



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



AURA MARIA ZULETA GÓMEZ

**MODELAGEM DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E FECHAMENTO DE
FRATURAS POR DEPLEÇÃO EM MEIOS NATURALMENTE FRATURADOS VIA
MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES
INCORPORADAS**

Recife

2017

AURA MARIA ZULETA GÓMEZ

**MODELAGEM DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E FECHAMENTO DE
FRATURAS POR DEPLEÇÃO EM MEIOS NATURALMENTE FRATURADOS VIA
MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES
INCORPORADAS**

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de Pós-graduação em engenharia civil da Universidade Federal de Pernambuco como parte integrante dos requisitos necessários a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

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

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães

Coorientador: Prof. Dr. Osvaldo Luís Manzoli

Recife

2017

Catálogo na fonte

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

G633m

Gómez, Aura Maria Zuleta.

Modelagem do fraturamento hidráulico e fechamento de fraturas por depleção em meios naturalmente fraturados via método dos elementos finitos com descontinuidades incorporadas / Aura Maria Zuleta Gómez. - 2017.

92 folhas, il., tab., simb.

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

Coorientador: Prof. Dr. Osvaldo Luís Manzoli.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2017.

Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Reservatórios naturalmente fraturados. 3. Depleção. 4. Fechamento de fraturas. 5. Elementos embebidos. 6. Pseudoacoplamento. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento (Orientador). II. Manzoli, Osvaldo Luís (Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2018-154



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

A comissão examinadora da Defesa de Dissertação de Mestrado

**MODELAGEM DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E FECHAMENTO DE
FRATURAS POR DEPLEÇÃO EM MEIOS NATURALMENTE FRATURADOS VIA
MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES INCORPORADAS**

defendida por

Aura Maria Zuleta Gómez

Considera o candidato APROVADA

Recife, 31 de agosto de 2017

Prof. Dr Leonardo José do Nascimento Guimarães – Orientador - UFPE
Prof. Dr. Osvaldo Luís Manzoli – Coorientador - UNESP

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Osvaldo Luís Manzoli - UNESP
(coorientador)

Dr.^a Flávia de Oliveira Lima Falcão – PETROBRAS
(examinadora externa)

Prof.^a Dr.^a Leila Brunet de Sá Beserra – UFPE
(examinadora interna)

Dedico este trabalho aos meus pais, Gloria y Rodrigo pelo amor e confiança que tem depositado em mim ao longo desses anos de estudo. Pela sua luta, suporte e esforço em meu crescimento moral e intelectual.

AGRADECIMIENTOS

Agradeço a Deus pelos resultados obtidos nestes anos de estudos, pelos maravilhosos dias que me deixa viver e pelas pessoas, que pela sua graça, conheci. Só Deus sabe as coisas que faz, mas ainda me deu tempo de conhecer a minha grande inspiração, a mulher que me deu as melhores ideias para viver, meu exemplo de vida, Dinelly.

Aos meus pais Gloria e Rodrigo e aos meus irmãos Zulma, Rodrigo e Samuel pelos milhares de horas que suportaram as minhas ligações para não me deixar sentir solidão neste país. Obrigada irmã por ser sempre a mulher que me diz ‘tú eres nuestra inspiración’ ou ‘esas cosas no te pueden desanimar’, cada palavra sua me faz mais forte.

Kewin meu amigo da graduação. O homem que depois de muitos anos ainda me acompanha neste caminho de aprendizagem. Para você dedico minha admiração, pois sem se importar com as situações sempre está pronto para me escutar, suportar e aconselhar. Agradeço-te pela compreensão e amizade, pelas horas de amor e carinho que compartilhas comigo nesta jornada de estudo. Pelos sorrisos que mim trazes nas horas difíceis, pela companhia e o tempo ao meu lado.

Linn, hoje só gratidão com você que sempre acreditou em mim, me deu lições de confiança e incentivou o meu amor próprio. Lina Galvis, uma tia da vida. Ela me entendeu e acompanhou em todo o caminho, suas palavras lindas sempre mim confortaram. Nesses dois anos longe de casa, dela recebi abraços e beijos virtuais que encheram minha alma de alegria.

Aos professores Leonardo Guimarães e Osvaldo Manzoli, meus orientadores, meus guias ensinaram-me a gostar da pesquisa, pela oportunidade de estar no LMCG, pelo conhecimento transmitido, pela ajuda na resolução das dificuldades e pela paciência. Ao Professor Abel Naranjo por ter acreditado em minha capacidade, por tudo quanto aprendi dele na graduação, pelas palavras de apoio.

Ao Grupo LMCG, especialmente Leila e Marcela, agradeço pela paciência com que me ensinaram a usar o software CODE BRIGHT. A Jonathan, ainda que me chamasse de wonderland, agradeço pelo desenvolvimento no uso de ferramentas que facilitaram a resolução dos casos. Não posso deixar de mencionar a Rose e Priscila, elas sempre estiveram prontas a ajudar, mesmo sem eu saber falar uma palavra em português elas tentavam me entender e resolviam meus problemas.

À PETROBRAS, a CAPES, a Fundação CMG e a Equion Energia pelo suporte econômico e ajuda na obtenção de informação para a realização desta pesquisa.

RESUMO

Atualmente na indústria do petróleo vem-se desenvolvendo tecnologias que possibilitam explorar os reservatórios não-convencionais de óleo e gás. Geralmente os reservatórios não-convencionais apresentam-se naturalmente fraturados, dificultando as tarefas de caracterização dos mesmos. É comum que a matriz dos reservatórios de hidrocarbonetos tenha permeabilidades baixas, na escala de micro e nanoDarcy, sendo assim necessário gerar uma permeabilidade artificial; um dos métodos adotados para melhorar a permeabilidade é o fraturamento hidráulico, uma técnica que tem ajudado a aumentar a produção de óleo e gás para suprir as necessidades energéticas do mundo. As fraturas pré-existentes nos reservatórios podem ou não contribuir na permeabilidade, sendo que em alguns casos se comportam como canais de fluxo e em outros como barreiras. Existem reservatórios que foram fraturados hidráulicamente a fim de ser comercialmente explorados. Em alguns casos, o objetivo da fratura hidráulica é aproveitar as fraturas naturais existentes, assim que a fratura induzida se comporta como um canal que conecta as pré-existentes, fazendo do reservatório um sistema de canais interconectados que melhoram o fluxo de fluidos da formação até o poço. O Brasil tem reservatórios naturalmente fraturados com potenciais de produção elevados. Em algumas regiões do país é possível encontrar afloramentos análogos que permitem estudar e caracterizar esse tipo de reservatórios por meio de simulações numéricas ou ensaios de laboratório em testemunhos da rocha. A presente dissertação usa o método de descontinuidades embebidas em elementos finitos, permitindo introduzir as fraturas nos elementos regulares da malha, para simular um caso de fraturamento hidráulico com o fim de avaliar o comportamento da fratura induzida como função da completação e estimulação do poço e da comunicação das fraturas naturais presentes no reservatório. Além disso, também foi simulado um processo de depleção em um reservatório naturalmente fraturado com a intenção de estudar o comportamento das suas fraturas naturais. A técnica foi desenvolvida para facilitar análise de meios fraturados com a utilização de teoria de dano. Alguns dos casos dispõem de informação experimental ou medidas do reservatório que permitem fazer uma abordagem do estudo de forma acoplada e com os resultados deste acoplamento podem-se gerar tabelas que possam ser usadas em estratégias de simulação de fluxo com pseudoacoplamento. O modelo de fechamento usado reproduz adequadamente o comportamento das fraturas sob compressão presentes no reservatório, e a técnica de descontinuidades incorporadas permite simular o comportamento da rede de fraturas.

Palavras-chave: Reservatórios naturalmente fraturados. Depleção. Fechamento de fraturas. Elementos embebidos. Pseudoacoplamento.

ABSTRACT

Currently, in the oil industry, technologies have been developed to study unconventional oil and gas reservoirs. In general, unconventional reservoirs are naturally fractured, making their characterization difficult. It is common for these hydrocarbon sources to have low permeabilities, on the micro and nanoDarcy scale, so it is necessary to generate an artificial permeability; the method chosen to improve permeability is hydraulic fracturing, a controversial technique that has helped to develop oil and gas production supplying the world's energy needs. Pre-existing fractures in reservoirs may or not contribute to permeability, in some cases behaving as flow channels and in others as barriers. There are reservoirs that have been hydraulically fractured to be commercially exploited. In some cases, the objective of the hydraulic fracture is to take advantage of existing natural fractures, so the induced fracture behaves like a channel that connects the pre-existing ones, making the reservoir a system of interconnected channels that improve the fluid flow from the formation to the well. In the world, it is widely known that Brazil has naturally fractured reservoirs with high production potentials. In some regions of the country it is possible to find similar outcrops that allow to study and characterize this type of deposits by numerical simulations or laboratory tests in rock cores. The present dissertation uses the method of embedded discontinuities in finite elements, allowing the introduction of fractures in the regular elements of the mesh, to simulate a case of hydraulic fracturing in order to evaluate the behavior of the fracture induced as a function of well completion and of the natural fractures present in the reservoir. In addition, a depletion process was also simulated in a naturally fractured reservoir with the intention of studying the behavior of its natural fractures. The technique was developed to make and facilitate the analysis of fractured media with the use of damage theory. Some of the cases have experimental information or reservoir measurements that allow to performance a study of coupled way and with the results of this coupling generate tables that can be used in couplings of the pseudocoupled type. The fracture closure model adequately reproduces the behavior of fractures present in the reservoir, and the technique of embedded discontinuities allows predicting the behavior and geometry of induced fractures.

Keywords: Naturally fractured reservoirs. Depletion. Fracture closure. Embedded elements. Pseudocoupling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Demanda primaria de energia	21
Figura 2 - Demanda de fontes primárias de energia	22
Figura 3 - Projeção da demanda de hidrocarbonetos	22
Figura 4 - Bacias com potencial de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais	23
Figura 5 – Classificação de reservatórios pela permeabilidade	24
Figura 6 – Classificação de reservatórios pela viscosidade dos fluidos e a permeabilidade da rocha	24
Figura 7 - Reservatório de carbonato. (a) naturalmente fraturado. (b) fraturas artificiais	25
Figura 8 – Pré-sal: (a) localização. (b) Estratificação comum de reservatórios com domos de sal	26
Figura 9 – Tipo de seção vertical no pré-sal.....	27
Figura 10 - Fraturamento hidráulico em rochas pouco porosas e de baixa permeabilidade	28
Figura 11 - Etapas do fraturamento hidráulico.....	29
Figura 12 - Problema de fechamento com a tensão normal	30
Figura 13 - Curva tensão normal versus fechamento para o modelo constitutivo de Barton-Bandis.....	31
Figura 14 – Modelo de placas paralelas	31
Figura 15 - Curva típica de multiplicadores em função da poro-pressão	33
Figura 16 – Algoritmo de pseudoacoplamento	33
Figura 17 -Descontinuidade incorporada em um meio contínuo	36
Figura 18 - Decomposição do campo de deslocamentos.....	37
Figura 19 – Seção transversal de uma amostra.	41
Figura 20 - Elemento unidimensional submetido a um carregamento uniaxial F	41
Figura 21 - Curva tensão-deformação, evolução da variável de dano.....	43
Figura 22 - Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade embebida.....	43
Figura 23 - Algoritmo IMPLEX de integração de tensões para o regime de tração.....	50
Figura 24 -Decomposição do campo de pressão	52
Figura 25 – Geometria e estado de tensões iniciais, problema hidromecânico.....	56

Figura 26 – (a) desenho do poço. (b) Angulo de inclinação do canhoneio.....	57
Figura 27 – Condições de contorno mecânicas problema hidromecânico	58
Figura 28 - Fraturas naturais embebidas em uma malha de elementos finitos.....	58
Figura 29 – Evolução dos deslocamentos em x e y durante a simulação em caso sem fraturas naturais e ângulo de canhoneio 0°. (a) deslocamentos em x. (b) deslocamentos em y	59
Figura 30 - Evolução dos deslocamentos em x e y durante a simulação em reservatório com fraturas naturais e ângulo de canhoneio 0°. (a) deslocamentos em x. (b) deslocamentos em y	59
Figura 31 – Propagação da fratura em poço aberto e diferentes angulos de canhoneio. As ilustrações da esquerda consideram o reservatorio sem presença de fraturas, já as ilustrações da direita são do reservatorio com fraturas pre-existentes. (a) ângulo de canhoneio 0°. (b) ângulo de canhoneio 30°. (c) ângulo de canhoneio 60°. (d) ângulo de canhoneio 80°.....	60
Figura 32 - Evolução de vetores de tensão. (a) tensor de tensões equilibrado depois da escavação do poço. (b) tensor de tensão na etapa de injeção de fluido de fraturamento.	60
Figura 33 - Evolução da pressão de fluido. Casos com canhoneio 0°.....	62
Figura 34 - Evolução da pressão de fluido. Casos com canhoneio 30°	62
Figura 35 - Evolução da pressão em casos onde o reservatório foi considerado sem fraturas naturais	63
Figura 36 - Evolução da pressão em casos onde o reservatório foi considerado naturalmente fraturado	63
Figura 37 - Célula usada para verificar o modelo de fechamento de fraturas: (a) Dimensões da célula. (b) Fratura embebida em malha de elementos finitos. (c) Condições de contorno mecânicas regime compressivo. (d) condições de contorno mecânicas regime de tração	65
Figura 38 - Deslocamento na borda superior (condição de contorno mecânica).....	66
Figura 39- Malha deformada a diferentes tempos da simulação. (a) t=0 s, início da simulação. (b) t=10000 s, correspondente ao valor de máxima compressão usado na simulação. (c) t=14000 s, mínimo valor de tensão usado na simulação. (d) t=16000 s, final da simulação.....	67
Figura 40- Variação da permeabilidade vertical segundo o regime ao qual é submetida a amostra	68

Figura 41 - Evolução da abertura da fratura no tempo segundo o regime ao qual é submetida a amostra	68
Figura 42 - Variação da tensão vertical no tempo segundo o regime ao qual é submetida a amostra	68
Figura 43 - Comparação fechamento da fratura embebida: resposta numérica e teórica usando o modelo de fechamento de Braton-Bandis.....	69
Figura 44 – Modelo com uma única fratura: (a) Dimensões de seção do pré-sal. (b) : malha de elementos finitos com fratura embebida e condição inicial de tensão. (c) Ampliação da malha na zona da fratura	70
Figura 45 – Recorte de um modelo geológico de reservatório fraturado: (a) modelo com 12000 fraturas. (b) bloco 3D escolhido para representar uma célula do modelo do reservatório	70
Figura 46 - Condições de contorno: (a) Tensão efetiva e condições de contorno mecânicas. (b) Condição de contorno hidráulica para obter permeabilidade vertical. (c) condição de contorno hidráulica para obter permeabilidade horizontal.....	71
Figura 47- Comparação para tensões efetivas	72
Figura 48 - Deslocamentos na amostra (u_x e u_y). (a) deslocamentos em pressão inicial sobre condições hidráulicas horizontais (b) deslocamentos em pressão inicial sobre condições hidráulicas verticais. (c) deslocamentos em poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas horizontais. (d) deslocamentos em poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas verticais.	72
Figura 49 - Evolução da tensão: (a) pressão inicial sobre condições hidráulicas horizontais (b) pressão inicial sobre condições hidráulicas verticais. (c) poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas horizontais. (d) poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas verticais.	74
Figura 50 - Campo de pressões em diferentes tempos de análises e condições hidráulicas. (a) $t=0.0s$ (b) $t=5.5e8s$ depleção vertical. (c) $t=5.5e8s$ depleção horizontal. $\sigma_v=50$..	75
Figura 51 - Comparação fechamento da fratura embebida, usando o modelo de Barton-Bandis, sob diferentes condições hidráulicas: (a) fechamento da fratura na pressão inicial. (b) fechamento da fratura em poro pressão de 35.0MPa	75
Figura 52 - Evolução da abertura. (a) abertura dos 4 casos estudados. (b) zoom da abertura nos casos com pressão inicial	76
Figura 53 - Evolução da permeabilidade. (a) permeabilidade dos 4 casos estudados. (b) zoom da permeabilidade nos casos com pressão inicial	76

Figura 54 – Efeito do parâmetro B na permeabilidade da fratura.....	77
Figura 55 - Seção do pré-sal com todas as fraturas que cruzam no plano centrado do bloco 3D. (a) Dimensões da seção e numeração das fraturas. (b) Malha de elementos finitos com fraturas embebidas. (c) locação das fraturas	78
Figura 56 - Casos estudados	79
Figura 57 – Evolução da tensão em um reservatório sob depleção.....	80
Figura 58 - Evolução da permeabilidade horizontal nas fraturas naturais do reservatório	80
Figura 59 - Evolução da permeabilidade vertical nas fraturas naturais do reservatório	81
Figura 60 - Evolução da abertura das fraturas naturais do reservatório	81
Figura 61 - Comparação do fechamento de cada fratura embebida com sua resposta teórica, usando o modelo de Barton-Bandis para $\sigma_v' = 50.0\text{MPa}$.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das equações constitutivas do modelo de dano a tração	44
Tabela 2 - Combinação de cenários.....	57
Tabela 3 - convenções para todos os gráficos de pressão de fluido	61
Tabela 4 - Propriedades do material da rocha. Célula de verificação	64
Tabela 5 – Informação dos regimes de carregamento aos quais é submetida a amostra.....	65
Tabela 6 - Propriedades do material e condições do reservatório. Pré-sal	71
Tabela 7 – Informação fornecida de cada fratura	78

LISTA DE SIMBOLOS

Alfabeto Latino

A	Área
a	abertura
B	Parâmetro experimental de atualização da permeabilidade
b	Vetor de forças de corpo
C	Matriz constitutiva elástica do material
d	Variável de dano
E	Módulo de Young
F	Vetor de forças internas
h	Largura de banda da descontinuidade
j	Fechamento
K	Tensor de permeabilidade
K _{ni}	Rigidez inicial da fratura
l	Tamanho do elemento
M	Matriz de componentes unitárias normal ao elemento
N	Matriz de componentes unitárias normal á descontinuidade
n	Normal
p	Pressão
q	Fluxo Darcy
S	Descontinuidade
t	Vetor de tensões
t	Vetor direção da descontinuidade
u	Campo de deslocamento
V _m	Fechamento máximo da fratura

Alfabeto Grego

α	Coefficiente de Biot
ϵ	Deformação total
ϕ	Porosidade
μ	Viscosidade dinâmica
ν	Coefficiente de Poisson
ρ	Massa específica
σ	Campo de Tensões
Σ	Lei constitutiva
Ω	Domínio

Índices

0	Momento inicial
f	fluido
i	Inicial
v	Volumétrica
e	Elemento
D	danificado

Abreviação e acrônimos

int	interna
-----	---------

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Considerações iniciais.....	16
1.2	Importância do estudo	16
1.3	Objetivos.....	18
1.3.1	Objetivo geral	18
1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	Organização da dissertação	19
2	REVISÃO DA LITERATURA	21
2.1	Reservatórios não convencionais.....	23
2.2	Reservatórios naturalmente fraturados	25
2.3	Pré-sal Brasileiro	26
2.4	Fraturamento hidráulico	27
2.5	Fechamento de fraturas	29
2.6	Pseudoacoplamento	32
3	FORMULAÇÃO NUMÉRICA	35
3.1	Elementos finitos com descontinuidades incorporadas.....	36
3.1.1	Decomposição do campo de deslocamentos	36
3.1.2	Campo de deformações	37
3.1.2.1	<i>Deformação na parte contínua</i>	<i>37</i>
3.1.2.2	<i>Deformação na descontinuidade</i>	<i>38</i>
3.1.3	Campo de tensões	38
3.1.4	Continuidade das tensões	39
3.1.5	Vector de forças internas e matriz de rigidez do elemento.....	39
3.2	Modelo constitutivo de dano	40
3.2.1	Modelo de dano à tração.....	43

3.2.2	Problema de fechamento de fraturas	44
3.2.3	Modelo de dano à compressão	45
3.2.4	Estado inicial de deformações	46
3.2.5	Atualização da permeabilidade na fratura	49
3.2.6	Algoritmo de integração	50
3.3	Fluxo em meios porosos	51
3.3.1	conservação de massa para a fase fluida	51
3.3.2	Decomposição do campo de pressão	51
3.3.3	Acoplamento hidromecânico	53
3.3.4	Princípio de tensões efetivas.....	53
3.3.5	Fluxo monofásico	53
3.3.6	Conservação da massa do fluido	54
4	EXEMPLO FRATURAMENTO HIDRÁULICO	56
4.1	Exemplo de reservatórios naturalmente fraturados	56
5	EXEMPLOS FECHAMENTO DE FRATURA.....	64
5.1	Verificação em casos com única fratura.....	64
5.1.1	Experimento numérico para verificar o modelo de fechamento.....	64
5.1.2	Exemplo de depleção com fratura inclinada.....	69
5.1.3	Análise de sensibilidade	77
5.2	Exemplo com múltiplos fraturas	77
5.2.1	Reservatório naturalmente fraturado	77
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	85
6.1	Conclusões	85
6.2	Trabalhos futuros	86
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

No mundo atual as necessidades do consumo energético são cada vez maiores, fazendo com que se necessite de fontes de energia cada vez mais abundantes. Como em nossa matriz energética as fontes de energia dos hidrocarbonetos ainda são as principais e suas formas convencionais de extração estão se esgotando, a corrida pelos reservatórios de hidrocarbonetos não convencionais vem se tornando um ponto estratégico de estudo (JAHANBANI; AGUILERA, 2013). São considerados não convencionais todos aqueles reservatórios com baixas permeabilidades, fluidos de altas viscosidades e todos aqueles casos onde sua exploração representa um desafio para a indústria petrolífera (CANDER, 2012).

O tema central de estudo desta dissertação são os reservatórios de petróleo naturalmente fraturados. São realizados estudos de simulação do fraturamento hidráulico em meios naturalmente fraturados, tais como os reservatórios não convencionais, onde é preciso utilizar técnicas de fraturamento hidráulico para viabilizar a extração dos hidrocarbonetos. Também são realizados estudos de depleção e injeção (abaixo da pressão de fratura) em reservatórios naturalmente fraturados, onde a variação de pressão imposta no reservatório pode abrir ou fechar as fraturas naturais impactando no regime de fluxo de fluidos do reservatório.

1.2 Importância do estudo

Um dos objetivos desta dissertação é o desenvolvimento de modelos de elementos finitos para simulações hidromecânicas acopladas com grande nível de detalhamento na representação do meio fraturado, onde podem ser impostas condições de pressurização das diferentes regiões do reservatório. A variação de pressão no domínio causará abertura (injeção) e fechamento (depleção) das fraturas e deformação da rocha matriz, como se verá nos exemplos a serem apresentados nesta dissertação.

Este tipo de análise, com modelos hidromecânicos de alto nível de detalhamento do meio fraturado, pode ser usado na obtenção das alterações globais de permeabilidades (vertical e horizontal) e porosidade do sistema rocha-fratura, em função da pressão imposta, viabilizando as simulações de reservatório naturalmente fraturados, via técnica de pseudoacoplamento, disponível em simuladores comerciais.

Também estuda-se o problema de fraturamento hidráulico em meios naturalmente fraturados. Neste caso o aspecto mais relevante do ponto de vista de simulação numérica são as interações entre a fratura hidráulica e as fraturas naturais sob diferentes configurações de poço. Este problema é aplicável tanto aos reservatórios do pré-sal brasileiro (carbonatos fraturados), como aos reservatórios não convencionais.

Atualmente o desenvolvimento de tecnologias para estudar os reservatórios não convencionais estão em crescimento progressivo. Existem diversos reservatórios não convencionais, mas basicamente existem três tipos de gás não convencional, sendo elas: *Tight Gas Sands* (gás de areias compactas); *Shale Gas* (gás de folhelho) e *Coal Bed Methane* (metano de leito de carvão) (BARNEDA, 2012; LI et al., 2015).

Dos três tipos apresentados o *Shale Gas*, ou gás de folhelho, é o mais complicado e mais caro para desenvolver, porém reservas deste tipo têm sido as principais responsáveis pelo atual cenário encontrado nos Estados Unidos, onde o desenvolvimento dos campos de *shale gas e shale oil* são uma realidade (BARNEDA, 2012). Nos Estados Unidos o sucesso petrolífero destes tipos de reservatórios não convencionais foi causado pelo aprimoramento da técnica de fraturamento hidráulico; a técnica foi a responsável pela viabilização econômica dos campos.

Estes tipos de reservatórios comumente apresentam fraturas naturais, assim como alguns reservatórios convencionais de petróleo. As fraturas naturais, dependendo do processo pelo qual foram criadas, apresentam características e composições diferentes, cujas características podem ou não contribuir na permeabilidade do reservatório. As condições de preenchimento das fraturas fazem com que em alguns casos se comportem como canais de fluxo e em outros como barreiras do mesmo (KHELIFA; ZEDDOURI; DJABES, 2014; WALTON; MCLENNAN, 2013).

Há o caso dos reservatórios não convencionais de gás, por exemplo, que têm que ser fraturados hidráulicamente e estimulados para produzir comercialmente. A presença das fraturas induzidas ao reservatório dão a possibilidade de gerar uma rede de fraturas onde

estejam inclusas as fraturas pré-existentes. A criação da rede de fraturas é o motivo pelo qual o fraturamento hidráulico tem apresentado um desenvolvimento bastante significativo nos últimos anos. Os principais estudos sobre o tema compreendem os mecanismos, busca de métodos através dos quais seja possível prever a geometria da fratura induzida, quantificação do fluido necessário e a pressão de injeção (GALE; REED; HOLDER, 2007).

No Brasil, no ano 2013, ocorreram licitações como uma das ações para aumentar o conhecimento dos recursos petrolíferos não convencionais e assim incrementar as reservas e produção de gás natural. Os blocos selecionados para os estudos estão em bacias terrestres. O estudo deu com resultado indícios de recursos não convencionais nas Bacias do Parnaíba, Parecis, Amazonas, Paraná e Recôncavo (COMITÊ TEMÁTICO DE MEIO AMBIENTE, 2016; VICTOR, 2014).

A simulação numérica de fluxo de fluidos em rochas naturalmente fraturadas tem sido uma ferramenta largamente empregada para a previsão do comportamento do fraturamento hidráulico nestes reservatórios. Uma forma de se estudar este tipo de problema é através de afloramentos/análogos de reservatórios, obtendo-se a descrição da rocha fraturada (fraturas naturais/pré-existentes) por simulações numéricas confrontando com os ensaios de campo e/ou laboratório em testemunhos da rocha e do material de preenchimento das fraturas e falhas.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Usar uma metodologia para simular numericamente o problema de fraturamento hidráulico e fechamento de fraturas em reservatórios de baixa permeabilidade pelo método dos elementos finitos, usando a aproximação contínua de descontinuidades fortes. Além de integrar no simulador *in-house* CODE_BRIGHT uma aproximação com a qual é possível estimar o fechamento das fraturas naturais gerado pela depleção do reservatório. As novas implementações incorporam o efeito das descontinuidades no fluxo em meios porosos.

1.3.2 Objetivos específicos

- Desenvolver e melhorar ferramentas computacionais as quais permitam simulações numéricas em reservatórios naturalmente fraturados usando descontinuidades fortes incorporadas em elementos finitos.
- Simular problemas de fluxo em reservatórios naturalmente fraturados analisando a interação rocha-fraturas-fluido.
- Validar, quando for possível, as respostas numéricas obtidas com o CODE_BRIGHT com soluções analíticas.
- Analisar uma seção de um sistema de fraturas naturais discretas selecionada de um modelo geológico de um reservatório carbonático real.
- Usar leis de atualização de porosidade e permeabilidade no CODE_BRIGHT que correspondam com informação real obtida de dados experimentais com amostras do reservatório.

1.4 Organização da dissertação

Esta dissertação tem duas temáticas principais, o fraturamento hidráulico e o fechamento de fraturas pelo processo de depleção dos reservatórios, porém o primeiro passo é apresentar conceitos envolvidos, depois verificar os métodos usados nos casos de exemplificação e finalmente aplicar os modelos escolhidos em reservatórios naturalmente fraturados.

A dissertação, além do capítulo introdutório, conta com mais seis capítulos. No capítulo introdutório foram apresentadas informações gerais da dissertação.

Capítulo dois: informação obtida de literatura sobre reservatórios não convencionais e fraturas, além da importância para fins acadêmicos e tecnológicos do desenvolvimento da mesma.

Capítulo três: Conceitos e considerações dos modelos constitutivos e modelo de dano à tração, descrição do algoritmo IMPLEX usado na atualização automática dos passos do tempo.

Capítulos quatro e cinco: estão focados nos exemplos numéricos analisados para avaliar as mudanças e atualizações que complementaram o código. O capítulo três está desenvolvido para exemplificar o fraturamento hidráulico nos reservatórios, já o capítulo quatro inclui exemplos nos quais o objetivo é estudar o fechamento de fraturas naturais pré-existentes nos reservatórios de hidrocarbonetos.

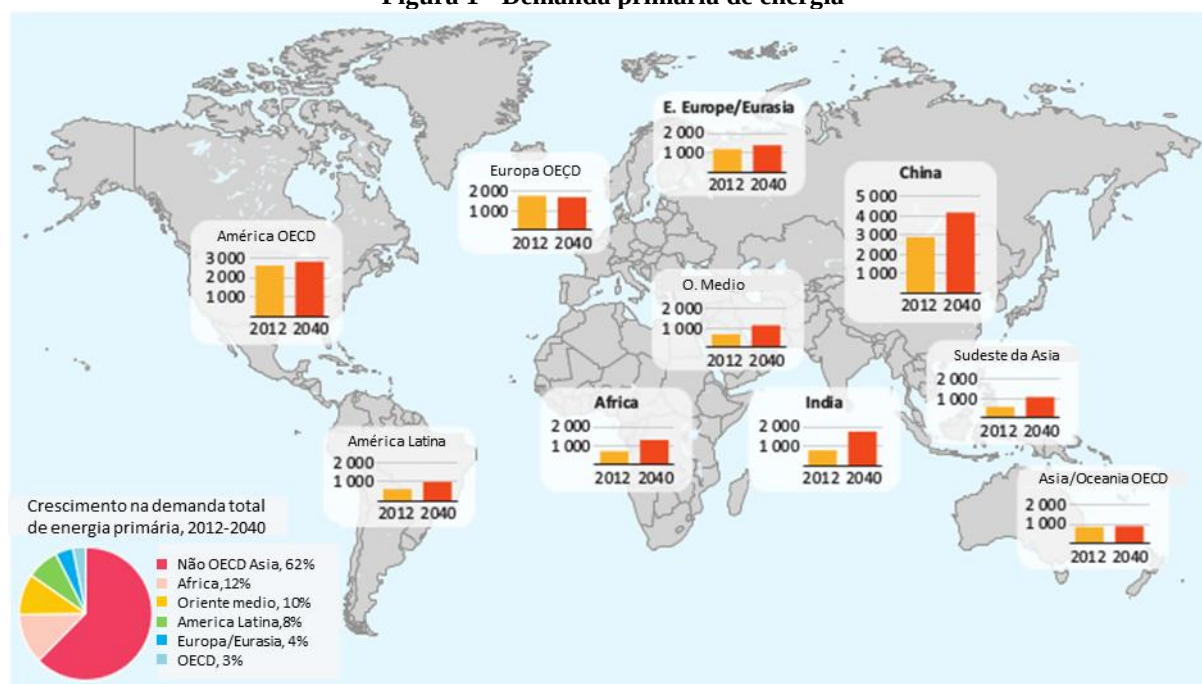
Capítulo seis: conclusões e discussões sobre o trabalho desenvolvido na dissertação, também são feitas sugestões para trabalhos futuros baseados nas dificuldades encontradas durante o desenvolvimento da dissertação.

Capítulo sete: referências usadas no desenvolvimento do trabalho, que podem ser consultadas por quem estiver interessado no tema.

2 REVISÃO DA LITERATURA

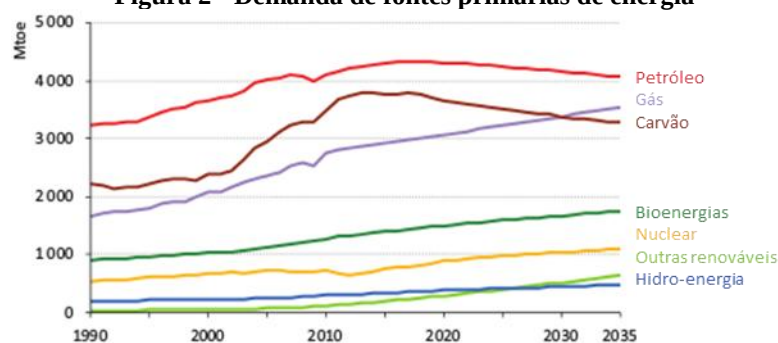
Com a crescente demanda da população, a demanda de fontes de energia também há tido um incremento. Como é apresentado na Figura 1 até o ano 2040, a demanda de energia terá um incremento a nível global.

Figura 1 - Demanda primaria de energia



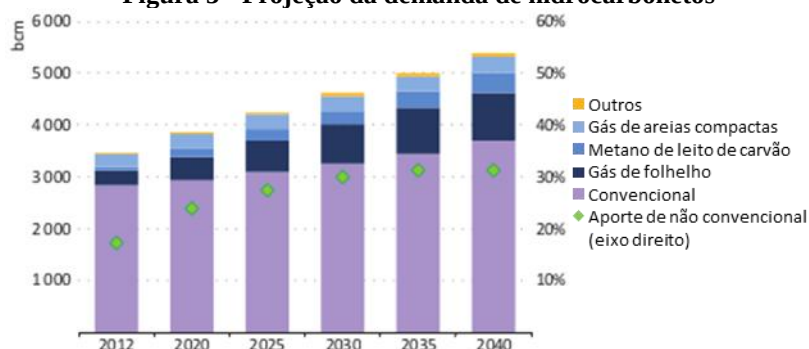
Fonte: Adaptado de IEA, 2014

Segundo as estimativas feitas pela OECD (Organização para a Cooperação Econômica e o Desenvolvimento), as fontes de energia de hidrocarbonetos são e serão, pelo menos nos anos próximos, a principal fonte de energia com que se conta para suprir a demanda energética global. Da Figura 2 é possível concluir que mesmo havendo um decréscimo na demanda de metano de carvão, são o gás e o óleo as fontes com as que se conta para suprir a demanda de energia.

Figura 2 - Demanda de fontes primárias de energia

Fonte: Adaptado de IEA, 2012

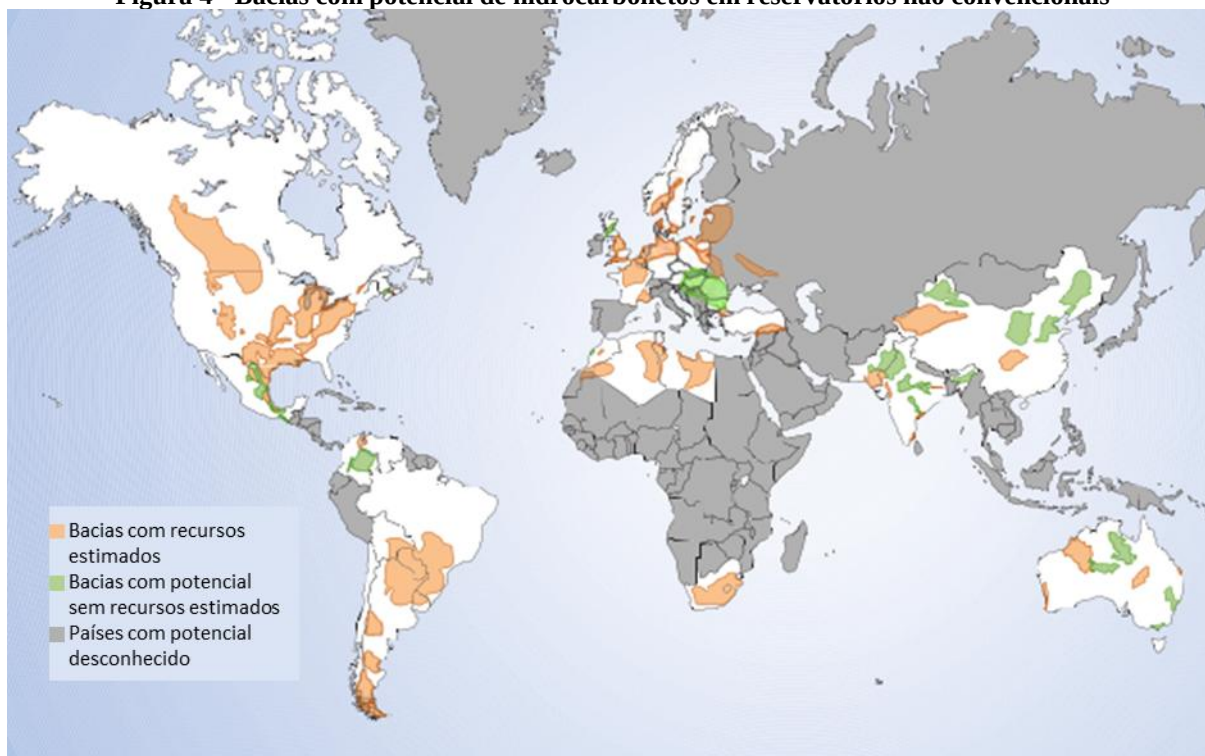
Dentro das fontes primárias de energia é possível destacar a importância dos hidrocarbonetos, mas entre estes também é possível diferenciar a presença nos últimos anos dos reservatórios não convencionais. A Figura 3 apresenta a produção atual e estimada dos reservatórios não convencionais, distinguindo entre as diferentes classificações destes.

Figura 3 - Projeção da demanda de hidrocarbonetos

Fonte: Adaptado de IEA, 2014

É preciso então conhecer os potenciais dos reservatórios não convencionais nas diferentes regiões do mundo e assim poder focar estudos e desenvolvimentos na caracterização e quantificação da área dos reservatórios e estimar as suas reservas. No mapa apresentado na Figura 4 pode-se ver a existência de reservatórios não convencionais em todas as regiões do mundo, sendo que alguns países como Rússia ou os localizados no oriente médio não tem interesse neste tema, posto que suas reservas de reservatórios convencionais ainda podem abastecer a sua própria demanda e contribuir com a economia local pela exportação destes hidrocarbonetos.

Figura 4 - Bacias com potencial de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais



Fonte: Adaptado de BOYER; LEWIS; MILLER, 2011

2.1 Reservatórios não convencionais

Uma definição comumente usada de reservatórios não convencionais é “aqueles reservatórios que tem permeabilidade abaixo de $10^{-16} m^2$ (0.1mD)” (BUST et al., 2012; JAHANBANI; AGUILERA, 2013) como apresentado na Figura 5, mas segundo (CANDER, 2012) é melhor definir os reservatórios não convencionais em função do sistema petrolífero e não só pelas propriedades da rocha. Foi proposta uma classificação dos reservatórios pela relação da viscosidade dos fluidos e a permeabilidade, como mostrado na Figura 6.

Figura 5 – Classificação de reservatórios pela permeabilidade



Fonte: Adaptado de DAWSON ENERGY ADVISORS LTD, 2013

Figura 6 – Classificação de reservatórios pela viscosidade dos fluidos e a permeabilidade da rocha



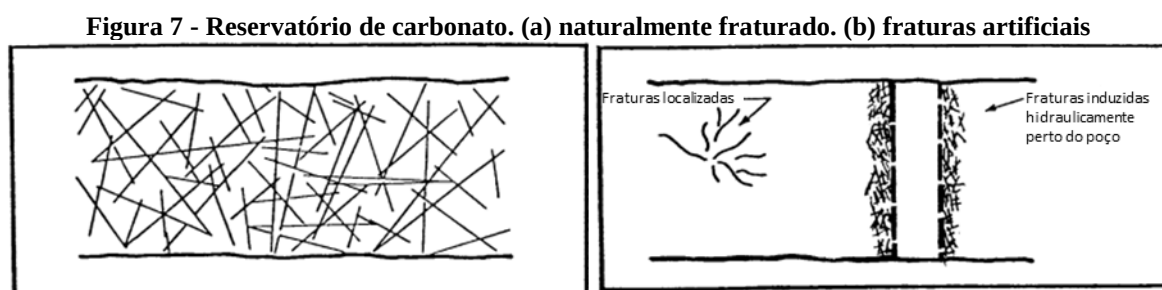
Fonte: Adaptado de CANDER, 2012

Os reservatórios não convencionais são formações bastante complexas, que geralmente tem impossibilitada a produção do gás ou óleo em condições economicamente viáveis através de processos convencionais, sendo necessário o uso de técnicas avançadas de estimulação, como a de fraturamento hidráulico para viabilizar a exploração.

2.2 Reservatórios naturalmente fraturados

Reservatórios naturalmente fraturados são complexos. É preciso ter a maior quantidade de informação sobre as fraturas e assim poder fazer uma estimativa efetiva do reservatório (NELSON, 2001).

Um dos objetivos desta dissertação é estudar os reservatórios carbonáticos. Um reservatório carbonático só pode ser considerado fraturado (Figura 7 (a)) se há uma rede contínua de fraturas naturais em toda a extensão do reservatório; as fraturas geradas pelo fraturamento hidráulico (Figura 7 (b)), ainda que sendo de alta densidade, estão localizadas em um ponto específico do reservatório (perto da zona de influência). A queda de pressão em reservatórios naturalmente fraturados, se está produzindo abaixo da pressão de bolha (originalmente o petróleo tem gás em solução, o ponto da pressão no qual o gás começa a sair da solução é conhecido como pressão de bolha), é baixa se comparado com um reservatório nas mesmas condições sem presença de fraturas. A explicação desse comportamento é a segregação de gás nas fraturas, gerando um efeito de conservação da pressão. Para gerar quedas iguais, em reservatórios fraturados e não fraturados, o reservatório não fraturado tem que ter injeção do gás produzido (GOLF-RACHT, 1996).



Fonte: GOLF-RACHT, 1996

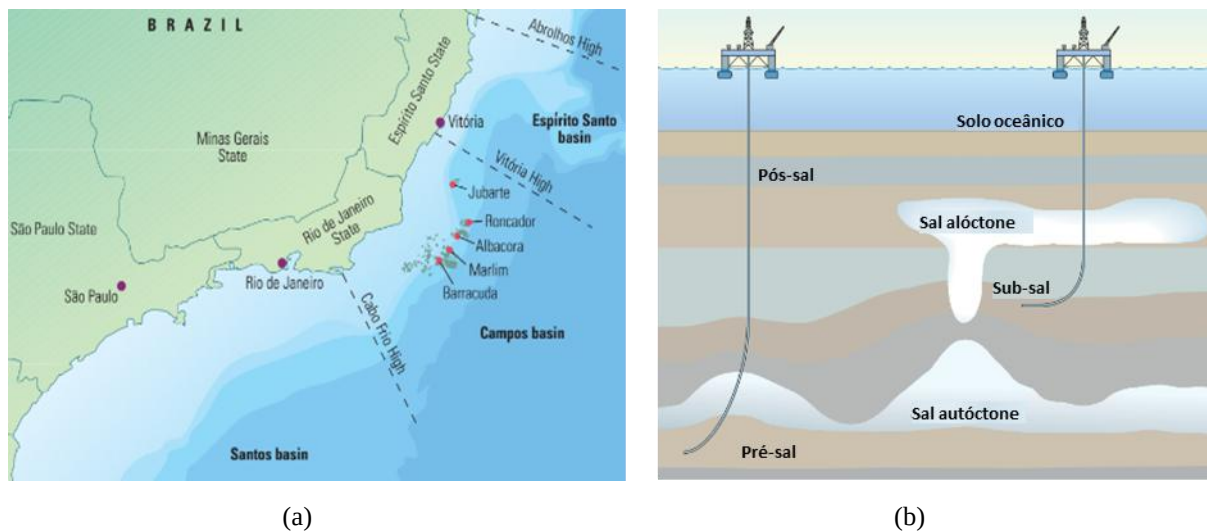
Formações de carbonatos são sensíveis a produção, podendo apresentar deformação e mudança de tensões. Deste tipo de reservatórios, um dos casos mais conhecidos, é o de Ekofisk, no mar do Norte. O reservatório depois de 20 anos de produção teve uma diminuição na poro pressão que ocasionou o colapso da formação resultando na subsidência no fundo do mar em 4 metros (TEUFEL; RHETT; FARRELL, 1991). Outra possível consequência da produção de hidrocarbonetos, além do colapso da formação, é o fechamento das fraturas pré-existentes pela depleção gerada (LAI; WOODWARD; EXXONMOBIL, 2014; VEGA, 2012).

2.3 Pré-sal Brasileiro

A descoberta do pré-sal gera interesse na comunidade de pesquisadores na área das geociências, posto que os reservatórios de carbonatos formados em ambientes lacustres () ainda têm muita informação para ser estudada (ambiente deposicional, processo de diagêneses). Reservatórios carbonáticos exibem porosidades iniciais variáveis, as redes de falhas e fraturas fornecem caminhos para os fluidos que promovem processos digenéticos, especialmente a dissolução, o que melhora a porosidade do reservatório através de conexões das redes de vugs (BEASLEY et al., 2010; HOU et al., 2016).

O pré-sal é formado por um carbonato densamente fraturado *offshore* localizado nas bacias de Santos, Espírito Santo e Campos, aproximadamente a 300.0 quilômetros da costa do estado de Rio de Janeiro (Figura 8(a))(BYBEE, 2009). Os poços do pré-sal são perfurados através de formações de sal que ainda estão em o lugar onde foram depositadas inicialmente, formações autóctones. Pela estratificação (Figura 8(b)) as camadas de sal têm forças ativas que promovem deslocamentos, os revestimentos podem ficar presos nas camadas de sal.

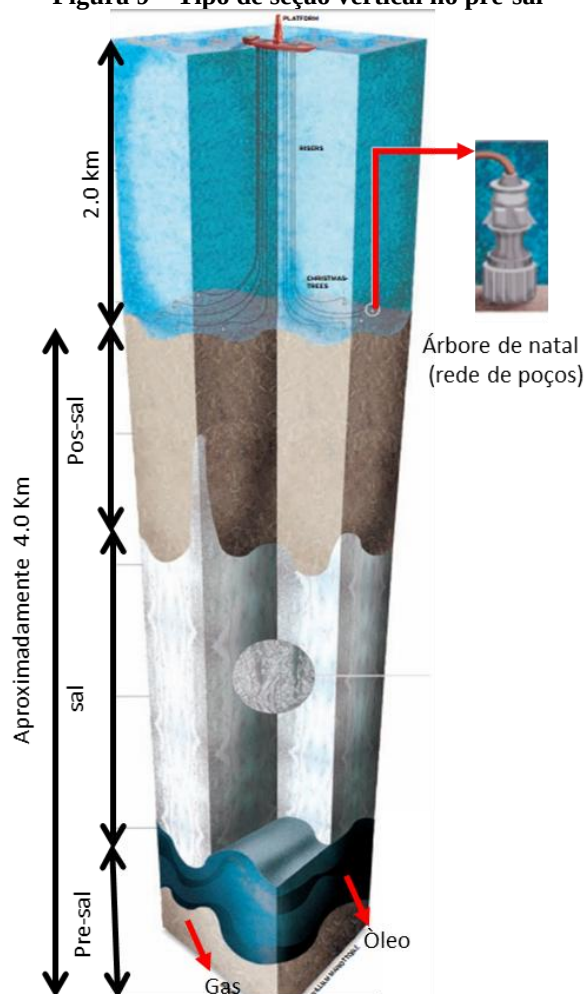
Figura 8 – Pré-sal: (a) localização. (b) Estratificação comum de reservatórios com domos de sal



Fonte: Adaptado de BEASLEY et al., 2010

Como é apresentado na Figura 9, os blocos de exploração do pré-sal encontram-se em águas ultra profundas, até 2.0 quilômetros da camada de água; em algumas zonas do reservatório as camadas de sal podem ter 2.0 quilômetros de espessura. É comum encontrar as zonas de interesse em até 4.0 quilômetros abaixo do fundo do mar. No reservatório é possível descobrir óleo e gás misturados nos poros das rochas carbonatos (OLIVEIRA, 2008).

Figura 9 – Tipo de seção vertical no pré-sal



Fonte: Adaptada de OLIVEIRA, 2008

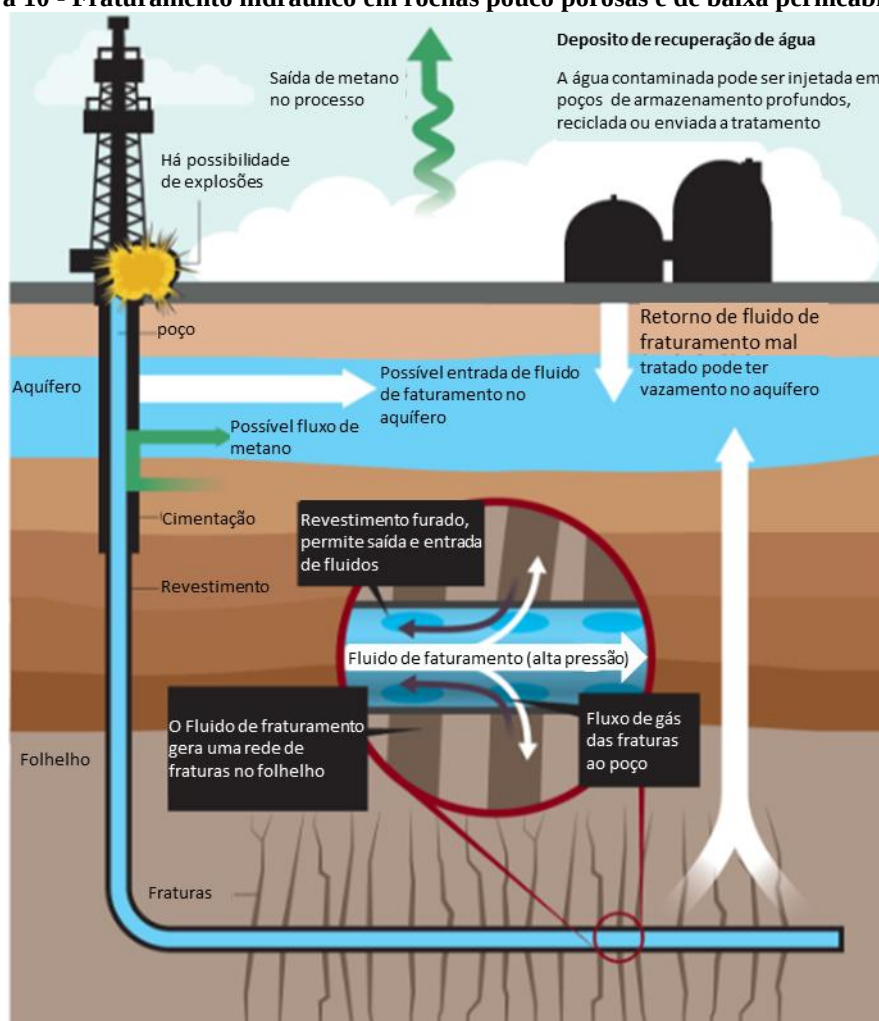
2.4 Fraturamento hidráulico

Uma técnica usada para estimular a produção de hidrocarbonetos é o fraturamento hidráulico (fraturas se iniciam e se propagam como resultado de uma carga hidráulica aplicada por um fluido (HOWARTH; INGRAFFEA; ENGELDER, 2011; OSIPTSOV, 2017)). Esta técnica também pode ser aplicada na recuperação de fluidos de reservatórios não convencionais, mas a presença de fraturas naturais converte-se em um desafio. O fraturamento hidráulico na presença das fraturas altera o estado de tensões com o qual vai se propagar a fratura induzida (BESERRA, 2015; LI et al., 2015).

Um exemplo de fraturamento hidráulico na indústria do petróleo é apresentado na Figura 10. Durante o fraturamento hidráulico estão envolvidos uma série de processos mecânicos, hidráulicos e também ambientais. Nos reservatórios com baixas permeabilidades,

predizer o alcance da fratura induzida é uma tarefa de grande complexidade, pois nestes reservatórios a possibilidade de gerar fraturas de tamanho diferente ao esperado é maior que em reservatórios com permeabilidades dentro da escala dos convencionais (HOWARTH; INGRAFFEA; ENGELDER, 2011), no caso de fazer um projeto ruim do fraturamento hidráulico, é possível conectar aquíferos com as zonas que contém hidrocarbonetos, contaminando as reservas de água.

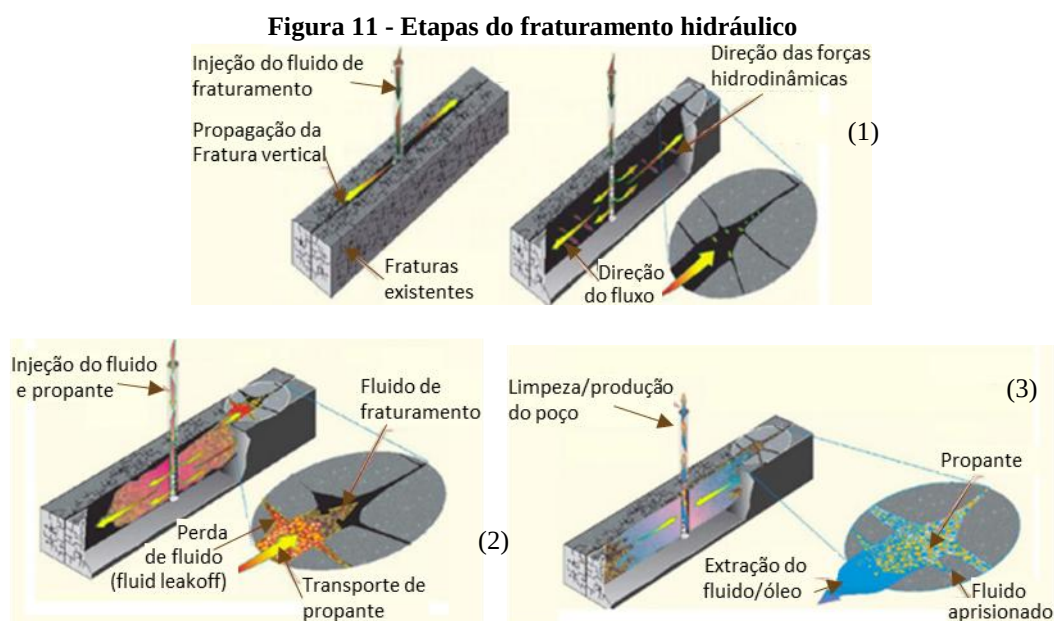
Figura 10 - Fraturamento hidráulico em rochas pouco porosas e de baixa permeabilidade



Fonte: HOWARTH, INGRAFFEA, & ENGELDER, 2011

Nos reservatórios naturalmente fraturados, a operação de fraturamento hidráulico permite conectar zonas da formação isoladas através da geração da conexão das fraturas pré-existentes com a fratura induzida. O uso de materiais que garantem a permanência da abertura da fratura induzida (propante) das novas conexões que foram geradas são incorporadas no fluido de fraturamento. Estes materiais podem ser sintéticos ou naturais.

As etapas do fraturamento hidráulico são apresentadas na Figura 11. Primeiro é injetado o fluido de fraturamento (sob uma pressão que garante a entrada do fluido na formação rochosa até distância desejada pela propagação da fratura), logo depois continua a injeção do fluido, mas desta vez contendo propante para manter o canal de alta permeabilidade, finalmente a limpeza, o fluido usado para abrir a fratura retornar ao poço (são levados alguns grãos de propante e rocha ao poço) e a produção dos fluidos pode iniciar.



Fonte: CACHAY, 2004

2.5 Fechamento de fraturas

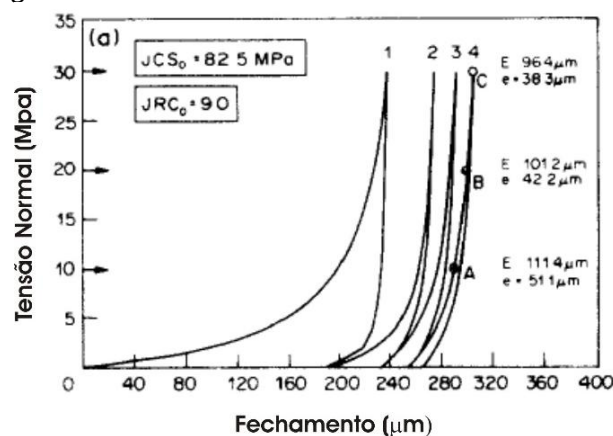
A existência de fraturas naturais nos reservatórios vem sendo estudada há muitos anos, sendo que há uma ampla variedade de modelos com os quais tenta-se reproduzir o comportamento das fraturas com os diferentes processos ocorridos no reservatório durante a exploração. Além disso, existem procedimentos experimentais que podem ser utilizados para

compara com os modelos de fechamento de fraturas propostos, alguns destes casos experimentais encontram-se em (GIWELLI; SAKAGUCHI; MATSUKI, 2009; SUN; GERRARD; STEPHANSSON, 1985; THÖRN; ERICSSON; FRANSSON, 2015).

Há modelos clássicos desde os anos 70, em sua maioria expostos por Barton *et al.*, mas também há modelos mais recentes nos quais tem-se desenvolvido métodos geométricos para prever a abertura da fratura (BISDOM; BERTOTTI; NICK, 2016).

Em 1982 Barton gerou um modelo para condutividade nas fraturas no qual as aberturas hidráulica e mecânica são função da tensão normal atuante nas interfaces da fratura (BARTON, 1982). Em 1985 Barton se baseou na metodologia usada em (BARTON, 1973; BARTON; CHOUBEY, 1977) para descrever o comportamento de cisalhamento e tensões normais e tratadas como fechamento. A Figura 12 mostra o comportamento do fechamento de uma fratura, relacionando com a tensão normal e sob condições específicas de rugosidade (JCS) e resistência à compressão (JRS) da fratura.

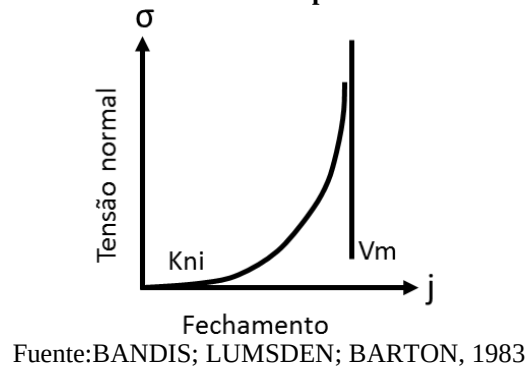
Figura 12 - Problema de fechamento com a tensão normal



Fuente: BANDIS; LUMSDEN; BARTON, 1983

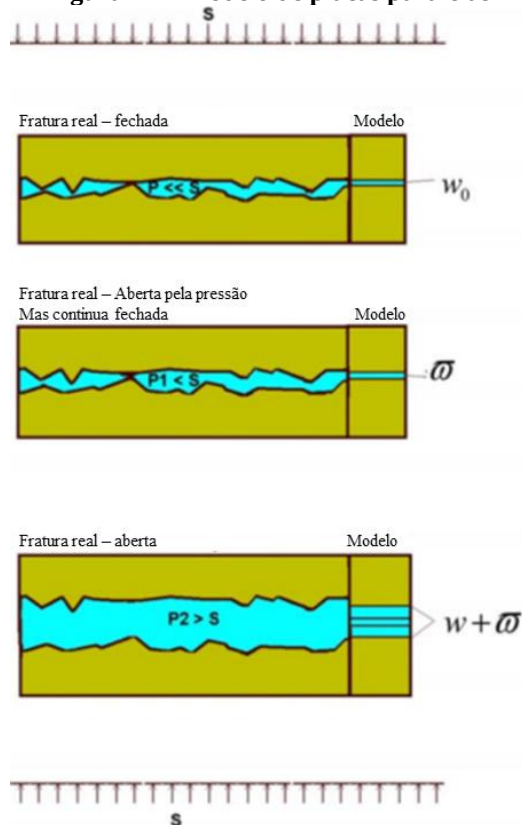
O modelo de fechamento de fraturas proposto por Barton-Bandis é um modelo hiperbólico para a relação entre tensão normal compressiva e as deformações normais da fratura, onde as fraturas apresentam-se mais rígidas com o aumento das tensões normais. Com a deformação da fratura por compressão, a rigidez de sua interface tende à da rocha. Logo, trata-se de um modelo hiperbólico, elástico não linear, com uma rigidez inicial de Barton-Bandis (k_{ni}), e que converge assintoticamente para o fechamento máximo da fratura (V_m), como mostra a Figura 13.

Figura 13 - Curva tensão normal versus fechamento para o modelo constitutivo de Barton-Bandis



O modelo de fluxo nas fraturas é o modelo de placas paralelas Figura 14. Seguindo a ilustração pode-se ver que sobre a existência de uma condutividade inicial existe uma abertura inicial ao longo da fratura natural pré-existente. Com o aumento da pressão do fluido, a abertura hidráulica sofre alterações pelas mudanças microestruturais na fratura natural, a fratura continua fechada e ainda existe contato entre as placas. Finalmente a fratura sofre uma abertura mecânica, se a pressão excede a tensão normal atuando sobre a fratura.

Figura 14 – Modelo de placas paralelas



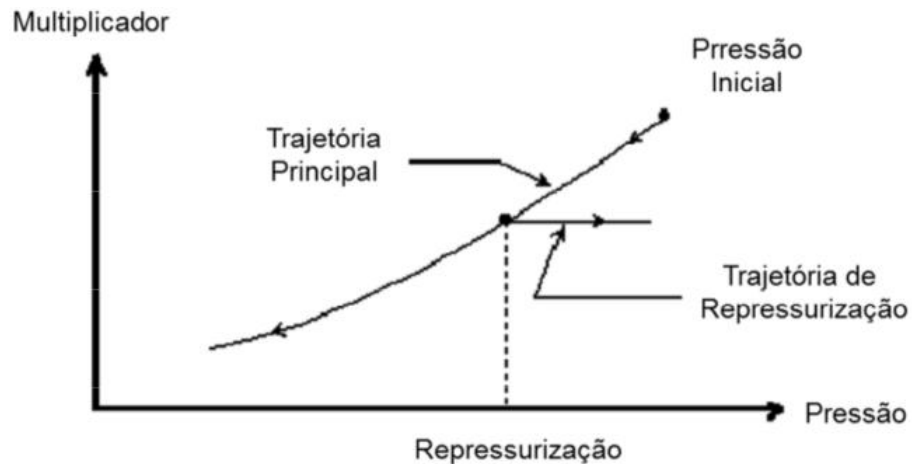
O modelo de Barton-Bandis para o fechamento das fraturas foi implementado no CODE_BRIGHT com o propósito de reproduzir adequadamente o fechamento de fraturas naturais sob compressão (processo de depleção). O CODE_BRIGHT (*Coupled Deformation Brine Gas and Heat Transport*), é um simulador em elementos finitos, desenvolvido por Olivella *et al.*, 1995 e aproveitado atualmente como simulador *in-house* no Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da Universidade Federal de Pernambuco (GUIMARÃES, 2002). O simulador é utilizado para o cálculo do campo de deslocamentos, deformações e tensões (simulação geomecânica) nesta dissertação.

2.6 Pseudoacoplamento

Nos casos de grandes dimensões, aproximado a 1 milhão de células, a geração de malhas já implica em um alto custo computacional, além disso, as abordagens acopladas incrementam os custos computacionais pela quantidade de variáveis que tem de ser resolvidas. Para estes casos apresenta-se então a alternativa de abordagem pseudoacoplada. Em um simulador comercial convencional de reservatórios, é possível obter informação sobre a produção do reservatório a traves de simples relaciones entre porosidade e permeabilidade atualizadas normalmente com modelos empíricos que são função da pressão. A informação, geralmente, é fornecida ao simulador por meio de tabelas de multiplicadores que são correlação de porosidade ou permeabilidade com poro-pressão (SAMIER; ONAISI; FONTAINE, 2003; SEN; SETTARI, 2005).

A Figura 15 mostra o comportamento dos multiplicadores em função da poro-pressão. Na pressão inicial do reservatório, o multiplicador é 1, a partir desse valor há valores menores quando o reservatório está em depleção, maiores a 1 se estiver sob injeção ou constante se o reservatório está em processo de repressurização.

Figura 15 - Curva típica de multiplicadores em função da poro-pressão

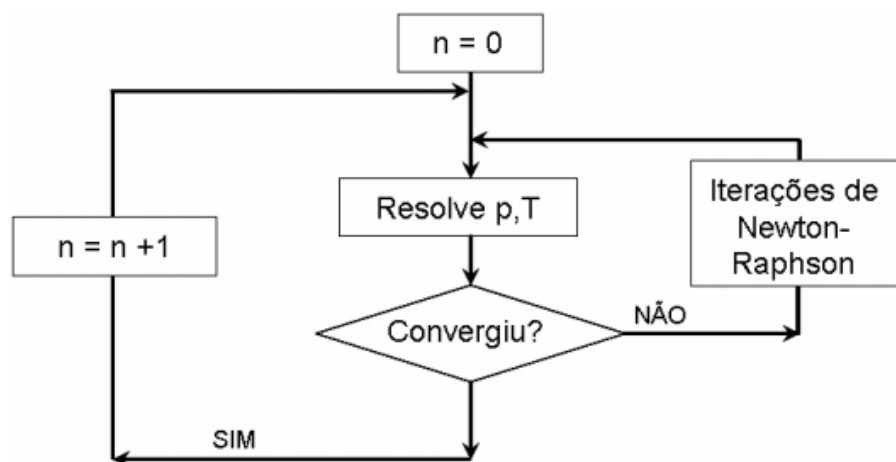


Fonte: FALCÃO, 2013; SEN; SETTARI, 2005

Segundo (PEREIRA, 2007; TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2009) o acoplamento do tipo pseudoacoplado apresenta algumas vantagens frente a outros tipos de acoplamento, por exemplo a aproximação feita da compactação é melhor do que na simulação clássica de reservatórios, representa economia do tempo e esforço computacional, além de ser o acoplamento mais rápido para fazer ajustes de históricos de reservatórios, entretanto também apresenta desvantagens, simplifica a física do problema, não informa proporciona informação geomecânica, por exemplo tensões, é limitada e só considera as deformações verticais.

A Figura 16 mostra o algoritmo da estratégia de pseudoacoplamento.

Figura 16 – Algoritmo de pseudoacoplamento



Fonte: PEREIRA, 2007

Para aplicar o pseudoacoplamento a reservatórios fraturados, uma alternativa é, na escala de uma célula de simulação de diferenças finitas, construir um modelo fino de elementos finitos onde é inserida uma rede de fraturas discretas. Posteriormente são impostas as tensões in situ sob condições edométricas e aplicadas as trajetórias de pressurização do reservatório para a obtenção das alterações globais de permeabilidades (vertical e horizontal) e porosidade do sistema rocha-fratura, representadas em forma tabelas de atualização de porosidade e permeabilidades em função da pressão de fluidos. Estas tabelas podem ser usadas em simuladores comerciais de diferenças finitas e contêm informações sobre a deformabilidade do meio fraturado. Trata-se de um avanço com relação à simulação convencional de reservatórios, que no cálculo da deformação do meio leva em conta apenas a compressibilidade da rocha.

Apesar de simplificar a física do problema com relação ao esquema de solução totalmente acoplado (de alto custo computacional), o esquema numérico de pseudo acoplamento viabiliza a simulação de grandes reservatórios fraturados, como são os do pré-sal brasileiro, introduzindo informações geomecânicas a partir das trajetórias das pressões de cada célula de diferenças finitas do simulador de fluxo.

3 FORMULAÇÃO NUMÉRICA

Com o interesse dos últimos anos nos reservatórios não convencionais (geralmente fraturados) se faz importante estudar o comportamento destes materiais submetidos em diferentes processos operacionais. As simulações computacionais aportam uma grande ajuda na hora de conhecer os reservatórios e predizer efeitos negativos na produção dos hidrocarbonetos consequentes da exploração além de aumentar a confiabilidade dos modelos.

Os reservatórios naturalmente fraturados podem sofrer mudanças durante o período de exploração devido a suas propriedades petrofísicas. Em poucos casos, estas mudanças permitem um maior volume na produção, porém, em geral o que acontece é o contrário, pela produção as fraturas dos reservatórios tendem a se fechar (KHELIFA; ZEDDOURI; DJABES, 2014; WALTON; MCLENNAN, 2013). O problema do fechamento de fraturas requer então uso de modelos que representem os fenômenos envolvidos no processo de degradação do material em diferentes condições de operação dos reservatórios (OLIVEIRA, 2016).

A técnica de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF) (MANZOLI; SHING, 2006) foi desenvolvida para representar o processo de degradação do material, passando pela fase de localização de deformações em bandas estreitas (descontinuidade no campo de deformações, ou descontinuidade fraca), associadas à zona de processamento da fratura, até o caso limite de degradação completa, correspondente à formação da descontinuidade no campo de deslocamentos (descontinuidade forte).

A implementação desta aproximação é feita pela introdução de uma banda estreita de localização de deformações nos elementos finitos regulares. A inclusão desta banda faz com que seja possível usar malhas grosseiras, pouco refinadas, para simular o meio fraturado e, em consequência disso, o custo computacional é menor que em outras técnicas numéricas usadas para representar as fraturas (BESERRA, 2015; MANZOLI, 1998; SEIXAS, 2015).

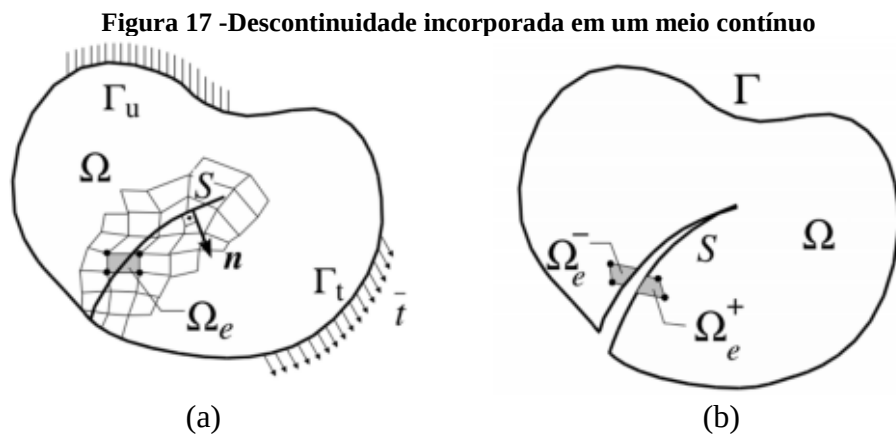
Neste capítulo detalha-se um modelo de fechamento de fraturas sob compressão implementado no CODE_BRIGHT. O modelo pode representar o comportamento das fraturas e sua influência no campo de deslocamentos global usando um módulo já incluído no código. O módulo desenvolvido por Beserra (2015) permite incorporar descontinuidades em uma malha regular de elementos finitos.

3.1 Elementos finitos com descontinuidades incorporadas

A formulação de elementos finitos com descontinuidades incorporadas requer impor a continuidade de tensões corretamente com o propósito de garantir equilíbrio de tensões no elemento (superfície do contínuo e descontinuidade), fazendo considerações apropriadas de consistência cinemática e estática (MANZOLI, 2008).

3.1.1 Decomposição do campo de deslocamentos

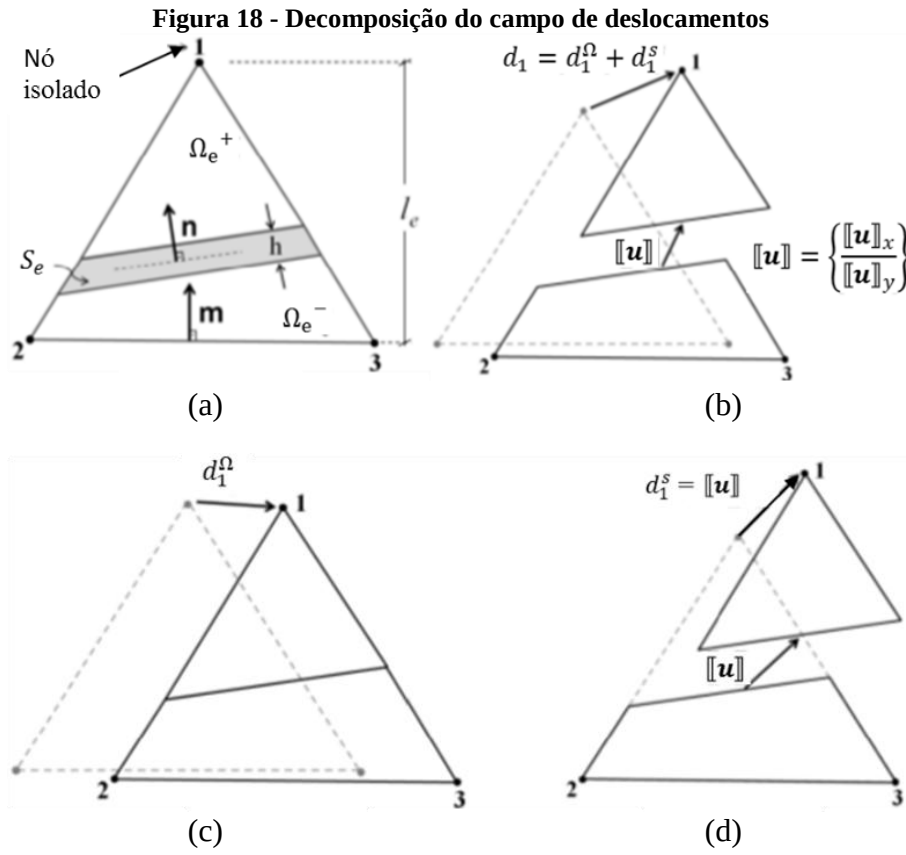
A Figura 17 (a) mostra uma descontinuidade atravessando um sólido e os elementos da malha que estão sendo atravessados pela descontinuidade. Na Figura 17 (b) observa-se que o domínio do elemento foi dividido em dois pela descontinuidade (Ω_e^+ e Ω_e^-).



Fonte: MANZOLI; SHING, 2006

Da Figura 18 (a) é possível observar a divisão ocorrida ao domínio do elemento triangular (Ω_e) pela presença de uma descontinuidade (S_e) dentro do elemento. Assim é possível dizer que o campo de deslocamentos ($\mathbf{u}$) é descomposto também (Figura 18 (b)), em uma parte correspondente à deformação do contínuo ($\mathbf{u}_\Omega$, Figura 18 (c)) e outra correspondente ao movimento de corpo rígido entre as partes do elemento ($\mathbf{u}_s$, Figura 18 (d)). Sendo o campo de deslocamentos não contínuo definido como:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_\Omega + \mathbf{u}_s \quad (1)$$



Fonte: BESERRA, 2015

3.1.2 Campo de deformações

3.1.2.1 Deformação na parte contínua

A aproximação do campo de deslocamentos no contínuo pode ser obtida usando o método dos elementos finitos, obtendo:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (2)$$

sendo $\boldsymbol{\varepsilon}$ a deformação total, l_e o tamanho característico do elemento (Figura 18 (a)), $\mathbf{M}$ a matriz com as componentes do vetor unitário normal à base do elemento na direção do nó isolado e $\llbracket \mathbf{u} \rrbracket$ o vetor que contém as componentes do salto de deslocamentos

$$\llbracket \mathbf{u} \rrbracket = \begin{Bmatrix} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket_x \\ \llbracket \mathbf{u} \rrbracket_y \end{Bmatrix} \quad (3)$$

3.1.2.2 Deformação na descontinuidade

A partir do campo de deslocamentos descontínuos (1) o campo de deformações na descontinuidade pode ser escrito como segue:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (4)$$

onde $\mathbf{N}_n$ é a matriz das componentes de um vetor unitário normal ($\mathbf{n}$) a S na direção de Ω_e^+ (Figura 18 (a)) e h a largura de uma banda muito estreita contendo S sobre a qual a descontinuidade de deslocamentos é regularizada (LARSSON; RUNESSON, 1996).

3.1.3 Campo de tensões

No método convencional de elementos finitos, o campo de tensões $\boldsymbol{\sigma}$ é uma função linear do campo de deformações $\boldsymbol{\varepsilon}$ sempre que o domínio seja elástico

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{C} \boldsymbol{\varepsilon} \quad (5)$$

onde $\mathbf{C}$ é a matriz constitutiva elástica do material.

Ao substituir descontinuidade de deslocamento por deformações inelásticas equivalentes, a deformação inelástica provém da aproximação contínua do campo de deslocamentos associado ao movimento de corpo rígido produzido pela descontinuidade.

A equação (5) pode ser escrita para o contínuo como

$$\boldsymbol{\sigma}_\Omega = \mathbf{C} \boldsymbol{\varepsilon}_\Omega \quad (6)$$

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

$$\boldsymbol{\sigma}_s = \boldsymbol{\Sigma}(\boldsymbol{\varepsilon}_s) \quad (7)$$

onde $\boldsymbol{\Sigma}$ representa uma lei constitutiva inelástica do tipo contínuo que relaciona tensões e deformações do material.

3.1.4 Continuidade das tensões

Para garantir a continuidade das tensões é imposta a seguinte condição em S:

$$t_{\Omega} - t_s = 0 \quad (8)$$

onde t_{Ω} é o vetor de tensões calculado do estado de tensão da parte contínua adjacente à interface e t_s é o vetor de tensões na interface. Fazendo uso das equações (2), (4), (6) e (7), a continuidade das tensões na interface do elemento é dada por

$$N_n^T \left[C \left(\varepsilon - \frac{1}{l_e} M \llbracket u \rrbracket \right) \right] - \Sigma \left[\varepsilon - \frac{1}{l_e} M \llbracket u \rrbracket + \frac{1}{h} N_n \llbracket u \rrbracket \right] = \mathbf{0} \quad (9)$$

A equação (9) pode ser resolvida pelo método de Newton-Raphson para se obter o salto no campo de deslocamentos, $\llbracket u \rrbracket$.

3.1.5 Vector de forças internas e matriz de rigidez do elemento

O vetor de forças internas é dado por:

$$F_{int_e} = \int_{\Omega_e} B^T \sigma d\Omega_e \stackrel{h \rightarrow 0}{\cong} \int_{\Omega_e} B^T \sigma_{\Omega} d\Omega_e \quad (10)$$

a matriz de rigidez é dada por:

$$K_e = \frac{\partial F_{int_e}}{\partial d_e} = \int_{\Omega_e} B^T \frac{\partial \sigma_{\Omega}}{\partial \varepsilon} B d\Omega_e \quad (11)$$

Beserra (2015) apresenta uma sequência com a qual é possível obter os vetores de forças internas e a matriz de rigidez dos elementos (Quadro 1).

Quadro 1 - Algoritmo global de integração de tensões

- Dados: $d_e^{(n,i)}$ - Calcular: $F_{int_e}^{(n,i)}$ e $K_e^{(n,i)}$ Sendo $\begin{cases} n \rightarrow \text{paso do tempo} \\ i \rightarrow \text{iteracao} \end{cases}$
1. Calcular a deformação total $\boldsymbol{\varepsilon}^{(n,i)} = \mathbf{B} \mathbf{d}^{(n,i)}$
2. Calcular a tensão na parte contínua a partir de $\boldsymbol{\varepsilon}^{(n,i)}$ 2.1. Obter $\llbracket \mathbf{u} \rrbracket^{(n,i)}$ com a equação (9) 2.2. Obter a deformação da parte continua $\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^{(n,i)}$ com a equação (2) 2.3. Obter a tensão da parte continua $\boldsymbol{\sigma}_{\Omega}^{(n,i)}$ com a equação (6) 2.4. Obter o operador tangente $\mathbf{C}_{tg} = \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\Omega}}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}$
3. Calcular $F_{int_e}^{(n,i)}$ com a equação (10)
4. Calcular $K_e^{(n,i)}$ com a equação (11)

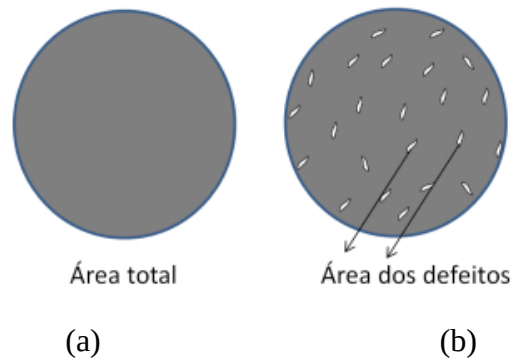
Fonte: Adaptado de BESERRA, 2015

3.2 Modelo constitutivo de dano

Pode-se explicar o dano como a degradação da rigidez. No modelo constitutivo de dano selecionado foi introduzido o conceito de tensão efetiva de dano, $\bar{\sigma}$, (SIMO; JU, 1987). A degradação do material é modelada e representada por uma variável escalar, d (variável de dano). A Figura 19 (a) mostra uma área de seção transversal, A intacta e na Figura 19 (b) é possível ver uma área com defeitos A_D , então d pode-se escrever como sendo a relação entre essas áreas:

$$d = \frac{A_D}{A} \quad (12)$$

Figura 19 – Seção transversal de uma amostra.



Fonte: BESERRA, 2015

Uma área resistente aos esforços, conhecida como área efetiva, pode ser definida como:

$$\bar{A} = A - A_D \quad (13)$$

com a equação (13) é possível então escrever o dano como:

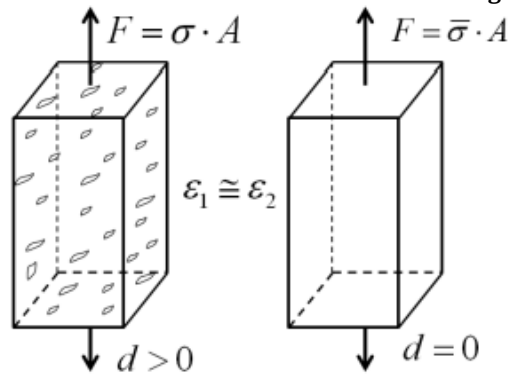
$$d = 1 - \frac{\bar{A}}{A} \quad (14)$$

Sendo considerado um elemento unidimensional submetido a um carregamento uniaxial, como mostra a Figura 20, pode-se então deduzir a seguinte relação:

$$\frac{\sigma}{\bar{\sigma}} = \frac{\bar{A}}{A} = 1 - d \quad (15)$$

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

Figura 20 - Elemento unidimensional submetido a um carregamento uniaxial F



Fonte: BESERRA, 2015

Segundo o conceito de equivalência de deformações, a deformação associada a um estado danificado submetido a uma tensão nominal é equivalente à deformação associada ao estado não danificado submetido a uma tensão efetiva, como mostra a Figura 20. Essas deformações podem ser definidas como:

$$\varepsilon_1 = \frac{\sigma}{E_D} \quad (16)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\bar{\sigma}}{E} \quad (17)$$

onde E é o módulo de elasticidade do material intacto e E_D é o módulo de elasticidade do material degradado. Igualando as duas deformações dadas pelas equações (16) e (17), pode-se achar então a relação constitutiva:

$$\sigma = E_D \varepsilon \rightarrow \sigma = (1 - d)E\varepsilon \quad (18)$$

sendo a tensão efetiva sempre elástica linear ($\bar{\sigma} = E\varepsilon$)

Outro conceito importante que precisa ser definido para o modelo de dano é o critério de degradação do material. Este critério define o domínio elástico, região no espaço das tensões onde o comportamento do material é elástico linear, que pode ser estabelecido pela seguinte função:

$$\phi(\sigma) = \tau(\sigma) - q \leq 0 \quad (19)$$

onde $\tau(\sigma)$ é uma tensão equivalente que define o domínio elástico, e q o tamanho do domínio elástico.

A variável de dano pode ser escrita em função de q e r , da seguinte maneira:

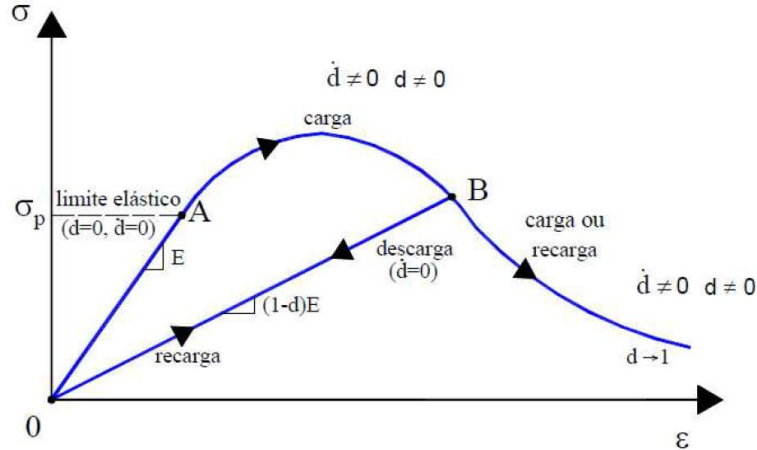
$$d = 1 - \frac{q}{r} \quad (20)$$

sendo r uma variável que quantifica o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões efetivas.

São ilustradas na Figura 21 as etapas de carga e descarga do material. Da ilustração é possível observar que segundo o ponto de carga no que esteja submetido o material a variável

de dano evolui ou se mantém sem alterações. No regime elástico-linear a variável de dano não muda. Continuando o carregamento além do limite elástico começa a degradação do material. Nos trechos de descarregamento e re-carregamento (processos elásticos) a variável de dano não evolui.

Figura 21 - Curva tensão-deformação, evolução da variável de dano.

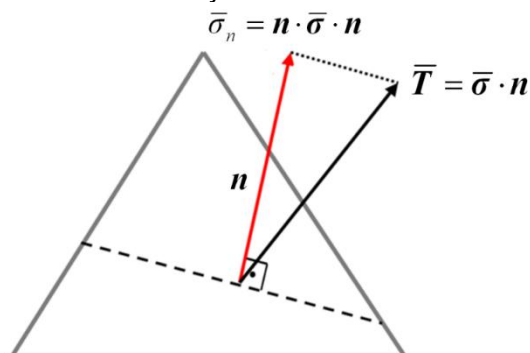


Fonte: BESERRA, 2015; RODRIGUES, 2011

3.2.1 Modelo de dano à tração

Beserra (2015) apresenta um resumo das equações constitutivas do modelo de dano à tração (SÁNCHEZ; MANZOLI; GUIMARÃES, 2014) como é exibido na Tabela 1, considerando o esquema de decomposição do tensor de tensões como apresentado na Figura 22.

Figura 22 - Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade embebida.



Fonte: BESERRA, 2015

Tabela 1 – Resumo das equações constitutivas do modelo de dano a tração

Relação constitutiva	$\sigma = (1 - d)\bar{\sigma}, se \bar{\sigma}_n > 0$ $\sigma = \bar{\sigma}, se \bar{\sigma}_n < 0$
Tensões efetivas	$\bar{\sigma} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}$
Tensão equivalente	$\bar{\tau}(\bar{\sigma}) = \bar{\sigma}_n$
Critério de dano	$\phi = \bar{\tau} - q(r) \leq 0$
Evolução da variável r	$r = \text{Max}[\bar{\sigma}_n, f_t]$
Evolução da variável de dano	$d(r) = 1 - \frac{q(r)}{r}$
Lei de amolecimento	$q(r) = f_t \cdot e^{\frac{f_t^2}{G_f E} h(1 - \frac{r}{f_t})}$

Fonte: BESERRA, 2015

3.2.2 Problema de fechamento de fraturas

Para tratar o problema de fluxo e deformação em meio fraturado sob estado de compressão adotou-se um modelo de dano onde a variável de dano à compressão (d_c) diminui à medida que a fratura é comprimida, mimetizando um processo de cicatrização.

Com a introdução do dano à compressão, foi possível impor o modelo de fechamento de Barton-Bandis ao salto normal da fratura (j_n) sem modificar o algoritmo global de integração de tensões do Quadro 1. Nesta seção serão descritas as modificações da implementação do algoritmo IMPLEX (OLIVER; HUESPE; CANTE, 2008) de integração de tensões apresentado em Beserra (2015) considerando a técnica de descontinuidades fortes incorporadas aos elementos finitos com modelo de dano para representar o comportamento da fratura.

Desta forma na relação constitutiva da Tabela 1, as tensões na banda de localização da descontinuidade e deformação passam a ser dadas por

$$\begin{aligned} \sigma &= (1 - d)\bar{\sigma}, se \bar{\sigma}_n > 0 \text{ (tração)} \\ \sigma &= (1 - d_c)\bar{\sigma}, se \bar{\sigma}_n \leq 0 \text{ (compressão)} \end{aligned} \quad (21)$$

onde d é o dano à tração conforme descrito em (BESERRA, 2015); d_c é o dano à compressão

Assim, no algoritmo de integração de tensões implementado por Beserra (2015) no cálculo das tensões na banda de localização de deformações (Modelo de dano), inicialmente

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 à tração segundo Beserra (2015), e caso seja de compressão, segue-se o procedimento descrito na próxima seção.

3.2.3 Modelo de dano à compressão

No modelo de dano à compressão, com o salto de deslocamentos calculado segundo algoritmo do Quadro 1, calcula-se a deformação na banda de deformação segundo a equação (4):

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n \llbracket \mathbf{u} \rrbracket - \boldsymbol{\varepsilon}_s^0 \quad (22)$$

sendo $\boldsymbol{\varepsilon}$ a deformação regular e $\boldsymbol{\varepsilon}_s^0$ o estado inicial de deformação, cujo cálculo será detalhado na próxima seção.

Com base neste resultado, é possível calcular a variável de dano à compressão a partir do modelo de dano isotrópico, tomando-se as componentes normais à descontinuidade:

$$\sigma_n = (1 - d_c) \underbrace{\mathbf{n} \cdot \bar{\boldsymbol{\sigma}}_s \cdot \mathbf{n}}_{\bar{\sigma}_n} \quad (23)$$

sendo $\bar{\boldsymbol{\sigma}}_s = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_s$ e σ_n dado diretamente pela lei constitutiva de Barton-Bandis para o fechamento da fratura:

$$\sigma_n = \frac{K_{ni} \cdot V_m \cdot j_n}{V_m \cdot j_n} \quad (24)$$

onde j_n é a componente normal do salto de deslocamento

$$j_n = \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \cdot \mathbf{n} \quad (25)$$

Desta forma, denominando

$$\bar{\sigma}_n = \mathbf{n} \cdot \bar{\boldsymbol{\sigma}}_s \cdot \mathbf{n} \quad (26)$$

a partir da equação (23) tem-se finalmente:

$$\sigma_n = (1 - d_c)\bar{\sigma}_n \quad (27)$$

e assim

$$d_c = 1 - \frac{\sigma_n}{\bar{\sigma}_n} \quad (28)$$

Obtido o dano na compressão, calcula-se novamente o salto de deslocamentos a partir do algoritmo apresentado no Quadro 1. Com isto, tem-se o novo estado de tensões na banda de deformação que pode ser usado novamente no esquema aqui denominado de sequencial implícito.

Foi verificado que este esquema converge rapidamente mesmo desprezando-se as derivadas do dano à compressão (d_c) com relação ao estado atual de tensões e deformações.

Para concluir o modelo de dano à compressão, faltaria detalhar o cálculo do tensor inicial de deformações $\boldsymbol{\varepsilon}_0$, a partir do estado inicial de tensões $\boldsymbol{\sigma}_0$ fornecido pelo usuário.

3.2.4 Estado inicial de deformações

Para um material contínuo e sob compressão o estado inicial de deformações $\boldsymbol{\varepsilon}^0$, que será somado ao tensor de deformações durante toda a análise, é dado pelo estado de tensões efetiva inicial fornecido pelo usuário:

$$\boldsymbol{\sigma}_0 - \alpha P_0 \mathbf{I} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}^0 \quad (29)$$

ou

$$\boldsymbol{\sigma}'_0 = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}^0 \quad (30)$$

e assim

$$\boldsymbol{\varepsilon}^0 = \mathbf{C}^{-1} \boldsymbol{\sigma}'_0 \quad (31)$$

No caso de uma rocha fraturada, onde faz-se a aproximação de descontinuidades fortes incorporadas, tem-se duas deformações iniciais:

$\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega}^0$ para o contínuo

$\boldsymbol{\varepsilon}_s^0$ para a descontinuidade

Neste caso, entra-se com o estado efetivo inicial ($\boldsymbol{\sigma}'_0$) fornecido como dado de entrada, no cálculo do dano à compressão descrito anteriormente.

$$\boldsymbol{\sigma}_n^0 = \mathbf{n} \cdot \boldsymbol{\sigma}'_0 \cdot \mathbf{n} \quad (32)$$

Seguindo o algoritmo da seção anterior, tem-se o fechamento inicial segundo o modelo de Barton-Bandis

$$j_n^0 = \frac{\sigma_n^0 V_m}{\sigma_n'^0 - K_{ni} V_m} \quad (33)$$

que resulta no seguinte vetor de salto de deslocamento inicial:

$$[\![\mathbf{u}^0]\!] = j_n^0 \mathbf{n} \quad (34)$$

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

$$\boldsymbol{\varepsilon}_s^0 = \mathbf{C}^{-1} : \boldsymbol{\sigma}'_0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [\![\mathbf{u}^0]\!] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n [\![\mathbf{u}^0]\!] \quad (35)$$

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

$$\boldsymbol{\sigma}'_0 = (1 - d_c) \underbrace{\mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon}_s^0}_{\overline{\boldsymbol{\sigma}}_s^0} \quad (36)$$

ou

$$\boldsymbol{\sigma}'_0 = (1 - d_c) \overline{\boldsymbol{\sigma}}_s^0 \quad (37)$$

e assim,

$$\underbrace{\mathbf{n} \cdot \boldsymbol{\sigma}'_0 \cdot \mathbf{n}}_{\sigma_n^0} = (1 - d_c) \underbrace{\mathbf{n} \cdot \overline{\boldsymbol{\sigma}}_s^0 \cdot \mathbf{n}}_{\overline{\sigma}_n^0} \quad (38)$$

que finalmente resulta em:

$$d_c = 1 - \frac{\sigma_n^0}{\sigma_n^0} \quad (39)$$

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

$$\sigma_\Omega = \mathbf{C} : \varepsilon_\Omega^0 \quad (40)$$

$$\sigma_s = (1 - d_c) \mathbf{C} : \varepsilon_s^0 \quad (41)$$

onde

$$\varepsilon_\Omega^0 = \mathbf{C}^{-1} : \sigma'_0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u}^0 \rrbracket \quad (42)$$

com ε_s^0 dado pela equação (37).

Desta forma, ao se resolver o algoritmo do Quadro 1, adota-se para o contínuo e a descontinuidade os seguintes estados de tensões e deformações, respectivamente:

$$\sigma_\Omega = \mathbf{C} : \varepsilon_\Omega \quad (43)$$

$$\sigma_s = (1 - d_c) \mathbf{C} : \varepsilon_s \quad (44)$$

$$\varepsilon_\Omega = \varepsilon - \varepsilon_\Omega^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (45)$$

$$\varepsilon_s = \varepsilon - \varepsilon_s^0 - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} \llbracket \mathbf{u} \rrbracket \quad (46)$$

sendo ε a deformação regular.

O resultado para o passo inicial do esquema iterativo de Newton-Raphson do Quadro 1 será $\sigma_\Omega = \sigma_s = \sigma'_0$ e um fechamento inicial $j_n^0 = \mathbf{N} \cdot \llbracket \mathbf{u}^0 \rrbracket$ compatível com o valor do modelo de Barton-Bandis para o estado de tensões inicial fornecido pelo usuário.

3.2.5 Atualização da permeabilidade na fratura

Conforme formulação implementada em Beserra (2015), a permeabilidade da fratura é função de sua abertura (a):

$$k = \frac{1}{12} a^2 \quad (47)$$

Nesta equação considera-se que a fratura constitui-se de placas paralelas e lisas (TUNISON. SNOW, 1965; WITHERSPOON et al., 1980; ZHANG; JEFFREY; THIERCELIN, 2009). A equação (47) será usada no exemplo 4.1 sobre fraturamento hidráulico.

Outra maneira de obter a permeabilidade da fratura é a apresentada na equação (48) proposta por (LI; CHALATURNYK, 2006), usada para os casos de fechamento de fraturas.

$$k = k_0 e^{-B\Delta a} \quad (48)$$

Onde k_0 é a permeabilidade absoluta inicial e B é um parâmetro obtido de dados experimentais (o valor sugerido de B foi 268), uma análise de sensibilidade deste parâmetro será feito no capítulo de fechamento de fraturas

A abertura por sua vez, depende da componente normal do salto de deslocamentos j_n

$$a = a_0 + j_n - j_n^0 \quad (49)$$

onde

a_0 = Abertura inicial para o estado de tensões inicial σ'_0 . Esta abertura inicial é fornecida pelo usuário.

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

j_n = Fechamento atual, função da deformação do meio.

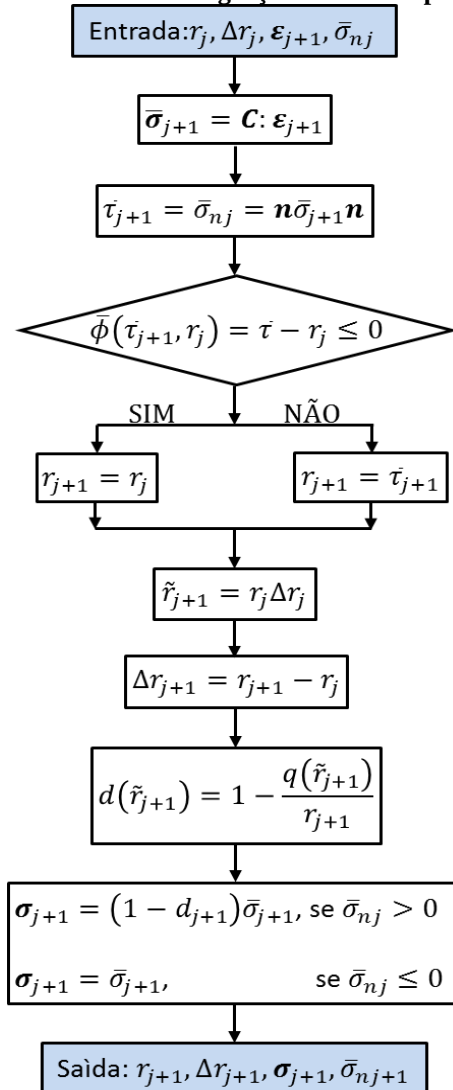
Como comentário final sobre o algoritmo de dano à compressão para fechamento de fraturas com impacto na permeabilidade do meio fraturado, ressalta-se que o passo inicial de reequilíbrio das tensões fornecidas resulta rigorosamente no estado de tensões efetivas σ'_0 tanto para o contínuo como para a descontinuidade. Da mesma forma, a abertura inicial da

fratura, fornecida pelo usuário, é referente ao estado de tensão inicial, onde já se desconta o fechamento inicial de Barton Bandis para a tensão normal σ_N^0 inicialmente aplicada.

3.2.6 Algoritmo de integração

Para diminuir a não linearidade do algoritmo e facilitar a convergência, foi implementado um algoritmo de integração de tensões (Figura 23) simplificando o algoritmo implícito, com uma projeção explícita da variável de dano. A convergência é garantida mesmo que ocorra violação da condição de consistência ou menor precisão, o que pode ser atenuado com incrementos de tempo menores (SEIXAS, 2015).

Figura 23 - Algoritmo IMPLEX de integração de tensões para o regime de tração.



Fonte: SEIXAS, 2015

3.3 Fluxo em meios porosos

Segundo Beserra (2015), uma fratura em um meio poroso se converte em um caminho preferencial para o fluxo no sentido da descontinuidade, que pode ser interpretada como uma anisotropia induzida, na direção da fratura, em todo o meio.

3.3.1 conservação de massa para a fase fluida

O fluxo de fluido em um meio poroso é regido pela equação da continuidade e pela lei de Darcy (BEAR, 1988). Considerando o meio rígido, saturado e sem efeito gravitacional

$$\phi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (50)$$

sendo ϕ a porosidade do meio, ρ_f a densidade do fluido e $\mathbf{q}$ o fluxo Darcy dado por:

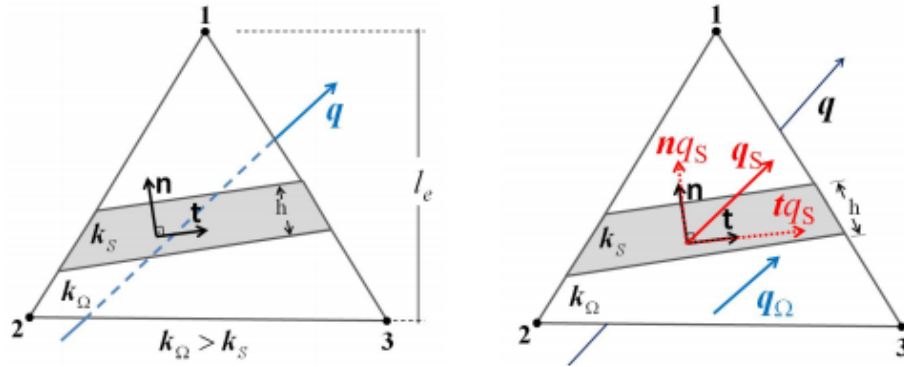
$$\mathbf{q} = -\mathbf{K} \nabla p \quad (51)$$

onde $\mathbf{K}$ é o tensor de permeabilidade do material.

3.3.2 Decomposição do campo de pressão

A Figura 24 ilustra uma fratura incorporada em um elemento finito. Devido à presença de fraturas, o tensor de permeabilidade do elemento é anisotrópico.

Figura 24 -Decomposição do campo de pressão



Fonte: BESERRA, 2015

Segundo o apresentado por (BESERRA, 2015) a hipótese simplificadora é que não existe fluxo entre a interface da fratura e a fase contínua do elemento, o fluxo na fratura ocorre na direção da mesma. A equação de fluxo no elemento é a soma dos fluxos na fratura e no contínuo:

$$\mathbf{q} = \mathbf{q}_\Omega + \mathbf{q}_s \quad (52)$$

$$\mathbf{q}_s = -\frac{h}{l_e} K_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \nabla p \quad (53)$$

onde $\mathbf{t}$ é o vetor direção da descontinuidade, h a espessura da descontinuidade.

O fluxo no contínuo é dado por

$$\mathbf{q}_\Omega = -\mathbf{K}_\Omega \nabla p \quad (54)$$

onde $\mathbf{K}_\Omega$ é o tensor de permeabilidade do meio contínuo.

O fluxo no elemento é calculado usando um tensor de permeabilidade efetiva

$$\mathbf{K}_{ef} = \left(\mathbf{K}_\Omega + \frac{h}{l_e} K_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \right) \quad (55)$$

onde K_s é a permeabilidade intrínseca da fratura.

Sendo o fluxo para o elemento com descontinuidade na equação (55) levando em conta a equação (47) , pode ser escrito como:

$$\mathbf{q} = - \left(\mathbf{K}_\Omega + \frac{1}{l_e} \frac{h^3}{12\mu} \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \right) \nabla p \quad (56)$$

3.3.3 Acoplamento hidromecânico

O código de elementos finitos CODE_BRIGHT pode resolver de forma totalmente acoplada os problemas mecânico e hidráulico. Em cada iteração é dada uma solução para o sistema de equações.

3.3.4 Princípio de tensões efetivas

A equação de equilíbrio mecânico é dada por:

$$\nabla \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (57)$$

com $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais e $\mathbf{b}$, o vetor de forças de corpo

Considerando a compressibilidade do meio, Biot atualizou a expressão exposta por Terzaghi de modo que a resposta mecânica seja mais precisa para rochas:

$$\boldsymbol{\sigma}' = \boldsymbol{\sigma} + \alpha p \mathbf{I} \quad (58)$$

onde α é o coeficiente de Biot, relativo à compressibilidade do meio, sendo definido como:

$$\alpha = 1 - \frac{k_T}{k_S} \quad (59)$$

k_T é o módulo de rigidez volumétrica do meio poroso, k_S é o módulo de rigidez volumétrica da fase sólida (grãos da rocha).

3.3.5 Fluxo monofásico

Pela natureza geomecânica do problema, a conservação da massa sólida é deformável e a porosidade pode ser expressada como

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)\rho_s] + \nabla[(1 - \phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (60)$$

ρ_s é a densidade do sólido, que depende da compressibilidade da matriz, ϕ é a porosidade. Reescrevendo a equação (59) usando o conceito de derivada material:

$$\frac{D(1 - \phi)\rho_s}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s] + \nabla[(1 - \phi)\rho_s\dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (61)$$

Fazendo a expansão do primeiro termo e usando a seguinte relação da equação (62)

$$\nabla[(1 - \phi)\rho_s\dot{\mathbf{u}}] = \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1 - \phi)\rho_s] + (1 - \phi)\rho_s\nabla\dot{\mathbf{u}} \quad (62)$$

sendo a deformação volumétrica total do meio $\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = \dot{\epsilon}_v$, a equação (61) passa a ser

$$(1 - \phi) \frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} + (1 - \phi)\rho_s\dot{\epsilon}_v = 0 \quad (63)$$

Se a fase sólida for incompressível, conclui-se que:

$$\begin{aligned} \rho_s &= cte \\ \frac{D\rho_s}{Dt} &= 0 \end{aligned} \quad (64)$$

dividindo a equação (63) por ρ_s , temos a equação para a variação da porosidade em função da deformação volumétrica do meio:

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1 - \phi)\dot{\epsilon}_v \quad (65)$$

3.3.6 Conservação da massa do fluido

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

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho_f) + \nabla \cdot (\rho_f\mathbf{q} + \phi\rho_f\dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (66)$$

Aplicando o conceito de derivada material, expandindo os termos da equação, chega-se na equação geral do problema de fluxo de fluidos em meios porosos deformáveis (LEWIS; SCHREFLER, 1998).

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi \rho_f \boldsymbol{\varepsilon}_v = 0 \quad (67)$$

Usando (65) e (67) chega-se à expressão:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f (1 - \phi) \boldsymbol{\varepsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi \rho_f \boldsymbol{\varepsilon}_v = 0 \quad (68)$$

Manipulando a equação anterior com a deformação do meio poroso, chega-se à equação que governa o fluxo

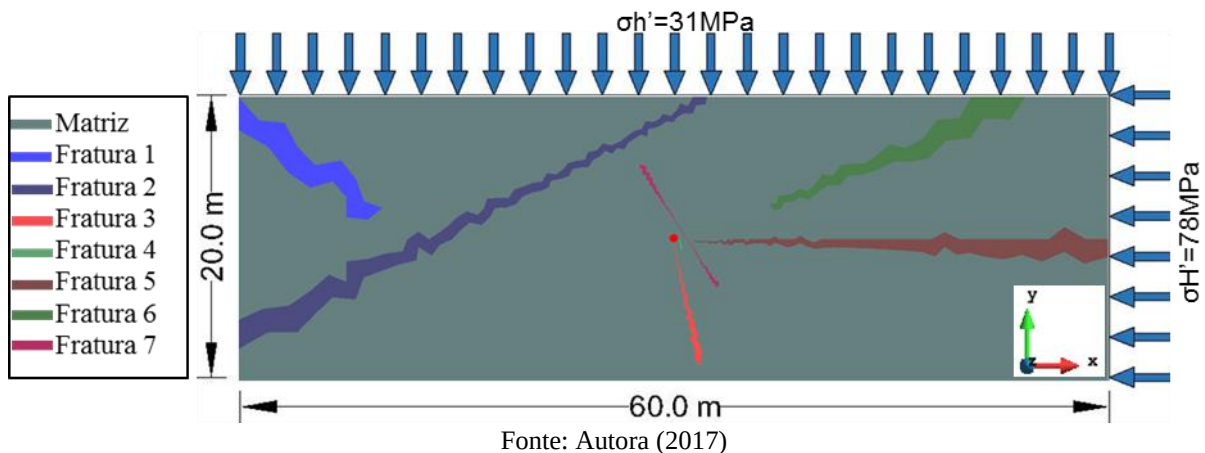
$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \boldsymbol{\varepsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (69)$$

4 EXEMPLO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

4.1 Exemplo de reservatórios naturalmente fraturados

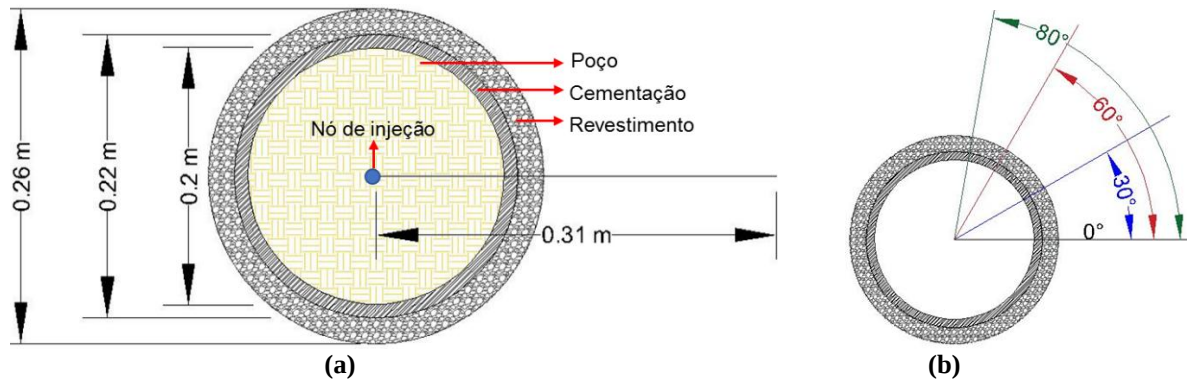
Para testar a técnica de descontinuidades incorporadas, foram realizadas simulações numéricas do problema hidromecânico ilustrado na Figura 25, onde são apresentadas a geometria e o estado de tensões iniciais. Considerasse uma seção de um reservatório de 20.0 metros de alto por 60.0 metros de comprimento, com um poço de injeção localizado no centro da seção. O reservatório encontrasse com pressão inicial de 46MPa, a tensão efetiva principal maior é 78.0 MPa e a menor é 31MPa. Sete fraturas naturais com diferente posição e comprimento foram consideradas dentro da seção. Para conectar o interior do poço com a formação, é considerada uma zona de fraqueza chamada de canhoneio. Diferentes zonas de fraqueza são analisadas para ver as mudanças na propagação da fratura hidráulica induzida.

Figura 25 – Geometria e estado de tensões iniciais, problema hidromecânico



Na Figura 26(a) é apresentado o desenho do poço, incluído as dimensões do revestimento, assim como também o comprimento do canhoneio. Em todos os casos de análise foi mudado o ângulo de inclinação do canhoneio em relação ao eixo horizontal, Figura 26(b). Nestas análises o fluido foi admitido como incompressível, com densidade $\rho_f = 1000 \text{ kg/m}^3$ e viscosidade, $\mu = 1 \text{ e-}9 \text{ MPa/s}$.

Figura 26 – (a) desenho do poço. (b) Ângulo de inclinação do canhoneio



Fonte: Autora (2017)

As análises estão divididas em 4 grupos (G1, G2, G3, G4), em alguns cenários os elementos das fraturas têm as mesmas propriedades da matriz e os elementos de revestimentos e canhoneio as propriedades do poço. A completação do poço é feita em *openhole* nos grupos G1 e G2 mas para os grupos G3 e G4 o poço tem revestimento e cimentação. Em relação ao reservatório os grupos G1 e G3 não têm fraturas naturais e os grupos G2 e G4 têm fraturas naturais, tendo assim um total de 16 cenários. Os cenários estão resumidos na Tabela 2.

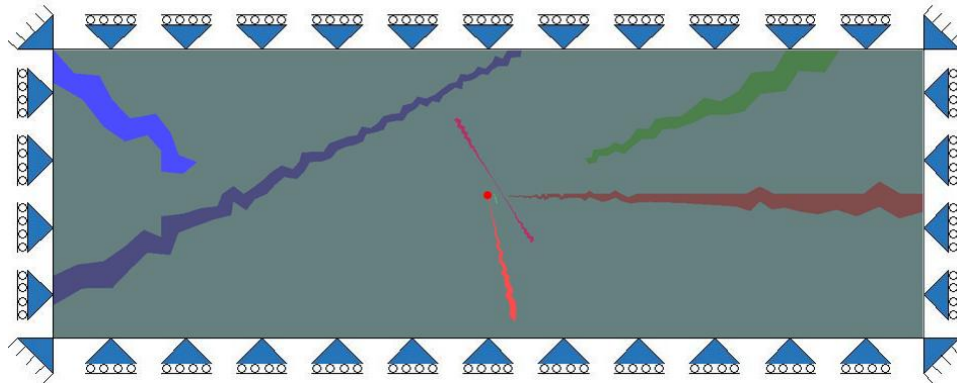
Tabela 2 - Combinação de cenários

Grupo	Openhole	Revestido	Nao fraturado	Fraturado
G1	X		X	
G2	X			X
G3		X	X	
G4		X		X

Fonte: Autora (2017)

A simulação do problema está dividida em etapas. A primeira consiste em equilibrar o estado de tensões iniciais antes da escavação do poço, depois os elementos da formação que fazem o poço são escavados e uma pressão de fundo de poço é imposta (30MPa), finalmente se inicia a injeção de fluido, que no caso a vazão mássica é 5.3 kg/s. As condições de contorno mecânicas são mostradas na Figura 27.

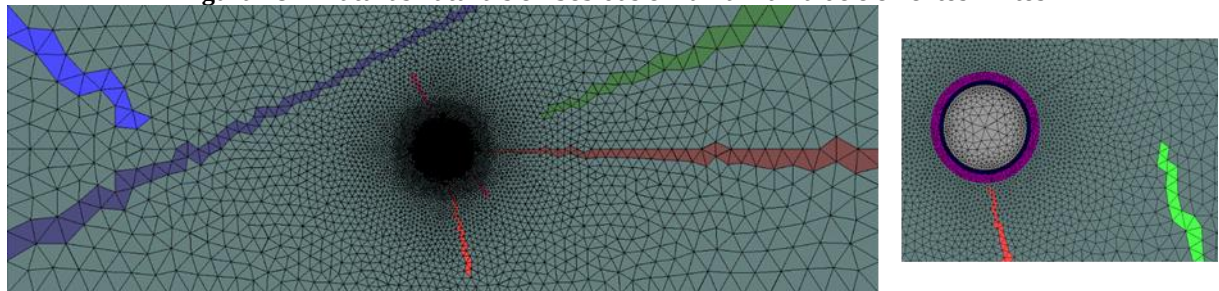
Figura 27 – Condições de contorno mecânicas problema hidromecânico



Fonte: Autora (2017)

A matriz é cortada por várias fraturas de diferentes orientações. A malha de elementos finitos tem elementos de compatibilidade, uma técnica desenvolvida para acoplar elementos de diferentes tamanhos e garantir a continuidade dos processos mecânicos e hidráulico (BITENCOURT et al., 2015). Foi necessário o uso destes elementos para induzir o fluxo do fluido de injeção do poço na formação. A malha é composta por 16169 nós e 31874 elementos, conforme ilustrado na Figura 28, onde também é possível observar um detalhe da malha na zona próxima ao poço.

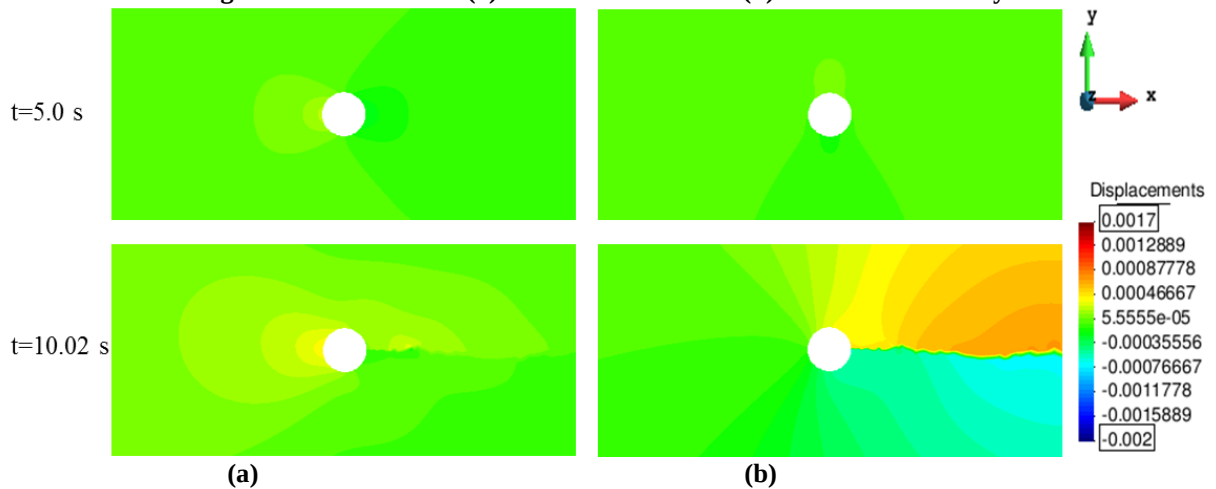
Figura 28 - Fraturas naturais embebidas em uma malha de elementos finitos



Fonte: Autora (2017)

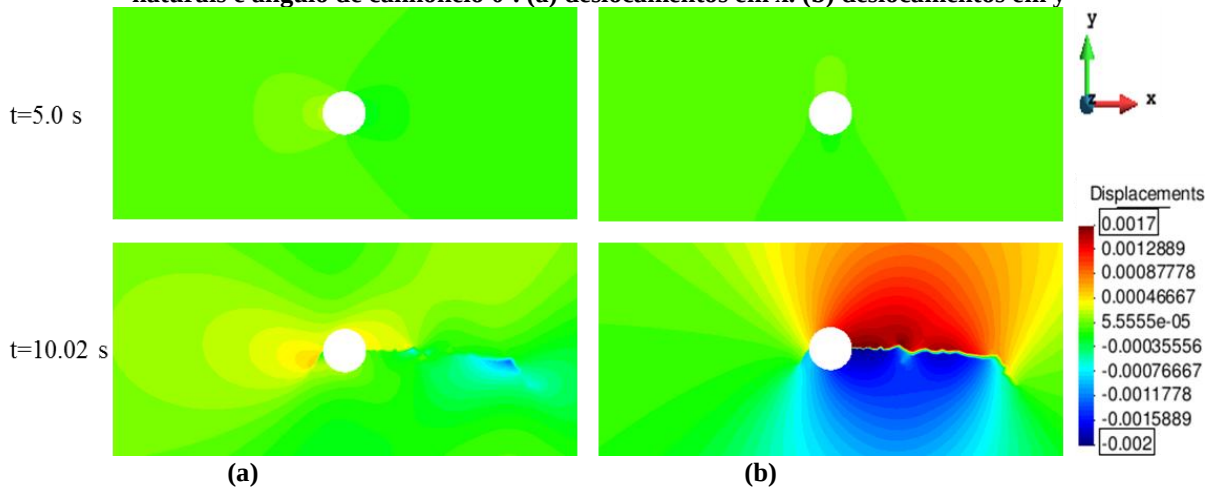
A Figura 29 mostra a evolução do campo de deslocamentos na direção x (Figura 29 (a)) e y (Figura 29 (b)) de um reservatório sem fraturas naturais, enquanto a Figura 30 mostra a evolução dos deslocamentos em um reservatório com fraturas naturais. Ambos os casos tem um ângulo de canhoneio 0° . Segundo o apresentado nas ilustrações é possível ver a influência das fraturas, hidráulica e natural, no salto do campo de deslocamentos.

Figura 29 – Evolução dos deslocamentos em x e y durante a simulação em caso sem fraturas naturais e ângulo de canhoneio 0°. (a) deslocamentos em x. (b) deslocamentos em y



Fonte: Autora (2017)

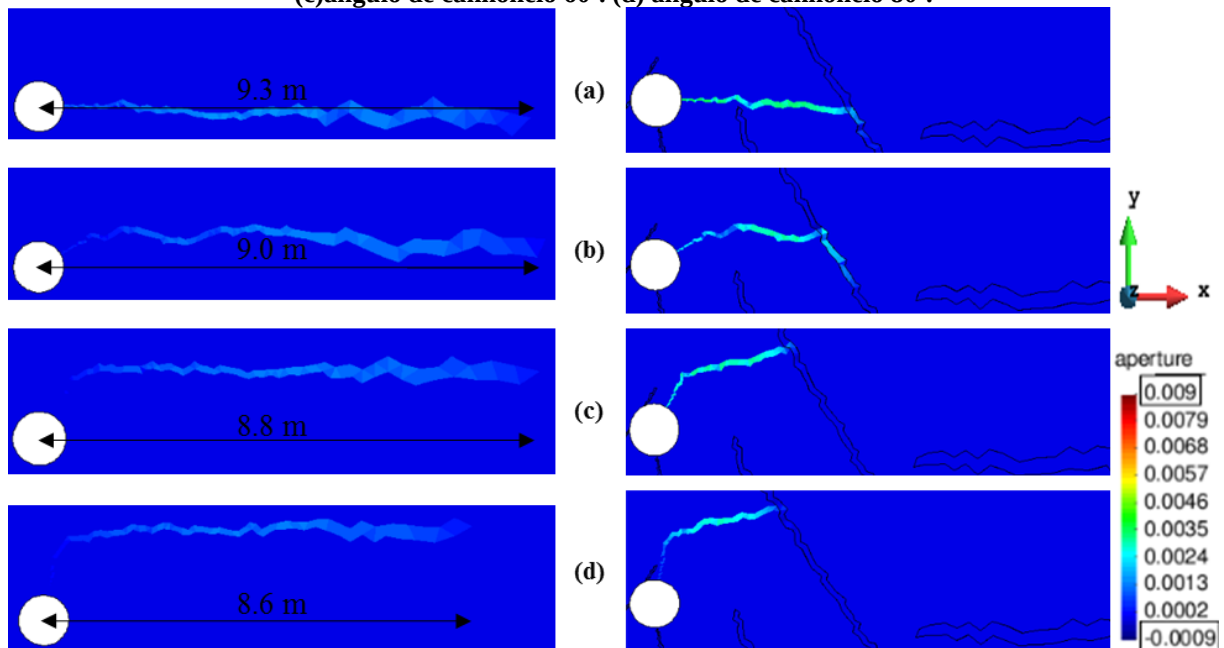
Figura 30 - Evolução dos deslocamentos em x e y durante a simulação em reservatório com fraturas naturais e ângulo de canhoneio 0°. (a) deslocamentos em x. (b) deslocamentos em y



Fonte: Autora (2017)

Para ilustrar a influência, na propagação da fratura, do ângulo de canhoneio e a presença de fraturas no reservatório, se apresenta a Figura 31, onde é representada a região próxima ao poço, do lado esquerdo são apresentados os casos sem fraturas naturais e do lado direito os casos com fraturas naturais. Na ilustração é possível observar o comprimento da fratura induzida em um ponto das simulações realizadas ($t=10.02$ s), assim como também a direção de propagação nos casos onde existe fraturas naturais. Pode-se inferir o comportamento da fratura induzida segundo as condições em que seja feita a operação de fraturamento hidráulico. Nos cenários sem fraturas pré-existentes, depois do fluido sair do canhoneio, observa-se como as fraturas propagam-se preferencialmente na direção da tensão principal maior.

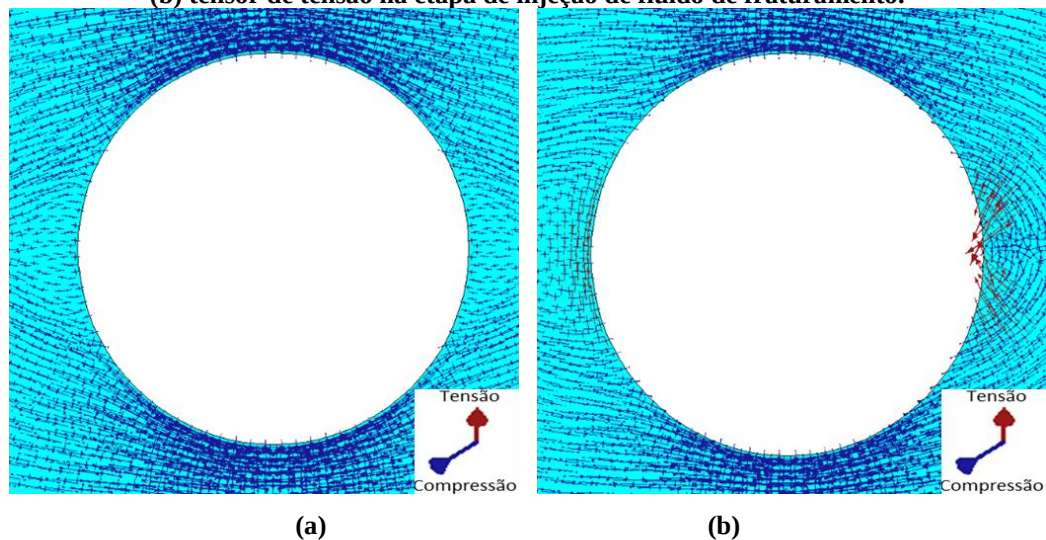
Figura 31 – Propagação da fratura em poço aberto e diferentes ângulos de canhoneio. As ilustrações da esquerda consideram o reservatório sem presença de fraturas, já as ilustrações da direita são do reservatório com fraturas pre-existent. (a) ângulo de canhoneio 0°. (b) ângulo de canhoneio 30°. (c) ângulo de canhoneio 60°. (d) ângulo de canhoneio 80°.



Fonte: Autora (2017)

Como mencionado, as fraturas têm influência sobre o campo de deslocamentos e, como mostra a Figura 32, também influenciam no campo de tensões. Na ilustração da direita (Figura 32 (b)) é possível observar que na direção da fratura se apresenta tração e nas zonas onde a fratura não tem influência existe compressão.

Figura 32 - Evolução de vetores de tensão. (a) tensor de tensões equilibrado depois da escavação do poço. (b) tensor de tensão na etapa de injeção de fluido de fraturamento.



Fonte: Autora (2017)

Segundo a Tabela 3 para exemplificar, O_sF_0° indica que as análises são para um caso onde a completacão do poço é feita em *openhole*, o reservatório não tem fraturas pré-existentes e o ângulo de canhoneio é 0°.

Tabela 3 - convenções para todos os gráficos de pressão de fluido

O: <i>openhole</i> (poço aberto)	C: <i>casing</i> (revestimento e cimentação)
F: reservatório naturalmente fraturados	sF: reservatório sem fraturas naturais
0°, 30°, 60°, 80°: ângulos de canhoneio	

Fonte: Autora (2017)

Com o propósito de ilustrar a influência das condições do poço e da presença de fraturas no reservatório na evolução da pressão de fluido, é apresentada a Figura 33 para ângulos de canhoneio 0° e Figura 34 para ângulos de canhoneio 30°. Como é apresentado nas ilustrações, a pressão de ruptura de todos os casos é diferente, isto é uma das consequências da presença de fraturas naturais e das condições de completacão do poço. É também visível a pressurização do reservatório nos casos onde há fraturas naturais.

O mesmo comportamento apresentado nas ilustrações para canhoneio 0° e 30° acontece nos demais casos. Pode-se observar na Figura 35 (reservatório sem fraturas naturais) que a pressão de propagação do caso O_sF_0° está perto de 48.0 MPa que corresponderia à pressão do fluido resultante de propagação considerando a pressão hidrostática e a tensão principal maior. Nos casos O_sF_80° e C_sF_80° a pressão de propagação aumenta, em relação ao caso anterior, uma consequência do ângulo de canhoneio (80°). Nos ângulos maiores, o fluido percorre uma zona de fraqueza (o canhoneio), obrigando o fluido sair e abrir a fratura perpendicular a tensão principal maior; a tensão faz com que a pressão de ruptura aumente, em relação aos outros ângulos, mas depois de sair dessa zona consegue mudar a direção e a fratura continua abrindo perpendicular a tensão principal menor e consequentemente a pressão de propagação da fratura aproximasse com a de os ângulos menores. Uma análise similar pode ser feita nos casos exibidos na Figura 36 (reservatório naturalmente fraturado), estes casos apresentam pressurização por causa da presença de fraturas naturais. Quando inicia o fraturamento tem igual comportamento que no correspondente caso onde não há fraturas naturais mais no momento que o distúrbio de pressão chega na fratura natural, tenta fazer o caminho desta mas ao estar a fratura natural orientada com a tensão principal menor a fratura hidráulica teria que abrir perpendicular a tensão principal maior gerando uma pressurização na formação.

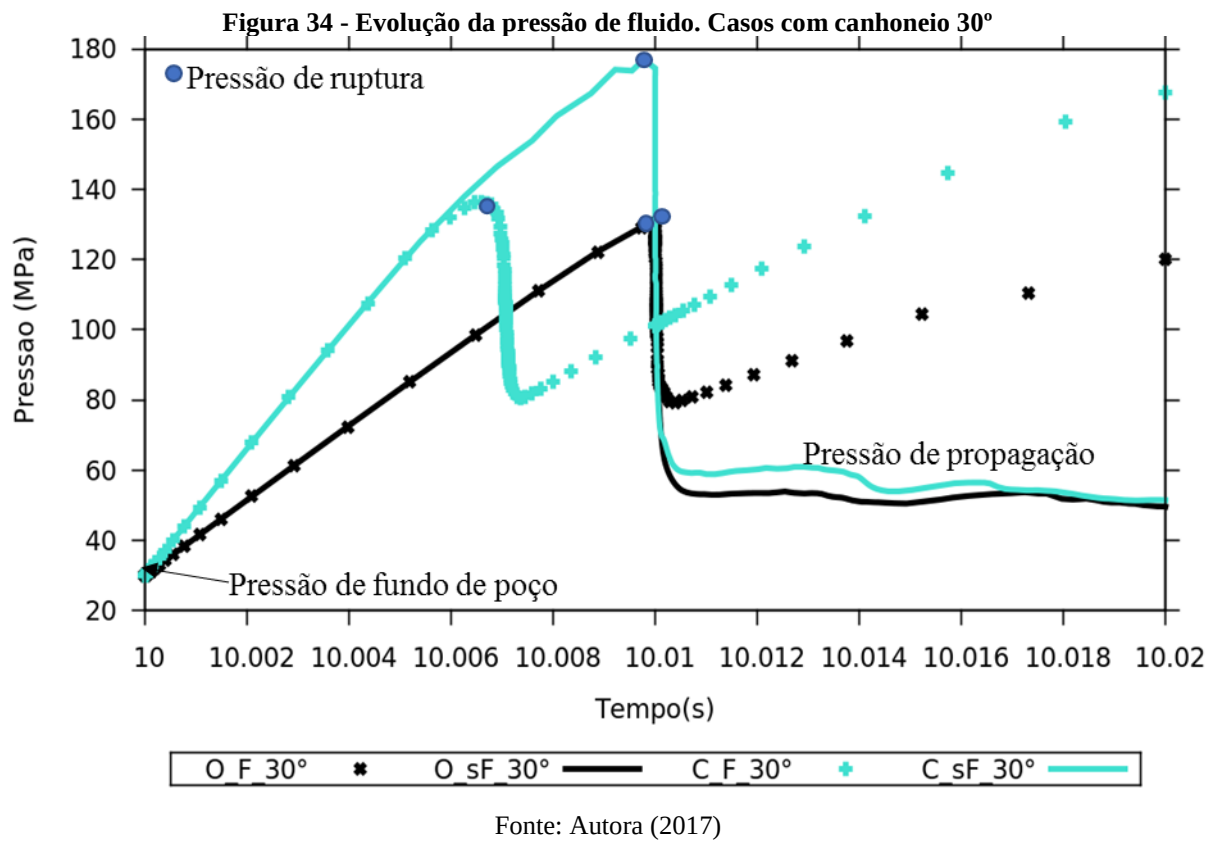
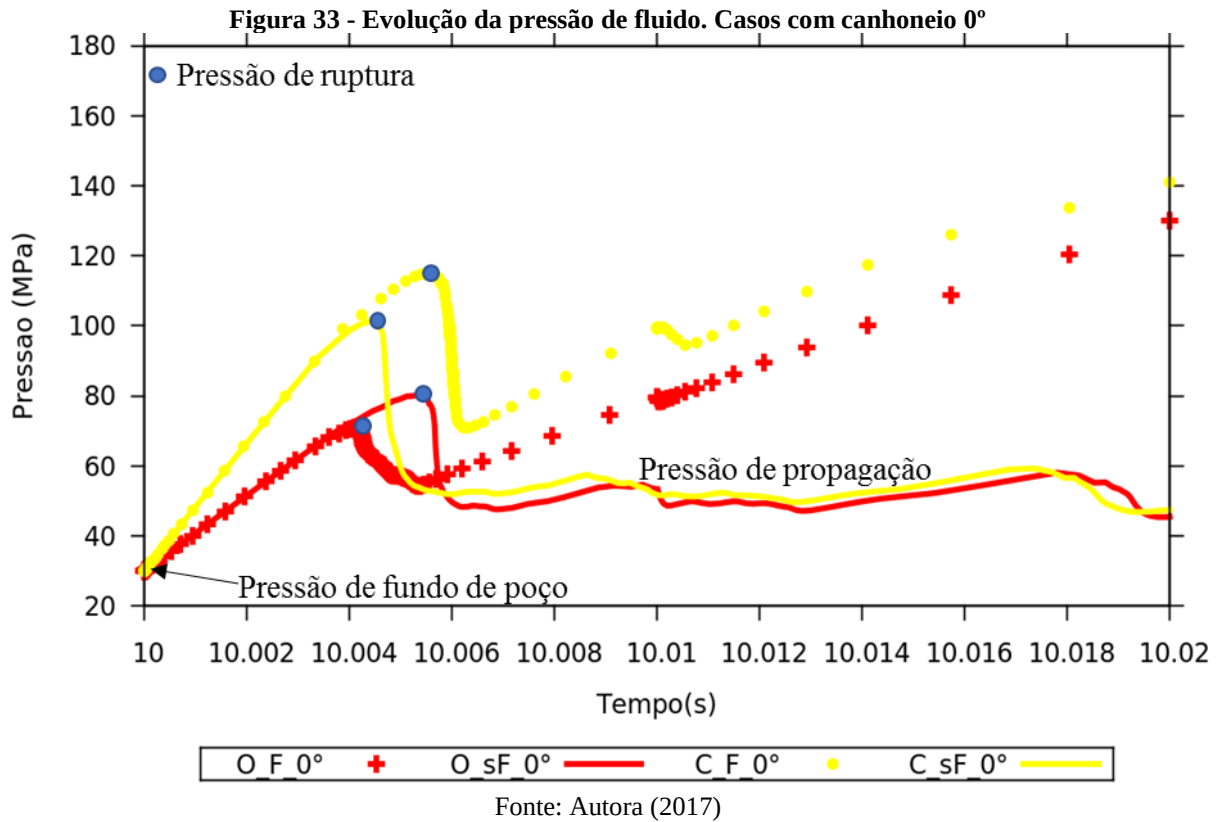
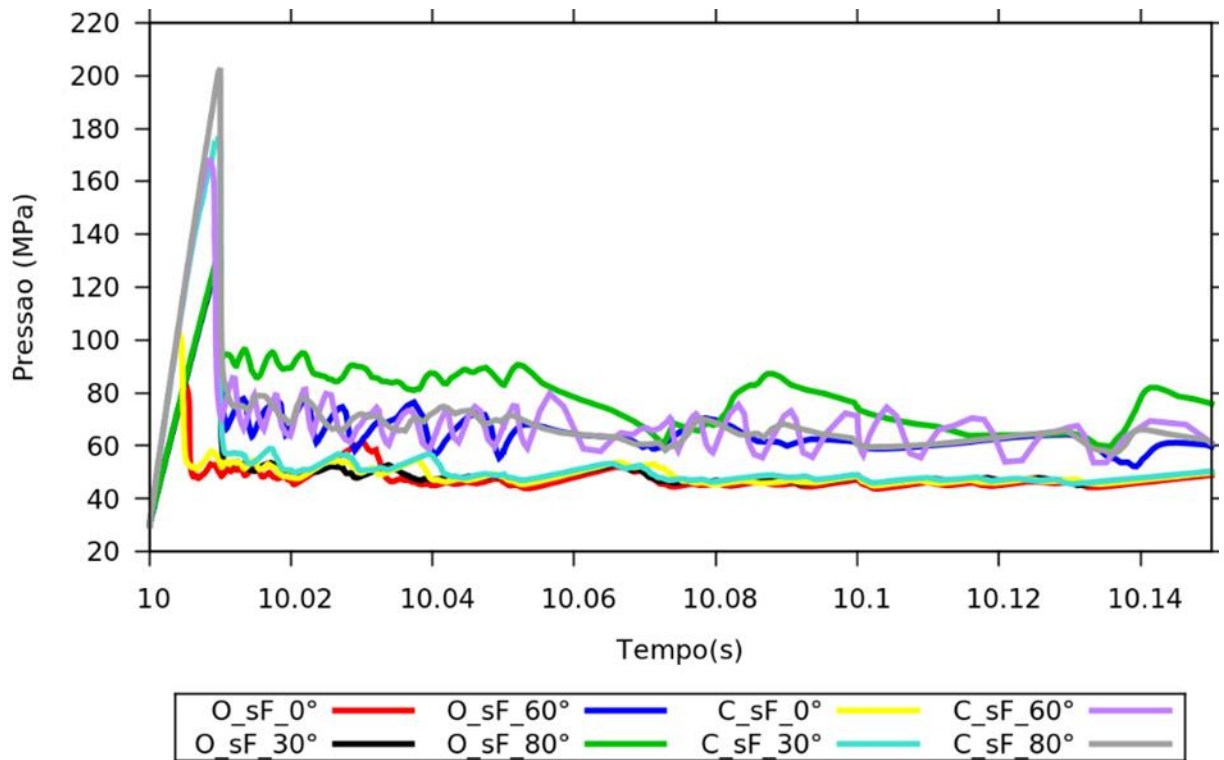
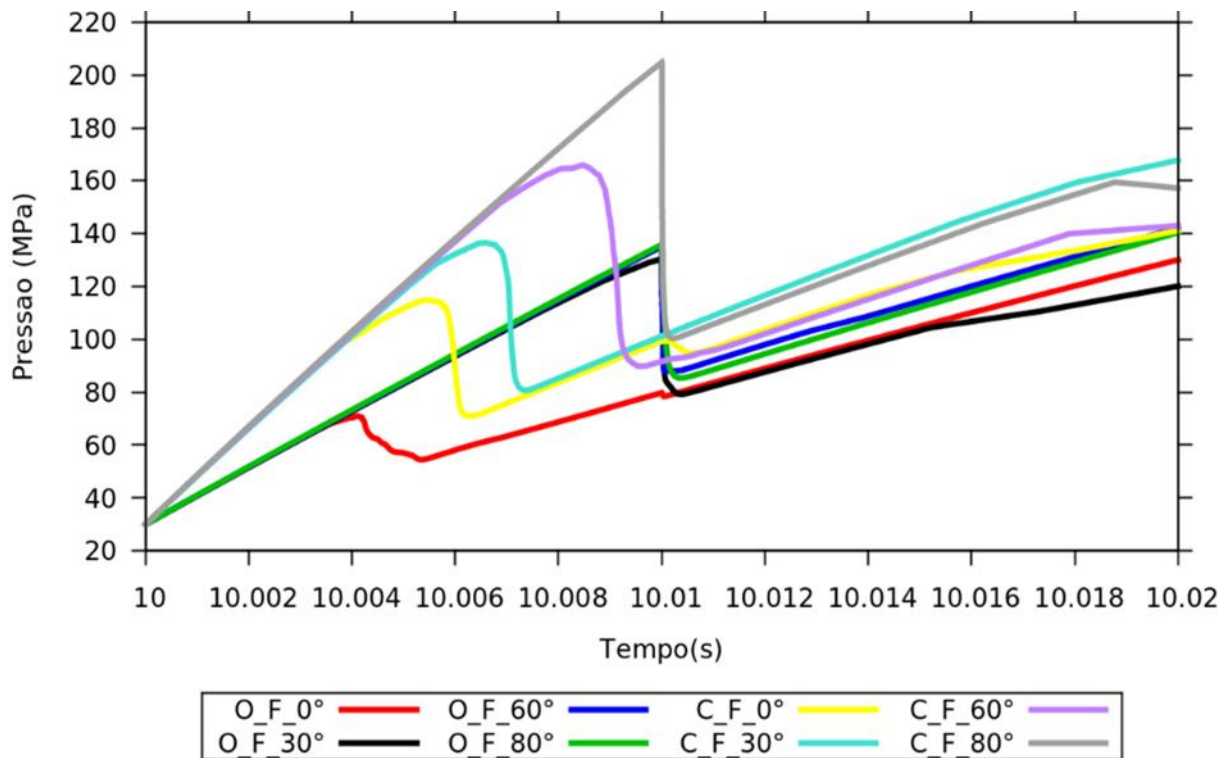


Figura 35 - Evolução da pressão em casos onde o reservatório foi considerado sem fraturas naturais



Fonte: Autora (2017)

Figura 36 - Evolução da pressão em casos onde o reservatório foi considerado naturalmente fraturado



Fonte: Autora (2017)

5 EXEMPLOS FECHAMENTO DE FRATURA

5.1 Verificação em casos com única fratura

Com o propósito de verificar o modelo implementado para o fechamento das fraturas apresentado no capítulo 2, são apresentados alguns casos simples. Nestes casos é possível ver o comportamento do fechamento de uma única fratura no reservatório. Após estas verificações, neste mesmo capítulo serão apresentados casos de reservatórios naturalmente fraturados.

5.1.1 Experimento numérico para verificar o modelo de fechamento

O presente caso tem como objetivo a verificação da implementação do modelo de fechamento de fraturas pré-existentes no reservatório. O caso apresentado na Figura 37 é um teste mecânico. Um material poroso isotrópico com propriedades apresentadas na Tabela 4, e fratura embebida em uma malha de elementos finitos com 128 elementos, em 8 destes elementos foi embebida a fratura (Figura 37 (b)). A amostra está inicialmente submetida a tensão vertical de 5.0 MPa.

Tabela 4 - Propriedades do material da rocha. Célula de verificação

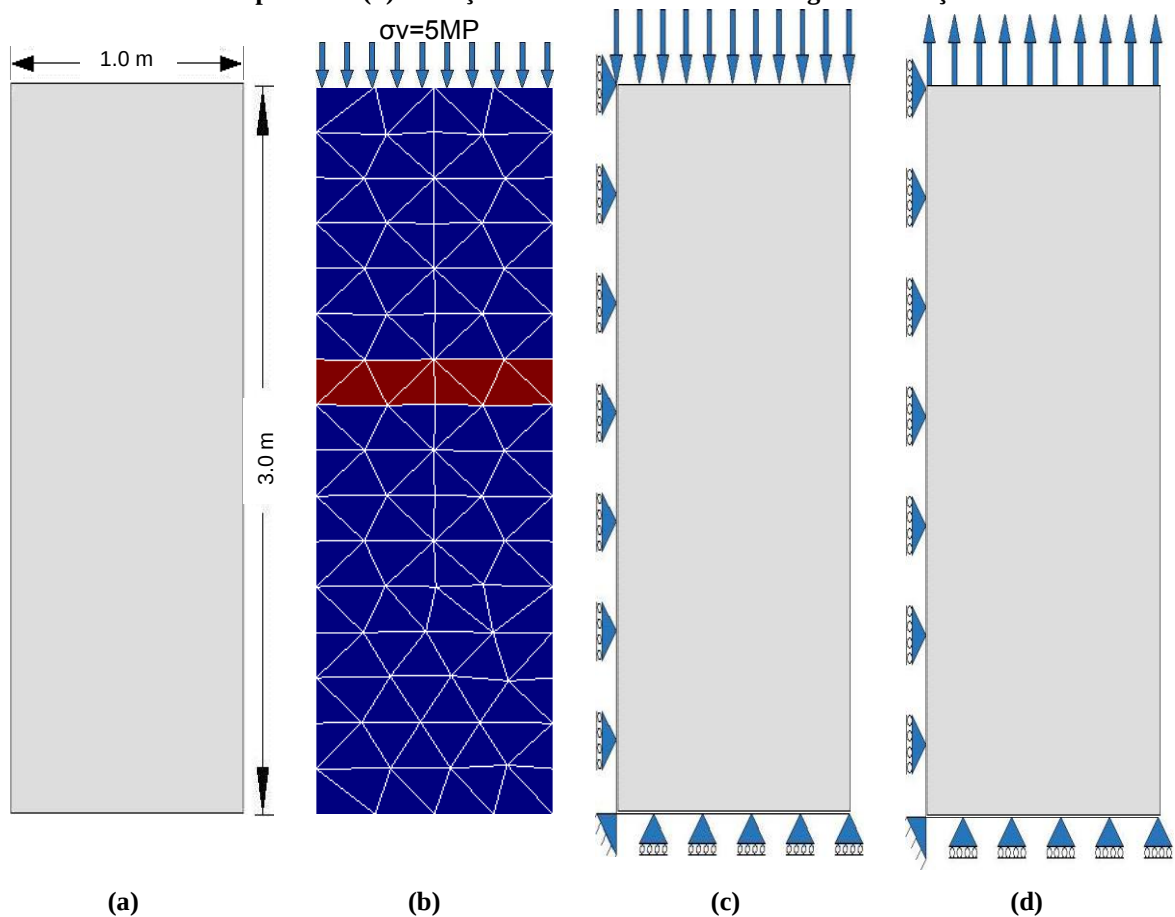
Parâmetro	valor
Módulo de elasticidade ($E \rightarrow \text{MPa}$)	17.0e3
Coeficiente de Poisson (ν)	0.3
Permeabilidade ($K \rightarrow \text{m}^2$)	1e-21
Rigidez normal inicial ($K_{ni} \rightarrow \text{Pa/m}$)	1e5
Fechamento máximo ($V_m \rightarrow \text{m}$)	2e-4

Fonte: Autora (2017)

Tabela 5 – Informação dos regimes de carregamento aos quais é submetida a amostra

Intervalo de tempo (s)	Compressão (MPa)	Tração (MPa)
2000-4000	-5.0	
4000-6000		5.0
6000-8000	-6.0	
8000-10000		6.0
10000-12000	-4.0	
12000-14000		4.0
14000-16000	-2.0	

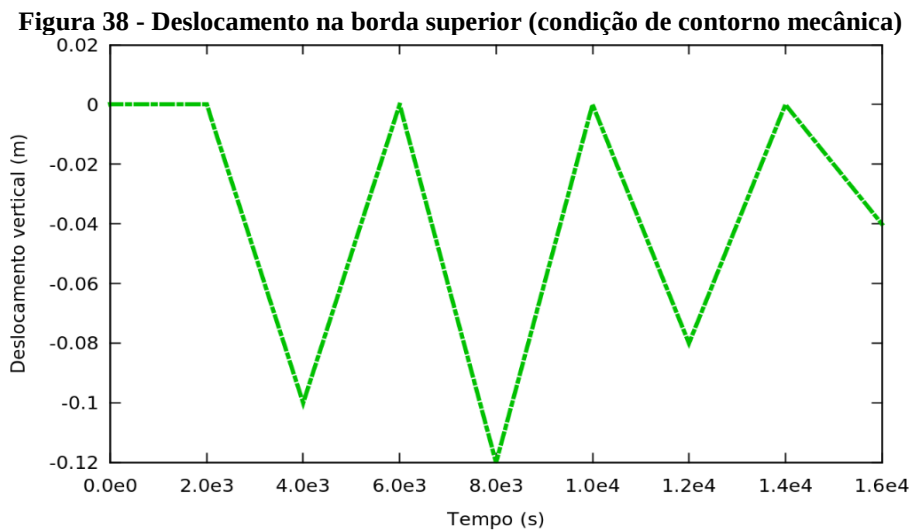
Fonte: Autora (2017)

Figura 37 - Célula usada para verificar o modelo de fechamento de fraturas: (a) Dimensões da célula. (b) Fratura embebida em malha de elementos finitos. (c) Condições de contorno mecânicas regime compressivo. (d) condições de contorno mecânicas regime de tração

Fonte: Autora (2017)

A amostra foi submetida a deslocamentos prescritos como é apresentado na Figura 37 (c) no caso de compressão e (d) no caso de tração em intervalos de tempo (Tabela 5). A degradação da fratura vai acontecer em algum ponto do tempo de simulação como consequência dos regimes compressivos e de tração aos quais é submetida a amostra.

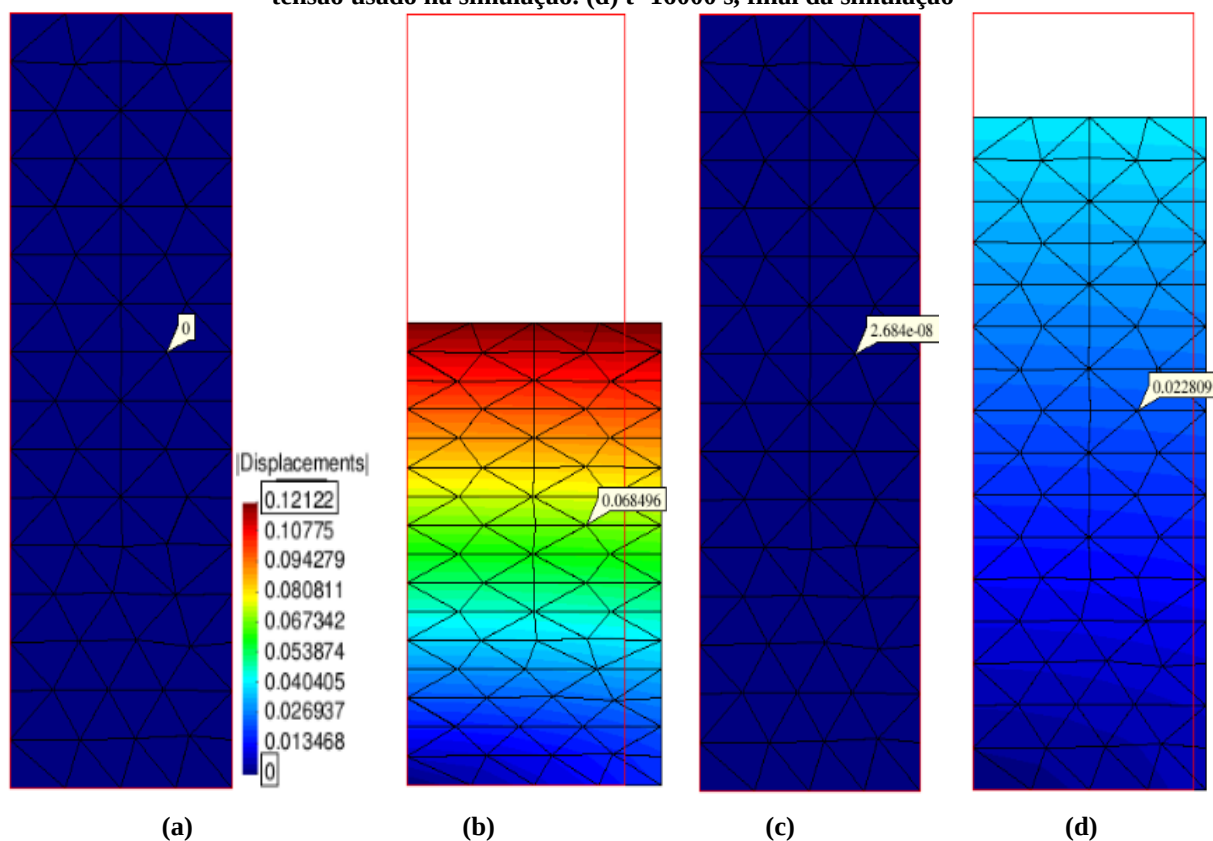
É possível observar na Figura 38 a função que cumpre a condição de contorno que carrega e descarrega uma força na borda superior da amostra sobre os deslocamentos verticais da amostra conforme Tabela 5.



Fonte: Autora (2017)

A Figura 39 apresenta a deformação do meio poroso em diferentes tempos de simulação, alguns correspondem à condição de compressão, outros à tração, sendo as linhas vermelhas da Figura 39 a malha não deformada. Em qualquer que seja o regime é possível ver as mudanças que a amostra apresenta como resultado da aplicação dos deslocamentos prescritos.

Figura 39- Malha deformada a diferentes tempos da simulação. (a) $t=0$ s, início da simulação. (b) $t=10000$ s, correspondente ao valor de máxima compressão usado na simulação. (c) $t=14000$ s, mínimo valor de tensão usado na simulação. (d) $t=16000$ s, final da simulação

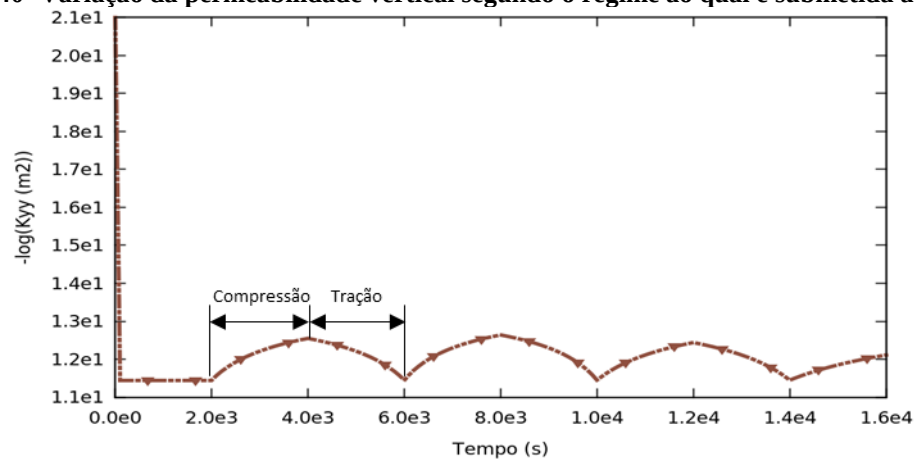


Fonte: Autora (2017)

Todas as ilustrações, a seguir, das variáveis deste experimento numérico foram medidas nos elementos da fratura embebida.

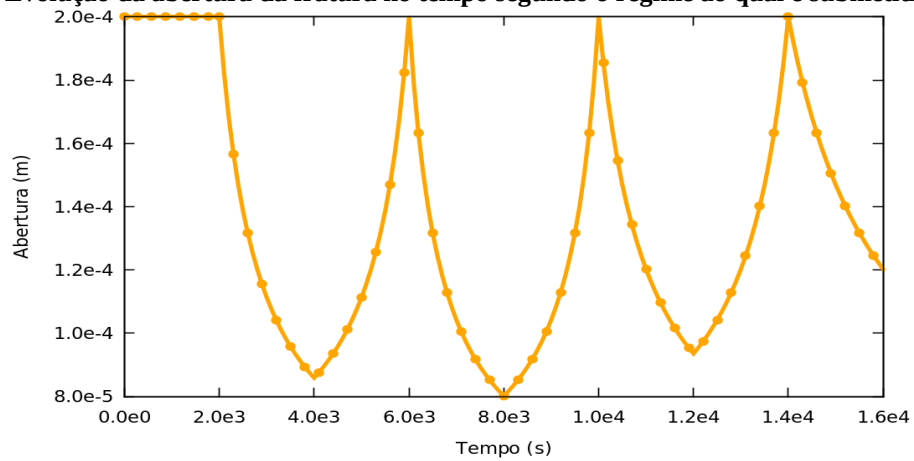
Seguindo a implementação do modelo de fechamento é possível ver na Figura 40 que nos tempos iniciais a permeabilidade da fratura aumenta e já no primeiro intervalo de deslocamentos prescritos (compressão) tem uma redução, no percurso da simulação a permeabilidade muda com o regime ao qual é submetida (incrementa e diminui). Um fenômeno similar acontece nas figuras 41 e 42. Da Figura 41 é possível observar a evolução da fratura com o tempo de simulação, se estiver sob compressão a abertura da fratura diminui e sob tração incrementa. Além disso, é possível relacionar a permeabilidade com a abertura da fratura. Nos intervalos nos quais a permeabilidade diminui a abertura também diminui, no caso oposto, no qual a permeabilidade tem um acréscimo, a abertura incrementa também. Figura 42 apresenta a evolução da tensão vertical, que aumenta ou diminui ao longo do tempo dependendo da condição de contorno aplicada.

Figura 40- Variação da permeabilidade vertical segundo o regime ao qual é submetida a amostra



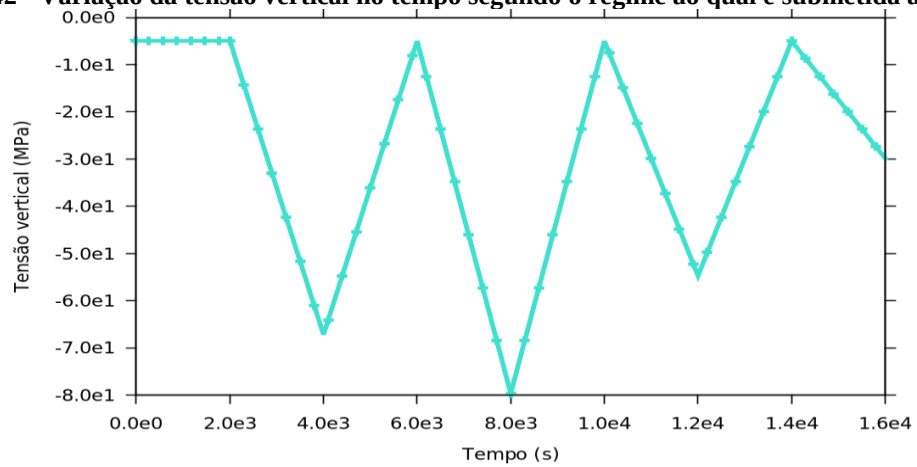
Fonte: Autora (2017)

Figura 41 - Evolução da abertura da fratura no tempo segundo o regime ao qual é submetida a amostra



Fonte: Autora (2017)

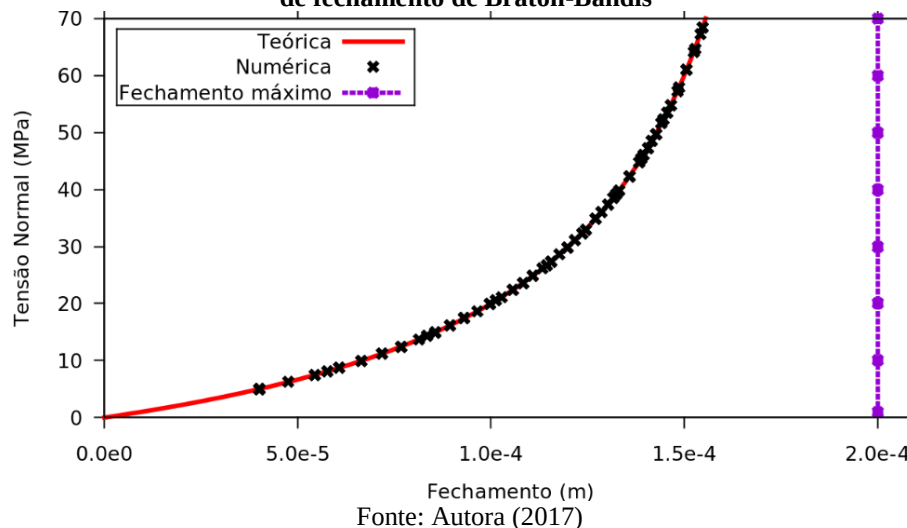
Figura 42 - Variação da tensão vertical no tempo segundo o regime ao qual é submetida a amostra



Fonte: Autora (2017)

Foi apresentada a equação (24) como uma resposta teórica do Modelo de Barton-Bandis para o fechamento de fraturas; o salto nos deslocamentos da fratura embebida vai depender das variáveis de rigidez da fratura (K_{ni}) e o máximo fechamento da fratura (V_m). É apresentada na Figura 43 uma comparação da curva teórica (vermelha) e a resposta do experimento numérico. Desta ilustração pode-se concluir que o modelo está bem implementado no CODE_BRIGTH e para esta condição de carregamento exclusivamente vertical, as curvas têm um ajuste perfeito. A linha roxa corresponde ao fechamento máximo próprio da fratura, valor assintótico ao qual tendem as respostas teórica e numérica do fechamento da fratura. O erro porcentual é praticamente nulo.

Figura 43 - Comparação fechamento da fratura embebida: resposta numérica e teórica usando o modelo de fechamento de Barton-Bandis

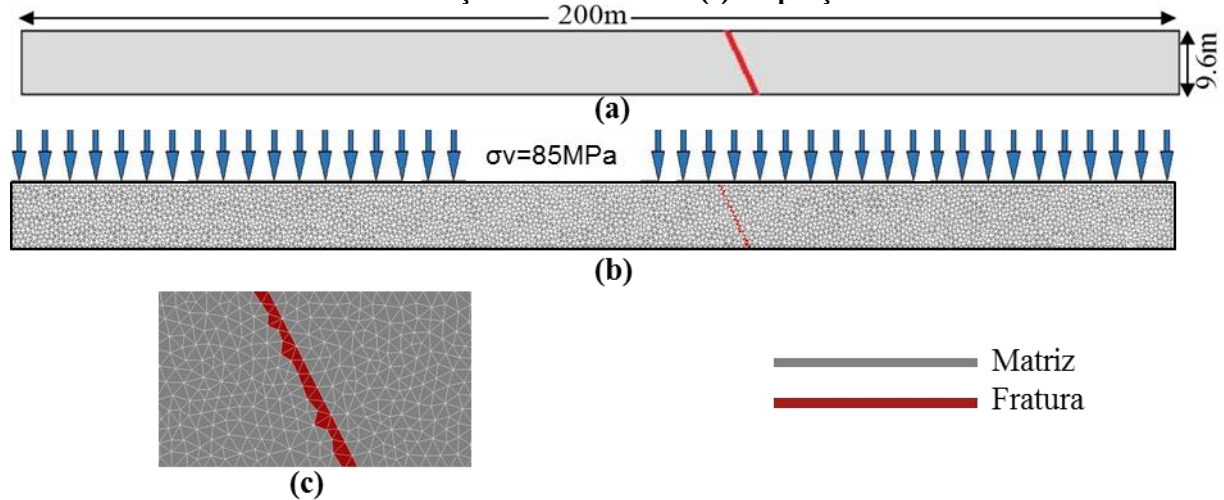


5.1.2 Exemplo de depleção com fratura inclinada

Tanto neste exemplo quanto no 4.2.1 são baseados em dados de reservatório do pré-sal brasileiro. A seção apresentada na Figura 44 corresponde ao plano que passa no centro da célula 3D relacionada do modelo geológico construído com aproximadamente 12000 fraturas (Figura 45). Neste caso é apresentada só uma fratura na seção com o propósito de exemplificar o funcionamento do modelo de fechamento de fraturas implementado no simulador CODE-BRIGHT. Como será visto no exemplo 4.2.1, a seção tem 14 fraturas com propriedades e comprimentos variáveis. Usando o simulador *in-house*, CODE_BRIGTH, foi

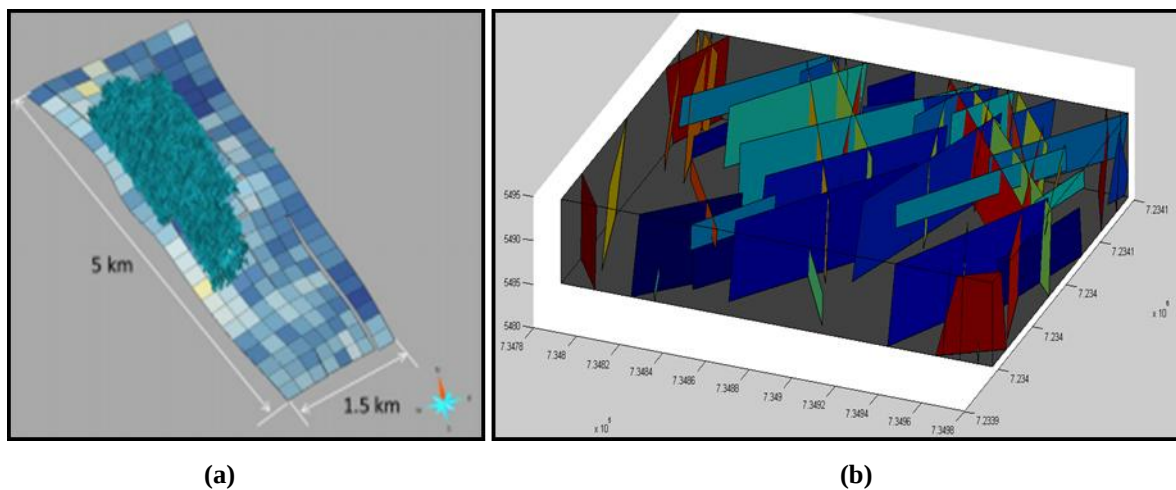
realizado um estudo com o propósito de simular eficientemente o comportamento de meios fraturados.

Figura 44 – Modelo com uma única fratura: (a) Dimensões de seção do pré-sal. (b) : malha de elementos finitos com fratura embebida e condição inicial de tensão. (c) Ampliação da malha na zona da fratura



Fonte: Autora (2017)

Figura 45 – Recorte de um modelo geológico de reservatório fraturado: (a) modelo com 12000 fraturas. (b) bloco 3D escolhido para representar uma célula do modelo do reservatório



Fonte: CORREA, 2015

A amostra do pré-sal corresponde a uma formação de carbonato com baixa permeabilidade, altamente fraturada. Na Tabela 6 são apresentadas propriedades da rocha e fratura.

Tabela 6 - Propriedades do material e condições do reservatório. Pré-sal

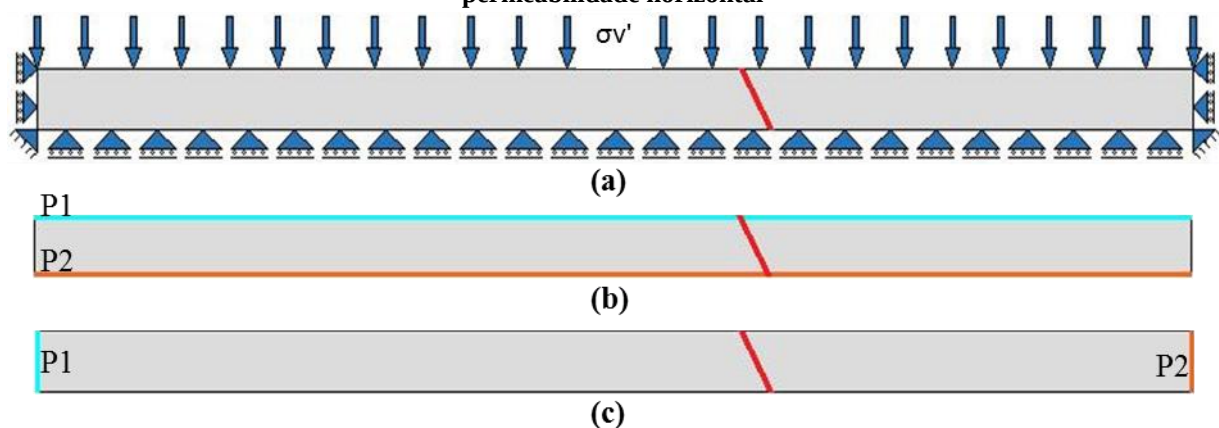
Parâmetro	valor
Pressão inicial (MPa)	55.0
Tensão vertical (MPa)	85.0
Módulo de elasticidade (E→MPa)	16.9e3
Coeficiente de Poisson (ν)	0.3
Permeabilidade da rocha (K→m ²) (K→mD)	2.56e-17 2.59e-2
Porosidade (ϕ)	0.0758
Permeabilidade da fratura (ks→m ²)	2.20e-08
Fechamento máximo (Vm→m)	5.14e-4
Energia da fratura (Gf→N/m)	1.0e-5
Resistência a tracao da fratura (ft→MPa)	0.1
Rigidez normal inicial (Kni→Pa/m)	1e5

Fonte: Autora (2017)

A malha de elementos finitos usada (Figura 44), tem um total de 3447 nós e 6416 elementos dos quais a fratura embebida na malha de elementos finitos tem 29 elementos.

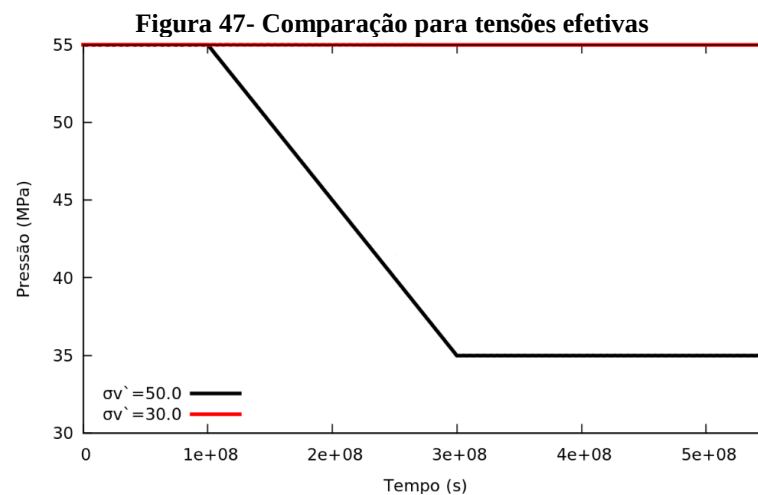
O experimento consiste em um ensaio edométrico, apresentado na Figura 46 (a). A amostra é submetida a um carregamento vertical constante durante todo o tempo de simulação, com restrições a deslocamentos laterais nas faces à esquerda e à direita. Para calcular a permeabilidade efetiva, aplica-se um gradiente de pressão de $\Delta p = 0.1 \text{ MPa}$. O tempo durante o qual a amostra fica sob o gradiente depende do estado estacionário, condição necessária para obter a permeabilidade equivalente correta.

Figura 46 - Condições de contorno: (a) Tensão efetiva e condições de contorno mecânicas. (b) Condição de contorno hidráulica para obter permeabilidade vertical. (c) condição de contorno hidráulica para obter permeabilidade horizontal



Fonte: Autora (2017)

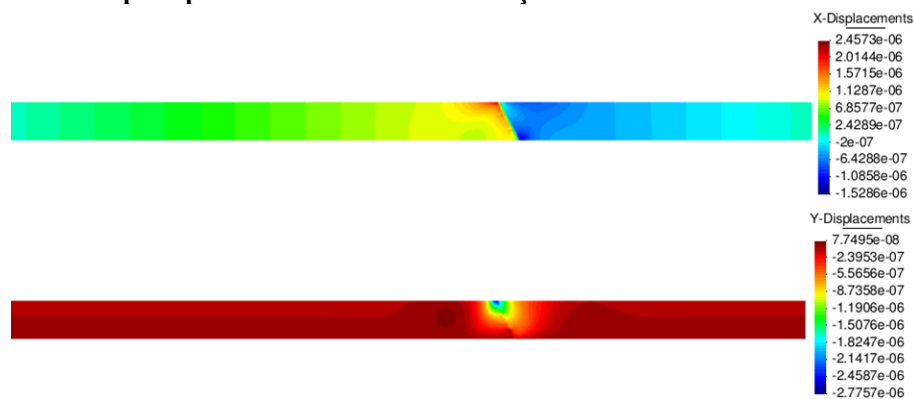
Foram analisados quatro casos, dois casos com condição hidráulica vertical e os outros dois casos com condição hidráulica horizontal. Cada dupla foi estudada com poro-pressão 35.0MPa e 55.0MPa, correspondentes com tensão vertical efetiva 50.0MPa e 30.0MPa. Isto foi feito com o fim de avaliar o processo de fluxo na direção vertical (Figura 46(a)) e o processo de fluxo na direção horizontal (Figura 46(b)). Uma comparação das tensões efetivas analisadas é apresentada na Figura 47.



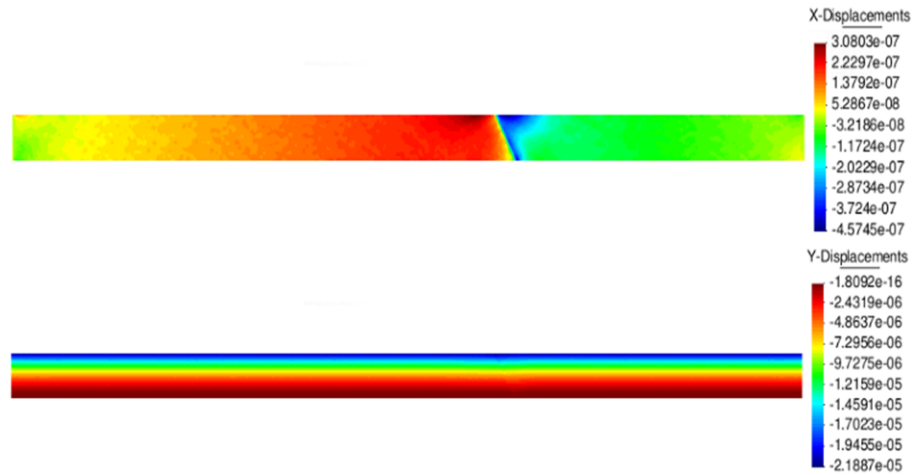
Fonte: Autora (2017)

A Figura 48 mostra o salto de deslocamento gerado pela introdução da descontinuidade na malha de elementos finitos correspondente aos deslocamentos para $t=5.5e8$ s, onde é possível observar o efeito da fratura em função da direção do escoamento e a tensão efetiva.

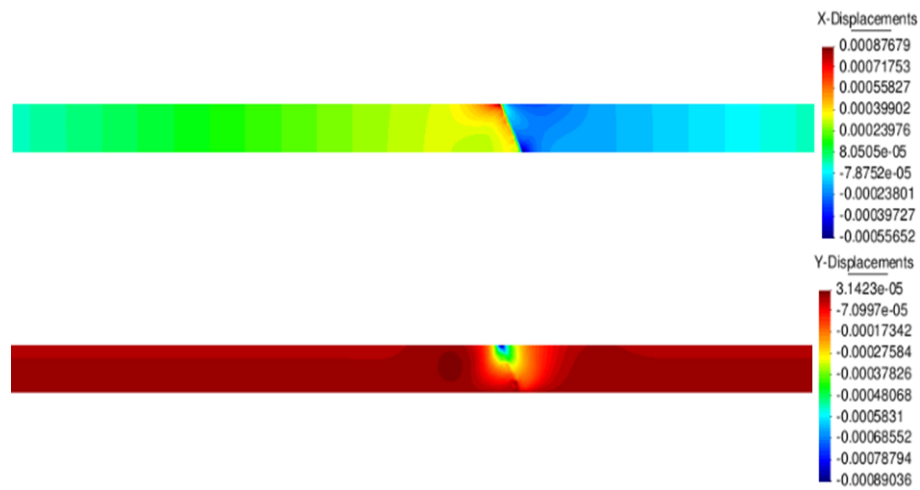
Figura 48 - Deslocamentos na amostra (u_x e u_y). (a) deslocamentos em pressão inicial sobre condições hidráulicas horizontais (b) deslocamentos em pressão inicial sobre condições hidráulicas verticais. (c) deslocamentos em poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas horizontais. (d) deslocamentos em poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas verticais.



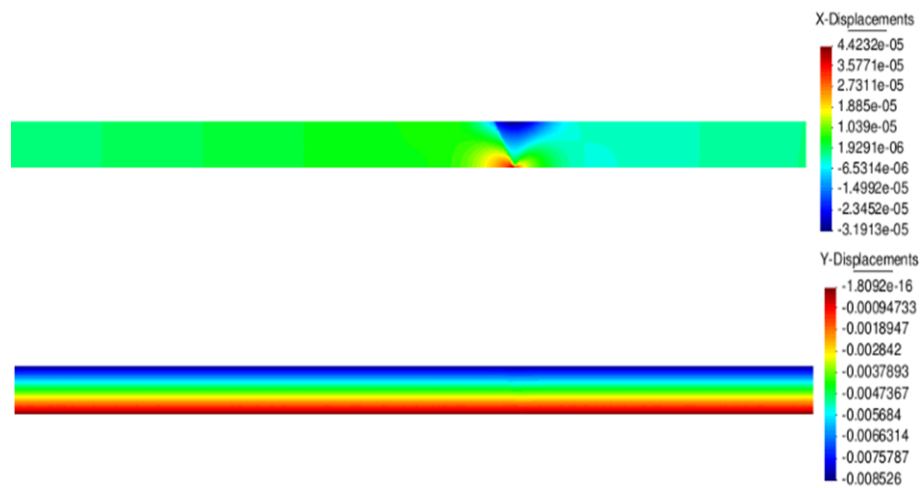
(a)



(b)



(c)



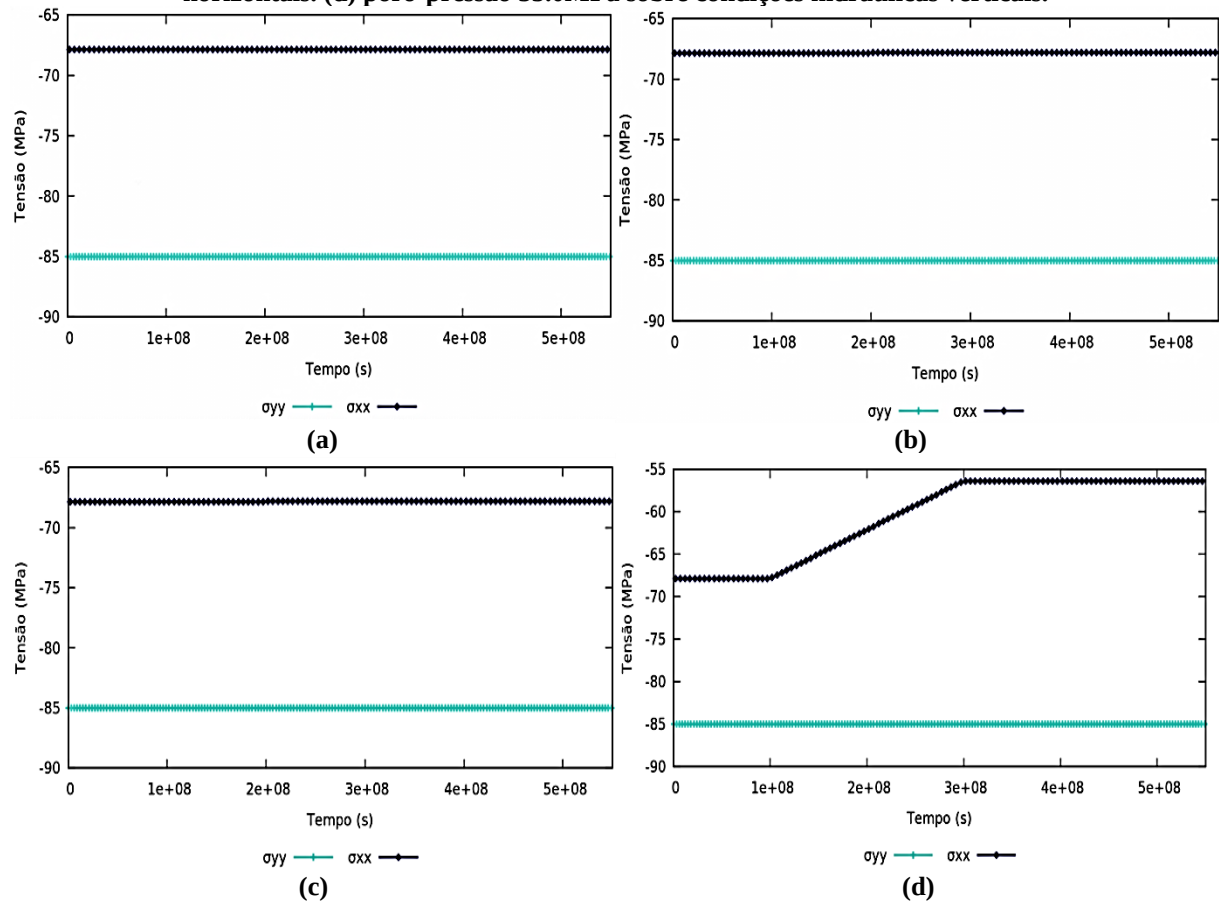
(d)

Fonte: Autora (2017)

Na Figura 49 é possível observar a evolução das tensões horizontal e vertical na amostra no tempo de simulação. Os dois casos analisados na pressão inicial (Figura 49 (a) e

(b)), as tensões são constantes em todo o tempo de simulado, mas no caso de poro pressão 35.0MPa (Figura 49(c) e (d)) a tensão vertical é constante e já a tensão horizontal apresenta mudanças, uma consequência dos deslocamentos laterais pelas condições mecânicas impostas

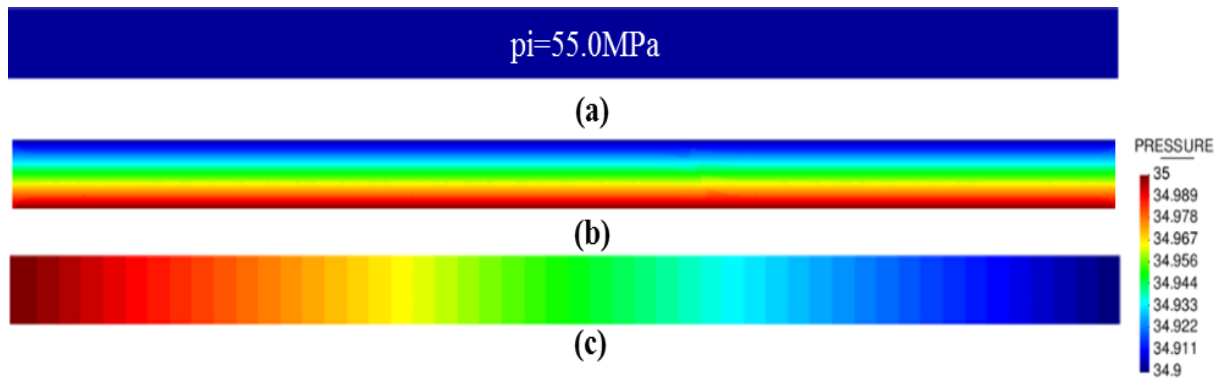
Figura 49 - Evolução da tensão: (a) pressão inicial sobre condições hidráulicas horizontais (b) pressão inicial sobre condições hidráulicas verticais. (c) poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas horizontais. (d) poro-pressão 35.0MPa sobre condições hidráulicas verticais.



Fonte: Autora (2017)

Nos tempos iniciais da simulação os casos começam com igual pressão ($p_i=55.0\text{MPa}$) ver Figura 47 e Figura 50. Conforme ilustrado na Figura 50, no final da simulação, por causa do gradiente de pressão gerado para obter a vazão, o campo de pressões mostra uma pequena variação.

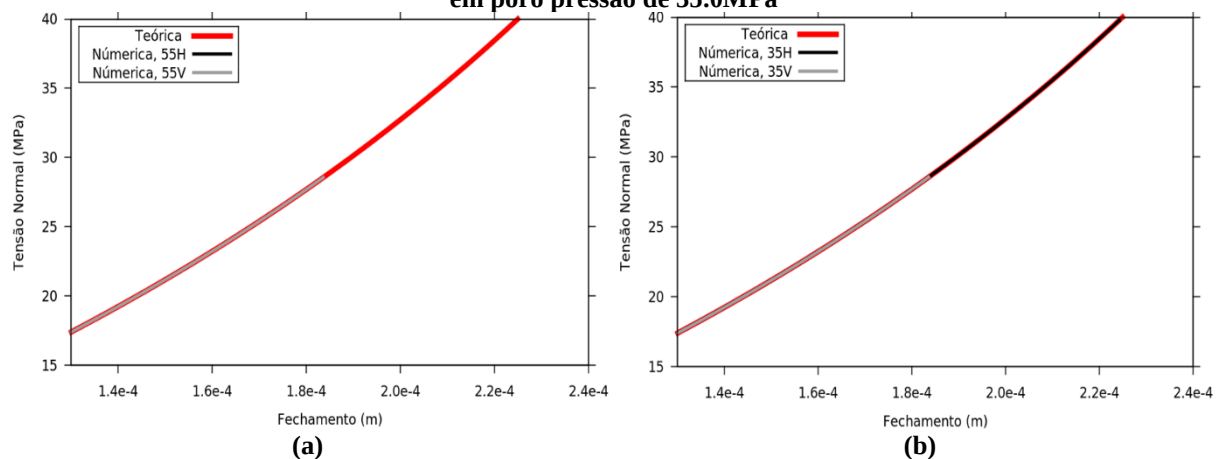
Figura 50 - Campo de pressões em diferentes tempos de análises e condições hidráulicas. (a) $t=0.0s$ (b) $t=5.5e8s$ depleção vertical. (c) $t=5.5e8s$ depleção horizontal. $\sigma_v=50$



Fonte: Autora (2017)

A Figura 51 resume o comportamento dos casos analisados. Na ilustração (a) são apresentados os resultados de fechamento da fratura na pressão inicial e ilustração (b) os resultados de fechamento da fratura com poro pressão de 35.0MPa. Ambos casos ilustram os efeitos da direção do escoamento sobre o fechamento da fratura (sendo H: horizontal, V:vertical, e o número que as acompanha a poro pressão utilizada na respectiva simulação). Comparando a figura da direita e da esquerda, pode-se concluir que na poro-pressão de 35.0MPa o fechamento da fratura é maior do que na pressão inicial, informação coerente com a física do problema.

Figura 51 - Comparação fechamento da fratura embebida, usando o modelo de Barton-Bandis, sob diferentes condições hidráulicas: (a) fechamento da fratura na pressão inicial. (b) fechamento da fratura em poro pressão de 35.0MPa



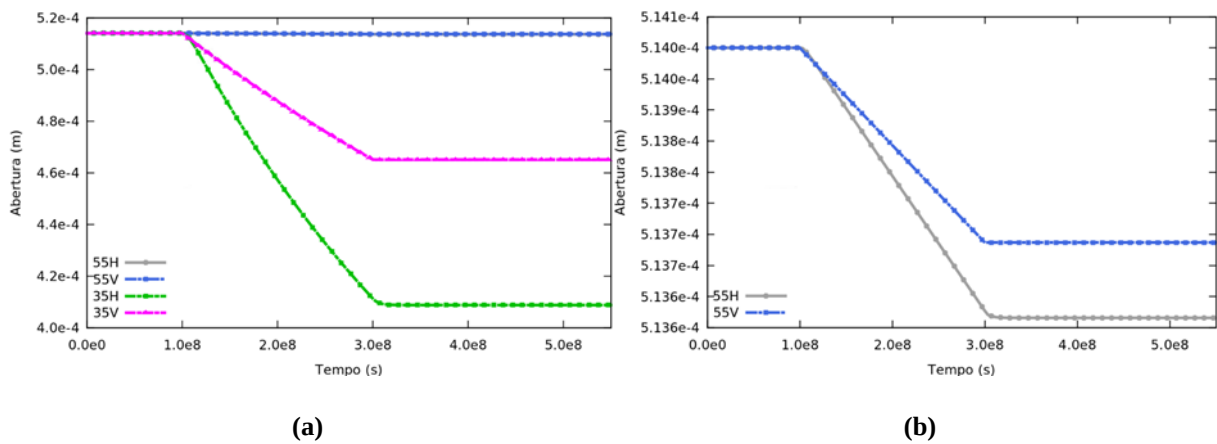
Fonte: Autora (2017)

Como é apresentado na Figura 52 (b), abertura da fratura em condições de pressão inicial tem pouca variação com o gradiente de pressão, $\Delta p=0.1\text{MPa}$, mas conforme aumenta a

depleção as aberturas começam um processo onde a abertura diminui, porém a fratura estase fechando.

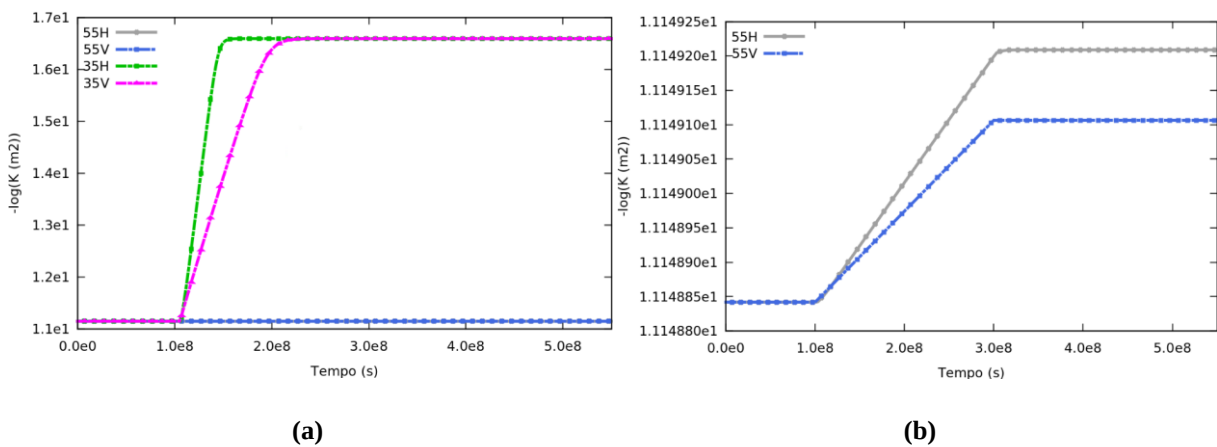
Na evolução da permeabilidade, ver Figura 53, observa-se nos casos com poro-pressão 35.0MPa uma queda na permeabilidade da fratura desde os primeiros tempos da simulação, mas os casos com pressão inicial não apresentam um mudança significativa da permeabilidade na abertura, correspondendo com o esperado posto que a abertura está em condições iniciais (poro-pressão 55.0MPa).

Figura 52 - Evolução da abertura. (a) abertura dos 4 casos estudados. (b) zoom da abertura nos casos com pressão inicial



Fonte: Autora (2017)

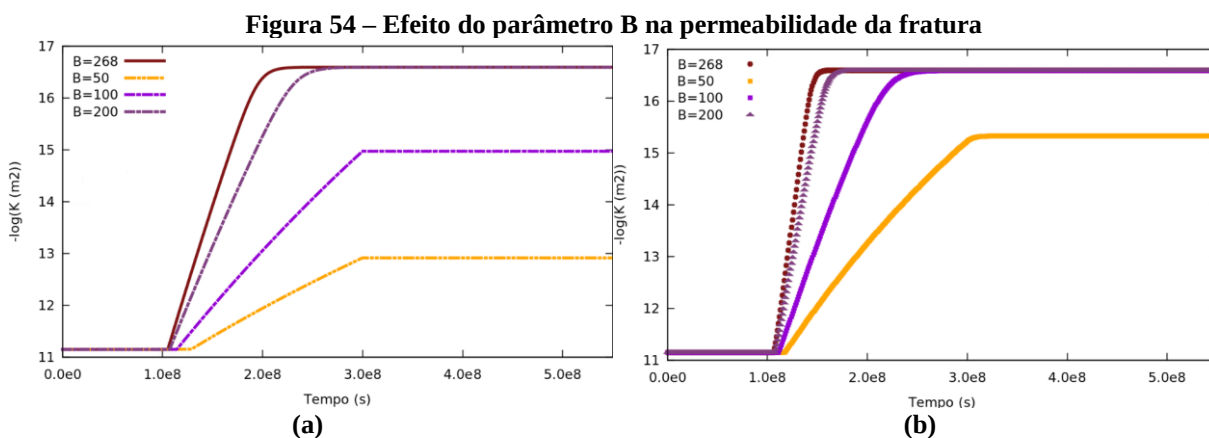
Figura 53 - Evolução da permeabilidade. (a) permeabilidade dos 4 casos estudados. (b) zoom da permeabilidade nos casos com pressão inicial



Fonte: Autora (2017)

5.1.3 Análise de sensibilidade

Segundo o apresentado na equação (48) o parâmetro B tem influência sobre a permeabilidade da fratura; para observar a influência na permeabilidade pelo parâmetro B , uma análise de sensibilidade é apresentada na Figura 54, a sensibilidade é feita nos casos 35V(Figura 54 (a)) e 35H (Figura 54 (b)) apresentados anteriormente, onde pode-se observar que a maior valor do parâmetro B ocorre uma queda na permeabilidade mais rapidamente. Além disso a permeabilidade da fratura no caso 35V apresenta maior sensibilidade ao parâmetro B do que o caso 35H, também é possível notar a influência da direção do gradiente de pressão imposto nesta permeabilidade, sendo que no caso horizontal, 3 dos 4 valores de B testados chegam a uma permeabilidade perto da permeabilidade da matriz.



Fonte: Autora (2017)

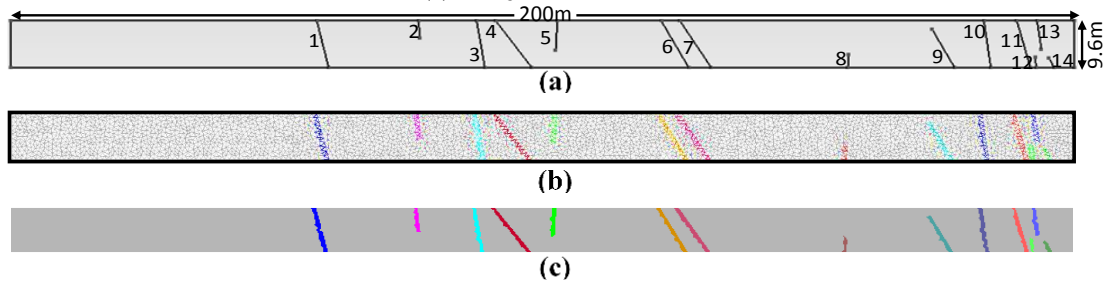
5.2 Exemplo com múltiplos fraturas

5.2.1 Reservatório naturalmente fraturado

Neste caso o experimento numérico é igual ao apresentado no exemplo imediatamente anterior, porém as condições de contorno mecânicas e hidráulicas são as apresentadas na Figura 46 e as propriedades do sistema são as apresentadas na Tabela 6. Como foi dito anteriormente, cada uma das 14 fraturas (Figura 55) tem propriedades (aberturas específicas e permeabilidades correspondentes) e comprimentos diferentes. As

aberturas fornecidas na simulação de cada fratura a sua permeabilidade inicial são apresentadas na Tabela 7 (dados disponibilizados pela PETROBRAS). Dos 6416 elementos da malha 280 elementos tem as 14 fraturas embebidas (Figura 55 (a)).

Figura 55 - Seção do pré-sal com todas as fraturas que cruzam no plano centrado do bloco 3D. (a) Dimensões da seção e numeração das fraturas. (b) Malha de elementos finitos com fraturas embebidas. (c) localização das fraturas



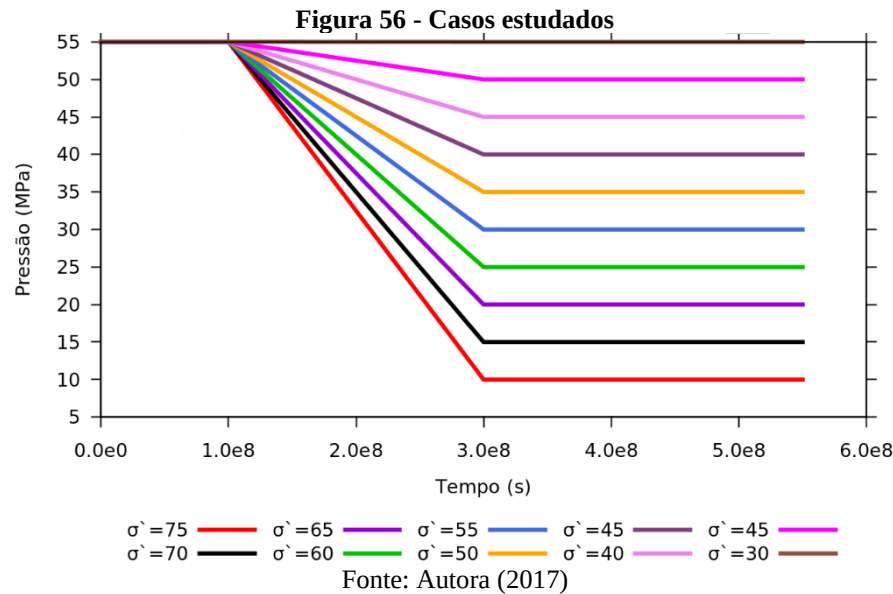
Fonte: Autora (2017)

Tabela 7 – Informação fornecida de cada fratura

Fratura	Abertura inicial (m)	Permeabilidade (m ²)	Permeabilidade (D)
1	9,30E-05	7,20E-10	7,29E+02
2	2,50E-05	5,20E-11	5,26E+01
3	4,09E-04	1,40E-08	1,42E+04
4	2,80E-05	6,50E-11	6,59E+01
5	4,80E-05	1,90E-10	1,92E+02
6	5,14E-04	2,20E-08	2,23E+04
7	1,00E-06	1,40E-13	1,40E-01
8	3,93E-04	1,30E-08	1,32E+04
9	1,51E-04	1,90E-09	1,93E+03
10	1,00E-06	5,40E-14	5,50E-02
11	1,00E-06	1,00E-13	1,00E-01
12	1,70E-05	2,40E-11	2,43E+01
13	4,40E-05	1,60E-10	1,62E+02
14	1,23E-04	1,20E-09	1,22E+03

Fonte: Autora(2017)

São apresentadas na Figura 56 as variações de tensão efetiva usadas, vão de 75.0MPa até 30.0MPa, para estudar o comportamento da rede de fraturas naturais no reservatório sob depleção. Iguais variações de tensão efetiva foram usadas nos casos hidráulicos verticais e horizontais

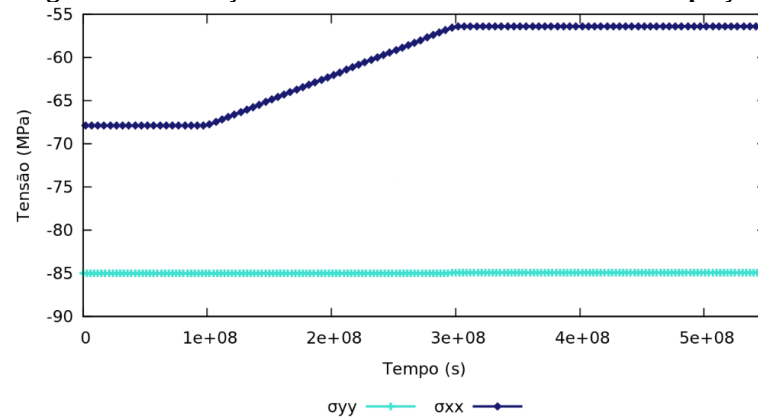


Este exemplo corresponde só a uma seção 2D de um modelo geológico 3D que está em escala de quilômetros, porém, a simulação do modelo geológico se torna custosa em termos computacionais se for ser simulado com a metodologia totalmente acoplada. O uso do pseudoacoplamento neste caso ajuda na engenharia de reservatórios para obter informações que podem contribuir para o gerenciamento do reservatório.

Como ilustrado na Figura 56, um total de 10 simulações considerando gradiente de pressão horizontal e 10 simulações com gradiente de pressão vertical foram estudadas. Um resumo dos resultados das simulações é apresentado nas ilustrações citadas a seguir.

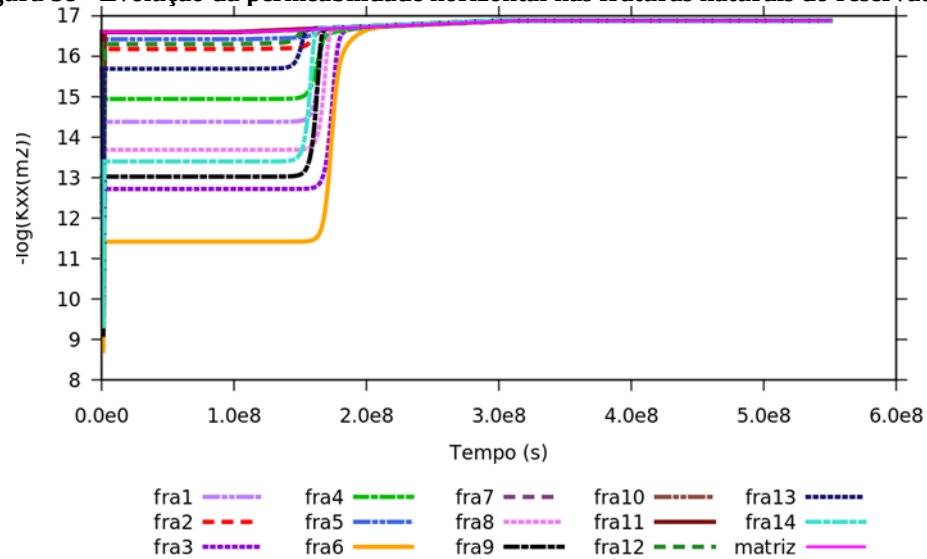
Uma simulação característica que representa todas as simulações estudadas é apresentada como segue com o propósito de expor as tensões geradas durante a simulação, o câmbio da permeabilidade e o fechamento das fraturas.

A Figura 57 ilustra a evolução da tensão vertical e horizontal do caso escolhido para representar os fenômenos aos que são submetidos um reservatório sob depleção. Conforme a ilustração, é possível observar a tensão vertical total ser constante ao longo do tempo de simulação e a tensão horizontal mudar, como já foi dito esta mudança é uma consequência dos deslocamentos gerados pelas condições de contorno impostas.

Figura 57 – Evolução da tensão em um reservatório sob depleção

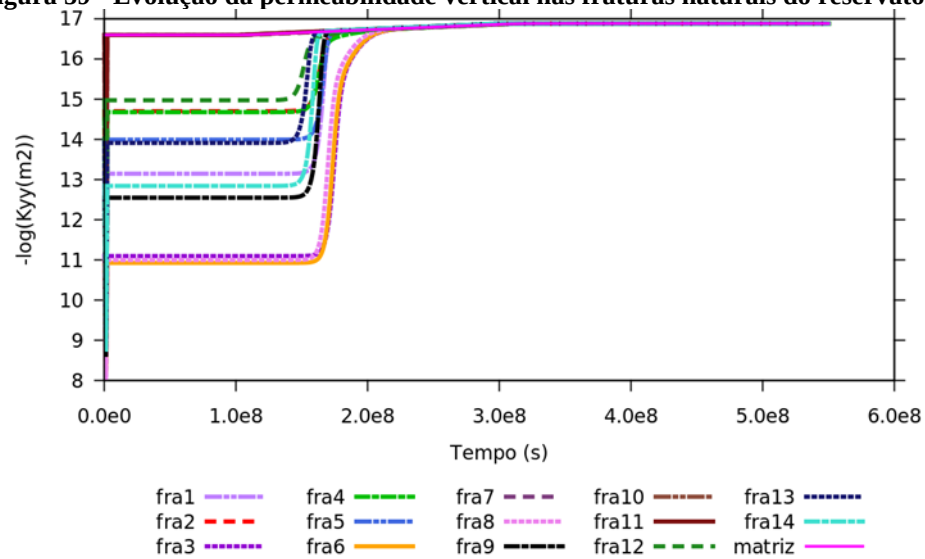
Fonte: Autora (2017)

Conforme ilustrado na Figura 58, onde é possível observar o comportamento da permeabilidade horizontal nas fraturas naturais, todas tendem durante os tempos de análises para a permeabilidade da matriz. Exatamente o mesmo comportamento tem a evolução da permeabilidade vertical posto que o reservatório é considerado isotrópico, a ser vista na Figura 59.

Figura 58 - Evolução da permeabilidade horizontal nas fraturas naturais do reservatório

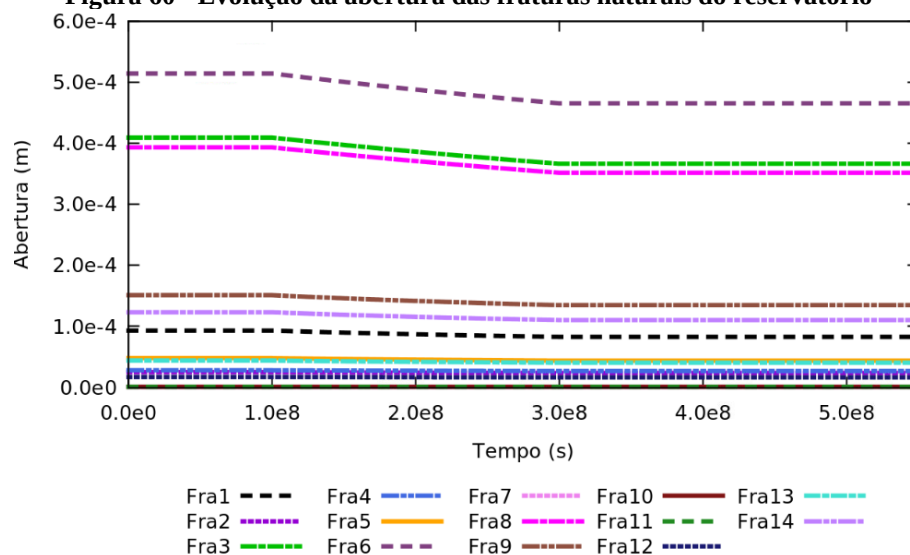
Fonte: Autora (2017)

Figura 59 - Evolução da permeabilidade vertical nas fraturas naturais do reservatório



A variação da abertura de cada fratura é apresentada na Figura 60. Pode-se observar da ilustração que o fechamento de cada fratura é menor.

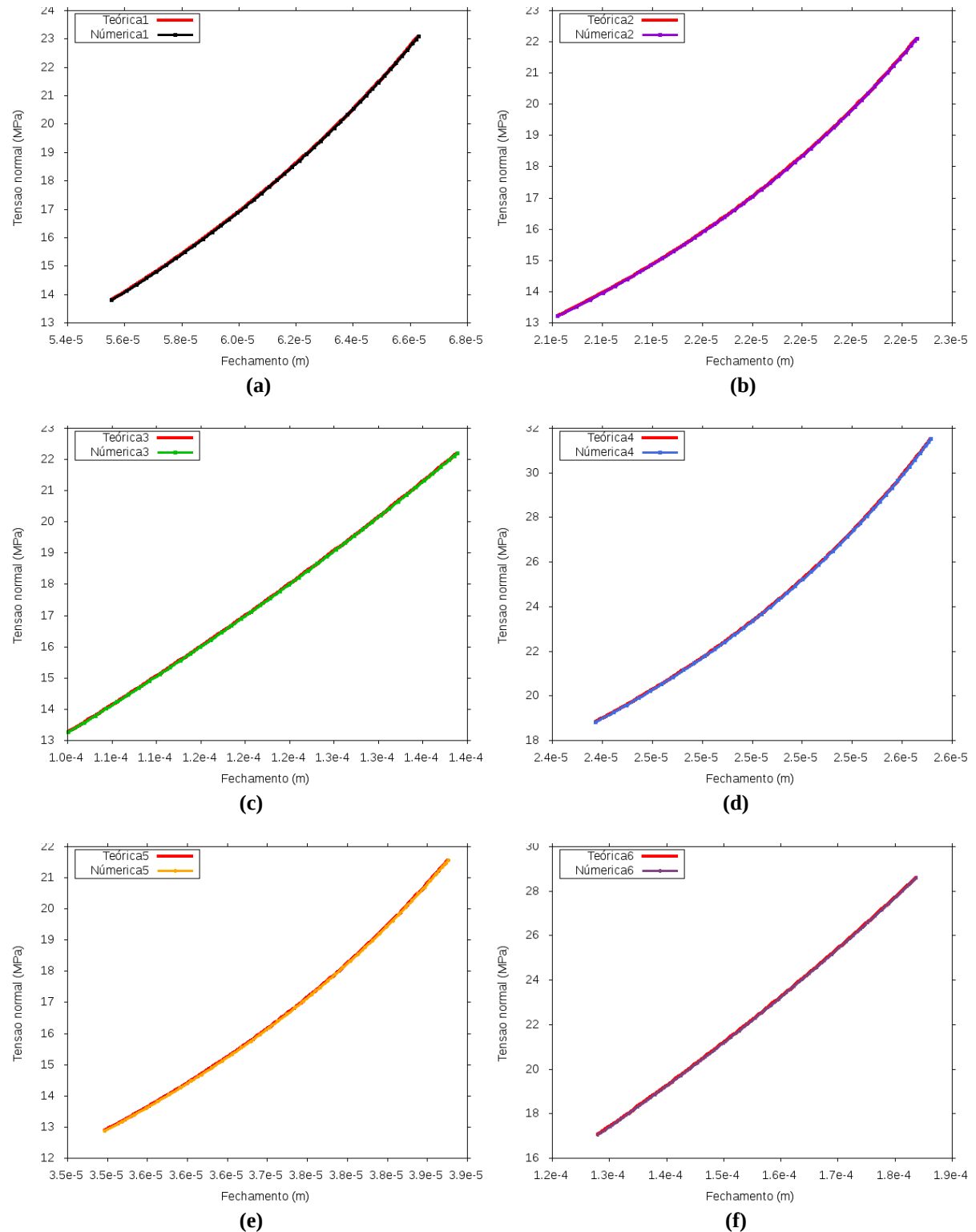
Figura 60 - Evolução da abertura das fraturas naturais do reservatório

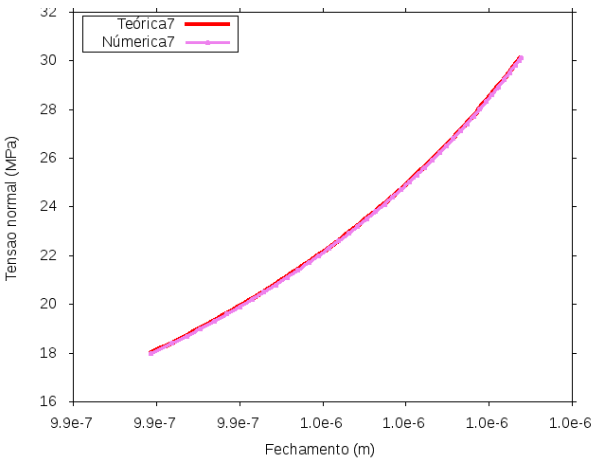


Os literais (a) até (n) da Figura 61 comparam o fechamento de cada uma das 14 fraturas apresentadas na Figura 55 com o correspondente modelo de fechamento de Barton-Bandis, apresentado na seção 3.2.3 na equação **!Error! No se encuentra el origen de la referencia..** A existência de cisalhamento não é considerada no modelo de fechamento das

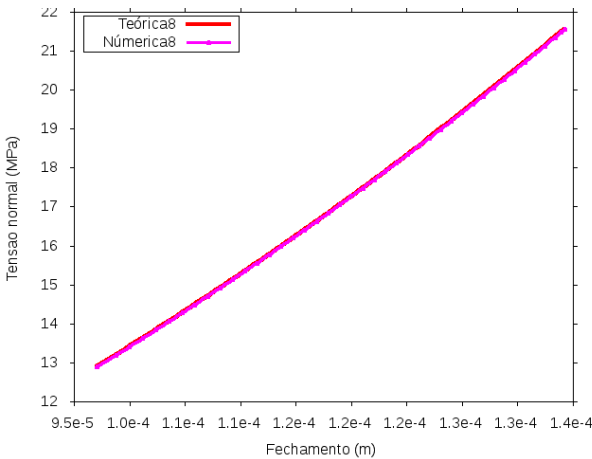
fraturas, observando a inclinação das fraturas em relação ao eixo horizontal pode-se ver que algumas são quase verticais mas é possível reproduzir o comportamento do fechamento das fraturas em função da tensão normal da mesma.

Figura 61 - Comparação do fechamento de cada fratura embebida com sua resposta teórica, usando o modelo de Barton-Bandis para $\sigma_v' = 50.0\text{MPa}$

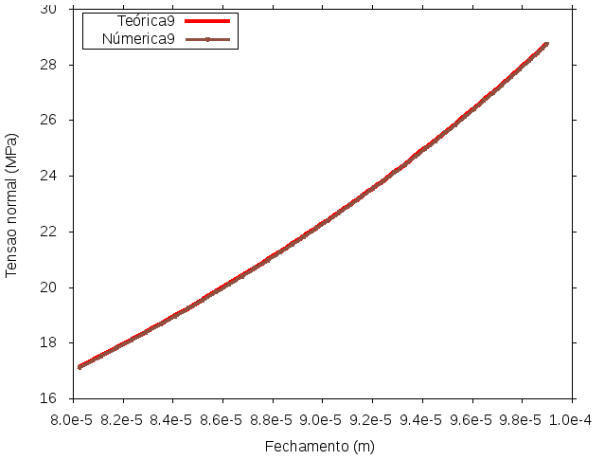




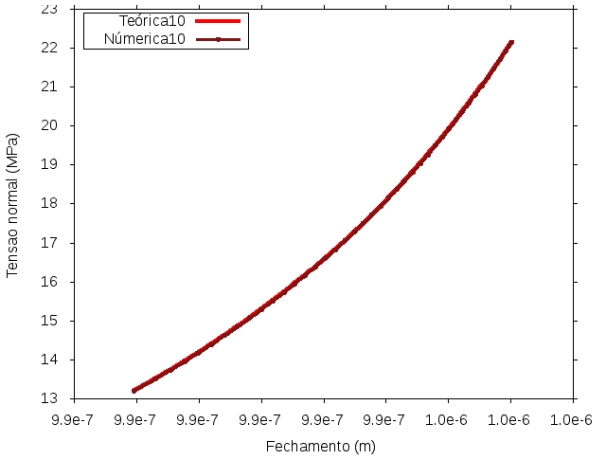
(g)



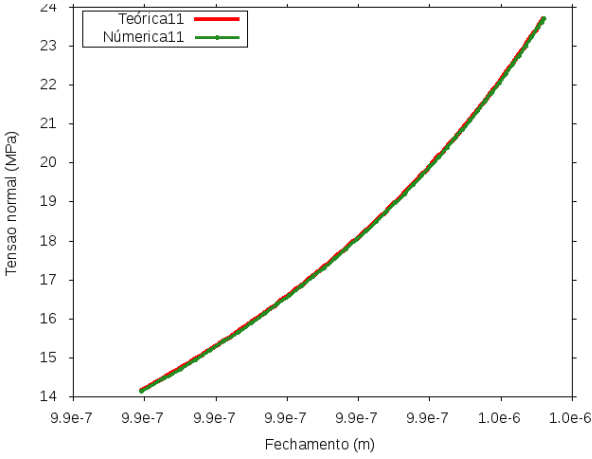
(h)



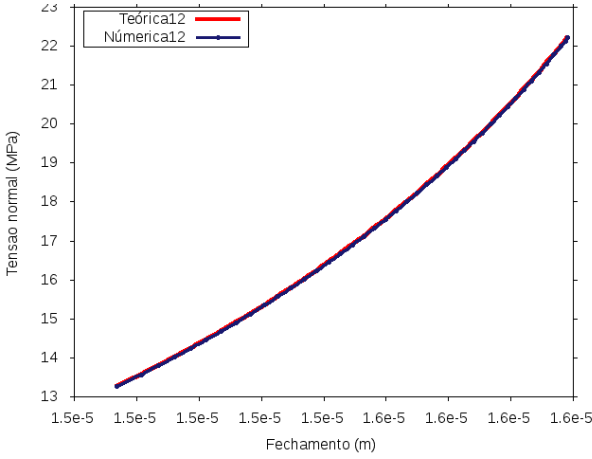
(i)



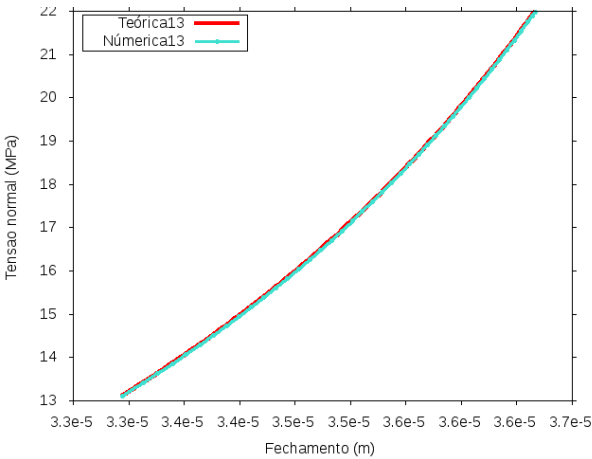
(j)



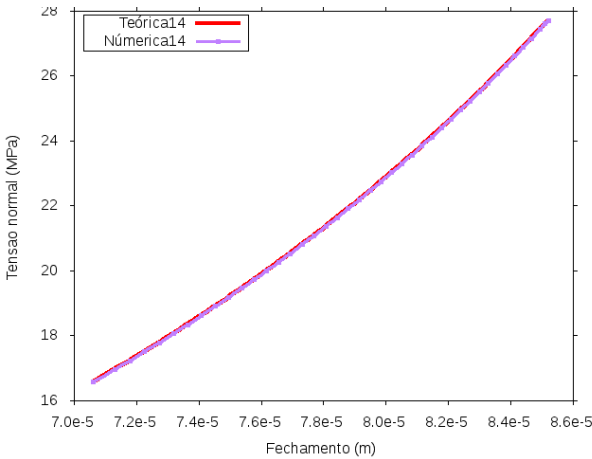
(k)



(l)



(m)



(n)

Fonte: Autora (2017)

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

A principal contribuição do trabalho desenvolvido é a integração do modelo constitutivo de dano à compressão, sem alterar o algoritmo geral do código CODE_BRIGHT, no problema de fechamento de fraturas levando em conta o estado de tensões inicial e a abertura fornecida. As descontinuidades incorporadas podem reproduzir apropriadamente o problema de fechamento de fraturas a causa de um regime compressivo decorrente da depleção. A metodologia desenvolvida mostrou-se consistente com o estado de tensões global. As equações usadas para atualizar permeabilidade e porosidade funcionam corretamente e conseguem capturar a mudança dessas variáveis.

A técnica de descontinuidades incorporadas consegue prever de forma correta a trajetória das fraturas induzidas com o fraturamento hidráulico, sem ser preciso o uso de malhas muito refinadas. Também foi possível observar o correto funcionamento do código em presença de fraturas naturais. Uma possível explicação da pressurização no fraturamento hidráulico é a existência de fraturas naturais orientadas com o estado de tensões.

Na simulação do experimento numérico para verificar o modelo de fechamento de fraturas de Barton-Bandis (exemplo 5.1.1), conseguiu-se, com o método implementado, reproduzir corretamente o comportamento do fechamento da fratura. Segundo a resposta prevista pela solução teórica, o erro da resposta numérica é quase nulo.

Depois da verificação do modelo de fechamento, com um experimento numérico simples, se tiveram respostas do fechamento de cada uma das fraturas, da seção do modelo geológico, próximas da resposta teórica ainda tendo permeabilidades próprias que variavam entre $5.40\text{E-}14 \text{ m}^2$ até $2.2\text{E-}08 \text{ m}^2$. Foi possível reproduzir o fechamento das fraturas corretamente.

6.2 Trabalhos futuros

- Na presença de múltiplas fraturas e segundo suas inclinações apresentasse cisalhamento, é por este fenômeno que se faz preciso integrar no modelo de dano uma variável que considere os efeitos das tensões cisalhantes.
- A seção do bloco escolhida para fazer a análises representa o caso real, isto faz necessário considerar análises em 3D do bloco completo onde seja possível considerar a totalidade de fraturas e adequar a técnica de MEF para os casos 3D com fraturas incorporadas nos elementos.
- Nos reservatórios de interesse há diferentes tipos de fluidos, é necessário estudar a influência do fluxo bifásico no escoamento de fluidos a traves de um reservatório naturalmente fraturado.

REFERÊNCIAS

- BANDIS, S. C.; LUMSDEN, A. C.; BARTON, N. R. Fundamentals of rock joint deformation. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, [s. l.], v. 20, n. 6, p. 249–268, 1983. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0148906283905958>>
- BARNEDA, Daniel. Shale na América Latina a revolução menos pensada. **Oil & Gas Journal**, [s. l.], p. 10–15, 2012.
- BARTON, Nicholas. Review of a new shear-strength criterion for rock joints. **Engineering Geology**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 287–332, 1973. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0013795273900136>>
- BARTON, Nick. **Modelling rock joint behavior from in situ block tests: Implications for nuclear waste repository design**. [s.l: s.n.].
- BARTON, Nick; CHOUBEY, Vishnu. **The shear strength of rock joints in theory and practice**. [s.l: s.n.]. v. 10
- BEAR. **Dynamics of fluids in porous media**. New York Dover Publications, , 1988.
- BEASLEY, Craig J. et al. Brazil's Presalt Play. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 22, n. 3, p. 28–37, 2010.
- BESERRA, Leila Brunet de Sá. **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico via Elementos Finitos com Descontinuidades Fortes Incorporadas**. 2015. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015. Disponível em: <<http://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/18305>>
- BISDOM, Kevin; BERTOTTI, Giovanni; NICK, Hamidreza M. A geometrically based method for predicting stress-induced fracture aperture and flow in discrete fracture networks. **AAPG Bulletin**, [s. l.], v. 100, n. 7, p. 1075–1097, 2016.
- BITENCOURT, Luis et al. A coupling technique for non-matching finite element meshes. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, [s. l.], v. 290, p. 19–44, 2015.
- BOYER, Chuck; LEWIS, Rick; MILLER, Camron K. Shale Gas : A Global Resource. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 23, n. 3, p. 28–39, 2011.
- BUST, Vivian K. et al. The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs : Technical Challenges and

Pragmatic Solutions. **IPTC**, [s. l.], v. 14631, n. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 7-9 February, 2012, p. 1–16, 2012.

BYBEE, Karen. Santos Basin Presalt-Reservoirs Development. **Society of Petroleum Engineers**, [s. l.], 2009.

CACHAY, L. **Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico**. 2004. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, [s. l.], 2004.

CANDER, Harris. What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability. **AAPG Annual Convention and Exhibition**, [s. l.], v. 80217, p. 1–3, 2012. Disponível em: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80217cander/ndx_cander.pdf>

COMITÊ TEMÁTICO DE MEIO AMBIENTE. **Aprovetamiento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil**. [s.l: s.n.].

CORREA, Rodrigo. **Comunicação pessoal com Rodrigo Correa, recebida por correio eletrônico, 6 de outubro, 2015**.

DAWSON ENERGY ADVISORS LTD. **Unconventional Resource Development Understanding the Reservoir and Applying Technological Innovation to Create Opportunities**. 2013. Disponível em: <https://www.albertacanada.com/mexico/documents/shale_gas_lecture_November_25.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2017.

FALCÃO, Flávia de Oliveira Lima. **Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento**. 2013. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, [s. l.], 2013.

GALE, Julia F. W.; REED, Robert M.; HOLDER, Jon. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. **AAPG Bulletin**, [s. l.], v. 91, n. 4, p. 603–622, 2007.

GIWELLI, A. A.; SAKAGUCHI, K.; MATSUKI, K. Experimental study of the effect of fracture size on closure behavior of a tensile fracture under normal stress. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, [s. l.], v. 46, n. 3, p. 462–470, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160908001792>>

GOLF-RACHT, T. D. Van. Chapter 7 Naturally-fractured carbonate reservoirs. In:

CHILINGARIAN, G. V; MAZZULLO, S. J.; RIEKE, H. H. B. T. Developments in Petroleum Science (Eds.). **Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic - Engineering Analysis**. [s.l.] : Elsevier, 1996. v. 44p. 683–771.

GUIMARÃES, Leonardo J. N. **Análisis multi-componente no isoterma em médio poroso deformable no saturado**. 2002. Universitat Politècnica Catalunya, Barcelona, 2002.

HOU, Ji Rui et al. Three-dimensional physical simulation and optimization of water injection of a multi-well fractured-vuggy unit. **Petroleum Science**, [s. l.], v. 13, n. 2, p. 259–271, 2016.

HOWARTH, Robert W.; INGRAFFEA, Anthony; ENGELDER, Terry. Natural gas: Should fracking stop? **Nature**, [s. l.], v. 477, n. 7364, p. 271–275, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1038/477271a>>

IEA. **World Energy Outlook 2012**. Paris. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_free.pdf>

IEA. **World Energy Outlook 2014**. Paris. Disponível em: <<http://www.oecd-ilibrary.org.proxy1.cl.msu.edu/docserver/download/6112251e.pdf?expires=1364602454&id=id&accname=ocid177642&checksum=AF7E0799FCF65B15C93CCE111D065B9E>>

JAHANBANI, A.; AGUILERA, R. Well Testing in Tight Gas Reservoirs. **Canadian International Petroleum Conference**, [s. l.], n. 1, 2013. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/2008-161>>

KHELIFA, Chérif; ZEDDOURI, Aziez; DJABES, Fayçal. Influence of natural fractures on oil production of unconventional reservoirs. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 50, p. 360–367, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.043>>

LAI, Y.; WOODWARD, B.; EXXONMOBIL. Fracture Closure Stress Treatment in Low Fracture Pressure Reservoir Well History and Workover Objective. **International Petroleum Technology Conference**, [s. l.], n. December, p. 1–12, 2014.

LARSSON, Ragnar; RUNESSON, Kenneth. Element-embedded localization band based on regularized displacement discontinuity. **Journal of Engineering Mechanics (ASCE)**, [s. l.], v. 122, n. May, p. 402–411, 1996.

LEWIS, Roland; SCHREFLER, Bernhard. **The Finite Element Method in the Static and Dynamic Deformation and Consolidation in Porous Media**. [s.l: s.n.]. v. 34

LI, P.; CHALATURNYK, R. J. Permeability Variations Associated With Shearing and

- Isotropic Unloading During the SAGD Process. **Petroleum Society of Canada**, [s. l.], 2006.
- LI, Quanshu et al. A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir. **Elsevier B.V. on behalf of KeAi Communications Co., Ltd**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 8–15, 2015. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2405656115000140>>
- MANZOLI, O.; SHING, P. A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements. **Computers and Structures**, [s. l.], v. 84, n. 10–11, p. 742–757, 2006.
- MANZOLI, Osvaldo. **Un Modelo Analítico y Numérico para la Simulación de Discontinuidades Fuertes en la Mecánica de Sólidos**. 1998. Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, [s. l.], 1998.
- MANZOLI, Osvaldo. **Contribuições à simulação numérica de descontinuidades fortes**Bauru - SP, 2008.
- NELSON, R. A. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. second ed. [s.l.] : Gulf Professional Publishing, 2001.
- OLIVEIRA, R. W. **Estudo da Integridade da Cimentação em poços submetidos a injeção de vapor via tecnica de fragmentação de malha de elementos finitos**. 2016. Universidade Federal de pernambuco, [s. l.], 2016.
- OLIVEIRA, Marcos De. Exploiting oil and gas beneath the sea ' s salt layer creates demand for knowledge and technology. **Pesquisa Fapesp**, [s. l.], p. 72–77, 2008.
- OLIVELLA, S. et al. Numerical formulation for a simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations**, [s. l.], v. 13, n. 7, p. 87–112, 1996. Disponível em: <<https://doi.org/10.1108/026444409610151575>>
- OLIVER, Javier; HUESPE, Alfredo; CANTE, Juan. **An implicit/explicit integration scheme to increase computability of non-linear material and contact/friction problems**. [s.l: s.n.]. v. 197
- OSIPTSOV, Andrei A. Fluid Mechanics of Hydraulic Fracturing: a Review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 156, n. March, p. 513–535, 2017. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0920410517304928>>
- PEREIRA, Leonardo. **Simulação de fluxo em reservatórios sob efeito da compactação**. 2007. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2007.

RODRIGUES, E. A. **Um modelo constitutivo de dano composto para simular o comportamento de materiais quase-frágeis** Universidade Estadual Paulista. Bauru - SP, 2011.

SAMIER, P.; ONAISI, Atef; FONTAINE, G. **Coupled Analysis of Geomechanics and Fluid Flow in Reservoir Simulation** Society of Petroleum Engineers, , 2003.

SÁNCHEZ, Marcelo; MANZOLI, Osvaldo L.; GUIMARÃES, Leonardo J. N. Modeling 3-D desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique. **Computers and Geotechnics**, [s. l.], v. 62, n. Supplement C, p. 27–39, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X14001177>>

SEIXAS, Marcela. **Modelagem hidro-mecânica do fraturamento hidráulico de rochas via elementos finitos com elementos de interface**. 2015. Universidade Federal de Pernambuco, [s. l.], 2015.

SEN, Vikram; SETTARI, A.(Tony). Coupled geomechanical and flow modeling of compacting reservoirs. **The Leading Edge**, [s. l.], v. 24, n. 12, p. 1284–1286, 2005. Disponível em: <<http://library.seg.org/doi/10.1190/1.2149657>>

SIMO, J. C.; JU, J. W. Strain- and stress-based continuum damage models—I. Formulation. **International Journal of Solids and Structures**, [s. l.], v. 23, n. 7, p. 821–840, 1987. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0020768387900837>>

SUN, Z.; GERRARD, C.; STEPHANSSON, O. Rock joint compliance tests for compression and shear loads. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, [s. l.], v. 22, n. 4, p. 197–213, 1985. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0148906285929481>>

TEUFEL, Lawrence W.; RHETT, Douglas W.; FARRELL, Helen E. Effect of Reservoir Depletion And Pore Pressure Drawdown On In Situ Stress And Deformation In the Ekofisk Field, North Sea. **The 32nd U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS)**, [s. l.], p. 63–72, 1991.

THÖRN, Johan; ERICSSON, Lars O.; FRANSSON, Åsa. Hydraulic and Hydromechanical Laboratory Testing of Large Crystalline Rock Cores. **Journal of Rock Mechanics and Rock Engineering**, [s. l.], v. 48, n. 1, p. 61–73, 2015.

TRAN, David; NGHIEM, Long; BUCHANAN, Lloyd. Aspects of Coupling Between Petroleum Reservoir Flow And Geomechanics. **43rd US Rock Mechanics Symposium 4th**

USCanada Rock Mechanics Symposium, [s. l.], p. 14, 2009. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=ARMA-09-089&soc=ARMA&speAppNameCookie=ONEPETRO>

TUNISON. SNOW, David. **A parallel plate model of fractured permeable media**. [s.l.: s.n.].

VEGA, O. G. Closure of Natural Fractures Caused by Increased Effective Stress, a Case Study: Reservoir Robore III, Bulo Bulo Field, Bolivia. **Society of petroleum engineers**, [s. l.], v. SPE 153609, n. April, p. 1–11, 2012. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-153609-MS&soc=SPE>

VICTOR, Araújo de Oliveira. **Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ Tight Gas**. 2014. Universidade Federal Fluminense, [s. l.], 2014.

WALTON, Ian; MCLENNAN, John. The Role of Natural Fractures in Shale Gas Production. **International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing**, [s. l.], p. 327–356, 2013.

WITHERSPOON, P. et al. Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture. **Water Resources Research**, [s. l.], v. 16, n. 1016–1024, 1980.

ZHANG, Xi; JEFFREY, Robert G.; THIERCELIN, Marc. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, [s. l.], v. 114, n. 12, p. 1–16, 2009.