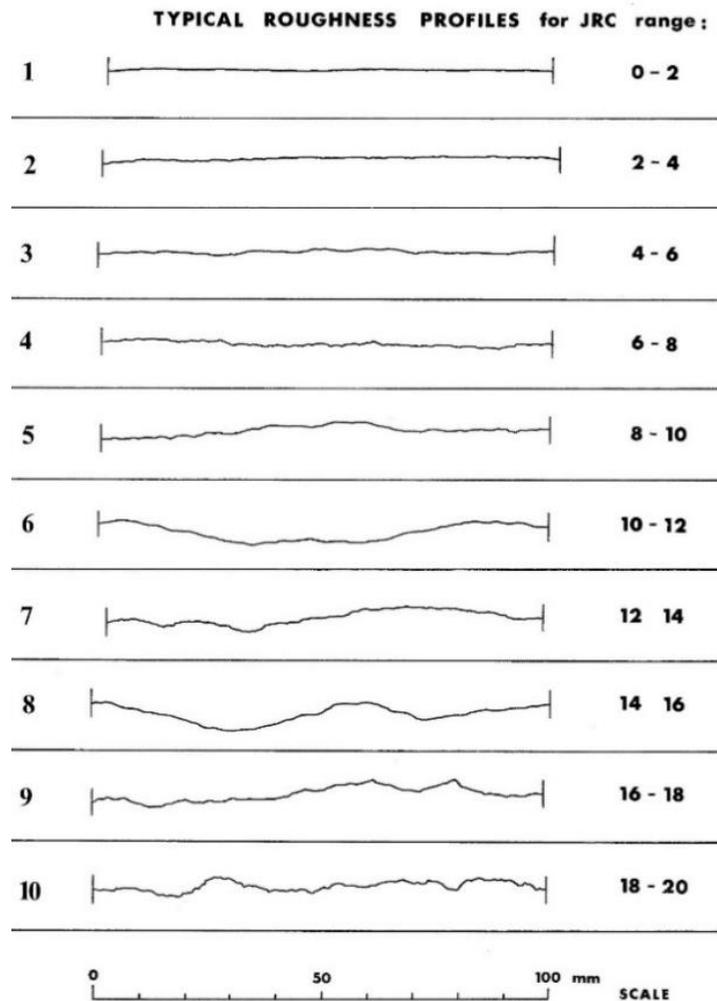
Fonte: Adaptado de Barton (2017).

O coeficiente de rugosidade da fratura JRC pode ser obtido empregando uma tabela que apresenta a escala natural e os perfis com os tipos de rugosidades. A Figura 14 (a) e (b) apresentam, respectivamente, a tabela de escala e as amostras de rochas.

Figura 14 – Modelo desenvolvido para o cálculo do coeficiente de rugosidade



(a)



(b)

Fonte: Adaptado de Barton (2017).

(a) Dez amostras com intervalos de JRC; (b) Perfis típicos de rugosidade e respectivos valores de JRC.

Barton et al. (1985), constataram que as fraturas que apresentam menor rugosidade, menor abertura inicial e maior resistência produzem deslocamentos menores.

A rugosidade das fraturas tem sido alvo de vários estudos que objetivam entender melhor seu impacto no escoamento do fluido. Zhao et. al. (2014) estudaram os efeitos da rugosidade da superfície da fratura no fluxo de fluido macroscópico e no transporte de soluto em redes de fraturas. Neste estudo eles mostraram que a rugosidade da fratura pode afetar a taxa de fluxo até certo ponto. Porém, não apresentam influência considerável no padrão geral do fluxo. Jinhai et. al. (2018) baseados na tecnologia de imagem digital, analisaram a influência da rugosidade tridimensional de fraturas em rochas nas características de percolação e compararam os resultados com dados experimentais. Valdez et. al. (2018) estudou a influência da rugosidade e de micro-fraturas na resposta mecânica utilizando o método dos elementos discretos.

Recentemente alguns trabalhos foram publicados utilizando o modelo de Barton na análise do fechamento de fraturas. Gaiotto Junior (2018) verificaram o efeito do processo de fechamento de fraturas na permeabilidade do reservatório, porém o referido autor trabalhou com análise de casos bidimensionais.

Falcão et. al., (2018) apresentaram uma comparação entre os métodos de Elementos Finitos de Alta Razão de Aspecto, Elementos Finitos Aproximados considerando espessura zero nos elementos de interface, Elementos Finitos com Descontinuidades Embebidas, Teoria de Lagrangeano Aumentado e o último método que consiste em representar a rocha intacta com elementos triangulares linear e as fraturas discretizadas por elementos quadriláteros linear colapsados. Ao final foi realizada uma simulação bidimensional para avaliar o fechamento das fraturas utilizando os diversos métodos citados. O trabalho Seth (2018) também trata da avaliação do fechamento de fratura verificando sua interferência na produtividade através da simulação de um modelo bidimensional formado por uma fratura ramificada em um reservatório. Outros trabalhos também avaliaram o fechamento da fratura em simulações de poço, como os trabalhos de Qin et. al., (2018) e Huang et. al., (2016).

2.4 TIPOS DE ACOPLAMENTO

Diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas para o estudo dos métodos de interação entre o fluxo no reservatório e a deformação da rocha, em sua grande maioria objetivando melhorar a acurácia, convergência e eficiência computacional da solução (FALCÃO, 2013; PEREIRA, 2007; TRAN et al., 2005; DEAN, et al., 2003). O acoplamento pode ser classificado de diferentes maneiras, destacaremos o totalmente acoplado, explícito, iterativo e o pseudoacoplamento.

2.4.1 Acoplamento Implícito ou Total

No acoplamento do tipo total as variáveis de fluxo (pressão, temperatura e saturação) e respostas geomecânicas (tensões e deslocamentos) são calculados simultaneamente em uma única malha a cada intervalo de tempo. Este acoplamento é bastante complexo e apresenta o maior grau de precisão, maior custo computacional e menor flexibilidade (Falcão, 2013).

2.4.2 Acoplamento Explícito (*one way coupling*)

No acoplamento do tipo explícito, a comunicação entre o fluxo do reservatório e a análise geomecânica ocorre de maneira fraca, apenas em um sentido. Ou seja, as variações de pressão e temperatura calculadas no simulador de fluxo são transferidas ao módulo geomecânico, onde induzem variações nas tensões e deformações.

O módulo geomecânico funciona como um pós-processador e as variações de tensão e de deformação não são retornadas para o simulador de fluxo, aumentando a velocidade dos cálculos (TRAN et al., 2002). Neste caso, o comportamento do reservatório é totalmente independente da geomecânica, com exceção da compressibilidade da rocha.

2.4.3 Acoplamento Iterativo (*two way coupling*)

No acoplamento do tipo explícito, o problema é dividido no módulo de fluxo e no módulo geomecânico, que são resolvidos separadamente e em sequência. A solução é

realizada por um simulador de reservatórios e por um simulador geomecânico, onde a troca de informações acontece em ambos os sentidos no final de cada intervalo de tempo.

Critério de convergência baseados nas mudanças de pressão e tensão entre as duas últimas iterações da solução controlam a iteração do acoplamento (TRAN et al., 2002).

2.4.4 Pseudoacoplamento

No esquema numérico de pseudoacoplamento o computo de algumas respostas geomecânicas, a exemplo de compactação e variações na tensão horizontal, ocorre de maneira aproximada através da relação entre porosidade, permeabilidade e tensão. As informações são implementadas no simulador através de tabelas de permeabilidade e porosidade versus pressão de poro (Samier & De Gennaro, 2007).

O pseudoacoplamento abrange duas situações distintas, a compactação e a dilatância. Em situações em que a pressão do reservatório é alta e se reduz com a produção, ocorre a compactação, e quando ocorre a necessidade de aumentar a pressão inicial, dilatância (FALCÃO, 2013).

Por não haver a necessidade de apresentar um módulo geomecânico este esquema permite a simulação de grandes reservatórios com menor tempo e baixo custo computacional. Segundo Pereira (2007) a aproximação feita da compactação é melhor do que na simulação clássica de reservatórios, além de ser o acoplamento mais rápido para fazer ajustes de históricos de reservatórios. Como desvantagem o referido autor cita o método simplificação da física do processo de acoplamento.

Nesta pesquisa os multiplicadores de permeabilidade e porosidade serão obtidos simulando situações em que ocorre a depleção do reservatório.

3 MODELAGEM NUMÉRICA

A crescente e contínua exploração de reservatórios fraturados incentivou o interesse da indústria petrolífera para o entender o mecanismo de fluxo e o comportamento das fraturas no processo produtivo. Ao longo do processo produtivo, as mudanças na pressão no reservatório acarretavam uma diminuição da produção provenientes do processo de fechamento da fratura. Neste contexto as simulações computacionais são primordiais para predizer os efeitos causados pelo processo produtivo destes reservatórios.

Nesta tese foi utilizada a teoria de Aproximação Contínua das Descontinuidades Fortes Incorporadas via modelo de dano à compressão (GÓMEZ, 2017), onde a variável de dano diminui à medida que a fratura é comprimida e a abertura final da fratura, calculada via modelo de Barton-Bandis, considera a influência da deformação do meio, denominado de Modelo 1. O segundo modelo utilizado é o modelo simplificado proposto por Beserra (2015), no qual considera os elementos finitos convencionais com incorporação das fraturas na composição do tensor permeabilidade do elemento e o fechamento da fratura, via modelo de Barton-Bandis, desconsidera o cálculo do salto dos deslocamentos, denominado de Modelo 2.

Foram utilizados os dois modelos com a finalidade de demonstrar que ambos podem representar de maneira satisfatória o comportamento de fechamento das fraturas devido a descompressão do reservatório durante o processo produtivo.

Neste capítulo serão abordadas as formulações numéricas que estão implementadas no CODE_BRIGHT, simulador *in-house* em Elementos Finitos, desenvolvido no Departamento de Engenharia Geotécnica da Universidade Politécnica de Catalunha (UPC), e vem sendo continuamente aprimorado e utilizado pelo Laboratório Métodos Computacionais em Geomecânica da Universidade Federal de Pernambuco (LMCG/UFPE).

3.1 EQUAÇÕES DO PROBLEMA ACOPLADO – HIDROMECAÂNICO

Problema acoplado é aquele em que duas ou mais físicas ocorrem simultaneamente e interagem entre si no meio. A interação entre os sistemas físicos presentes pode apresentar graus variáveis de interação (Zienkiewicz & Taylor, 1989).

No escoamento de fluidos em reservatórios fraturados, problemática estudada nesta pesquisa, a física que envolve o fluxo do fluido no interior das rochas relaciona-se diretamente com o mecanismo de abertura de fraturas, resultando em um problema de acoplamento hidromecânico.

Nesta seção, serão descritas as principais equações que regem o problema de fluxo de fluido em meios deformáveis.

3.1.1 Equação de equilíbrio

Admitindo-se um corpo em equilíbrio, a equação de equilíbrio de tensões para um sólido pode ser escrita como:

$$\nabla \sigma + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (3.1)$$

Onde σ é o tensor de tensões totais e \mathbf{b} , o vetor de forças de corpo.

O acoplamento hidromecânico, para um meio poroso saturado, se dá aplicando-se a equação do Princípio das Tensões Efetivas, proposto por Terzaghi. Nesta equação a poropressão se relaciona com o tensor de tensões efetivas da seguinte maneira:

$$\sigma' = \sigma - p\mathbf{I} \quad (3.2)$$

Sendo σ o tensor de tensões totais, σ' , o tensor de tensões efetivas, P , a pressão exercida pelo fluido contido nos poros e \mathbf{I} é o tensor unitário de segunda ordem.

Terzaghi (1943) destaca que as variações de deslocamento, deformações e variação volumétrica no corpo são devidas exclusivamente a variações nas tensões efetivas.

Considerando-se a incompressibilidade dos grãos, a equação de Terzaghi é reescrita considerando as generalizações propostas por Biot. A resposta mecânica dos solos e das rochas pode ser mais precisamente definida por uma tensão efetiva de acordo com a seguinte expressão:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P \mathbf{I} \quad (3.3)$$

Sendo α o termo correspondente à compressibilidade do meio, chamado de coeficiente de Biot.

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_S} \quad (3.4)$$

Onde, K e K_S são os módulos volumétricos da matriz porosa e dos grãos, respectivamente. Para problemas mecânicos em rocha, a consideração da compressibilidade é muito importante. Já para os solos, em geral, a rigidez do meio é muito menor que a dos grãos ($K \ll K_S$) e a expressão das tensões efetivas será igual à introduzida por Terzaghi, com $\alpha = 1$.

3.1.2 Equação da Conservação de Massa para a Fase Sólida

O meio poroso é um sistema constituído por várias fases, onde uma condição a ser cumprida traduz-se por meio das equações de conservação das massas das fases envolvidas. Na simulação do comportamento com acoplamento geomecânico, além da equação de

equilíbrio e da relação tensão – deformação deve ser considerada a equação de conservação de massa da fase sólida, que, admitindo a hipótese de deformabilidade do meio (BEAR, 1988), expressa por:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1 - \phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (3.5)$$

Sendo ρ_s é a densidade do sólido, que depende da compressibilidade da matriz, ϕ é a porosidade do meio e $\dot{\mathbf{u}}$ é a velocidade de deslocamento da fase sólida. Considerando a derivada material em relação à velocidade da matriz sólida:

$$\frac{D(\bullet)}{Dt} = \frac{\partial(\bullet)}{\partial t} + \nabla(\bullet) \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (3.6)$$

Agora reescrevemos a equação 3.64 da seguinte forma:

$$\frac{D(1-\phi)\rho_s}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1 - \phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (3.7)$$

Expandindo o primeiro termo e usando a relação da Equação (3.6) a Equação (3.7) pode ser escrita na forma da Equação (3.9):

$$\nabla \cdot [(1 - \phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s] + (1 - \phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (3.8)$$

$$(1 - \phi) \frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} \underbrace{- \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s] + \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s]}_{\text{termos se cancelam}} + (1 - \phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = 0 \quad (3.9)$$

Cancelando dos termos semelhantes e usando a seguinte relação:

$$\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = \dot{\epsilon}_v \quad (3.10)$$

Sendo $\dot{\epsilon}_v$ é a deformação volumétrica total do meio poroso, a Equação (3.7) pode ser escrita da seguinte forma:

$$(1 - \phi) \frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} + (1 - \phi)\rho_s \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (3.11)$$

Considerando a fase sólida incompressível, o primeiro termo da Equação (3.11) é nulo:

$$\rho_s = cte$$

$$\frac{D\rho_s}{Dt} = 0 \quad (3.12)$$

Dividindo todos os termos da equação (3.12) por ρ_s , obtém-se a equação final para a variação da porosidade em função da deformação volumétrica do meio:

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1 - \phi)\dot{\epsilon}_v \quad (3.13)$$

3.1.3 Equação da Conservação de Massa para a Fase Fluido

Para um meio poroso completamente saturado, a equação da conservação de massa da fase fluida é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_f \phi) + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q} - \phi \rho_f \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (3.14)$$

Sendo ϕ é a porosidade do meio, ρ_f é a densidade do fluido e \mathbf{q} é o fluxo de Darcy. Aplicando o conceito de derivada material demonstrado na Equação (3.6), a Equação (3.14) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$\frac{D}{Dt}(\rho_f \phi) + \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla(\phi \rho_f) + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q} - \phi \rho_f \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (3.15)$$

Os termos as Equação (3.15) podem ser expandidos da seguinte forma

$$\frac{D}{Dt}(\rho_f \phi) = \phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{D\phi}{Dt} \quad (3.16)$$

$$\dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla(\phi \rho_f) = \phi \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla \rho_f + \rho_f \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla \phi \quad (3.17)$$

$$\nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q} - \phi \rho_f \dot{\mathbf{u}}) = \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla \rho_f + \rho_f \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla \phi + \phi \rho_f \cdot \nabla \dot{\mathbf{u}} \quad (3.18)$$

A Equação (3.15) na sua forma expandida e feito os cancelamentos dos termos iguais com sinal opostos apresentará a seguinte forma:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi \rho_f \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (3.19)$$

Substituindo a Equação (3.13) na equação (3.19), obtém-se:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f (1 - \phi) \dot{\epsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi \rho_f \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (3.20)$$

Logo, a equação que governa o fluxo de fluido em um meio poroso deformável, representado pelo termo $\dot{\epsilon}_v$, é dada pela seguinte equação:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \dot{\epsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (3.21)$$

Esta equação está implementada no CODE_BRIGHT (*COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport*) e resolvida em um esquema totalmente acoplado, simultaneamente com as equações do problema mecânico, através do método de Newton-Raphson, e a porosidade do meio é atualizada explicitamente a cada passo de tempo, conforme Equação (3.13).

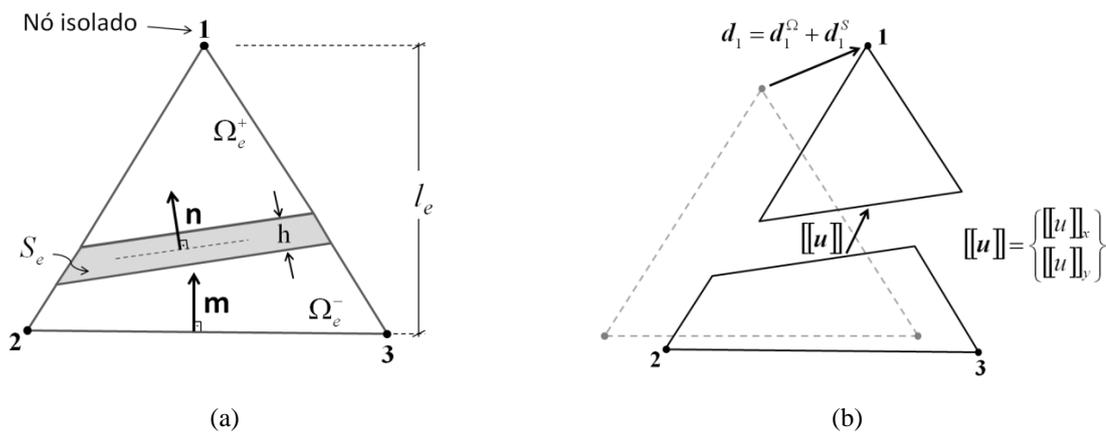
3.2 ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FORTES

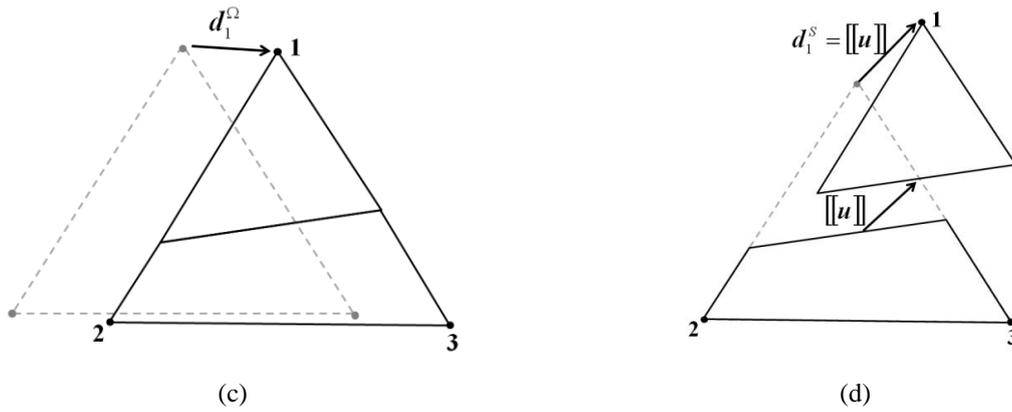
Nesta seção serão descritas as formulações para representação do Modelo 1 implementado no CODE_BRIGHT, conforme trabalho de GÓMEZ (2017). Segundo MANZOLI (2008) esta formulação necessita a correta imposição da continuidade de tensões para garantir o equilíbrio de tensões no elemento, fazendo considerações apropriadas de consistência cinemática e estática.

3.2.1 Decomposição do campo de deslocamentos

O elemento finito é representado com uma descontinuidade S_e , que divide o domínio do elemento em duas partes, Ω_e^- e Ω_e^+ , representado pela Figura 15 (a). O campo deslocamento, \mathbf{u} , representado na figura 3.1(b), é decomposto em duas partes, uma correspondente a deformação do contínuo, \mathbf{u}_Ω Figura 15 (c), e outra ao movimento de corpo rígido entre as partes do elemento, \mathbf{u}_S , Figura 15 (d).

Figura 15 – Decomposição do campo de deslocamentos





Fonte: BESERRA (2015)

(a) elemento indeformado; (b) elemento deformado; (c) deformação da parte contínua; (d) movimento relativo devido à descontinuidade.

O campo de deslocamentos não contínuo definido como:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_\Omega + \mathbf{u}_s \quad (3.22)$$

3.2.2 Campo de deformações

A deformação na parte contínua é dada por:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] \quad (3.23)$$

sendo:

$$[[\mathbf{u}]] = \begin{Bmatrix} [[\mathbf{u}]]_x \\ [[\mathbf{u}]]_y \end{Bmatrix} \quad (3.24)$$

Onde \mathbf{M} é matriz com as componentes do vetor unitário normal à base do elemento na direção do nó isolado, l_e tamanho característico do elemento e $[[\mathbf{u}]]$ é o vetor que contém as componentes do salto de deslocamentos na interface.

Na descontinuidade:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_S = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[\mathbf{u}]] \quad (3.25)$$

Onde h é espessura da banda de localização muito estreita contendo S e \mathbf{N}_n é a matriz das componentes de um vetor unitário normal (\mathbf{n}) a S na direção Ω_e^+ .

3.2.3 Campo de tensões

O campo de tensões para o contínuo pode ser descrito por:

$$\boldsymbol{\sigma}_\Omega = \mathbf{C} \left(\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] \right) \quad (3.26)$$

Sendo \mathbf{C} o tensor constitutivo elástico.

E o campo de tensões na banda de localização pode ser obtido através de:

$$\boldsymbol{\sigma}_s = \sum \left(\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[\mathbf{u}]] \right) \quad (3.27)$$

onde Σ representa uma lei constitutiva inelástica do tipo contínuo que relaciona tensões e deformações do material.

3.2.4 Continuidade de Tensões

Equações provenientes do acoplamento entre o contínuo e a interface são adicionadas para completar as equações de equilíbrio devido ao aumento do grau de liberdade do problema.

A equação que representa a continuidade das tensões é dada por:

$$\mathbf{t}_\Omega - \mathbf{t}_S = 0 \quad \text{em } S \quad (3.28)$$

onde \mathbf{t}_Ω é o vetor de tensões calculado a partir do estado de tensão da parte contínua adjacente à interface e \mathbf{t}_S é o vetor de tensões na própria interface.

A continuidade das tensões na interface do elemento é dada por:

$$\mathbf{N}_n^T \left[\mathbf{C} \left(\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] \right) \right] - \boldsymbol{\Sigma} \left[\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[\mathbf{u}]] \right] = 0 \quad (3.29)$$

O vetor de forças internas e a matriz de rigidez do elemento podem ser verificados no trabalho de BESERRA (2015).

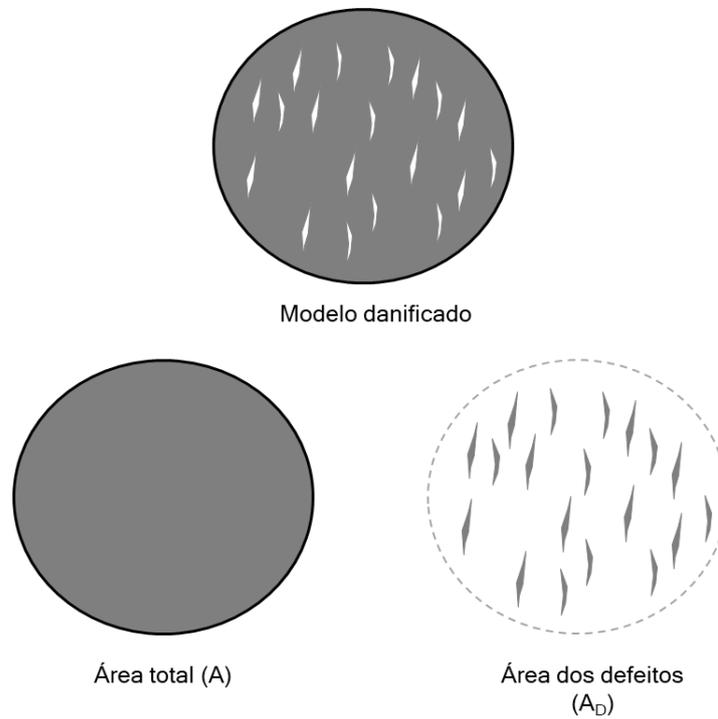
3.2.5 Variável de Dano

O modelo adotado considera que o comportamento mecânico, na escala micro, das fissuras e poros independem da orientação e dependem de uma variável escalar (d) chamada variável de dano (ou de degradação). A variável dano é definida pela relação:

$$d = \frac{A_D}{A} \quad (3.30)$$

Onde A é a área total de uma seção transversal e A_D é a área dos defeitos, Figura 16.

Figura 16 – Seção transversal do material



Fonte: A Autora (2019).

A área efetiva, ou seja, a área que efetivamente resiste aos esforços aplicados é definida como:

$$\bar{A} = A - A_D \quad (3.31)$$

A variável dano pode ser reescrita da seguinte forma:

$$d = \frac{A - \bar{A}}{A} = 1 - \frac{\bar{A}}{A} \quad (3.32)$$

A variável de dano representa a perda de rigidez do material e pode variar de 0, para um material íntegro, onde a área de defeitos é nula; até o material totalmente degradado, d igual a 1, devido ao fato da área com defeitos ser igual à área total. Após atingir o patamar de degradação o material não poderá retornar ao seu estado íntegro e a área degradada pode crescer ao longo do tempo com a aplicação contínua de força (Seixas, 2015).

3.2.5.1 Tensão Efetiva

A tensão efetiva de dano está associada à área que efetivamente resiste aos esforços de carregamento impostos. Considerando para esta análise um elemento unidimensional submetido a uma a um carregamento uniaxial F (Figura 3.3), a tensão aparente nominal é encontrada pela seguinte equação:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (3.33)$$

Onde σ é a tensão aparente nominal, F é o carregamento uniaxial e A é a área. A tensão efetiva de dano dada pela equação:

$$\bar{\sigma} = \frac{F}{A} \quad (3.34)$$

As equações se relacionam da seguinte forma:

$$\frac{\sigma}{\bar{\sigma}} = \frac{\bar{A}}{A} = 1 - d \quad (3.35)$$

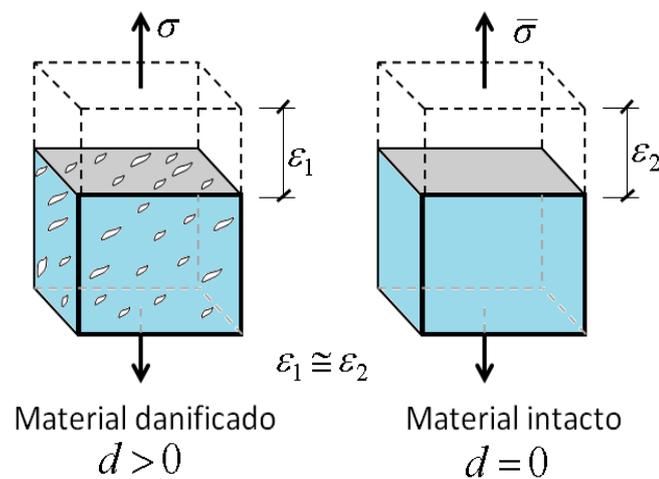
$$\sigma = (1 - d)\bar{\sigma}$$

Percebe-se que quando o material está íntegro ($d=0$) a tensão efetiva coincide com a tensão nominal ($\sigma = \bar{\sigma}$). A partir do momento que se inicia a degradação do material até a degradação de toda a seção ($d=1$), a tensão efetiva tende ao infinito ($\bar{\sigma} \rightarrow \infty$).

3.2.5.2 Equivalência de Deformações

Para esta análise utiliza-se o princípio das tensões equivalentes, proposta por Lemaitre & Chaboche (1985), que considera, tanto para regimes elásticos quanto para regimes inelásticos, a deformação do material degradado solicitado pela tensão aparente equivale à deformação do material íntegro submetido à tensão efetiva, representado na Figura 17.

Figura 17 – Elemento unidimensional submetido a carregamento uniaxial F



Fonte: Seixas (2015).

As deformações são expressas pelas equações seguintes:

$$\varepsilon_1 = \frac{\sigma}{E_D} \quad (3.36)$$

e

$$\varepsilon_2 = \frac{\bar{\sigma}}{E} \quad (3.37)$$

Sendo: E é o módulo de Elasticidade do material intacto e E_D o módulo de elasticidade do material degradado.

Através das equações expostas a cima é possível encontrar a relação entre o módulo de elasticidade do material intacto e o do material degradado com a equação abaixo:

$$\frac{\sigma}{E_D} = \frac{\bar{\sigma}}{E} \rightarrow E_D = E \frac{\sigma}{\bar{\sigma}} \rightarrow E_D = (1-d)E \quad (3.38)$$

A relação constitutiva total é dada por:

$$\sigma = E_D \varepsilon = (1-d)E \varepsilon \quad (3.39)$$

$$\bar{\sigma} = E \varepsilon$$

A Equação (3.38) pode ser generalizada para o caso bi e tridimensional.

3.2.5.3 Critério de Degradação do Material

Para o critério de degradação do material utiliza-se o conceito de domínio elástico, região que se encontra no interior do domínio da função de dano onde o material se comporta de maneira elástica. Este critério é definido pela seguinte função:

$$\varphi(\sigma) = \tau(\sigma) - q \leq 0 \quad (3.40)$$

Onde τ é uma tensão equivalente que define a forma do domínio elástico e q é uma variável interna do modelo que define o tamanho do domínio elástico.

No espaço das tensões efetivas o critério de degradação assume a seguinte forma:

$$\varphi(\bar{\sigma}) = \tau(\bar{\sigma}) - r \leq 0 \quad (3.41)$$

No espaço das tensões efetivas o r é a variável interna que define o tamanho do domínio elástico, dada pela seguinte equação:

$$r = \frac{q}{1-d} \quad (3.42)$$

Reescrevendo a variável de dano em função das variáveis internas r e q :

$$d = 1 - \frac{q}{r} \quad (3.43)$$

Definindo as condições de carga e descarga de Kuhn-Tucker (BESERRA, 2015; SEIXAS, 2015; MAEDO, 2015):

$$\dot{d} \geq 0$$

$$\varphi(\bar{\sigma}) \leq 0$$

$$\dot{d}\varphi(\bar{\sigma}) = 0 \rightarrow \text{condição de consistência} \quad (3.44)$$

Da Equação 3.44 podemos deduzir:

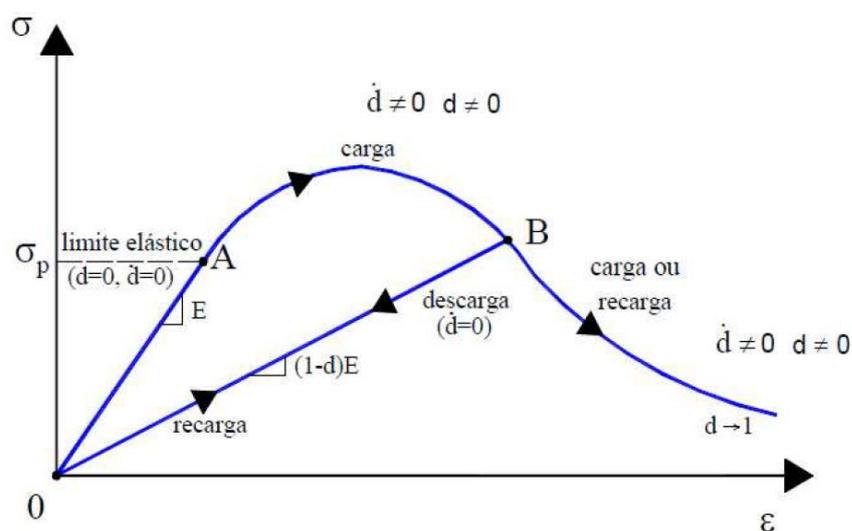
Se $\varphi(\bar{\sigma}) < 0 \rightarrow \dot{d} = 0 \rightarrow$ regime elástico

Se

$$\varphi(\bar{\sigma}) = 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{\tau}(\bar{\sigma}) < 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} = 0 \\ \dot{r} = 0 \end{cases} \rightarrow \text{descarga elástica} \\ \dot{\tau}(\bar{\sigma}) > 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} > 0 \\ \dot{r} = \dot{\tau} > 0 \end{cases} \rightarrow \text{carga ou recarga} \end{cases} \quad (3.45)$$

A curva de tensão versus deformação apresentada esquematicamente na Figura 18 representa as etapas de carga, descarga e recarga do material. Os trechos destacados nas curvas representam: trecho OA - domínio elástico, onde a variável de dano, não evolui, $\dot{d} = 0$; trecho AB - degradação do material sob carregamento (processo irreversível) e a variável de dano evolui, $\dot{d} > 0$; trechos BO e OB - processos elásticos de descarregamento e recarregamento respectivamente, onde também não há evolução da variável de dano. Destaca-se na curva o fator de redução da rigidez é $(1-d)$ (SEIXAS, 2015; BESERRA, 2015).

Figura 18 – Diagrama de tensão deformação e evolução da variável dano



Fonte: Beserra (2015).

3.3 MODELAGEM DO FECHAMENTO DE FRATURA

Neste item serão descritas as formulações dos dois modelos utilizados para cálculo da abertura final da fratura.

3.3.1 Modelo 1 – Modelo que calcula o salto dos deslocamentos via Aproximação Contínua das Descontinuidades Fortes

O modelo de dano que trata de maneira diferente o material quando submetido a um estado de tração ou a um estado de compressão foi introduzido por Oliver et al. 2008. O modelo de dano à tração foi implementado no CODE_BRIGHT por BESERRA (2015) e as adaptações para o modelo de dano à compressão foram realizadas por GÓMEZ (2017).

Neste modelo a variável de dano à compressão (d_c) diminui à medida que a fratura é comprimida. O modelo de dano permite impor o modelo de fechamento de Baton-Bandis ao salto normal da fratura (j_n).

A lei constitutiva é expressa da seguinte forma:

$$\sigma = (1 - d)\bar{\sigma}, se > 0 \text{ (tração)} \quad (3.46)$$

$$\sigma = (1 - d_c)\bar{\sigma}, se \leq 0 \text{ (compressão)}$$

Sendo σ a tensão aparente nominal, d a variável de dano à tração, conforme Beserra (2015), e d_c é o dano à compressão, conforme Gómez (2017), e $\bar{\sigma}$ é a tensão efetiva de dano, que é dada por:

$$\bar{\sigma} = \underset{IV}{C} : \varepsilon \quad (3.47)$$

Onde \mathbf{C} o tensor constitutivo elástico de quarta ordem e $\boldsymbol{\varepsilon}$ o tensor de deformações.

3.3.1.1 Modelo Constitutivo de dano à compressão

No modelo de integração de tensões implementado por Beserra (2015) verifica-se, através da tensão normal na banda obtida no passo de tempo anterior, se o regime é de tração ou compressão. Caso seja de tração realiza-se a integração de tensões do dano a tração segundo Beserra (2015), e caso seja de compressão segue-se o procedimento descrito por GÓMEZ (2017).

Aqui serão descritos de forma sucinta as equações do modelo de dano à compressão, conforme GÓMEZ (2017).

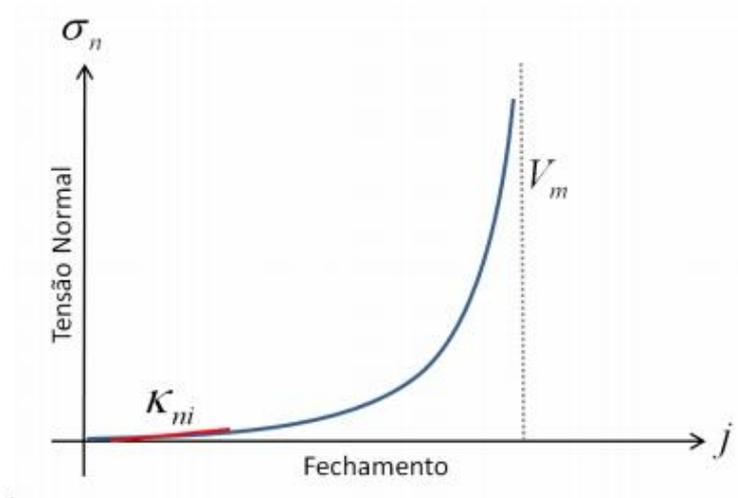
Neste modelo a tensão normal à descontinuidade (σ_n) é obtida com base no estado de tensões na descontinuidade através da equação:

$$\sigma_n = \mathbf{n} \cdot \boldsymbol{\sigma}_s \cdot \mathbf{n} \quad (3.48)$$

A eficiência do modelo permite que o $\boldsymbol{\sigma}_s$ seja aproximado tanto pelo termo convergido do passo de tempo anterior ($\boldsymbol{\sigma}_s = \boldsymbol{\sigma}_s^{k+1,n+1} = \boldsymbol{\sigma}_s^k$, aproximação via IMPLEX) como pelo calculado a partir da iteração anterior do passo do tempo atual ($\boldsymbol{\sigma}_s = \boldsymbol{\sigma}_s^{k+1,n+1} = \boldsymbol{\sigma}_s^{k+1,n}$, integração implícita).

Neste trabalho foi utilizado o modelo proposto por Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985), como mostrado em Beserra (2015). O modelo constitutivo descreve comportamento de fechamento de fraturas pré-existent, quando submetidas à tensões normais compressivas. Trata-se de um modelo elástico não linear, com rigidez normal inicial (K_{ni}) e o fechamento máximo da fratura (V_m) definindo a relação hiperbólica da tensão de fechamento de uma fratura, Figura 19.

Figura 19 – Curva tensão normal versus fechamento da fratura



Fonte: BESERRA (2015).

O fechamento de Barton-Bandis é calculado com base na tensão normal:

$$j_n = \frac{\sigma_n V_m}{\sigma_n - \kappa_{ni} V_m} \quad (3.49)$$

O salto dos deslocamentos é obtido pela seguinte equação:

$$[[\mathbf{u}]] = j_n \mathbf{n} \quad (3.50)$$

O campo de descontinuidade da deformação será dado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[\mathbf{u}]] - \boldsymbol{\varepsilon}_s^0 \quad (3.51)$$

sendo $\boldsymbol{\varepsilon}$ a deformação regular e $\boldsymbol{\varepsilon}_S^0$ o estado inicial de deformação.

A variável de dano à compressão é obtida a partir da equação:

$$\boldsymbol{\sigma}_s = (1 - d_c) \overline{\boldsymbol{\sigma}}_s \quad (3.52)$$

$$\overline{\sigma}_n = \mathbf{n} \cdot \overline{\boldsymbol{\sigma}}_s \cdot \mathbf{n} \quad (3.53)$$

$$d_c = 1 - \frac{\sigma_n}{\overline{\sigma}_n} \quad (3.54)$$

Obtido o dano na compressão, calcula-se o salto de deslocamentos conforme demonstrado por GÓMEZ (2017). Com isto, tem-se o novo estado de tensões na banda de deformação que pode ser usado novamente no esquema “implícito”.

As equações gerais do estado inicial de deformação implementado no CODE_BRIGHT por GÓMEZ (2017) serão apresentadas abaixo.

O estado inicial de deformação $\boldsymbol{\varepsilon}^0$, para um material contínuo submetido à compressão, será somado ao tensor de deformações durante toda a análise, é obtido pelo estado de tensões efetiva inicial fornecido pelo usuário:

$$\boldsymbol{\sigma}'_0 = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}^0 \quad (3.55)$$

$$\text{Desta forma: } \boldsymbol{\varepsilon}^0 = \mathbf{C}^{-1} \boldsymbol{\sigma}'_0 \quad (3.56)$$

Para o caso de meio fraturado faz-se a aproximação de descontinuidades fortes incorporadas, teremos o $\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega^0$ para o contínuo e $\boldsymbol{\varepsilon}_S^0$ para a descontinuidade. O estado efetivo inicial e o fechamento inicial, segundo Barton-Bandis, será dado por:

$$\boldsymbol{\sigma}_n^0 = \mathbf{n} \cdot \boldsymbol{\sigma}'_0 \cdot \mathbf{n} \quad (3.57)$$

$$j_n^0 = \frac{\sigma_n^0 V_m}{\sigma_n^0 - \kappa_{ni} V_m} \quad (3.58)$$

O salto de deslocamento inicial:

$$[[\mathbf{u}^0]] = j_n^0 \mathbf{n} \quad (3.59)$$

O cálculo das deformações iniciais na descontinuidade para os elementos interceptados pela fratura, é dado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s^0 = \mathbf{C}^{-1} : \boldsymbol{\sigma}'_0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[[\mathbf{u}^0]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[[\mathbf{u}^0]] \quad (3.60)$$

Seguindo os passos do algoritmo de dano à compressão

$$d_c = 1 - \frac{\boldsymbol{\sigma}_n^0}{\boldsymbol{\sigma}_n^0} \quad (3.61)$$

Com o dano à compressão calculado obtém-se o estado inicial de tensões nos domínios contínuo e descontinuidade:

$$\boldsymbol{\sigma}_\Omega = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega^0 \quad (3.62)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_s = (1 - d_c) \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_s^0 \quad (3.63)$$

Onde (3.64)

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega^0 = \mathbf{C}^{-1} : \boldsymbol{\sigma}'_0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[\mathbf{u}^0]$$

Logo, ao se resolver o algoritmo global de integração de tensões desenvolvido por BESERRA (2015), adota-se para o contínuo e a descontinuidade os seguintes estados de tensões e deformações, respectivamente:

$$\boldsymbol{\sigma}_\Omega = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega \quad (3.65)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_s = (1 - d_c) \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_s \quad (3.66)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s = \boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_s^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[\mathbf{u}] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n[\mathbf{u}] \quad (3.67)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega = \boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M}[\mathbf{u}] \quad (3.68)$$

Sendo $\boldsymbol{\varepsilon}$ a deformação regular.

A abertura depende da componente normal do salto de deslocamentos j_n e é dada pela seguinte equação:

$$e = e_0 + j_n - j_n^0 \quad (3.69)$$

Sendo:

e_0 - Abertura inicial para o estado de tensões inicial $\boldsymbol{\sigma}'_0$. Esta abertura é fornecida pelo usuário.

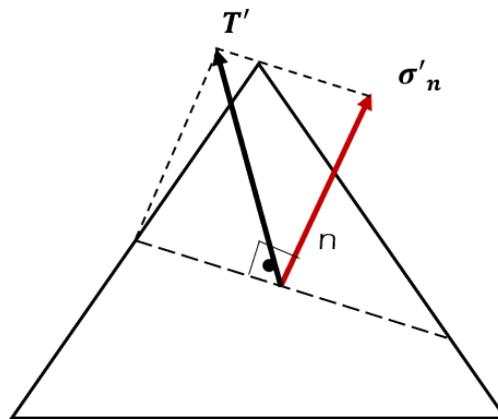
j_n^0 - Fechamento inicial, calculado na inicialização do modelo.

j_n - Fechamento atual, função da deformação do meio.

3.3.2 Modelo 2 – Modelo simplificado que não calcula o salto dos deslocamentos

Conforme mencionado, neste trabalho foi utilizado o modelo proposto por Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985) e, para o modelo simplificado proposto por BESERRA (2015) o fechamento é calculado em função da projeção, do vetor de tensões, na direção normal ao elemento com descontinuidade incorporada, conforme esquema da figura Figura 20.

Figura 20 – Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade incorporada



Fonte: A Autora (2019).

A tensão normal é obtida da seguinte forma:

$$\sigma'_n = \underbrace{(\boldsymbol{\sigma} - P\mathbf{I})}_{\mathbf{T}'} \mathbf{n} \cdot \mathbf{n} \quad (3.70)$$

E o fechamento é dado pela seguinte equação:

$$j = \frac{\sigma'_n V_m}{\sigma'_n - \kappa_{ni} V_m} \quad (3.71)$$

Sendo σ_n a componente de tensão normal à fratura. A abertura hidráulica da fratura é dada por:

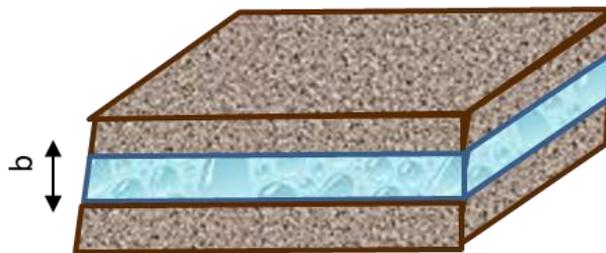
$$e = e_0 - j \quad (3.72)$$

Onde e_0 é a abertura inicial da fratura.

3.4 LEI DE EVOLUÇÃO DA PERMEABILIDADE

Para determinar a condutividade hidráulica para meios porosos fraturados, geralmente, utiliza-se o modelo mais simples para uma fratura, o chamado modelo de placas paralelas. Neste modelo a fratura possui uma abertura constante b e não apresenta material de preenchimento nem rugosidade e limitada por dois materiais impermeáveis, Figura 21.

Figura 21 – Modelo de placas paralelas



Fonte: A Autora (2019).

A solução é dada pela equação:

$$K = \frac{b^2}{12} \quad (3.73)$$

No acoplamento hidromecânico, a relação direta da varável mecânica com a evolução de uma propriedade do comportamento hidráulico, pode ser definida através da evolução da permeabilidade da fratura como uma função da abertura proveniente do modelo de fechamento de Barton-Bandis, equação (3.49)

A permeabilidade da fratura é dada em função de sua abertura pela lei de placas paralelas modificada:

$$k_f = k_0 \left(\frac{e}{e_n} \right)^2 \quad (3.74)$$

Sendo k_f a permeabilidade da fratura e e a abertura final.

Para os elementos cortados por duas ou mais fraturas a permeabilidade inicial foi calculada com sendo:

$$k = \frac{\sum_{n=1}^i (e_n)^2}{12} \quad \text{para } n = 1, \dots, i \quad (3.75)$$

Sendo i o número de fraturas que cortam o elemento.

3.5 EQUAÇÕES CONSTITUTIVAS DO PROBLEMA HIDRÁULICO

Neste item serão descritas as equações do problema hidráulico, aplicadas ao elemento finito com descontinuidade incorporada.

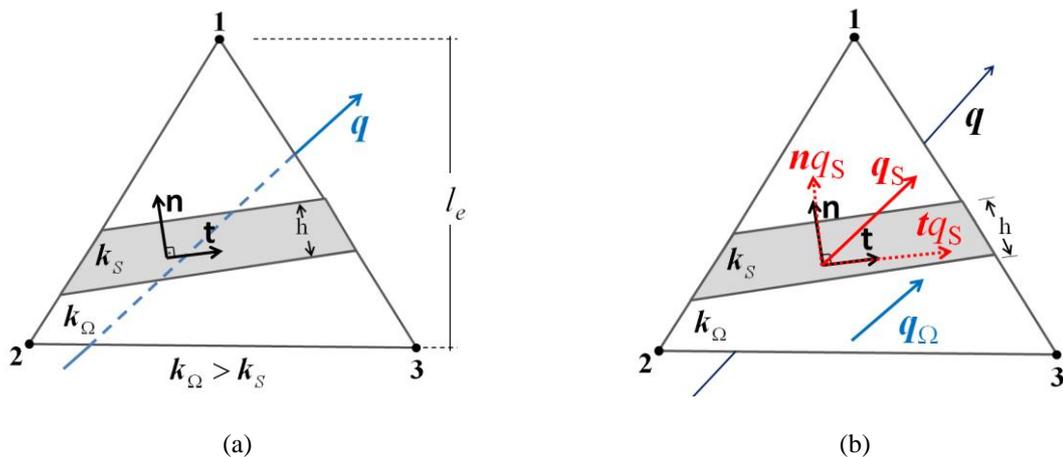
3.5.1 Descontinuidade incorporada no Elemento Finito

O fluxo de fluido em um meio poroso cortados por fraturas, sendo estas não mineralizadas, tende a seguir preferencialmente, a direção das descontinuidades, as fraturas. Este comportamento provoca uma anisotropia na direção da fratura que ocorrerá em todo meio (BESERRA, 2015). Neste tipo de problema, o tensor de permeabilidade do elemento se torna anisotrópico, com um valor de permeabilidade maior na direção da fratura, conforme Figura 22 (a).

O vetor de fluxo na descontinuidade é decomposto em uma componente normal e outra tangencial, como mostra a Figura 22 (b). Admite-se a hipótese simplificadora, que não existe fluxo na interface entre a fratura e a parte contínua do elemento e que todo o fluxo na fratura ocorre na direção da mesma. Logo teremos:

$$\begin{aligned} n \cdot q_s &= 0 \\ t \cdot q_s &= q_s \end{aligned} \quad (3.76)$$

Figura 22 – Elemento finito com descontinuidade incorporada



Fonte: Beserra (2015).

- (a) Elemento com fratura incorporada; (b) Decomposição do vetor de fluxo na direção da descontinuidade.

O fluxo de Darcy na fratura (q_s) é unidimensional e dado por:

$$q_s = -K_s \nabla p \quad (3.77)$$

Sendo $K_s = \frac{k_s}{\mu}$

O fluxo na fratura ocorrerá em toda a espessura do elemento na aproximação de elementos finitos. Segundo Beserra (2015), para garantir que a transmissividade do elemento na direção da fratura seja igual à transmissividade da fratura incorporada, a permeabilidade (K_s) deve ser multiplicada pelo fator geométrico $\frac{h}{l_e}$. Assim, a equação de fluxo pode ser escrita, na forma tensorial, da seguinte forma:

$$q_s = -\frac{h}{l_e} K_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \nabla p \quad (3.78)$$

Sendo: h é a espessura da descontinuidade incorporada, l_e é o tamanho característico do elemento e \mathbf{t} é o vetor que define a direção da descontinuidade.

Na parte contínua, o fluxo é obtido pela seguinte equação:

$$q_\Omega = -\mathbf{K}_\Omega \nabla p \quad (3.79)$$

O tensor de permeabilidade do meio contínuo \mathbf{K}_Ω . O fluxo no elemento corresponde à soma dos fluxos na fratura e na parte contínua:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{q} &= \mathbf{q}_\Omega + \mathbf{q}_S \\
 \mathbf{q} &= -\left(\mathbf{K}_\Omega + \frac{h}{l_e} K_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t}\right) \cdot \nabla p
 \end{aligned}
 \tag{3.80}$$

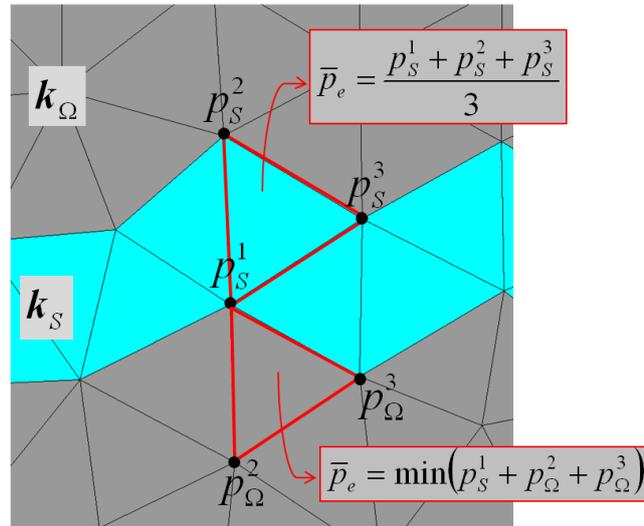
O fluxo no elemento é calculado definindo-se um tensor de permeabilidade efetiva que incorpora a anisotropia induzida pela presença da fratura, que é um canal preferencial ao fluxo.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{q} &= -\mathbf{K}_{ef} \nabla p \\
 \mathbf{K}_{ef} &= \left(\mathbf{K}_\Omega + \frac{h}{l_e} K_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t}\right)
 \end{aligned}
 \tag{3.81}$$

O modelo de permeabilidade intrínseca da fratura (K_s) adotado neste trabalho é o de fluxo em placas paralelas modificado, demonstrado no item 3.73.

Para o cálculo das pressões média no elemento com fratura incorporada foi considerada como sendo a média simples entre os valores de pressão calculados nos nós do elemento. Desta forma, para o elemento com fratura incorporada será obtido um único valor de pressão para todo o elemento, ($p_s = p_\Omega$). Nos elementos sem descontinuidades e que compartilham nós com os elementos com fraturas, a pressão no elemento é dada pela mínima pressão nodal, Figura 23 (BESERRA, 2015).

Figura 23 - Interpolação da pressão nos elementos com fraturas incorporadas



Fonte: Beserra (2015).

3.6 MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDADE E POROSIDADE

No pseudoacoplamento o próprio simulador de reservatórios calcula algumas respostas geomecânicas (compactação e variação da tensão horizontal), através tabelas de relações simples entre porosidade e as permeabilidades. A porosidade e a permeabilidade absoluta são atualizadas a partir de um modelo empírico, sendo dependente apenas do campo de pressão.

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade são definidos como:

$$M_\varphi = \frac{\varphi}{\varphi_0}$$

$$M_{kx} = \frac{k_x}{k_{x0}}$$

$$M_{ky} = \frac{k_y}{k_{y0}}$$

$$M_{kz} = \frac{k_z}{k_{z0}}$$

(3.82)

sendo M_φ o multiplicador de porosidade, M_{kx} , M_{ky} e M_{kz} são os multiplicadores de permeabilidade na direção x, y e z, φ , k_x , k_y e k_z são respectivamente a porosidade, a permeabilidade em x, y e z em uma determinada pressão p. φ_0 , k_{x0} , k_{y0} e k_{z0} são respectivamente a porosidade e as permeabilidades em x, y e z iniciais, definidas na descrição do reservatório (FALCÃO, 2013).

A porosidade, capacidade que um meio poroso apresenta para armazenar fluidos nos vazios existentes em seu interior, é encontrada através da relação:

$$\varnothing = \frac{V_p}{V_t} \quad (3.83)$$

Onde V_p é o volume de poros e V_t o volume total.

Como principal vantagem, o método economiza tempo e esforço computacional por não necessitar de um módulo geomecânico. Além disso os dados obtidos de testes de campo podem ser facilmente ajustados com os parâmetros dos modelos empíricos (Yaquetto, 2011).

Nesta pesquisa para o cálculo dos multiplicadores a partir do DFN estudado, foi realizado um experimento numérico, com diversas simulações variando-se a pressão e obtendo-se ao fim de cada caso a porosidade e as permeabilidades nas direções x, y e z, em função da pressão imposta.

4 MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DO RESERVATÓRIO NATURALMENTE FRATURADO

A modelagem tridimensional é a representação geométrica de uma entidade observada na natureza (reservatórios compostos por um conjunto de fraturas), em uma discretização simplificada através de um número finito de pontos geométricos. A modelagem tridimensional apresenta a vantagem de representar a geometria do reservatório mais próxima a situação real, ao invés do modelo simplificado 2D. Através do modelo geométrico 3D as análises do comportamento do reservatório poderão produzir resultados mais assertivos.

A etapa de geração de malhas é primordial no processo de simulação via Elementos Finitos, porém, a geração de malhas tridimensionais demanda mais análises e tempo por parte do profissional que desenvolve esta tarefa.

Em se tratando de reservatórios naturalmente fraturados a complexidade aumenta, pois são diversas estruturas (fraturas) que serão discretizadas. Alguns softwares existentes necessitam das informações individualizadas das fraturas e não conseguem ler os arquivos com as coordenadas das fraturas para gerar a malha de forma automatizada. O processo de inserção das informações das fraturas de maneira individualizada torna impraticável a geração da malha, quando se trata de reservatórios com grande número de fraturas.

4.1 ETAPAS DA MODELAGEM DO PROBLEMA

Os programas desenvolvidos e utilizados para a geração das fraturas e geração da malha de elementos finitos estão demonstrados nos tópicos abaixo.

4.4.1 Pré-processamento

A metodologia empregada na pesquisa exige um maior esforço na etapa de pré-processamento, modelagem numérica das feições geológicas do problema, com o objetivo de discretizar as fraturas. Visto que, os reservatórios fraturados possuem um conjunto de fraturas ou várias famílias distribuídas no maciço rochoso, faz-se necessário um algoritmo capaz de

coletar as coordenadas das fraturas no plano tridimensional e gerar a malha não estruturada de elementos finitos.

Os programas desenvolvidos tiveram como objetivo a geração de malhas tridimensionais que atendessem as representações das fraturas, empregadas para a simulação de meios porosos naturalmente fraturado, utilizadas pelo grupo de pesquisa do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica da Universidade Federal de Pernambuco. O LMCG utiliza duas maneiras de representação das fraturas no meio contínuo. Na primeira a fratura é incorporada dentro do elemento finito convencional, e na segunda, a representação das fraturas é feita através da inserção de elementos com elevada razão de aspecto, entre os elementos da malha de elementos finitos convencional.

Para a técnica que insere elementos de interface na região de interesse, primeiramente, representa-se as fraturas como planos dentro do cubo tridimensional e depois fragmenta-se estas superfícies transformando-as em elementos com elevada razão de aspecto. Nesta pesquisa utilizou-se técnicas numéricas que possibilitaram a simulação através da incorporação das fraturas nos elementos convencionais, pois esta garantiu um menor número de elementos. Visto que, não foi necessário inserir os elementos de elevada razão de aspecto na interface dos elementos finitos convencionais.

As malhas tridimensionais de reservatório, geralmente, apresentam um grande número de nós e elementos e a otimização destas malhas torna-se ponto crucial para garantir menor número de nós e elementos com uma boa representação das fraturas. Uma malha gerada com boa qualidade representa um menor tempo computacional de simulação.

A ferramenta computacional utilizada no processo de pré-processamento para geração do modelo tridimensional é o MATLAB[®] (abreviatura de *Matrix Laboratory* – Laboratório de Matrizes). O programa foi criado pela empresa Norte-Americana *The Mathworks, Inc.*). A escolha do programa foi feita por apresentar as vantagens de facilidade de programação, grande número de funções (“*toolboxes*”) e a capacidade de interagir com outros tipos de linguagem. Também foram utilizados e adaptadas subrotinas do pacote P3MATPac (*Pre- and Post-Processing MATLAB package*), desenvolvido por TEIXEIRA et al., 2017, para geração dos arquivos de entrada do CODE-BRIGHT. Este pacote possui uma coleção de rotinas, funções e extensões que fornece operações de alto nível para tarefas de pré e pós-processamento dentro do grupo de pesquisa LMCG (MACIEL, 2017).

Para iniciar o processo é necessário a definição das fraturas através de um conjunto de pontos tridimensionais, isto é, uma lista de coordenadas do tipo (x, y, z) dos quatro nós das fraturas. Estas podem ser obtidas a partir de programas que gerem as fraturas baseados em informações geológicas.

A modelagem das fraturas foi feita no programa “INSERE_FRATURAS”, desenvolvido em MATLAB[®] pelo Laboratório de Métodos Computacionais e Geomecânica da UFPE (LMCG). Santos (2017) inseriu neste código um módulo geológico que permite a geração de redes de fraturas discretas considerando dados das *scanlines*, respeitando as principais características das famílias de fraturas (mergulho, azimute, frequência P10, função distribuição de probabilidade (PDF) dos tamanhos de fraturas).

Os dados de saída do insere fraturas são processados no programa desenvolvido no MATLAB[®], “ver_saida_3d.m”, desenvolvido por Santos e alterado pela autora, 2019, onde é gerado um arquivo informando a família das fraturas e as coordenadas dos nós das fraturas. O programa foi ajustado para escrever o arquivo de saída, “coords.dat”, conforme Figura 24. Na primeira coluna estão elencadas as famílias a qual cada fratura pertence, na coluna 2, estão numeradas as fraturas em ordem crescente para cada conjunto de família, e nas colunas consecutivas, de três em três, as coordenadas x, y e z de cada vértice dos nós da fratura.

Para modelagem proposta no problema apresentado no Capítulo 5 deste texto: Comportamento hidromecânico de reservatório composto por fraturas verticais e horizontais: Afloramento do Crato, fez-se necessário a criação de um código para inserção das fraturas horizontais no reservatório.

O código programado para inserção das fraturas horizontais no problema de modelagem do “Afloramento do Crato” é o “geraDFN_Box.m”. Este programa insere fraturas horizontais, que seccionam todo o reservatório seguindo as instruções do usuário com a possibilidade de definir o número de subdivisões do eixo z ou a densidade de fraturas do eixo z, Figura 25.

Figura 24 – Arquivo de saída do programa “ver_saida_3d.m”

	Nº da fratura	Nó 01			Nó 02			Nó 03			Nó 04			
Família 01	1	1	96.70	163.22	14.19	96.70	140.22	14.19	123.02	140.22	-12.12	123.02	163.22	-12.12
	1	2	111.41	107.20	30.36	111.41	93.20	30.36	127.43	93.20	14.34	127.43	107.20	14.34
	1	3	130.98	71.63	122.47	130.98	54.63	122.47	150.43	54.63	103.02	150.43	71.63	103.02
	1	4	95.96	80.43	57.17	95.96	60.43	57.17	118.84	60.43	34.29	118.84	80.43	34.29
	1	5	48.14	14.12	50.73	48.14	7.12	50.73	56.15	7.12	42.72	56.15	14.12	42.72
	1	6	19.86	163.96	167.33	19.86	141.96	167.33	45.03	141.96	142.16	45.03	163.96	142.16
	1	7	143.47	54.56	107.58	143.47	44.56	107.58	154.91	44.56	96.14	154.91	54.56	96.14
	1	8	38.41	93.35	16.19	38.41	81.35	16.19	52.14	81.35	2.46	52.14	93.35	2.46
	1	9	67.20	154.95	125.49	67.20	147.95	125.49	75.21	147.95	117.48	75.21	154.95	117.48
	1	10	7.41	112.93	60.32	7.41	98.93	60.32	23.43	98.93	44.31	23.43	112.93	44.31
	1	11	86.35	137.18	36.31	86.35	118.18	36.31	108.09	118.18	14.57	108.09	137.18	14.57
	1	12	101.22	57.43	37.73	101.22	35.43	37.73	126.39	35.43	12.56	126.39	57.43	12.56
	1	13	79.64	44.17	70.02	79.64	28.17	70.02	97.94	28.17	51.71	97.94	44.17	51.71
	1	14	86.80	112.94	166.40	86.80	94.94	166.40	107.39	94.94	145.80	107.39	112.94	145.80
	1	15	49.71	103.43	1.49	49.71	91.43	1.49	63.44	91.43	-12.24	63.44	103.43	-12.24
	1	16	51.76	130.98	110.11	51.76	110.98	110.11	74.64	110.98	87.23	74.64	130.98	87.23
	1	17	149.01	108.31	112.19	149.01	95.31	112.19	163.88	95.31	97.31	163.88	108.31	97.31
	1	18	125.37	104.03	17.64	125.37	89.03	17.64	142.53	89.03	0.48	142.53	104.03	0.48
	1	19	27.84	131.83	159.82	27.84	119.83	159.82	41.57	119.83	146.09	41.57	131.83	146.09
	1	20	15.55	42.74	39.46	15.55	18.74	39.46	43.01	18.74	12.00	43.01	42.74	12.00
Família 02	2	1	18.25	24.20	135.94	-2.75	24.20	135.94	-2.75	24.20	169.92	18.25	24.20	169.92
	2	2	129.37	110.04	67.55	118.37	110.04	67.55	118.37	110.04	85.35	129.37	110.04	85.35
	2	3	52.55	33.25	68.51	30.55	33.25	68.51	30.55	33.25	104.11	52.55	33.25	104.11
	2	4	154.05	54.66	109.63	141.05	54.66	109.63	141.05	54.66	130.67	154.05	54.66	130.67
	2	5	37.63	106.55	93.64	28.63	106.55	93.64	28.63	106.55	108.20	37.63	106.55	108.20
	2	6	147.75	38.71	58.14	135.75	38.71	58.14	135.75	38.71	77.56	147.75	38.71	77.56
	2	7	65.98	128.36	174.14	42.98	128.36	174.14	42.98	128.36	211.35	65.98	128.36	211.35
	2	8	110.22	70.70	119.75	103.22	70.70	119.75	103.22	70.70	131.07	110.22	70.70	131.07
	2	9	73.85	34.33	87.29	60.85	34.33	87.29	60.85	34.33	108.32	73.85	34.33	108.32
	2	10	119.22	92.33	103.48	98.22	92.33	103.48	98.22	92.33	137.46	119.22	92.33	137.46

Fonte: A Autora (2019).

Figura 25 – Informações de entrada do programa “geraDFN_Box.m”

```

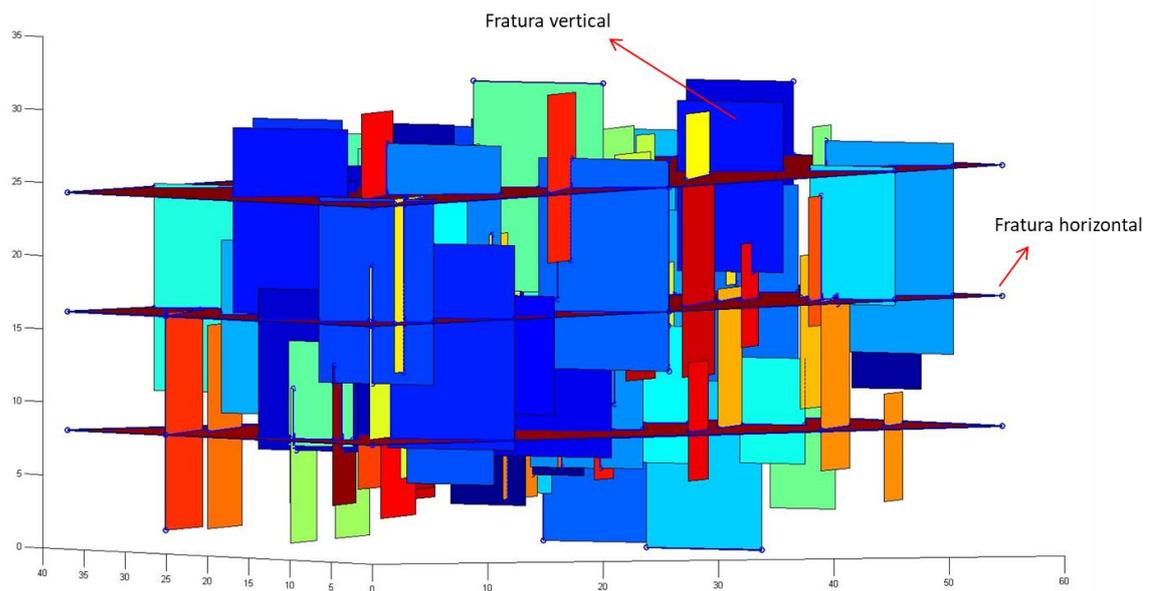
geraDFN_coords.m  planos3dV60.m  +
4      %Alterado 18/09/18 ----- Debora Assis
5      %Opção de inserir dados por família
6
7      clear
8      clc
9      format shortG
10     %%-----
11     %DADOS DE ENTRADA
12     delta_emb = 0.3; %Afastamento da fratura
13     model = 1;
14     %Model = 1 -----Modelo fraturas simples
15     %Model = 2 -----Modelo fraturas deslocada
16     %Model = 3 -----Modelo fraturas duplicadas
17
18     fracthor = 1; %0 não possui fraturas horizontais
19
20     divz = 2; %Densidade de fraturas por metro no eixo z(P10).
21     densz = 0; %densidade de fratura por metro que cortam o no eixo z
22
23     %Inserir abertura por família
24
25     %%FALTA TERMINAR
26     nfam = 3; % número total de famílias
27     Abfn=1; % 1 - Inserir abertura por família
28           % 0 - Ler aquivo Dados.in com as informações de abertura e
29           % permeabilidade da fratura
30
31     % Abf = 1
32     Abf(1) = 0.001;
33     Abf(2) = 0.001;
34     Abf(3) = 0.001;
    
```

Fonte: A Autora (2019).

O programa gera um novo arquivo coords.dat com as coordenadas completas de todas as fraturas, verticais e horizontais, presentes no reservatório, conforme Figura 26. Este programa também possibilita o usuário inserir as aberturas e o programa calcula o valor da permeabilidade das fraturas, através da lei de placas paralelas descrita no Capítulo 3 deste documento. Existe também a possibilidade do programa ler os valores das aberturas e permeabilidades de um “arquivo.dat”, depende da limitação dos dados que o usuário possui. Com estes dados, o programa também gera o arquivo DFN.in, que contém as coordenadas, as aberturas e as permeabilidades de cada fratura, e o arquivo Box.in, onde estão as coordenadas da caixa que compõe o reservatório.

Os arquivos DFN.in e Box.in foram inseridos no programa “gera_planos_3D.m”, desenvolvido pelo LMCG/UFPE, que irá ler a malha gerada e identificar os elementos cortados pelas fraturas.

Figura 26 – Fraturas verticais e horizontais



Fonte: A Autora (2019).

O passo seguinte é a geração da malha de elementos finitos não estruturada do modelo do reservatório tridimensional onde as fraturas estejam inseridas e com todos os pontos definidos. O programa escolhido para geração da malha foi o TetGen por possibilitar a inserção de planos bidimensionais dentro do cubo tridimensional, por ter sido possível uma forma de identificar os materiais das fraturas, por permitir a geração de um arquivo único de entrada de dados com todas as fraturas e por gerar malhas que se adaptam adequadamente a geometrias complexas e com poucas distorções dos elementos. Além de permitir minimizar efeitos de refinamento de malha para a formulação com elemento embebido. O TetGen é um software robusto, rápido e fácil de usar para gerar malhas não estruturadas de tetraedros adequadas em muitas aplicações de métodos numéricos (elementos finitos e volumes finitos) de computação científica. Ele usa um algoritmo de refinamento Delaunay restrito que garante a boa qualidade da malha (SI, 2013). Visto que, para este tipo de análise uma malha de boa qualidade é essencial para atingir uma alta precisão e eficiência das simulações.

Este programa exige que o usuário descreva todos os pontos, linhas e planos presentes na malha. Por se tratar de reservatórios densamente fraturados, onde ocorre a interseção de vários planos e linhas, torna-se necessário a criação de um programa para avaliar todas as interseções existentes e gerar o arquivo de entrada para o TetGen. Mesmo para problemas que não ocorram interseções de planos é inviável escrever o arquivo de entrada deste programa de forma manual. Com o objetivo de automatizar a geração deste arquivo de entrada foi desenvolvido um programa nomeado de “gera3d.m”, Figura 27.

Figura 27 – Programa “gera3d.m”

```

1  % Escreve arquivo simplycrack.poly para malha 3d
2  % Dados de entrada para a função que escreve arquivo simplycrack.poly para malha 3d
3  % Criado: 30/11/16
4  % Autor: Débora
5  %*****
6  clear
7  clc
8  %***** ENTRADA DE DADOS:
9
10 Mcoords.model = 1;
11 %0 - Modelo com coordenadas dos planos no eixo original
12 %1 - Modelo com coordenadas dos planos no (0,0,0)
13 %2 - Modelo (delta na fratura) com coordenadas dos planos no (0,0,0)
14 %3 - Modelo (duplica fraturas) com coordenadas dos planos no (0,0,0)
15
16 delta_emb=0.0; %Valor do deslocamento da fratura
17
18 %%
19 % FRATURAS
20 %Determinando os materiais
21 DMat.onlyface = 0; %1 - Todas as fraturas com o mesmo material
22 %0 - Cada fraturas é um material diferente
23 DMat.family = 0; %1 - Cada conjunto de família é um material
24 %0 - Cada fraturas é um material diferente
25
26 familia.fract(1) = 88; %número de fraturas da família 1
27 familia.fract(2) = 88; %número de fraturas da família 2
28 familia.fract(3) = 0; %número de fraturas da família 3
29
30 %%
31 %***** PROCESSAMENTO:

```

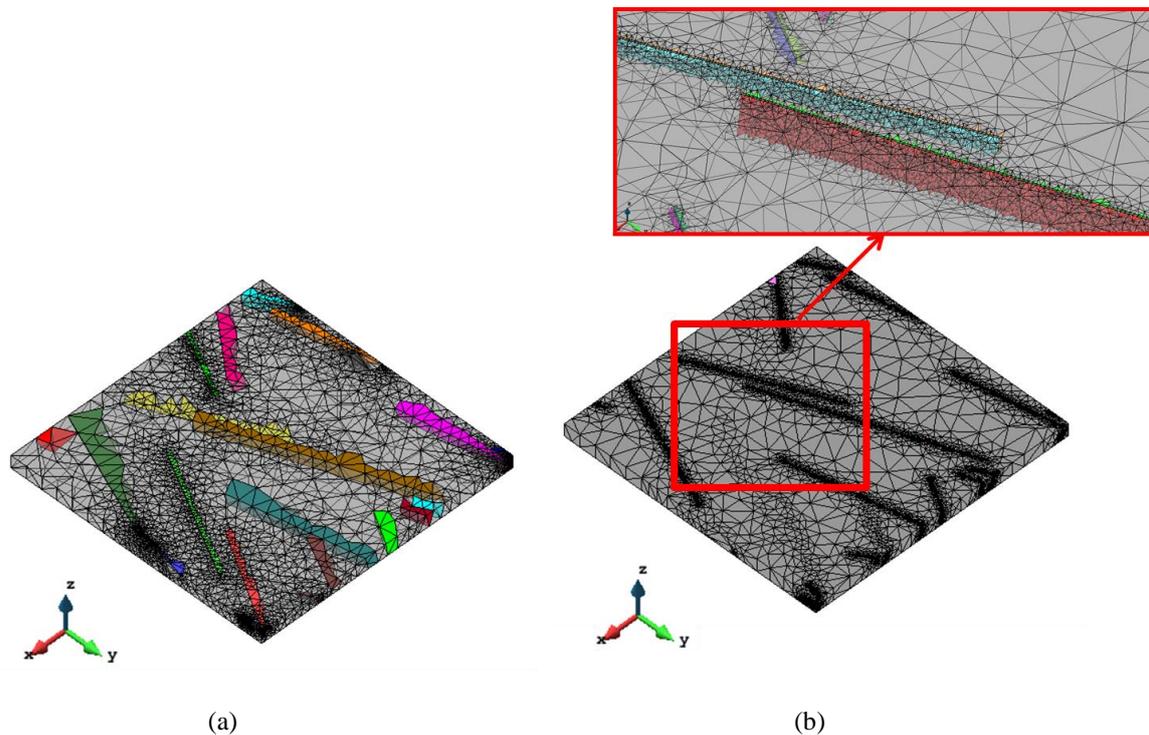
Fonte: A Autora (2019).

Para o desenvolvimento do código utilizou-se a linguagem do MATLAB[®] com o objetivo de gerar um arquivo de entrada para ser utilizado no TetGen, programa que gerará a malha.

O código possibilita o usuário gerar a malha das seguintes maneiras:

- 1 Respeitando as cotas estabelecidas no arquivo de coordenadas;
- 2 Deslocando as cotas para o eixo 0,0,0;
- 3 Deslocando as fraturas (utilizado na malha com fratura incorporada no elemento finito), Figura 28 (a);
- 4 Duplicando e deslocando as fraturas (utilizado na malha com fratura incorporada no elemento finito), Figura 28 (b);
- 5 Inserindo materiais diferentes de acordo com as famílias de fraturas;
- 6 Inserindo materiais diferentes para cada fratura.

Figura 28 – Formas de inserção das fraturas para geração da malha



Fonte: A Autora (2019).

(a) Fratura deslocada; (b) Fratura deslocada e duplicada.

O deslocamento de fraturas é necessário para gerar uma face do elemento alinhado a fratura. Ou seja, a malha gerada, quando lida pelo programa “gera_planos_3D.m”, identifica os elementos que são cortados pelas fraturas. Já o item 6, duplicar as fraturas, tem o objetivo de gerar o elemento limitado pelas faces da fratura, conforme mostrado na Figura 4.4(b).

A possibilidade de inserir cada fratura ou cada família de fraturas como um material diferente é um grande ganho, pois possibilita, para a representação em que ocorre a inserção de elementos de interface entre as fraturas, a fragmentação apenas destas estruturas, que são as zonas de interesse. Isto significa um grande ganho em tempo computacional, já que apenas nesta região serão inseridos os elementos com alta razão de aspecto. Com isso o tempo computacional é menor se comparado a fragmentação total da malha.

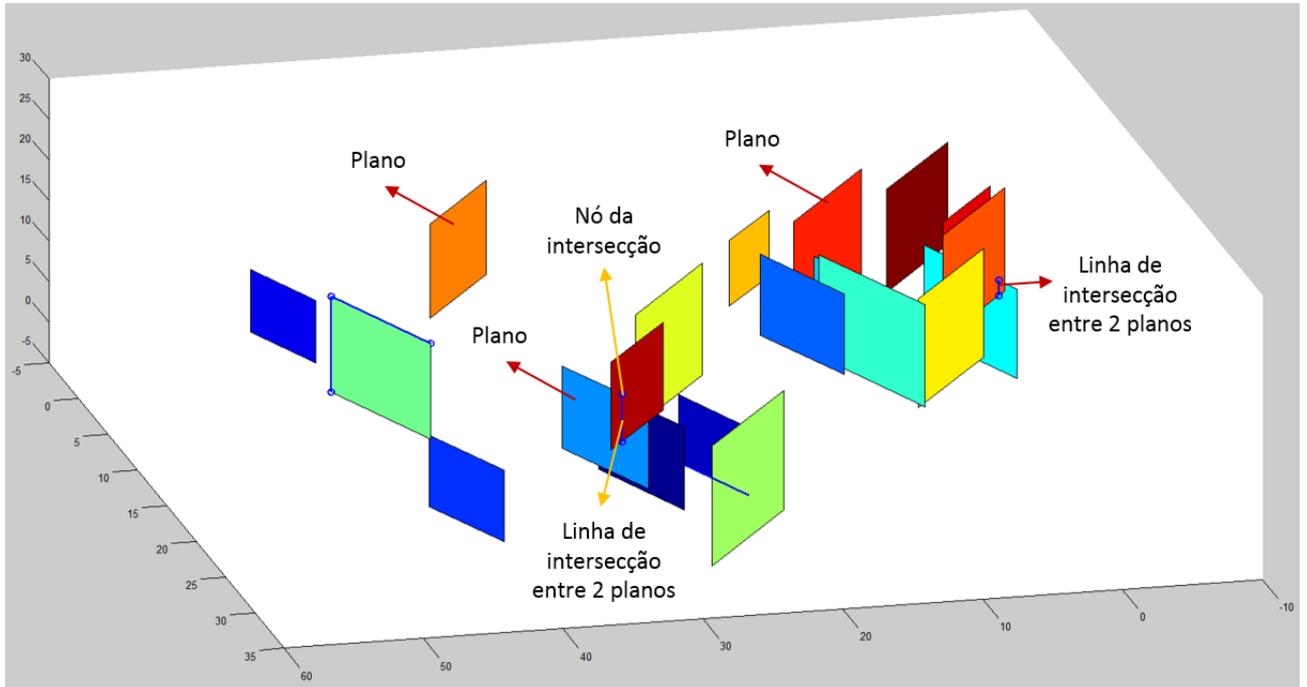
Este programa faz os seguintes processos:

1. Coleta o arquivo de coordenadas gerado, no “ver_saida_3d.m”.
2. Transforma os dados em uma grande matriz e cria as faces do box de contorno. O box, ou a caixa do reservatório, é gerada a partir dos máximos e mínimos valores das cotas na direção x, y e z;
3. Gera os planos tridimensionais parametrizados;
4. Avalia se ocorre interseção plano a plano e encontra a equação parametrizada da reta de interseção;
5. Delimita a reta de interseção;
6. Encontra as coordenadas dos pontos nodais de interseção entre os planos (pontos limites da reta);
7. Verifica se existe interseção entre linhas de interseção, existindo, encontra o ponto destas interseções;
8. Verifica se existe alguma coordenada coincidente e renumera os nós alocando em uma matriz;
9. Escreve todos os nós do problema e suas respectivas coordenadas em x, y e z;
10. Coleta as opções impostas pelo usuário para definir os materiais;
11. Identifica, para cada plano, as polilinhas e pontos de cada face. Ordena o nó de cada polilinha pertencente ao referido plano, contemplando linhas e nós presentes. É imprescindível que estes estejam colocados seguindo a ordenação da polilinha;

A Figura 29 mostra os planos gerados, a linha de intersecção e nós.

12. Atribui os materiais de acordo com o modelo escolhido pelo usuário;
13. Escreve o arquivo “poly”, arquivo que contém os dados do modelo físico. Este arquivo é dividido em quatro partes, na primeira parte estão os nós e suas respectivas coordenadas em x, y e z; na segunda parte estão as faces, os polígonos que estão inseridas em cada face e os nós da polilinha, na ordem que estão seguindo no polígono, e o material, Figura 30.

Figura 29 – Planos, linhas e nós gerados no “gera3d.m”



Fonte: A Autora (2019).

O grande benefício é a possibilidade de geração do arquivo de entrada de maneira rápida para reservatórios cortados por diversas fraturas, visto que seria impraticável a realização desta atividade sem o auxílio deste programa. O arquivo de entrada para o programa TetGen pode ser visto na Figura 4.7.

Figura 30 – Arquivo de entrada para o TenGen

Parte 1

```
# plc file format
# Part 1 - node listt
# node count, dimension, attribute, boundary marker (0 or 1)
150 3 0 0 0
# <point #> <x> <y> <z> [attributes] [boundary mar
1 96.7000 163.2200 14.1900 0 0
2 96.7000 140.2200 14.1900 0 0
3 96.7000 140.2200 -23.0200 0 0
4 96.7000 163.2200 -23.0200 0 0
5 111.4100 107.2000 30.3600 0 0
6 111.4100 93.2000 30.3600 0 0
7 111.4100 93.2000 7.7000 0 0
```

Quantidade total de nós

Número de polígonos da face

Quantidade de nós

Nós do polígono

Material 01

Material 02

Coordenadas x, y e z

Nó

Parte 2

```
# Part 2 - facet listt
# Facet count, boundary marker (0 or 1)
41 0
# Facets
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 21 24 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 143 144 148 147 # n.o.corners, c1, c2, ..
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 133 136 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 144 145 149 148 # n.o.corners, c1, c2, ..
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 18 19 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 145 149 150 146 # n.o.corners, c1, c2, ..
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 02 03 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 143 146 150 147 # n.o.corn1 143 1, c2, ..
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 107 108 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 147 148 149 150 # n.o.corners, c1, c2, ..
2 0 0 # n.polygon, hole, boundary marker
2 3 4 # n.o.corners, c1, c2, ...
4 143 144 145 146 # n.o.corners, c1, c2, ..
1 0 1 # n.polygon, hole, boundary marker
4 1 2 3 4 # n.o.corners, c1, c2, ...
1 0 1 # n.polygon, hole, boundary marker
4 5 6 7 8 # n.o.corners, c1, c2, ...
1 0 1 # n.polygon, hole, boundary marker
4 9 10 11 12 # n.o.corners, c1, c2, ...
1 0 2 # n.polygon, hole, boundary marker
4 13 14 15 16 # n.o.corners, c1, c2, ...
```

Quantidade total de faces

Fonte: A Autora (2019).

O TetGen não possui esta opção de inserção do material em cada face. Para sanar esta dificuldade utilizou-se o artifício de identificar os materiais através da opção “*boudary make*”. Desta forma, depois de gerada a malha de elementos finitos, foi possível coletar este valor e revertê-lo como um material.

Através de comandos designados por letras, conforme Figura 31, são gerados os arquivos de saída do programa. É crucial a colocação de todos os pontos de intersecção e a ordenação dos nós das faces para que não haja erro na geração das PLCs (*Piecewise Linear Complexes*), pois estas não permitem a intersecção de linhas sem estarem delimitadas por um nó.

Figura 31 – Comandos do TetGen

```

-p Tetrahedralizes a piecewise linear complex (PLC).
-Y Preserves the input surface mesh (does not modify it).
-r Reconstructs a previously generated mesh.
-q Refines mesh (to improve mesh quality).
-R Mesh coarsening (to reduce the mesh elements).
-A Assigns attributes to tetrahedra in different regions.
-a Applies a maximum tetrahedron volume constraint.
-m Applies a mesh sizing function.
-i Inserts a list of additional points.
-O Specifies the level of mesh optimization.
-S Specifies maximum number of added points.
-T Sets a tolerance for coplanar test (default 10-8).
-X Suppresses use of exact arithmetic.
-M No merge of coplanar facets or very close vertices.
-w Generates weighted Delaunay (regular) triangulation.
-c Retains the convex hull of the PLC.
-d Detects self-intersections of facets of the PLC.
-z Numbers all output items starting from zero.
-f Outputs all faces to .face file.
-e Outputs all edges to .edge file.
-n Outputs tetrahedra neighbors to .neigh file.
-v Outputs Voronoi diagram to files.
-g Outputs mesh to .mesh file for viewing by Medit.
-k Outputs mesh to .vtk file for viewing by Paraview.
-J No jettison of unused vertices from output .node file.
-B Suppresses output of boundary information.
-N Suppresses output of .node file.
-E Suppresses output of .ele file.
-F Suppresses output of .face and .edge file.
-I Suppresses mesh iteration numbers.
-C Checks the consistency of the final mesh.
-Q Quiet: No terminal output except errors.
-V Verbose: Detailed information, more terminal output.
-h Help: A brief instruction for using TetGen.

```

Fonte: Si (2013).

Para a utilização da técnica de elementos de interface o passo seguinte foi o desenvolvimento de um código para geração do arquivo de entrada do programa “fragmenta.m”. O programa desenvolvido para esta finalidade foi o “write_TetGen.m”.

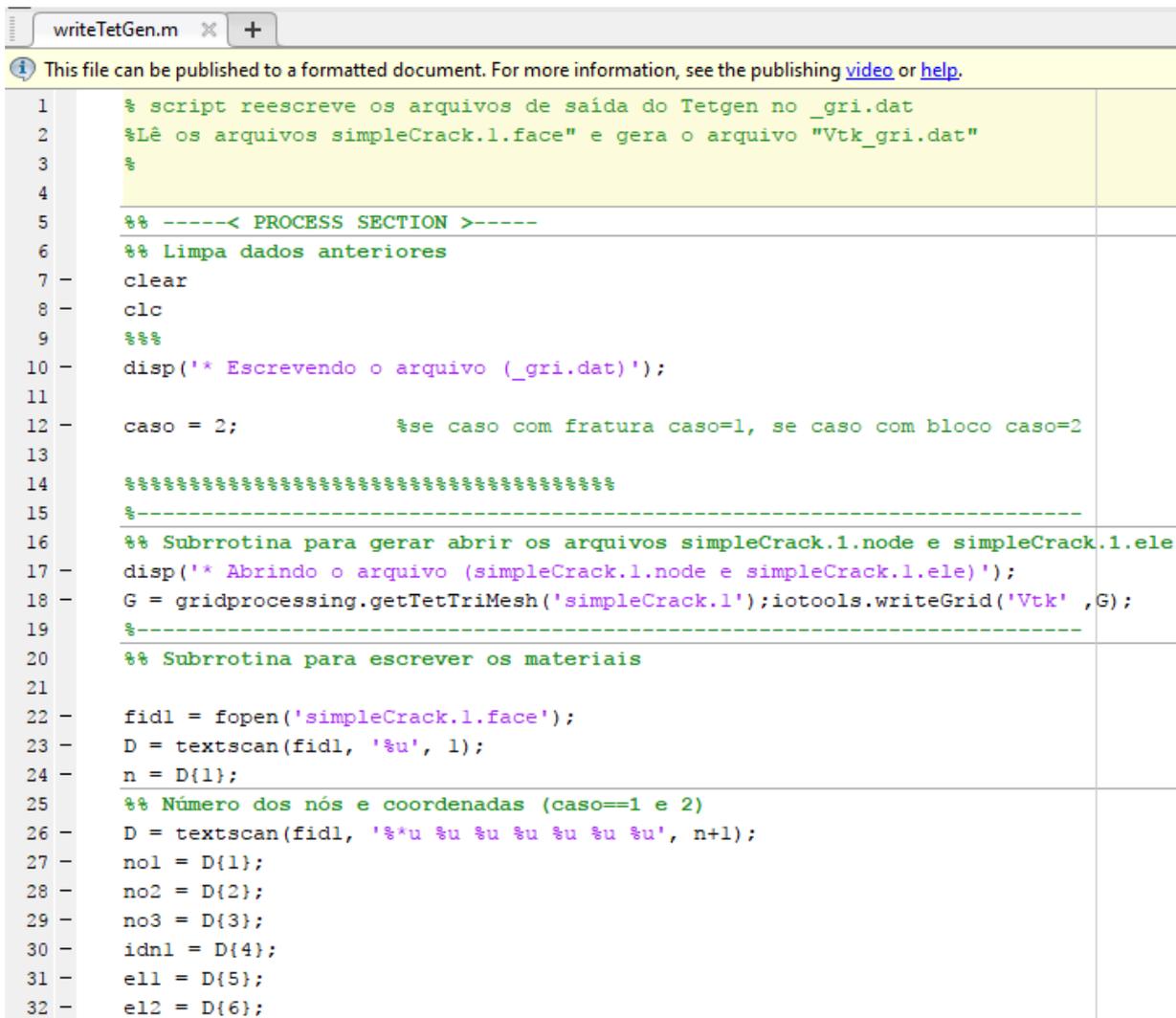
Para técnica que insere do elemento de interface, o arquivo “_gri.dat” serve de entrada para o programa “fragmenta.m” desenvolvido por Seixas, 2015 e adaptado por Maciel, 2017.

Este programa fragmenta a malha inserindo o elemento de espessura reduzida, entre os elementos finitos da malha original, na região fragmentada. O programa “fragmenta.m” foi readaptado para geração de arquivos de saída para malhas que possuem números de nós maior do que 5 dígitos, dimensão de coordenadas maior do que 10 dígitos e número de elementos maior do que 5 dígitos. Esta readaptação foi necessária, pois para problemas tridimensionais, as dimensões das malhas facilmente podem se atingir esta ordem de grandeza.

Os arquivos de saída do TetGen (<nome do arquivo>.ele, <nome do arquivo>.node e <nome do arquivo>.face) são compilados e ajustados no programa “write_TetGen.m” que insere as condições de contorno do problema, aloca os materiais em cada elemento da malha e gera o arquivo “_gri.dat”. O programa tem a opção de gerar dois tipos de arquivos “_gri.dat”, um para o problema de fratura incorporada no elemento finito e outro para entrada para o programa que faz a inserção do elemento de interface. Neste programa o usuário precisa definir se a região a ser fragmentada é uma fratura (2d) ou uma região (3d) e identificar o tipo de elemento do “arquivo .gri”, Figura 32. Isto se faz necessário, pois o programa fragmenta precisa identificar a dimensão do elemento que será fragmentado.

O programa “write_TetGen.m” pode ser utilizado para gerar os arquivos para casos em que uma região 2D está inserida dentro de um bloco 3D, quando apenas uma região de um bloco 3D será fragmentado.

Figura 32 – Programa “write_TetGen.m”.



```

1      % script reescreve os arquivos de saída do Tetgen no _gri.dat
2      %Lê os arquivos simpleCrack.1.face" e gera o arquivo "Vtk_gri.dat"
3      %
4
5      %% -----< PROCESS SECTION >-----
6      %% Limpa dados anteriores
7      clear
8      clc
9      %%%
10     disp('* Escrevendo o arquivo (_gri.dat)');
11
12     caso = 2;          %se caso com fratura caso=1, se caso com bloco caso=2
13
14     %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
15     %-----
16     %% Subrotina para gerar abrir os arquivos simpleCrack.1.node e simpleCrack.1.ele
17     disp('* Abrindo o arquivo (simpleCrack.1.node e simpleCrack.1.ele)');
18     G = gridprocessing.getTetTriMesh('simpleCrack.1');iotools.writeGrid('Vtk' ,G);
19     %-----
20     %% Subrotina para escrever os materiais
21
22     fidl = fopen('simpleCrack.1.face');
23     D = textscan(fidl, '%u', 1);
24     n = D{1};
25     %% Número dos nós e coordenadas (caso==1 e 2)
26     D = textscan(fidl, '%*u %u %u %u %u %u', n+1);
27     no1 = D{1};
28     no2 = D{2};
29     no3 = D{3};
30     idn1 = D{4};
31     e11 = D{5};
32     e12 = D{6};

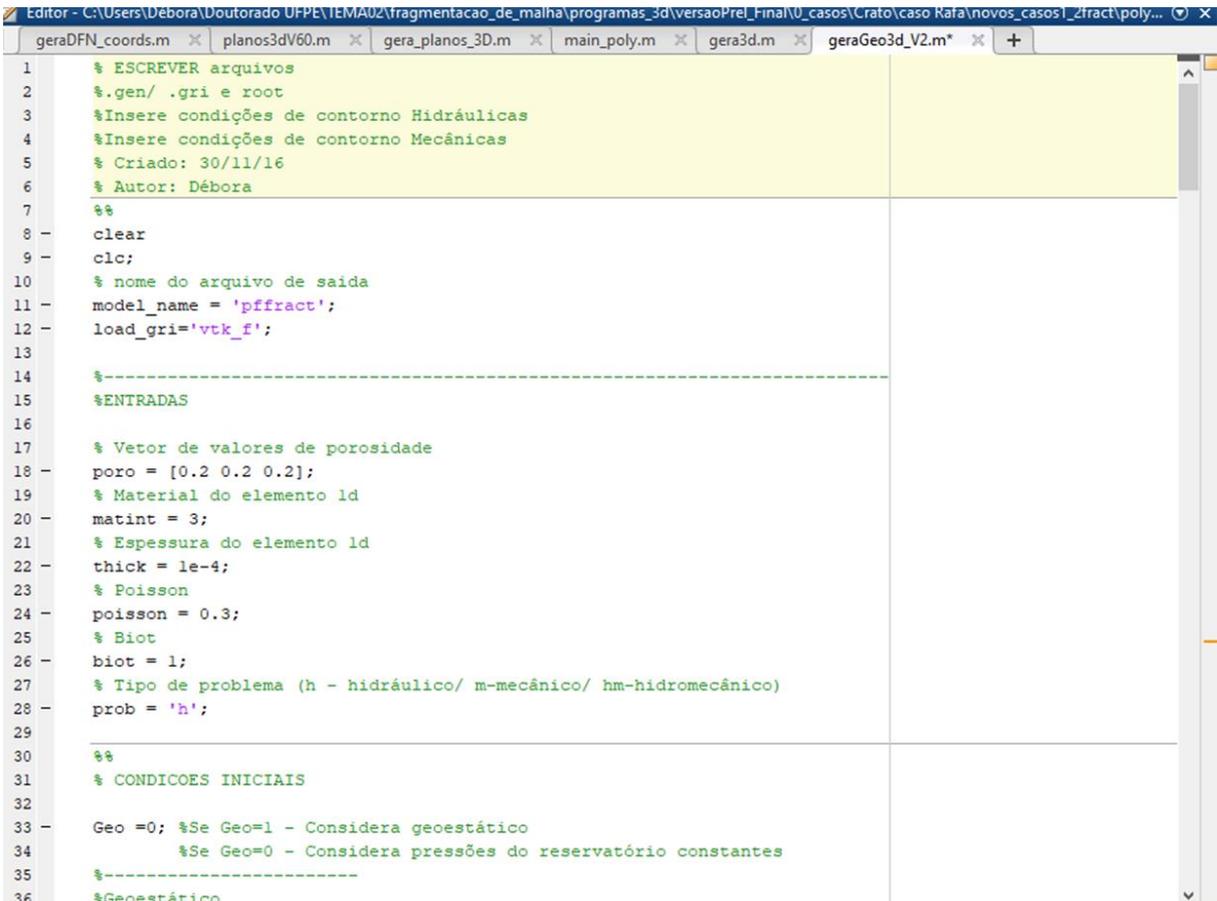
```

Fonte: A Autora (2019).

Para problemas em que a fratura está incorporada no elemento finito, a malha tridimensional gerada (arquivo “_gri.dat”) alimentará o programa “gera_planos_3d.m”, desenvolvido para atender um projeto de pesquisa realizado pelo Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da UFPE. O programa foi desenvolvido para a geração de malhas de elementos finitos, identificação dos elementos cortados pelas fraturas e geração dos arquivos de saída. Porém, algumas alterações foram necessárias para que o programa fizesse a leitura de arquivos com número maiores de nós e elementos, inserisse os materiais já definidos no arquivo de entrada e colocasse as condições de contorno mecânica. As adaptações possibilitam ao programa ler o arquivo de entrada para problemas com a técnica da fratura incorporada à fratura ou a técnica do elemento de interface.

Também foi desenvolvido o programa “geraGeo3d.m” para gerar os arquivos necessários para entrada no programa de processamento. Neste programa o usuário entra com as porosidades dos materiais, identifica o material 1d (se houver), a espessura do material 1d, coeficiente de Poisson, identifica do tipo do problema (mecânico, hidráulico ou hidromecânico), o z de referência (o usuário pode entrar com a cota máxima na direção z ou com um fator para multiplicar a cota z do Box) para o cálculo da tensão, a pressão de referência, a tensão de referência e a gravidade. A Figura 33 mostra o programa “geraGeo3d.m”.

Figura 33 – Programa “geraGeo3d.m”



```

1  % ESCREVER arquivos
2  % .gen/ .gri e root
3  %Inserir condições de contorno Hidráulicas
4  %Inserir condições de contorno Mecânicas
5  % Criado: 30/11/16
6  % Autor: Débora
7  %%
8  clear
9  clc;
10 % nome do arquivo de saída
11 model_name = 'pffract';
12 load_gri='vtk_f';
13
14 %-----
15 %ENTRADAS
16
17 % Vetor de valores de porosidade
18 poro = [0.2 0.2 0.2];
19 % Material do elemento 1d
20 matint = 3;
21 % Espessura do elemento 1d
22 thick = 1e-4;
23 % Poisson
24 poisson = 0.3;
25 % Biot
26 biot = 1;
27 % Tipo de problema (h - hidráulico/ m-mecânico/ hm-hidromecânico)
28 prob = 'h';
29
30 %%
31 % CONDICÕES INICIAIS
32
33 Geo =0; %Se Geo=1 - Considera geoestático
34 %Se Geo=0 - Considera pressões do reservatório constantes
35 %-----
36 %Geoestático

```

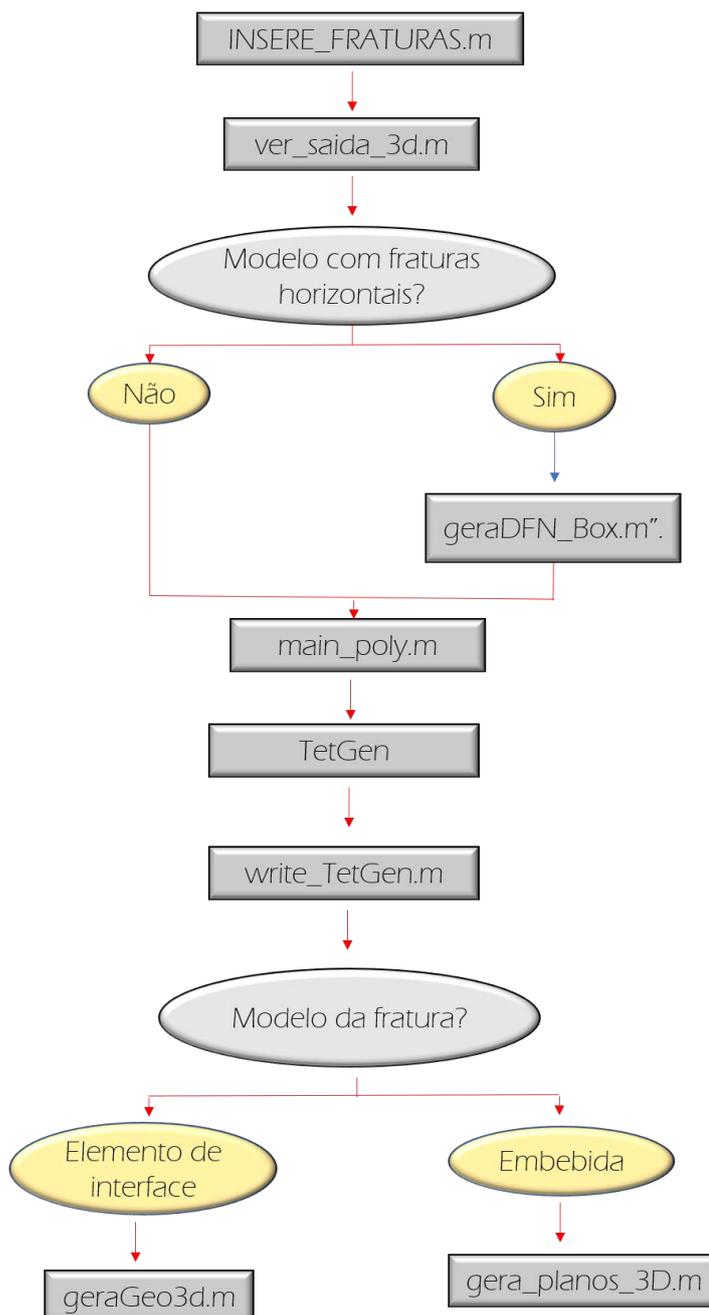
Fonte: A Autora (2019).

O programa calcula as pressões iniciais e as tensões nos 3 eixos e escreve os arquivos “_gri.dat”, “_gen.dat”, “root.dat”, “_msh”, “bcond_*.flow” e “bcond_*.mec” na formatação

necessária para entrada no CODE-BRIGHT (*COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport*).

Para facilitar o entendimento do processo foi elaborado um fluxograma com os programas utilizados desde a geração das fraturas até a geração dos arquivos necessários para a etapa de processamento. O fluxograma está apresentado na Figura 34.

Figura 34 – Fluxograma com todos os programas utilizados



Fonte: A Autora (2019).

A Tabela 1 mostra um resumo dos programas desenvolvidos e os respectivos arquivos de saída.

Tabela 1 – Programas desenvolvidos e arquivos gerados

PROGRAMAS	ARQUIVOS GERADOS
ver_saida_3d.m	Coords.dat
geraDFN_Box.m	Coords.dat DFN.in BOX.in Dados.in
gera3d.m	_.poly
write_TetGen.m	_gri.dat
geraGeo3d.m	_gri.dat _gen.dat bcond_*.flow bcond_*.mec root.dat e _.msh
gera_planos_3d.m	_gri.dat _gen.dat bcond_*.flow bcond_*.mec root.dat e _.msh mat_*.dat

A Figura 35 mostra um esquema com os programas de pré-processamento, uma breve descrição do que eles executam e seus desenvolvedores.

Figura 35 – Fluxograma dos programas de Pré-processamento

<i>Pré-processamento - Modelagem 3d</i>		
<i>Programa</i>	<i>Descrição</i>	<i>Desenvolvido por:</i>
<i>insere_fratura.m</i>	<i>Gerador de fraturas com módulo geológico</i>	<i>Santos (2017)</i>
<i>ver_saida_3d.m</i>	<i>Gera arquivo com as famílias e coordenadas de cada nó das fraturas</i>	<i>Santos (2017) e modificado por Autora</i>
<i>geraDFN_coords.m</i>	<i>Inserir fraturas horizontais e gera arquivos com as aberturas e permeabilidades</i>	<i>Autora</i>
<i>gera3d.m</i>	<i>Gera os planos, verifica se há intersecção, calcula as intersecções e escreve o arquivo “_.poly”</i>	<i>Autora</i>
<i>TetGen</i>	<i>Gera a malha de elementos finitos</i>	<i>Hang Si (2013)</i>
<i>write_tetgen.m</i>	<i>Compila os arquivos de saída do TetGen, coloca as condições de contorno e gera o arquivos de saída.</i>	<i>Autora</i>
<i>fragmenta.m</i>	<i>Fragmenta a malha de elementos finitos</i>	<i>Seixas (2015), Maciel (2017) e adaptado por Autora.</i>
<i>geraGeo3d.m</i>	<i>Inserir condições de contorno e calcula o geoestático</i>	<i>Autora</i>
<i>gera_planos_3d.m</i>	<i>Inserir condições de contorno, calcula as normais das fraturas e a permeabilidade das fraturas que se interceptam.</i>	<i>Maciel e Autora</i>

Fonte: A Autora (2019).

4.4.2 Processamento

A etapa de processamento é realizada no software *in house* em elementos finitos CODE-BRIGHT (*COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport*) (OLIVELLA et al., 1996; OLIVELLA et al., 1994; GUIMARÃES et al., 2007). O software é continuamente aprimorando através de implementações realizadas pelo grupo de pesquisadores do LMCG/UFPE. Os arquivos “_gri.dat” (com as coordenadas global da malha) e o “_gen.dat” serão lidos pelo CODE-BRIGHT para processamento do problema.

O software resolve simultaneamente as equações do problema de fluxo e mecânico em um esquema totalmente acoplado, pelo do método de Newton-Raphson.

4.4.3 Pós-processamento

Os resultados das simulações foram visualizados no software comercial GiD[®]. O GiD[®] é programa de pré e pós processamento universal, adaptável e fácil de usar para simulações numéricas em ciência e engenharia.

5 CASOS DE APLICAÇÃO

Nesta seção serão descritos os casos numéricos utilizados para aplicação das formulações demonstradas no capítulo 3. Serão descritos os casos de validação, um caso real baseado no volume de uma célula do Préal e um caso com informações de um afloramento análogo a um reservatório naturalmente fraturado.

5.1 PROBLEMA TRIDIMENSIONAL - CASOS DE VALIDAÇÃO

A fim de, testar o algoritmo foram realizadas duas análises para avaliação do problema hidráulico e de fechamento, cujas soluções analíticas serão apresentadas nos tópicos posteriores.

5.1.1 - Caso hidráulico - Fratura Imposta

Com o objetivo de validar o problema hidráulico foi realizada a simulação do escoamento de fluido em uma fratura, cuja solução é dada pela equação de Darcy para o fluxo no regime estacionário em uma direção, válida para o escoamento de fluxo em meio poroso.

$$\mathbf{q} = \frac{-k_{ef} \cdot A}{\mu \cdot L} \cdot \nabla p \quad (5.1)$$

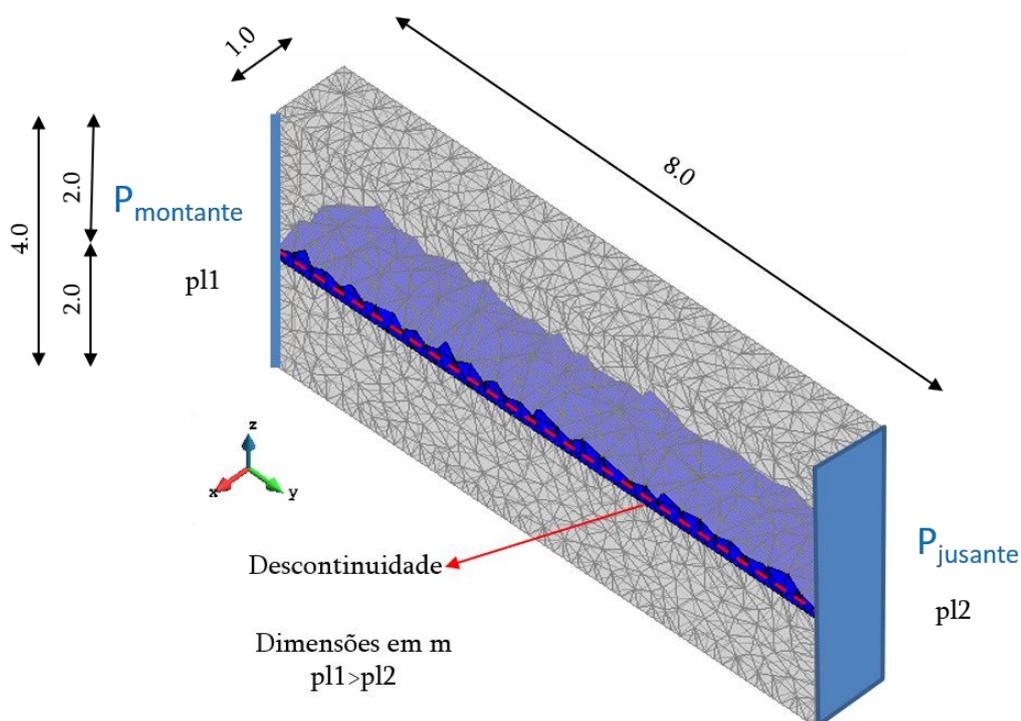
Sendo q a vazão, μ a viscosidade, L o comprimento da amostra, k é a permeabilidade e A , a área da seção transversal.

O problema consiste em injetar fluido, em uma das superfícies, do meio poroso. O fluido está sendo injetado na direção do eixo y . O gradiente de pressão é de 1 MPa sendo, 1.1 MPa referente a p_1 e 0.1 MPa referente a p_2 . A espessura da descontinuidade é de 2cm e inserida na região central do meio.

A malha de elementos finitos é composta por 2276 nós e 8215 elementos. A Figura 36 mostra a malha de elementos finitos, as dimensões e as condições de contorno do problema de fluxo de fluido em meio poroso.

O valor da permeabilidade da matriz e da fratura são respectivamente $1 \times 10^{-25} \text{ m}^2$ e $1 \times 10^{-11} \text{ m}^2$. A viscosidade do fluido é igual a $1 \times 10^{-9} \text{ MPa/s}$, o comprimento da amostra igual a $L=8 \text{ m}$, e a área da seção com dimensão de $A=4 \text{ m} \times 1 \text{ m}$.

Figura 36 – Malha de elementos finitos e condições de contorno



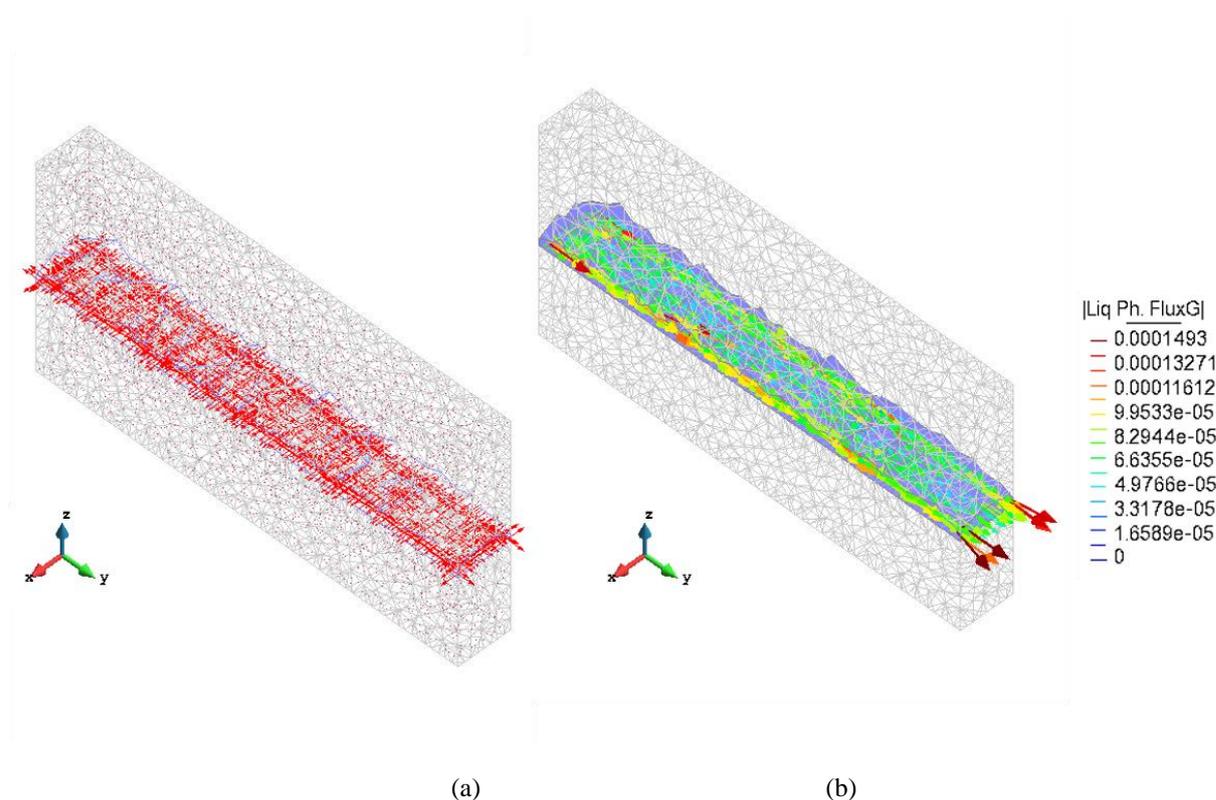
Fonte: A Autora (2019).

O resultado da solução analítica é $2.50 \times 10^{-08} \text{ m}^3/\text{s}$ e a simulação apresenta o resultado de, aproximadamente, $2.508 \times 10^{-08} \text{ m}^3/\text{s}$. A excelente convergência de resultados mostra que a técnica empregada na pesquisa, representação da descontinuidade incorporada no elemento finito, mostra-se satisfatória para representação de problemas tridimensionais de fluxo em meios porosos.

A Figura 37 (a) e (b) mostra a representação em cruz das direções principais do tensor de permeabilidade efetiva e a distribuição dos vetores de fluxo ao longo da fratura imposta.

Nota-se que a região da fratura possui uma condutividade hidráulica bem maior do que a do meio e, por isso, os vetores de fluxo se concentram nesta região.

Figura 37 – Resultados das características hidráulicas



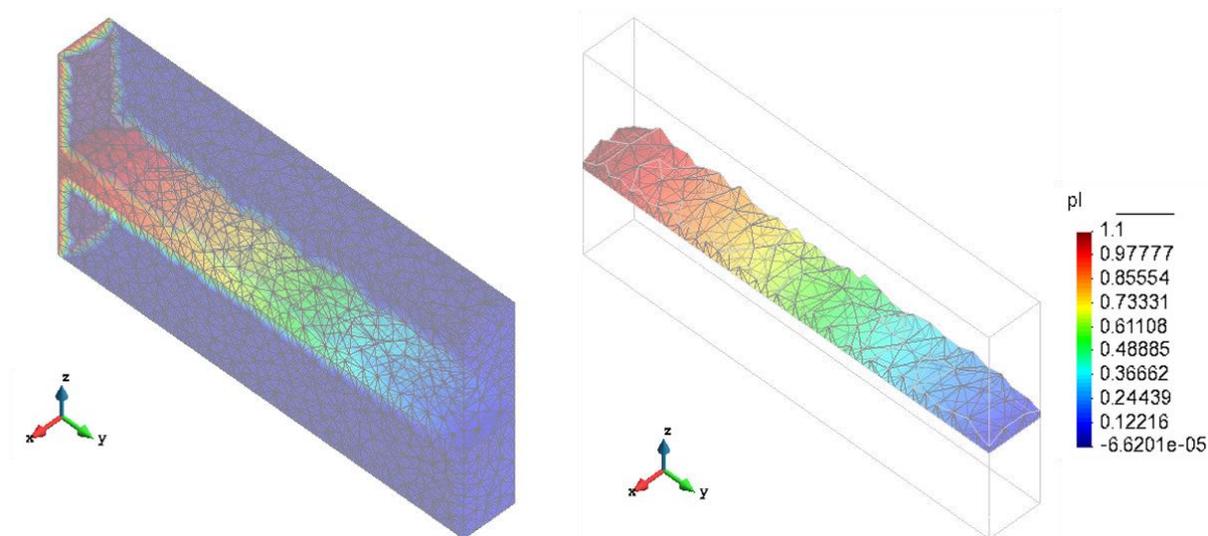
Fonte: A Autora (2019).

(a) Representação em cruz do tensor de permeabilidade; (b) Representação dos vetores de fluxo.

A distribuição da pressão de fluido no tempo final de simulação é mostrada na Figura 38. Percebe-se que da distribuição a pressão se comportou de maneira análoga a permeabilidade, concentrando-se na região da fratura.

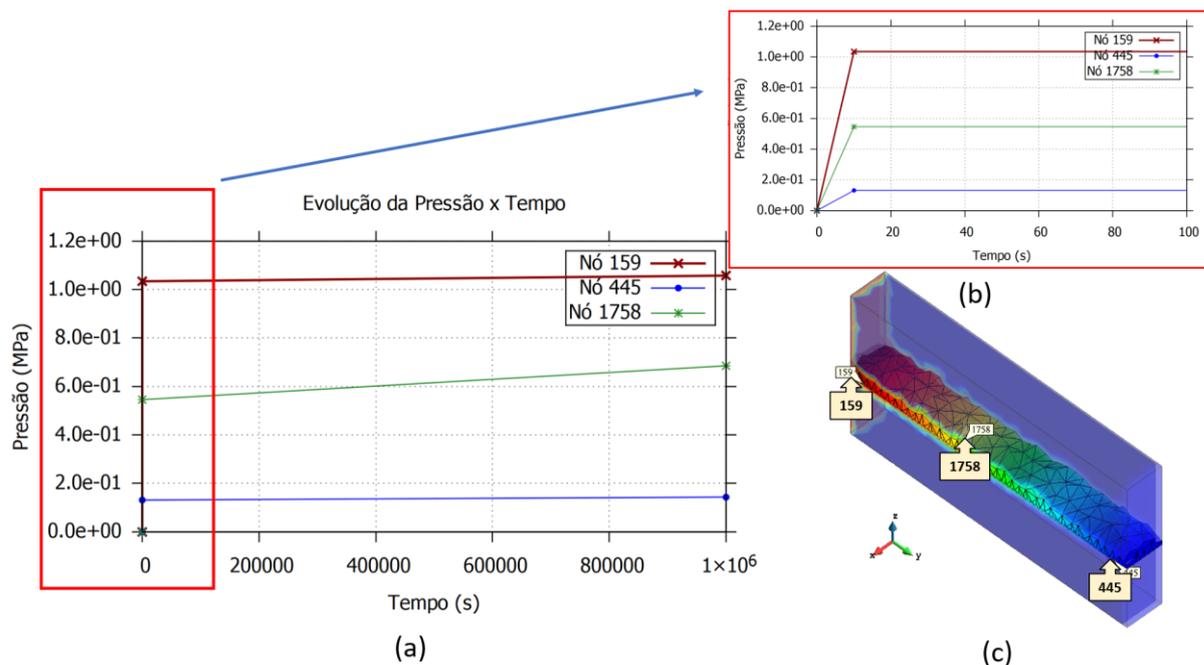
A figura 39 (a) mostra a evolução da pressão para os nós 159 (montante), 1758 (no meio da malha) e no nó 445 (jusante), conforme Figura 39 (c). É possível perceber os patamares das pressões ao longo do tempo, destacando em vermelho a evolução no início do processo de injeção (curvas traçadas para $t=100$ s), Figura 39 (b).

Figura 38 - Distribuição da pressão



Fonte: A Autora (2019).

Figura 39 – Resultados da evolução da pressão do reservatório.

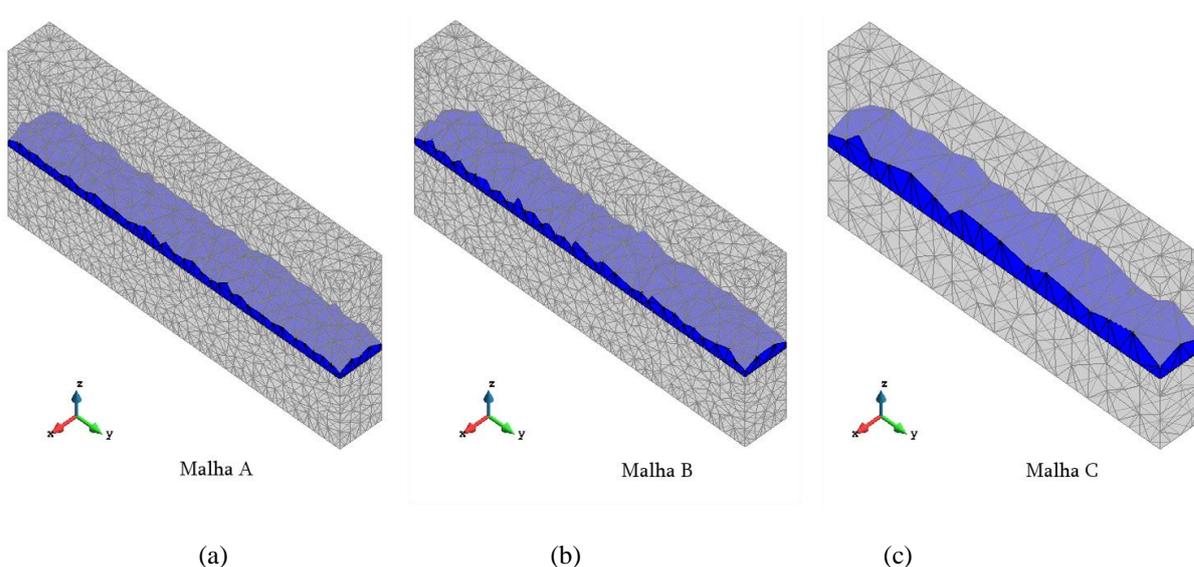


Fonte: A Autora (2019).

- (a) Distribuição da pressão ao longo do tempo para os nós 159, 1758 e 445; (b) Detalhe da evolução da pressão ao longo do tempo de simulação; (c) Nós seleccionados na malha.

Foram realizadas análises para avaliar influência do refinamento da malha nas análises do problema exposto anteriormente. Para as análises foram feitas comparações com três malhas, variando o grau de refinamento, conforme Figura 40.

Figura 40 – Malhas com diferentes intensidades de refinamento da malha



Fonte: A Autora (2019).

(a) Malha A – Malha mais refinada; (b) Malha B – Malha intermediária; (c) Malha C – Malha menos refinada.

O refinamento da segunda malha, Malha B, foi de aproximadamente 28% em relação ao número de elementos da Malha A e a terceira malha, Malha C, foi de 87%. As três malhas foram geradas no TetGen e apresentam as características mostradas na Tabela 2. Na última coluna da tabela estão descritos os comandos utilizados no programa TetGen para gerar cada uma das malhas.

Tabela 2 – Características das malhas (nós e número de elementos).

Malha	Nós	Elementos	Comando TetGen
Malha A	2276	8215	-VvnefkpqAa0.01
Malha B	1796	5951	-VvnefkpqAa0.015
Malha C	458	1105	-VvnefkpqAa0.1

Fonte: A Autora (2019).

Os valores das vazões para as simulações realizadas estão na Tabela 3.

Tabela 3 – Comparativo dos valores das vazões entre as malhas simuladas.

Malha A		Malha B		Malha C	
Vazão (m ³ /s)	2.49880 x10 ⁻⁰⁵	Vazão (m ³ /s)	2.5506 x10 ⁻⁰⁵	Vazão (m ³ /s)	2.446 x10 ⁻⁰⁵
<i>Erro (%)</i>	0.005	<i>Erro (%)</i>	2.02	<i>Erro (%)</i>	2.16

Fonte: A Autora (2019).

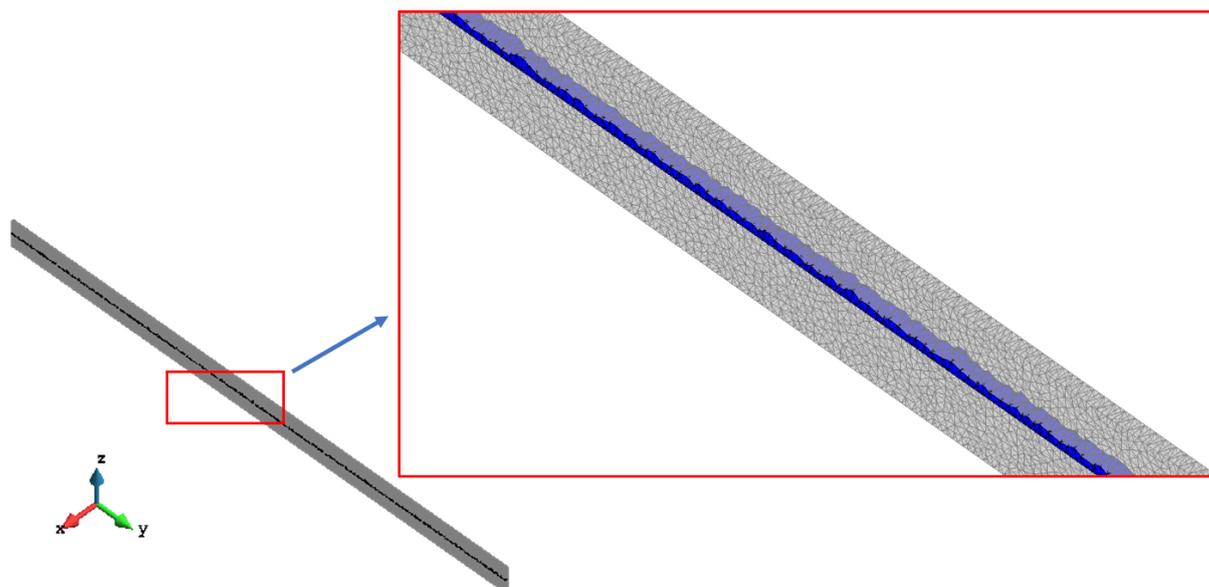
Verifica-se uma excelente aproximação com a solução analítica, para a Malha A. A Malha B obteve um bom resultado apresentando um erro de 2.02%. Destaca-se nesse problema a malha C, que teve uma redução de aproximadamente 87% do número de elementos e de 80% e no número de nós, comparando com a Malha A, e apresentou um bom resultado com um erro de 2.16%. Isto mostra que a técnica que incorpora as fraturas no elemento finito convencional não apresenta forte dependência da malha, possibilitando a simulação de modelos com poucos nós e elementos e diminuindo o custo computacional.

5.1.2 Caso hidromecânico - Modelo de fechamento de Barton-Bandis

Nesta secção será apresentada a avaliação do modelo de fechamento de fraturas proposto por Bandis et al. (1983) e Barton. (1985) implementado por Beserra (2015) no simulador CODE-BRIGHT. Este modelo consiste em calcular o fechamento das fraturas quando submetidas a forças compressivas, conforme mostrado no capítulo 03.

A simulação foi realizada em um reservatório cortado por uma única fratura natural submetido ao processo de depleção provocado pelo desenvolvimento da produção. A malha é composta por 27.233 elementos e 12.835 nós, conforme mostrado na Figura 41. O comando <-VvnnefkpqAa0.15> foi utilizado no programa TetGen para geração da malha de elementos finitos.

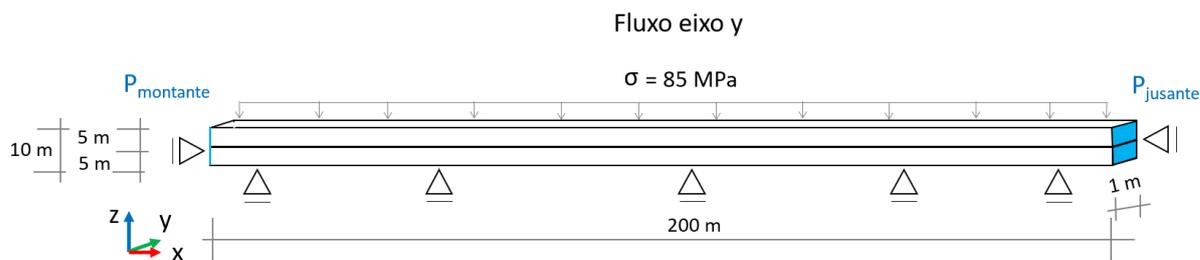
Figura 41 – Malha de elementos finitos discretizada



Fonte: A Autora (2019).

O modelo simulado consiste em um ensaio edométrico, conforme condições de contorno apresentadas na Figura 42. O reservatório é submetido a um carregamento vertical constante durante todo o tempo de simulação, com restrições a deslocamentos laterais na face frontal, posterior, esquerda e à direita, fixo na face inferior e livre para o deslocamento vertical na direção z . Para promover a vazão e calcular a permeabilidade efetiva, aplica-se um gradiente de pressão de $\Delta P=0.1$ MPa. A análise principal foi realizada considerando a poro pressão inicial de 55 MPa e aplicado o gradiente de pressão na direção y , Figura 42.

Figura 42 – Condições de contorno do problema.



Fonte: A Autora (2019).

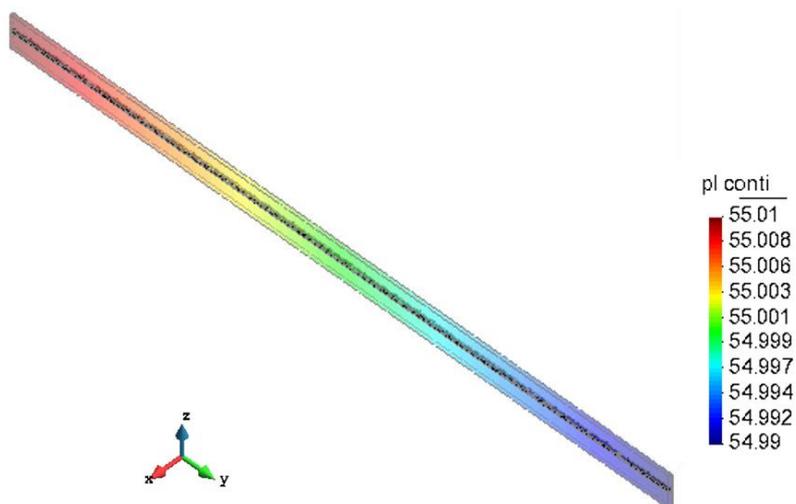
As propriedades do reservatório foram baseadas em modelos do reservatório do Pré-sal, onde o reservatório é uma rocha carbonática com baixa permeabilidade. As propriedades da rocha e da fratura estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Propriedades hidráulicas e mecânicas dos materiais

Material	Propriedade	Valores
Fratura	Módulo de elasticidade (E)	1.690×10^4 MPa
	Coefficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	0.1 Mpa
	Energia de fratura (Gf)	100 N/m
	Abertura	7.8×10^{-05} m
	Permeabilidade	4.9739×10^{-10} m
Reservatório	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	3.3800×10^{-13} m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660×10^{-17} m ²
	Módulo de elasticidade (E)	1.690×10^4 MPa
	Coefficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	1×10^9 Mpa
	Porosidade (ϕ)	7.58%

A Figura 43 apresenta a distribuição da pressão de fluido no tempo final de simulação para a Pressão de 55 MPa. Podemos perceber que obedece a condição de contorno imposta no problema para se obter a vazão.

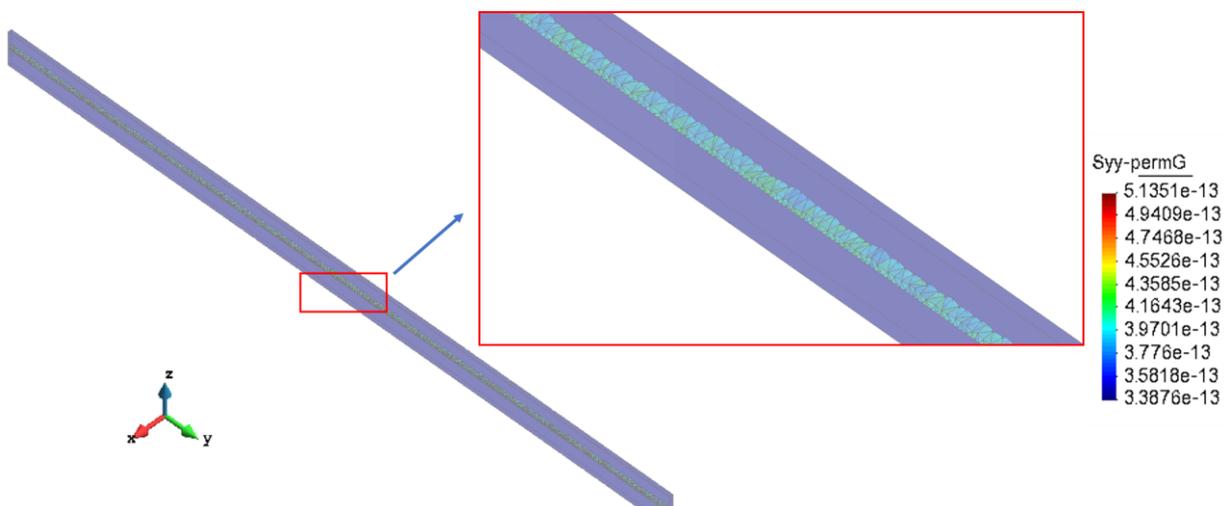
Figura 43 – Distribuição da pressão de fluido para P=55 MPa.



Fonte: A Autora (2019).

A evolução da permeabilidade ao longo do reservatório, para o tempo final da simulação, está representada na Figura 44. Através do detalhe da referida figura é perceptível a diferença de permeabilidade nos elementos da malha que representam a fratura e a matriz.

Figura 44 – Distribuição da permeabilidade ao longo do reservatório para P=55MPa.

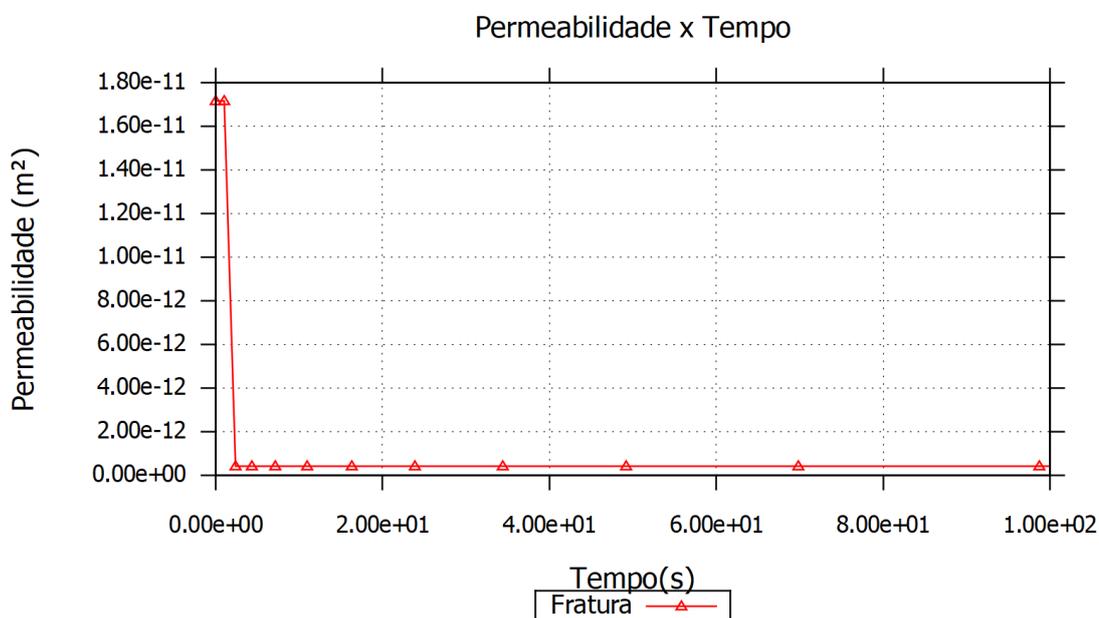


Fonte: A Autora (2019).

A variação da permeabilidade horizontal (k_x) ao longo do tempo para a fratura está representado na Figura 45. Nesta é possível perceber o comportamento de diminuição da

permeabilidade ao longo do processo produtivo. A redução da permeabilidade ocorre decorrente do processo de fechamento da fratura.

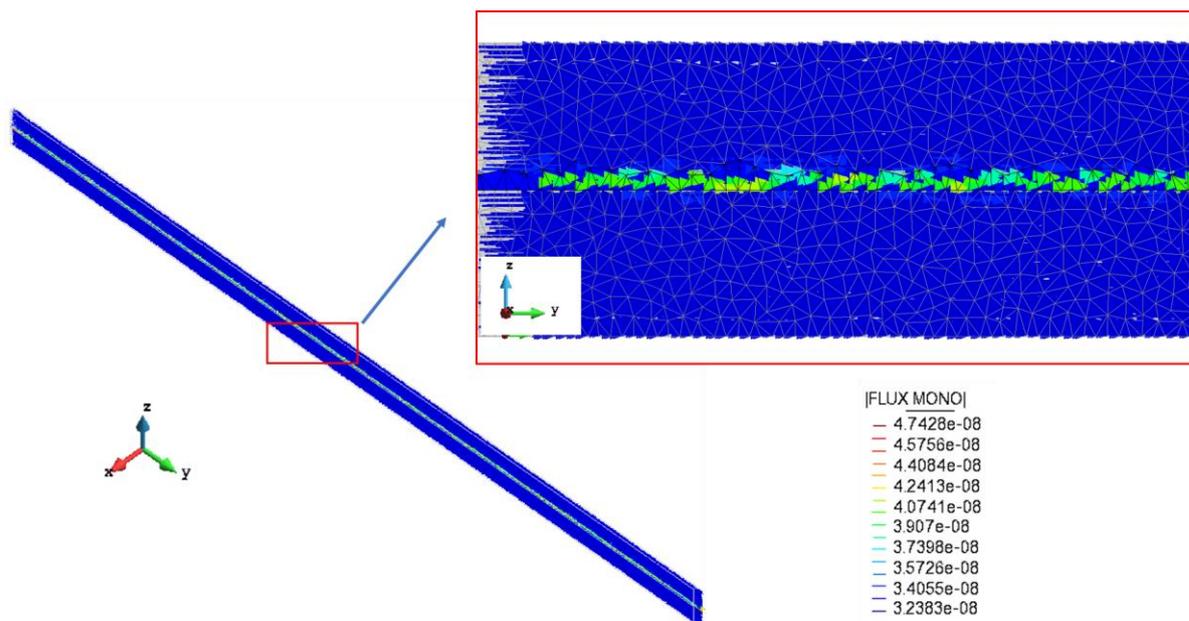
Figura 45 – Análise da permeabilidade ao longo do tempo.



Fonte: A Autora (2019).

Na Figura 46, apresenta a distribuição dos vetores de fluxo ao longo do reservatório. Nota-se que os vetores com maior intensidade de fluxo estão concentrados nos elementos que possuem a fratura incorporada. O detalhe destacado na figura 46 corrobora com os resultados da distribuição da permeabilidade.

Figura 46 – Distribuição dos vetores de fluxo ao longo do reservatório para $P=55$ MPa.



Fonte: A Autora (2019).

Análises complementares foram realizadas considerando as mesmas propriedades para os materiais e diferentes poro pressões iniciais, os valores adotados foram $P = 10$ MPa, 30 MPa e 55 MPa. Foram seleccionados três elementos ao longo da fratura, elemento 6927, 7539 e 4827, para análises do fechamento, Figura 47, totalizando nove casos simulados.

Figura 47 – Elementos seleccionados para análise.

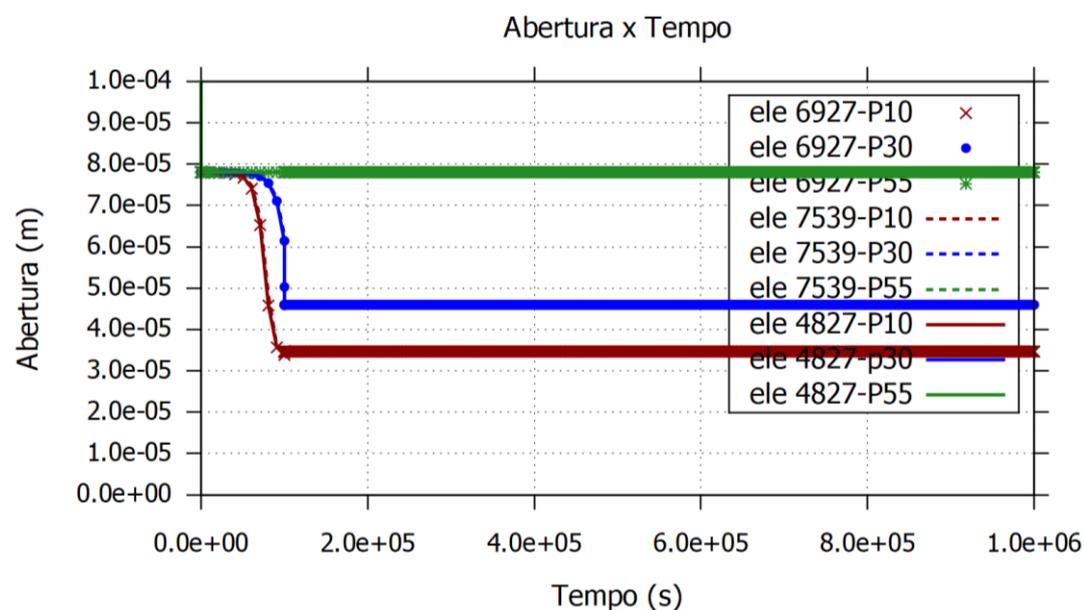


Fonte: A Autora (2019).

As curvas que mostram o comportamento da abertura ao longo do tempo, para as três pressões analisadas, estão demonstradas na Figura 48, para os três nós da figura 47. Naquela estão traçadas nove curvas, sendo três referentes a poro pressão 10 MPa, três para poro pressão de 30 MPa e três para a de 55 MPa.

Observa-se que para a pressão de 55 MPa, curvas na cor verde, a fratura teve uma diminuição da abertura mais discreta. Já para os valores de 30 MPa e 10 MPa (cores azul e vermelha, respectivamente) as diminuições nos valores das aberturas foram mais acentuadas, ou seja, as fraturas apresentam um maior fechamento quando impostas ao um menor valor de poro pressão.

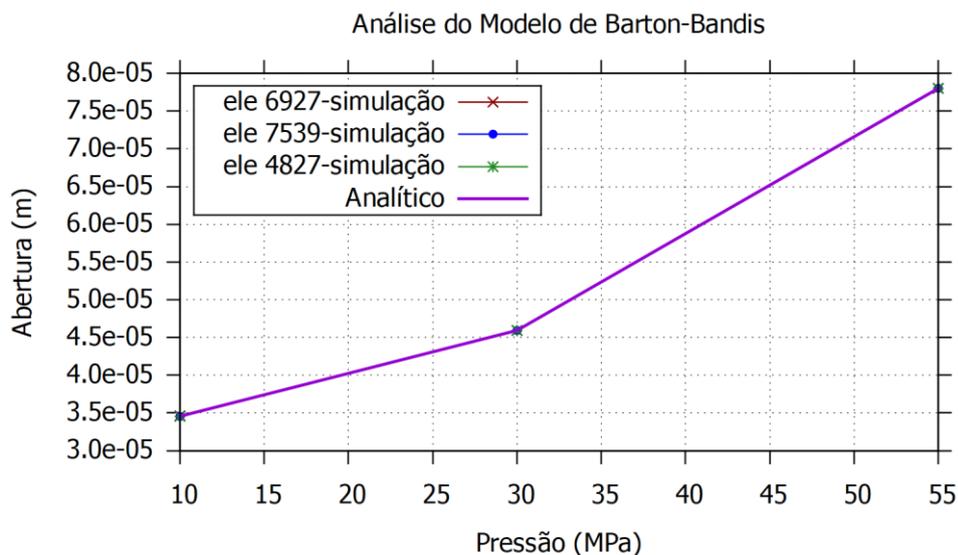
Figura 48 – Análise da abertura para diferentes pressões.



Fonte: A Autora (2019).

Foram realizadas simulações objetivando fazer a análise do comportamento do fechamento da fratura, proposto por Bandis et al. (1983) e Barton. (1985). A Figura 49 apresenta os gráficos dos resultados analíticos calculados pela formulação descrita na Sessão 3.4 desta tese e os resultados das simulações para os elementos 6927, 7539 e 4827.

Figura 49 – Análise do modelo de fechamento proposto por Barton-Bandis.



Fonte: A Autora (2019).

A excelente concordância das curvas, para os cenários simulados, mostra o desempenho satisfatório do modelo implementado no simulador CODE-BRIGHT, atendendo as necessidades dos estudos de fechamento de fratura.

5.2 FECHAMENTO DE FRATURA APLICADO A UM MODELO SIMPLIFICADO DE RESERVATÓRIO DO PRÉ-SAL, BACIA DE SANTOS

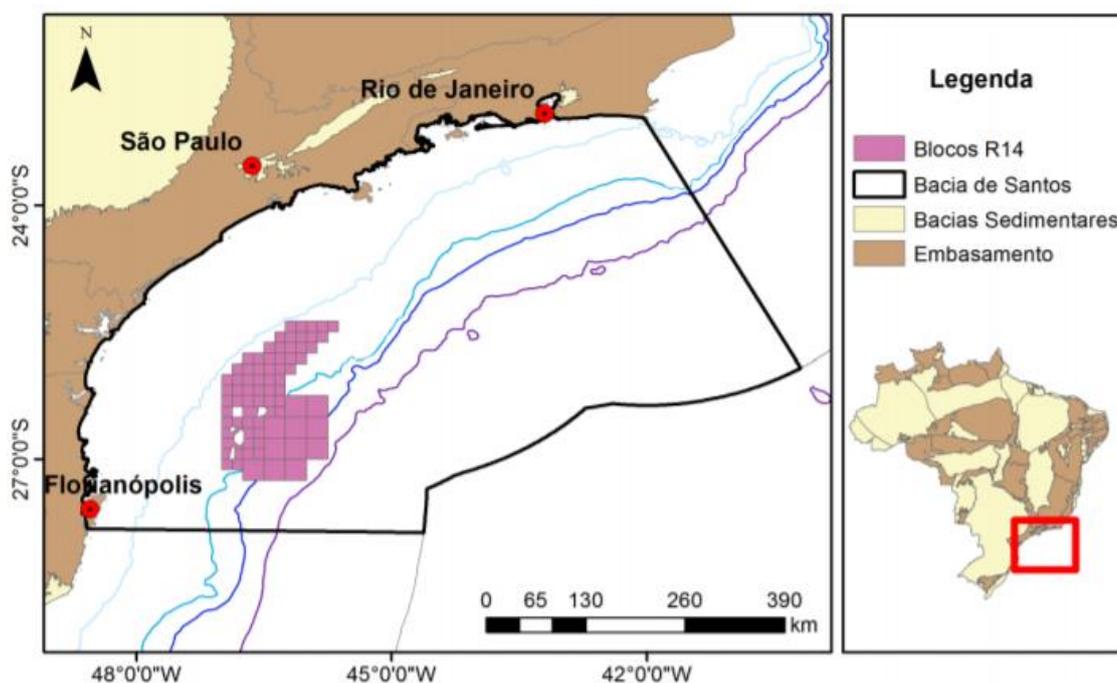
As rochas carbonáticas são os mais frequentes reservatório de petróleo e podem apresentar fragilidade provocando tendência ao fraturamento. Por este motivo, apresentam comportamento distinto dos reservatórios convencionais.

No Brasil, o maior reservatório carbonático tem a maior área a ser explorada localizada na Bacia de Santos, são os chamados reservatório do Pré-sal e, por conta do grande valor econômico desta reserva, tornou-se fundamental o entendimento do comportamento destes reservatórios (SOUZA & SGARBI, 2019).

5.2.1 Bacia de Santos / Pré-sal

A Bacia de Santos está localizada na região sudeste da margem continental brasileira. Esta Bacia possui área de aproximadamente 350 mil quilômetros quadrados e estende-se desde Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro (RJ), até a altura de Florianópolis, no estado de Santa Catarina (SC) (Assine et al, 2008), Figura 50. Esta Bacia ocupa a segunda posição no ranking da produção nacional de petróleo e suas reservas provadas de óleo totalizam cerca de 6,1 bilhões de barris, conforme dados de 2016 (Fernandez & Santos, 2017).

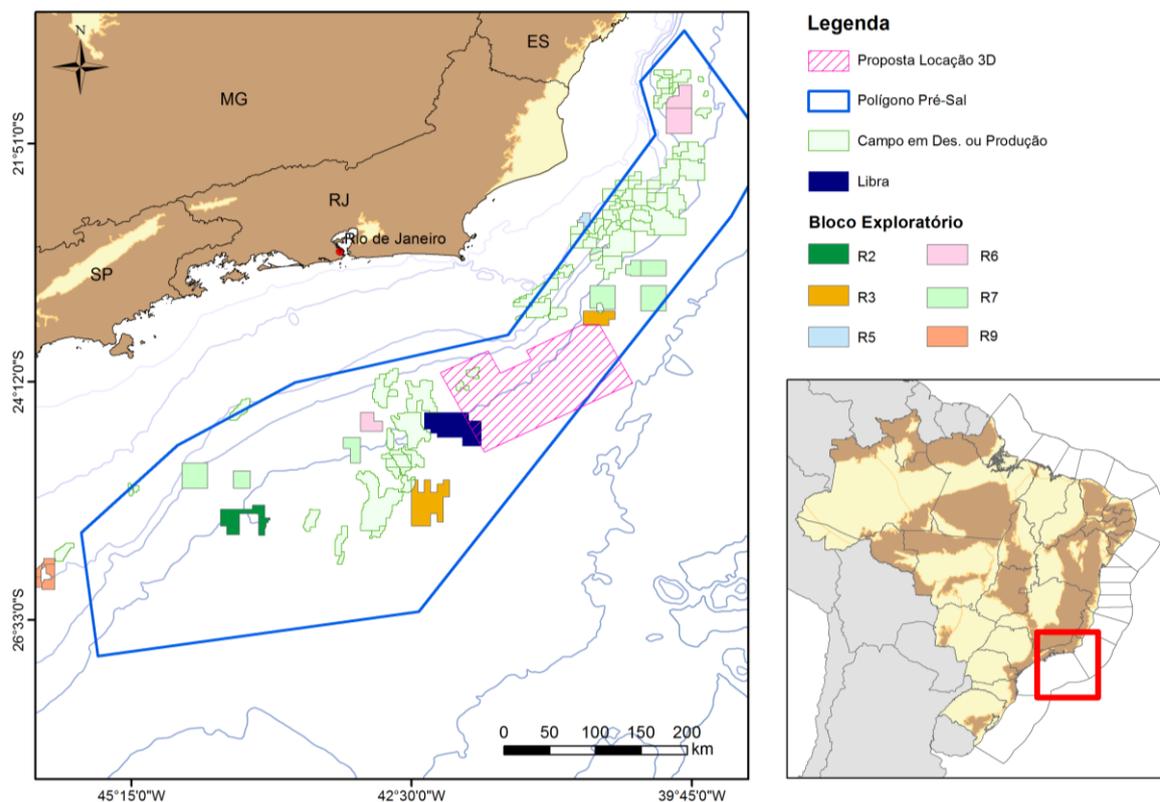
Figura 50 – Polígono delimitando a Bacia de Santos.



Fonte: Fernandez & Santos (2017).

Nesta Bacia destacam-se os reservatórios carbonáticos do Pré-sal por evidenciarem o alto potencial petrolífero da bacia. Estes reservatórios estão localizados dentro de um polígono situados a cerca de 300 quilômetros da costa brasileira e em profundidades de aproximadamente 5 mil metros, Figura 51. Na Bacia de Santos estes reservatórios abrangem uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados.

Figura 51 – Polígono delimitando a área do Pré-sal.



Fonte: PPA/ANP (2014).

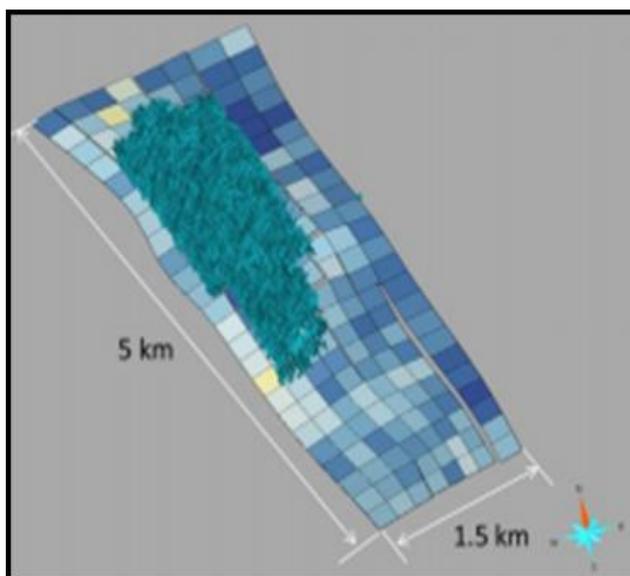
Os reservatórios do Pré-sal são formados primordialmente por carbonato de cálcio de origem orgânica e apresentam grande número de fraturas. Estas fraturas, conforme exposto no Capítulo 2, afetam o comportamento do fluxo do fluido no meio poroso.

5.2.2 Modelagem do problema

Esse estudo foi desenvolvido, no âmbito de um projeto de pesquisa realizado pelo Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da UFPE, com apoio da empresa Petrobras. Os estudos iniciais foram baseados em seções bidimensionais com o objetivo de promover o entendimento das técnicas numéricas para representação do comportamento de fechamento de fraturas em reservatórios naturalmente fraturados. Falcão et. al. (2018) realizou a simulação de uma seção bidimensional deste reservatório possuindo 10 fraturas, comparando as diversas técnicas de modelagem do problema hidromecânico com fechamento de fratura e calculou as propriedades equivalentes.

Nesta seção será apresentada a simulação tridimensional, de uma simplificação do volume típico de uma célula de simulação, de um bloco do reservatório carbonático do Présal., Figura 52. O objetivo final desta simulação é comparar os dois métodos de acoplamento hidromecânico utilizados para o cálculo de fechamento das fraturas, via modelo de Barton-Bandis,, descritos na seção3.2 deste texto.

Figura 52 – Modelo geológico composto por 1200 células.



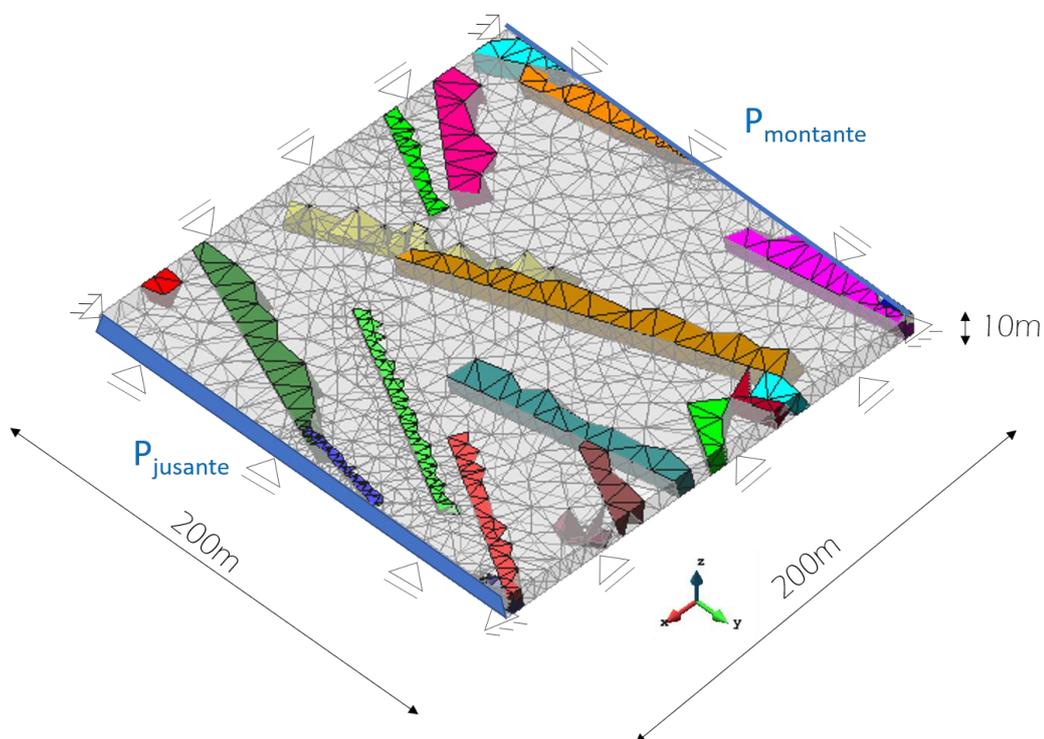
Fonte: Falcão et. al. (2018).

No modelo estudado estão distribuídas 20 fraturas sem interseção entre elas, conforme Figura 53. O reservatório possui 200 m de comprimento na direção x e no y, e 10 m na direção z, como mostra a Figura 53.

A simulação consiste em um ensaio edométrico, onde o reservatório foi submetido a um carregamento vertical constante durante todo o tempo de simulação, com restrições a deslocamentos laterais nas faces. Este ensaio é o que melhor representa as condições geomecânicas de um reservatório real submetido a depleção. As condições de contorno do problema estão expostas na Figura 53, onde podemos verificar que os quatro nós do BOX e a face inferior estão fixas nas três direções, as faces laterais estão fixas na direção z e a face superior está livre em z e fixa nas outras duas direções.

No TetGen foi utilizado o seguinte comando para geração da malha de elementos finitos: <-Vvnefkpqa1000>. A malha de elementos finitos possui 1.356 nós e 4.703 elementos.

Figura 53 – Dimensões do modelo e condições de contorno do problema.



Fonte: A Autora (2019).

Com o objetivo de verificar o fechamento das fraturas, o reservatório foi submetido a uma depressurização. Inicialmente o reservatório está em uma condição de 55 MPa de pressão. Com o processo produtivo as pressões foram reduzidas com um gradiente de 0.1 MPa, com o objetivo de calcular a permeabilidade efetiva. Foram realizadas 10 simulações considerando decréscimos de pressão de 5 MPa, iniciando a primeira simulação com 55 MPa até chegar na última com 10 MPa, aplicação do gradiente de pressão, nas direções x, y e z.

Cada fratura possui uma abertura e permeabilidade distintas e estão relacionadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Aberturas e permeabilidades das fraturas.

Características	Abertura (m)	Permeabilidade (m²)
Fratura 01	7.800×10^{-05}	4.9739×10^{-10}
Fratura 02	1.280×10^{-04}	1.3556×10^{-09}
Fratura 03	8.800×10^{-05}	6.4117×10^{-10}
Fratura 04	5.300×10^{-04}	2.3065×10^{-08}
Fratura 05	6.400×10^{-05}	3.3772×10^{-10}
Fratura 06	4.090×10^{-04}	1.3734×10^{-08}
Fratura 07	1.452×10^{-07}	1.7578×10^{-15}
Fratura 08	9.140×10^{-04}	6.8666×10^{-08}
Fratura 09	7.020×10^{-04}	4.0564×10^{-08}
Fratura 10	4.000×10^{-06}	1.3025×10^{-12}
Fratura 11	1.190×10^{-04}	1.1614×10^{-09}
Fratura 12	3.930×10^{-04}	1.2684×10^{-08}
Fratura 13	1.700×10^{-05}	2.4618×10^{-11}
Fratura 14	9.600×10^{-04}	7.5719×10^{-08}
Fratura 15	1.430×10^{-04}	1.6834×10^{-09}
Fratura 16	2.500×10^{-05}	5.1713×10^{-11}
Fratura 17	2.400×10^{-05}	4.7615×10^{-11}
Fratura 18	1.330×10^{-04}	1.4552×10^{-09}
Fratura 19	6.800×10^{-05}	3.7626×10^{-10}
Fratura 20	4.000×10^{-06}	1.1127×10^{-12}

As propriedades mecânicas e hidráulicas do problema estão apresentadas na Tabela 6.

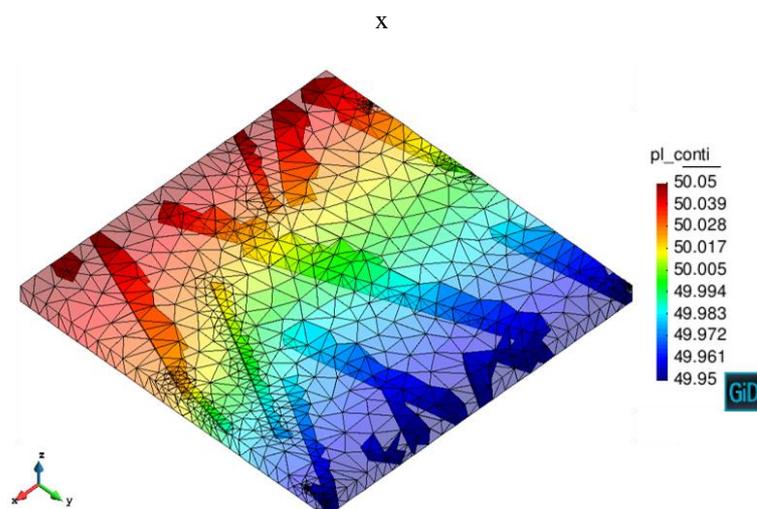
Tabela 6 - Propriedades mecânicas e hidráulicas do problema.

Material	Propriedade	Valores
Fraturas	Módulo de elasticidade (E)	1.690×10^4 MPa
	Coefficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	0.1Mpa
	Energia de fratura (Gf)	100 N/m
Reservatório	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	3.3800×10^{-13} m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660×10^{-17} m ²
	Módulo de elasticidade (E)	1.690×10^4 MPa
	Coefficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	1×10^9 Mpa
	Porosidade (ϕ)	7.58%

5.2.3 Análise do cenário simulado

Os resultados apresentados foram simulados utilizando o modelo de dano à compressão para a simulação do fechamento das fraturas. A Figura 54 apresenta a distribuição da pressão no reservatório no tempo final. As pressões estão acompanhando as condições iniciais impostas no problema. Nesta é possível perceber a influência das fraturas na distribuição da pressão.

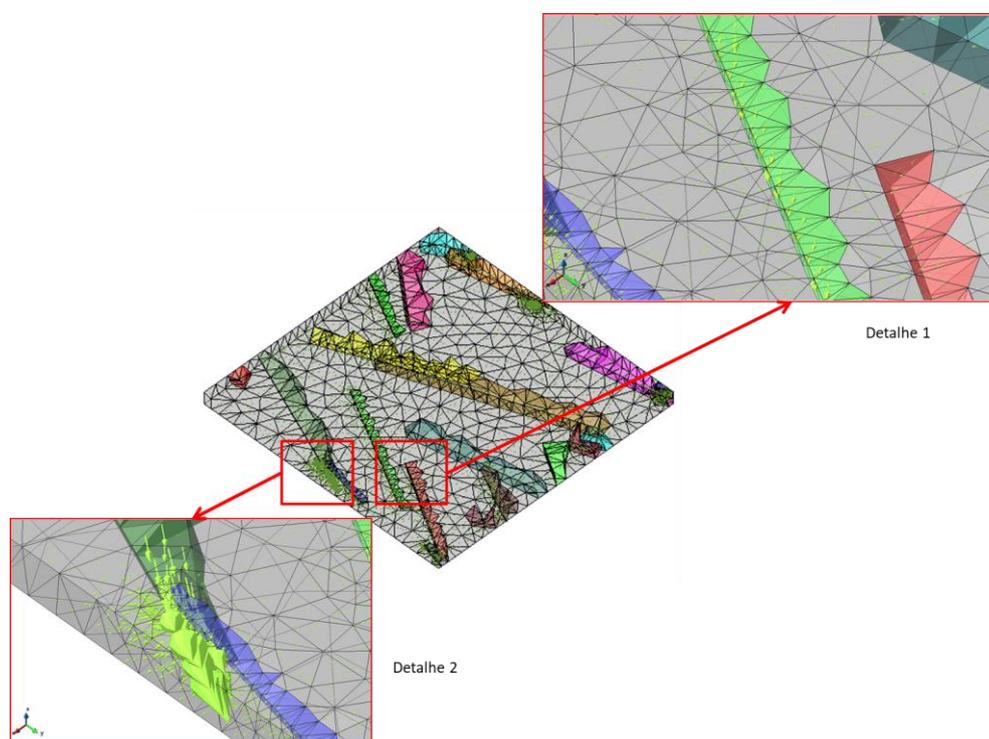
Figura 54 – Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção



Fonte: A Autora (2019).

Os vetores de fluxo no tempo final podem ser visualizados na Figura 55, onde é possível visualizar a concentração destes vetores nas fraturas (vetores na cor verde), ou seja, as fraturas com maiores valores de permeabilidade garantem a produção do reservatório.

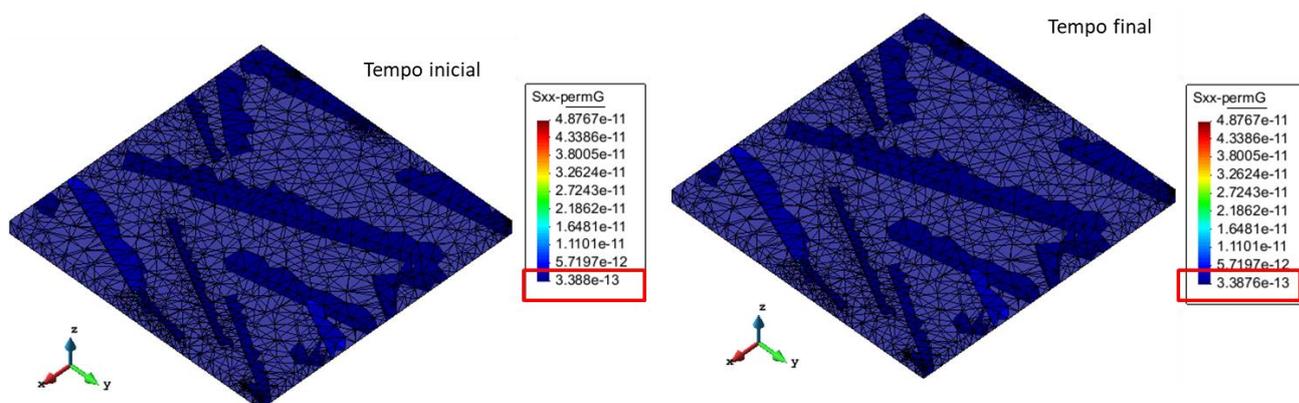
Figura 55 – Distribuição dos vetores de fluxo no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x.



Fonte: A Autora (2019).

Na Figura 56 observamos a distribuição da permeabilidade no início e no final do tempo de simulação. É possível perceber uma redução no valor da permeabilidade global da formação, como resultado do processo de fechamento das fraturas durante o processo de despressurização.

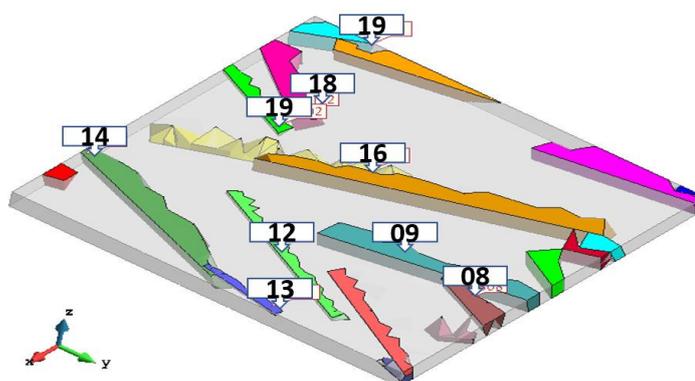
Figura 56 – Variação da permeabilidade



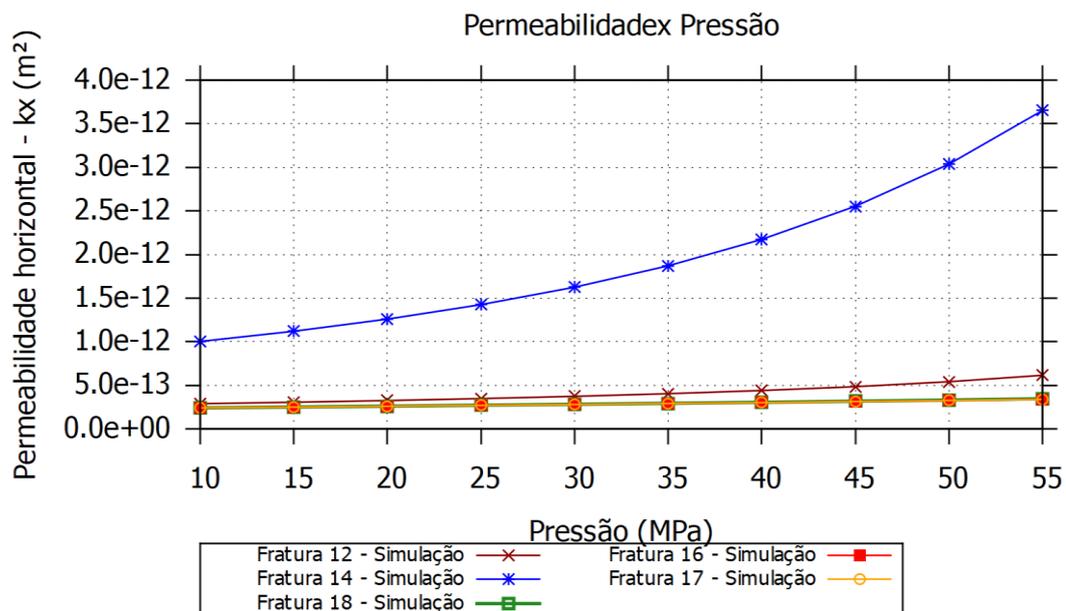
Fonte: A Autora (2019).

Para corroborar com a análise de diminuição da permeabilidade foi construído o gráfico do comportamento da permeabilidade para as fraturas 12, 13, 14, 16, 17 e 18, conforme Figura 57 (a), para diferentes valores de pressão utilizados nas simulações, Figura 57 (b). Percebe-se que a fratura 14 apresenta um decaimento mais acentuado da permeabilidade, seguida da fratura 12.

Figura 57 – Comportamento da permeabilidade



(a)



(b)

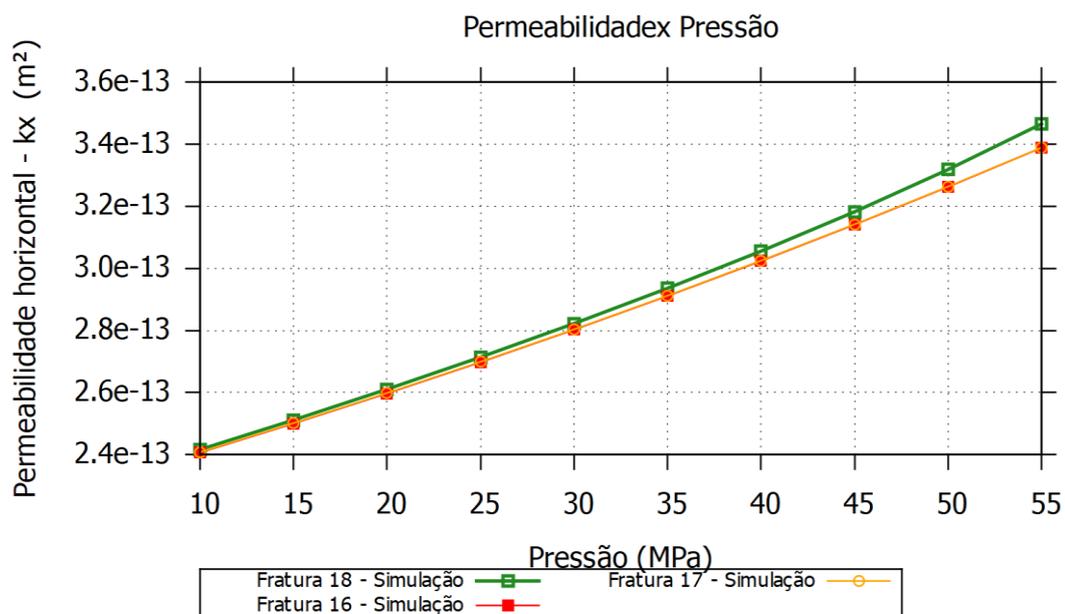
Fonte: A Autora (2019).

(a) Distribuição das fraturas no reservatório; (b) Curvas da permeabilidade (k_x) para as pressões simuladas.

As fraturas 16, 17 e 18 apresentaram um decaimento mais discreto e, para melhor visualização, foram traçadas as curvas destas fraturas, Figura 58. Todas as curvas apresentam o mesmo comportamento de decaimento da permeabilidade, mostrando que o fechamento das fraturas acarreta a redução no valor da permeabilidade.

Neste estudo também foi realizado o cálculo das permeabilidades equivalentes nas direções x, y e z para diferentes pressões de produção aplicadas no reservatório. Os valores de permeabilidade encontrados podem ser utilizados para abastecer as informações de softwares comerciais nas estratégias de pseudoacoplamento e, em virtude de se empregar medidas de permeabilidade na área de reservatórios em Darcy, foi feito na tabela a apresentação destas propriedades em mD. Para isso adotou-se a conversão de m^2 para mD, dividindo o valor por 9.869233×10^{-16} .

Figura 58 – Detalhe do comportamento da permeabilidade para as fraturas 16,17 e 18



Fonte: A Autora (2019).

O modelo foi submetido a variações de pressão partindo de 55 MPa aplicando decréscimos de 5 MPa até atingir 10 MPa. O fluxo foi simulado nas direções x, y e z aplicando um gradiente de pressão de 1 MPa. Os resultados das análises estão dispostos na Tabela 7. Percebe-se que, para todas as pressões, a permeabilidade na direção y obteve os maiores valores. Estes resultados são coerentes com a disposição das fraturas que possuem a maior dimensão ao longo deste eixo, facilitando o escoamento nesta direção.

Tabela 7 – Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões

Pressão (MPa)	Kx (mD)	Ky (mD)	Kz (mD)
55	359.6916	520.5978	315.0855
50	344.8157	481.3361	254.5207
45	330.754	447.3937	208.6169
40	317.4131	417.7165	173.1654
35	304.7259	391.5113	145.3411
30	292.638	368.1621	123.1914
25	281.1044	347.1864	105.3361
20	270.0869	328.2031	90.7801
15	259.5519	310.9081	78.7934
10	249.4702	295.0573	68.8319

Fonte: A Autora (2019).

Obteve-se também os multiplicadores das permeabilidades, para as três direções, de todas as pressões analisadas, Tabela 8.

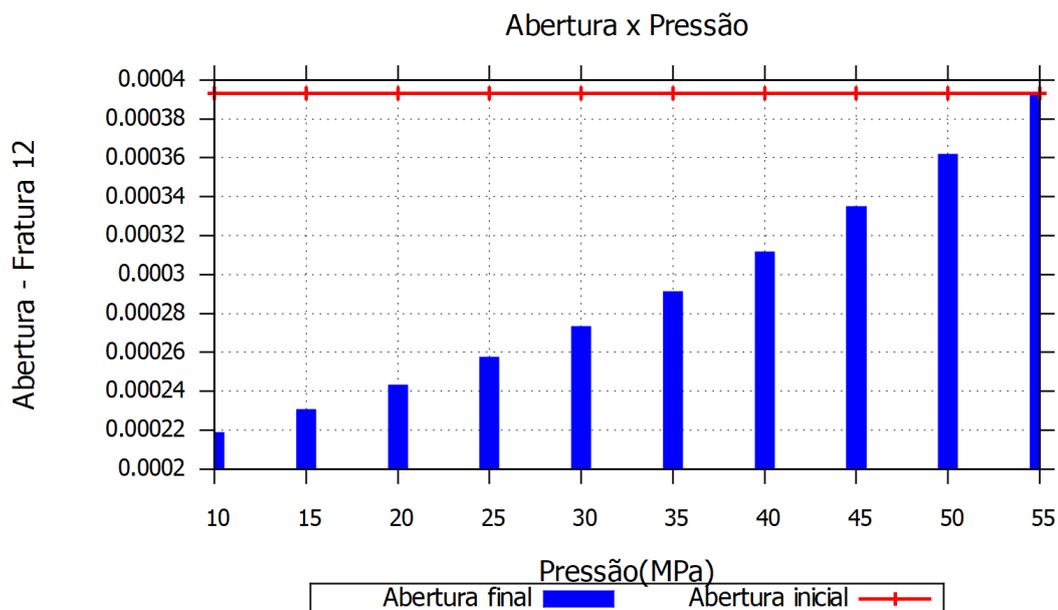
Tabela 8 – Fatores multiplicadores das permeabilidades

Pressão (MPa)	M.Kx (mD)	M.Ky (mD)	M.Kz (mD)
55	1	1	1
50	0.95874	0.925099	0.810325
45	0.919716	0.860206	0.665786
40	0.882674	0.803364	0.553675
35	0.847433	0.753102	0.46538
30	0.813847	0.70827	0.394898
25	0.781795	0.667962	0.337953
20	0.751171	0.631459	0.291446
15	0.721884	0.598189	0.253091
10	0.693855	0.567686	0.221178

Fonte: A Autora (2019).

Foi analisado também o comportamento do fechamento da fratura para cada estágio de pressão simulada, Figura 59, foi selecionada a fratura 12, para esta análise.

Figura 59 – Abertura versus pressão para a fratura 12

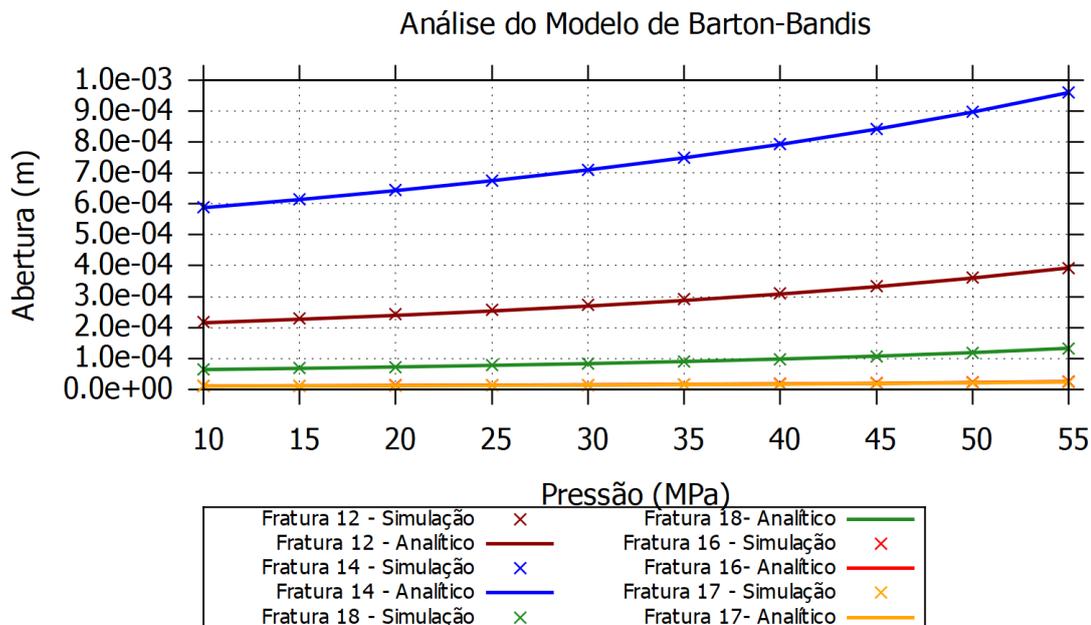


Fonte: A Autora (2019).

A linha na cor vermelha representa o valor da abertura inicial da fratura. Nota-se que o comportamento da abertura é afetado pela pressão estática e quanto menor o valor da desta, maior o fechamento da fratura, em virtude do aumento da tensão confinante efetiva.

A Figura 60 apresenta a comparação da abertura final das simulações para as fraturas 12, 14, 16, 17 e 18 e da solução analítica representada pelo modelo de Bandis et al. (1983) e Barton. (1985), para cada simulação realizada.

Figura 60 – Avaliação do fechamento das fraturas 12, 14, 16, 17 e 18.



Fonte: A Autora (2019).

Os pontos das simulações apresentam ótima convergência com a solução analítica para todas as fraturas analisadas. Tais resultados indicam que para casos de maiores dimensões o modelo implementado apresenta desempenho satisfatório.

Prosseguindo as análises, foram realizadas simulações utilizando o modelo proposto por Beserra (2015), no qual considera os elementos finitos convencionais com incorporação das fraturas na composição do tensor permeabilidade do elemento (Mod 2), com a teoria de Aproximação Contínua das Descontinuidades Fortes Incorporadas via modelo de dano à compressão, implementado por Gómez (2017), onde a abertura final é dependente do salto dos deslocamentos (Mod 1). A Tabela 9 mostra a comparação dos resultados das permeabilidades equivalentes, com o cálculo do erro relativo, para os dois modelos simulados nas direções x, y e z para todas as pressões analisadas.

De posse dos resultados da tabela percebe-se que aproximadamente 93.3% dos casos simulados apresentaram erro inferior a 1%. Apenas 4 simulações apresentaram erro maior do que 1% e o erro máximo obtido foi de 1,23%. As curvas dos multiplicadores de permeabilidade, dos dois modelos, mostram uma boa convergência para as pressões simuladas, Figura 61. Estes resultados garantem uma aproximação satisfatória entre os dois

modelos, mostrando que as cálculo das tensões na banda de localização de deformações não promovem interferência considerável na permeabilidade equivalente do reservatório. Logo, torna-se possível a simulação tridimensional de reservatórios naturalmente fraturados utilizando o modelo simplificado proposto por Beserra (2015).

Comparou-se também o período pelo qual a unidade de processamento central foi usada para processar a simulação (CPU_time), para o caso de injeção na direção y na pressão de 50 MPa e 15 MPa. O tempo total de CPU foi para a pressão de 50 MPa foi de de 734.4 s para o Modelo 1 e para foi o Modelo 2 de 592.68 s. Na pressão de 15 MPa o Modelo 1 atingiu um tempo de CPU de aproximadamente 610.3s e o Modelo 2 o tempo foi de 584.1 s. Ou seja, o Modelo 2 apresentou diminuição no tempo de CPU garantindo assim um menor custo computacional, principalmente para simulações de problemas de maiores dimensões.

Conforme já discutido anteriormente, as informações geológicas advindas de informações de subsuperfície possuem limitações quanto à representação das heterogeneidades geológicas, pois muitas fraturas se apresentam em uma escala subsísmica. A modelagem de afloramentos análogos possibilita um maior detalhamento destas estruturas, dando condições de se avaliar o seu impacto sobre a permeabilidade do maciço rochoso através da determinação das permeabilidades equivalentes em uma análise hidromecânica. Desta forma pode-se promover um *upscaling* dos dados observados em afloramentos ao modelo de reservatório.

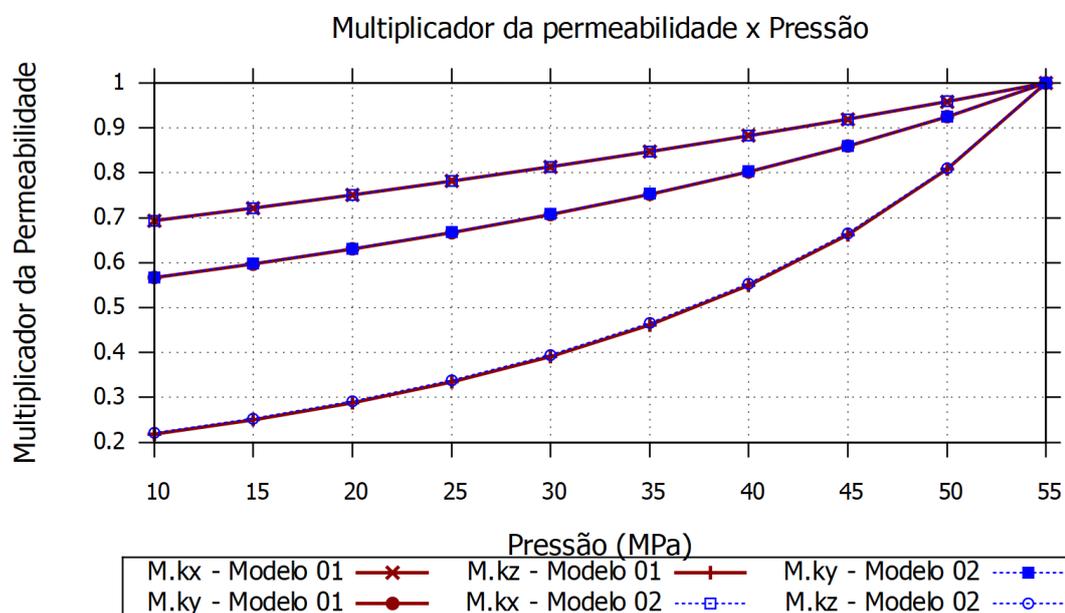
Portanto, com o objetivo de complementar as análises realizadas, a próxima etapa desta pesquisa é a simulação tridimensional, baseada em afloramento Análogo de reservatório carbonático naturalmente fraturado, da Formação Crato, Bacia do Araripe. Esta formação é análoga de uma feição do Pré-sal.

Tabela 9 – Cálculo do erro relativo entre as permeabilidades equivalentes para simulações com o Modelo 1 e o Modelo 2.

Pressão (MPa)	MOD. 1 Kx (mD)	MOD. 2 Kx (mD)	Erro (%)	MOD. 1 Ky (mD)	MOD. 2 Ky (mD)	Erro (%)	MOD. 1 Kz (mD)	MOD. 2 Kz (mD)	Erro (%)
55	359.6916	359.6936	0.00%	520.5978	520.6039	0.00%	315.0855	315.0893	0.00%
50	344.8157	344.8526	0.01%	481.3361	481.6101	0.06%	254.5207	255.3247	0.31%
45	330.754	330.8158	0.02%	447.3937	447.8264	0.10%	208.6169	209.7819	0.56%
40	317.4131	317.492	0.02%	417.7165	418.2346	0.12%	173.1654	174.457	0.74%
35	304.7259	304.8161	0.03%	391.5113	392.068	0.14%	145.3411	146.6363	0.88%
30	292.638	292.7356	0.03%	368.1621	368.7281	0.15%	123.1914	124.4281	0.99%
25	281.1044	281.2066	0.04%	347.1864	347.7435	0.16%	105.3361	106.4853	1.08%
20	270.0869	270.1914	0.04%	328.2031	328.7402	0.16%	90.7801	91.8314	1.14%
15	259.5519	259.6572	0.04%	310.9081	311.4193	0.16%	78.7934	79.7462	1.19%
10	249.4702	249.5751	0.04%	295.0573	295.5395	0.16%	68.8319	69.6907	1.23%

Fonte: A Autora (2019).

Figura 61 – Comparativos dos valores dos multiplicadores de permeabilidade para os modelos de acoplamento hidromecânico simulados.



Fonte: A Autora (2019).

5.3 MODELAGEM DE RESERVATÓRIO ANÁLOGO BASEADO EM AFLORAMENTO

Os estudos de afloramentos análogos aos reservatórios são uma possibilidade de realizar um estudo adequado das fraturas minimizando a necessidade de dados de subsuperfície. Esta prática vem sendo utilizada por diversos pesquisadores, por exemplo: Ortega et al. (2006); Santos (2017); Miranda (2015), entre outros. A coleta de dados geológicos dos reservatórios para caracterização dos padrões de fraturas é uma das principais dificuldades na modelagem destes problemas (SANTOS, 2017).

5.3.1 Comportamento hidromecânico de análogo de reservatório composto por rede complexa de fraturas: Formação Crato

Para esta análise foram utilizados os dados do afloramento da Formação Crato na Bacia do Araripe, nordeste do Brasil.

5.3.1.2 Modelagem do problema

As fraturas verticais foram obtidas no gerador de redes de fraturas discretas (DFN) com módulo geológico, “INSERE_FRATURAS”. Neste modelo, foram inseridas, no referido programa, informações baseadas nos estudos de campo, sendo, desta forma, respeitadas as informações geológicas da formação. As fraturas horizontais foram geradas aleatoriamente no programa <geraDFN_box.m>, respeitando a densidade das fraturas horizontais, em conformidade com os dados das *scanlines*. A densidade utilizada para geração das fraturas horizontais foi de 1.33557 fraturas por metro.

A Tabela 10 mostra os dados inseridos no programa, “INSERE_FRATURAS”, para geração das fraturas de forma estocástica utilizando o módulo geológico implementado por Santos (2017).

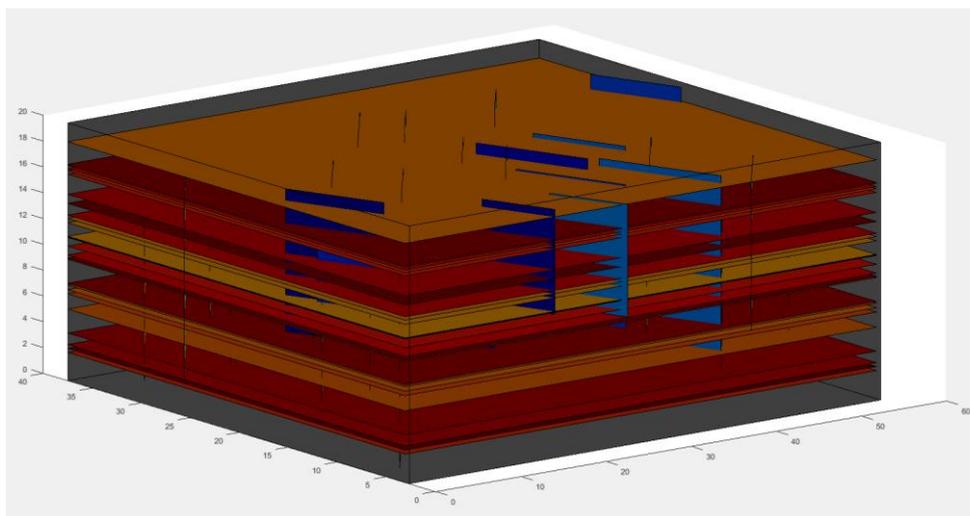
Tabela 10 – Informações geológicas inseridas no “INSERE_FRATURAS”, para geração das famílias de fraturas verticais.

Propriedades	Família 01	Família 02
Normal	[0 1 0]	[1 0 0]
Azimute	150	50
Mergulho	0	0
Espessura	0.00001	0.00001

Fonte: A Autora (2019).

A Figura 62 mostra a configuração das fraturas verticais e horizontais distribuídas no reservatório. As fraturas verticais estão representadas pela cor azul e as fraturas horizontais em tons terrosos. Neste modelo ocorre grande número de interseções entre as fraturas.

Figura 62 – Configuração da distribuição e orientação das fraturas horizontais e verticais no modelo do reservatório.

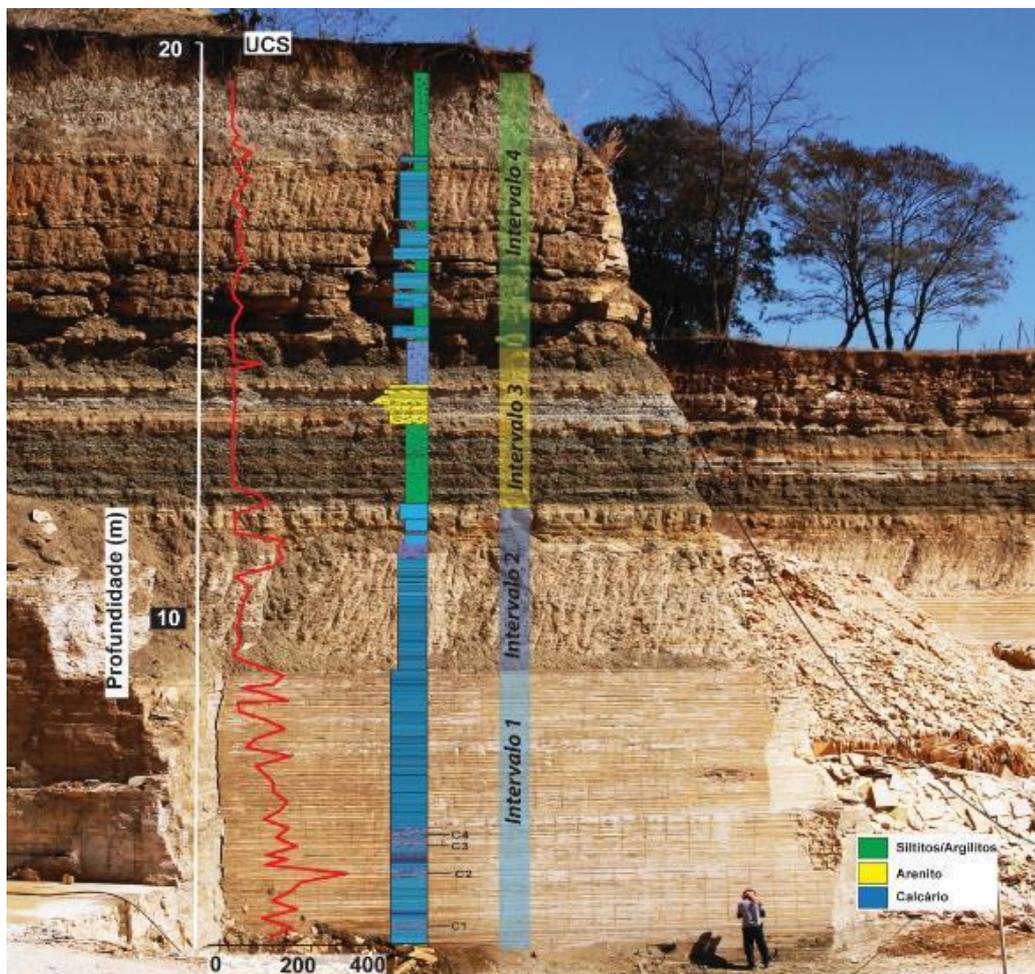


Fonte: A Autora (2019).

As propriedades mecânicas (Poisson e Módulo de elasticidade) da rocha reservatório foram obtidas através do perfil de aquisição de dados em afloramento da Formação Crato na Mina Três Irmãos (Relatório Projeto Crato/UFPE/Petrobras, 2017 apud Projeto GÖDEL UFPE/Petrobras, 2017), Figura 63(a). Os valores das propriedades foram obtidos através da

média aritmética dos valores dos intervalos de 1 a 4, definidos no Relatório Projeto Crato/UFPE/Petrobras, Figura 63(b).

Figura 63 – Características da formação Crato



(a)

Materiais	Módulo de Elasticidad e (E)	Poisson (ν)
Intervalo 4 (contínuo)	24000.	0.247
Intervalo 4 (Interface)	24000.	0.247
Intervalo 3 (contínuo)	24000.	0.247
Intervalo 3 (Interface)	24000.	0.247
Intervalo 2 (contínuo)	25000.	0.247
Intervalo 2 (Interface)	25000.	0.247
Intervalo 1 (contínuo)	26000.	0.247
Intervalo 1 (Interface)	26000.	0.247
Base (contínuo)	24500.	0.247
Base (Interface)	24500.	0.247

(b)

Fonte: Relatório Projeto Crato/UFPE/Petrobras (2017) apud Projeto GÖDEL UFPE/Petrobras (2017).

(a) Perfil de aquisição de dados para estudo de estratigrafia mecânica em afloramento da Fm. Crato;(b) Propriedades mecânicas dos materiais.

Em Miranda et al., (2018), foram obtidos os valores de permeabilidade e porosidade da rocha reservatório. Os valores de abertura e permeabilidade das fraturas foram baseados em dados do Pré-sal conforme projeto de pesquisa realizado pelo Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da UFPE. A Tabela 11 mostra as propriedades hidráulicas e mecânicas da rocha reservatório.

Tabela 11 - Propriedades hidráulicas e mecânicas da rocha reservatório

Material	Propriedade	Valores
Reservatório	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	$3.9477 \times 10^{-17} \text{ m}^2$
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	$9.8692 \times 10^{-20} \text{ m}^2$
	Módulo de elasticidade (E)	$24.7 \times 10^3 \text{ MPa}$
	Coefficiente de Poisson (ν)	0.247
	Resistencia a tração (ft)	$1 \times 10^9 \text{ MPa}$
	Porosidade (ϕ)	11.7%

Fonte: A Autora (2019).

Com o objetivo de avaliar o impacto das fraturas verticais no meio poroso foram realizadas análises para três cenários, conforme Tabela 12. No cenário 01 a simulação foi realizada considerando apenas a existência de fraturas verticais (família 01 e 02). Os cenários 02 e 03 possuem fraturas verticais (família 01 e 02) e horizontais (família 03). Porém, no cenário 02, as fraturas verticais apresentam permeabilidade maior do que as horizontais e no cenário 03 as fraturas horizontais apresentam permeabilidade maior do que as fraturas verticais. A Tabela 12 apresenta os valores das permeabilidades e aberturas para as famílias de fraturas que compõem o modelo para os três cenários simulados.

No tocante ao tratamento dado as interseções, foram identificados os elementos cortados por mais de uma fratura e, nestas situações, somam-se as aberturas e calcula-se a permeabilidade conforme equação 3.75.

O modelo escolhido para representar a abertura final das fraturas não leva em conta o salto dos deslocamentos (Modelo 2), pois, conforme apresentado no item 5.2.1, apresentou resultado satisfatório e um menor tempo de CPU.

Tabela 12 - Propriedades hidráulicas e mecânicas das fraturas para os cenários 01, 02 e 03

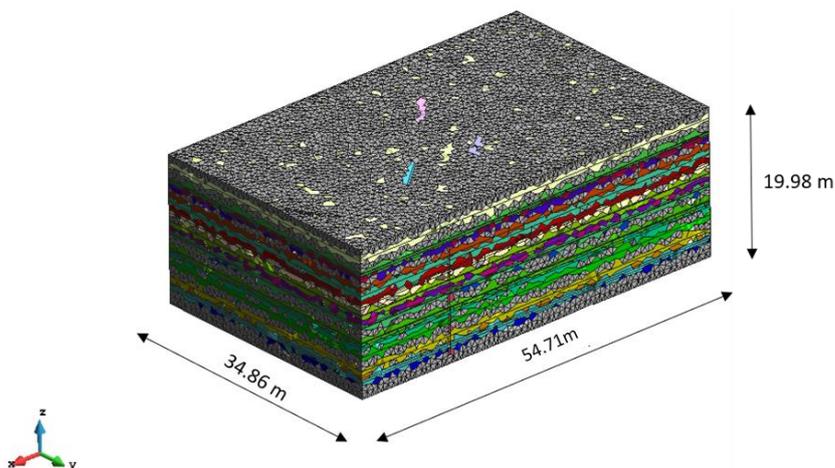
Cenários	Propriedades	Família 01 (fraturas verticais)	Família 02 (fraturas verticais)	Família 03 (fraturas horizontais)
Cenário 01	Abertura	7.02×10^{-04} m	5.30×10^{-04} m	-
	Permeabilidade	4.1067×10^{-08} m ²	2.3408×10^{-08} m ²	-
Cenário 02	Abertura	7.02×10^{-04} m	5.30×10^{-04} m	4.00×10^{-06} m
	Permeabilidade	4.1067×10^{-08} m ²	2.3408×10^{-08} m ²	1.3333×10^{-12} m ²
Cenário 03	Abertura	7.02×10^{-04} m	5.30×10^{-04} m	4.00×10^{-03} m
	Permeabilidade	4.1067×10^{-08} m ²	2.3408×10^{-08} m ²	1.3333×10^{-06} m ²

Fonte: A Autora (2019).

As dimensões do modelo e a malha de elementos finitos estão demonstrados na Figura 64. A coloração cinza é a rocha reservatório e as demais cores são as fraturas. O reservatório possui a maior dimensão na direção x 54.71 m. O eixo y, 34.86 m, e o eixo z, 19.98m. A malha possui 21.456 nós e 112.984 elementos. O comando utilizado no TetGen para geração da malha de elementos finitos foi <-VvnnefkcpqAa1>.

No modelo cada fratura é definida como um material diferente e, para os elementos cortados por diferentes fraturas, foi atribuído um material diferente. Nestes elementos foram somadas as aberturas e a permeabilidade foi calculada pela equação 3.75.

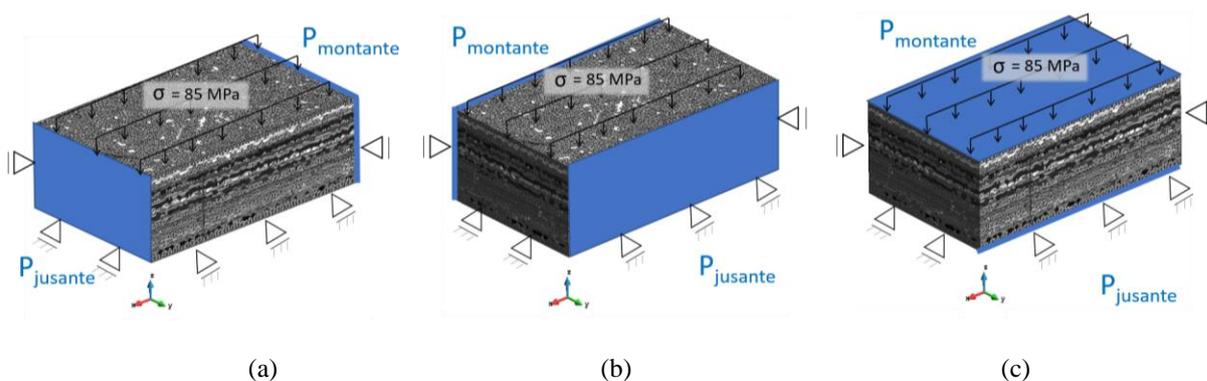
Figura 64 – Dimensões do modelo e malha de elementos finitos



Fonte: A Autora (2019).

A figura 65 apresenta as condições de contorno do problema. O modelo está fixo, nas três direções, na face inferior e as faces verticais estão livres no eixo “z”. O reservatório foi submetido a um gradiente de pressão de 0.1 MPa para provocar a despressurização. Foram realizadas simulações com pressão inicial (pressão montante) partindo de 55 MPa, aplicando decréscimos de 5 MPa até atingir 10 MPa. A tensão efetiva vertical varia de 30 MPa a 75 MPa, de acordo com as condições de pressão impostas, durante a depleção. Esta condição foi realizada nas direções x, y e z com o objetivo de verificar o fechamento das fraturas submetidas a diferentes poro-pressões, totalizando 90 simulações.

Figura 65 – Condições de contorno do problema



Fonte: A Autora (2019).

(a) Gradiente de pressão imposto na direção x; (b) Gradiente de pressão imposto na direção y; (c) Gradiente de pressão imposto na direção z.

5.3.1.3 Análises dos cenários simulados

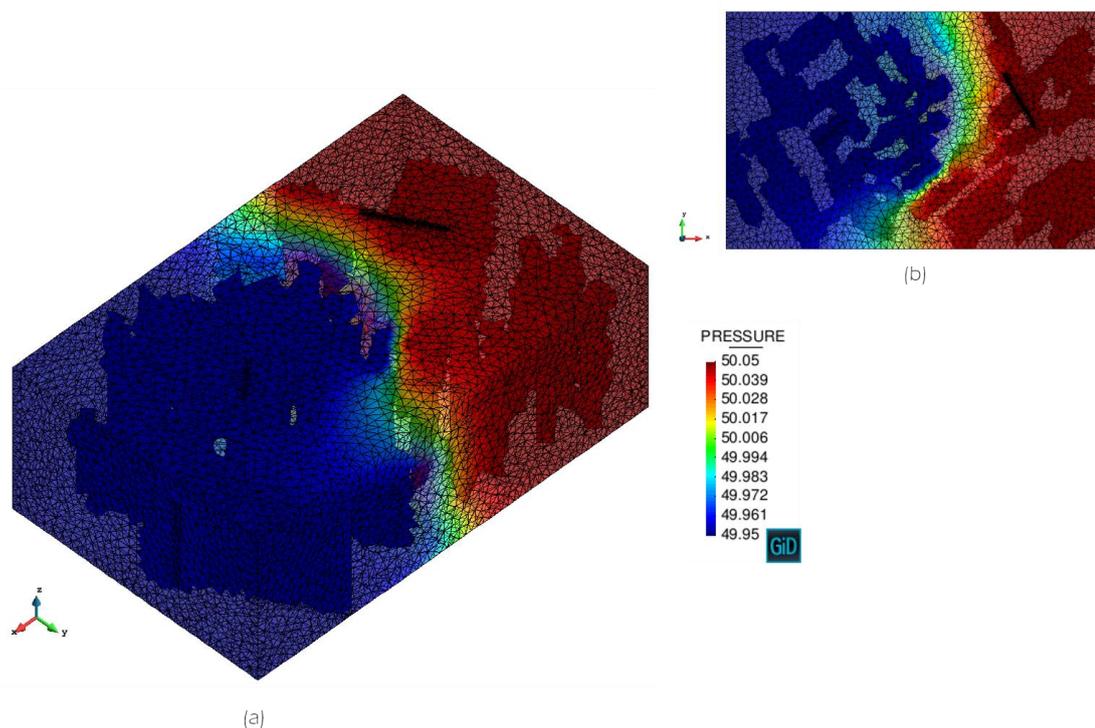
As análises foram realizadas de forma individual para cada cenário e, ao final, feita uma comparação do comportamento do reservatório para os três cenários simulados.

5.3.1.3.1 Cenário 01 – Fraturas verticais

Nesta seção será apresentado o resultado da simulação do reservatório cortado por dois conjuntos de fraturas verticais. Este cenário possui um total de 67 fraturas, sendo 28 fraturas da família 1 (verticais) e 39 fraturas da família 2 (verticais), com um total de 97 materiais. A permeabilidade das fraturas da família 1 possui valor maior do que a permeabilidade das fraturas da família 2, conforme Tabela 5.11 descrita anteriormente.

As análises apresentadas são para a pressão de 50 MPa e, ao final, será apresentada a permeabilidade equivalente e o multiplicador da permeabilidade para todas as pressões analisadas. A figura 66 (a) mostra, em perspectiva, a distribuição da pressão no reservatório no final da simulação, com fluxo na direção x e pressão de 50 MPa, onde é possível verificar que esta obedece às condições de contorno impostas no problema. Na Figura 66 (b) está apresentado a visualização em planta do reservatório para destacar o impacto causado pela região onde não existe a conexão das fraturas. É possível perceber que o gradiente acompanha a região onde, do lado esquerdo da imagem, existem fraturas e sofre o impacto ao chegar na região em que não existe conexão entre as fraturas. Isto ocorre devido a diferença de permeabilidade das fraturas e da rocha reservatório.

Figura 66 – Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x

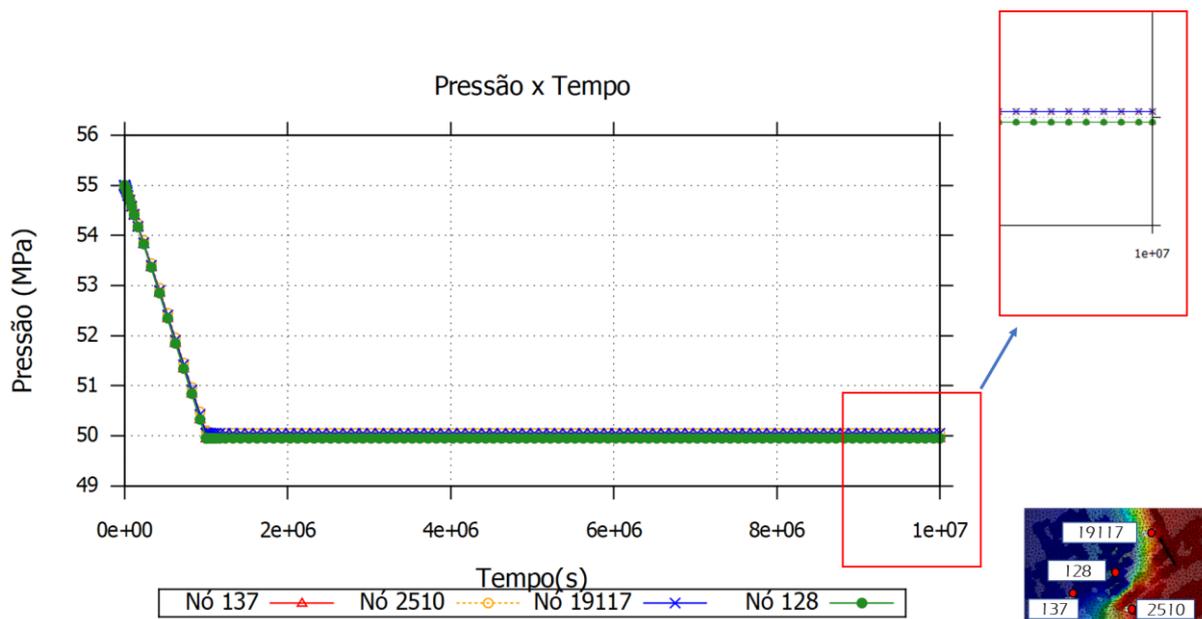


Fonte: A Autora (2019).

- (a) Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção x,
 (b) Vista bidimensional, xy, da distribuição de pressão do reservatório no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa.

O gráfico do comportamento da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128 é apresentado na Figura 67. Neste é possível perceber o decaimento da pressão ao longo do processo produtivo. Os nós 128 e 137 estão na região à direita da linha de transição da pressão, conforme vista em área que localiza os nós, e suas curvas representadas pelas cores verde e vermelho, respectivamente, possuem menores valores de pressão no tempo final de simulação. Já as curvas que representam os nós 2510, cor laranja, e 19117, cor azul, estão com uma pressão levemente superior, conforme quadro vermelho que destaca o tempo final.

Figura 67 – Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128

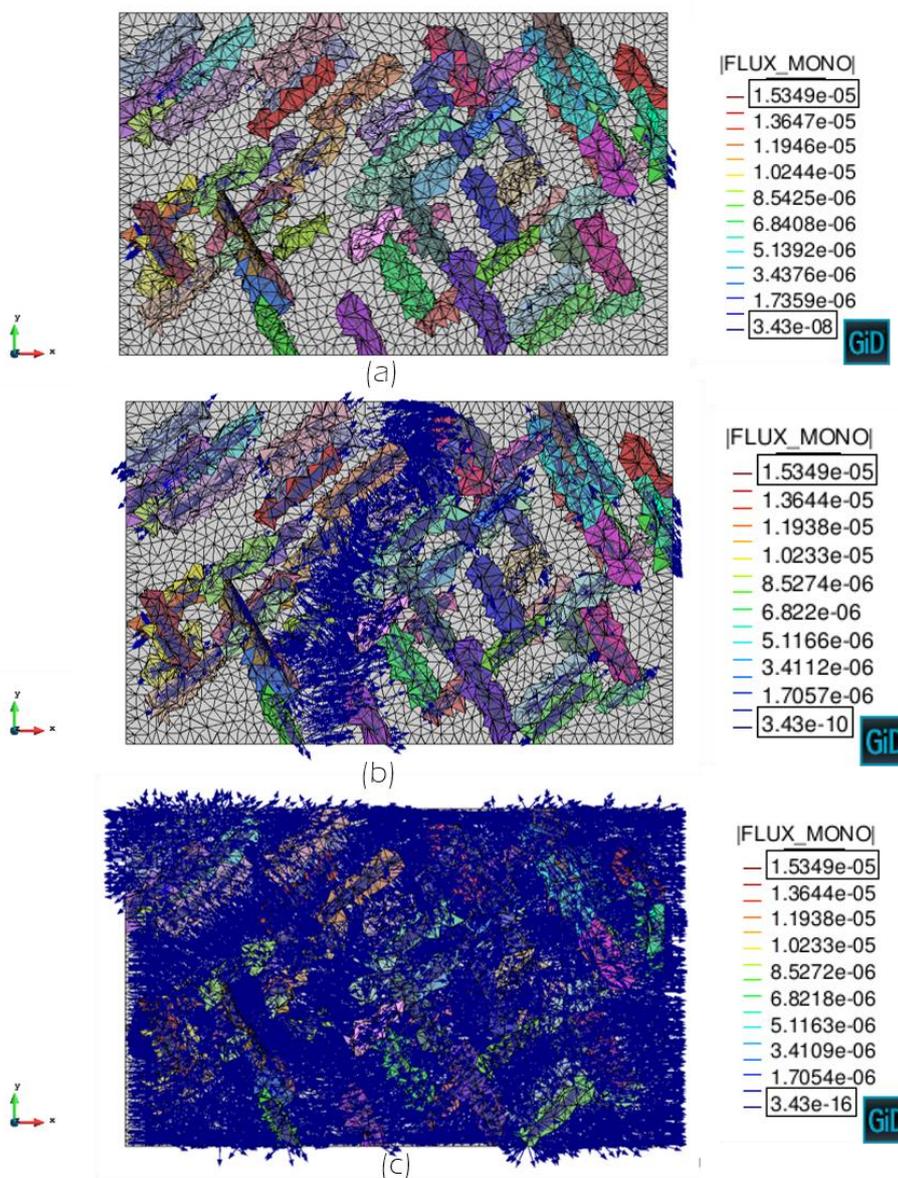


Fonte: A Autora (2019).

A distribuição dos vetores de fluxo na direção x está disposta na Figura 68 (a), (b) e (c). A figura 68 (a) apresenta vetores de fluxo com magnitude de 1.53×10^{-05} e 3.41×10^{-08} , para estes valores os vetores então concentrados apenas nas fraturas, indicando que nestas o fluxo tem maior intensidade.

Na figura 68 (b) com valores entre 1.53×10^{-05} e 3.41×10^{-10} é perceptível o aumento do número de vetores nas fraturas e na região de interligação entre estas, principalmente na região central onde não existem fraturas se conectando. A figura 68 (c) mostra os valores com limite mínimo de 3.41×10^{-16} , percebe-se o aumento dos vetores na região da rocha reservatório indicando que o fluxo nessa região tem menor intensidade.

Figura 68 – Distribuição dos vetores de fluxo com diferente intensidade



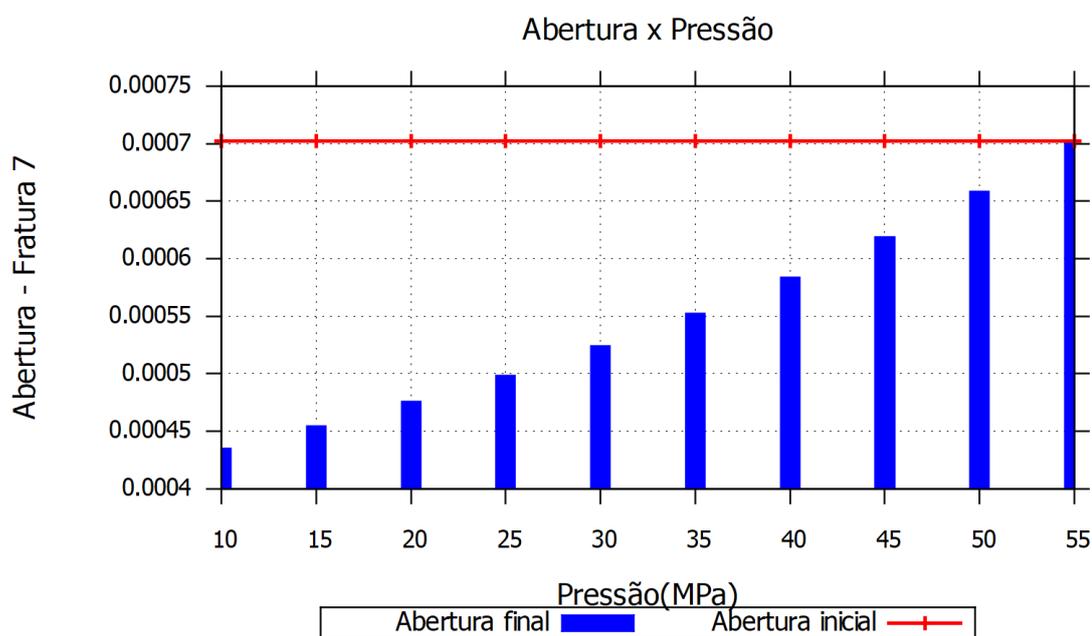
Fonte: A Autora (2019).

- (a) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 3.41×10^{-08} para pressão de 50 MPa; (b) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 3.41×10^{-10} para pressão de 50 MPa; (c) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 3.41×10^{-16} para pressão de 50 MPa.

Para a análise do fechamento da fratura, também foi verificado o efeito da pressão no processo de fechamento. Para isto, foi feito o gráfico do fechamento das fraturas 7 (vertical-família 01), Figura 69.

Através das curvas da Figura 69, percebe-se o efeito da pressão no processo de fechamento da fratura 7. Para as simulações com maior gradiente de pressão ocorreu um maior fechamento da fratura. Para a pressão de 10 MPa o fechamento foi de aproximadamente 38% e para a pressão de 50 MPa o fechamento foi em torno de 6,5%.

Figura 69 – Comportamento do fechamento da fratura 7 pela variação de pressão

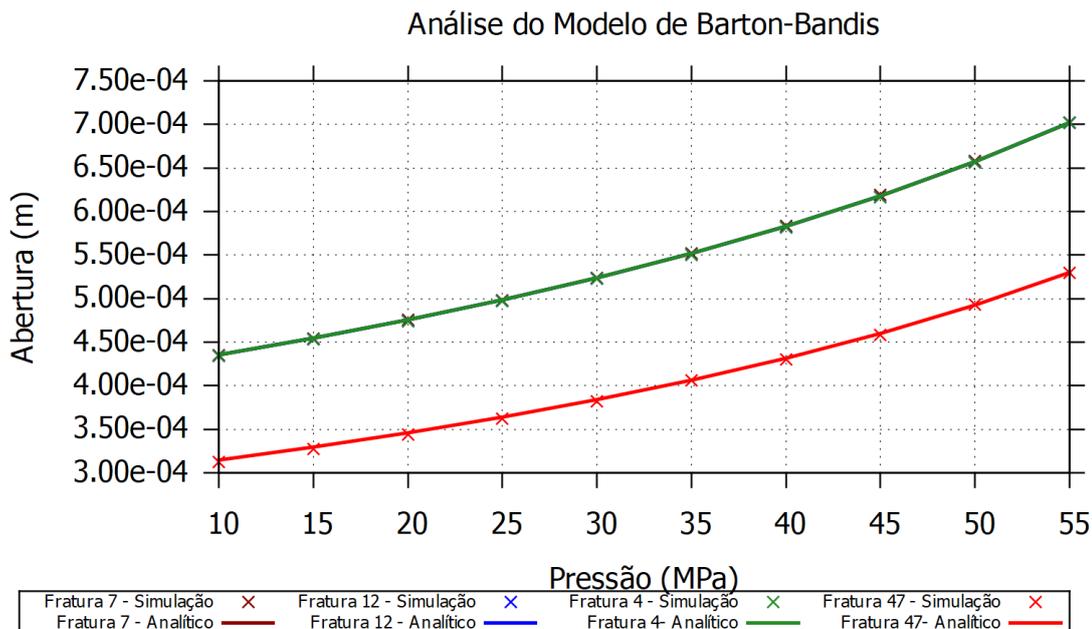


Fonte: A Autora (2019).

Foram realizados os cálculos dos fechamentos de forma analítica pelo do modelo de Bandis et al. (1983) e Barton. (1985), com o objetivo de compará-los com os resultados das simulações. A Figura 70 apresenta as curvas das simulações versus a solução analítica. A validação do modelo de Barton -Bandis foi realizada para as fraturas 4, 7, 12 e 47.

Nesta figura observa-se uma excelente aproximação dos resultados simulados e analíticos para todas as curvas construídas. Os resultados das curvas referentes as fraturas 7, 12 e 4, nas cores vermelho escuro, azul e verde escuro, pertencentes a família 1, ficaram sobrepostas por apresentarem uma diferença da ordem de 10^{-5} .

Figura 70 – Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 12, 14, 16, 17 e 18

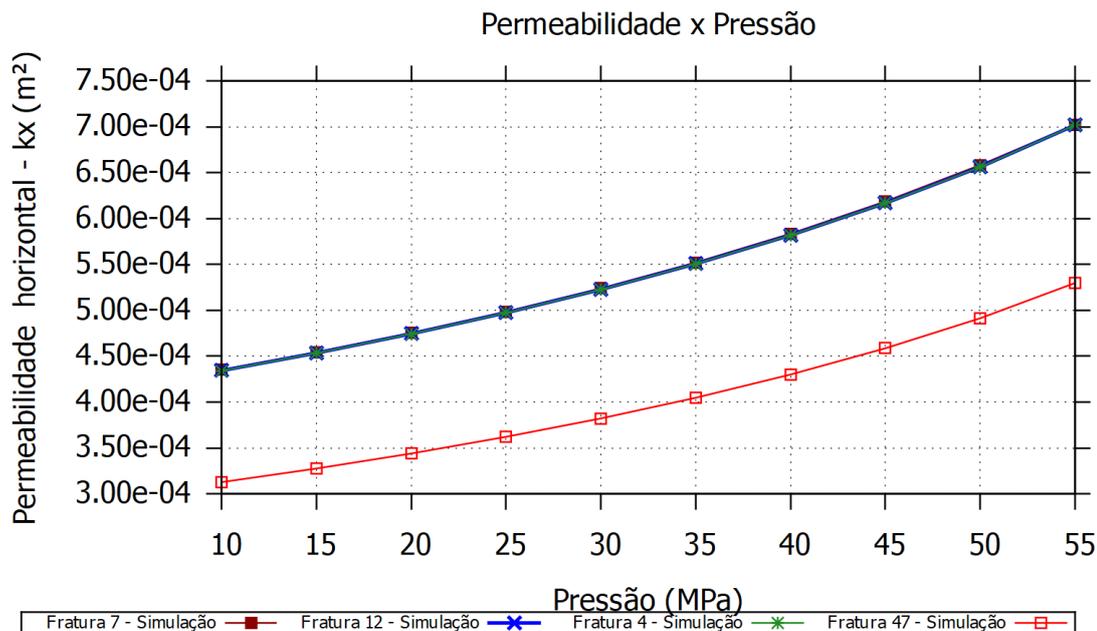


Fonte: A Autora (2019).

A sensibilidade do fechamento da fratura diante da variação do gradiente de pressão pode ser verificada na Figura 70. Logo, a variação do gradiente de pressão impacta na redução do valor da permeabilidade, conforme apresenta a figura 71. Nesta figura são apresentadas as curvas da permeabilidade horizontal (k_x), para as fraturas 4, 7, 12 e 47, para os diferentes gradientes de pressão simulados.

Todas as curvas apresentam comportamento semelhantes e, como houve o fechamento das aberturas iniciais das fraturas, a permeabilidade apresentou uma diminuição ao longo das pressões simuladas.

Figura 71 – Evolução da permeabilidade horizontal para as fraturas 4, 7,12 e 47 nas pressões simuladas.



Fonte: A Autora (2019).

Para estas simulações também foram realizados os cálculos das permeabilidades equivalentes para cada pressão simulada, compondo a tabela que possibilita o pseudoacoplamento. A Tabela 13 apresenta os valores das permeabilidades equivalentes, nas três direções.

Através das informações da tabela percebe-se que a permeabilidade em x apresenta os menores valores. Isto ocorre, pois o fluxo na direção x ocorre quase perpendicular a face das fraturas. O fluxo neste sentido encontra uma barreira na qual não existe conexão entre as fraturas, próximo da região central do reservatório.

Como grande número de fraturas corta o reservatório da base ao topo, o eixo z apresenta o maior valor de permeabilidade. A permeabilidade na direção y foi maior o que a do eixo x, visto que o fluxo ocorre na direção longitudinal das fraturas. Ou seja, estas funcionam como canais de fluxo provocando este aumento na permeabilidade na direção y.

Tabela 13 - Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 01

Pressão (MPa)	Cenário 01		
	Kx (mD)	Ky (mD)	Kz (mD)
55	0.457813	126.4138	185.247
50	0.444075	103.164	150.4843
45	0.430372	85.33922	123.9308
40	0.416912	71.42002	103.3223
35	0.403698	60.38994	87.0762
30	0.390755	51.47309	74.02398
25	0.37808	44.20998	63.43975
20	0.365698	38.26353	54.79727
15	0.353618	33.34757	47.66936
10	0.341854	29.2475	41.73702

Fonte: A Autora (2019).

Os multiplicadores das permeabilidades estão dispostos na Tabela 14, para cada pressão simulada. Nota-se que a variação de pressão provocou uma diferença maior entre as permeabilidades equivalentes para os multiplicadores M.Ky e M.Kz, em virtude da maior facilidade do fluxo nestas direções.

Tabela 14 – Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 01

Pressão (MPa)	Cenário 01		
	M.Kx	M.Ky	M.Kz
55	1	1	1
50	0.969991	0.816082	0.812344
45	0.940061	0.675079	0.669003
40	0.91066	0.56497	0.557754
35	0.881797	0.477717	0.470054
30	0.853525	0.40718	0.399596
25	0.82584	0.349724	0.34246
20	0.798792	0.302685	0.295806
15	0.772407	0.263797	0.257329
10	0.746711	0.231363	0.225305

Fonte: A Autora (2019).

A Tabela 15 traz os multiplicadores da porosidade para cada pressão analisada. Estes multiplicadores permitirão a simulação via pseudoacoplamento em simuladores comerciais.

Tabela 15 – Porosidade equivalente e multiplicador da permeabilidade para o cenário 01

Pressão (MPa)	Cenário 01	
	Ø (%)	M.Ø
55	0.116999884	1.0000000
50	0.116849792	0.99871716
45	0.116700136	0.997438047
40	0.116550455	0.996158718
35	0.116400748	0.99487917
30	0.116251016	0.993599409
25	0.116101259	0.992319433
20	0.115951477	0.99103924
15	0.115801669	0.989758829
10	0.115651835	0.988478202

Fonte: A Autora (2019).

5.3.1.3.2 Cenário 02 - Permeabilidade das fraturas verticais maiores do que as horizontais

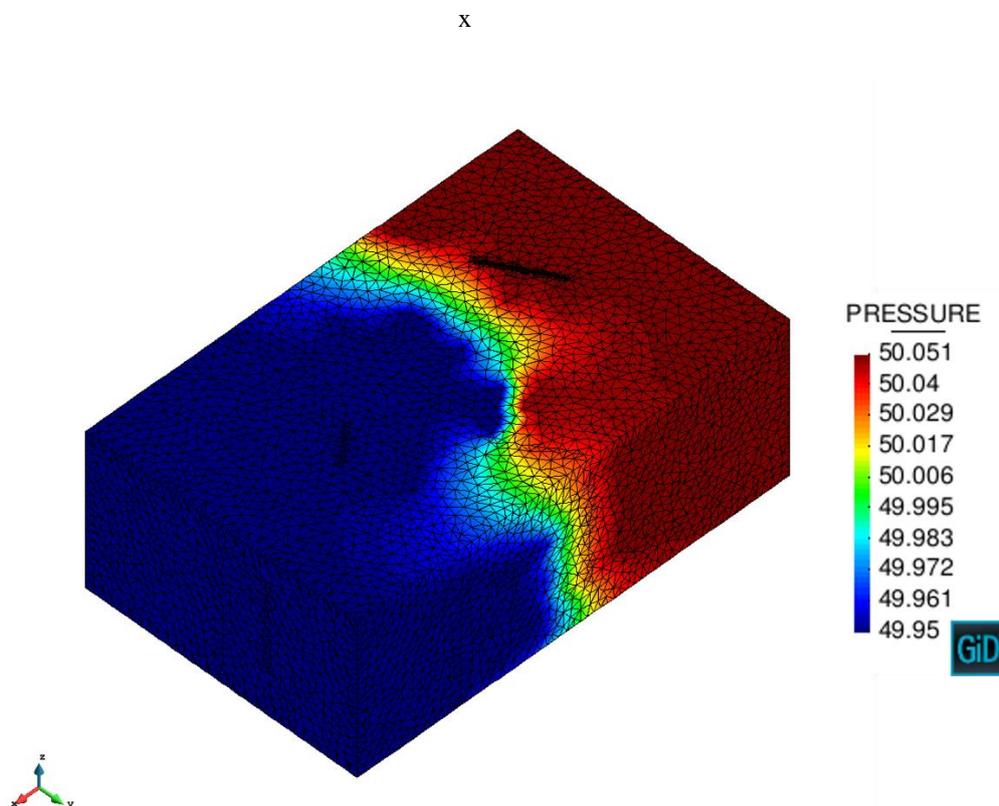
Neste cenário, serão adicionadas ao cenário 01 (composto com fraturas verticais) as fraturas horizontais. O modelo apresenta um total de 94 fraturas, sendo 28 fraturas da família 1 (verticais), 39 fraturas da família 2 (verticais) e 27 da família 3 (horizontais). Neste modelo, conforme informado anteriormente, cada fratura é definida como um material diferente e os elementos cortados por diferentes fraturas é atribuído um novo material, totalizando 4.112 materiais.

Neste modelo as fraturas horizontais possuem permeabilidade menor do que as fraturas verticais. Estas foram modeladas de acordo com os cenários descritos anteriormente na Tabela 5.11 e os resultados gráficos apresentados referem-se a pressão de 50MPa.

A distribuição da pressão no meio poroso no tempo final de simulação está apresentada na Figura 72. Na imagem observa-se que as fraturas verticais interferem na distribuição da

pressão no meio poroso. A linha do gradiente de pressão avança mais nas regiões onde existem fraturas verticais.

Figura 72 – Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção



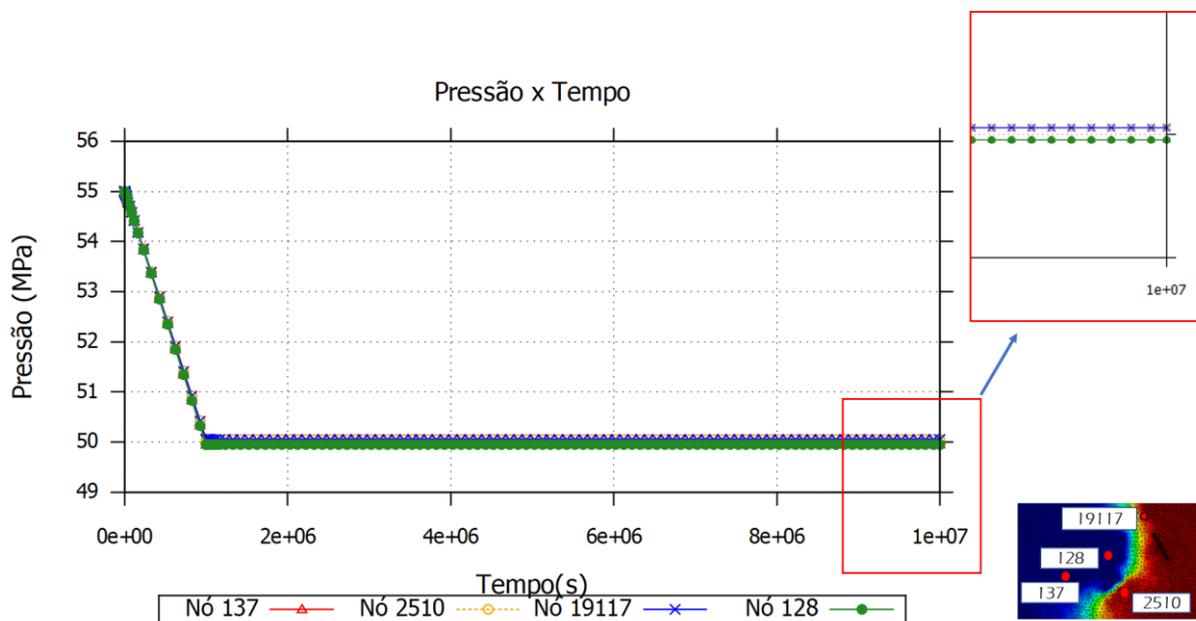
Fonte: A Autora (2019).

Através das curvas da Figura 73 observa-se que os nós que estão do lado direito do reservatório, possuem valor maior de pressão, e os que estão à esquerda, valor menor. Neste caso, como as fraturas horizontais possuem permeabilidade menor do que as fraturas verticais, estas possuem maior influência na distribuição da pressão do meio poroso.

Os vetores de fluxo, considerando o gradiente de pressão aplicado na direção x do reservatório, para o tempo final de simulação, estão dispostos na Figura 74 (a) e (b). Na Figura 74 (a) estão os vetores com magnitude variando de 1.89×10^{-5} a 7.4×10^{-10} , nesta evidencia-se a interferência da maior permeabilidade das fraturas verticais, pois estes vetores estão presentes nestas fraturas. Os vetores de menores valores, 7.4×10^{-17} , apresentados na

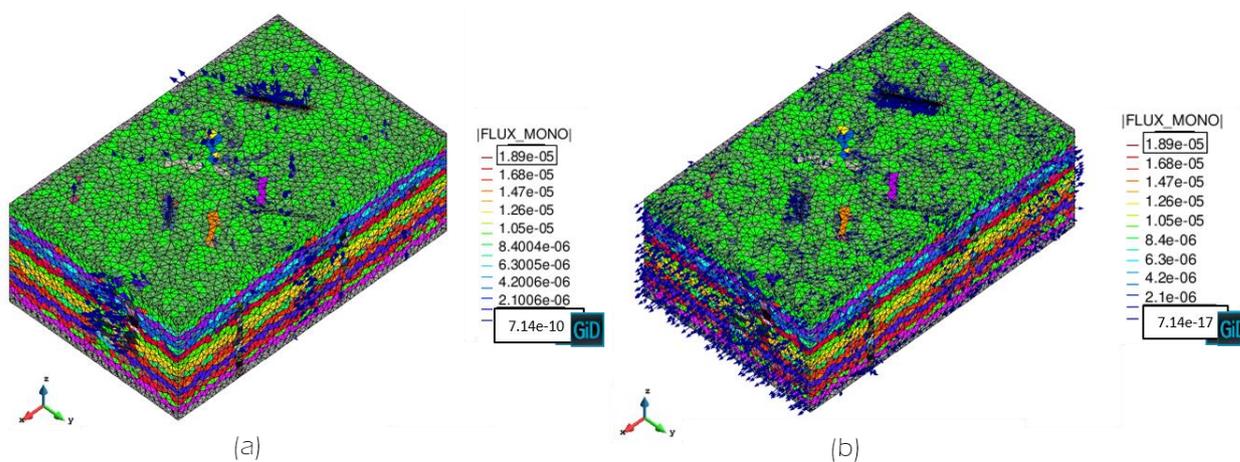
Figura 74 (b), estão distribuídos nas fraturas horizontais, visto que estas possuem permeabilidade maior do que a do reservatório.

Figura 73 – Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128



Fonte: A Autora (2019).

Figura 74 – Distribuição dos vetores de fluxo com diferentes intensidades

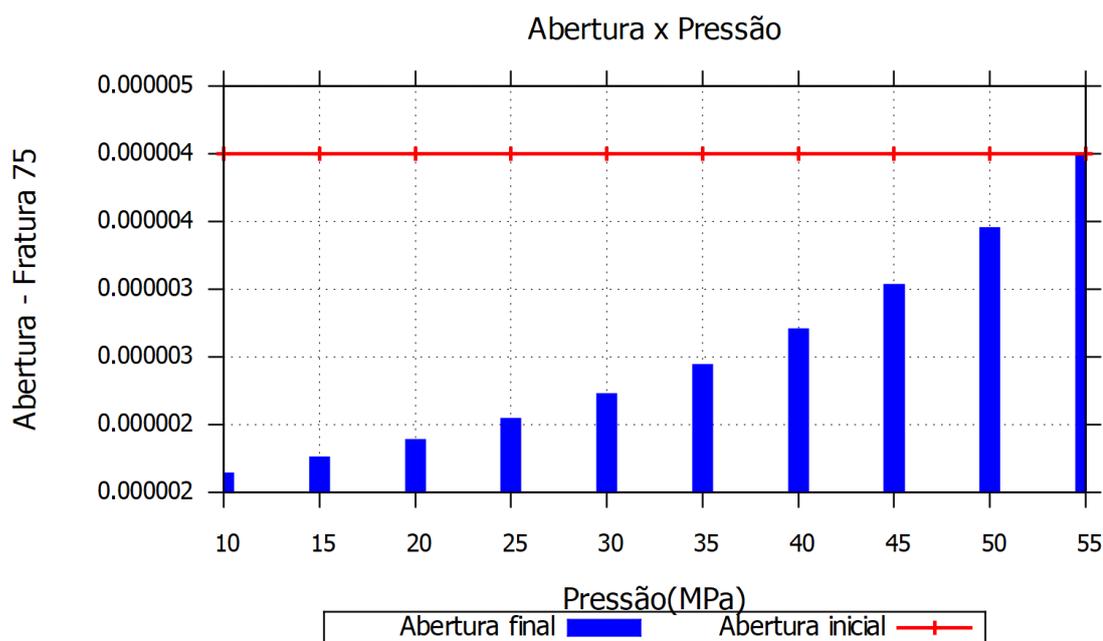


Fonte: A Autora (2019).

(a) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 7.4×10^{-10} para pressão de 50 MPa; (b) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 7.4×10^{-17} para pressão de 50 MPa.

Analisando o efeito da pressão no processo de fechamento da fratura, plotou-se para a fratura 75, família 3, as curvas da abertura final para as pressões simuladas, Figura 75. Para fratura 75 o fechamento foi de, aproximadamente, 59% para a pressão de 10 MPa e de 14% para a pressão de 50 MPa. Os resultados refletem o efeito da pressão confinante no processo de fechamento da fratura.

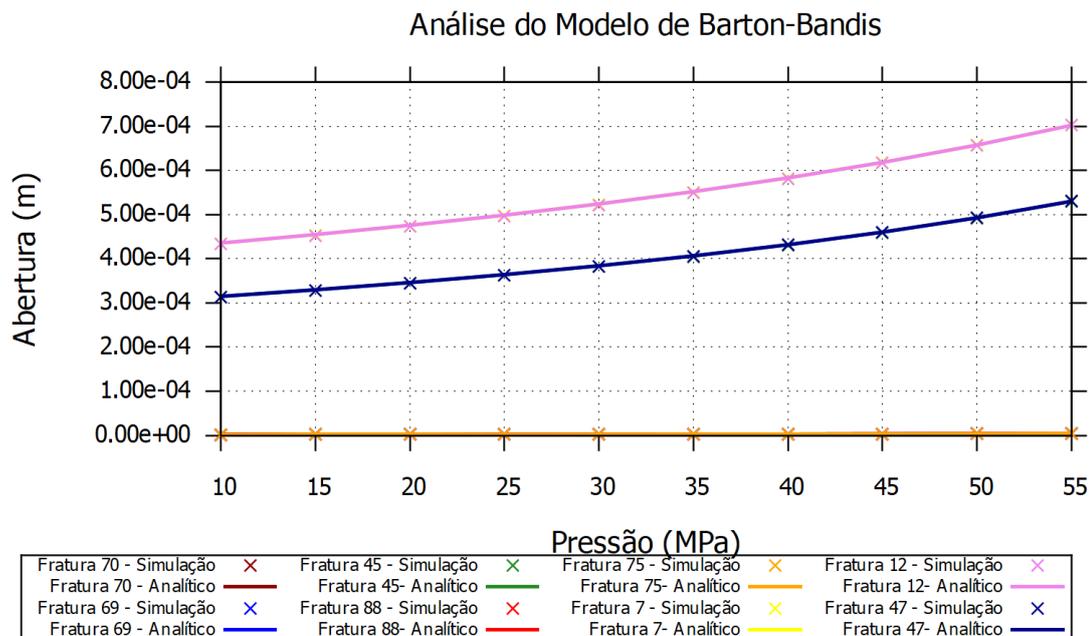
Figura 75 – Abertura final da fratura 75 para as diferentes pressões simuladas



Fonte: A Autora (2019).

A Figura 76 mostra a comparação dos valores das aberturas obtidos através da simulação numérica para as fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88 e a comparação com a solução analítica de Barton-Bandis para cada pressão simulada. Nota-se através das curvas uma ótima aproximação dos resultados da simulação numérica e a solução analítica.

Figura 76 – Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88



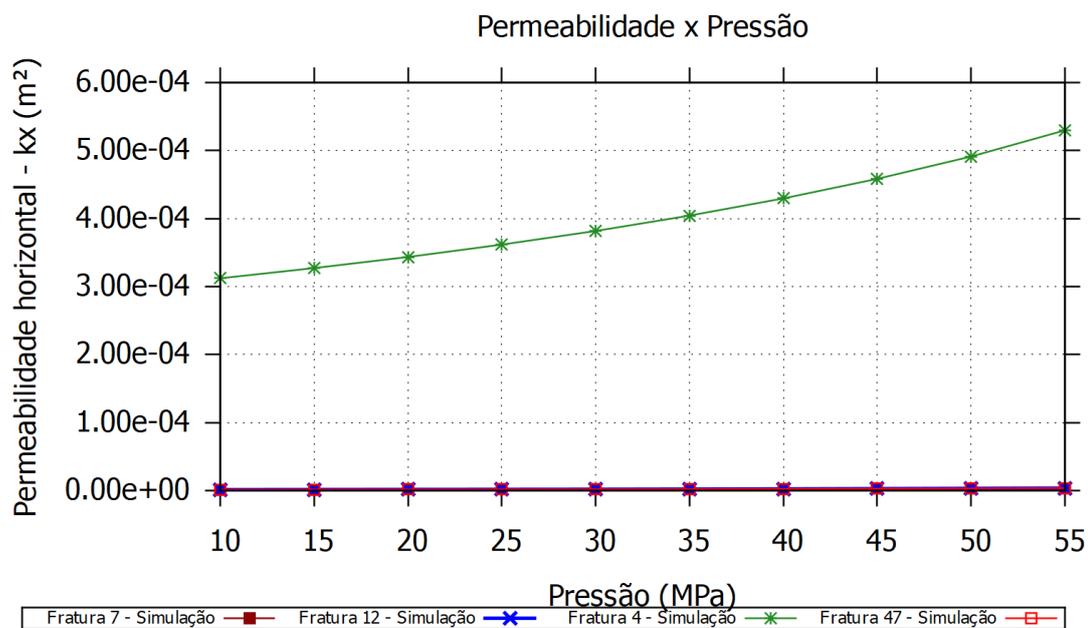
Fonte: A Autora (2019).

Para as fraturas pertencentes a família 3, fraturas 70, 75 e 88, as aberturas foram menores, pois a abertura inicial destas fraturas é menor, conforme demonstrado por Gómez (2017). As curvas ficaram sobrepostas do eixo x, pois os valores são da ordem de 10^{-6} .

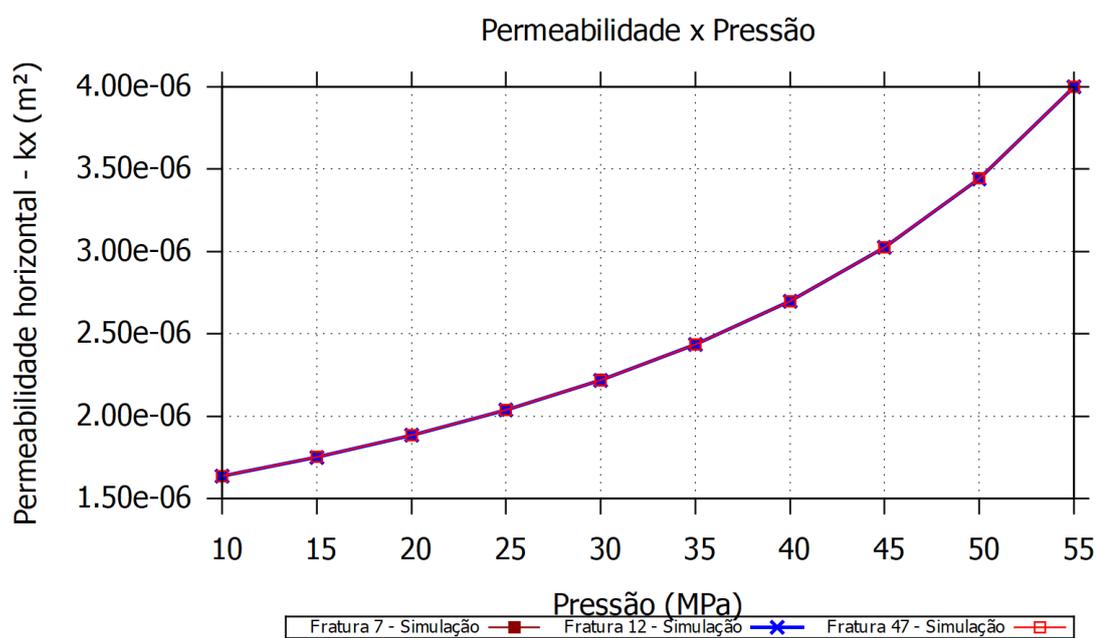
O fechamento das fraturas acarreta a diminuição no valor da permeabilidade, conforme evidenciam as curvas das fraturas 4, 7,12 e 47, na Figura 77 (a). Da mesma forma que ocorre decréscimo no tamanho das aberturas das fraturas, ocorre também a redução no valor da permeabilidade.

As curvas para as fraturas 7, 12 e 47 foram traçadas separadamente, pois como os valores das permeabilidades são da ordem de 10^{-6} , as curvas ficaram sobre o eixo x. Na Figura 77 (b) percebe-se que as três curvas apresentam inclinação e valores semelhantes, mostrando a diminuição da permeabilidade.

Figura 77 – Comportamento da permeabilidade com a variação da pressão imposta nas simulações



(a)



(b)

Fonte: A Autora (2019).

(a) Avaliação da permeabilidade para os diferentes gradientes de pressão analisados para as fraturas 7, 12, 4 e 47;

(b) Detalhe para as curvas das fraturas 7, 12 e 47.

A Tabela 16 apresenta os valores das permeabilidades equivalentes, nas três direções, para cada pressão simulada. A aplicação do gradiente de pressão na direção x proporcionou o menor valor de permeabilidade equivalente, pois o fluxo ocorre quase transversal as fraturas verticais que possuem maior permeabilidade comparadas as fraturas horizontais. Além de, nesta direção o fluxo encontra mais regiões sem interligação entre as fraturas.

Verifica-se valores maiores de permeabilidade para aplicação do gradiente de pressão nas direções y e z visto que, nesta situação o fluxo ocorre no sentido longitudinal da fratura. No caso do eixo z, muitas fraturas cruzam o reservatório neste sentido garantindo um melhor fluxo nesta direção.

Tabela 16 - Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02.

Pressão (MPa)	Cenário 02		
	Kx (mD)	Ky (mD)	Kz (mD)
55	0.519454	151.4484	214.7808
50	0.485958	126.6561	175.3326
45	0.460647	107.2928	145.0187
40	0.439814	91.87753	121.3645
35	0.421627	79.41739	102.625
30	0.405138	68.70816	87.39655
25	0.389793	59.24944	74.84484
20	0.375354	51.45759	64.59017
15	0.361639	44.98008	56.12962
10	0.348541	39.55039	49.08695

Fonte: A Autora (2019).

Os fatores multiplicadores da permeabilidade para as pressões simuladas estão expostos na Tabela 17. Percebe-se que a permeabilidade equivalente referente a aplicação do gradiente

de pressão na direção z e y apresentaram uma maior sensibilidade aos gradientes de pressão impostos. Ou seja, os gradientes de pressão impostos provocaram um maior aumento na permeabilidade, em virtude da facilidade do fluxo nestas direções.

Tabela 17 – Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02

Pressão (MPa)	Cenário 02		
	M.Kx	M.Ky	M.Kz
55	1	1	1
50	0.935518	0.836299	0.816333
45	0.88679	0.708445	0.675194
40	0.846686	0.606659	0.565062
35	0.811674	0.524386	0.477813
30	0.779931	0.453674	0.406910
25	0.750390	0.391219	0.348471
20	0.722594	0.339770	0.300726
15	0.696191	0.296999	0.261334
10	0.670976	0.261148	0.228544

Fonte: A Autora (2019).

A Tabela 18 traz os multiplicadores da porosidade para cada pressão analisada. Estes multiplicadores irão compor as tabelas de pseudoacoplamento utilizadas em simuladores comerciais.

Tabela 18 – Porosidade equivalente e multiplicador da porosidade para o cenário 02

Pressão (MPa)	Cenário 02	
	Ø (%)	M.Ø
55	0.116999884	1
50	0.116850332	0.998722
45	0.116701216	0.997447
40	0.116552075	0.996173
35	0.116402909	0.994898
30	0.116253719	0.993623
25	0.116104504	0.992347
20	0.115955264	0.991072
15	0.115805999	0.989796
10	0.115656708	0.98852

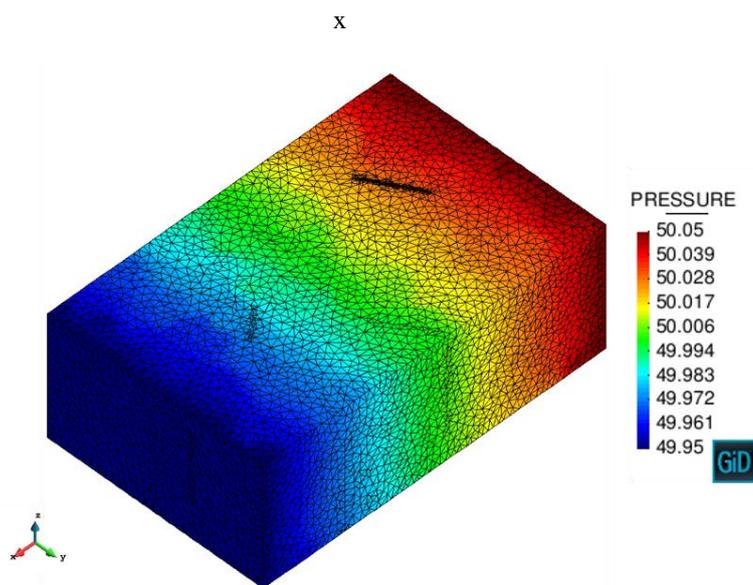
Fonte: A Autora (2019).

5.3.1.3.3 Cenário 03 – Permeabilidade das fraturas verticais menores do que as horizontais

O modelo apresenta um total de 94 fraturas, sendo 28 fraturas da família 1 (verticais), 39 fraturas da família 2 (verticais) e 27 da família 3 (horizontais). Da mesma forma do cenário 02, são 4.112 materiais. Estas foram modeladas de acordo com os cenários descritos anteriormente na Tabela 5.20. Este cenário diferencia-se do cenário 2, pois a permeabilidade das fraturas horizontais é maior do que a das duas famílias de fraturas verticais.

A distribuição da pressão no reservatório, no tempo final de simulação, é apresentada na Figura 78. A distribuição da pressão ocorre de maneira uniforme, pois as fraturas horizontais cortam todo o reservatório e possuem permeabilidade maior do que as verticais, provocando uma dissipação mais uniforme da pressão no meio poroso.

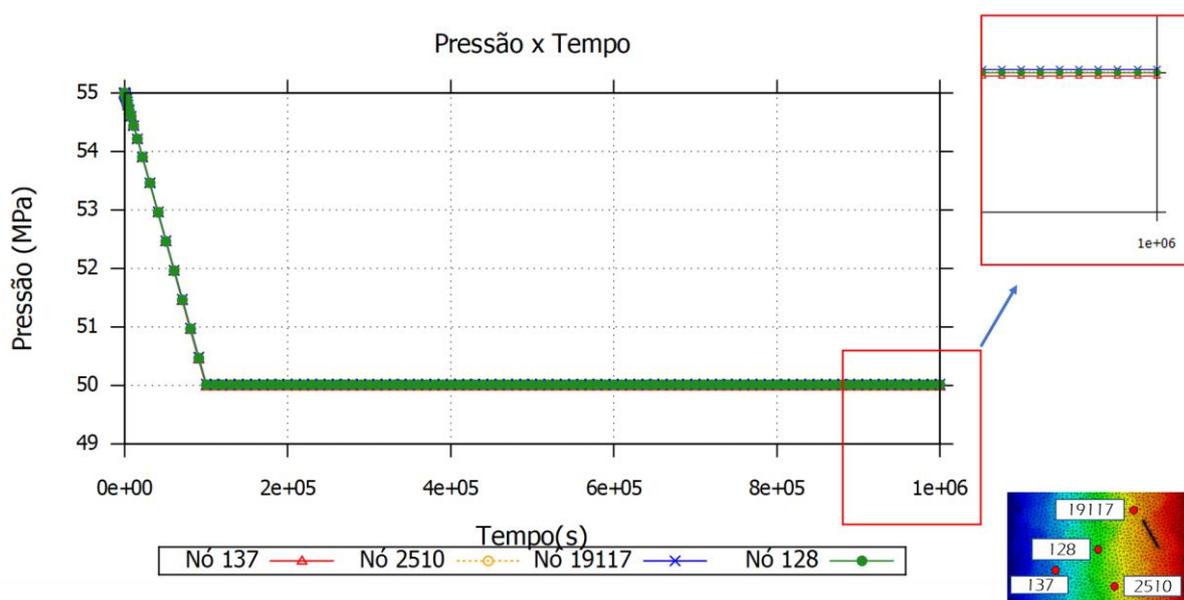
Figura 78 – Distribuição da pressão no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa com fluxo na direção



Fonte: A Autora (2019).

A curvas das pressões para os nós 137, 2510, 19117 e 128 estão apresentadas na Figura 79. Nesta, no tempo final de simulação, as curvas para os nós selecionados apresentam um decréscimo gradativo da pressão de acordo com a localização do nó dentro do reservatório, corroborando com a figura anterior.

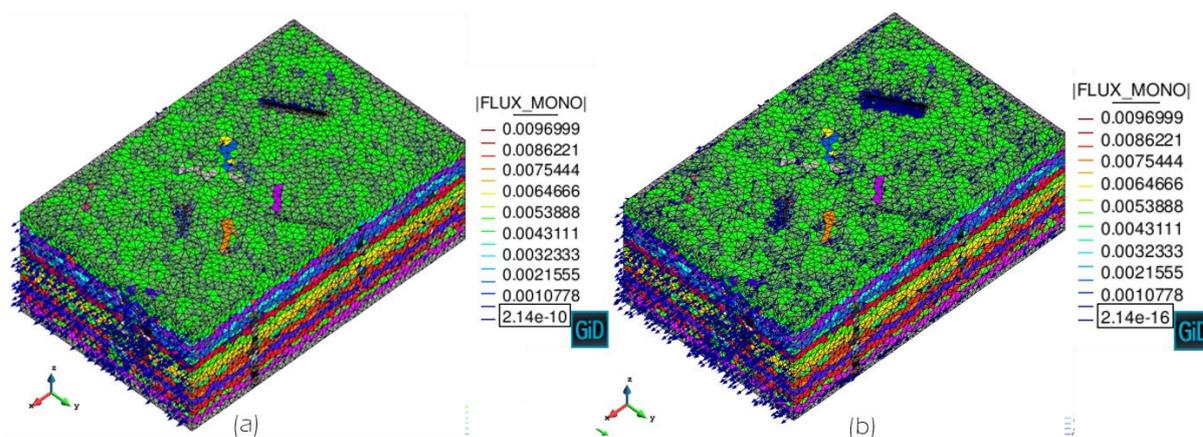
Figura 79 – Curvas da pressão ao longo do tempo para os nós 137, 2510, 19117 e 128



Fonte: A Autora (2019).

A Figura 80 (a) apresenta os vetores de fluxo com intensidade de 0.00967 a 2.14×10^{-10} , nesta é possível verificar a distribuição dos vetores de fluxo na região das fraturas horizontais. Na Figura 80 (b), vetores de fluxo com magnitude mínima de 2.14×10^{-16} , percebe-se um aumento do número de vetores de fluxo nas fraturas horizontais e o surgimento de vetores nas outras regiões do reservatório.

Figura 80 – Distribuição dos vetores de fluxo com diferentes intensidades



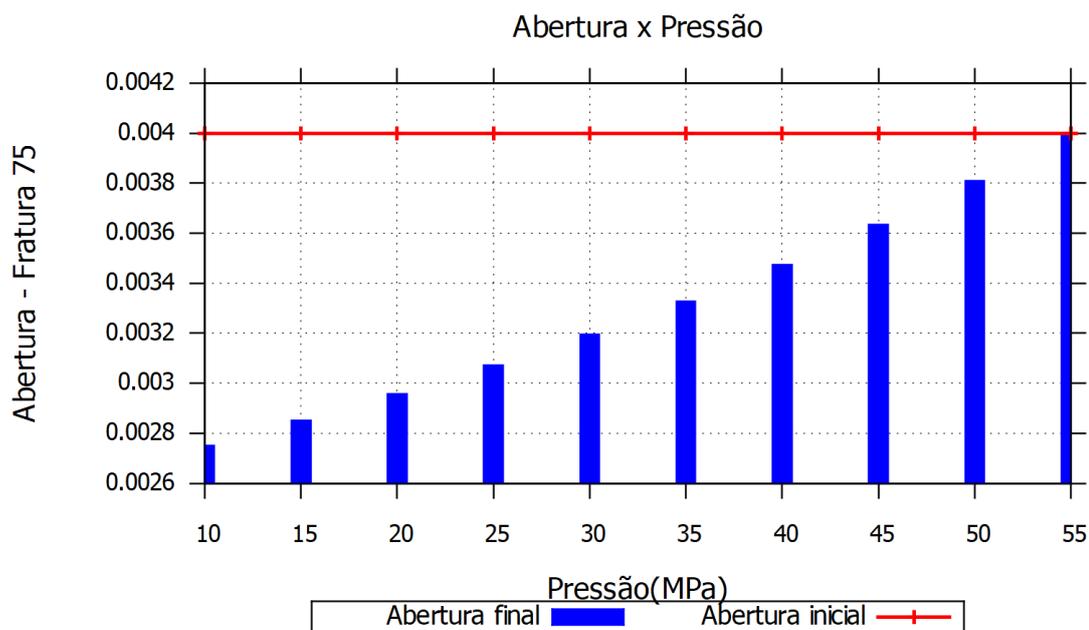
Fonte: A Autora (2019).

(a) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 2.14×10^{-10} para pressão de 50 MPa; (b) Vetores de fluxo com intensidade mínima de 2.14×10^{-16} para pressão de 50 MPa.

O processo de fechamento das fraturas no reservatório, decorrente da redução da pressão, é evidenciado na Figura 81 que mostra a abertura da fratura 75, pertencente a família das fraturas horizontais, para as diferentes pressões simuladas. Nesta verifica-se a diminuição das aberturas, conforme as barras correspondentes a cada pressão, obedecendo o modelo de fechamento imposto para o problema. Para a fratura 75, na pressão P10 o fechamento foi de aproximadamente 31%, já para a pressão de 50 MPa o decaimento foi de aproximadamente 5%.

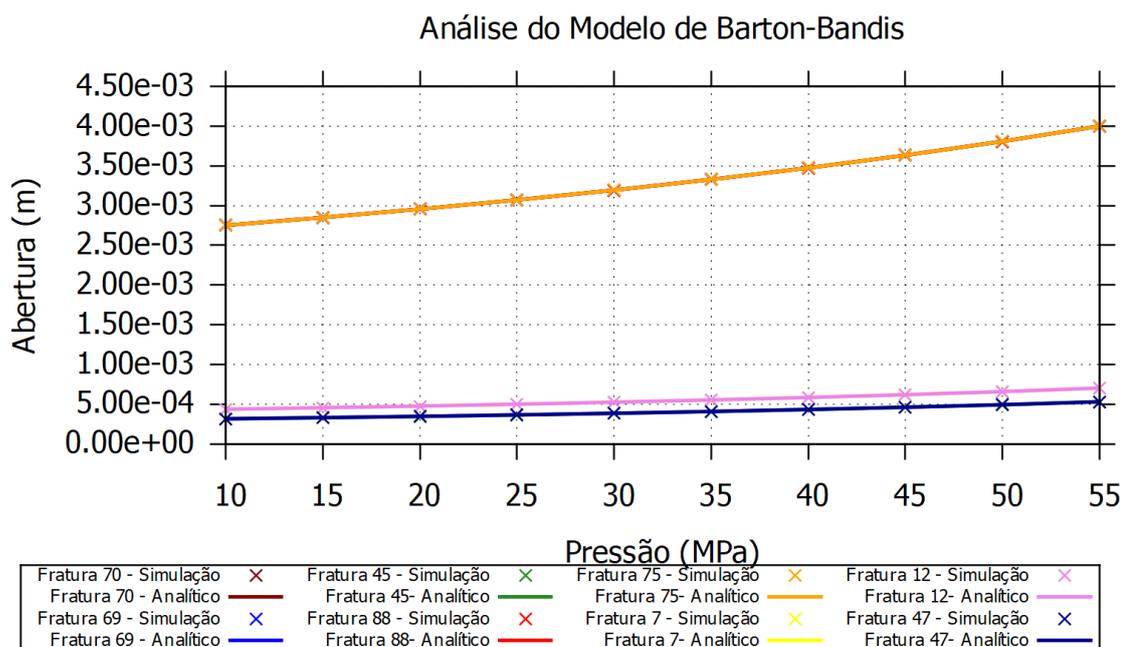
A comparação dos valores das aberturas obtidas através da simulação numérica para as fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88 e a solução analítica, através da equação 3.72 está apresentada na Figura 82.

Figura 81 – Evolução da abertura ao longo do tempo para diferentes pressões para a fratura 75



Fonte: A Autora (2019).

Figura 82 – Avaliação do fechamento, via modelo de Barton-Bandis, das fraturas 7,12,45, 47, 69, 70, 75 e 88

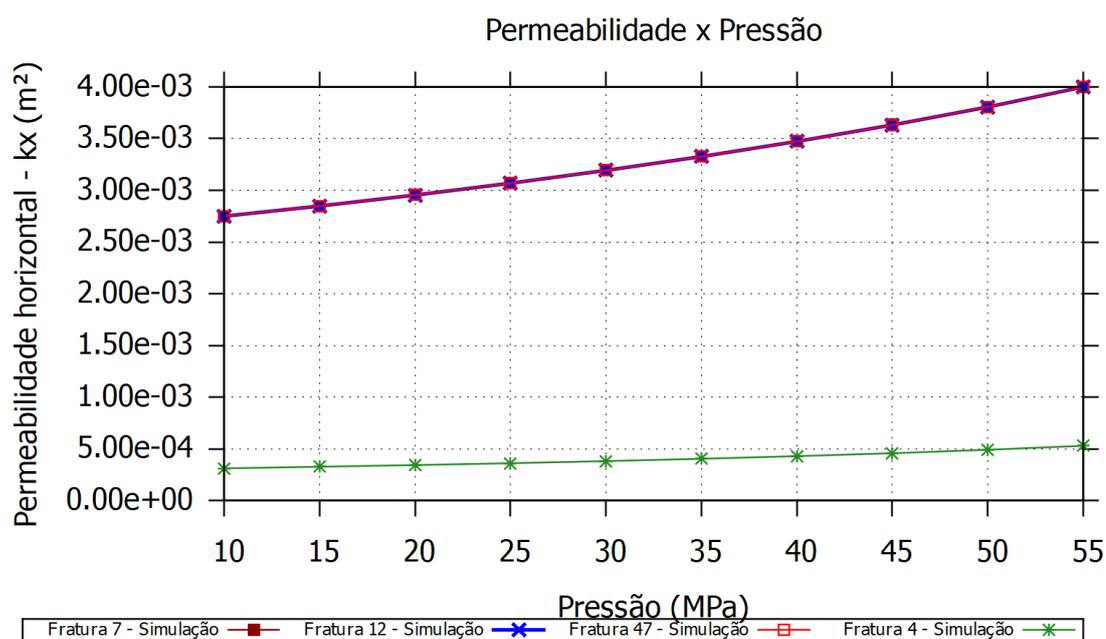


Fonte: A Autora (2019).

Observando as curvas comparativas da Figura 82, nota-se uma aproximação bastante satisfatória dos resultados para todas as fraturas.

O fechamento das fraturas irá provocar decaimento da permeabilidade de acordo com o gradiente de pressão imposto, conforme Figura 83. Nesta figura percebemos que, assim como o fechamento, a permeabilidade horizontal (k_x) também apresenta uma redução do seu valor com o aumento do gradiente de pressão.

Figura 83 – Avaliação da diminuição da permeabilidade em virtude do fechamento da abertura inicial, fraturas 4, 7,12 e 45



Fonte: A Autora (2019).

A Tabela 19 apresenta os valores das permeabilidades equivalentes, nas três direções, para cada pressão simulada. Neste cenário observa-se que a permeabilidade equivalente para o eixo y apresentou um valor discretamente maior, 2.7%, do que a permeabilidade equivalente na direção x. Esta diferença é decorrente a posição das fraturas verticais no meio poroso, pois na direção x as fraturas estão dispostas quase transversais ao sentido do fluxo. Já na direção y, as fraturas verticais estão dispostas quase longitudinalmente ao sentido fluxo, funcionando como canais que auxiliam o fluxo e avançam mais no comprimento deste eixo do reservatório.

Os valores das permeabilidades equivalentes dos eixos x e y foram muito maiores do que a do eixo z, pois as fraturas horizontais cortam toda a área do reservatório e, como estas possuem permeabilidade maior, favorecem o aumento da permeabilidade nestes dois eixos. Na direção z o fluxo sofreu interferência dos intervalos entre as fraturas horizontais que estão preenchidos pela rocha reservatório que possui permeabilidade vertical com valor de $9.8692 \times 10^{-20} \text{ m}^2$.

Tabela 19 - Permeabilidade equivalente nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 02

Pressão (MPa)	Cenário 03		
	Kx (mD)	Ky (mD)	Kz (mD)
55	59256.99	60934.69	252.0875
50	59226.50	60888.80	214.5524
45	59202.88	60853.07	184.0891
40	59184.31	60824.84	159.1581
35	59169.52	60802.24	138.6057
30	59157.31	60783.19	121.0616
25	59147.18	60767.17	106.0819
20	59138.83	60753.90	93.43328
15	59131.88	60742.83	82.69174
10	59126.06	60733.52	73.52037

Fonte: A Autora (2019).

Os fatores multiplicadores da permeabilidade para as pressões simuladas estão expostos na Tabela 20. Nota-se que os multiplicadores resultantes da aplicação do gradiente de pressão na direção z apresentam maior discrepância nas pressões analisadas. Os multiplicadores M.Kx e M.Ky tiveram uma variação menos acentuadas com a variação de pressão, visto que o fluxo atinge valores elevados a partir da imposição de pequenos valores de decréscimo de pressão.

Tabela 20 – Multiplicador da permeabilidade nas três direções para as diferentes pressões, para o cenário 03

Pressão (MPa)	Cenário 03		
	M.Kx	M.Ky	M.Kz
55	1	1	1
50	0.999485	0.999247	0.851103
45	0.999087	0.998661	0.730259
40	0.998773	0.998197	0.631361
35	0.998524	0.997826	0.549832
30	0.998318	0.997514	0.480236
25	0.998147	0.997251	0.420814
20	0.998006	0.997033	0.370638
15	0.997889	0.996851	0.328028
10	0.99779	0.996699	0.291646

Fonte: A Autora (2019).

Para possibilitar a simulação via pseudoacoplamento em simuladores comerciais foram calculadas as porosidades equivalentes para cada pressão analisada, Tabela 5.21.

Tabela 21 – Porosidade equivalente e multiplicador da permeabilidade para o cenário 03

Pressão (MPa)	Cenário 03	
	Ø (%)	M.Ø
55	0.117	1
50	0.11685	0.998717
45	0.1167	0.997438
40	0.11655	0.996159
35	0.116401	0.994879
30	0.116251	0.993599
25	0.116101	0.992319
20	0.115951	0.991039
15	0.115802	0.989758
10	0.115652	0.988478

Fonte: A Autora (2019).

5.3.1.3.4 – Análise comparativa dos cenários

A quarta e última análise trata da comparação dos cenários anteriormente apresentados com o objetivo de analisar o impacto de se negligenciar as fraturas horizontais na permeabilidade do reservatório.

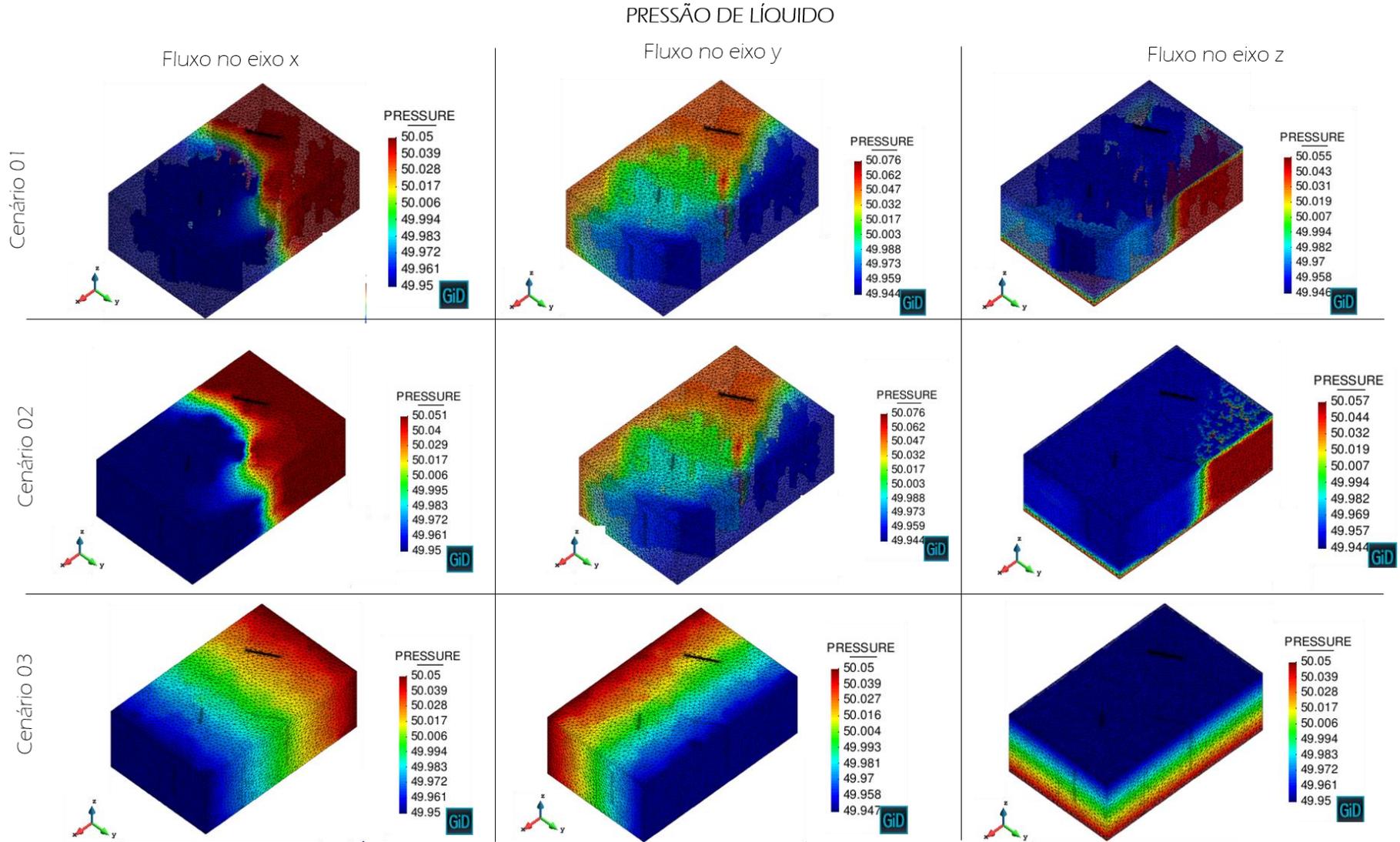
O primeiro parâmetro a ser analisado, nas três direções, é a distribuição da pressão no reservatório no tempo final de simulação para a pressão de 50 MPa. Na Figura 84 a distribuição da pressão para os cenários 01 e 02 apresentam uma grande semelhança devido a interferência das fraturas verticais no reservatório. O cenário 02, mesmo com a presença de fraturas horizontais (valor de permeabilidade na ordem de 10^{-12}), as fraturas verticais (valor de permeabilidade na ordem de 10^{-8}), por apresentarem maior permeabilidade dominam a distribuição da pressão.

Nas três direções analisadas a interferência do posicionamento das fraturas foi perceptível. Na direção z, nos cenários 01 e 02, a região do lado do lado direito posterior apresenta pressões maiores pois, as fraturas localizadas nesta região estão em contato com a face inferior no reservatório e não se conectam com a face superior. Na condição de contorno imposta no problema, esta face é a que possui maior pressão e a superior a menor.

No cenário 03 a distribuição da pressão ocorreu de forma mais uniforme visto que, neste caso, as fraturas horizontais, que cortam todo o reservatório, possuem maiores valores de permeabilidade (valor de permeabilidade na ordem de 10^{-6}), comparadas as fraturas verticais (valor de permeabilidade na ordem de 10^{-8}).

Nas direções x e y é possível perceber uma discreta interferência das fraturas verticais na distribuição da pressão, pois as linhas dos gradientes de pressão apresentam pequenas distorções. Na direção z não é possível ver distorções provenientes das fraturas verticais, já que, devido a proximidades das fraturas horizontais, sua abrangência em toda a área do reservatório e seu maior valor de permeabilidade, estas causam maior impacto no gradiente de pressão.

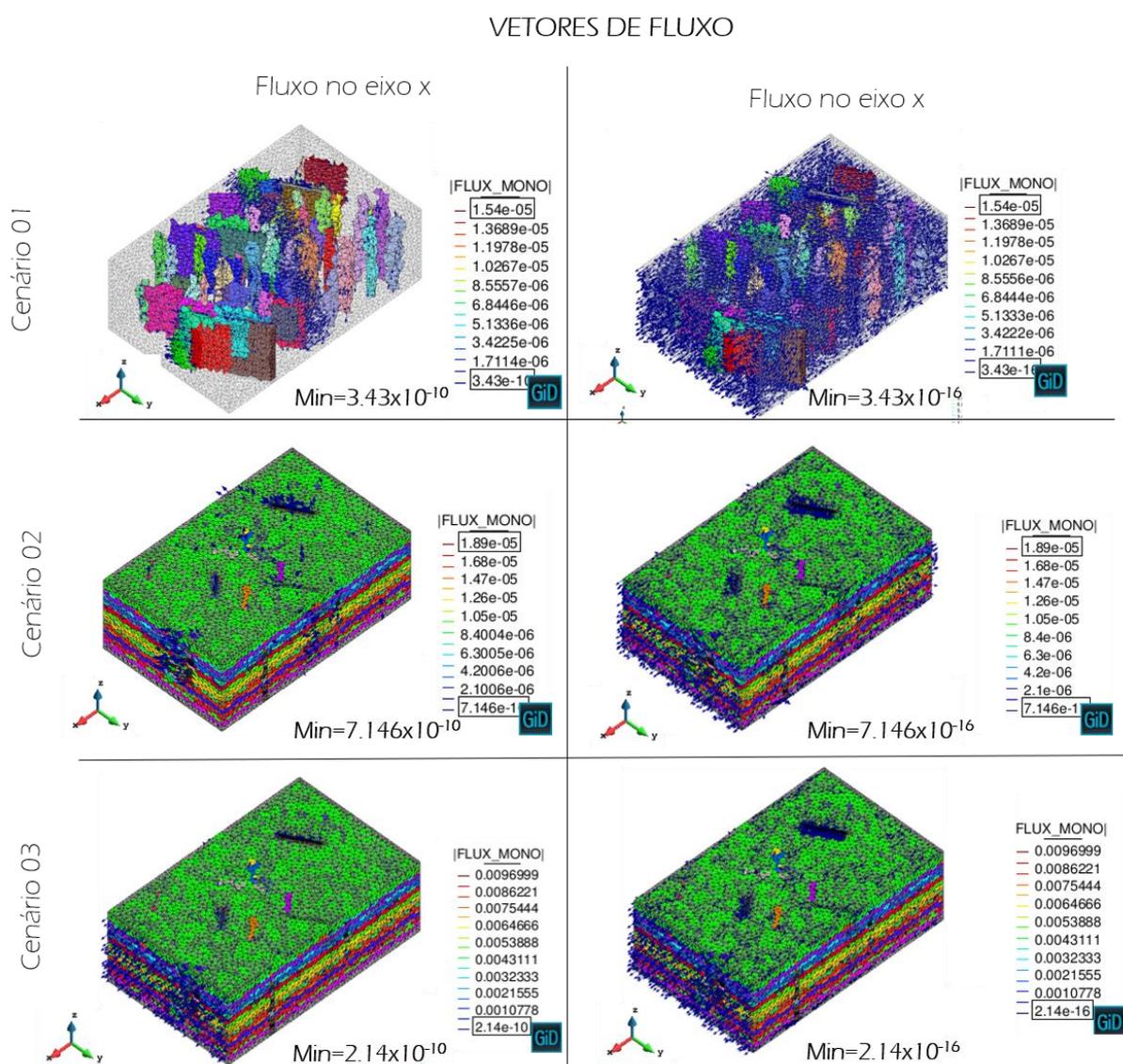
Figura 84 – Distribuição da pressão nas direções para injeção de fluido nas direções x, y e z para pressão de 50 MPa



Fonte: A Autora (2019).

A distribuição dos vetores de fluxo no reservatório, nas direções x, y e z, serão apresentados nas figuras 85, 86 e 87 para os três cenários estudados. Na imposição do gradiente de pressão na direção x, Figura 85, para o cenário 01 os vetores de maior magnitude concentram-se nas regiões das fraturas conforme figura do lado esquerdo, com vetores com intensidade de 1.54×10^{-5} a 3.43×10^{-10} . Na figura do lado direito, onde estão representados os vetores com valores mínimos de 3.43×10^{-16} , nota-se uma distribuição em todo o reservatório.

Figura 85 – Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção x, nos três cenários analisados



Fonte: A Autora (2019).

No cenário 02, para a figura do lado esquerdo que apresenta os vetores com as maiores magnitudes, estes estão concentrados na região das fraturas verticais. Ao analisar a figura 85 do lado direito, que possui um limite mínimo de 7.146×10^{-10} , nota-se os vetores distribuídos nas fraturas horizontais

No cenário 03 é possível verificar grande quantidade de vetores com intensidade de 0.009699 a 2.14×10^{-10} concentrados nas fraturas horizontais. Na figura do lado direito, vetores com valores mínimos de 2.14×10^{-16} , nota-se um pequeno aumento no número de vetores na face. Ou seja, o fluxo ocorre predominantemente pelas fraturas horizontais.

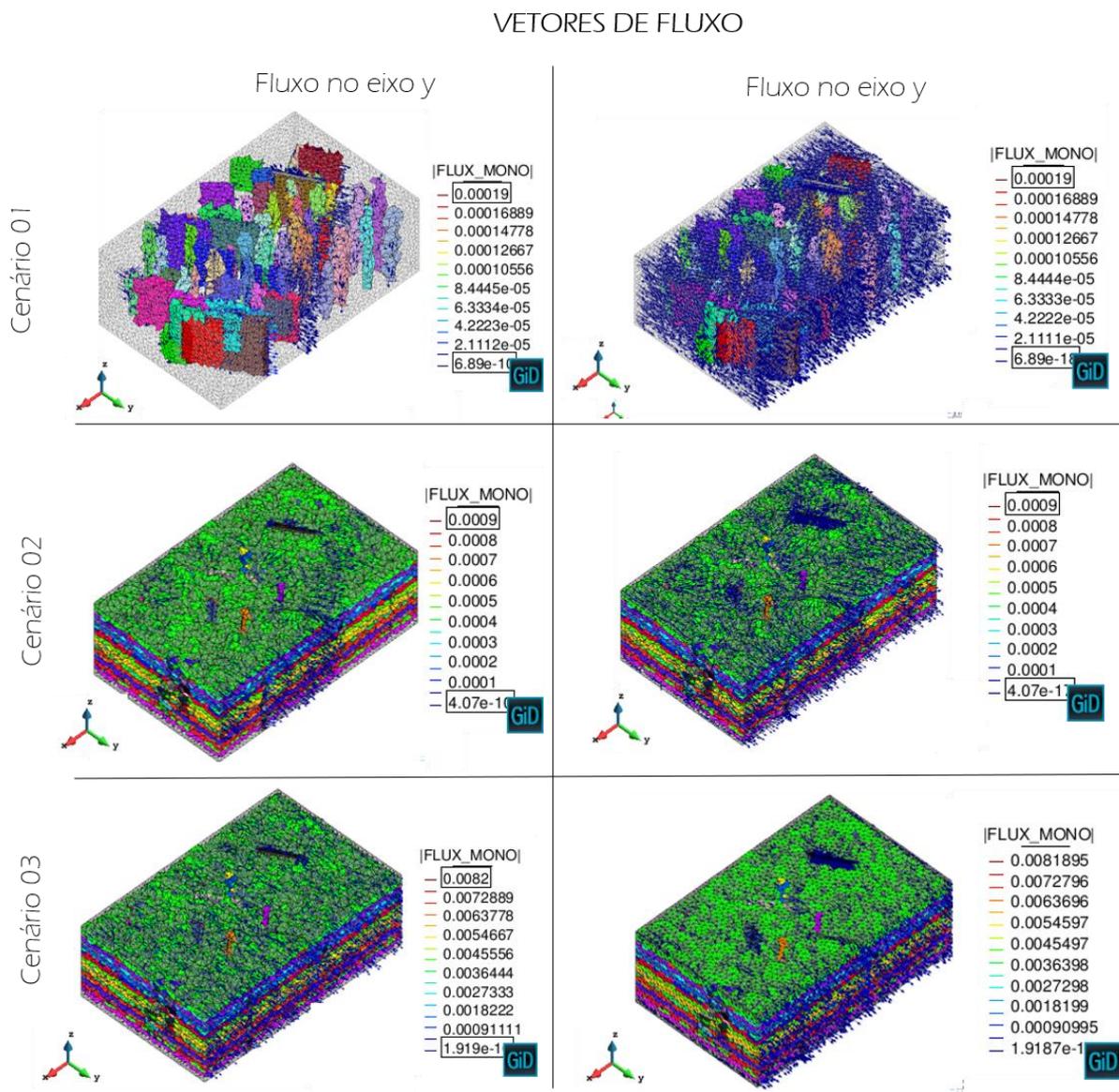
Na análise dos vetores de fluxo na direção y, no cenário 01, os vetores com valores no intervalo de 0.00019 a 6.89×10^{-10} , nota-se que estes concentram-se na região da fratura, Figura 86.

Ao inserir vetores de menor magnitude, com limite mínimo de 6.89×10^{-16} , observa-se a distribuição dos vetores de fluxo na rocha reservatório.

Para o cenário 02, os vetores de maior magnitude estão dispostos nas regiões próximas as fraturas verticais. Comparando a produção na direção x com a do eixo y, percebe-se que na direção x estes vetores concentram-se, na sua maioria, nas fraturas, já na direção y é nítido o aumento destes vetores nas regiões das fraturas e próximo a estas. Isto indica maior fluxo neste sentido.

No cenário 03, os vetores de fluxo provenientes da aplicação do gradiente de pressão na direção y, os vetores de maior intensidade estão distribuídos ao longo das fraturas horizontais, conforme figura 86 do lado esquerdo. Ao inserir os vetores de menores magnitudes, 1.9187×10^{-16} , percebe-se um aumento no número de vetores nas fraturas e na região da rocha reservatório.

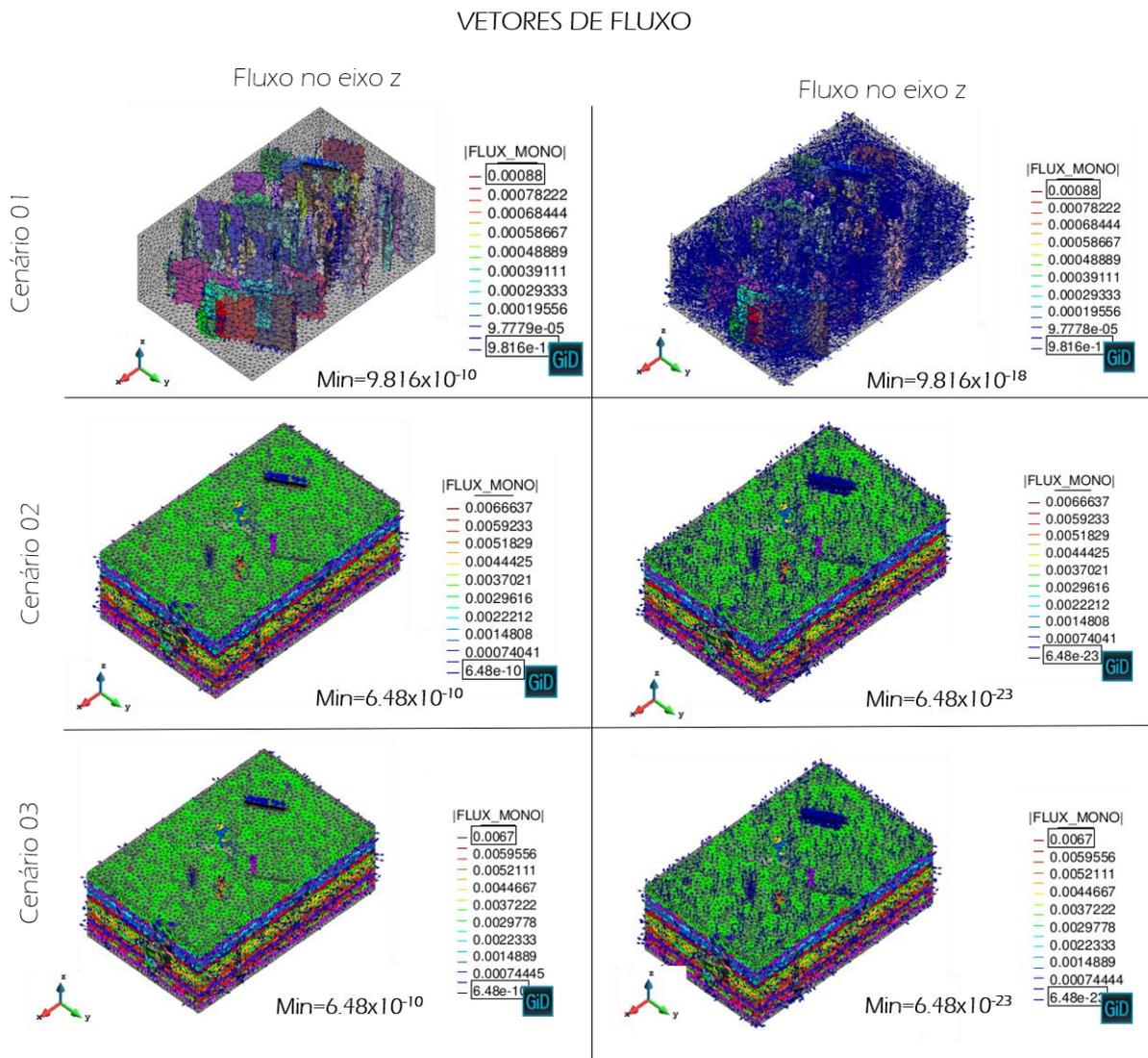
Figura 86 – Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção y, nos três cenários analisados



Fonte: A Autora (2019).

A Figura 87 apresenta a distribuição dos vetores provenientes da aplicação do gradiente de pressão na direção z, para os cenários 01, 02 e 03. No cenário 01, assim como nas aplicações anteriores, os vetores de maior magnitude concentram-se nas fraturas.

Figura 87 – Distribuição dos vetores de fluxo, para injeção na direção z, nos três cenários analisados



Fonte: A Autora (2019).

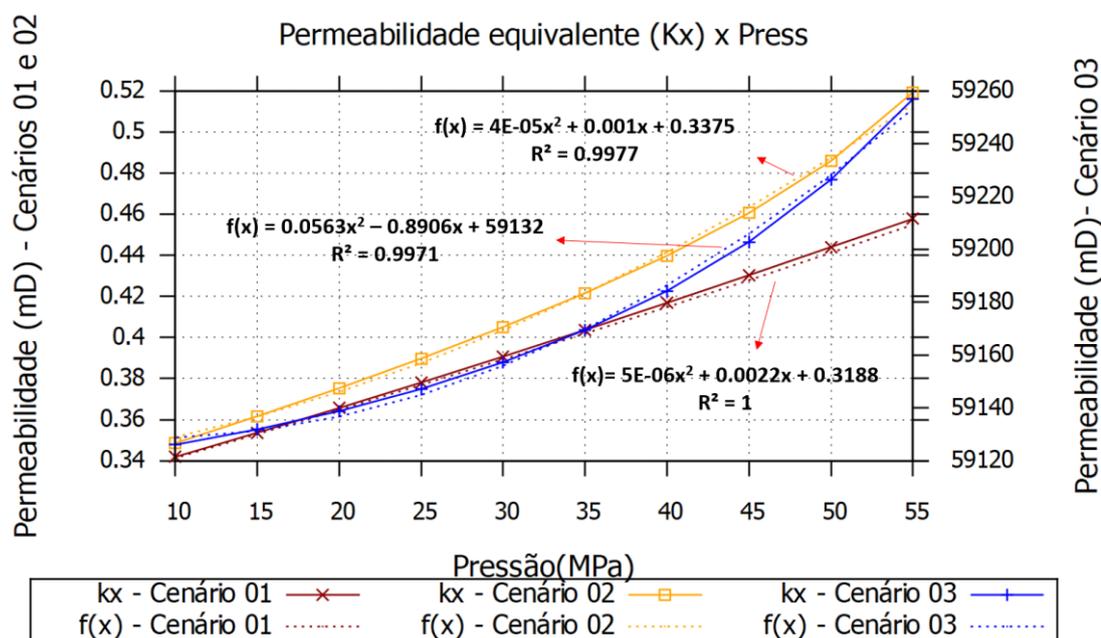
Na figura do lado direito, onde estão inseridos os vetores de intensidade mínima de 9.816×10^{-18} , percebe-se um comportamento mais caótico destes vetores, pois a permeabilidade vertical da rocha é muito baixa ($9.8692 \times 10^{-20} \text{ m}^2$). O comportamento do cenário 02 e 03 foi semelhante, nas figuras à esquerda, com vetores de maior magnitude, estes concentraram-se nas fraturas e na figura do lado direito, onde ocorreu a inserção dos vetores de menor intensidade, estes ficaram distribuídos na área da rocha reservatório.

As Figuras 88, 89 e 90 apresentam as curvas das permeabilidades equivalentes k_x , k_y e k_z respectivamente. Os valores das permeabilidades equivalentes, k_x , para o cenário com reservatório cortado apenas por fraturas verticais obteve os valores mais baixos. O cenário 02,

com a inserção de fraturas horizontais com menor permeabilidade do que as verticais, os resultados apresentaram um valor de permeabilidade um pouco maior. Porém, no cenário 03, com fraturas horizontais possuindo permeabilidade maior do que as verticais, os valores de permeabilidade foram significativamente mais elevados.

Apesar dos altos valores de permeabilidade equivalente do Cenário 3, as curvas que apresentam o comportamento da variação da permeabilidade na direção x com a pressão correspondem a funções polinomiais de segunda ordem, para os três cenários analisados. Estas oferecem valor de R^2 de 1, 0.997 e 0.9971, respectivamente para o Cenário 01, Cenário 02 e Cenário 03.

Figura 88 – Curvas das permeabilidades equivalentes na direção x para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo

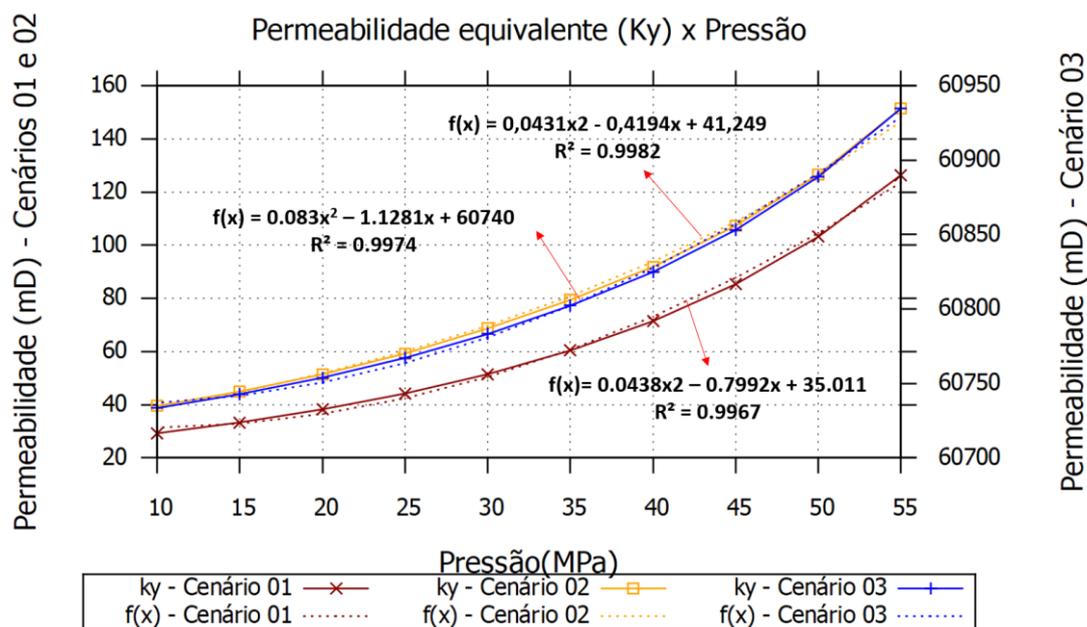


Fonte: A Autora (2019).

As permeabilidades equivalentes k_y para o cenário 01, apresentaram os menores valores principalmente para valores menores de pressão. O cenário 02 apresenta valores mais elevados de permeabilidade, se comparados a simulação apenas com fraturas verticais. A permeabilidade equivalente apresentou um aumento de aproximadamente 30% se comparado ao cenário 01. O cenário 03 apresentou os maiores valores de permeabilidade equivalente,

devido a maior permeabilidade das fraturas horizontais. Estas contribuíram significativamente para o aumento desta propriedade.

Figura 89 - Curvas das permeabilidades equivalentes na direção y para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo

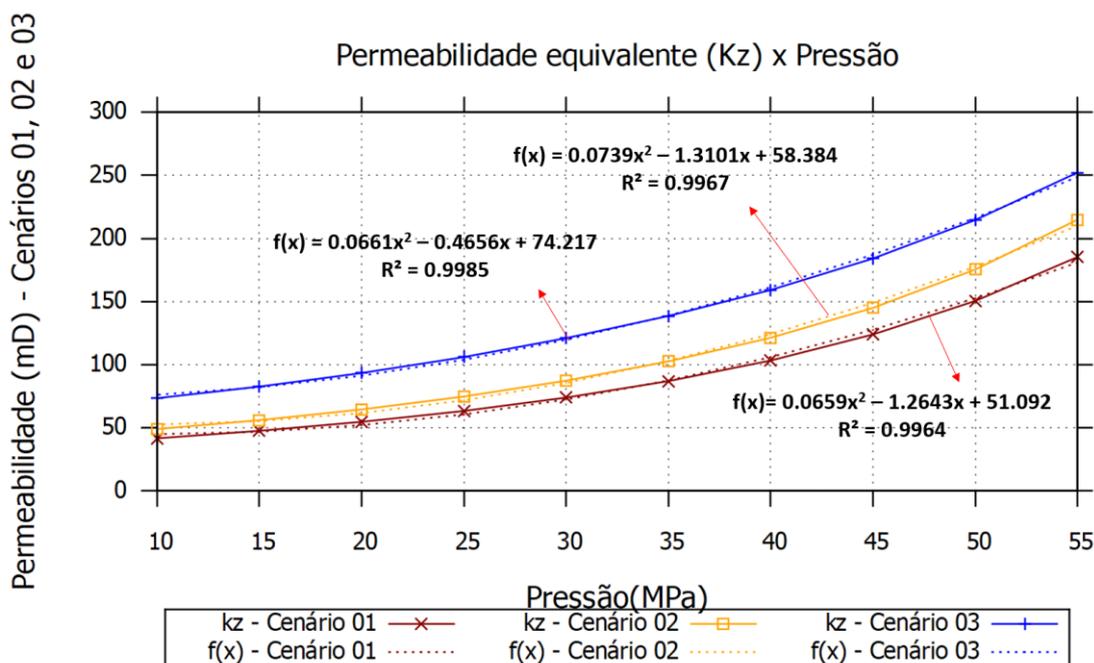


Fonte: A Autora (2019).

As curvas da permeabilidade equivalente na direção z estão apresentadas na Figura 90. Nesta, os três cenários apresentaram comportamento semelhantes. Os valores do cenário 03 ainda foram os mais altos, porém a discrepância com os valores de permeabilidade dos cenários 01 e 02 diminuiu. Isto ocorre devido a intercalação das fraturas horizontais com a rocha reservatório que possui permeabilidade muito baixa, provocando uma barreira ao fluxo na direção vertical.

O melhor ajuste da pressão para determinação da permeabilidade global equivalente para os três cenários simulados corresponde a lei polinomial de segunda ordem que obtiveram um valor de R^2 de 0.9967 (para o Cenário 01), 0.9982 (para o Cenário 02) e 0.9974 (para o Cenário 03).

Figura 90 - Curvas das permeabilidades equivalentes na direção z para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo



Fonte: A Autora (2019).

Para a aplicação do gradiente de pressão na direção z, a correlação entre a pressão e a permeabilidade equivalente global (kz) pode ser deduzida por uma equação polinomial de segunda ordem para os três cenários analisados. O índice de correlação referentes a qualidade do ajuste, R^2 , foram 0.9964, 0.9967 e 0.9985, respectivamente para os cenários 01, 02 e 03.

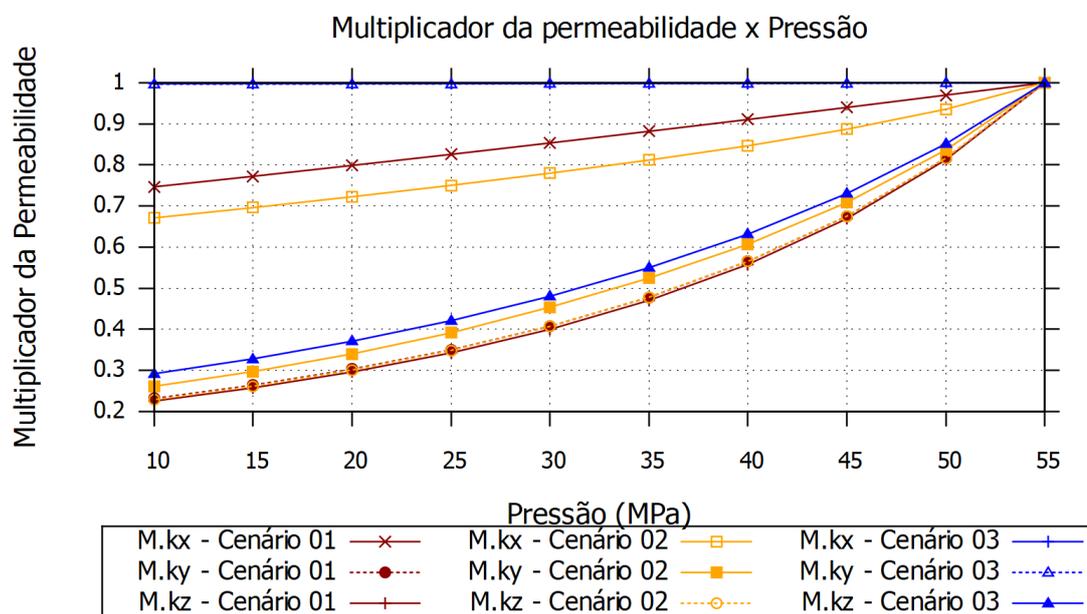
A Figura 91 apresenta as curvas dos multiplicadores, nas direções x, y e z, para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo. Nestas curvas é possível perceber o quão sensível os cenário foram diante das variações de pressão.

Os multiplicadores $M.kx$ para os cenários 01 e 02 apresentaram um comportamento semelhante e a curva representativa apresentou um comportamento de aumento linear com o aumento da pressão. Já no cenário 03, a variação do multiplicador foi menos sensível a variação da pressão.

Para os cenários 01 e 02, os multiplicadores $M.ky$ apresentaram valores mais próximos e uma maior sensibilidade com a variação da pressão. Para o cenário 03 os valores deste multiplicador apresentaram uma variação muito discreta com o aumento da pressão, da mesma forma do $M.kx$.

O comportamento do multiplicador $M.kz$ para os três cenários foi semelhante na grandeza e na inclinação das curvas. Para o cenário 03, este multiplicador foi o que apresentou maior sensibilidade a variação da pressão.

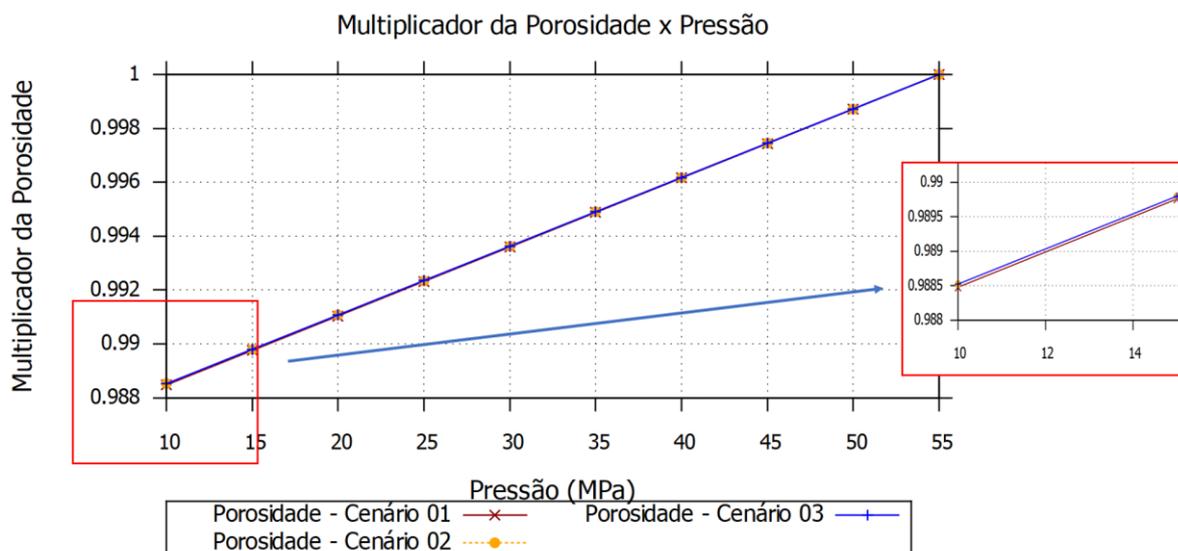
Figura 91 - Curvas dos multiplicadores da permeabilidade equivalente na direção x, y e z para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo



Fonte: A Autora (2019).

As curvas dos multiplicadores da porosidade para as diferentes pressões simuladas, para os três cenários analisados, estão apresentadas na Figura 92. É possível perceber que para os três cenários o multiplicador apresentou uma variação mais sutil para as pressões avaliadas. No detalhe, percebe-se que a porosidade para o Cenário 01 apresentou valores um pouco inferiores aos outros dois cenários.

Figura 92 - Curvas dos multiplicadores da porosidade equivalente para as diferentes pressões, nos três cenários de estudo

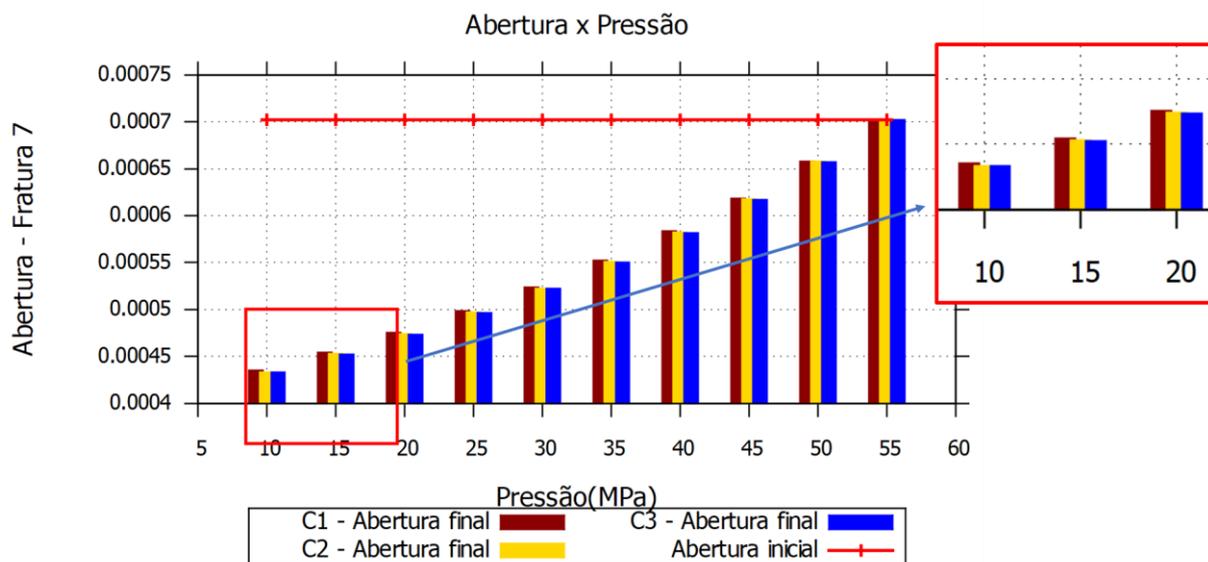


Fonte: A Autora (2019).

Na análise do fechamento das fraturas foram construídos os gráficos em barra para fratura 7, considerando as 10 pressões impostas nas simulações, para os três cenários analisados, Figuras 5.58. Nota-se que, o cenário 03 apresentou um fechamento discretamente maior em relação aos outros dois cenários analisados, principalmente nas simulações com gradientes maiores de pressão, conforme apresentado no detalhe da Figura 93.

Ou seja, a mudança na permeabilidade das fraturas horizontais pode ter provocado mudanças no comportamento do reservatório acarretando fechamentos sutilmente maiores.

Figura 93 – Gráfico em barra do fechamento para a fratura 7, nas pressões simuladas

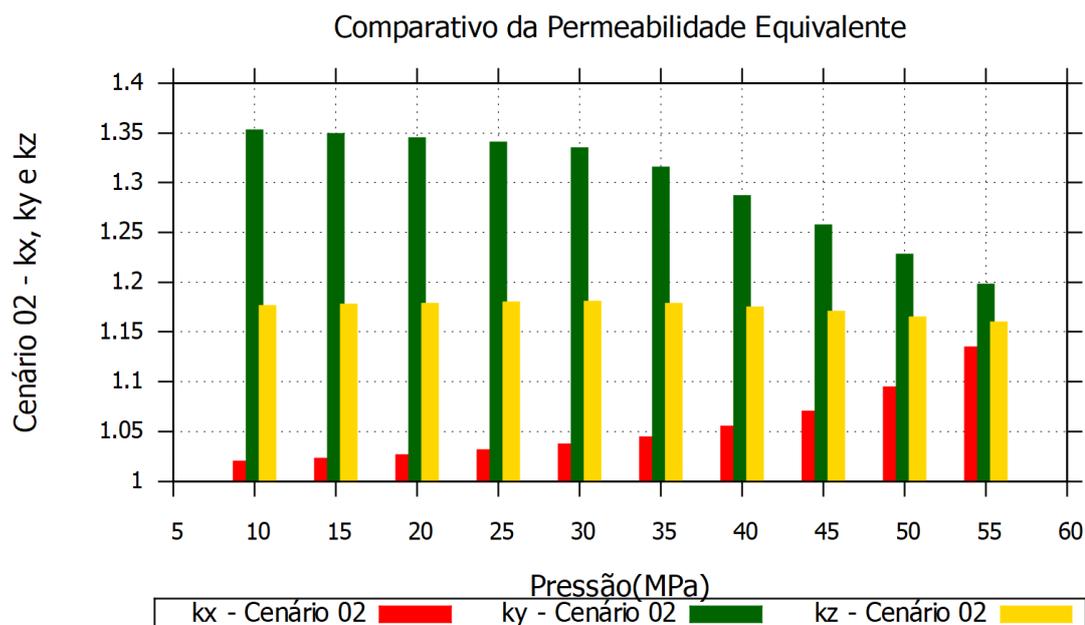


Fonte: A Autora (2019).

Com o objetivo de quantificar o impacto da existência de fraturas horizontais na permeabilidade do reservatório foi realizado a análise para se avaliar a variação da permeabilidade dos cenários 02 e 03 em relação ao cenário 01, que contém apenas fraturas verticais, Figura 94 e 95.

Comparando o cenário 01 com o 02, a permeabilidade k_x foi a que apresentou a menor diferença em todas as pressões de simulação, atingindo o valor máximo de aproximadamente 1.15, na pressão de 55 MPa. A permeabilidade k_y alcançou um aumento máximo de aproximadamente 1.35, esta foi a que teve maior discrepância. A permeabilidade equivalente obtida pela variação do gradiente de pressão na direção z apresenta valores mais uniformes para as diversas pressões de simulação, com um valor médio de 1.17, Figura 94.

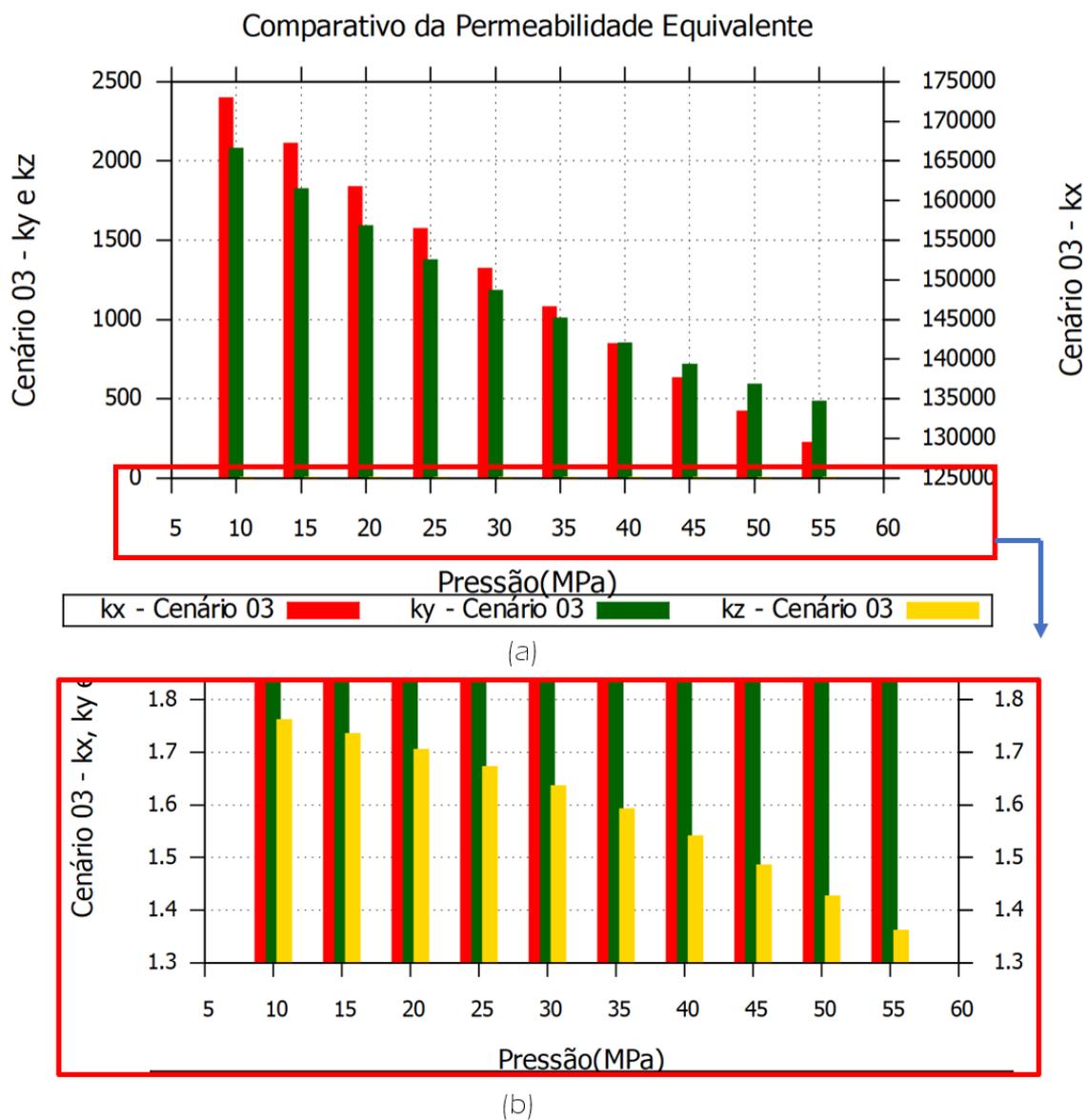
Ou seja, a existência de fraturas horizontais no reservatório, mesmo que estas possuam permeabilidade inferior as verticais, provoca um aumento na permeabilidade global do reservatório e, dependendo da direção de injeção, significaria um aumento de 35% no valor da permeabilidade equivalente.

Figura 94 – Variação da permeabilidade equivalente k_x , k_y e k_z do cenário 02 em relação ao cenário 01

Fonte: A Autora (2019).

No cenário 03 a discrepância dos valores de k_x e k_y com relação ao cenário 01, foram muito maiores. Para x o aumento máximo foi de aproximadamente 173.000 e para y de 2.100 em relação a permeabilidade equivalente k_x . Para o k_z os valores foram mais discretos, em todas as pressões, e por isso as colunas na cor amarela não aparecem na Figura 95 (a). A Figura 95 (b) mostra em destaque os valores de k_z , é possível observar que esta permeabilidade aumenta aproximadamente 1.77 vezes.

Figura 95 – Comparativo da permeabilidade equivalente para o cenário 03



Fonte: A Autora (2019).

(a) Variação da permeabilidade equivalente k_x , k_y e k_z do cenário 03 em relação ao cenário 01; (b) Destaque da permeabilidade equivalente, k_z .

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As conclusões das análises dos resultados obtidos nas simulações serão explanadas neste capítulo e serão apresentadas as propostas de prosseguimento da pesquisa.

6.1 CONCLUSÕES

A simulação tridimensional é um recurso poderoso e possibilita uma melhor avaliação de problema de produção em reservatórios naturalmente fraturados, pois garante uma análise de todo o reservatório incorporando os fenômenos que ocorrem em toda a malha, ao contrário de simulações bidimensionais.

O programa desenvolvido para geração da malha tridimensionais de elementos finitos conseguiu atender as necessidades dos problemas modelados, obtendo malhas de boa qualidade com pequeno número de nós e elementos. Através do modelo 3D foi possível ter uma representação mais realista do sistema matriz fraturas.

A técnica utilizada também mostrou bons resultados no problema hidráulico. Visto que, foi possível observar que o fluxo ocorreu nos elementos que estavam com as descontinuidades incorporadas e a comparação do resultado da vazão simulada com a solução analítica mostrou uma boa aproximação. Observou-se também a boa eficiência da técnica que trata as fraturas de maneira incorporada para diferentes níveis de refinamento da malha tridimensional de elementos finitos.

Através do problema hidromecânico, via o modelo de fechamento de Barton-Bandis, pode-se observar o processo de diminuição das aberturas e a diminuição da permeabilidade decorrente do fechamento das fraturas. Mostrando que, de forma geral, a resposta do problema hidráulico e mecânico acoplado, para malhas tridimensionais, foi reproduzido de maneira eficiente através das técnicas utilizadas e com o Modelo de Fechamento de Fratura de Bandis et al., 1983.

Através das simulações verificou-se que o modelo que considera a abertura final da fratura depende da componente normal do salto dos deslocamentos apresenta valores de permeabilidade equivalente muito próximo ao modelo que considera apenas estado final de

tensão para o cálculo da abertura final da fratura. Possibilitando a utilização do modelo simplificado proposto por Beserra (2015) para simulação de meios fraturados, possibilitando ganho no tempo de CPU.

Os resultados apresentados na investigação realizada para a simulação do modelo simplificado tridimensional do Pré-sal e do afloramento do Crato permitiram verificar que o processo de fechamento da fratura possui uma grande sensibilidade em função da variação da tensão normal para cada passo de pressão analisado. Ou seja, a pressão de 10 MPa apresentou o maior fechamento e a pressão de 55 MPa o menor fechamento.

Na obtenção das permeabilidades equivalentes verificou-se que apesar da configuração das fraturas do reservatório e da variação de permeabilidade inicial das fraturas, o comportamento da permeabilidade equivalente diante da variação de pressão apresenta o mesmo comportamento, sendo representado por uma função polinomial de segunda ordem. Na análise do impacto da existência de fraturas horizontais na permeabilidade global do reservatório fica claro que negligenciar a existência das fraturas horizontais, mesmo que estas possuam permeabilidade mais baixas do que as das fraturas verticais, provocará impacto e, por consequência, as permeabilidades equivalentes serão maiores. Ou seja, desprezar a existência de fraturas horizontais acarretaria errôneas predições do comportamento do reservatório.

6.2 RECOMENDAÇÕES

Como recomendação para futuras pesquisas:

- ✓ Implementar os modelos de Goodman (1974) e Duan (2000) para realizar comparações com o modelo de Barton-Bandis. No modelo de Goodman o fechamento da fratura é dependente das condições iniciais de tensão do fechamento máximo da fratura e o modelo de Duan mostra que o módulo de Young e o coeficiente de Poisson afetam o fechamento da fratura;
- ✓ Comparar os cenários simulados com a representação da descontinuidade incorporada no elemento finito com a representação da descontinuidade através de elementos finitos com elevada razão de aspecto;

- ✓ Melhorar o programa desenvolvido para geração de malha de elementos finitos com o objetivo de capturar o maior número de interseções entre planos de fraturas;
 - ✓ Aprimorar o programa de geração de malhas tridimensional para representação de *vugs*;
 - ✓ Gerar fraturas horizontais com diferentes dimensões, de maneira estocástica, e verificar a influência na permeabilidade global;
 - ✓ Gerar fraturas com geometrias elípticas e verificar o comportamento do reservatório durante o processo produtivo;
 - ✓ Simular problemas tridimensionais de abertura e propagação das fraturas utilizando o modelo de dano à tração;
 - ✓ Aplicar as tabelas de pseudoacoplamento geradas num modelo de simulação utilizando um software comercial;
 - ✓ Implementar um modelo que considere a rugosidade, que tem impacto tanto no fluxo, quanto no fechamento da fratura.
-

REFERÊNCIAS

- ADACHI, J.; SIEBRITS, E.; PEIRCE, A.; DESROCHES, J. Computer simulation of hydraulic fractures. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 44, p. 739 –757, fev. 2007.
- ALGHALANDIS, Y. F. ADFNE: Open source software for discrete fracture network engineering, two and three dimensional applications. **Computers & Geosciences**, v. 102, p. 1–11, may. 2017.
- ALLAN, J.; SUN, S.Q. Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields. *In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS RESERVOIR. Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, USA: SPE, 2003.
- ASSINE, M. L. Bacia do Araripe. **Geociências Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 371-389, maio/nov. 2007.
- ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; CHANG, H. K. Migração de depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2, supl. 1, p. 111-127, jun. 2008.
- ARMERO, F.; CALLARI, C. An analysis of strong discontinuities in a saturated poro-plastic solid. **International Journal Numerical Methods Engineering**, v. 46, n. 10, p. 1673-1698, dec. 1999.
- BARDOLA, T. P. **Caracterização paleoambiental dos carbonatos microbiais do Membro Crato, Formação Santana, Aptiano-Albiano da Bacia do Araripe**. 2015. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- BARTON, N. R. **Barton-Bandis criterion summarized with figures**. 2015. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/322250952_Barton-Bandis_criterion_summarized_with_figures>. Acesso em: 01 dez. 2017.
- BARTON, N. R.; BANDIS, S. C.; BAKHTAR, K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joint deformation. **International Journal Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics**. v. 22, n. 3, p. 121-140, jun. 1985.
- BANDIS; LUMSDEN; BARTON. Fundamentals of rock joint deformation. **International Journal of Rock Mechanics Mining Sciences & Geomechanics**, v. 20, n. 6, p.249-268, dec. 1983.
- BARENBLATT, G. I. The mathematical theory of equilibrium cracks in brittle fracture. **Advances in Applied Mechanics**, v.7, p. 55-129, 1962.

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

BARTON, N B & A, Oslo. Characterization of fracture shearing for 4D interpretation of fractured reservoirs. *In: SECOND EAGE WORKSHOP ON NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS*, 2013.

BDEP. Banco de Dados de Exploração e Produção. **Mapas do Brasil**. Disponível em: <<http://webmaps.anp.gov.br/mapas/Lists/DSPAppPages/MapasBrasil.aspx>>. Acessado em: 19 mar. 2018.

BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: Dover Publication, 1972. 764 p.

BESERRA, L. B. DE S. **Análise hidromecânica do fraturamento hidráulico via elementos finitos com descontinuidades fortes incorporadas**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

BISDOM, K.; BERTOTTI, G.; BEZERRA, F. H. Inter-well scale natural fracture geometry and permeability variations in low-deformation carbonate rocks. **Journal of Structural Geology**, v. 97, p. 23–36, 2017.

BISDOM, K.; BERTOTTI, G.; BEZERRA, F.H. An integrated workflow for stress and flow modelling using outcrop-derived discrete fracture networks. **Computers & Geosciences**, v. 103, p. 21–35, 2017.

BOERSMA, Q.; PRABHAKARAN, R.; BEZERRA, F. H.; BERTOTTI, G. Linking natural fractures to karst cave development: a case study combining drone imagery, a natural cave network and numerical modelling. **Petroleum Geoscience**, mar. 2019.

BONNET, E.; BOUR, O.; ODLING, N. E.; DAVY, P.; MAIN, I.; COWIE, P.; BERKOWITZ, B. Scaling of fracture systems in geological media. **Reviews of Geophysics**, v. 39, p. 347–383, 2001.

BOURBIAUX, B.; BASQUET, R.; DANIEL, J.M.; HU, L.Y. JENNI, S.; LANGE, A.; RASOLOFOSAON, P. Fractured reservoirs modelling: a review of the challenges and some recent solutions. **First Break**, v. 23, 2005.

BRATTON, T.; HUNT, D. W.; GILLESPIE, P. A.; Li, B. The nature of naturally fractured reservoirs. **Oilfield Review**, v. 18, p. 4-23, 2006.

CALLARI, C.; ARMERO, F. Strong discontinuities in partially saturated poroplastic solids. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v. 199, n. 23-24, p. 1513-1535, 2010.

CAMACHO, G.; ORTIZ, M. Computational modelling of impact damage in brittle materials. **International Journal Solids Structures**, v. 33, p. 2899–2938, 1996.

CARVALHO, J. M. F. de. **Tectónica e caracterização da fraturação do Maciço Calcário Estremenho, Bacia Lusitaniana**: contributo para a prospeção de rochas ornamentais e ordenamento da atividade extrativa. 2013. Tese (Doutorado em Geologia) - Faculdade de Ciências. Departamento de Geologia, Universidade de Lisboa, 2013.

CHEN, T.; ZHANG, L.; ZHANG, D. Simulation of hydraulic fracture in unsaturated soils with high degree of saturation. **Advances in Materials Science and Engineering**. 2014.

CLETO, P. R. **Simulação de fraturamento hidráulico usando elementos finitos de elevada razão de aspecto com acoplamento hidromecânico**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Estadual Paulista, Bauru, São Paulo, 2016.

CATTO, B.; JAHNERT, R. J.; WARREN, L. V.; VAREJAO, F. G.; ASSINE, M. L. The microbial nature of laminated limestones: lessons from the upper aptian, Araripe Basin, Brazil. Sediment. **Sedimentary Geology**. v. 341, p. 304-315, 2016.

CORRADETTI, A.; S. TAVANI, M. PARENTE, A. IANNACE, F. VINCI, C. PIRMEZ, S. TORRIERI, M. GIORGIONI, A. PIGNALOSA, S. MAZZOLI. Distribution and arrest of vertical through-going joints in a seismic-scale carbonate platform exposure (Sorrento peninsula, Italy): insights from integrating field survey and digital outcrop model. **Journal of Structural Geology**, v. 108, p. 121-136, 2017.

DEAN, R. H. et al. A comparison of techniques for coupling porous flow and geomechanis. **SPE Journal**, 2006.

DERSHOWITZ, W. S.; EINSTEIN, H. H. Characterizing rock joint geometry with joint system models. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 21, p. 21-52, 1988.

DERSHOVITZ, W. S.; HERDA, H. Interpretation of fracture spacing and intensity. *In*: U. S. SYMPOSIUM ON ROCK MECHANICS, 33, Santa Fe, New Mexico, 3-5 jun. 1992.

DUAN, Y. X.; JING, Y.; MENG, P. LUO. Closure behaviour of natural rock fractures. **Society of Petroleum Engineers Reservoir**, 2000.

FALCÃO, F. de O. L. **Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Pontifíce Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2013.

FALCÃO, F. et al. Synthetic benchmark for the computation of equivalent properties in coupled flow and geomechanics conditions. *In*: AMERICAN ROCK MECHANICS ASSOCIATION. **Proceedings** [...], Seattle: ARMA, 2018.

FERNANDEZ, R. DE O; DOS SANTOS, A. J. **Bacia de Santos: sumário geológico e setores em oferta**. Brasília: Superintendência de Definição de Blocos (SDB) , 2017.

FERNO, M. A. Enhanced oil recovery in fractured reservoirs. In: ROMERO-ZERÓN, Laura. **Introduction to enhanced oil recovery (EOR) - processes and bioremediation of oil-contaminated sites**. London: InTech, 2012.

FIROOZABADI, A. Recovery mechanisms in fractured reservoirs and field performance. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 39, n. 11, p. 13–17, 2000.

FLEURY, S. V. **Análise da distribuição de tensões em descontinuidades de rocha utilizando a técnica da fotoelasticidade**. Dissertação (Mestrado em Geotecnia). Universidade de Brasília, Brasília, 2001.

GAIOTTO JUNIOR, A. T. **Modelagem dos efeitos do processo de fechamento de fraturas sobre a permeabilidade de rochas reservatório**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil e Ambiental). Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru, Bauru/SP, 2018

GEERTSMA, J.; KLERK, F. A. Rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. **Journal Petroleum Technology**. v. 21, 1969.

GOODMAN, R. E. **Methods of geological engineering in discontinuous rocks**. New York: West Publishing, 1976.

GOODMAN, R. E. The mechanical properties of joints. In: **PROC. 3RD CONGR.**, Denver: ISRM, 1974. v. 1A, p.127-140.

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) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

GOMES et al. Simulação numérica de fraturamento hidráulico em rochas naturalmente fraturadas integrada à modelagem geológica de afloramentos carbonáticos. Projeto Rede de Caracterização e Modelagem Geológica de Reservatórios – CARMOD. **Relatório Técnico**. UFPE/Petrobras SA, 2018. 283 p.

GOMES et al., Modelo Hidromecânico de Fechamento de Fraturas e Variação da Permeabilidade Devido a Carregamentos de Compressão. **Relatório Técnico**. UFPE/Petrobras SA, 2014. 343 p.

GOMES, J. R. de C.; VASCONCELOS, A. M. **Programa Levantamentos Geológicos Básicos do Brasil. Jaguaribe–SW, Folha SB.24-Y. Estados do Ceará, de Pernambuco e do Piauí. Escala 1:500.000**. Brasília: CPRM, 2000.

BRASIL. **Pré-sal é responsável por metade da produção de petróleo e gás natural no país.** Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2017/11/pre-sal-e-responsavel-por-metade-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-pais>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

GUERRIERO, V.; IANNACE, A.; MAZZOLI, S.; PARENTE M.; VITALE, S.; GIORGIONI, M. Quantifying uncertainties in multi-scale studies of fractured reservoir analogues: implemented statistical analysis of scan line data from carbonate rocks. **Journal of Structural Geology**, v. 32, p. 1271–1278, 2010.

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

GUTIERREZ, M.; YOUN, DONG-JOON. Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses. **Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering**, v. 7, 2015.

HARTLEY, L.; ROBERTS, D. Summary of discrete fracture network modelling as applied to hydrogeology of the Forsmark and Laxemar sites. **Svensk Kärnbränslehantering AB**. Stockholm: AMEC, 2013.

HUANG, Y.; CHENG, S.; YU, H.; HE, Y.; LIN, B.; FENG, N. A semianalytical approach to estimate fracture closure and formation damage of vertically fractured wells in tight gas reservoir. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 150, p. 85-90, 2017.

IVANOVA, V. M.; SOUSA, R.; MURRIHY, B.; EINSTEIN, H. H. Mathematical algorithm development and parametric studies with the GEOFRAC three-dimensional stochastic model of natural rock fracture systems. **Computers & Geosciences**, v. 67, p. 100–109, 2014.

JEANNIN, L.; MARMIER, R. **Hydromechanical simulation of naturally fractured reservoirs**. Golden/Colorado: American Rock Mechanics Association, 2006.

JINHAI, Z.; LIMING, Y.; WEIJIA, G. Influence of three-dimensional roughness of rock fracture on seepage characteristics based on the digital image technology. **Arabian Journal of Geosciences**, v. 11, n. 24, 2018.

JING, L.; HUDSON, J. A. Numerical methods in rock mechanics. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 39, n. 4, p. 409-427, 2002.

KAZEMI, H.; MERRILL, L. S.; PORTERFIELD, K. L.; ZEMAN, P. R. Numerical simulation of water-oil flow in naturally. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 16, n. 06, 1976.

LEMAITRE, J.; CHABOCHE, J. L. **Mechanics of solid materials**. Cambridge: University Press, 1985.

LAUBACH, S. E.; GALE, J. Obtaining fracture information for low-permeability (tight) gas sandstones from sidewall cores. **Journal of Petroleum Geology**, v. 29, p. 147–158, 2006.

LAUBACH, S. E.; OLSON, J. E.; GROSS, M. R. Mechanical and fracture stratigraphy. **Associação Americana de Geólogos de Petróleo Bulletin**, v. 11, p. 1413–1426, 2009.

LEE, C. C.; LEE, C. H.; YEH, H. F.; LIN, H. I. Modeling spatial fracture intensity as a control on flow in fractured rock. **Environmental Earth Sciences**, v. 63, n. 6, p. 1199–1211, 2010.

LEI, Q.; LATHAM, J. P.; TSANG, C. F. The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks. **Computers and Geotechnics**, v. 85, p. 151–176, 2017.

LI, S. C.; XU, Z. H.; MA, G. W. A graph-theoretic pipe network method for water flow simulation in discrete fracture networks: GPNM. **Tunnelling and Underground Space Technology**, v. 42, 2014.

LIMA, N. M. de. **Métodos de recuperação em reservatórios carbonáticos**. Monografia . Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2013.

LIRA, W. W. M.; TELLES, I. A.; VARGAS Jr., E. A.; MARTHA, L. F. Uma estratégia para modelagem geométrica e geração de malhas usadas em simulações 3D de fluxo em meios porosos e fraturados. **CMNE/CILAMCE**, 2007.

LÓPEZ, C. M.; CAROL, I.; AGUADO, A. Meso-structural study of concrete fracture using interface elements.I: numerical model and tensile behavior. **Materials and Structures**, v. 41, p. 583–599, 2007.

LÓPEZ, C. M.; CAROL, I.; AGUADO, A. Meso-structural study of concrete fracture using interface elements.II: compression, biaxial and brazilian test. **Materials and Structures**, v. 41, p. 601–620, 2007.

JALALI, M. **Thermo-Hydro-Mechanical behavior of conductive fractures using a hybrid finite difference: displacement discontinuity method**. Tesis (Doctoral) - University of Waterloo, 2013.

MAEDO, M. A., **Simulação computacional por elementos finitos de múltiplas fissuras em sólidos usando técnica de fragmentação da malha**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia, Bauru, 2015.

MACIEL, B. C. M. **Aplicação da técnica de fragmentação de malha com elementos finitos de alta razão de aspecto para simulação de fraturamento hidráulico**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

MARRETT, R.; O. ORTEGA; C. KELSEY. Extent of power-law scaling for natural fractures in rock. **Geology**, v. 9, p. 799– 802. 1999.

MANZOLI, O. **Un modelo analítico y numérico para la simulación de discontinuidades fuertes en la mecánica de sólidos**. Tesis (Doctoral) - Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, 1998.

MAZO, E. O. M. **Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados**. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia em Petróleo). Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2005.

MICARELLI, L.; MORETTI, I.; JAUBERT, M.; MOULOUEL, H. Fracture analysis in the south-western Corinth rift (Greece) and implications on fault hydraulic behavior. **Tectonophysics**, v. 426, p. 31–59, 2006.

MIRANDA, T. S. **Caracterização geológica e geomecânica dos depósitos carbonáticos e evaporíticos da Bacia do Araripe, NE Brasil**. Tese (Doutorado em Geociências) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

MIRANDA, T. S.; SANTOS, R. F.; BARBOSA, J. A.; GOMES, I. F.; ALENCAR, M. L.; CORREIA, O. J.; FALCÃO, T. C.; GALE, J. F. W.; NEUMANN, V. H. Quantifying aperture, spacing and fracture intensity in a carbonate reservoir analogue: Crato Formation, NE Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 97, p. 556–567, 2018.

MIRANDA, A. C. DE O.; MARTHA, L. F. Geração de malha tridimensional por mapeamento. **XXVII Iberian Latin American Congress in Computational Methods in Engineering**. Belém do Pará, 2006.

MOHAMMADI, H.; MANSHAD, A. K.; MONTAZERI, G.H. A reservoir simulation approach for modeling of naturally fractured reservoirs. **Egyptian Journal of Petroleum**, v. 21, n. 2, p. 125-133, 2013.

NELSON, R. A. **Geologic analysis of naturally fractured reservoirs**. Houston, Texas: BP Amoco, 2001.

NELSON, W.; HAHN, G.J. Linear estimation of a regression relationship from censored data --Part II. Best linear unbiased estimation and theory. **Technometrics**, v. 15, p. 133-150, 1973.

NIVEN, E. B.; DEUTSCH, C. V. Relating different measures of fracture intensity. centre for computational geostatistics. **Annual Report**, 2010.

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.

OLIVELLA, S.; CARRERA, J.; GENS, A.; ALONSO, E. E. Non-isothermal multiphase flow of brine and gas through saline media. **Transport in Porous Media**, v. 15, p. 271 -293, 1994.

OLIVER, J. et al. Two-dimensional modeling of material failure in reinforced concrete by means of a continuum strong discontinuity approach. *Comput. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering***, v. 197, p. 332-348, 2008.

ORTEGA, O.; MARRETT, R. Prediction of macrofracture properties using microfracture information, Mesaverde Group Sandstones, San Juan Basin, New Mexico. ***Journal of Structural Geology***, v. 22, p. 571-588, 2000.

ORTEGA, O.; MARRETT, R.; LAUBACH, E. Scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. ***AAPG Bulletin***, v. 90, p. 193-208, 2006.

PATTON, F. D. Multiple modes of shear failure in rock. ***Proc. 1st. Congr. Int. Soc. Rock Mech.***, Lisboa, Portugal, v. 1, p. 509-513. 2016.

PERKINS, T. K.; KERN, L.R., Widths of Hydraulic Fracture. ***Journal of Petroleum Technology***, v. 13, n. 9, 1961.

PEREIRA, L. C. **Simulação de fluxo em reservatórios sob efeito da compactação.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

BRASIL, Pré-sal Petróleo. **O pré-sal: características.** Disponível em: <<http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>>. Acesso em: 18 dez. 2017.

PRIEST, S. D.; HUDSON, J. A.; Estimation of discontinuity spacing and trace length using scanline surveys. ***International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts***, v. 18, p. 183-197, 1981.

PROJETO GÖDEL, Relatório Técnico Final do Projeto Modelagem de Fraturas e Simulação Numérica de Fenômenos Acoplados em Reservatório Análogo Naturalmente Fraturado, Bacia do Araripe, NE Brasil – Projeto Gödel. UFPE/Petrobras SA, **Relatório Técnico**, Outubro/2017.

QIN, J.; CHENG, S.; HE, Y.; FENG, D.; LI, D. An innovative model to evaluate fracture closure of multi-fractured horizontal well in tight gas reservoir based on bottom-hole pressure. ***Journal of Natural Gas Science and Engineering***, v. 57, p. 295–304, 2018.

RICCOMINI, CLAUDIO; SANT’ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. Pré-sal: geologia e exploração. Dossiê Desafios do Pré-sal. ***REVISTA USP***, v. 95, p. 33-42, Set./Out./Nov. 2012.

SÁNCHEZ, M.; MANZOLI, O. L.; GUIMARÃES, L. Modeling 3-D desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique. ***Computers and Geotechnics***, v. 62, p. 27–39, 2014.

SANTOS, R. F. V. C. **Análise estatística de parâmetros de sistemas fraturados aplicada à modelagem e simulação de fluxo**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

SANTOS, R.; MIRANDA, T.; BARBOSA, J.; GOMES, I.; MATOS, G.; GALE, J.; NEWMAN, V.; GUIMARAES, L. Characterization of natural fracture systems: Analysis of uncertainty effects in linear scanline results. **AAPG Bulletin (Print)**, v. 99, p. 2203-2219, 2015.

SAMIER, P.; DE GENNARO, S. Practical iterative coupling of geomechanics with reservoir simulation. **Society of Petroleum Engineers Reservoir Simulation Symposium**. Houston, Texas. 2007.

SARKAR, S.; TOKSOZ, M. N.; BURNS, D. R., **Fluid Flow Modeling in Fractures**. Massachusetts Institute of Technology. Earth Resources Laboratory, 2004.

SEIXAS, M. G. **Modelagem hidro-mecânica do fraturamento de rochas via elementos finitos com elementos especiais de interface**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

SETH, P.; MANCHANDA, R.; SHRIVASTAVA, K.; SHARMA, M. M. **Hydraulic fracture closure in a poroelastic medium and its implications on productivity**. Seattle: American Rock Mechanics Association, 2018.

SI, H. **User's Manual – TetGen: A Quality Tetrahedral Mesh Generator and 3D Delaunay Triangulator**, Version 1.5, 2013.

SILVA, A. L.; NEWMANN, V. H. Estratigrafia física e deformação do sistema lacustre carbonático aptiano-albiano da Bacia do Araripe. In: **Boletim do 2º Workshop PRH-ANP/MCT dos Programas de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo e Gás da UFPE**. Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2002.

SIMO, J. O. J. A. F. An analysis of strong discontinuities induced by strain-softening in rate independence inelastic solids. **Computational Mechanics**, v. 12, 1993.

SOUZA, L. S. DE, SGARBI, G. N. C., Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. **Boletín de Geología**, v. 41, p. 175-195, 2019.

SPOONER, V. E.; GEIGER, S.; ARNOLD, D. Flow diagnostics for naturally fractured reservoirs. In: **SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition**, Copenhagen: Society of Petroleum Engineers, 2018.

TAO, Q. **Numerical modeling of fracture permeability change in naturally fractured reservoirs using a fully coupled displacement discontinuity method**. Tesis (Doctoral) -. Texas A&M University: Texas, 2010.

TEIXEIRA, J. C., **p3MatPac**: Pre- and Post-Processing MATLAB package. Recife: [s.n.], v. 2, 2017. Disponível em: <https://bitbucket.org/jontateixeira/p3matpac>. Acesso em: 20 nov. 2017.

TERRA, J. G. S. et al. Classificações clássicas de rochas carbonáticas. **Boletim de Geociências Petrobras**, v.18, p. 9–29, 2010.

TERZAGHI, K. **Theoretical soil mechanics**. New York: Wiley, 1943.

TETGEN, **A Quality Tetrahedral Mesh Generator and 3D Delaunay Triangulator**: Manual do usuário. Versão 1.5., 2013.

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**. Alberta-Canada: Society of Petroleum Engineers, 2005.

TRAN, D.; SETTARI, A.; NGHIEM, L. New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. In: **SPE/ISRM Rock Mechanics Conference**, Irving, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002.

TWISS, R. J.; MOORES, E. M. **Structural geology**. New York: W.H. Freeman and Co., 2007.

VALDEZ, A.; MOREL, S; MARACHE, A.; HINOJOSA, M.; RISS, J. Influence of fracture roughness and micro-fracturing on the mechanical response of rock joints: a discrete element approach. **International Journal of Fracture**, v. 213, p. 87–105, 2018.

VALE, B. T. do, **Implementação do modelo de fratura discreta na simulação de reservatórios naturalmente fraturados utilizando o método de volumes finitos baseado em elementos (EBFVM)**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2014.

YAQUETTO, R. N. P. **Avaliação de esquemas de acoplamento na simulação de reservatórios de petróleo**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2011.

WANG, L, Yang , S., Meng, Z., Chen, Y., Qian , K., Han, W., Danfeng, W. Time-dependent shape factors for fractured reservoir simulation: effect of stress sensitivity in matrix system. **Journal of Petroleum Science and Engineering** v. 163, p. 556–569, 2018.

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

ZHANG, Q-H. (2015). Finite element generation of arbitrary 3-D fracture networks for flow analysis in complicated discrete fracture networks. **Journal of Hydrology** v. 529, p. 890–908, 2015.

ZHANG, Z. **Hydromechanical behavior and nonlinear flow characteristics of rock fractures**. Tesis (Doctoral) - School of Civil, Mining and Environmental Engineering, University of Wollongong, 2013.

ZHANG, Z., NEMCIK, J. Fluid Flow Regimes and Nonlinear Flow Characteristics in Deformable Rock Fractures. **Journal of Hydrology**, v. 477, p. 139-151, 2013.

ZHANG, L. & EINSTEIN, H. H. The Planar Shape of Rock Joints. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 43, p. 55-68, 2009.

ZHAO, Z., LI, B. JIANG, Y., Effects of Fracture Surface Roughness on Macroscopic Fluid Flow and Solute Transport in Fracture Networks. **Rock Mech Rock Engineering**, v. 47 p. 2279–2286, 2014.

ZIENKIEWICZ, O. C.; TAYLOR, R. L. **The Finite Element Method**. ed. London: Mc Graw-Hill International Editions, v. 1, 1989.

ZIMMERMAN, R., MAIN, I., **Hydromechanical Behavior of Fractured Rocks**. *International Geophysics*, v. 89, p. 363-421. 2004.