



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Bauru



ALDO THEODORO GAIOTTO JUNIOR

**MODELAGEM DOS EFEITOS DO PROCESSO DE  
FECHAMENTO DE FRATURAS SOBRE A PERMEABILIDADE  
DE ROCHAS RESERVATÓRIO**

Bauru/SP  
2018

ALDO THEODORO GAIOTTO JUNIOR

**MODELAGEM DOS EFEITOS DO PROCESSO DE  
FECHAMENTO DE FRATURAS SOBRE A PERMEABILIDADE  
DE ROCHAS RESERVATÓRIO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil e Ambiental.

**Orientador: Dr. Osvaldo Luís Manzoli**

Área de Concentração: Geotecnia

Linha de Pesquisa: Modelagem Teórica e Numérica de Problemas Hidro-geomecânicos

Bauru/SP  
2018

Gaiotto Junior, Aldo Theodoro.

Modelagem dos efeitos do processo de fechamento de fraturas sobre a permeabilidade de rochas reservatório / Aldo Theodoro Gaiotto Junior, 2018  
140 f. : il.

Orientador: Osvaldo Luís Manzoli

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru, Bauru, 2018

1. Rochas naturalmente fraturadas. 2. Fechamento de fraturas. 3. Modelo de contato progressivo. 4. Simulação computacional. 5. Impactos ambientais. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru. II. Título.

**ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE Mestrado de ALDO THEODORO GAIOTTO JUNIOR, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.**

Aos 30 dias do mês de julho do ano de 2018, às 09:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da FEB - Skype, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. OSVALDO LUIS MANZOLI - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia Civil e Ambiental / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. LEONARDO JOSÉ DO NASCIMENTO GUIMARÃES do(a) Departamento de Engenharia Civil / Universidade Federal de Pernambuco, Prof. Dr. ROGER AUGUSTO RODRIGUES do(a) Departamento de Engenharia Civil e Ambiental / Faculdade de Engenharia de Bauru, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE Mestrado de ALDO THEODORO GAIOTTO JUNIOR, intitulada **MODELAGEM DOS EFEITOS DO PROCESSO DE FECHAMENTO DE FRATURAS SOBRE A PERMEABILIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. OSVALDO LUIS MANZOLI



*P/* Prof. Dr. LEONARDO JOSÉ DO NASCIMENTO GUIMARÃES



Prof. Dr. ROGER AUGUSTO RODRIGUES



*À memória de*

*Dr. Aldo Theodoro Gaiotto, saudoso Pai...*

(1940 – 2011)

## **AGRADECIMENTOS**

Quero deixar aqui meus sinceros agradecimentos a algumas das pessoas que me ajudaram, me incentivaram e me acolheram, para que eu pudesse concluir mais esta etapa.

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais, as minhas irmãs, e a minha mulher, por sempre estarem do meu lado quando preciso.

Agradeço também meus demais familiares e aos membros das famílias Almeida e Zanetti.

Manifesto também minha gratidão ao G.M.C.M.S. (Grupo de Modelagem Computacional em Mecânica dos Sólidos), em especial aos amigos Pedro Rogério Cleto, José Henrique Krähenbühl Ambiel, Heber Agnelo Antonel Fabbri e Eduardo Alexandre Rodrigues.

Por fim agradeço aos professores Heraldo Luiz Giacheti e Roger Augusto Rodrigues pela atenção e conselhos dados ao longo do curso, e ao professor Osvaldo Luís Manzoli, por me orientar dentro de uma das áreas mais notórias da engenharia.

*“... Dê-me, Senhor, agudeza para entender, capacidade para reter, método e faculdade para aprender, sutileza para interpretar, graça e abundância para falar, acerto ao começar, direção ao progredir e perfeição ao concluir...”*

**São Tomás de Aquino (1225 - 1274)**

## Resumo

GAIOTTO JUNIOR, A. T., MODELAGEM DOS EFEITOS DO PROCESSO DE FECHAMENTO DE FRATURAS SOBRE A PERMEABILIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO, Faculdade de Engenharia de Bauru, UNESP - Universidade Estadual Paulista, 2018, 118p., Dissertação (Mestrado).

O estudo acerca dos efeitos provocados pelos processos de exploração de fontes de hidrocarbonetos em rochas reservatório está cada vez mais presente nos processos investigativos que visam mitigar e remediar os impactos ambientais originários desta prática, de modo que se possa explorá-los por mais tempo e com menos danos ao meio ambiente. Visando o desenvolvimento de novas técnicas que possibilitem compreender melhor estes efeitos, o presente trabalho estuda as potencialidades de um novo modelo constitutivo, baseado no modelo de fechamento de juntas proposto por Barton e na teoria de dano contínuo, denominado “Modelo de Contato Progressivo”. Desenvolvido para simular o processo de fechamento mecânico das fraturas existentes em rochas em uma condição de contato entre interfaces, o modelo possui uma formulação adaptada à situação pretendida. O processo de fechamento das fraturas ocorre de acordo com a variação da poropressão da rocha. À medida que as paredes das fraturas se aproximam, a área de contato entre elas aumenta, causando um aumento na rigidez compressiva da fratura, segundo a relação hiperbólica dada por Barton-Bandis entre a componente normal da tensão e o deslocamento normal relativo. Por meio de uma abordagem 2D em elementos finitos é analisado o comportamento da poropressão em fraturas submetidas a tensões de compressão. Para representar explicitamente a fratura são utilizados elementos finitos com elevada razão de aspecto, estrategicamente posicionados. São realizados testes computacionais via códigos de programação próprios para validar o modelo. Os testes mostram que os elementos de interface são apropriados para representar as fraturas naturais e que o modelo de contato progressivo é capaz de reproduzir o efeito de fechamento de fraturas. O modelo pode ser empregado em reservatórios naturalmente fraturados para relacionar a tensão normal e a deformação no plano da fratura, além de fornecer valores de permeabilidade equivalente.

**Palavras-chave:** Rochas naturalmente fraturadas, fechamento de fraturas, modelo de contato progressivo, simulação computacional, impactos ambientais.



## Abstract

GAIOTTO JUNIOR, A. T., MODELING THE EFFECTS OF THE FRACTURES CLOSURE PROCESS ON THE PERMEABILITY OF RESERVOIR ROCKS, Engineering College of Bauru, UNESP – São Paulo State University, 2018, 118p., Dissertation (Master's degree).

The study of the effects caused by the processes of hydrocarbon sources exploration in reservoir rocks is becoming widely present in investigative processes aimed at mitigating and remedying the environmental impacts originating from this practice, so that it can be explored for more time and with less damage to the environment. Aiming the development of new techniques to better understand these effects, the present work studies the potentialities of a new constitutive model, based on Barton's closure model and the continuous damage theory, called "Progressive Contact Model". Developed to simulate the process of fractures mechanical closure in rocks with contact between interfaces condition, the model has a formulation adapted to the intended situation. The fractures closure process occurs according to rock porepressure variation. As the walls of the fractures approach each other, the contact area between the walls increases, causing a growth in the compression stiffness of the fracture, according to the hyperbolic relationship given by Barton-Bandis between the normal component of the stress and the relative normal displacement. Using a 2D approach in finite elements, the porepressure in fractures submitted to compression is analyzed. To represent explicitly the fracture, finite elements with a high aspect ratio, strategically positioned, are used. Computational tests via own programming codes are performed to validate the model. The tests show that the interface elements are appropriate to represent the natural fractures and the progressive contact model is able to reproduce the fracture closure effect. The model can be used in naturally fractured reservoirs to relate normal stress and deformation to the fracture plane, besides to provide equivalent permeability values.

**Keywords:** Naturally fractured rocks, fractures closure, progressive contact model, computational simulation, environmental impacts.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Reservatório não convencional (adaptado de Diário do Pré-sal (2009). Acesso em 11 de outubro de 2017. < <a href="https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg">https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg</a> >). .....	03
Figura 1.2: Modelo esquemático de dupla porosidade em camadas (adaptado de Zacchi Junior (2010)). .....	04
Figura 1.3: Diagrama de classificação de reservatórios naturalmente fraturados (percentual devido à matriz versus porcentagem devido a fraturas) (adaptado de Nelson (2001)). .....	05
Figura 2.1: Espaço intersticial numa rocha clástica (adaptado de Serra, 1984 apud Rabelo, 2004). .....	12
Figura 2.2: Visualização esquemática de como diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (a) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (b) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (adaptado de MHHE, apud Azevedo, 2005). .....	15
Figura 2.3: Volume representativo de uma rocha reservatório saturada (modificado de Projeto RelP (Relative Permeability) (2003-2005). Acesso em 06 de Fevereiro de 2018. < <a href="http://www.sinmec.ufsc.br/site/projetos.php?id=18">http://www.sinmec.ufsc.br/site/projetos.php?id=18</a> >). .....	16
Figura 2.4: Volume de controle arbitrário (adaptado de Cleto (2016)). .....	19
Figura 2.5: Evolução da fratura natural até o modelo de placas paralelas (adaptado de Morales (2008)). .....	23
Figura 2.6: Fluxo entre duas placas paralelas (adaptado de Morales (2008)). .....	24
Figura 2.7: Fluxograma do método explicitamente acoplado (adaptado de Yaquetto (2011)). ....	28
Figura 2.8: Exemplos de comportamento tensão normal-deformação para rocha intacta e rochas fraturadas com diferentes níveis de entrosamento entre as paredes (fratura encaixada e deslocada) (adaptado de Bandis, S. C.; Lumsden, A. C.; Barton, N. R. (1983)). .....	29
Figura 2.9: Tensão normal vs. fechamento da fratura (Modificado de Barton et al. (1985)). .....	31
Figura 3.1: Área da seção transversal: efetiva, total e dos defeitos. ....	34
Figura 3.2: Elemento de controle representativo das áreas em estudo. ....	35

Figura 3.3: Esquema ilustrativo do princípio da equivalência das deformações (adaptado de Maedo (2015)).	36
Figura 3.4: Diagrama tensão-deformação com evolução da variável de dano (adaptado de Maedo (2015)).	39
Figura 3.5: Comportamentos distintos de endurecimento e abrandamento para os casos linear e exponencial (adaptado de Cleto (2016)).	40
Figura 3.6: Rocha adjacente e subjacente antes do início do contato.	42
Figura 3.7: Aparecimento das primeiras áreas de contato entre as rochas.	42
Figura 3.8: Aumento das áreas de contato entre as rochas.	42
Figura 3.9: Diminuição dos vazios existentes entre as rochas.	43
Figura 3.10: Redução dos vazios conforme a progressão do contato entre as áreas.	43
Figura 3.11: Presença permanente de pequenos vazios impede o fechamento total.	43
Figura 3.12: Projeção dos vetores de tensões na direção normal à base do elemento de interface (adaptado de Cleto (2016)).	44
Figura 4.1: Elemento de interface ou elemento finito de elevada razão de aspecto.	49
Figura 4.2: Elemento finito sólido de interface (adaptado de Maedo (2015)).	49
Figura 4.3: Representação da abertura de descontinuidade no elemento de interface. Quando $d = 0$ não há salto $e$ , portanto, não há deformação inelástica. Quando $d > 0$ há salto $e$ , portanto, há deformação inelástica (adaptado de Cleto (2016)).	51
Figura 4.4: Técnica de Fragmentação da Malha. (a) Malha original com elementos regulares. (b) Diminuição no tamanho dos elementos regulares. (c) Acomodação dos elementos de interface. (Modificado de Cleto (2016)).	53
Figura 4.5: Modelagem de elementos de interface no entorno da ponta da fratura.	54
Figura 4.6: Etapas do processo utilizado para preparação e análise de problemas de fechamento de fraturas.	55
Figura 5.1: Dimensões do bloco de rocha destacando em vermelho a orientação de $0^\circ$ da fratura natural e em verde a direção e sentido do fluxo.	58
Figura 5.2: Orientações da fratura para $15^\circ$ , $30^\circ$ , $45^\circ$ , $60^\circ$ , $75^\circ$ , $90^\circ$ , $105^\circ$ , $120^\circ$ e $135^\circ$ .	59
Figura 5.3: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a $0^\circ$ .	61

Figura 5.4: Efeito da fratura a 0° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	61
Figura 5.5: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 15°. .....	62
Figura 5.6: Efeito da fratura a 15° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	62
Figura 5.7: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 30°. .....	63
Figura 5.8: Efeito da fratura a 30° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	63
Figura 5.9: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 45°. .....	64
Figura 5.10: Efeito da fratura a 45° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	64
Figura 5.11: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 60°. .....	65
Figura 5.12: Efeito da fratura a 60° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	65
Figura 5.13: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 75°. .....	66
Figura 5.14: Efeito da fratura a 75° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	66
Figura 5.15: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 90°. .....	67
Figura 5.16: Efeito da fratura a 90° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	67
Figura 5.17: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 105°. .....	68
Figura 5.18: Efeito da fratura a 105° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	68
Figura 5.19: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 120°. .....	69
Figura 5.20: Efeito da fratura a 120° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	69
Figura 5.21: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 135°. .....	70
Figura 5.22: Efeito da fratura a 135° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	70
Figura 5.23: Curva do efeito da orientação da fratura na permeabilidade. ....	71
Figura 5.24: Comprimentos de fraturas considerados de 1.2m, 2.4m, 3.6m, 4.8m, 6.0m, 7.0m, 8.0m, 9.0m e 10.0m. ....	72
Figura 5.25: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 1.2m de comprimento. ....	73
Figura 5.26: Efeito da fratura de 1.2m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	73
Figura 5.27: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 2.4m de comprimento. ....	74
Figura 5.28: Efeito da fratura de 2.4m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	74

Figura 5.29: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 3.6m de comprimento. ....	75
Figura 5.30: Efeito da fratura de 3.6m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	75
Figura 5.31: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 4.8m de comprimento. ....	76
Figura 5.32: Efeito da fratura de 4.8m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	76
Figura 5.33: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 6.0m de comprimento. ....	77
Figura 5.34: Efeito da fratura de 6.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	77
Figura 5.35: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 7.0m de comprimento. ....	78
Figura 5.36: Efeito da fratura de 7.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	78
Figura 5.37: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 8.0m de comprimento. ....	79
Figura 5.38: Efeito da fratura de 8.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	79
Figura 5.39: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 9.0m de comprimento. ....	80
Figura 5.40: Efeito da fratura de 9.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	80
Figura 5.41: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 10.0m de comprimento. ....	81
Figura 5.42: Efeito da fratura de 10.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	81

Figura 5.43: Curva do efeito do comprimento da fratura na permeabilidade. ....	82
Figura 5.44: Esquema de camadas para verificação analítica. ....	84
Figura 5.45: Aberturas de fraturas consideradas de 1.000mm, 0.750mm, 0.500mm, 0.250mm, 0.100mm, 0.075mm, 0.050mm, 0.025mm e 0.010mm. ....	85
Figura 5.46: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 1.000mm. ....	86
Figura 5.47: Efeito da fratura de abertura de 1.000mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	86
Figura 5.48: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.750mm. ....	87
Figura 5.49: Efeito da fratura de abertura de 0.750mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	87
Figura 5.50: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.500mm. ....	88
Figura 5.51: Efeito da fratura de abertura de 0.500mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	88
Figura 5.52: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.250mm. ....	89
Figura 5.53: Efeito da fratura de abertura de 0.250mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	89
Figura 5.54: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.100mm. ....	90
Figura 5.55: Efeito da fratura de abertura de 0.100mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	90
Figura 5.56: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.075mm. ....	91
Figura 5.57: Efeito da fratura de abertura de 0.075mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). ....	91
Figura 5.58: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.050mm. ....	92

Figura 5.59: Efeito da fratura de abertura de 0.050mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	92
Figura 5.60: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.025mm. ....	93
Figura 5.61: Efeito da fratura de abertura de 0.025mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	93
Figura 5.62: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.010mm. ....	94
Figura 5.63: Efeito da fratura de abertura de 0.010mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b). .....	94
Figura 5.64: Curva do efeito da abertura da fratura na permeabilidade. ....	95
Figura 5.65: Dimensões do bloco de rocha e malha de elementos finitos, destacando a posição da fratura natural em vermelho. ....	96
Figura 5.66: Primeiro (1) e segundo (2) intervalo do teste mecânico (a). ....	97
Figura 5.67: Primeiro (1) e segundo (2) intervalo do teste hidromecânico (b). ....	98
Figura 5.68: Comparação entre curvas que relacionam a tensão normal pelo fechamento da fratura de acordo com a Equação hiperbólica teórica e a gerada numericamente pelo modelo de contato progressivo. ....	99
Figura 5.69: Malha de elementos finitos do problema proposto com as fraturas naturais destacadas em vermelho. ....	100
Figura 5.70: Bloco de rocha confinado submetido a compressão de 85 MPa e gradiente de pressão constante igual a 0.10 MPa. ....	100
Figura 5.71: Meio poroso com (a) fraturas totalmente abertas e (b) quase totalmente fechadas. ....	101
Figura 5.72: Alturas verticais de estudo: $y = 2,5$ m, $y = 5,0$ m e $y = 7,5$ m. ....	101
Figura 5.73: Gráficos com (a) baixa tensão efetiva (alta poropressão) e (b) alta tensão efetiva (baixa poropressão). ....	102
Figura 5.74: Malha de elementos finitos com a posição das fraturas naturais em vermelho. ....	103
Figura 5.75: Condições de fronteira. (a) Carregamento inicial para limitar o domínio. (b) Variação de pressão mantendo um diferença de 0,1 MPa. ....	104
Figura 5.76: Seções transversais de estudo. ....	104

Figura 5.77: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 45.00MPa e 44.90MPa atuantes no contorno. ....	105
Figura 5.78: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 25.55MPa e 25.45MPa atuantes no contorno. ....	106
Figura 5.79: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 4.85MPa e 4.75MPa atuantes no contorno. ....	106



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Propriedades do fluido (casos 1, 2, 3 e 4). .....	57
Tabela 2: Propriedades hidráulicas (caso 1). .....	57
Tabela 3: Propriedades mecânicas e hidráulicas (casos 2, 3 e 4). .....	57
Tabela 4: Quantidade de nós e elementos das malhas utilizadas para cada uma das análises. ....	60
Tabela 5: Permeabilidade equivalente $k_e$ da rocha para as orientações de estudo da fratura. ....	71
Tabela 6: Permeabilidade equivalente $k_e$ da rocha para os comprimentos de estudo da fratura. ..	83
Tabela 7: Permeabilidade equivalente $k_e$ da rocha para as aberturas de estudo da fratura. ....	95
Tabela 8: Permeabilidade equivalente $k_e$ da região em estudo. ....	105

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Alfabeto Latino

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
<i>a</i>	Constante	adimensional
<i>b</i>	Constante	adimensional
<i>a<sub>j</sub></i>	Abertura inicial da fratura	m
<i>A</i>	Área total	m <sup>2</sup>
<i><math>\mathcal{A}</math></i>	Parâmetro de abrandamento exponencial	adimensional
<i><math>\bar{A}</math></i>	Área efetiva	m <sup>2</sup>
<i>A<sub>d</sub></i>	Área dos defeitos	m <sup>2</sup>
<b><i>b</i></b>	Vetor de forças de corpo	N/m <sup>3</sup>
<b><i>C</i></b>	Tensor constitutivo elástico de quarta ordem	MPa
<i>d</i>	Variável de dano	adimensional
<i>e<sub>h</sub></i>	Abertura hidráulica	m
<i>e<sub>m</sub></i>	Abertura mecânica	m
<i>E</i>	Módulo de Young do material íntegro	MPa
<i>E<sub>D</sub></i>	Módulo de Young do material degradado	MPa
<i>F</i>	Força axial	N
<b><i>f</i></b>	Vetor com valores de tensões conhecidas	MPa
<i>g</i>	Aceleração da gravidade	m/s <sup>2</sup>
<i>h</i>	Espessura do elemento de interface	m
<i>h<sub>1</sub></i>	Altura da camada 1	m
<i>h<sub>2</sub></i>	Altura da camada 2	m
<i>h<sub>3</sub></i>	Altura da camada 3	m
<i>H</i>	Parâmetro de abrandamento linear	adimensional
<b><i>I</i></b>	Tensor identidade de segunda ordem	adimensional
JRC	Coefficiente de rugosidade da parede da fratura	adimensional
JCS	Resistência à compressão da parede da fratura	MPa
<i>j<sub>w</sub></i>	Fluxo de massa de água	Kg/m <sup>2</sup> s

$k$	Permeabilidade do meio poroso	$m^2$
$k_1$	Permeabilidade da camada 1	$m^2$
$k_2$	Permeabilidade da camada 2	$m^2$
$k_3$	Permeabilidade da camada 3	$m^2$
$\mathbf{k}$	Tensor de permeabilidade do meio poroso	$m^2$
$k_e$	Permeabilidade equivalente	$m^2$
$k_{eh}$	Permeabilidade equivalente horizontal	$m^2$
$k_f$	Permeabilidade da fratura	$m^2$
$k_r$	Permeabilidade da rocha	$m^2$
$K_f$	Condutividade hidráulica da fratura	$m^3/m^2 s$
$K_{ni}$	Rigidez normal inicial	MPa/m
$l$	Largura da placa	m
$M_{wi}$	Massa de água que entra no volume de controle	$Kg/m^2 s$
$M_{wo}$	Massa de água que sai do volume de controle	$Kg/m^2 s$
$\mathbf{n}$	Vetor normal ao contorno no qual a condição é prescrita	MPa
$n$	Direção normal à base do elemento	MPa
$\mathbf{p}$	Vetor de pressões nodais	MPa
$p_w$	Poropressão	MPa
$p_w^*$	Poropressão conhecida	MPa
$p_{w0}$	Pressão de referência	MPa
$\mathbf{q}_w$	Vetor de fluxo de Darcy	$m^3/m^2 s$
$q_w^*$	Valor de fluxo conhecido	$m^3/m^2 s$
$q_f$	Vazão no interior da fratura	$m^3/s$
$\bar{r}$	Variável interna de dano	MPa
$\bar{r}_0$	Valor inicial de $\bar{r}$	MPa
$S_w$	Saturação da água	adimensional
$S_\alpha$	Saturação da fase $\alpha$	adimensional
$t$	Tempo	s
$\mathbf{T}$	Vetor de tensões	MPa
$\mathbf{u}$	Vetor de deslocamentos	m

$\mathbf{u}^*$	Vetor de deslocamentos conhecidos	m
$\dot{\mathbf{u}}$	Velocidade de deslocamento da fase sólida	m
$[[u]]_n$	Salto de deslocamento na direção $n$	m
$V$	Volume de controle	$\text{m}^3$
$V_m$	Fechamento máximo da fratura	m
$V_p$	Volume de poros	$\text{m}^3$
$V_t$	Volume total	$\text{m}^3$
$V_\alpha$	Volume da fase $\alpha$	$\text{m}^3$
$v_f$	Velocidade de escoamento no interior da fratura	m/s
$\mathbf{X}$	Vetor de coordenadas cartesianas	m

---

### Alfabeto Grego

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
$\Delta M_w$	Varição da massa de água no volume de controle	$\text{Kg/m}^2 \text{ s}$
$\Delta_V$	Deformação normal	m
$\Delta_{V_j}$	Fechamento da fratura	m
$\Delta_{V_t}$	Deformação total do bloco fraturado	m
$\Delta_{V_r}$	Deformação da rocha intacta	m
$\beta_w$	Coefficiente de compressibilidade da água	m
$\epsilon$	Tensor de tensões infinitesimais	MPa
$\Gamma$	Superfície de fronteira do volume de controle	$\text{m}^2$
$\theta$	Função de dano	MPa
$\theta_r$	Ângulo de atrito residual	°
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido	MPa s
$\mu_w$	Viscosidade dinâmica da água	MPa s
$\nu$	Coefficiente de Poisson	adimensional
$\rho$	Massa específica do fluido	$\text{Kg/m}^3$
$\rho_w$	Massa específica da água	$\text{Kg/m}^3$

$\rho_{w0}$	Massa específica de referência	Kg/m <sup>3</sup>
$\sigma_c$	Resistência à compressão não confinada	MPa
$\sigma$	Tensor de tensões totais	MPa
$\bar{\sigma}$	Tensão elástica	MPa
$\sigma'$	Tensão efetiva de Terzaghi	MPa
$\sigma'$	Tensor de tensões efetivas de Terzaghi	MPa
$\sigma'_n$	Componente normal de <b>T</b>	MPa
$\sigma_n$	Tensão normal	MPa
$\bar{\sigma}_n$	Tensão elástica de compressão	MPa
$\bar{\tau}$	Tensão equivalente	MPa
$\emptyset$	Porosidade ou porosidade média	adimensional
$\xi$	Variável de contato progressivo	adimensional

---

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>01</b>
1.1	Contexto e motivação	01
1.2	Revisão da literatura	02
1.2.1	Reservatórios não convencionais	02
1.2.2	Reservatórios naturalmente fraturados	04
1.2.3	Fechamento de fraturas	06
1.3	Objetivos	10
1.4	Justificativa	11
1.5	Estrutura da dissertação	11
<b>2</b>	<b>LEIS E EQUAÇÕES GOVERNANTES</b>	<b>12</b>
2.1	Descrição do problema hidráulico	12
2.1.1	Propriedades	13
2.1.2	Lei de Darcy	17
2.1.3	Equação de balanço de massa	19
2.1.4	Modelo de placas paralelas	23
2.2	Descrição do problema hidromecânico	25
2.3	Descrição da estratégia de acoplamento	27
2.4	Descrição do modelo de fechamento das fraturas	29
<b>3</b>	<b>MÊCANICA DO DANO EM MEIOS CONTÍNUOS</b>	<b>33</b>
3.1	Introdução ao modelo de dano à tração	33
3.1.1	Variável de dano unidimensional	33
3.1.2	Tensão elástica e tensão efetiva de Terzagui	34
3.1.3	Equivalência de deformações	36
3.1.4	Critério de degradação	37
3.1.5	Lei de evolução da variável ( $r$ )	39
3.2	Modelo de contato progressivo	41
3.2.1	Adaptação do modelo de dano à tração para o modelo de contato progressivo	44
3.2.1.1	Lei constitutiva do modelo de contato progressivo	44
3.2.1.2	Tensão equivalente	44
3.2.1.3	Critério de contato	45
3.2.1.4	Lei de evolução de ( $\bar{r}$ )	45
3.2.1.5	Lei de evolução do contato progressivo ( $\xi$ )	45

3.2.1.6	Algoritmo de integração implícito-explícito (IMPL-EX)	46
<b>4</b>	<b>ASPECTOS RELEVANTES DA MODELAGEM NUMÉRICA PARA O FECHAMENTO DE FRATURAS</b>	<b>48</b>
4.1	Método dos elementos finitos	48
4.2	Elementos de interface	49
4.2.1	Modelo de placas paralelas para permeabilidade	50
4.3	Técnica de fragmentação da malha	52
4.4	Softwares	54
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>56</b>
5.1	Primeiro caso: Estudo paramétrico de fratura natural	58
5.1.1	Efeito da orientação da fratura	58
5.1.2	Efeito do comprimento da fratura	72
5.1.3	Efeito da abertura da fratura	85
5.2	Segundo caso: Validação do modelo de fechamento	96
5.3	Terceiro caso: Análise da influência do fechamento das fraturas naturais no campo de pressão	100
5.4	Quarto caso: Análise da influência do fechamento de uma rede de fraturas naturais no campo de pressão	102
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>107</b>
6.1	Conclusões	107
6.2	Principais contribuições	108
6.3	Sugestões para trabalhos futuros	108
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>109</b>

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Contexto e motivação

A compreensão do comportamento do processo de fechamento de fraturas, tanto as naturais quanto as induzidas, é de suma importância para viabilizar a exploração de reservatórios não convencionais. As comunidades acadêmicas e profissionais somam esforços no sentido de aprimorar, por meio de pesquisas científicas segundo procedimentos e métodos experimentais e/ou numéricos, a exploração destes reservatórios.

Diante deste contexto é fundamental que a pesquisa científica se faça valer de modelos computacionais que simulem comportamentos específicos das diversas etapas que compõe o processo de exploração de reservas de hidrocarbonetos. Após o aumento da quantidade de fraturas em um meio rochoso, obtido por meio da técnica de fraturamento hidráulico, o peso das rochas exercido sobre as fraturas, o fim do bombeamento do fluido de fraturamento e a própria atividade de extração podem causar um fechamento das aberturas das fraturas pré-existentes, bem como das artificiais.

O modelo estudado neste trabalho pode simular o fechamento das fraturas naturais e daquelas geradas pela técnica do fraturamento hidráulico, possibilitando assim a realização de análises de viabilidade técnica e econômica, em função dos valores de permeabilidades equivalentes obtidos para as rochas reservatório.

Ao se depressurizar uma rocha fraturada, ocorre um aumento da compressão em termos de tensões efetivas. A consequente deformação da fratura devido à tensão normal efetiva atuante é determinante para descrever o comportamento hidráulico, uma vez que a abertura da fratura é responsável pela sua transmissividade, capacidade do meio rochoso em transmitir água na hidrogeologia. Ao longo do tempo de produção do reservatório, o decaimento da pressão estática do mesmo pode acarretar no fechamento das fraturas devido ao aumento da tensão confinante efetiva. Isso representa uma diminuição na permeabilidade global do reservatório.

Neste trabalho, os efeitos do processo de exploração, mais especificamente o processo de fechamento de fraturas naturais e induzidas em rochas, são estudados pelo modelo de Barton-



Bandis em uma condição de contato entre interfaces, levando em consideração apenas a atuação das tensões normais compressivas. Isto se justifica devido ao fato de que na exploração do gás de folhelho (*shale gas*), a abertura das fraturas é realizada principalmente por tensões de tração decorrentes da injeção do fluido de faturamento (FJAER et al., 2008).

Desta forma, utilizando o método dos elementos finitos, este fechamento das fraturas por compressão foi simulado por meio de um novo modelo constitutivo denominado “Modelo de Contato Progressivo”, que é baseado no modelo de fechamento de juntas proposto por Barton e na teoria de dano contínuo.

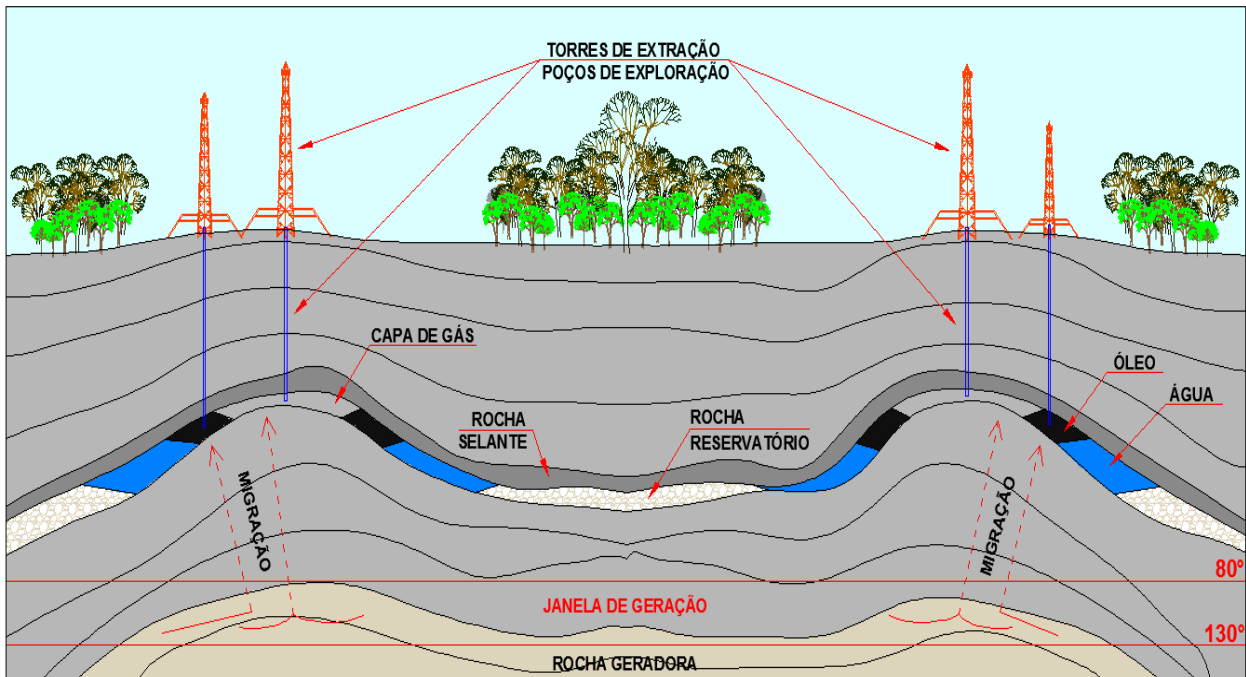
## **1.2 Revisão da literatura**

### **1.2.1 Reservatórios não convencionais**

As rochas reservatório, por serem constituidas em sua grande parte por meios porosos e permeáveis, possuem a capacidade de armazenar diversas fontes de hidrocarbonetos. Os reservatórios não convencionais, aqueles que se diferem dos convencionais devido à baixa permeabilidade e porosidade, são capazes de armazenar grandes volumes de petróleo e gás devido as suas consideráveis extensões geográficas.

Subdivididos em Gás/Óleo em areias compactas, Gás/Óleo nos folhelhos, petróleo pesado, hidratos de metano e metano em leitos de carvão, os reservatórios não convencionais são numerosos, diversificados e com reservas muito maiores que os convencionais (HOLDITCH, 2007). Estes reservatórios podem ser profundos ou não, homogêneos ou naturalmente fraturados, possuir temperaturas baixas ou elevadas, o que os tornam particulares no sentido da otimização da produção, devendo ser estudados de forma individualizada (HOLDITCH et al., 2007).

Considerada inviável décadas atrás devido aos custos serem onerosos frente à complexidade das técnicas, a exploração dos reservatórios não convencionais se tornou viável a partir de novas descobertas e diferentes técnicas, frutos de estudos realizados a partir das últimas duas décadas. Entretanto, mesmo com a combinação das técnicas de perfuração direcional e fraturamento hidráulico, a recuperação desses reservatórios não ultrapassam os 20% (SUÁREZ, 2012). A Figura 1.1 apresenta um esquema de seção geológica contendo reservatório não convencional sendo explorado por meio de poços e torres de extração.



**Figura 1.1: Reservatório não convencional (adaptado de Diário do Pré-sal (2009). Acesso em 11 de outubro de 2017. <<https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg>>).**

Segundo Rosa et al. (2006), a permeabilidade é um dos mais importantes parâmetros na definição do desempenho do reservatório. Desta maneira, a qualidade do reservatório é representada pela sua permeabilidade  $k$  e é classificada da seguinte forma (mD = millidarcy):

- $k \leq 1$  mD → Reservatório Pobre;
- $1$  mD  $< k \leq 10$  mD → Reservatório Médio;
- $10$  mD  $< k \leq 50$  mD → Reservatório Moderado;
- $50$  mD  $< k \leq 250$  mD → Reservatório Bom;
- $k > 250$  mD → Reservatório Muito Bom.

Esta escala sofre modificações significativas ao longo do tempo. Para se ter uma ideia, até a década de 1990,  $k < 50$  mD era considerado um reservatório pobre, enquanto que atualmente este valor de permeabilidade representa um reservatório moderado.

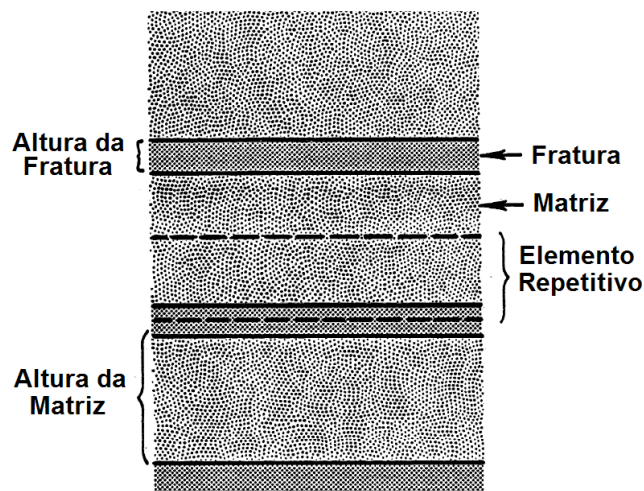
### 1.2.2 Reservatórios naturalmente fraturados

Este tipo de reservatório possui fraturas naturais, em diferentes escalas, resultantes das interações das tensões atuantes no subsolo e de fatores geológicos, como por exemplo, condições de soterramento e composição mineralógica da rocha.

Segundo Nelson (2001), um reservatório naturalmente fraturado é um reservatório no qual as fraturas que nele ocorrem naturalmente têm um efeito significativo no escoamento de fluidos, tanto na forma de aumento de permeabilidade e/ou porosidade, ou aumento de anisotropia da permeabilidade.

Também conhecidos como reservatórios de dupla porosidade (Figura 1.2), os reservatórios naturalmente fraturados possuem dois meios porosos distintos, a saber:

1. Meio poroso da matriz: apresenta baixa condutividade e contém a maior parte do fluido;
2. Meio poroso do sistema de fraturas: apresenta alta permeabilidade e pouca capacidade de armazenamento de fluido.



**Figura 1.2: Modelo esquemático de dupla porosidade em camadas (adaptado de Zacchi Junior (2010)).**

O sistema de fraturas é irregular e desconexo. No sentido de tentar configurar esta aleatoriedade, utilizam-se funções de distribuição para a espessura, o comprimento e a orientação, com base em informações de perfilagens de produção, testes de pressão em poços, imagens e amostras do reservatório (LI e LEE, 2008).

Para classificar os reservatórios naturalmente fraturados deve-se levar em conta o efeito causado pelas fraturas ao fluxo e não somente a presença ou não delas.

Nelson (2001) define quatro principais tipos de reservatórios naturalmente fraturados, de acordo com a influência relativa das fraturas e da matriz para o transporte e armazenamento de fluidos no reservatório:

Tipo I – a matriz é impermeável, onde as fraturas fornecem a permeabilidade e porosidade essenciais do reservatório;

Tipo II – a matriz contribui com mais da metade da porosidade, mas não contribui significativamente com a permeabilidade e produtividade do mesmo;

Tipo III – a matriz é porosa e permeável, e a presença de fraturas aumenta a produtividade do meio, ou seja, o reservatório já produtivo;

Tipo IV – o reservatório contém fraturas, contudo estas não exercem um impacto positivo ao fluxo, funcionando de forma a aumentar a anisotropia do meio, compartimentando-o.

A Figura 1.3 mostra o diagrama de Nelson (2001):

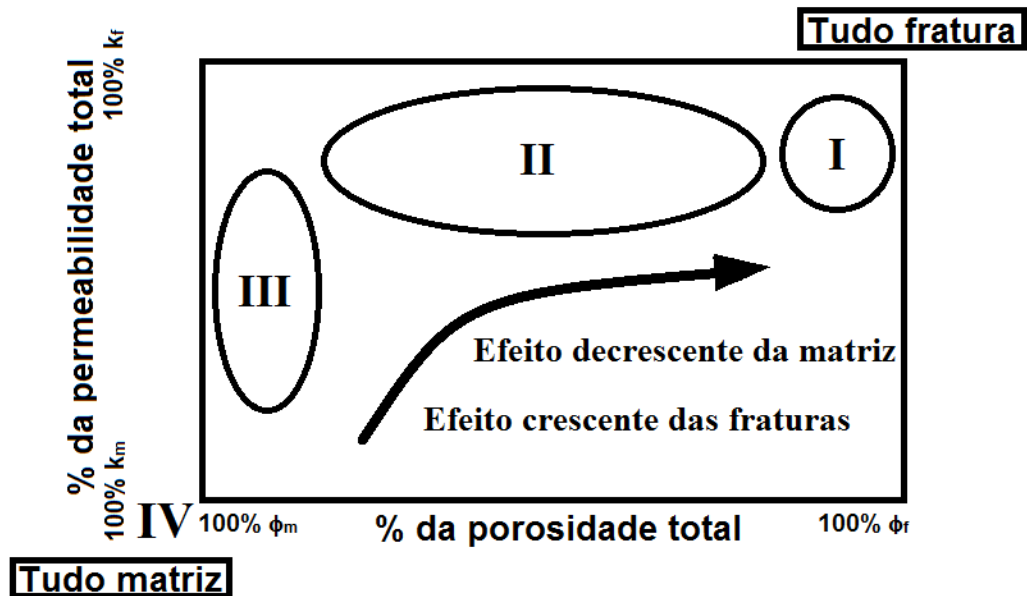


Figura 1.3: Diagrama de classificação de reservatórios naturalmente fraturados (percentual devido à matriz versus porcentagem devido a fraturas) (adaptado de Nelson (2001)).

Segundo Saalfeld (2016), embora ainda seja a mais utilizada, a classificação de Nelson não fornece subsídios quantitativos sobre o comportamento e a configuração geológica de reservatórios fraturados, tornando-se assim subjetiva. Desta forma, dependendo da experiência do profissional responsável, diferentes classificações podem ser atribuídas a reservatórios semelhantes.

De acordo com Vale (2014), nas últimas décadas, foram realizados diversos estudos para avaliar o efeito da capilaridade em sistemas fraturados. Métodos experimentais foram utilizados nos trabalhos de Horie, Firoozabadi e Ishimito (1990), Pooladi-Darvish e Firoozabadi (2000) e Hirasaki e Zhang (2004), enquanto que, dentre os métodos numéricos destacam-se os trabalhos de Phelps, Pham e Shari (2000) e Dogru et al. (2001). Apesar da qualidade dos resultados obtidos, estes métodos numéricos não foram práticos devido à grande quantidade de elementos da malha necessários para representar todo o reservatório, fazendo com que modelos macroscópicos e estratégias numéricas fossem utilizadas para este propósito.

### **1.2.3 Fechamento de fraturas**

O estudo das fraturas presentes em rochas é de suma importância para entender o comportamento mecânico do meio rochoso fraturado, uma vez que estas aberturas e o fechamento destas discontinuidades são responsáveis marojitariamente pelas deformações que ocorrem neste meio maciço.

As fraturas são interrupções que ocorrem em regiões maciçadas do arcabouço rochoso que não possuem resistência à tração ou a possuem de maneira minimizada. Diversos trabalhos clássicos de mecânica das rochas, como Goodman et al. (1968), Goodman (1974), Barton (1973), Bandis et al. (1983), Barton et al. (1985), entre outros, tratam da resistência e deformabilidade destas discontinuidades.

Bandis et al. (1983) descreve investigações laboratoriais das características de deformação de juntas de rocha sob carga normal e de cisalhamento. Os autores estudaram a deformabilidade normal por meio da realização de ensaios de carga e descarga e de ciclos de carga repetidos em uma ampla variedade de juntas intactas e desgastadas em cinco tipos diferentes de rochas. Independentemente do tipo de rocha e junta os dados mostraram um comportamento não linear. Eles sugeriram uma função hiperbólica para descrever as curvas de fechamento das juntas e

desenvolveram relações quantitativas entre a deformabilidade normal e a abertura, força da parede e rugosidade das juntas. Conclusões provisórias sobre as mudanças na rigidez normal durante o cisalhamento foram apresentadas bem como o comportamento de juntas deslocadas foram estudadas qualitativamente e analiticamente. A deformabilidade ao cisalhamento foi estudada por meio da realização de ensaios de cisalhamento direto sob tensões normais na faixa de interesse de engenharia, onde ficou demonstrado que o comportamento na faixa de pré-pico é invariavelmente não linear, podendo ser adequadamente descrito por medições de parâmetros e funções hiperbólicas.

Ainda de acordo com Bandis et al. (1983), para o entendimento completo da resposta das descontinuidades em termos de deformação em relação à variação da rugosidade, resistência das paredes e abertura, é fundamental o estudo da permeabilidade dos maciços rochosos.

Os trabalhos experimentais de Barton et al. (1985) e Olsson e Barton (2001) investigaram o acoplamento hidromecânico de rochas fraturadas. De acordo com esses trabalhos, a condutividade hidráulica da fratura pode ser alterada de forma significativa pelas deformações normais ao plano da fratura (fechamento) e pelas deformações de cisalhamento (dilatância), uma vez que sua abertura pode variar devido ao fechamento induzido por tensões normais de compressão ou devido à expansão causada pelo cisalhamento.

Para a descrição quantitativa das propriedades mecânicas das descontinuidades de rocha existem duas principais linhas, a saber: aproximação teórica e aproximação empírica. A primeira adota teorias conhecidas, como por exemplo, a teoria da plasticidade e a teoria do contato. Já a segunda se faz valer da análise de uma grande quantidade de dados para obtenção de relações entre as variáveis de influência para formulação de modelos (BANDIS, 1990). Existem ainda outros trabalhos que combinam as duas linhas ou tratam o problema de forma analítica.

Segundo Ichikawa et al. (1990), modelos próprios para interfaces e descontinuidades são fundamentais nas análises de estabilidade devido a sua importância no comportamento dos maciços rochosos.

Barton e Bandis (1990) revisaram o banco de dados usado no desenvolvimento do modelo de juntas de Barton-Bandis. Os pesquisadores mostram como o teste de inclinação para obter o JRC (coeficiente de rugosidade da parede da fratura) é extrapolado em termos de estresse e tamanho da amostra. É descrita também a modelagem constitutiva de deslocamento de tensão de cisalhamento, dilatação e inversão de cisalhamento.

Amadei e Saeb (1992) apresentaram um modelo para determinar o efeito das condições de contorno no comportamento do cisalhamento de uma junta de rochas dilatantes. Este modelo, dado em formas gráficas e matemáticas, relaciona a resposta tensão-deformação normal de uma junta à sua deformação de carga de cisalhamento e comportamento dilatante, prevendo assim o aumento da deformabilidade normal de uma junta inicialmente acoplada, ao atravessar uma série de condições não acopladas. Os autores também fornecem uma formulação tangencial para a deformabilidade de uma junta de rocha que representa o acoplamento entre a resposta normal da junta e o cisalhamento devido à dilatação. A aplicabilidade do modelo proposto para prever o comportamento de uma junta de rocha sob condições de contorno de rigidez normal constante é verificada usando resultados experimentais existentes.

Segundo Fleury (2001), inúmeros trabalhos documentando aspectos da resistência ao cisalhamento e do comportamento tensão-deformação das discontinuidades compõe a literatura clássica sobre o assunto, ficando evidenciado que a rigidez normal e a tangencial, que regem a distribuição das tensões e deslocamentos dentro do maciço, são parâmetros imprescindíveis para as técnicas de simulação numérica. Dentre estes, diferentes modelos constitutivos para o cisalhamento já foram propostos, destacando-se entre eles os trabalhos de Patton (1966), Ladanyi e Archambault (1970), Barton e Choubey (1977) e Kodikara e Johnston (1994), enquanto que para trabalhos experimentais em discontinuidades rugosas artificiais, tem-se como destaque Patton (1966), Barton e Chryssanthakis (1990), Handanyan et al. (1990), Xu e Freitas (1990), Ichikawa et al. (1990), Fishman (1990), Hyett e Hudson (1990), Kimura et al. (1993), Kodikara e Johnston (1994) e Kusumi et al. (1996).

Ainda segundo Fleury (2001), a maior parte de deformações em maciços ocorrem devido à existência de aberturas naturais no maciço, sendo este comportamento verificado tanto em baixos níveis de tensão ou mesmo sob altos níveis de tensão. O entendimento global do mecanismo de fechamento das fraturas é de difícil avaliação uma vez que estas não podem ser observadas de maneira direta, mas somente por meio da avaliação de parâmetros que são obtidos durante este procedimento. Os parâmetros de rigidez normal e tangencial, das paredes e da abertura, constituem importantes dados de entrada nas técnicas de simulação numérica, sendo estes parâmetros também essenciais para o estudo da permeabilidade dos maciços rochosos. Entretanto, apesar da rugosidade ser um dos fatores de maior influência no comportamento cisalhante das discontinuidades de rocha, não é bem claro quais fatores da rugosidade influem na

resistência ao cisalhamento, de modo que as propriedades mecânicas dos maciços rochosos ainda são objeto de estudos no campo da mecânica das rochas.

Durante o fechamento da fratura, o registro dos valores de declínio da pressão nos fornece os volumes de fluidos envolvidos e desta forma as dimensões finais da fratura resultante.

Fernandes (1998) desenvolveu uma metodologia de análise de fechamento da fratura com base no declínio de pressão, o que permitiu uma avaliação da fratura resultante de uma operação de fraturamento para comparação com os objetivos previstos no projeto, o que constituiu uma importante ferramenta para engenheiros de campo.

Rouainia et al. (2006) utilizaram o Método dos Elementos Finitos para compreender o comportamento hidráulico do sistema considerando que este obedece à Lei de Darcy e o Método da Análise de Deformação Descontínua para analisar a fase sólida deformável descontínua, de forma acoplada, buscando a compreensão do fenômeno do fraturamento hidráulico.

Liang et al. (2015) apresentaram um estudo sistemático do efeito de parâmetros de fratura na permeabilidade da uma rede de fraturas baseada no modelo de fratura discreta empregando análise de elementos finitos. Os pesquisadores estudaram quantitativa e sistematicamente, com base no modelo de fratura discreta (DFM) e análise em elementos finitos, a influência de vários parâmetros na permeabilidade de uma mesma fratura, dentre os quais se destacam a orientação da fratura, o comprimento da fratura e abertura da fratura, bem como para uma rede de fraturas interconectadas. Os autores mostraram por meio de nova abordagem que a permeabilidade da fratura diminui com a depleção da pressão sob condições isotrópicas de carregamento *In situ*.

Cleto (2016), buscando novas técnicas numéricas para estudar o fraturamento hidráulico, estudou o comportamento de fraturas neste tipo de sistema, comparando suas simulações a resultados experimentais e teóricos. O autor concluiu que tais fraturas podem ser previstas por meio da técnica de fragmentação de malha utilizando elementos finitos sólidos de alta razão de aspecto (MANZOLI et al., 2012; MANZOLI et al., 2014; SÁNCHEZ, MANZOLI, GUIMARÃES, 2014). A abertura obtida no início do fraturamento foi a maior ocorrida durante o processo de fraturamento, estando associada neste instante a máxima permeabilidade possível para o sistema fraturado. Entretanto, ao passo que a pressão do fluido diminui em decorrência do alívio causado no instante imediatamente após o fraturamento, o aumento das tensões efetivas normais provocou deformações de compressão que reduziram as aberturas do meio fraturado, diminuindo assim sua permeabilidade. Esta redução de aberturas, conhecidas como fechamento,



não foi completa devido às propriedades da rocha e do material residual presente dentro das fraturas, originário do processo de fraturamento hidráulico.

Em geral, duas abordagens são utilizadas para simulação de fluxo de fluido em reservatórios contendo fraturas: a primeira representa um reservatório heterogêneo contendo fraturas através de um meio homogêneo equivalente, e a segunda representa explicitamente as fraturas do reservatório, levando em consideração o tamanho, a forma e a distribuição delas, bem como suas propriedades de fluxo (WENG, 2015).

Dando continuidade ao trabalho de Cleto (2016) e visando o desenvolvimento de novas técnicas, o presente trabalho utiliza a segunda abordagem para simular os efeitos do fechamento das fraturas sobre a permeabilidade de rochas reservatório. Uma das sugestões do autor foi o estudo do fenômeno de fechamento das fraturas, uma vez que ao longo do tempo de produção do reservatório, o decaimento da pressão estática do mesmo pode acarretar no fechamento das fraturas devido ao aumento da tensão confinante efetiva, o que representa uma diminuição na permeabilidade global do reservatório. Desta forma, um modelo constitutivo apropriado, denominado “modelo de contato progressivo”, baseado no modelo hiperbólico proposto por inicialmente por Bandis et al. (1983), é empregado para simular o comportamento mecânico das fraturas. O modelo emprega teorias que descrevem o comportamento de meios contínuos, de tal forma que é possível estudar o efeito de fechamento de fratura, de acordo com a variação da poropressão da rocha. O método dos elementos finitos é utilizado para simulação de reservatórios. Os elementos finitos de elevada razão de aspecto propostos por Manzoli et al. (2012) são empregados para representar explicitamente as fraturas.

### **1.3 Objetivos**

O presente trabalho tem como objetivo principal avaliar, por meio de análises computacionais mecânicas ou hidromecânicas, via softwares comerciais e códigos de programação próprios, os quais são descritos no item 4.4, se os elementos sólidos de interface de elevada razão de aspecto são apropriados para representarem fraturas naturais e, juntamente com o modelo constitutivo de contato progressivo, capazes de reproduzir adequadamente o efeito de fechamento de fratura, de acordo com a variação da poropressão da rocha.

## **1.4 Justificativa**

O estudo acerca do fechamento de fraturas naturais e induzidas em rochas reservatório, sob condições de tensões variáveis, como efeito e influência da técnica de fraturamento hidráulico, justifica-se devido à busca pela viabilidade econômica para a exploração de hidrocarbonetos aprisionados neste tipo de rocha, uma vez que os parâmetros obtidos nestes estudos são essenciais para a previsão da capacidade de produção de um reservatório e para o controle dos eventuais danos ambientais gerados.

## **1.5 Estrutura da dissertação**

Esta dissertação é composta por 6 capítulos, descritos a seguir de forma compacta.

O primeiro capítulo apresenta, além dos objetivos deste trabalho, a justificativa, o contexto e a motivação para o estudo do tema. Por meio de uma breve introdução ao cenário atual da exploração de reservatórios não convencionais pela indústria petrolífera, este capítulo faz uma revisão bibliográfica voltada para o fechamento das fraturas naturais.

No segundo capítulo é feita a apresentação das leis e equações governantes para a solução do problema geomecânico e hidráulico de modo geral bem como do fechamento geomecânico das fraturas pelo modelo proposto por Barton-Bandis (1983).

Já o terceiro capítulo é voltado para a mecânica do dano em meios contínuos para, por meio de uma adaptação do modelo de dano à tração, descrever o “Modelo de contato progressivo”.

A seguir, no quarto capítulo, são apresentados os aspectos relevantes da modelagem numérica para o fechamento das fraturas por meio do método dos elementos finitos e dos elementos finitos de elevada razão de aspecto, bem como os softwares comerciais utilizados.

No quinto capítulo, são apresentados os resultados e as discussões de alguns exemplos que demonstram que os elementos de interface são apropriados para representarem fraturas naturais e as potencialidades do novo modelo para o estudo do fechamento geomecânico das fraturas em meios rochosos.

No sexto e último capítulo são apresentadas as considerações finais do trabalho, as principais contribuições do estudo e as sugestões para trabalhos futuros.

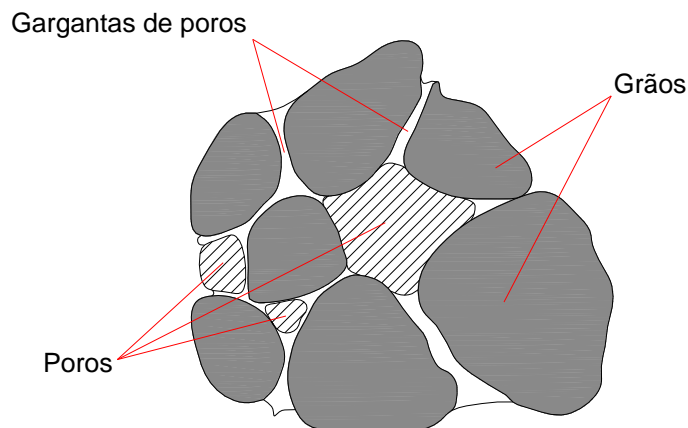
## CAPÍTULO 2

### LEIS E EQUAÇÕES GOVERNANTES

#### 2.1 Descrição do problema hidráulico

As rochas são formadas por um sistema composto por grãos que formam o esqueleto sólido e por poros, microfissuras e fraturas, que constituem os espaços vazios. Ao aplicar um carregamento na rocha, estes espaços vazios, evidenciados pelo início da redução das aberturas, "deformam-se" primeiro do que os grãos, o que altera as trajetórias e as propriedades de fluxo do meio (AZEVEDO, 2005).

A produção de fluidos, a partir destas rochas reservatório, reduz a poropressão, levando a um aumento da tensão efetiva, que por sua vez, pode alterar a detalhada geometria dos poros da rocha, especificamente a forma e as dimensões dos poros e gargantas de poros (ZIMMERMAN, 1991). Segundo Monteiro (1995), o poro é uma porção do espaço poroso limitado pelas superfícies dos grãos e por planos localizados, enquanto que a garganta dos poros é definida pela região onde a área da seção transversal entre dois poros atinge um mínimo, conforme mostra a Figura 2.1. em um espaço intersticial de uma rocha clástica. Tais rochas também são conhecidas por rochas sedimentares detríticas, aquelas formadas pela deposição de fragmentos de outras rochas (ígneas, metamórficas ou mesmo sedimentares) (BOGGS JR., 2006).



**Figura 2.1: Espaço intersticial numa rocha clástica (adaptado de Serra, 1984 apud Rabelo, 2004).**

### 2.1.1 Propriedades

Segundo Freeze e Cherry (1979), a permeabilidade intrínseca pode ser considerada como uma função do meio poroso que independe das propriedades do fluido percolante, como por exemplo, a viscosidade e a densidade. Ela é um parâmetro geométrico representada pela área de fluxo efetiva na escala dos poros ( $1 \text{ darcy} = 1 \text{ D} = 9,87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ ), que define as características de transmissão dos fluidos em um meio poroso.

O meio poroso por sua vez é definido como um material contendo poros, onde a porção sólida do material é chamada de matriz e os espaços vazios são preenchidos com fluidos (WHITAKER, 1969).

Muitos materiais são porosos, mas os espaços vazios não se comunicam entre si, impedindo que um fluido escoe através deles. Segundo de Nevers (1991), os meios porosos cujos poros não estão ligados entre si são impermeáveis ao escoamento de fluidos e aqueles com poros interconectados são permeáveis. Na indústria do petróleo o escoamento de fluidos se dá através de meios porosos permeáveis, sendo este meio poroso frequentemente caracterizado por sua porosidade.

Segundo Wang e Park (2002), a permeabilidade intrínseca de um meio poroso é uma grandeza tensorial que corresponde à resistência oferecida pelo meio à passagem do fluido e está associada a parâmetros em nível microscópico e macroscópico. Os principais parâmetros microscópicos são tamanho, forma, orientação e interconexão dos poros. Já a nível macroscópico, dentre os principais parâmetros tem-se a abertura da fratura, a rugosidade da superfície da fratura e a distribuição e conexão das famílias de fraturas. Esta complexa propriedade física, além de fornecer informações sobre o grau de interconexão entre os poros e as fraturas, pode ser sensível ao estado de tensões.

Devido a este trabalho ser sobre a engenharia de exploração de rochas reservatório, os parâmetros de permeabilidade considerados são a nível macroscópico, além do que a permeabilidade intrínseca é chamada apenas de permeabilidade estando assim de acordo com a indústria do petróleo.

A produtividade do reservatório é uma função da permeabilidade e da pressão do fluido. No entanto, na exploração das rochas reservatório, o efeito das tensões *In situ* não é levado em

conta, sendo a permeabilidade considerada constante durante a produção do reservatório (SOARES et al., 2002).

As redes de poros podem estar totalmente interconectadas, facilitando assim a circulação de fluido no meio poroso; totalmente isoladas, ocasionando a não circulação do fluido ficando o mesmo confinado no interior dos poros; ou restritas, onde o fluido circula de forma muito lenta (AZEVEDO, 2005).

Segundo Davies e Davies (2001), altos índices de produção são contraindicados em reservatórios que dependem da permeabilidade com relação à tensão por resultar numa significativa redução da permeabilidade nas vizinhanças da parede do poço. Entretanto, a solução ótima para a exploração de determinada reserva pode ser prevista se esta dependência e a diferença entre a pressão no poço e a poropressão no reservatório forem conhecidas.

A porosidade é a capacidade que um meio poroso apresenta para armazenar fluidos nos vazios existentes em seu interior. Constituído por uma porção sólida de matéria e espaços vazios, o meio poroso pode servir de abrigo para fluídos de diversas naturezas. A porosidade, conhecida também como porosidade média, se expressa pela porcentagem do volume de vazios em relação ao volume total da amostra previamente coletada, e é dada por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.1)$$

onde:

$V_p$  = Volume de poros;

$V_t$  = Volume total.

Segundo Azevedo (2005) a porosidade do solo depende do arcabouço da rocha e da característica do solo, sendo as características mais importantes àquelas relacionadas ao diâmetro e forma dos minerais, assim como a compactação e a cimentação.

Quanto mais poroso for um solo, maior será a quantidade de vazios, e conseqüentemente mais permeável ele será.

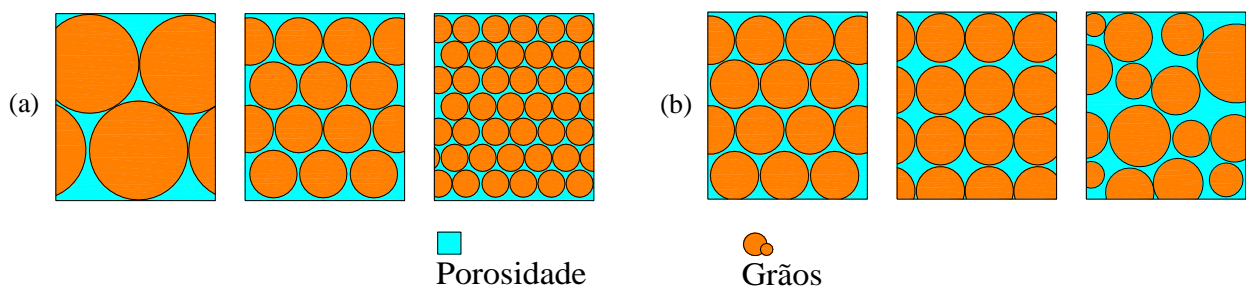
Dentre os diversos fatores que afetam a variação da porosidade das rochas destacam-se:

- a) forma e rearranjo dos grãos;
- b) presença de materiais de granulometria fina, como argilas e silte, ocupando os espaços intergranulares;
- c) presença de materiais cimentantes (calcita, sílica, sais, entre outros), que podem preencher total ou parcialmente os poros do meio;
- d) distribuição granulométrica.

Segundo Berryman e Wang (2000), os tipos de porosidade mais comuns e importantes no estudo das rochas reservatório são: a porosidade da rocha matriz e a porosidade das fraturas. A primeira, também conhecida como porosidade de armazenamento, uma vez que é o volume que armazena os fluidos de interesse, ocupa uma finita e substancial fração do reservatório. Já a segunda, que apesar de ocupar pouco volume, apresenta dois efeitos relevantes, a saber:

1. Enfraquecimento elástico da rocha de modo que pequenas variações na tensão podem levar a grandes variações nestas aberturas;
2. Constituição de uma trajetória preferencial de alta permeabilidade para o fluido migrar do reservatório, sendo este efeito a chave para análises de reservatório e economia da extração de fluido.

A Figura 2.2 mostra um esquema onde grãos e poros mostram a variação da porosidade em função de diferentes configurações.



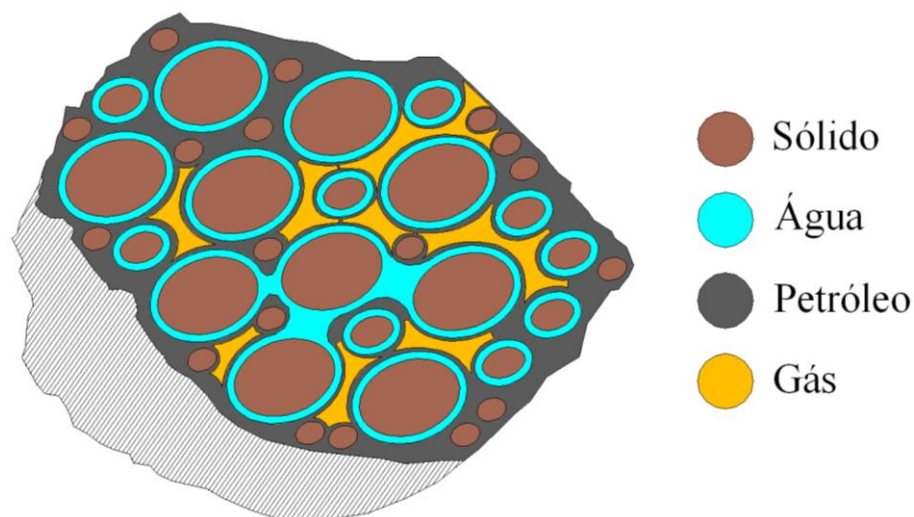
**Figura 2.2: Visualização esquemática de como diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (a) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (b) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (adaptado de MHHE, apud Azevedo, 2005).**

No contexto da mecânica dos solos tem-se que as fases representam os estados físicos sólido, líquido e gasoso. Entretanto, neste trabalho, seguindo o contexto da engenharia de exploração de rochas reservatório, as fases dizem respeito aos fluidos que, individualmente, constituem sistemas químicos homogêneos que são delimitados por contornos físicos, de forma que cada fluido seja caracterizado por uma fase (FLEURY, 2001).

Nas rochas reservatório os espaços vazios podem conter óleo, gás ou água. No que concerne ao preenchimento por uma ou mais fases, a classificação das rochas reservatórios é dada por:

- a) Monofásico: presença de apenas uma fase (água, gás ou óleo);
- b) Bifásico: presença de duas fases (água e óleo, água e gás ou óleo e gás);
- c) Trifásico: presença três fases (água, gás e óleo).

Quando uma ou mais fases preenchem completamente o meio poroso de forma a expulsar totalmente o meio gasoso (aproximadamente 80% de nitrogênio e 20% de oxigênio), tem-se o meio saturado (CAPUTO, 1988), exemplificado na Figura 2.3 por um volume representativo de uma rocha reservatório saturada por água, óleo e gás.



**Figura 2.3: Volume representativo de uma rocha reservatório saturada (modificado de Projeto RelP (Relative Permeability) (2003-2005). Acesso em 06 de Fevereiro de 2018. <<http://www.sinmec.ufsc.br/site/projetos.php?id=18>>).**

Desta forma, a saturação é dada pelo preenchimento total do meio poroso por certo volume de cada fase e pode ser escrita da seguinte forma:

$$S_{\alpha} = \frac{V_{\alpha}}{V_p} \quad (2.2)$$

onde:

$S_{\alpha}$  = Saturação da fase  $\alpha$ ;

$V_{\alpha}$  = Volume da fase  $\alpha$ .

Considerando o meio rochoso saturado apenas por água, a saturação será dada por:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2.3)$$

onde  $S_w$  é a saturação de água e  $V_w$  é o volume de água.

### 2.1.2 Lei de Darcy

Dentre as diversas contribuições por meio de trabalhos sobre hidráulica, o engenheiro francês Henry P. G. Darcy propôs, em 1856, uma Equação que associa a vazão de água que permeia através de uma porção de areia com a diferença de carga associada a essa vazão, com base na realização de experimentos com filtros de areia para purificação de água.

Apesar do caráter fundamentalmente macro, com o passar do tempo, essa relação foi generalizada para outros fluidos, se tornando assim a base para o entendimento do escoamento de fluidos em meios porosos, sendo utilizada inclusive na engenharia de petróleo de maneira satisfatória.

O fluxo laminar para fluidos newtonianos em meios porosos é dado por:

$$\mathbf{q}_w = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w \mathbf{g}) \quad (2.4)$$



onde:

$\mathbf{q}_w$  = Vetor de fluxo de Darcy (fluxo volumétrico de água através de uma superfície);

$\mathbf{k}$  = Tensor de segunda ordem de permeabilidade da rocha;

$\mu_w$  = Viscosidade dinâmica da água;

$p_w$  = Poropressão;

$\rho_w$  = Massa específica da água;

$\mathbf{g}$  = Vetor de aceleração da gravidade.

O tensor de permeabilidade da rocha,  $\mathbf{k}$ , para meios porosos isotrópicos, homogêneos e bidimensionais é dado por:

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & k \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = k\mathbf{I} \quad (2.5)$$

onde:

$k$  = Permeabilidade do meio poroso (medida da capacidade que o meio possui de ser atravessado por fluidos);

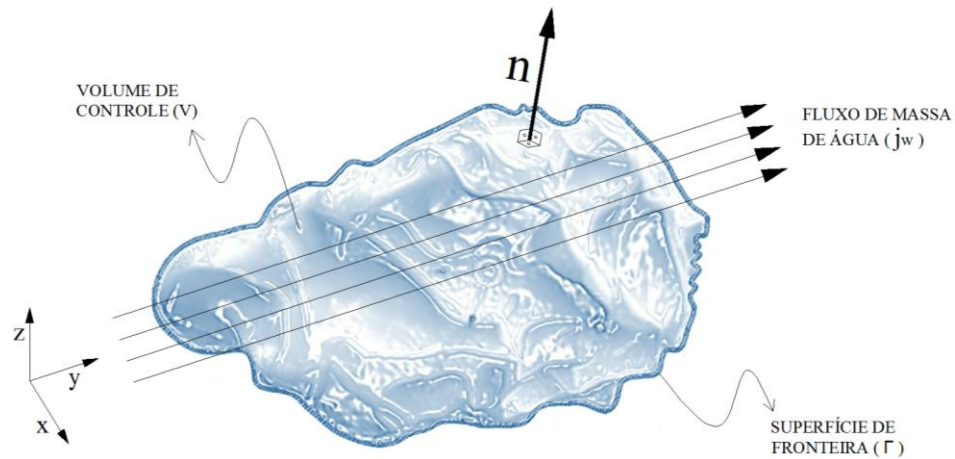
$\mathbf{I}$  = Tensor identidade de segunda ordem.

Para os casos de fluidos incompressíveis permeando em poços verticais, considerando o vetor de fluxo perpendicular ao vetor de aceleração da gravidade, podem-se desprezar os efeitos da gravidade em virtude dos mesmos tornarem-se insignificantes, o que leva a reescrita da Equação (2.4) da seguinte forma:

$$\mathbf{q}_w = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_w} \nabla p_w \quad (2.6)$$

### 2.1.3 Equação de balanço de massa

Arbitrando-se uma região espacial estacionária fixa no tempo, denominada volume de controle  $V$ , onde sua fronteira com o meio externo é não deformável e delimitada por uma superfície de fronteira  $\Gamma$ , tem-se um vetor normal  $\mathbf{n}$  a esta fronteira, atravessada por um fluxo de massa de água  $\mathbf{j}_w$ , conforme Figura 2.4 abaixo.



**Figura 2.4: Volume de controle arbitrário (adaptado de Cleto (2016)).**

Levando-se em consideração a inexistência de fonte voluntária de geração de água, tem-se que a variação da quantidade de massa de água no interior do volume de controle é dada por:

$$\Delta M_w = M_{wi} - M_{wo} \quad (2.7)$$

onde:

$\Delta M_w$  = Variação da massa de água no volume de controle;

$M_{wi}$  = Massa de água que entra no volume de controle;

$M_{wo}$  = Massa de água que sai do volume de controle.

Substituindo os termos da Equação (2.7) pelas respectivas integrais, tem-se:

$$\Delta M_w = M_{wi} - M_{wo} \rightarrow \frac{\partial}{\partial t} \int_V \phi S_w \rho_w dV = - \int_{\Gamma} \mathbf{j}_w \cdot \mathbf{n} d\Gamma \quad (2.8)$$

A primeira integral acima se aplica sobre o volume de controle. Uma vez que a segunda integral se aplica sobre a fronteira do volume de controle, utiliza-se nesta o Teorema da Divergência:

$$\int_{\Gamma} \mathbf{j}_w \cdot \mathbf{n} d\Gamma = \int_V \nabla \cdot \mathbf{j}_w dV \quad (2.9)$$

Substituindo a Equação (2.9) na Equação (2.8), tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V \phi S_w \rho_w dV + \int_V \nabla \cdot \mathbf{j}_w dV = 0 \quad (2.10)$$

Em virtude do volume de controle ser estacionário tanto no tempo quanto no espaço, pode-se reescrever a Equação (2.10) da seguinte forma:

$$\int_V \left[ \frac{\partial(\phi S_w \rho_w)}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{j}_w \right] dV = 0 \quad (2.11)$$

Sendo o volume de controle arbitrário, a Equação (2.11) é válida para outros volumes, quaisquer que sejam, e seu integrando é dado por:

$$\frac{\partial(\phi S_w \rho_w)}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{j}_w = 0 \quad (2.12)$$

Devido aos efeitos da deformação do meio durante a conservação de massa de água não serem considerados neste trabalho, desprezou-se o fluxo da fase fluida devido ao movimento da fase sólida, conhecido como fluxo de Biot (1941), e dado por:

$$\mathbf{Fluxo de Biot}: \phi S_w \rho_w \dot{\mathbf{u}} \quad (2.13)$$

onde:

$\dot{\mathbf{u}}$  = Velocidade de deslocamento da fase sólida.

Desta maneira o fluxo de massa de água pode ser escrito da seguinte forma:

$$\mathbf{j}_w = \mathbf{q}_w \rho_w + \cancel{\emptyset S_w \rho_w \dot{\mathbf{u}}} \rightarrow \mathbf{j}_w = \mathbf{q}_w \rho_w \quad (2.14)$$

A Equação de conservação de massa de água é obtida substituindo a Equação (2.14) na Equação (2.12):

$$\underbrace{\frac{\partial(\emptyset S_w \rho_w)}{\partial t}}_{\text{Termo de Armazenamento (TRANSIENTE)}} + \underbrace{\nabla \cdot (\mathbf{q}_w \rho_w)}_{\text{Termo de Transporte (ESTACIONÁRIO)}} = 0 \quad (2.15)$$

Em se tratando de um problema exclusivamente hidráulico, a condição de contorno essencial corresponde à pressão prescrita no contorno e a condição de contorno natural corresponde ao fluxo de fluido prescrito no contorno, dados, respectivamente, por:

$$p_w = p_w^* \quad (2.16)$$

e

$$\mathbf{q}_w \cdot \mathbf{n} = q_w^* \quad (2.17)$$

onde:

$p_w^*$  = Valor de pressão conhecido;

$q_w^*$  = Valor de fluxo conhecido;

$\mathbf{n}$  = Vetor normal ao contorno no qual a condição é prescrita.

Ainda que ocorram variações na rocha, a Equação de conservação de massa referente à fase sólida foi desconsiderada neste trabalho, ao assumir-se nenhuma variação de porosidade. Considerando este meio poroso existente totalmente saturado pela água, tem-se uma saturação  $S_w$

constante e igual a 1. Desta forma, a Equação (2.12) pode ainda ser reescrita com a inclusão do fluxo de Darcy, dado anteriormente pela Equação (2.6):

$$\frac{\partial(\phi\rho_w)}{\partial t} - \nabla \cdot \left( \frac{\mathbf{k}}{\mu_w} \nabla p_w \rho_w \right) = 0 \quad (2.18)$$

Com relação ao termo de armazenamento (transiente), de um modo geral, pode-se escrever a massa específica do fluido  $\rho_w$ , em uma condição isotérmica, como função da variação de pressão:

$$\rho_w = \rho_w(p_w) \rightarrow \rho_w(p_w) = \rho_{w0} e^{\beta_w(p_w - p_{w0})} \quad (2.19)$$

onde:

$\rho_{w0}$  = Massa específica de referência;

$p_{w0}$  = Pressão de referência;

$\beta_w$  = Coeficiente de compressibilidade.

As análises desse trabalho não consideram o termo de armazenamento, eliminando-se assim todos os efeitos transientes. Já com relação ao termo de transporte (estacionário), desconsidera-se a variação da massa específica pelo fato dela ser irrisória, considerando-a constante e de valor igual à massa específica de referência ( $\rho_{w0}$ ). Outra propriedade que também foi considerada constante é a viscosidade, com o intuito de facilitar a modelagem.

Por fim, diante das simplificações supracitadas, a equação de conservação de massa de fluido pode ser escrita da seguinte maneira:

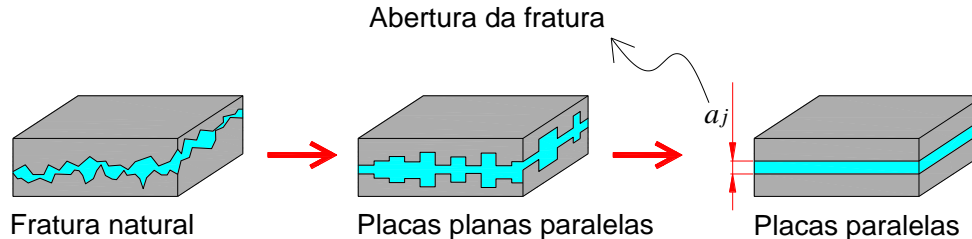
$$\left( \frac{\rho_{w0}}{\mu_w} \right) [\nabla \cdot (\mathbf{k} \nabla p_w)] = 0 \quad (2.20)$$

### 2.1.4 Modelo de placas paralelas

Segundo Paitan (2013), a compreensão do comportamento do fluxo em uma rede de fraturas é de elevada complexidade devido ao fenômeno de percolação em um meio heterogêneo onde ocorrem variações nas propriedades físicas do fluido em função da mudança de direção.

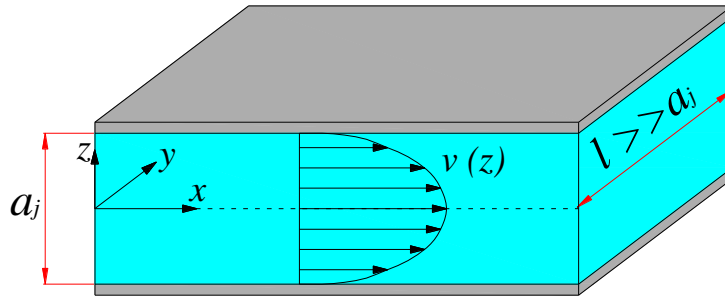
Para a resolução desta questão, é fundamental entender como é o comportamento deste fluido dentro de uma única fratura. O fluxo de fluídos através de uma fratura pode ser estudado de maneira simplificada por meio do modelo de placas paralelas (SNOW, 1965).

Neste modelo, duas superfícies lisas em formato de placas são separadas por uma abertura constante que representa a fratura. O modelo admite que não existe preenchimento qualquer entre as placas, como também a inexistência de rugosidade ao longo da abertura, o que poderia tornar em casos reais, regimes laminares em turbulentos, face as irregularidades das mossas e saliências (LOUIS, 1969). A evolução gradativa de uma fratura natural até a concepção do modelo de placas paralelas é apresentada na Figura 2.5 de forma sequencial.



**Figura 2.5: Evolução da fratura natural até o modelo de placas paralelas (adaptado de Morales (2008)).**

Considerando o fluxo laminar e com uma distribuição parabólica de velocidades entre duas placas paralelas, tem-se na Figura 2.6 uma aproximação do comportamento do fluido na seção transversal de uma fratura (PAITAN, 2013). O fluxo no plano da fratura para o modelo de placas paralelas pode ser estudado com base nas equações de Navier-Stokes. A vazão no interior da fratura para o escoamento confinado de um fluido incompressível apenas na direção do eixo  $x$  é dada simplificada (SARKAR; TOKSOZ; BURNS, 2004; MORALES, 2008) por:



**Figura 2.6: Fluxo entre duas placas paralelas (adaptado de Morales (2008)).**

$$q_f = - \frac{\rho g a_j^3 l}{12\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (2.21)$$

onde:

$\rho$  = Massa específica do fluido;

$g$  = Aceleração da gravidade;

$a_j$  = Abertura da fratura;

$l$  = Largura da fratura;

$\mu$  = Viscosidade dinâmica do fluido;

$\frac{\partial \Phi}{\partial x}$  = Gradiente hidráulico na direção  $x$ .

A velocidade de escoamento no interior da fratura é dada (SARKAR; TOKSOZ; BURNS, 2004; MORALES, 2008) por:

$$v_f = \frac{q_f}{a_j l} = - \frac{\rho g a_j^2}{12\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (2.22)$$

Segundo Paitan (2013), o conhecimento da condutividade hidráulica ou coeficiente de permeabilidade é necessário para o estudo de fluxo em meios porosos e reflete as propriedades do meio, bem como as do fluido, e pode ser dado por:

$$K_f = \frac{k_f \rho g}{\mu} \quad (2.23)$$

onde:

$K_f$  = Condutividade hidráulica da fratura;

$k_f$  = Permeabilidade da fratura.

Substituindo a Equação (2.23) na Equação (2.22), tem-se:

$$k_f = \frac{a_j^2}{12} \quad (2.24)$$

## 2.2 Descrição do problema hidromecânico

Para um corpo em equilíbrio, o problema mecânico é dado pela seguinte Equação:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (2.25)$$

onde:

$\boldsymbol{\sigma}$  = Tensor de tensões totais;

$\mathbf{b}$  = Vetor de forças de corpo.

Quando um meio poroso é deformável, segundo o Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi (TERZAGHI, 1943), a relação entre a poropressão e o tensor de tensões totais é dada pela Equação (2.26), onde convencionou-se o estado de compressão com sinal positivo:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - p_w \mathbf{I} \quad (2.26)$$

onde:

$\boldsymbol{\sigma}'$  = Tensor de tensões efetivas de Terzaghi;

$p_w$  = Poropressão;

$\mathbf{I}$  = Tensor unitário de segunda ordem.



As tensões efetivas, por serem resultantes das tensões totais aliviadas pela poropressão, tem papel importante na obtenção das tensões finais que atuam na rocha. Substituindo a Equação (2.26) na Equação (2.25), obtém-se a Equação que calcula às tensões na rocha em função da variação no estado de tensões efetivas:

$$\nabla \cdot \sigma' - \nabla p_w + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (2.27)$$

O tensor de tensões efetivas de Terzaghi ( $\sigma'$ ), por sua vez, é escrito em termos da relação constitutiva  $\Sigma(\cdot)$ :

$$\sigma' = \Sigma(\epsilon) \quad (2.28)$$

onde:

$\epsilon$  = Tensor de tensões infinitesimais.

Para o problema mecânico, a condição de contorno essencial corresponde aos deslocamentos prescritos no contorno e a condição de contorno natural corresponde à tensão de superfície prescrita no contorno, dadas, respectivamente, por:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}^* \quad (2.29)$$

e

$$\sigma \cdot \mathbf{n} = \mathbf{f}^* \quad (2.30)$$

onde:

$\mathbf{u}^*$  = Valores de deslocamentos conhecidos;

$\mathbf{f}^*$  = Vetor com valores de tensões conhecidas;

$\mathbf{n}$  = Vetor normal ao contorno no qual a condição é prescrita.

### 2.3 Descrição da estratégia de acoplamento

Segundo Zienkiewicz e Taylor (2000), dois ou mais sistemas físicos que interagem entre si, de modo que a solução individual de cada sistema é impossível sem a solução simultânea dos demais, caracteriza um problema acoplado, onde tal acoplamento pode ser fraco ou forte em função do grau de interação.

Dentre os diversos métodos de acoplamento, quatro diferentes métodos baseados no grau de acoplamento do problema são: o método totalmente acoplado, o iterativamente acoplado, o explicitamente acoplado e o desacoplado (SETTARI; WALTERS, 2001).

Neste trabalho foi utilizado o método explicitamente acoplado, também conhecido como *one way coupling*, devido a sua simples implementação. No *one way coupling* somente as informações do simulador de fluxo são passadas para o simulador geomecânico, em um mesmo passo de tempo, fazendo assim que a comunicação entre os simuladores seja considerada fraca.

Desta forma, a cada passo, as alterações no campo de pressão afetam o campo de tensão, mas a recíproca não é verdadeira, de forma que os parâmetros serão utilizados no simulador de fluxo apenas no passo posterior.

A utilização do método explicitamente acoplado possui as seguintes vantagens, a saber:

- a) pode ser empregado em reservatórios de gás onde a compressibilidade do gás é dominante sobre a compressibilidade das rochas, sem grandes problemas (NAVEIRA, 2008; YAQUETTO, 2011);
- b) é eficiente, pois fornece uma aproximação da resposta geomecânica em função das variações de pressão no reservatório;
- c) pode ser utilizado para acoplar quaisquer simuladores de fluxo e geomecânico entre si.

Dentre as desvantagens estão:

- a) menor precisão, uma vez que as informações geomecânicas não retornam ao simulador de fluxo no mesmo intervalo de tempo;
- b) os resultados podem ser pouco confiáveis quando as deformações afetam fortemente o reservatório.

O fluxograma que representa o método utilizado é apresentado na Figura 2.7.

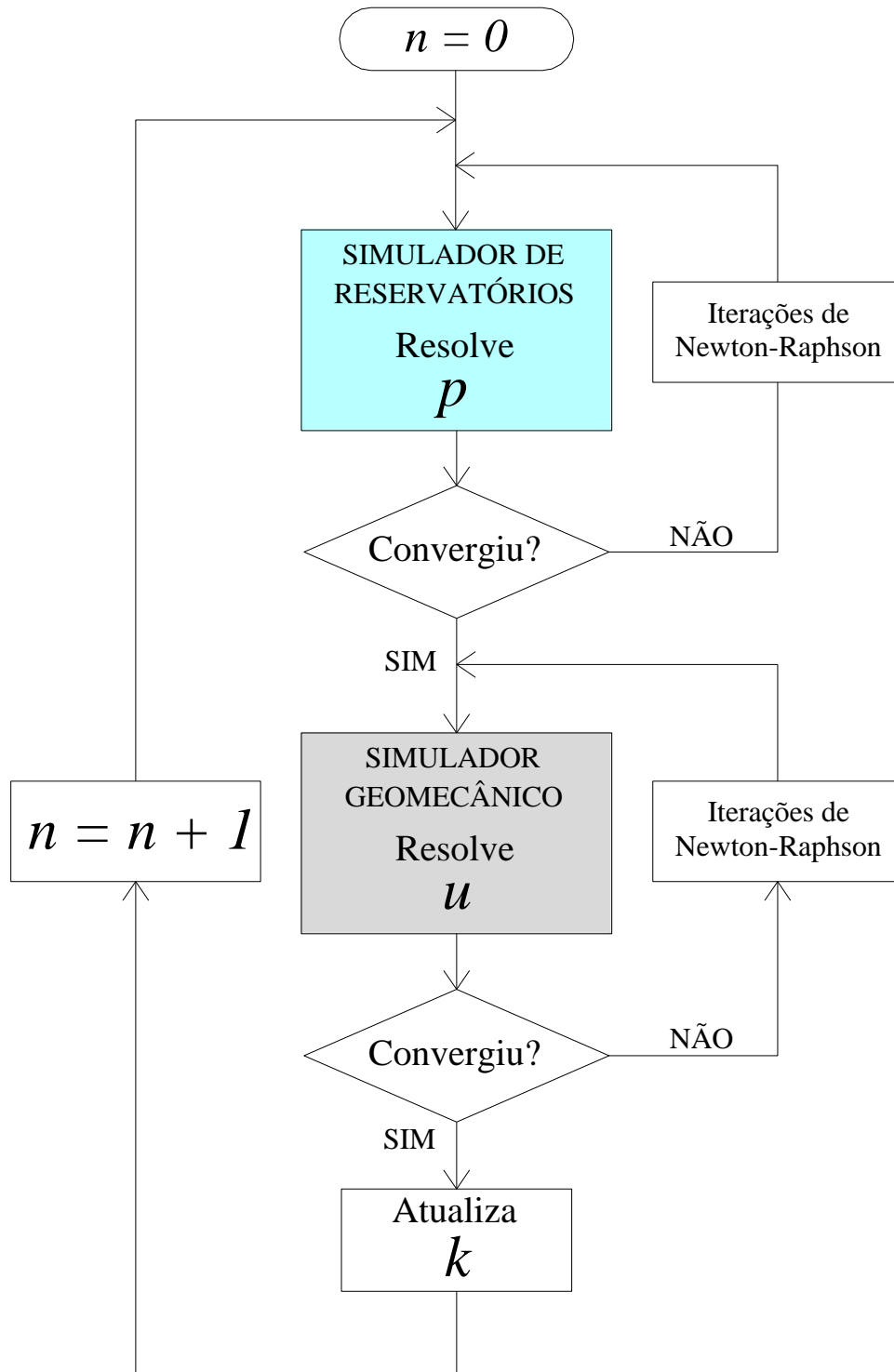
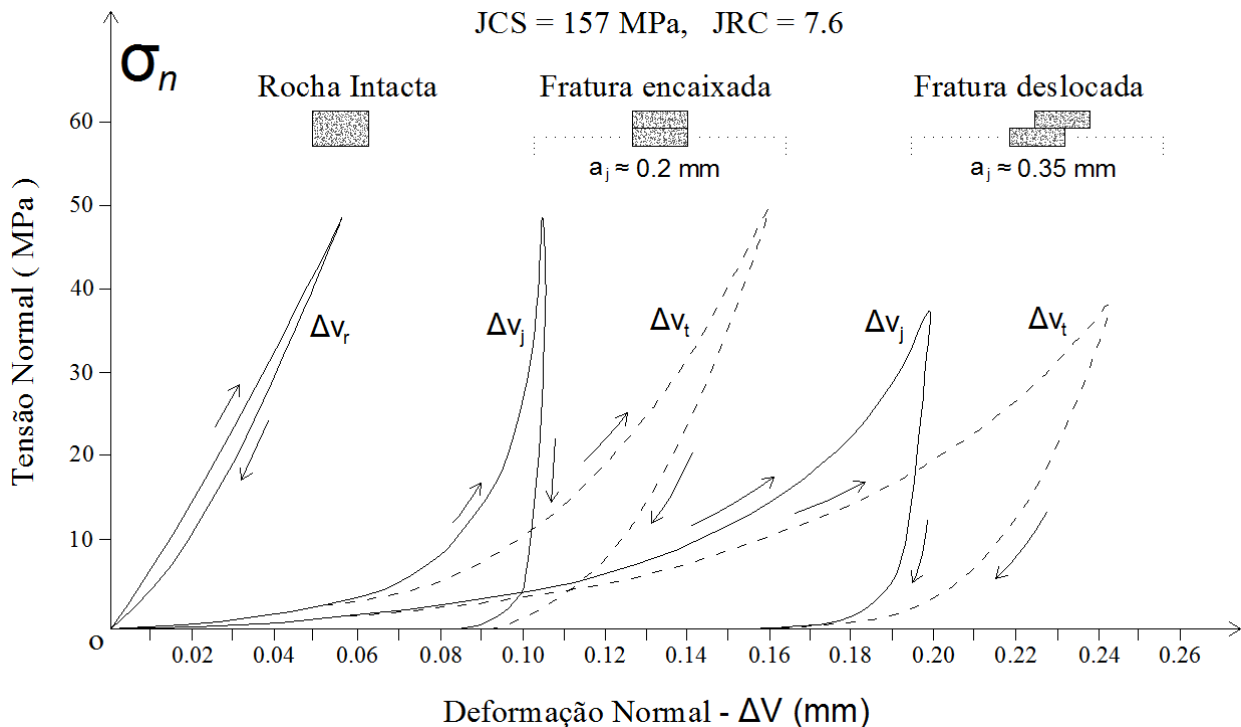


Figura 2.7: Fluxograma do método explicitamente acoplado (adaptado de Yaquetto (2011)).

## 2.4 Descrição do modelo de fechamento das fraturas

Baseado em estudos experimentais, Bandis, Lumsden e Barton (1983) apresentaram um modelo hiperbólico que relaciona a tensão normal compressiva com as deformações normais da fratura, demonstrando assim que o comportamento mecânico depende do quão fraturada a rocha se encontra, bem como da interação entre as paredes da fratura. Esta interação por sua vez é diretamente dependente da rugosidade.

Analisando a Figura 2.8, que representa o modelo hiperbólico supracitado, pode-se observar que à medida que a fratura deforma por compressão a rigidez de sua parede tende à da rocha intacta.



**Figura 2.8:** Exemplos de comportamento tensão normal-deformação para rocha intacta e rochas fraturadas com diferentes níveis de entrosamento entre as paredes (fratura encaixada e deslocada) (adaptado de Bandis, S. C.; Lumsden, A. C.; Barton, N. R. (1983)).

Este gráfico apresenta os resultados que Bandis, Lumsden e Barton (1983) obtiveram a partir de ensaios de múltiplos carregamentos aplicados sobre 64 amostras de fratura simples, dentre elas a ardósia, o dolerito, o calcário, o siltito e o arenito. Foram levados em consideração

os diferentes graus de intemperismos que as amostras apresentavam bem como 3 condições de entrosamento entre as mesmas, a saber: fraturas encaixadas, fraturas deslocadas e rochas intactas.

Durante o desenvolvimento dos ensaios, os pesquisadores adotaram que o fechamento da fratura ( $\Delta V_j$ ) é dado por:

$$\Delta V_j = \Delta V_t - \Delta V_r \quad (2.31)$$

onde:

$\Delta V_t$  = Deformação total do bloco fraturado durante o carregamento ou descarregamento;

$\Delta V_r$  = Deformação da rocha intacta medida separadamente em blocos intactos “idênticos”.

Desta forma, a tensão normal ( $\sigma_n$ ) segundo o modelo de Barton-Bandis é dada na forma linear por:

$$\sigma_n = \frac{\Delta V_j}{a - b\Delta V_j} \rightarrow \frac{\Delta V_j}{\sigma_n} = a - b\Delta V_j \quad (2.32)$$

onde:

$a$  e  $b$  = Constantes definidas por meio de valores limites da tensão normal.

Portanto, temos que:

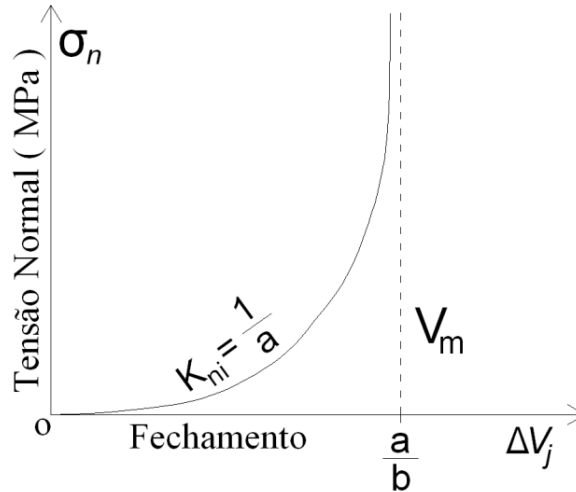
$$\sigma_n \rightarrow \infty \Rightarrow \frac{a}{b} = V_m \quad (2.33)$$

$$\sigma_n \rightarrow 0 \Rightarrow \Delta V_j \rightarrow 0 \Rightarrow K_n = \frac{1}{a} = K_{ni} \quad (2.34)$$

Quando a tensão normal tende ao infinito a relação entre as constantes  $a$  e  $b$  proporciona o fechamento máximo da fratura ( $V_m$ ) definindo assim a assíntota vertical da hipérbole (ver Figura 2.9), ao passo que quando esta mesma tensão tende a 0 a constante  $a$  equivale ao inverso da

rigidez normal inicial ( $K_{ni}$ ). Desta maneira é possível equacionar o modelo hiperbólico em termos do máximo fechamento da fratura e da rigidez normal inicial, como apresentado a seguir:

$$\sigma_n = \frac{K_{ni} \cdot V_m \cdot \Delta V_j}{V_m - \Delta V_j} \quad (2.35)$$



**Figura 2.9: Tensão normal vs. fechamento da fratura (Modificado de Barton et al. (1985)).**

Pode-se estimar a rigidez normal da fratura  $K_n$  em função da tensão normal, da rigidez inicial e do fechamento máximo da fratura, por meio da seguinte Equação:

$$K_n = \frac{\partial \sigma_n}{\partial \Delta V_j} = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta V_j}{V_m}\right)^2} = \frac{K_{ni}}{\left[1 - \frac{\sigma_n}{(K_{ni} V_m + \sigma_n)}\right]^2} \quad (2.36)$$

Logo, quando ocorre uma diminuição da tensão normal, a rigidez normal diminui e tende a zero, fazendo com que o comportamento da fratura esteja suscetível às propriedades elásticas da rocha dando início assim ao processo de abertura. Por outro lado, quando ocorre um aumento da tensão normal, a rigidez normal aumenta e tende ao infinito, revelando que o fechamento da fratura depende da sua abertura e rigidez.

Em 1985, Barton et al. descreveram o comportamento tensão-deformação para tensões normais, referenciando o fechamento conforme as deformações normais às fraturas, levando em consideração parâmetros como coeficiente de rugosidade da parede da fratura (JRC), resistência à

compressão da parede da fratura (JCS), resistência à compressão não confinada ( $\sigma_c$ ), ângulo de atrito residual ( $\phi_r$ ), abertura hidráulica ( $e_h$ ) e a abertura mecânica ( $e_m$ ).

Barton et al. (1985) descobriram que estas deformações normais às fraturas podem alterar consideravelmente a condutividade hidráulica da fratura devido a tendência de fechamento provocado por estas tensões, o que torna possível definir a condutividade hidráulica da abertura da fratura com base no estado de tensões. Uma vez que a condutividade hidráulica depende da abertura, e esta por sua vez da alteração do estado de tensões que é provocado pela despressurização da fratura, é possível representar seu comportamento hidráulico com base em uma relação tensão-deformação.

## CAPÍTULO 3

### MÊCANICA DO DANO EM MEIOS CONTÍNUOS

#### 3.1 Introdução ao modelo de dano à tração

A degradação mecânica de materiais, verificada pela perda progressiva da integridade de um corpo e representada pela variável dano ( $d$ ), pode ser simulada por meio de modelos constitutivos que descrevem a presença e evolução desta degradação. Por meio da quantificação de fissuras e vazios originários do encontro de falhas microscópicas é possível constatar o dano ocorrido no interior de um elemento de controle.

##### 3.1.1 Variável de dano unidimensional

O modelo de dano unidimensional assume que o material se degrada igualmente em todas as direções (isotrópico), podendo então ser considerado como uma entidade física escalar variável de 0 (sem dano algum) até 1 (totalmente degradado), definida pela razão entre a área dos defeitos e a área total de uma superfície:

$$d = \frac{A_d}{A} \quad (3.1)$$

onde:

$d$  = Dano;

$A_d$  = Área dos defeitos;

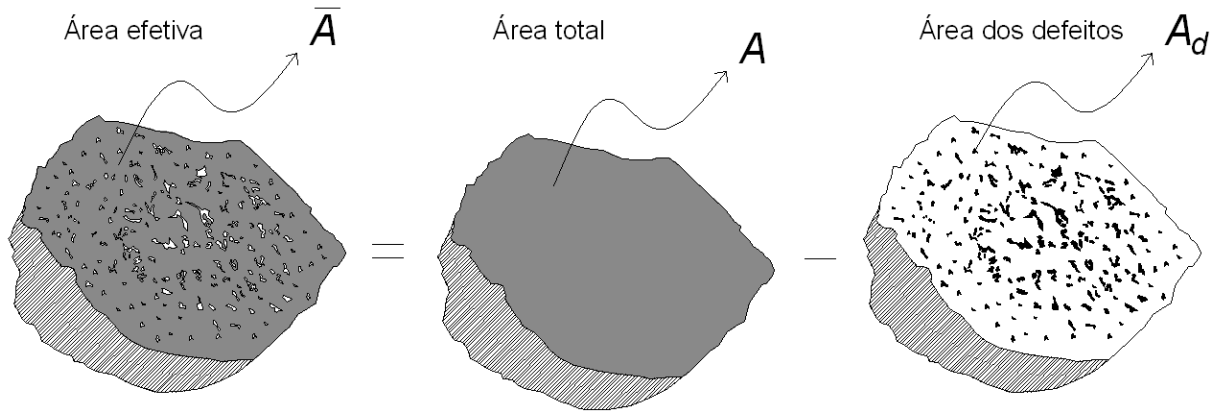
$A$  = Área total.

Desta maneira, o dano representa o valor da degradação da área da seção transversal em relação ao seu estado íntegro. Em outras palavras, o dano representa a perda de rigidez do material em função da evolução das microfissuras pré-existentes.



Uma vez degradada, a área não pode retroceder de forma a reparar o dano causado, somente permanecer estacionária ou se degradar ainda mais. Conforme Figura 3.1, a área que resiste aos esforços atuantes é definida como área efetiva ( $\bar{A}$ ) e é dada por:

$$\bar{A} = A - A_d \quad (3.2)$$



**Figura 3.1: Área da seção transversal: efetiva, total e dos defeitos.**

Reescrevendo a variável de dano a partir da Equação acima, temos:

$$\bar{A} = A \left( 1 - \frac{A_d}{A} \right) \rightarrow \frac{\bar{A}}{A} = (1 - d) \rightarrow d = 1 - \frac{\bar{A}}{A} \quad (3.3)$$

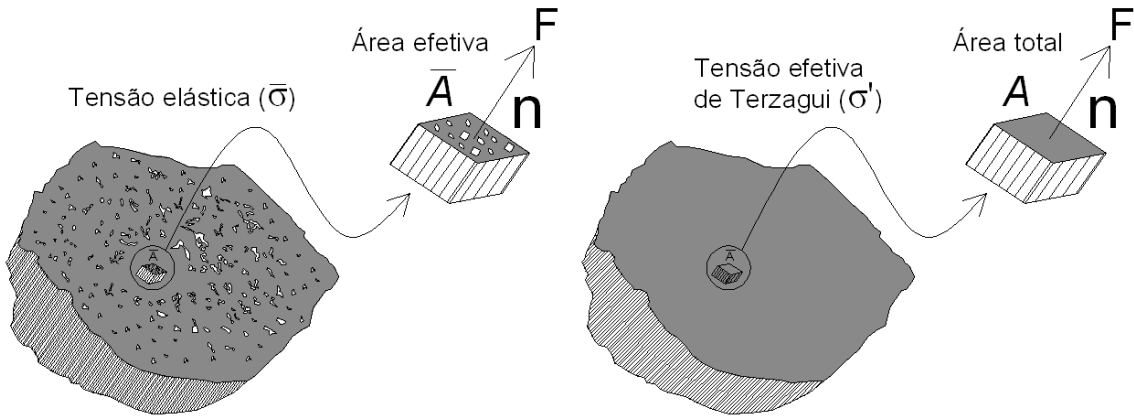
### 3.1.2 Tensão elástica e tensão efetiva de Terzaghi

A partir de uma força axial ( $F$ ), orientada pelo versor ( $n$ ) e aplicada nas faces opostas de um elemento de controle, obtêm-se, segundo o contexto da mecânica das rochas, os valores da tensão elástica ( $\bar{\sigma}$ ) e da tensão efetiva de Terzaghi ( $\sigma'$ ). A tensão elástica corresponde ao valor da força aplicada distribuída uniformemente pela área que efetivamente resiste aos esforços, enquanto que a tensão efetiva de Terzaghi leva em consideração a distribuição uniforme da força pela área total da seção transversal, conforme Figura 3.2:

$$\bar{\sigma} = \frac{F}{\bar{A}} \rightarrow \text{Tensão elástica;} \quad (3.4)$$

e

$$\sigma' = \frac{F}{A} \rightarrow \text{Tensão efetiva de Terzaghi.} \quad (3.5)$$



**Figura 3.2: Elemento de controle representativo das áreas em estudo.**

Por meio da relação entre as tensões supracitadas é possível expressá-las com base na variável de dano:

$$\frac{\sigma'}{\bar{\sigma}} = \frac{\frac{F}{\bar{A}}}{\frac{F}{A}} \rightarrow \frac{\sigma'}{\bar{\sigma}} = \frac{\bar{A}}{A} \rightarrow \sigma' = (1 - d) \cdot \bar{\sigma} \quad (3.6)$$

que é a relação constitutiva do modelo de dano uniaxial.

Quando o material encontra-se íntegro, a tensão elástica e a tensão efetiva de Terzagui são iguais:

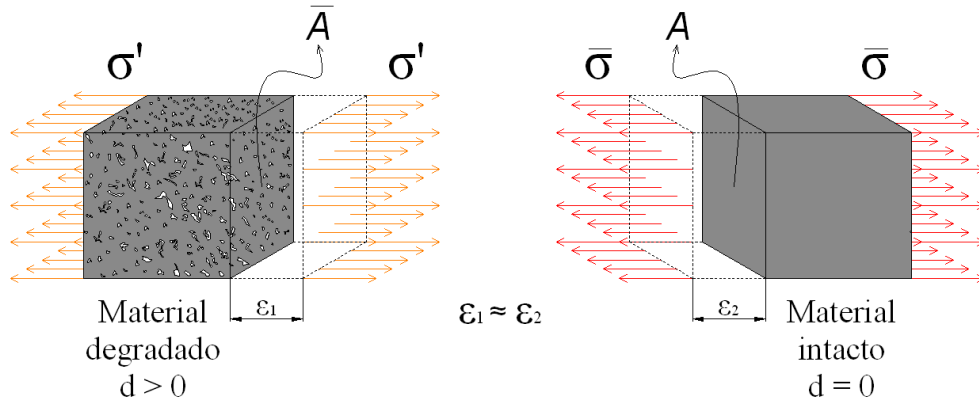
$$d = 0 \rightarrow \bar{\sigma} = \sigma' \quad (3.7)$$

Em contrapartida, quando o material encontra-se completamente degradado, a tensão elástica tende ao infinito:

$$d = 1 \rightarrow (\bar{\sigma} \rightarrow \infty) \quad (3.8)$$

### 3.1.3 Equivalência das deformações

Partindo do princípio da equivalência das deformações, a deformação do material degradado solicitado pela tensão efetiva de Terzaghi ( $\sigma'$ ) equivale à deformação do material íntegro solicitado pela tensão elástica ( $\bar{\sigma}$ ), conforme Figura 3.3:



**Figura 3.3: Esquema ilustrativo do princípio da equivalência das deformações (adaptado de Maedo (2015)).**

A partir deste princípio é possível estabelecer uma relação entre o módulo de Young do material degradado ( $E_D$ ) e o módulo de Young do material íntegro ( $E$ ), que pode ser escrita como:

$$\varepsilon = \varepsilon_1 = \varepsilon_2 \rightarrow \frac{\sigma'}{E_D} = \frac{\bar{\sigma}}{E} \rightarrow E_D = \frac{\sigma'}{\bar{\sigma}} E \rightarrow E_D = (1 - d)E \quad (3.9)$$

Como  $E_D = \frac{\sigma'}{\varepsilon}$ , tem-se:

$$\frac{\sigma'}{\varepsilon} = (1 - d)E \rightarrow \sigma' = (1 - d)E\varepsilon \quad (3.10)$$

A partir dos conceitos supradefinidos é possível estabelecer os critérios de degradação do material, a lei de evolução da variável de dano, a lei de endurecimento/abrandamento, bem como a condição de carga/descarga, fundamentais para a concepção de um modelo de dano consistente mecanicamente.

### 3.1.4 Critério de degradação

O domínio de um estado de comportamento elástico, delimitado internamente por uma função de dano ( $\theta$ ), faz distinção de outro domínio, que representa o processo de deterioração das propriedades do material, por meio do critério de degradação, pode ser expresso por:

$$\theta(\sigma') = \tau(\sigma') - r \leq 0 \quad (3.11)$$

onde:

$\tau$  = Tensão equivalente (estabelece a forma do domínio elástico);

$r$  = Variável interna (estabelece o tamanho do domínio elástico).

No espaço das tensões elásticas, o critério de degradação do material pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\bar{\theta}(\bar{\sigma}) = \bar{\tau}(\bar{\sigma}) - \bar{r} \leq 0 \quad (3.12)$$

onde:

$\bar{r}$  = Variável interna que define o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões elásticas.

Portanto, ( $\bar{r}$ ) pode ser escrito da seguinte forma:

$$\bar{r} = \frac{r}{1 - d} \quad (3.13)$$

Deixando, desta forma, a variável de dano em função de  $r$  e  $\bar{r}$ :

$$d = 1 - \frac{r}{\bar{r}} \quad (3.14)$$

A partir disso, podem-se definir as condições de carga e descarga para o modelo de dano pelas relações de Kuhn-Tucker (MAEDO, 2015):

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

$$\bar{\theta}(\bar{\sigma}) \leq 0 \quad (3.15)$$

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

Por meio das definições acima, pode-se deduzir que:

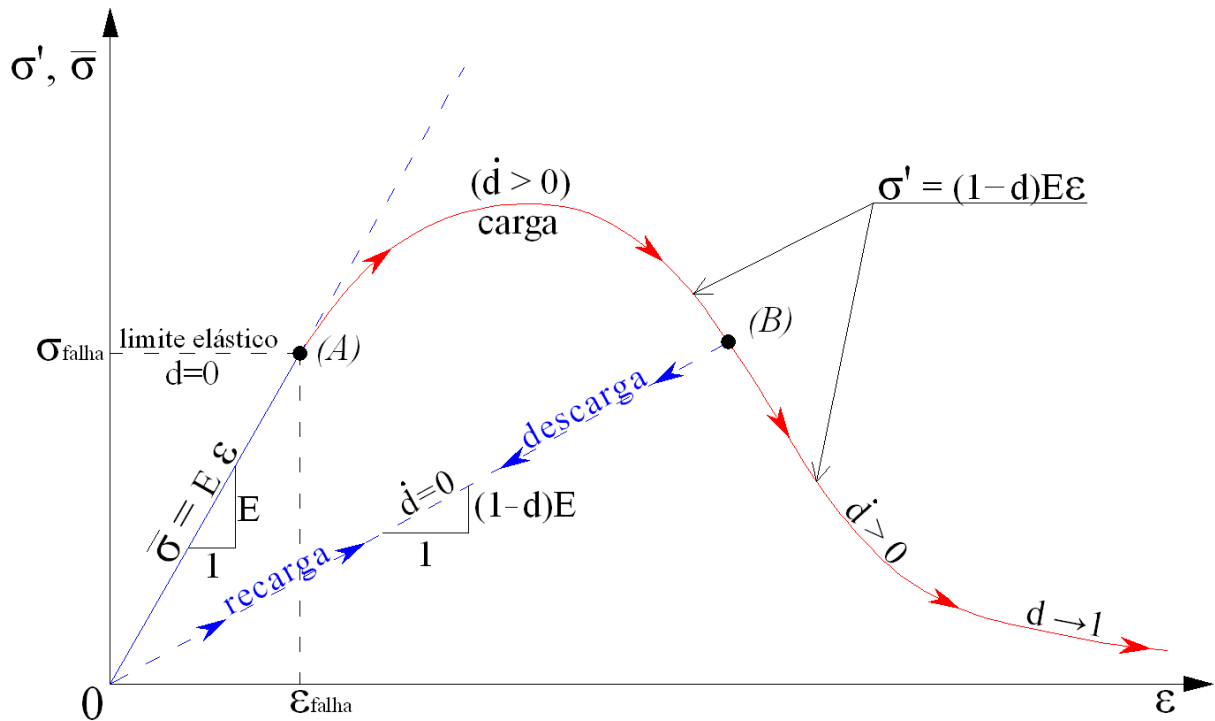
Se  $\bar{\theta}(\bar{\sigma}) < 0 \rightarrow \dot{d} = 0 \rightarrow$  regime elástico (não há evolução do dano)

$$\text{Se } \bar{\theta}(\bar{\sigma}) = 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{\bar{\tau}}(\bar{\sigma}) < 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} = 0 \\ \dot{\bar{r}} = 0 \end{cases} \rightarrow \text{descarga elástica} \\ \dot{\bar{\tau}}(\bar{\sigma}) > 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} > 0 \\ \dot{\bar{r}} = \dot{\bar{\tau}} \end{cases} \rightarrow \text{carga} \end{cases} \quad (3.16)$$

Em decorrência destas condições, temos a lei de evolução de  $\bar{r}$  dada por:

$$\dot{\bar{r}} = \text{Max}[\dot{\bar{\tau}}, \dot{\bar{r}}_0] \quad (3.17)$$

O comportamento constitutivo do material é representado na Figura 3.4 por meio do diagrama de tensão-deformação com evolução da variável de dano, subdividindo-se nas seguintes etapas, a saber: carga, descarga e recarga do material. Visto o comportamento elástico do material no trecho que vai do ponto de origem (0) ao ponto (A), a variável de dano  $d$  não evolui, portanto o material permanece íntegro. A partir do ponto (A), inicia-se o processo de degradação do material durante todo o trajeto até o ponto (B), onde a variável  $d$  evolui e o dano é irreversível. Durante os processos de descarga e recarga, o material retorna ao comportamento elástico, e o dano não avança nem retrocede (MAEDO, 2015; CLETO, 2016).



**Figura 3.4: Diagrama tensão-deformação com evolução da variável de dano (adaptado de Maedo (2015)).**

### 3.1.5 Lei de evolução da variável ( $r$ )

Dependendo das características do material, depois de atingir o limite elástico, o mesmo pode apresentar comportamentos diversos, os quais são representados por leis de endurecimento ou abrandamento, que retratam, por meio de um modelo de dano, a evolução da variável  $d$ .

Estas leis podem ser escritas em função das variáveis  $r$  e  $\bar{r}$ , como, por exemplo, para um caso linear:

$$r(\bar{r}) = r_0 + H(\bar{r} - r_0) \quad (3.18)$$

onde os parâmetros de endurecimento são dados por  $r_0 = \bar{r}_0$  e  $H > 0$  enquanto que o parâmetro de abrandamento linear é dado por  $H < 0$ .

Para o abrandamento exponencial, a lei de evolução de  $r$  pode ser dada por:

$$r(\bar{r}) = r_0 e^{\mathcal{A}\left(1 - \frac{\bar{r}}{r_0}\right)} \quad (3.19)$$

onde  $\mathcal{A}$  é um parâmetro de abrandamento exponencial.

A Figura 3.5 mostra comportamentos pós-ruptura distintos por meio dos gráficos de  $r \times \bar{r}$ :

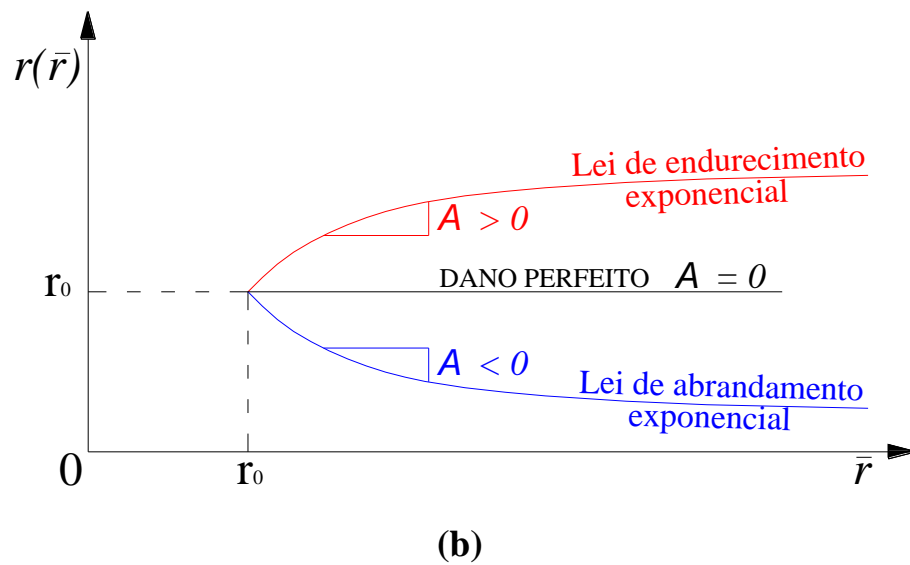
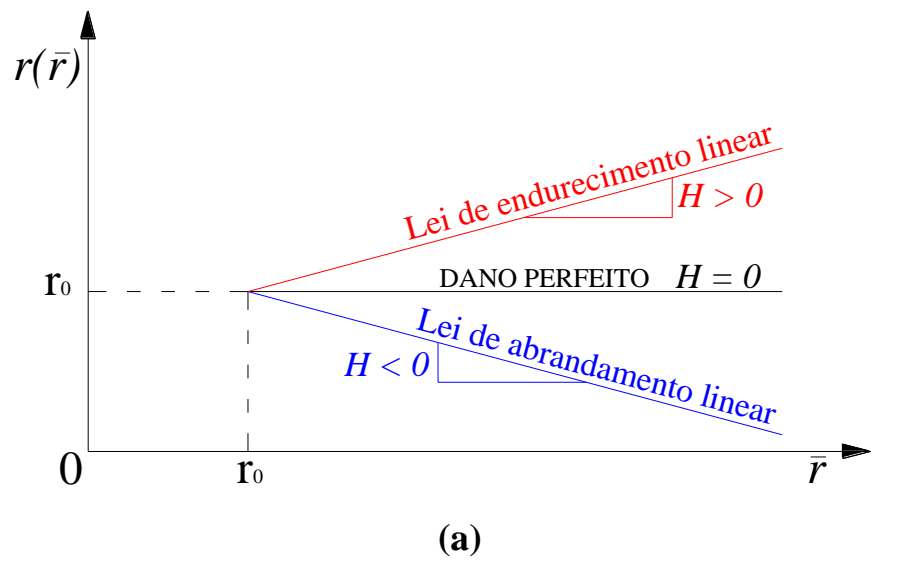


Figura 3.5: Comportamentos distintos de endurecimento e abrandamento para os casos linear (a) e exponencial (b) (adaptado de Cleto (2016)).

### 3.2 Modelo de contato progressivo

As equações e considerações anteriormente apresentadas não são suficientes para resolver os problemas propostos. Portanto, é necessário introduzir hipóteses constitutivas necessárias para resolvê-los. Neste capítulo será descrito o modelo de contato progressivo, com base em uma combinação do modelo de juntas proposto por Barton-Bandis (1985) com as equações constitutivas postuladas nos itens anteriores.

O modelo de Barton-Bandis (1985) é puramente mecânico, desta forma, a tensão normal efetiva era igual à própria tensão normal total. De agora em diante, para levar em conta o problema hidromecânico, o modelo constitutivo levará em conta a variação da poropressão. Desta forma, a tensão normal efetiva não será mais igual à tensão normal total e passará a se chamar tensão efetiva de terzaghi. Por meio do modelo de dano à tração é possível estudar as fraturas geradas pelas tensões que se desenvolvem nas microaberturas existentes em poços de exploração rochosos, quando da injeção de fluídos característicos dos processos de fraturamento hidráulico.

Devido ao objetivo deste trabalho ser o estudo do fechamento da fratura por meio dos conceitos presentes em modelos de dano, optou-se pela adequação do modelo de dano à tração apresentado por Sánchez, Manzoli e Guimarães (2014), à situação pretendida. Para tanto, a formulação do modelo foi estrategicamente adaptada para a realização de simulações numéricas por meio de um caminho reverso ao dano, simulando assim o fechamento das fraturas, designado como *modelo de contato progressivo*. Contudo, ao percorrer este caminho reverso, o dano não retrocede em virtude da incapacidade do meio contínuo retornar a estados anteriores, mais íntegros. Entretanto, dada à impossibilidade de reconstituição física do material degradado, estabeleceu-se oportunamente, por meio do *modelo de contato progressivo*, uma formulação análoga à proposta por Barton-Bandis (1985) para o estudo do fechamento geomecânico das fraturas (CLETO et al., 2017; FABBRI et al., 2017).

A título de exemplificação do modelo, apenas para uma melhor visualização das possíveis interações mecânicas que podem ocorrer entre as interfaces rochosas do elemento de controle, apresenta-se nas Figuras 3.6 – 3.11 a sequência de imagens que representariam o fechamento gradativo dos vazios pré-existentes em função do provável rearranjo das superfícies durante sua aproximação por meio de contatos progressivos. Aumentando gradativamente o carregamento sobre uma junta, observa-se que os vazios entre as interfaces rochosas diminuem ao passo que a



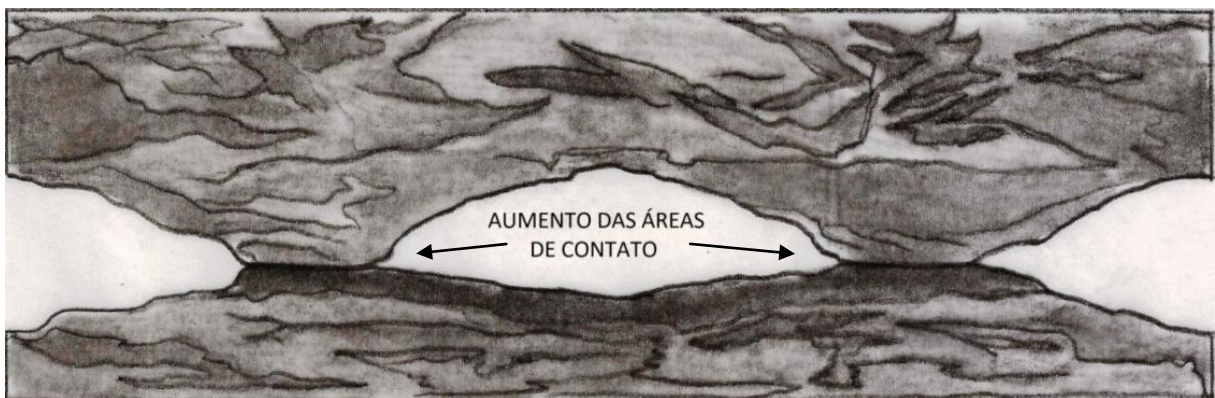
área de contato entre elas aumentam de forma a promover o fechamento da fratura sem eliminar totalmente os vazios.



**Figura 3.6: Rocha adjacente e subjacente antes do início do contato.**



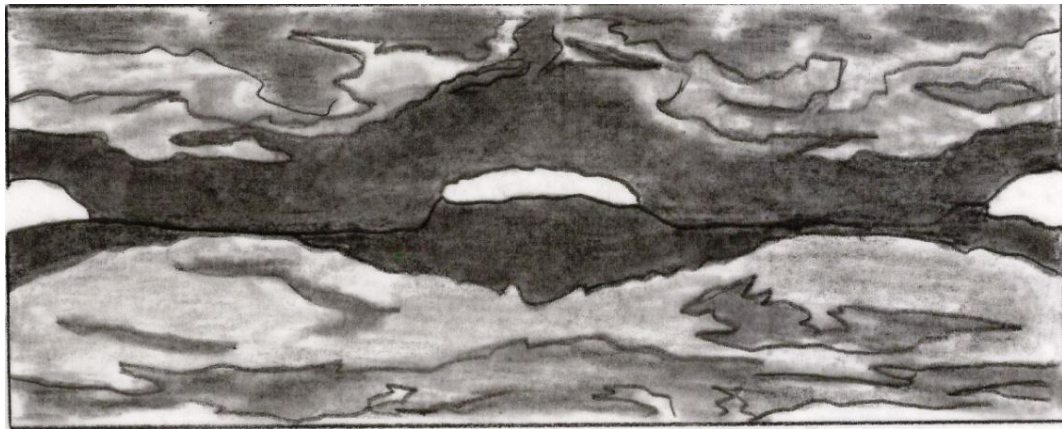
**Figura 3.7: Aparecimento das primeiras áreas de contato entre as rochas.**



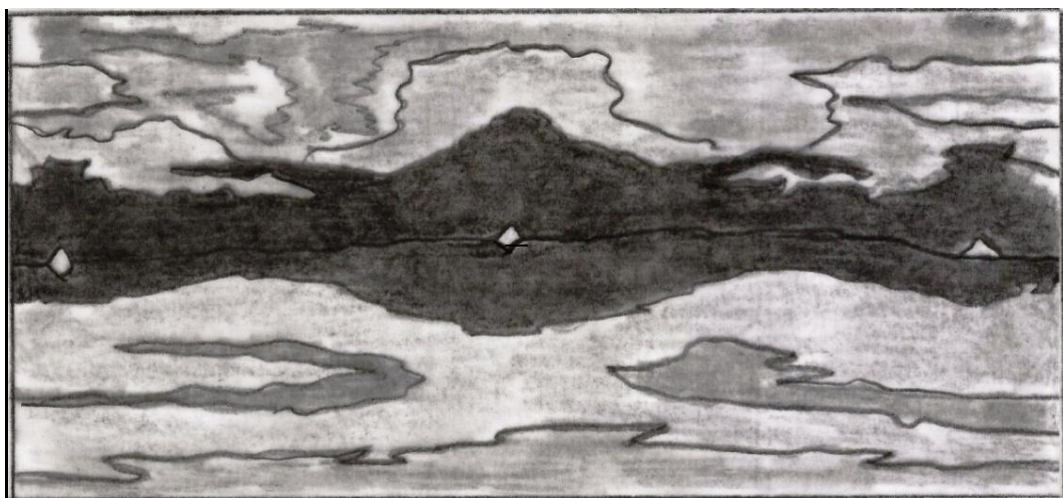
**Figura 3.8: Aumento das áreas de contato entre as rochas.**



**Figura 3.9: Diminuição dos vazios existentes entre as rochas.**



**Figura 3.10: Redução dos vazios conforme a progressão do contato entre as áreas.**



**Figura 3.11: Presença permanente de pequenos vazios impede o fechamento total.**

### 3.2.1 Adaptação do modelo de dano à tração para o modelo de contato progressivo

#### 3.2.1.1 Lei constitutiva do modelo de contato progressivo

O contato progressivo pode variar de 0 (sem contato) até 1 (contato total), sendo que sua relação constitutiva submete-se a do modelo de dano à tração, e é dada por:

$$\sigma' = (1 - d) \cdot \bar{\sigma} \rightarrow \sigma' = \xi \cdot \bar{\sigma} \quad (3.20)$$

onde:

$\xi$  = Variável de contato progressivo [0,1].

#### 3.2.1.2 Tensão equivalente

Considerando os elementos finitos com elevada razão de aspecto, os quais são descritos no item 4.2, fez-se a projeção do tensor de tensões efetivas de Terzaghi na direção normal à base do elemento, obtendo-se o vetor de tensões  $\mathbf{T}$ . Assim, adota-se como tensão equivalente do critério de dano, a componente normal de  $\mathbf{T}$ , dada por  $\sigma'_n$ . O elemento de interface é representado conforme Figura 3.12, onde  $(\mathbf{n})$  é um vetor diretor unitário:

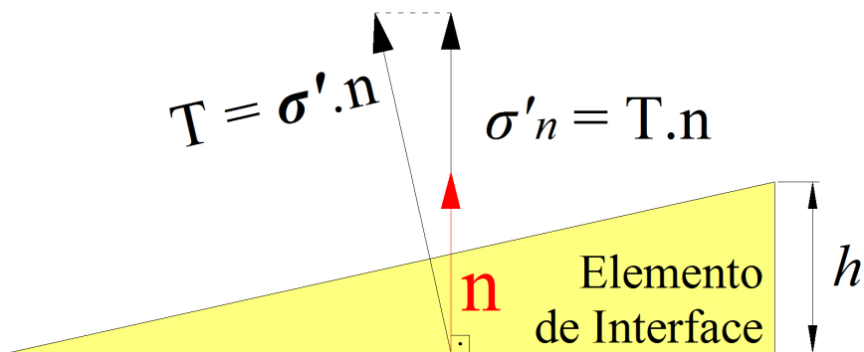


Figura 3.12: Projeção dos vetores de tensões na direção normal à base do elemento de interface (adaptado de Cleto (2016)).

Assim, temos que a tensão equivalente ( $\bar{\tau}$ ) para o modelo de contato progressivo é dada por:

$$\bar{\tau}(\sigma') = -\bar{\sigma}_n \quad (3.21)$$

### 3.2.1.3 Critério de contato

No espaço das tensões elásticas, o critério de contato pode ser escrito da seguinte forma:

$$\bar{\theta}(\bar{\tau}, \bar{r}) = -\bar{\sigma}_n + \bar{r} \leq 0, \text{ onde } \bar{\sigma}_n = -\bar{\tau} \quad (3.22)$$

### 3.2.1.4 Lei de evolução de ( $\bar{r}$ )

A lei de evolução da variável ( $\bar{r}$ ), que define o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões elásticas, é dada por:

$$\bar{r} = \text{Max}[\bar{\tau}, \bar{r}_0] \rightarrow \bar{r} = \text{Max}[-\bar{\sigma}_n, \bar{r}_0], \text{ com } \bar{r}_0 = 0 \quad (3.23)$$

Na Equação acima,  $\bar{r}$  inicia-se com 0 e assume o valor máximo que a tensão elástica de compressão,  $-\bar{\sigma}_n$ , atinge durante o processo de carregamento.

### 3.2.1.5 Lei de evolução do contato progressivo ( $\xi$ )

A lei de evolução do contato progressivo, dada pela variável ( $\xi$ ), pode ser expressa em função das variáveis  $r$  e  $\bar{r}$ :

$$\xi = \frac{r(\bar{r})}{\bar{r}} = \frac{K_{ni} \cdot V_m}{V_m - \Delta V_j} \left( \frac{h}{E} \right) \quad (3.24)$$

Fazendo  $\Delta V_j = \frac{\bar{r}h}{E}$ , esta lei pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{r(\bar{r})}{\bar{r}} = \frac{K_{ni} \cdot V_m}{V_m - \frac{\bar{r}h}{E}} \left( \frac{h}{E} \right) \quad (3.25)$$

Dando o devido tratamento algébrico, chega-se na seguinte expressão de evolução da variável  $r$ , para carregamentos monotônicos:

$$r(\bar{r}) = \frac{K_{ni} \cdot V_m \cdot \bar{r}}{\frac{V_m \cdot E}{h} - \bar{r}} \quad (3.26)$$

Note que  $r$  corresponde à tensão normal  $-\sigma_n$ , assim, substituindo na Equação (3.26)  $r$  por  $-\sigma_n$  e  $\bar{r} = \frac{E\Delta V_j}{h}$ , tem-se:

$$\sigma_n = \frac{K_{ni} \cdot V_m \cdot \Delta V_j}{V_m - \Delta V_j} \quad (3.27)$$

que é exatamente a Equação (2.35), proposta por Barton – Bandis.

### 3.2.1.6 Algoritmo de integração implícito-explicito (IMPL-EX)

O “IMPL-EX” é um algoritmo robusto de integração de tensões, que corresponde a uma simplificação do algoritmo implícito com uma projeção explícita da variável de dano, diminuindo assim a não linearidade do algoritmo de integração, tendo como principais vantagens a garantia de convergência do modelo com uma única iteração e menor custo computacional quando comparado ao algoritmo implícito. Entretanto, o algoritmo infringe a condição de consistência podendo perder precisão dos resultados ou apresentarem oscilações, que podem ser contornados adotando-se incrementos de carga pequenos (OLIVER; HUESPE; CANTE, 2008). Vários trabalhos recentes tem utilizado o IMPL-EX com sucesso, tais como Manzoli et al. 2012, Manzoli et al. 2014 e Manzoli et al. 2016.

Neste trabalho, o algoritmo IMPL-EX, aplicado ao modelo de contato progressivo, tem a função de atualizar a variável interna de contato progressivo  $\bar{r}$  que define o fechamento da fratura, sendo o passo de tempo atual dado por  $i + 1$ . Desta maneira, o cálculo da variável interna de contato progressivo pode ser dado por:

$$\tilde{\xi}(\tilde{r}_{(i+1)}) = \frac{r(\tilde{r}_{(i+1)})}{\tilde{r}_{(i+1)}} \quad (3.28)$$

onde

$$\tilde{r}_{(i+1)} = \bar{r}_{(i)} + \Delta\bar{r}_{(i)} \quad (3.29)$$

sendo

$$\Delta\bar{r}_{(i)} = \bar{r}_{(i)} - \bar{r}_{(i-1)} \quad (3.30)$$

## CAPÍTULO 4

### ASPECTOS RELEVANTES DA MODELAGEM NUMÉRICA PARA O FECHAMENTO DE FRATURAS

#### 4.1 Método dos elementos finitos

A utilização do Método dos Elementos Finitos (MEF) (GOSZ, 2005; FISH; BELYTSCHKO, 2007) se dá pelo fato de que o mesmo vem sendo utilizado com frequência na modelagem de problemas hidromeecânicos, além de ser um dos mais polivalentes em estudos que tratam da representação de meios fraturados.

Por meio da utilização do MEF é possível dividir o domínio de um sistema em diversos subdomínios que representam o domínio inicial em virtude de apresentarem as mesmas características. Conhecido como discretização, esta divisão de domínio em subdomínios, geram elementos que possuem uma solução bem mais simples devido às aproximações numéricas resultantes dessa subdivisão.

O tratamento do termo de transporte de fluido é realizado segundo a metodologia convencional do MEF. Com a devida simplificação em virtude da não aplicabilidade do termo transiente, para cada elemento, sendo  $\Psi^e$  seu domínio, o termo de transporte é dado por:

$$\int_{\Psi^e} \nabla \mathcal{N}_i \cdot \left( \rho_w \frac{\mathbf{k}}{\mu_w} \nabla p_w \right) d\Psi^e = \left( \frac{\rho_w}{\mu_w} \right) \mathbf{B}_p^T \mathbf{k} \mathbf{B}_p \mathbf{p} A_e \quad (4.1)$$

onde:

$\mathbf{B}_p$  = Matriz que contém as derivadas das funções de forma;

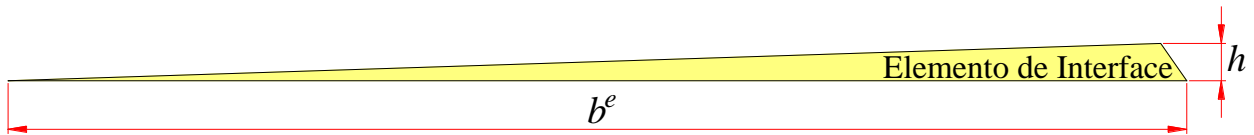
$\mathbf{p}$  = Vetor de pressões nodais;

$A_e$  = Área do elemento;

$\bullet^T$  = Matriz transposta de  $\bullet$ .

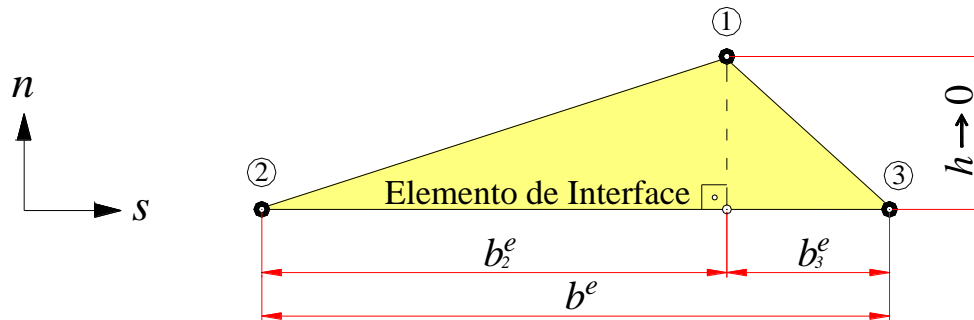
## 4.2 Elementos de interface

Elemento de interface ou elemento finito de elevada razão de aspecto é o elemento triangular onde a base  $b^e$  do elemento é muito maior que sua altura  $h$  conforme Figura 4.1.



**Figura 4.1: Elemento de interface ou elemento finito de elevada razão de aspecto.**

Pode-se esquematizar o elemento de interface conforme a Figura 4.2, onde a base  $b^e$  é dada pela distância entre os nós 2 e 3, a altura  $h$  pela distância entre o nó 1 e sua projeção ortogonal na base  $b^e$ , tendo como referência o sistema de eixos coordenados  $(n,s)$ , onde  $n$  é normal a base do elemento:



**Figura 4.2: Elemento finito sólido de interface (adaptado de Maedo (2015)).**

Considerando  $b_2^e = \alpha b$  e  $b_3^e = (1 - \alpha)b$ , onde  $\alpha$  é um fator multiplicador compreendido em um intervalo fechado entre 0 e 1, tem-se que as coordenadas dos nós 1, 2 e 3, representadas respectivamente por:

$$\begin{cases} \mathbf{x}^{(1)} = (\alpha b, h) \\ \mathbf{x}^{(2)} = (0, 0) \\ \mathbf{x}^{(3)} = (b, 0) \end{cases} \quad (4.2)$$



Para a formulação hidráulica, o fluxo (Equação (2.6)) no elemento de interface é dado por (SEIXAS, 2015; CLETO, 2016):

$$\mathbf{q}_w = \tilde{\mathbf{q}}_w + \hat{\mathbf{q}}_w = -\frac{(k/\mu_w)}{b^e} \begin{Bmatrix} p^{(3)} - p^{(2)} \\ 0 \end{Bmatrix} - \frac{(k/\mu_w)}{h} \begin{Bmatrix} 0 \\ \llbracket p \rrbracket \end{Bmatrix} \quad (4.3)$$

Observe que para manter o problema fisicamente coerente, quando a altura  $h \rightarrow 0$ ,  $\llbracket p \rrbracket \rightarrow 0$ . Desta forma, considerando que  $k$  é constante, o fluxo no elemento de interface permanece limitado, fazendo com que a pressão no nó 1 e em sua projeção ortogonal à base tendam ao mesmo valor, impedindo assim que o fluxo no elemento assuma valores demasiadamente elevados com a diminuição de  $h$ .

Para a formulação mecânica, o vetor de deformações  $\epsilon$  (Equação (2.28)) no elemento de interface é dado por (MANZOLI et al., 2012; MANZOLI et al., 2014):

$$\epsilon = \tilde{\epsilon} + \hat{\epsilon} = \frac{1}{b^e} \begin{Bmatrix} 0 \\ u_s^{(3)} - u_s^{(2)} \\ u_n^{(3)} - u_n^{(2)} \end{Bmatrix} + \frac{1}{h} \begin{Bmatrix} \llbracket u \rrbracket_n \\ 0 \\ \llbracket u \rrbracket_s \end{Bmatrix} \quad (4.4)$$

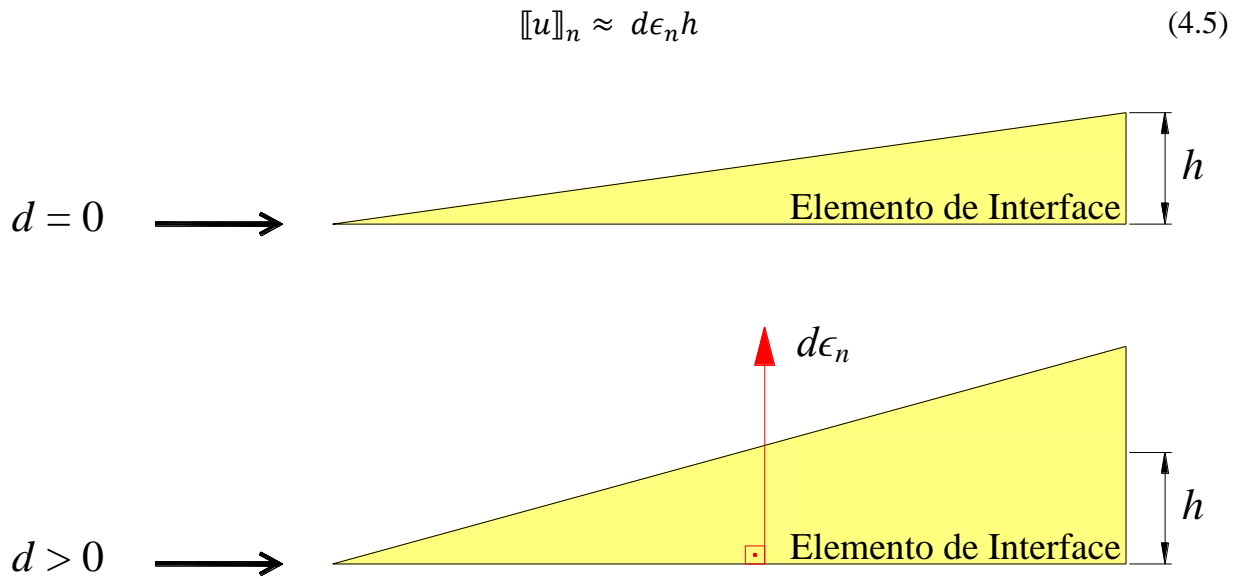
Quando a altura  $h \rightarrow 0$ , a deformação no elemento de interface é majoritariamente definida pelo deslocamento relativo entre o nó 1 e sua projeção na base,  $\llbracket u \rrbracket$ , com o nó 1 convergindo para o mesmo ponto material na situação limite, e correspondendo também a uma descontinuidade no campo de deslocamentos (descontinuidade forte (OLIVER, 1996; OLIVER; CERVERA; MANZOLI, 1999)), sendo  $\llbracket u \rrbracket_n$  a abertura e  $\llbracket u \rrbracket_s$  o deslizamento relativo.

A dedução detalhada do gradiente da aproximação do campo de pressão no interior do elemento, bem como as componentes da aproximação do campo de deformação do elemento são encontradas em (GOSZ, 2005).

#### 4.2.1 Modelo de placas paralelas para permeabilidade

Os elementos de interface passam a experimentar deformações inelásticas quando a variável de dano  $d > 0$ . A partir deste momento, é aplicável o modelo de placas paralelas aos

elementos de interface, podendo a abertura da fratura ser dada por meio do salto de deslocamento do elemento. Desta forma, a medida aproximada para a abertura de descontinuidade no elemento é dada pela componente inelástica do tensor de deformações normal à base do elemento  $d\epsilon_n$ , multiplicada pela espessura  $h$  do elemento (CLETO, 2016), conforme Figura 4.3:



**Figura 4.3: Representação da abertura de descontinuidade no elemento de interface. Quando  $d = 0$  não há salto e, portanto, não há deformação inelástica. Quando  $d > 0$  há salto e, portanto, há deformação inelástica (adaptado de Cleto (2016)).**

Sendo a abertura da fratura  $a_j$  dada por:

$$a_j = [[u]]_n + a_{j0} \quad (4.6)$$

onde  $a_{j0}$  é a abertura inicial da fratura natural, a variação da permeabilidade no elemento de interface corresponde a:

$$K = \frac{([[u]]_n + a_{j0})^2}{12} \quad (4.7)$$

Essa relação permite o aumento e a diminuição da permeabilidade no elemento. O limite mínimo é dado pela permeabilidade inicial atribuída ao material do elemento.

### 4.3 Técnica de fragmentação da malha

A técnica de fragmentação da malha consiste em reduzir o tamanho dos elementos finitos regulares da malha original de modo a deixar um pequeno espaço entre elementos adjacentes. Entre estes espaços acomodam-se os elementos de interface de elevada razão de aspecto para simular as fraturas. A partir desta condição pode-se atribuir aos elementos de interface parâmetros de rocha ou de fraturas dependendo do que se pretende simular.

O processo de fragmentação da malha de elementos finitos para inclusão dos elementos de interface segue o proposto por Manzoli et al. (2012), Manzoli et al. (2014) e Manzoli et al. (2016), onde, a partir de uma região de interesse para a análise do comportamento não linear do material, reduz-se o tamanho dos elementos finitos da malha original, deixando um espaço pequeno entre os elementos contíguos. Entre estes pequenos espaços são inseridos elementos de interface de elevada razão de aspecto para a simulação de fraturas naturais ou induzidas, ficando a localização destes elementos restritas às das fraturas.

Em outras palavras, a possibilidade de criação das fraturas se dará sempre contornando os elementos finitos regulares da malha, ou seja, onde existe o elemento de interface. Para tanto, atribui-se aos elementos de interface um modelo de dano à tração ou de contato progressivo, como descrito anteriormente, para que os mesmos tenham um comportamento não linear, enquanto que para os elementos finitos regulares da malha atribui-se um modelo elástico linear.

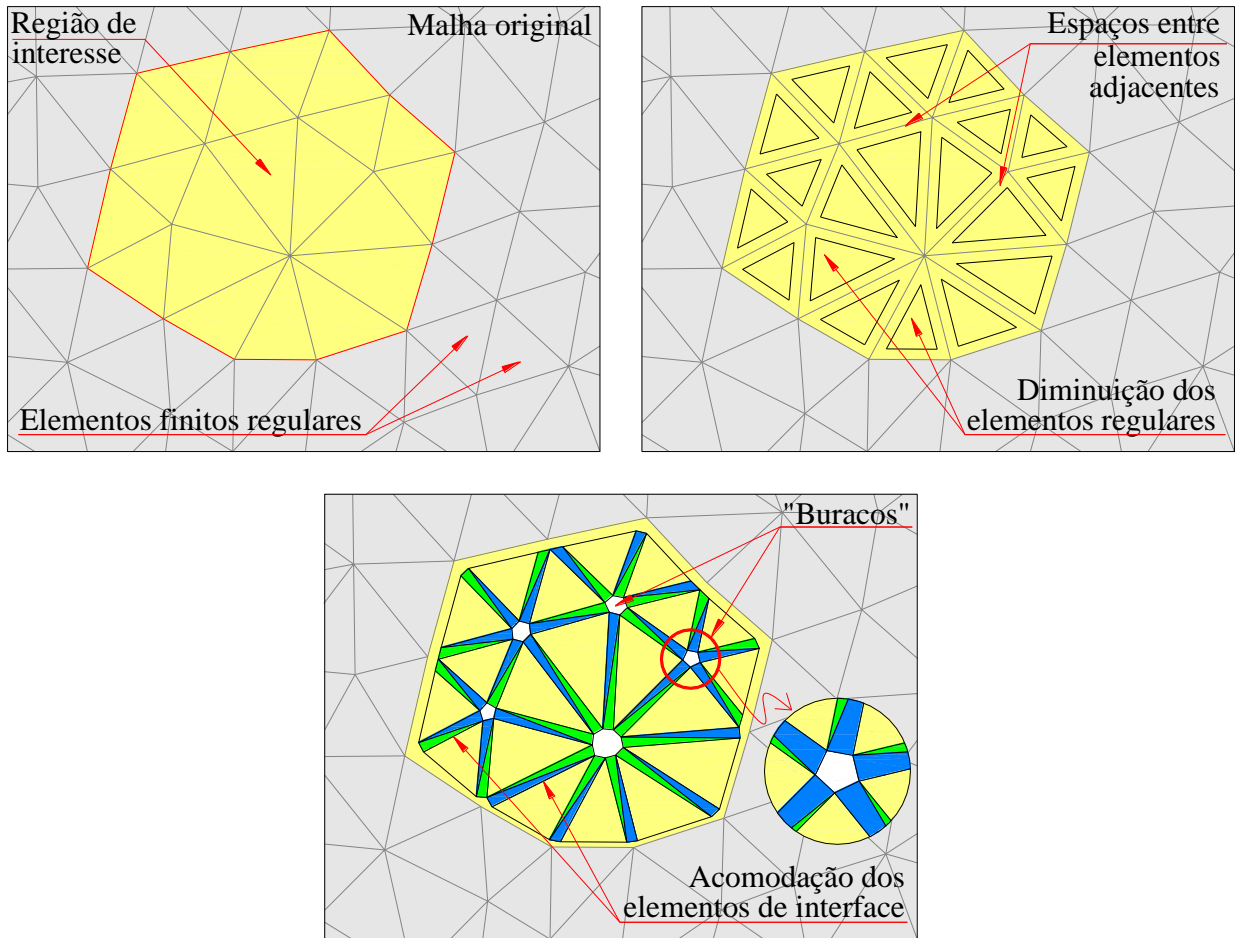
Como consequência da técnica de fragmentação tem-se a ocorrência de buracos na malha. Como as dimensões do buraco são insignificantes perante as dimensões do problema, eles acabam por não interferir nos resultados do problema mecânico, independentemente de se tratar de comportamento linear ou não linear, sendo eximido de quaisquer propriedades. Entretanto, os buracos impedem o fluxo entre elementos de interface quando da existência de uma fratura. Assim, para contornar esta obstrução ao fluxo, os nós que contornam os buracos são penalizados garantindo que a poropressão em tais nós seja igual.

A Figura 4.4 mostra as etapas da técnica de fragmentação da malha.

A descrição da preparação e análise da malha está descrita no item 4.4 Softwares.

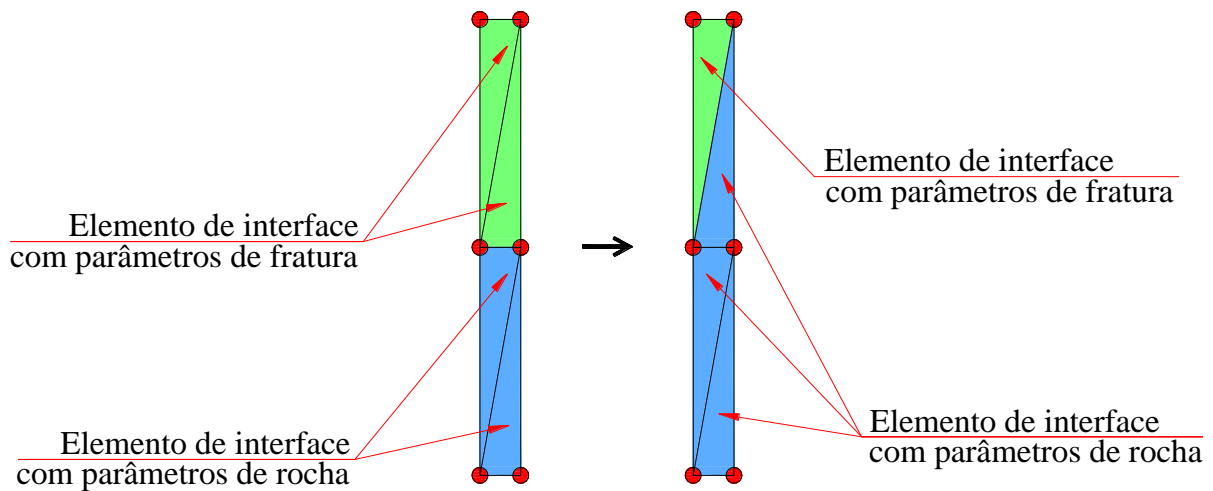
O método dos elementos finitos foi utilizado para simulação de reservatórios.

Os elementos finitos de elevada razão de aspecto propostos por Manzoli et al. (2012) foram empregados para representar as fraturas explicitamente.



**Figura 4.4: Técnica de Fragmentação da Malha. (a) Malha original com elementos regulares. (b) Diminuição no tamanho dos elementos regulares. (c) Acomodação dos elementos de interface. (Modificado de Cleto (2016)).**

Durante a inserção dos elementos de interface nas extremidades de cada fratura natural, torna-se necessário a modelagem no entorno da ponta da fratura. Nesta região existem dois elementos de interface, porém, apenas um deve ter propriedade de fratura conforme mostra a Figura 4.5. Caso os dois elementos de interface extremos tenham as mesmas propriedades, os nós da ponta da fratura teriam um deslocamento menor, o que causaria um fechamento menor e consequentemente um aumento da permeabilidade na região de transição entre fratura e rocha. Deixando apenas um dos elementos com parâmetros de rocha e o outro com parâmetros de fratura, consegue-se contornar este problema.



**Figura 4.5: Modelagem de elementos de interface no entorno da ponta da fratura.**

#### 4.4 Softwares

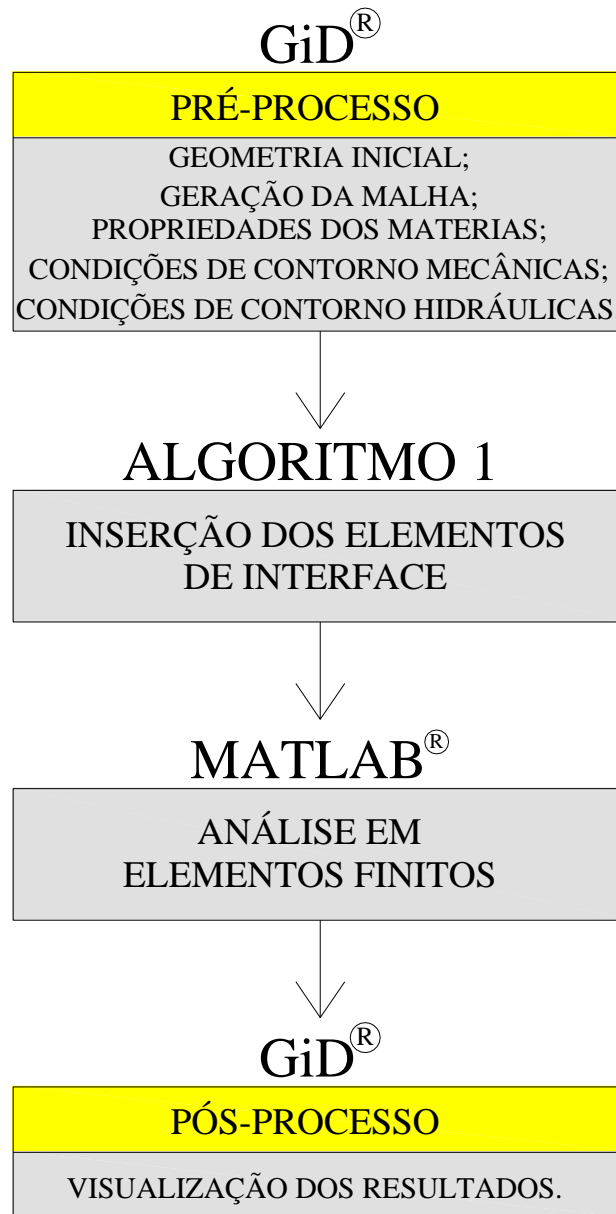
Para a realização das simulações numéricas foram utilizados os softwares comerciais GiD<sup>®</sup> e MATLAB<sup>®</sup>. O software comercial GiD<sup>®</sup> (CIMNE, 2018) é um pré e pós-processador para simulações numéricas em ciência e engenharia. Ele foi projetado para cobrir todas as necessidades comuns no campo de simulações numéricas, do pré ao pós-processamento, como modelagem geométrica, geração de malha em elementos finitos, definição de dados de análise, transferência de dados para software de análise, operações de pós-processamento e visualização de resultados. Neste trabalho o GiD<sup>®</sup> teve a seguinte utilidade:

1. Pré-processo: geometria do problema, atribuições das condições iniciais e de contorno, atribuição das propriedades dos materiais e geração/preparação da malha de elementos regulares em elementos finitos;
2. Pós-processo: leitura, análise e apresentação de resultados por meio de gráficos.

De posse das informações expedidas pelo GiD<sup>®</sup>, é realizada uma alteração no arquivo de entrada do código de programação, o que resulta em uma nova malha, com os elementos de interface inseridos. Esta nova malha é colocada nos moldes do arquivo original e retorna para uma releitura do software supracitado.

A inserção dos elementos de interface e a análise em elementos finitos foram feitas por meio do software comercial MATLAB<sup>®</sup>, com o código de programação desenvolvido pelos pesquisadores do Grupo de Modelagem Computacional em Mecânica dos Sólidos (G.M.C.M.S.) da UNESP de Bauru/SP.

A Figura 4.6 apresenta as etapas necessárias para a realização dos estudos propostos.



**Figura 4.6:** Etapas do processo utilizado para preparação e análise de problemas de fechamento de fraturas.

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS E DISCUSSÕES

As simulações apresentadas a seguir têm como objetivo a validação do modelo de fechamento, assim como a análise do fechamento das fraturas no campo de pressões, além de verificar se os elementos de interface são aptos para resolver problemas envolvendo fraturas naturais. Estes exemplos apresentam características particulares de abertura e permeabilidade, onde se considerou um meio rochoso com poros submetidos a tensões de confinamento em uma região específica que representa o poço de extração existente na rocha reservatório.

Os sistemas fraturados apresentam uma permeabilidade associada à abertura das fraturas. No caso das fraturas artificiais, obtidas no processo de fraturamento hidráulico, a diminuição da pressão ocasionada pela redução de fluido injetado no interior da fratura, causa uma gradativa redução da abertura que tende ao seu fechamento. Durante este processo desenvolvem-se deformações de compressão que afetam a permeabilidade da fratura até um valor limite, residual, que é definido pelas características da rocha e pelas dimensões do propante, caso utilizado.

Primeiramente, são apresentados os resultados de um estudo paramétrico de fraturas naturais, com variações de posições, comprimentos e aberturas, que comprovam a aptidão dos elementos de interface para resolver problemas envolvendo fraturas naturais. Neste caso, a poropressão nas fraturas é constante. Para os demais casos (2, 3 e 4), a poropressão é variável.

Depois são apresentados resultados referentes ao modelo de fechamento de fraturas proposto por Barton-Bandis. Nesse exemplo, com a variação da tensão efetiva, é analisado o fechamento de uma abertura natural.

Em seguida, são apresentados mais dois casos onde o campo de pressões será analisado em função do aumento da tensão efetiva nas fraturas naturais.

No primeiro, com o fechamento de apenas algumas fraturas, devido ao caráter didático e visando a facilidade de interpretação dos resultados.

No segundo, por meio do fechamento de uma rede de fraturas, que demonstra as potencialidades do modelo de forma mais ampla. Estes exemplos verificam a influência do fechamento das fraturas no campo de pressões.

A Tabela 1 apresenta as propriedades do fluido para os quatro casos simulados. As propriedades hidráulicas para o caso 1 são apresentadas na Tabela 2, enquanto que a Tabela 3 fornece as propriedades mecânicas e hidráulicas para os casos 2, 3 e 4.

Propriedades do fluido	Nomenclatura	Valor	Unidade
Viscosidade dinâmica	$\mu_f$	$1,0 \times 10^{-9}$	MPa.s
Densidade	$\rho_f$	1002.6	Kg/m <sup>3</sup>

**Tabela 1: Propriedades do fluido (casos 1, 2, 3 e 4).**

Propriedade hidráulica da rocha	Nomenclatura	Valor	Unidade
Permeabilidade intrínseca	$K_r$	$1,0 \times 10^{-15}$	m <sup>2</sup>
<b>Propriedade hidráulica da fratura</b>			
Propriedade hidráulica da fratura	Nomenclatura	Valor	Unidade
Permeabilidade	$K_f$	$8,33 \times 10^{-8}$	m

**Tabela 2: Propriedades hidráulicas (caso 1).**

Propriedades mecânicas da rocha	Nomenclatura	Valor	Unidade
Módulo de Young	$E$	16,9	GPa
Coefficiente de Poisson	$\nu$	0,3	-
<b>Propriedades mecânicas da fratura</b>			
Propriedades mecânicas da fratura	Nomenclatura	Valor	Unidade
Abertura inicial	$a_{jo}$	$3,0 \times 10^{-5}$	m
Rigidez normal inicial	$K_{ni}$	10.000	MPa/m
<b>Propriedades hidráulicas da rocha</b>			
Propriedades hidráulicas da rocha	Nomenclatura	Valor	Unidade
Permeabilidade intrínseca	$K_r$	$1,0 \times 10^{-17}$	m <sup>2</sup>
Porosidade	$\emptyset$	0,1	-
<b>Propriedades hidráulicas da fratura</b>			
Propriedades hidráulicas da fratura	Nomenclatura	Valor	Unidade
Permeabilidade inicial	$K_o$	$7,5 \times 10^{-11}$	m <sup>2</sup>

**Tabela 3: Propriedades mecânicas e hidráulicas (casos 2, 3 e 4).**

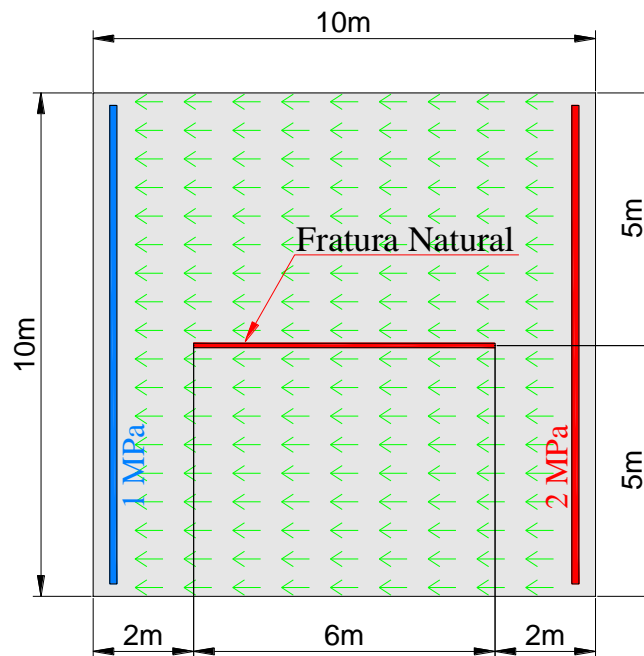


## 5.1 Primeiro caso: Estudo paramétrico de fratura natural

Neste primeiro caso estuda-se a influência da fratura nos parâmetros de permeabilidade da rocha. Este estudo é realizado a partir de uma única fratura, eliminando assim a interferência da intersecção entre fraturas. O estudo foi feito baseado em uma proposta de Liang et al. (2015), porém com algumas alterações pertinentes a obtenção de novos resultados e não somente confirmação de resultados já obtidos. Foram estudados, separadamente, os efeitos da alteração da orientação, do comprimento e da abertura desta única fratura na permeabilidade entre dois poços.

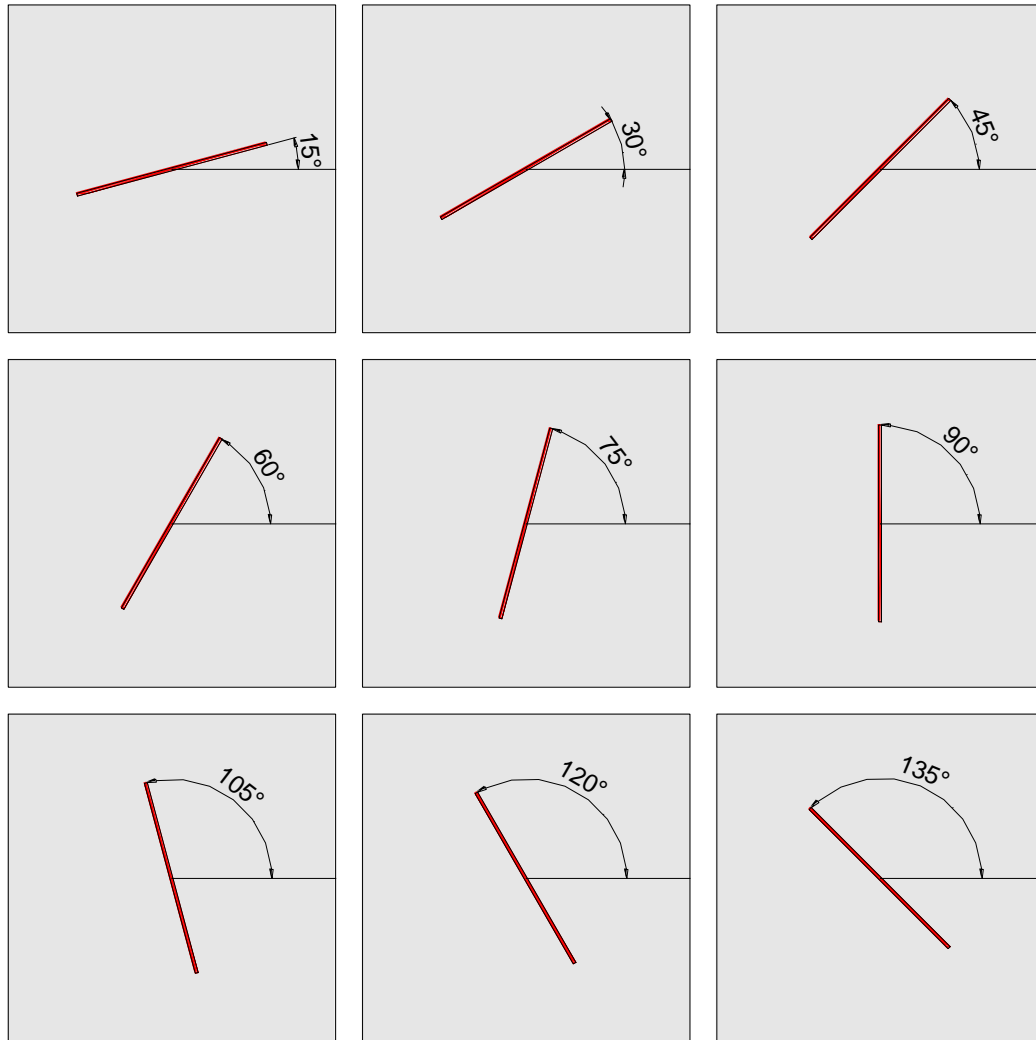
### 5.1.1 Efeito da orientação da fratura

Este modelo foi elaborado para estudar a influência da orientação da fratura, enquanto o comprimento e a abertura permanecem inalterados. A região de estudo possui dimensões de 10 x 10 m com uma fratura natural horizontal centralizada de comprimento fixado em 6 m e a abertura em  $1,0 \times 10^{-3}$  m. Para estudo da permeabilidade foi estabelecimento um fluxo da direita para esquerda por meio de um gradiente de pressão de 1MPa conforme Figura 5.1.



**Figura 5.1: Dimensões do bloco de rocha destacando em vermelho a orientação de  $0^\circ$  da fratura natural e em verde a direção e sentido do fluxo.**

A alteração da direção das fraturas foi feita ao rotacioná-la em torno de um ponto central, com os ângulos aumentando de  $15^\circ$  em  $15^\circ$ , desde  $0^\circ$  até  $135^\circ$ , sendo portanto considerado as seguintes orientações:  $0^\circ$ ,  $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $75^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $105^\circ$ ,  $120^\circ$  e  $135^\circ$ . Estas direções foram analisadas separadamente. A Figura 5.2 mostra as diferentes orientações da fratura, com exceção da orientação em  $0^\circ$ , já mostrada na figura anterior.



**Figura 5.2: Orientações da fratura para  $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $75^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $105^\circ$ ,  $120^\circ$  e  $135^\circ$ .**

Para apresentação dos resultados foi necessário ajustar as escalas dos vetores de fluxo. Utilizando uma escala que forneça uma boa visualização dos vetores de fluxo no interior da fratura, não se consegue visualizar os vetores de fluxo na rocha. Em contrapartida, ajustando a

escala para visualizar adequadamente os vetores de fluxo da rocha, os vetores de fluxo no interior da fratura tornam-se demasiadamente grandes, chegando a cobrir totalmente a própria região de estudo. Como o software utilizado não permite a alteração da escala dos vetores de fluxo no interior da fratura separadamente dos vetores de fluxo da rocha em um mesmo desenho, foi necessário a utilização de dois desenhos, um relativo aos vetores de fluxo na rocha e outro relativo aos vetores de fluxo no interior da fratura. Nos exemplos, eles são apresentados lado a lado, com as escalas ajustadas individualmente de forma a obter a melhor visualização dos resultados. A escala utilizada para os vetores de fluxo no interior da fratura em relação aos vetores de fluxo na rocha é de 1:1.500, ou seja, tomando como base o tamanho dos vetores de fluxo na rocha, os vetores de fluxo no interior da fratura foram reduzidos em 1.500 vezes. Este valor de escala utilizado para o ajuste também foi feito pensando em manter o mesmo padrão de visualização e a mesma escala de vetores para todos os casos.

A quantidade de nós e elementos das malhas utilizadas estão indicados na Tabela 4.

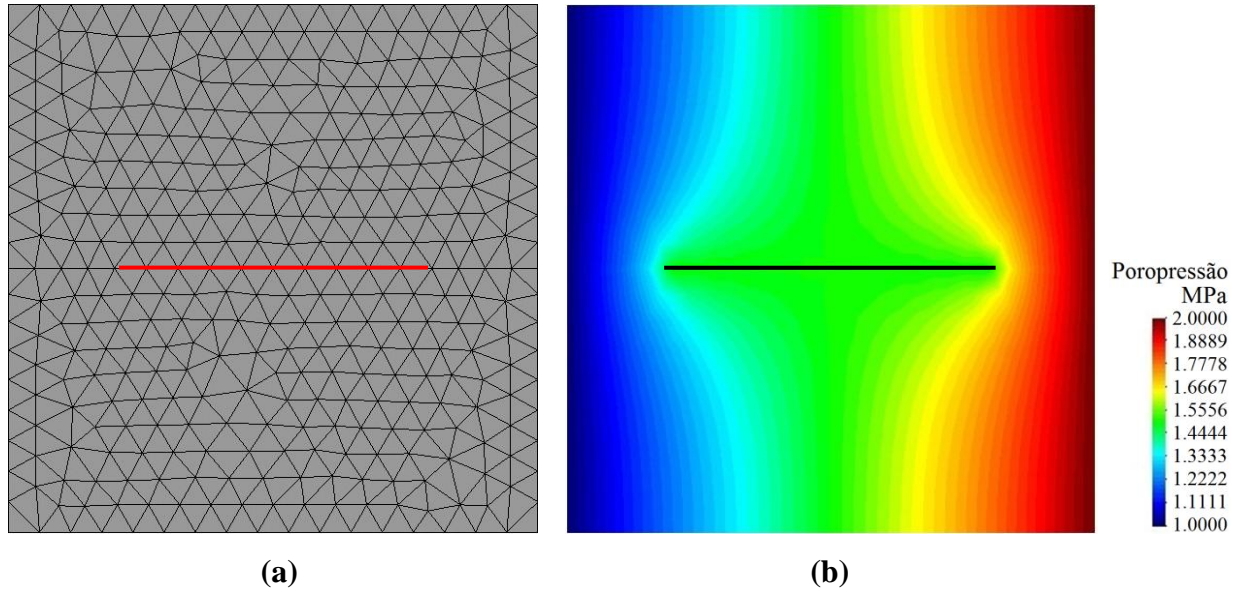
Ângulo [°]	Nº de Elementos	Nº de Nós
0	682	378
15	656	364
30	670	371
45	674	373
60	670	371
75	656	364
90	682	378
105	656	364
120	672	372
135	674	373

**Tabela 4: Quantidade de nós e elementos das malhas utilizadas para cada uma das análises.**

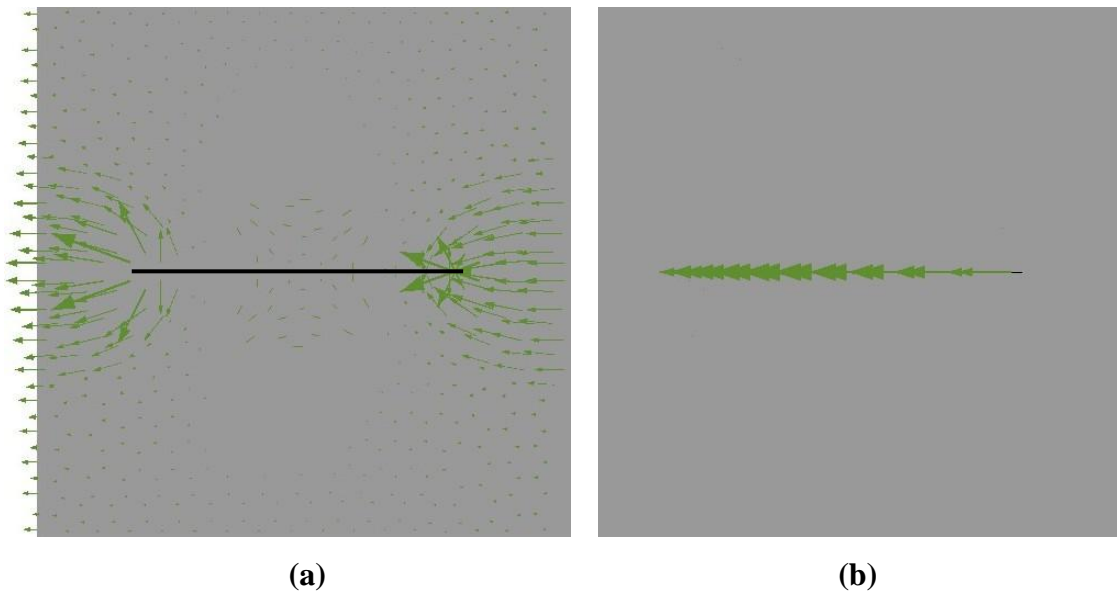
As fraturas são representadas por elementos de interface.

Após analisar os resultados, fica claro que a alteração da permeabilidade ocorre de maneira mais rápida em torno de 0°. Quando o ângulo da fratura é diferente que 0°, a permeabilidade diminui gradualmente com o aumento do ângulo da fratura. Quando o ângulo da fratura é 0° a permeabilidade atinge o máximo. Quando o ângulo atinge 90° a permeabilidade reduz ao mínimo, o qual corresponde à permeabilidade da rocha.

As Figuras de 5.3 a 5.22 mostram as malhas utilizadas, os campos de pressões e os efeitos na permeabilidade da rocha e da fratura para as orientações de estudo da fratura.



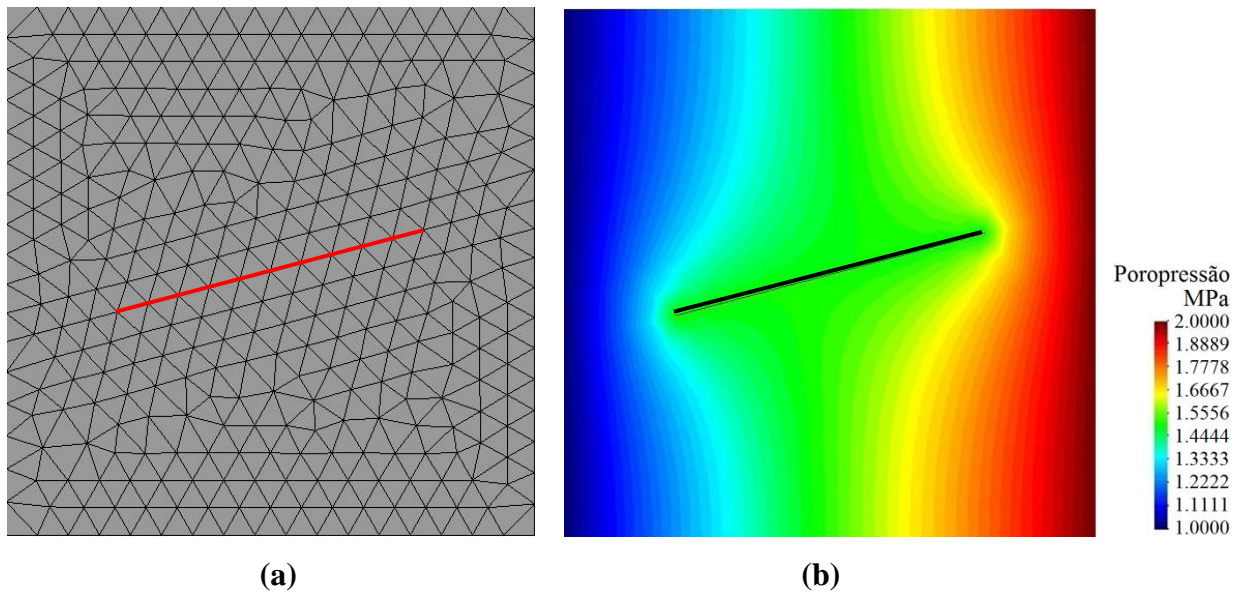
**Figura 5.3:** Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $0^\circ$ .



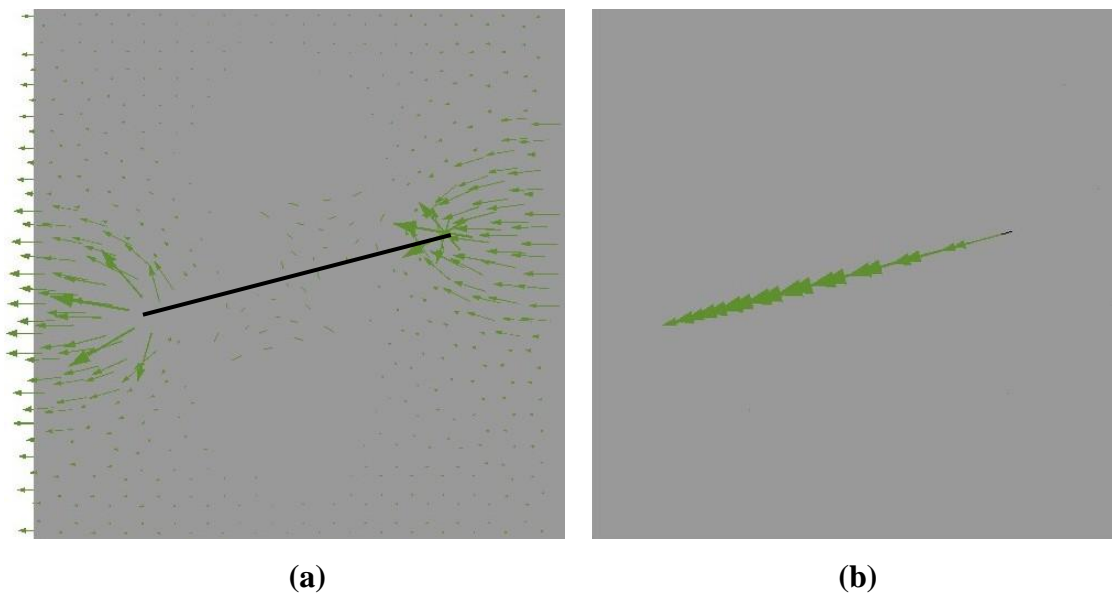
**Figura 5.4:** Efeito da fratura a  $0^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).

Pode-se observar que a presença da fratura afeta a distribuição do campo de pressão.

Ao analisar os valores da Tabela 5 e a Figura 5.4 (b), pode-se constatar que quando o ângulo da fratura é de  $0^\circ$ , isto é, a fratura é paralela à direção do fluxo, a permeabilidade e o fluxo de infiltração na fratura são maiores, estando a maioria das linhas de fluxo agrupadas em torno das extremidades da fratura, e o fluxo reduzido em outras regiões.

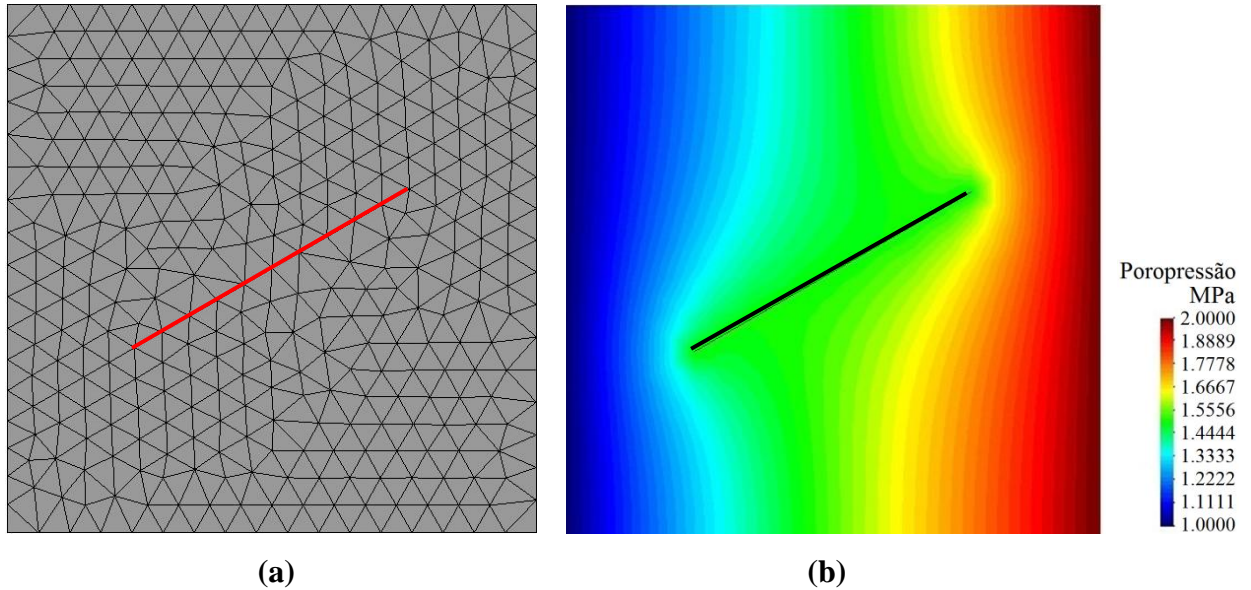


**Figura 5.5:** Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $15^\circ$ .

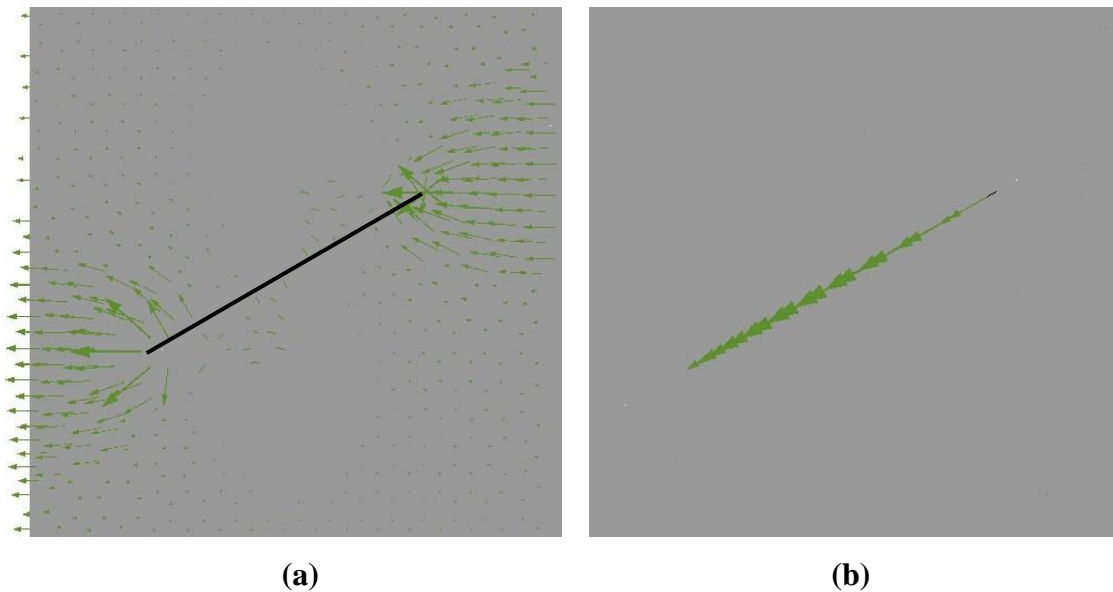


**Figura 5.6:** Efeito da fratura a  $15^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).

Pode-se observar que conforme ocorre a rotação da fratura, há uma pequena redução da permeabilidade e da queda de pressão.



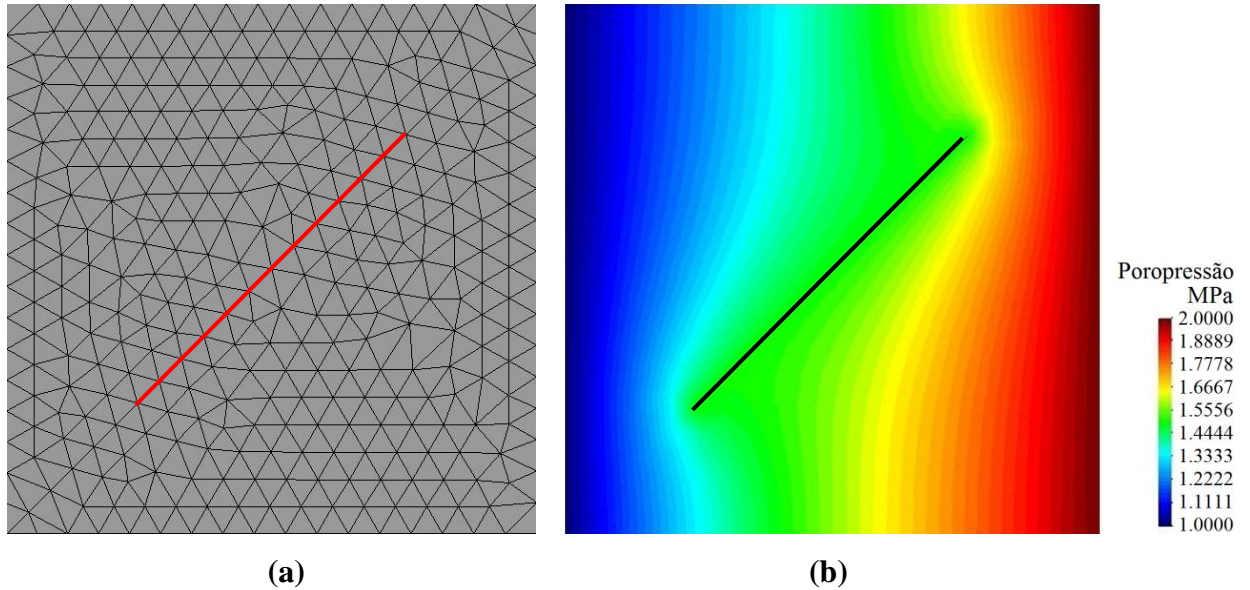
**Figura 5.7:** Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a 30°.



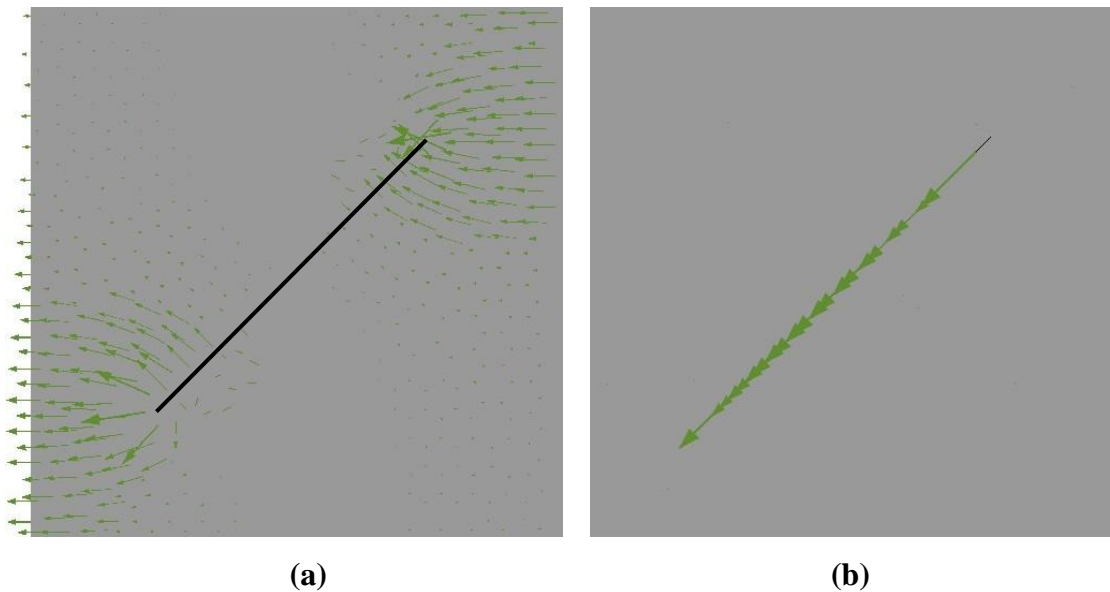
**Figura 5.8:** Efeito da fratura a 30° na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).

Apesar da redução dos vetores de fluxo ainda pode-se vê-los, indicando que a contribuição da fratura no fluxo é significativa.

Com o ângulo da fratura em  $45^\circ$  os fluidos primeiro reúnem-se em uma extremidade, e então fluem a uma curta distância na fratura, até que finalmente penetram na matriz.



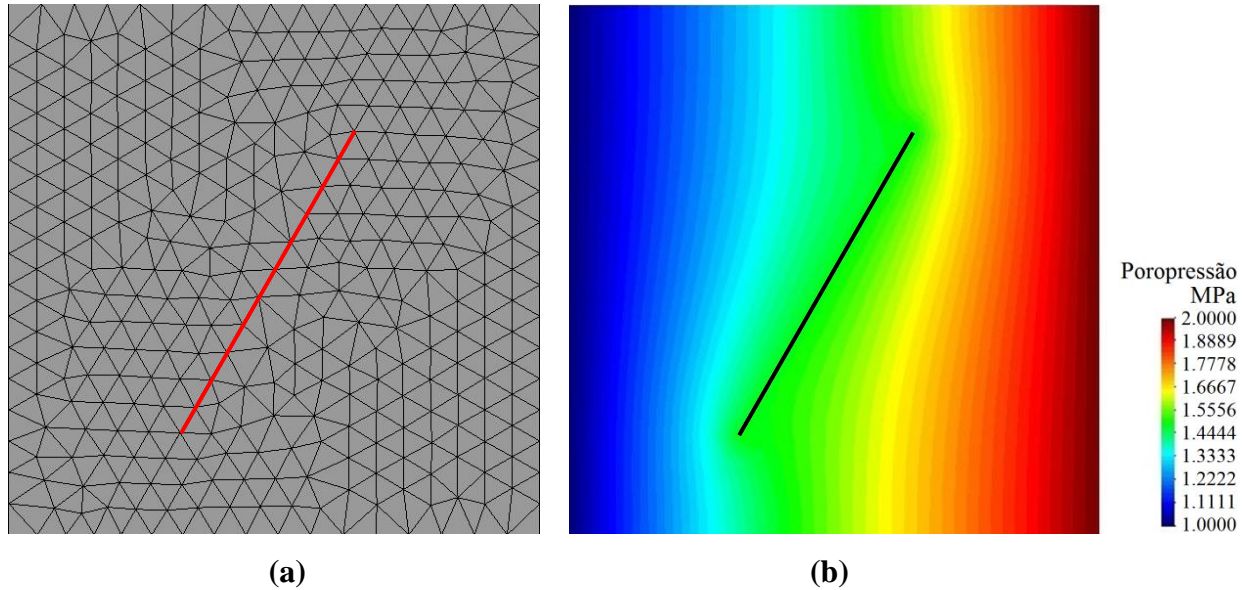
**Figura 5.9:** Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $45^\circ$ .



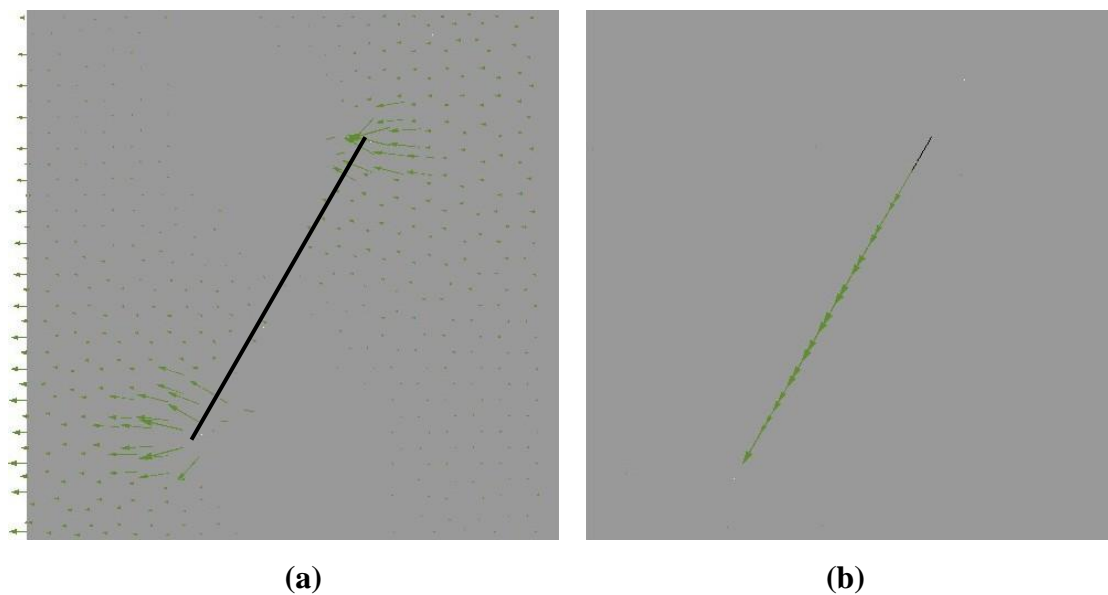
**Figura 5.10:** Efeito da fratura a  $45^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).

Apesar da contribuição da fratura ao fluxo e a permeabilidade continuarem reduzindo, ao analisar os valores da Tabela 5, percebe-se que para  $45^\circ$  eles ainda são significativos.

Com o ângulo da fratura em  $60^\circ$  ocorre uma redução significativa dos vetores de fluxo, indicando que existe pouca contribuição da fratura ao fluxo.



**Figura 5.11: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $60^\circ$ .**

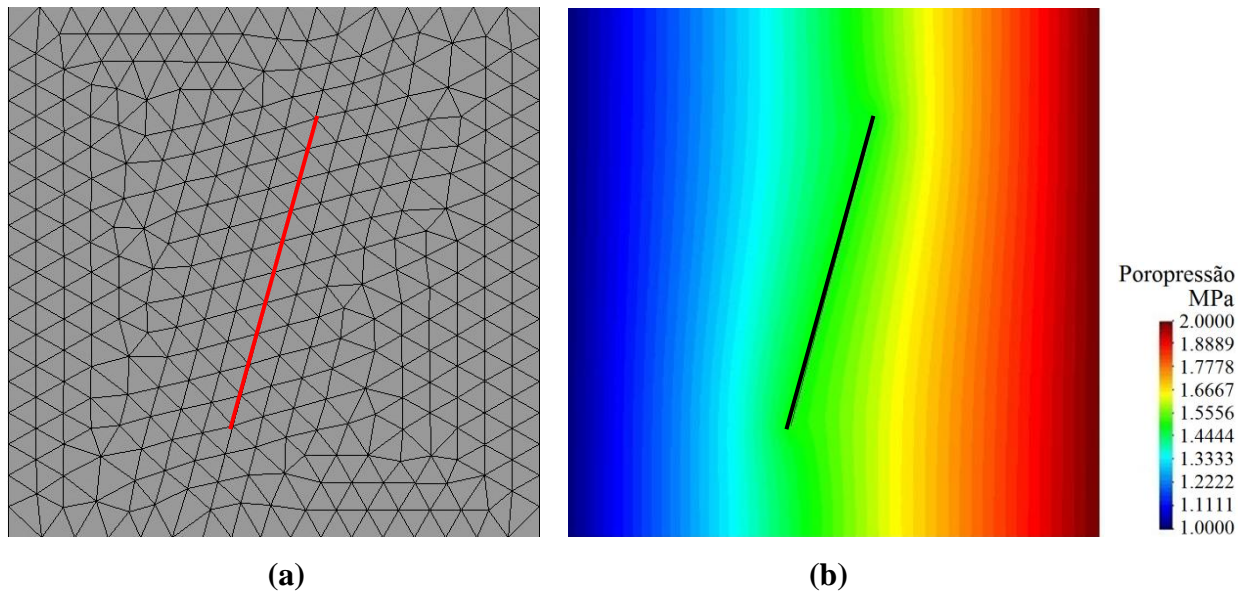


**Figura 5.12: Efeito da fratura a  $60^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

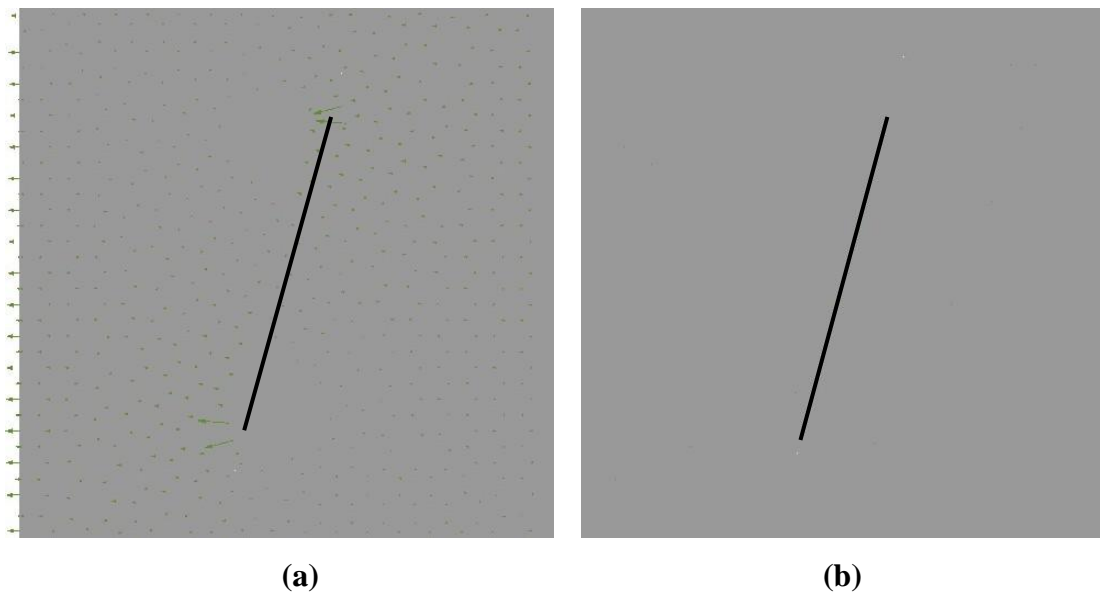
Pode-se observar que ocorre uma significativa redução da queda de pressão no campo de pressões para esta orientação da fratura.



Agora, já com o ângulo da fratura em  $75^\circ$ , não se consegue mais visualizar os vetores de fluxo na fratura, o que indica que a contribuição da fratura ao fluxo é muito pequena ou insignificante. A fratura quase não afeta o campo de pressões.



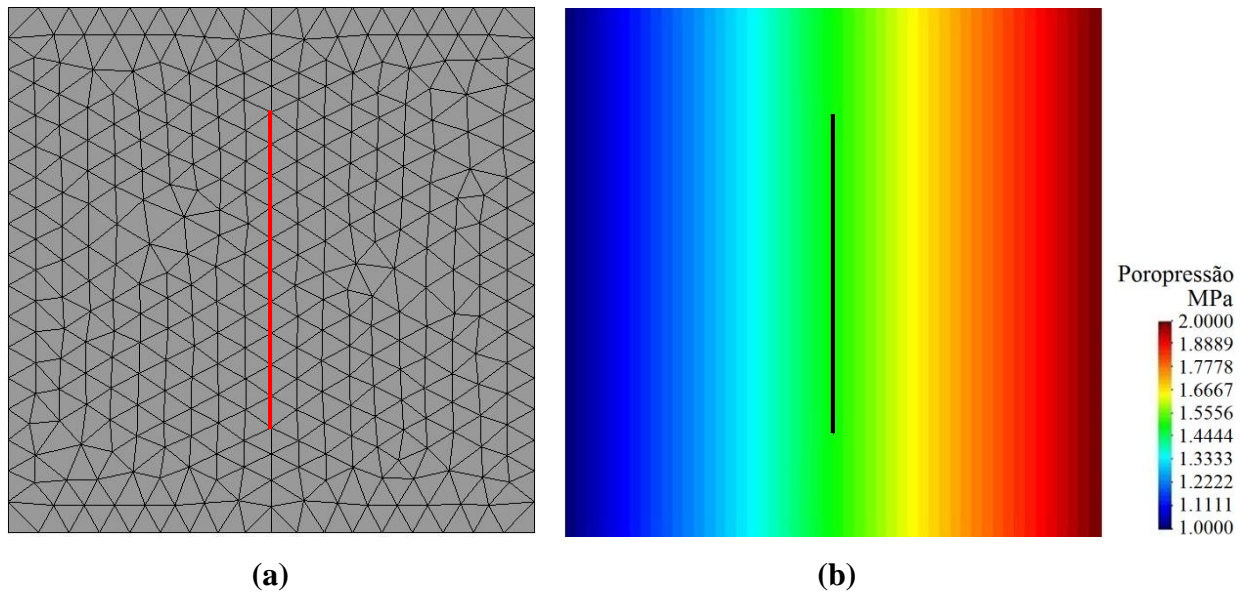
**Figura 5.13: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $75^\circ$ .**



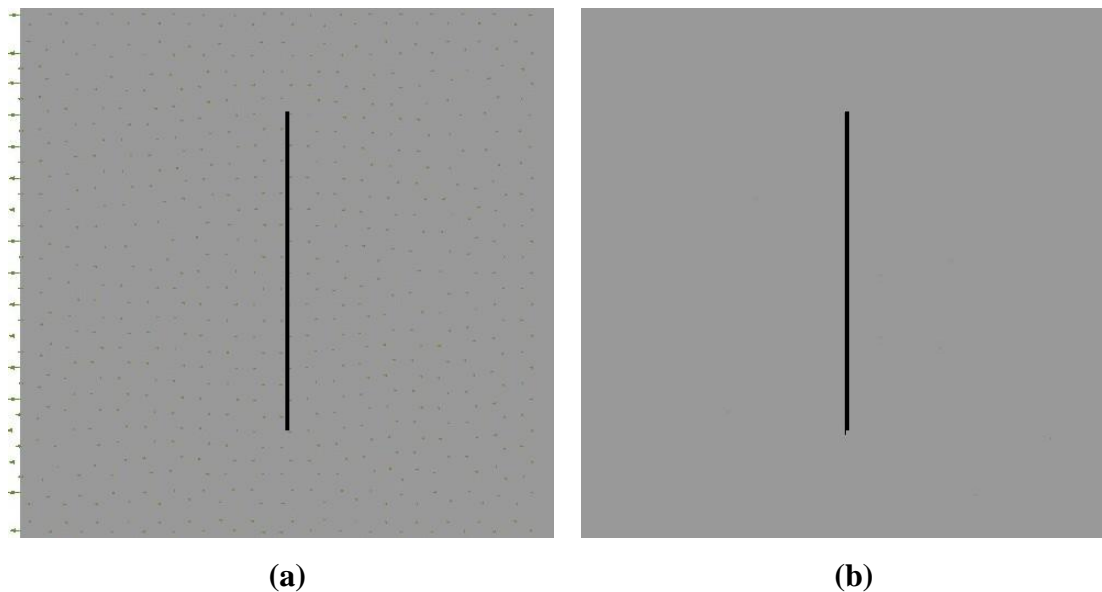
**Figura 5.14: Efeito da fratura a  $75^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Ainda consegue-se visualizar um ou outro vetor de fluxo em torno das pontas da fratura.

Quando o ângulo da fratura é  $90^\circ$ , onde a fratura é perpendicular à direção do fluxo, a contribuição da fratura ao fluxo e a permeabilidade é insignificante. Não se pode mais visualizar os vetores de fluxo na fratura. Quase não se pode mais visualizar os vetores de fluxo na rocha.



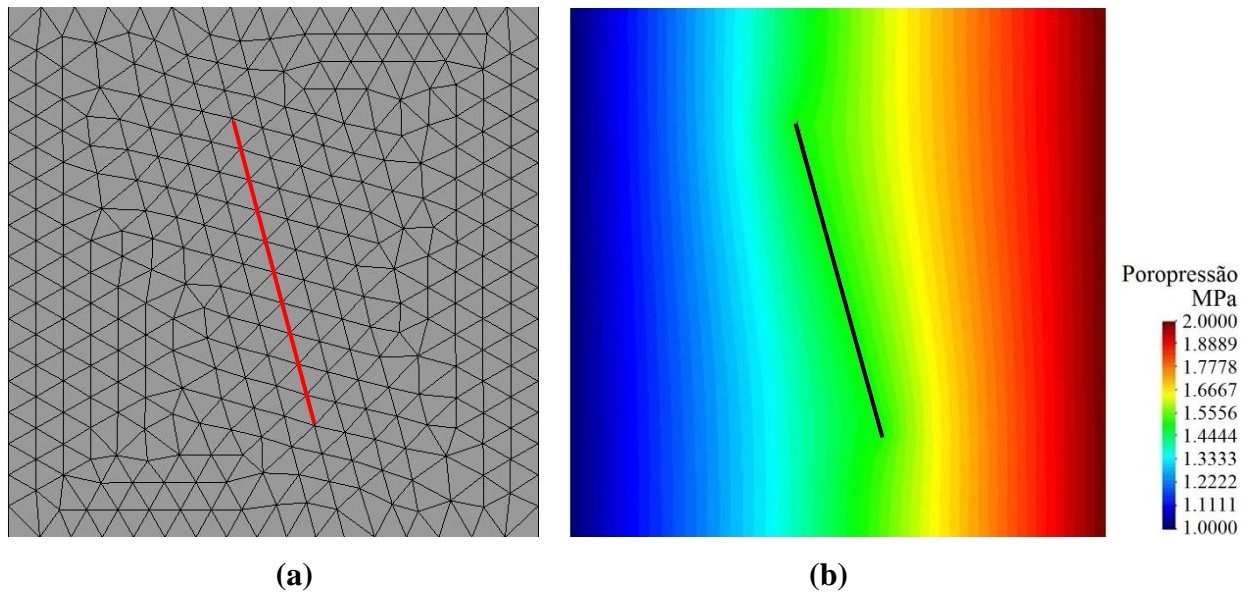
**Figura 5.15: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $90^\circ$ .**



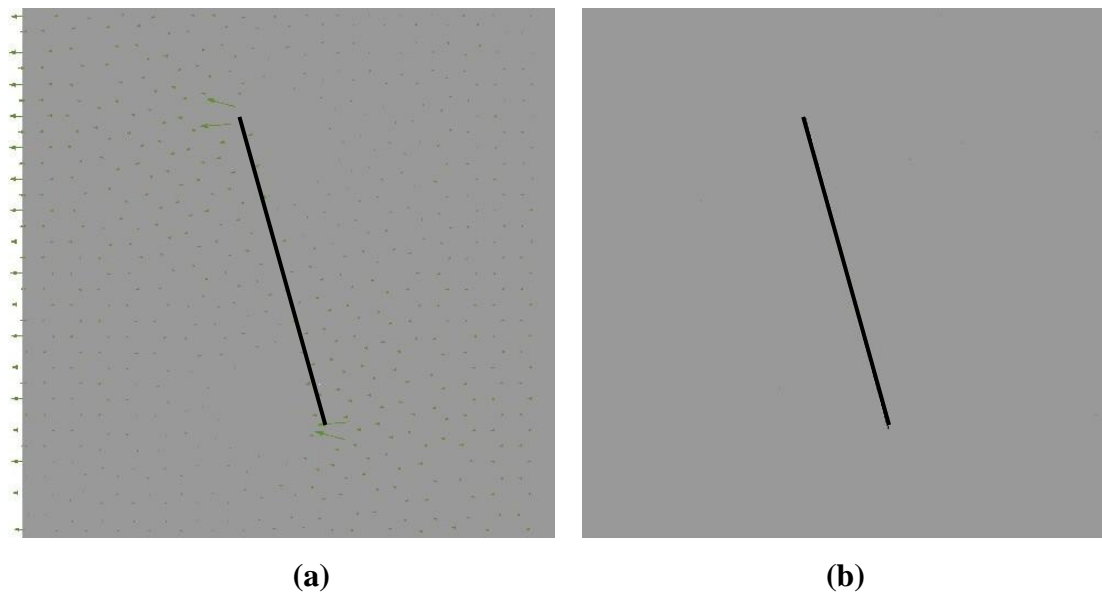
**Figura 5.16: Efeito da fratura a  $90^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A fratura não afeta mais o campo de pressões.

Com o ângulo da fratura em  $105^\circ$ , ainda não se consegue visualizar os vetores de fluxo na fratura. Contudo começa-se a visualizar um ou outro vetor de fluxo em torno das pontas da fratura, o que indica que a fratura começa a retomar a contribuição ao fluxo.



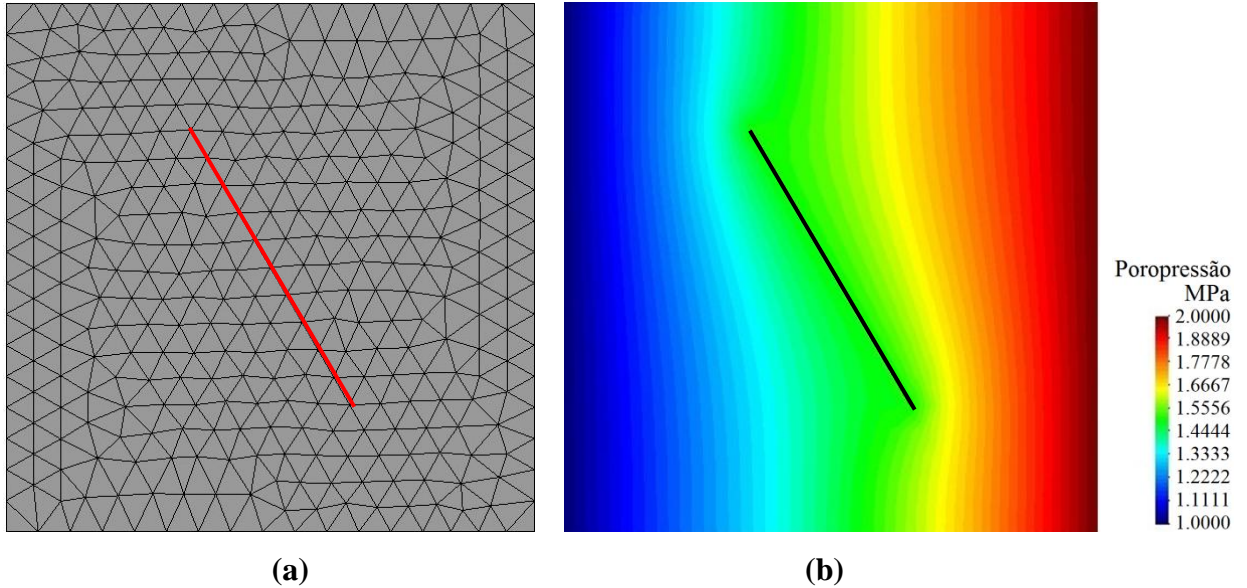
**Figura 5.17: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $105^\circ$ .**



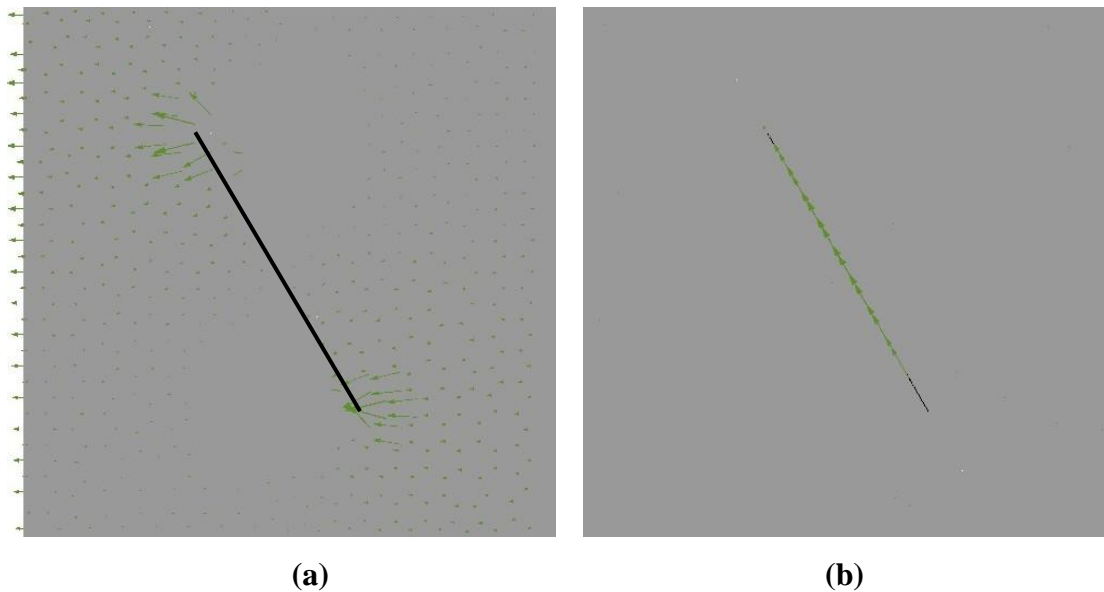
**Figura 5.18: Efeito da fratura a  $105^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A fratura começa a afetar de maneira tímida o campo de pressões.

Com o ângulo da fratura em  $120^\circ$  ocorre um aumento dos vetores de fluxo, indicando que, apesar de ainda pequena, a fratura já contribui um pouco mais. Já é possível visualizar os vetores.



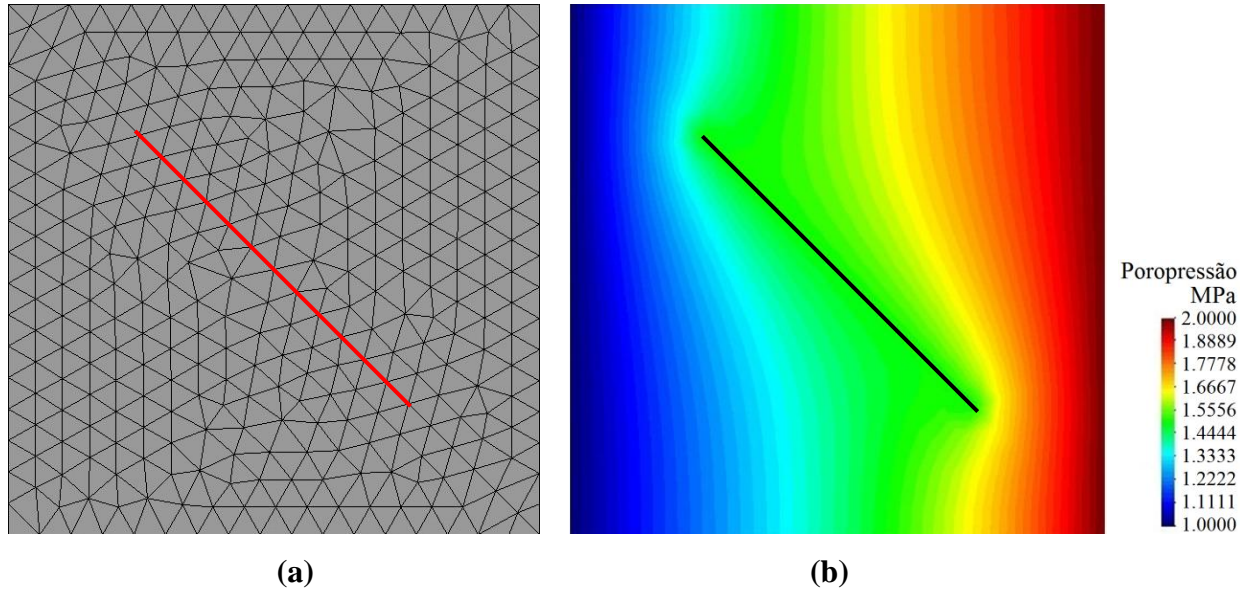
**Figura 5.19:** Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $120^\circ$ .



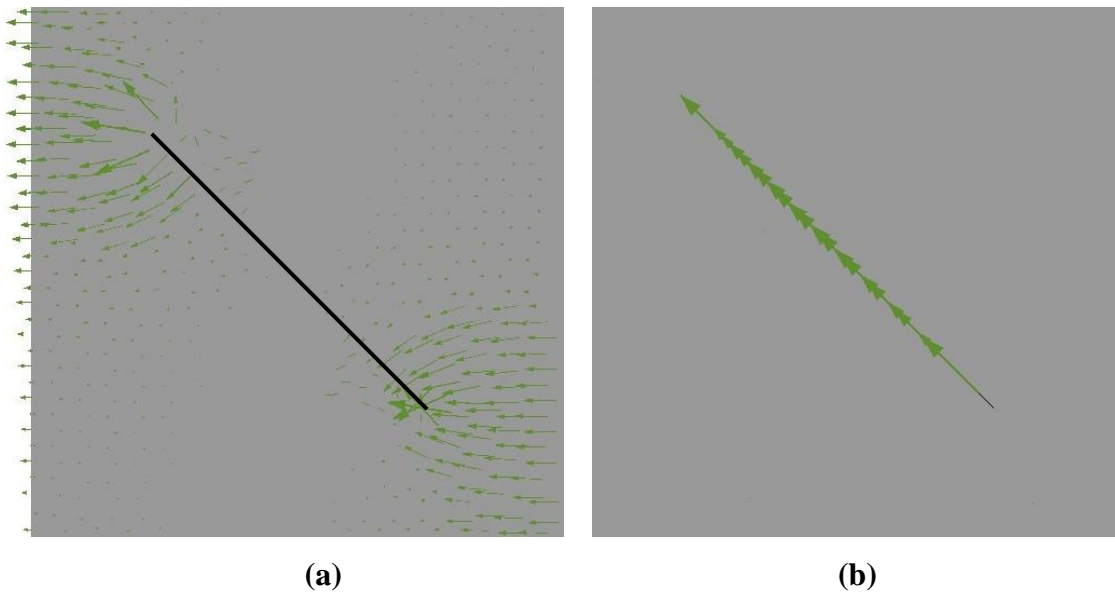
**Figura 5.20:** Efeito da fratura a  $120^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).

Pode-se observar que ocorre um aumento da influência da fratura no campo de pressão para esta orientação.

Com o ângulo da fratura em  $135^\circ$ , a exemplo da fratura a  $45^\circ$ , os fluidos novamente se reúnem em uma extremidade, e fluem a uma curta distância na fratura, até penetrarem na matriz.



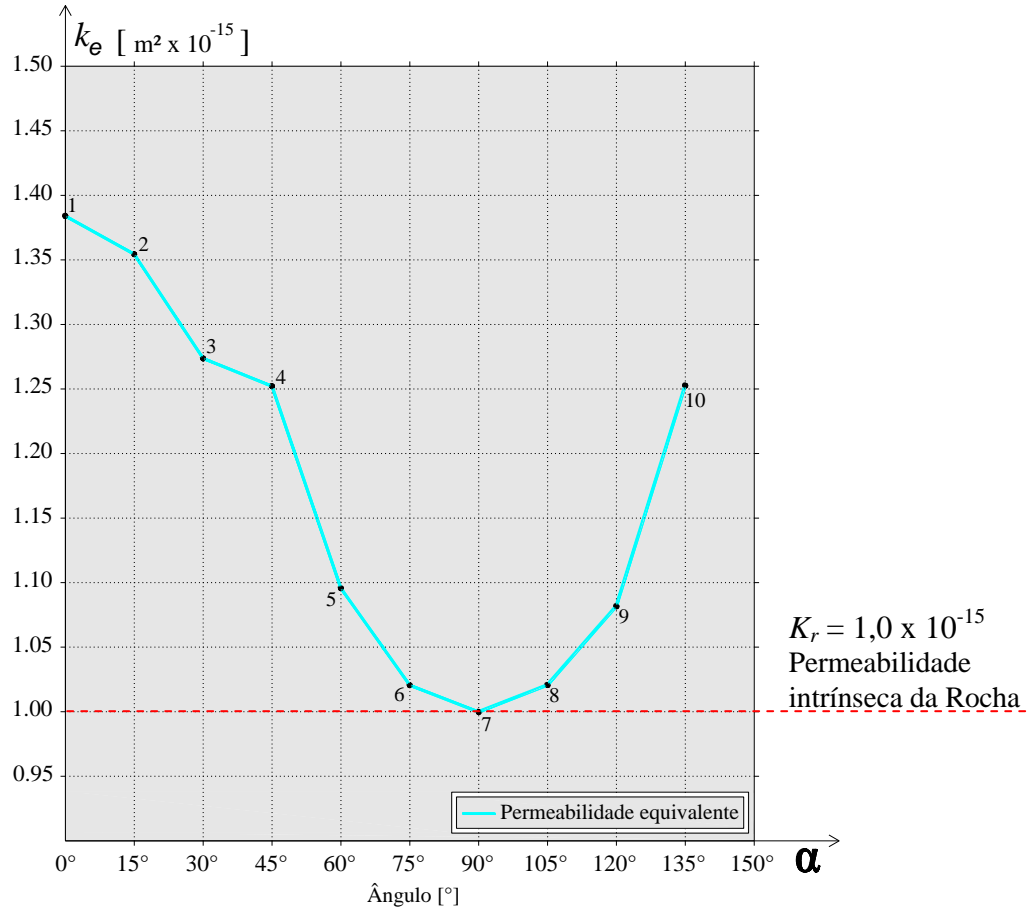
**Figura 5.21: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura a  $135^\circ$ .**



**Figura 5.22: Efeito da fratura a  $135^\circ$  na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A contribuição da fratura ao fluxo e a permeabilidade aumentam um pouco mais, começando a torná-los significativos, conforme análise dos valores da Tabela 5.

Na Figura 5.23 pode ser visualizada a curva de permeabilidade e orientação da fratura. Os valores exatos encontram-se na Tabela 5.



**Figura 5.23: Curva do efeito da orientação da fratura na permeabilidade.**

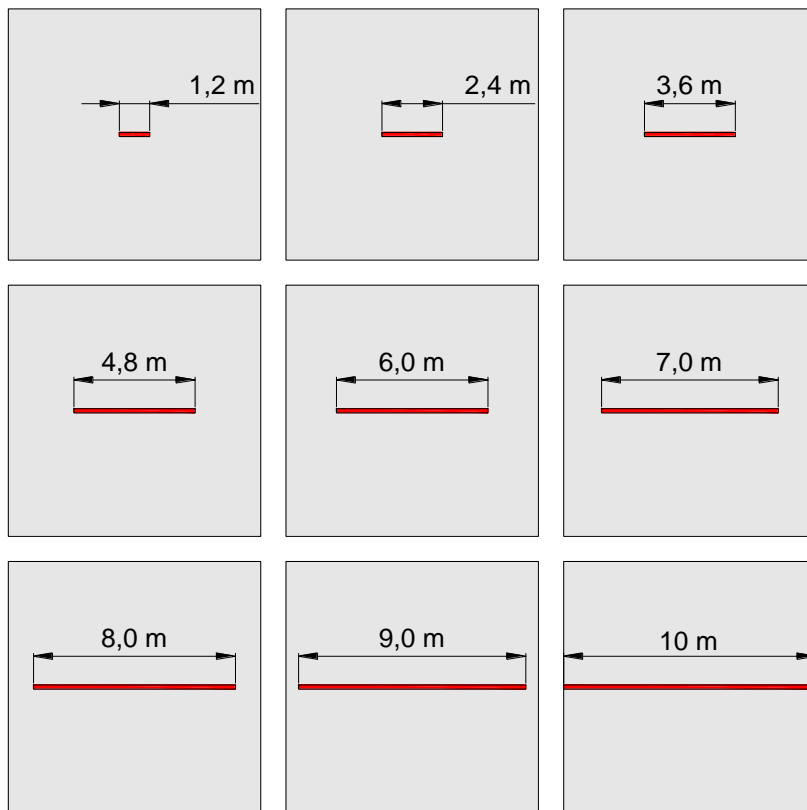
Pontos	Ângulo [°]	Permeabilidade equivalente [m <sup>2</sup> ]
1	0	1.383943E-15
2	15	1.354356E-15
3	30	1.273651E-15
4	45	1.252119E-15
5	60	1.095616E-15
6	75	1.020469E-15
7	90	9.999112E-16
8	105	1.020575E-15
9	120	1.081623E-15
10	135	1.252576E-15

**Tabela 5: Permeabilidade equivalente  $k_e$  da rocha para as orientações de estudo da fratura.**

### 5.1.2 Efeito do comprimento da fratura

Neste modelo é feita a simulação da influência do comprimento da fratura enquanto a orientação e a abertura permanecem inalteradas. Os comprimentos de fraturas considerados foram de 1.2m, 2.4m, 3.6m, 4.8m, 6.0m, 7.0m, 8.0m, 9.0m e 10.0m. Estes comprimentos foram analisados separadamente. A orientação da fratura foi fixada em  $0^\circ$  e a abertura em  $1,0 \times 10^{-3}$  m.

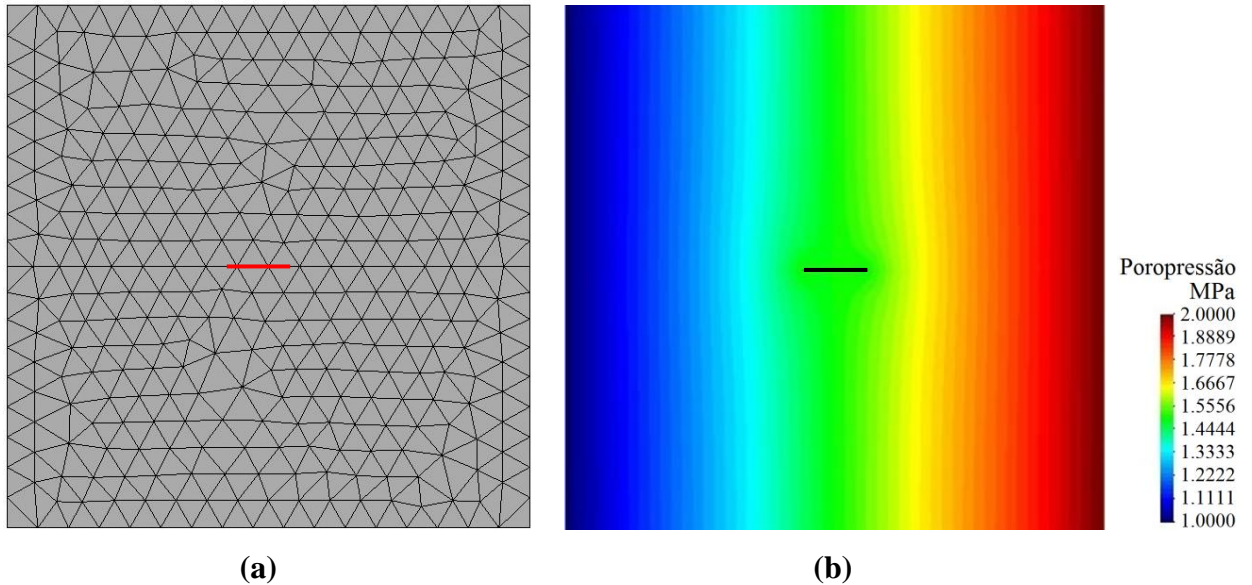
A malha de elementos finitos escolhida para o estudo, composta por 682 elementos e 378 nós, pode ser visualizada com a fratura destacada em vermelho nas Figuras de 5.25 a 5.42, juntamente com os campos de pressões e os efeitos na permeabilidade da rocha e da fratura para os comprimentos de estudo da fratura (Figura 5.24).



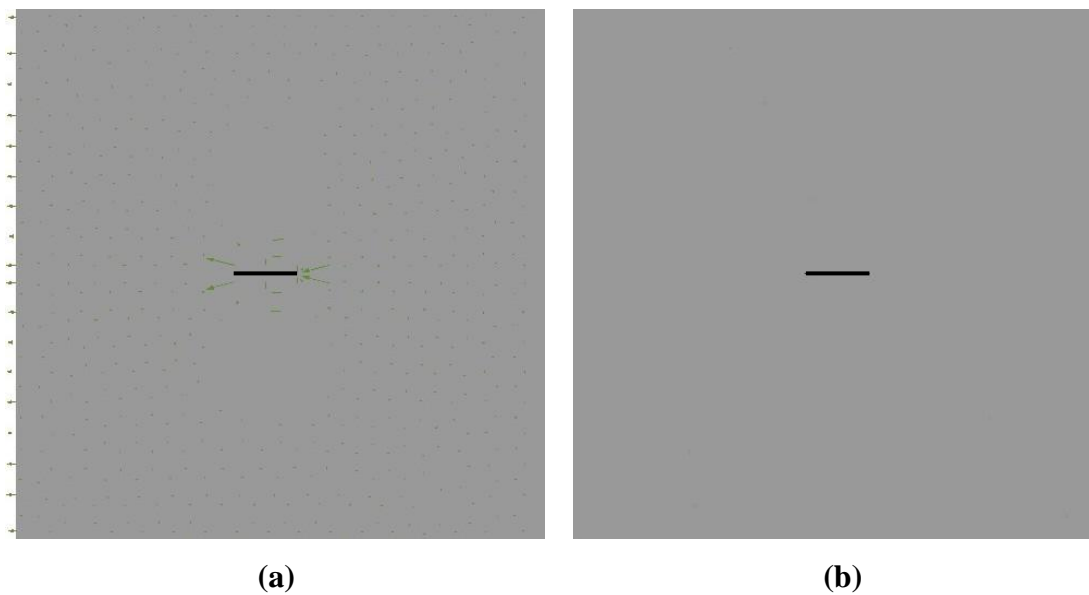
**Figura 5.24: Comprimentos de fraturas considerados de 1.2m, 2.4m, 3.6m, 4.8m, 6.0m, 7.0m, 8.0m, 9.0m e 10.0m.**

Observe a seguir que a medida que o comprimento da fratura vai aumentando a queda da pressão e o fluxo ao redor das extremidades da fratura também aumentam.

Quando o comprimento da fratura é de 1,20m, a queda de pressão ao longo da fratura é pequena, uma vez que a fratura está entre duas linhas de contorno vizinhas, e ocorre um pequeno fluxo nas extremidades.



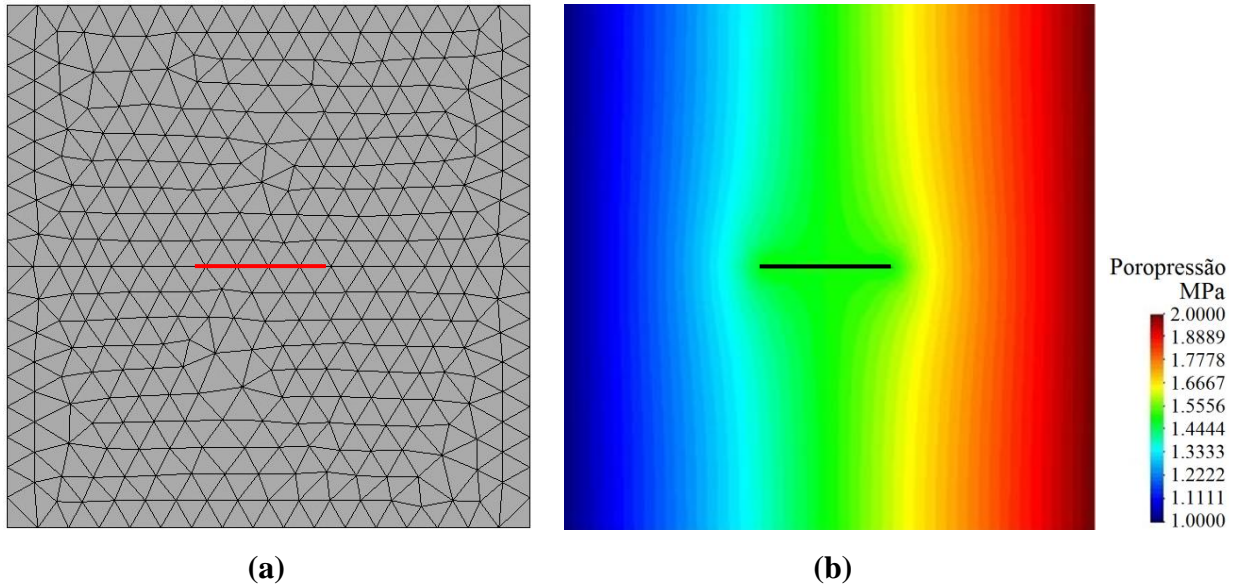
**Figura 5.25: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 1.2m de comprimento.**



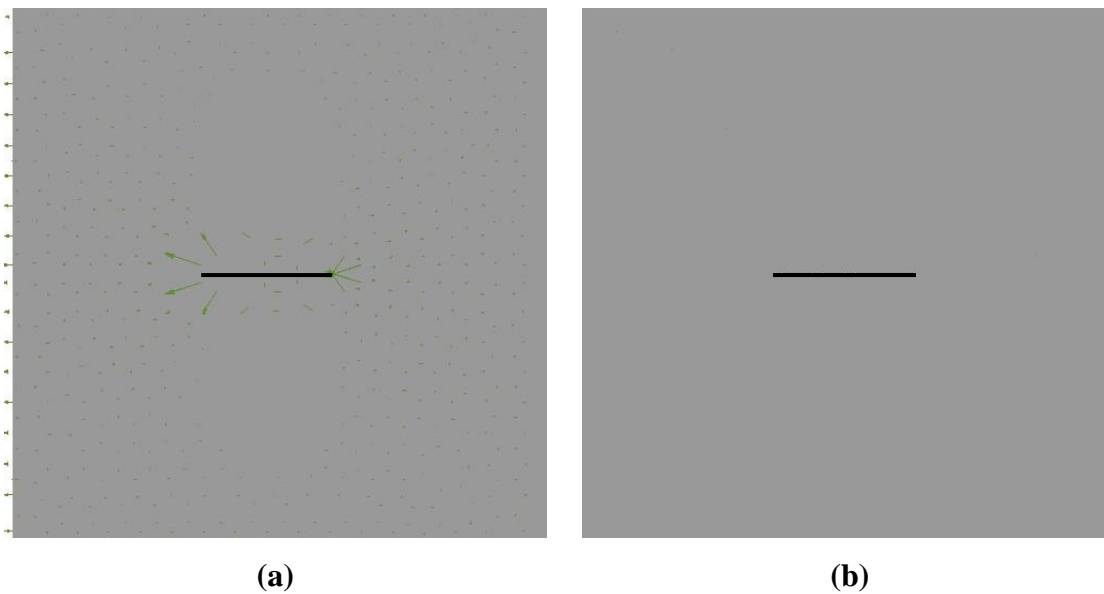
**Figura 5.26: Efeito da fratura de 1.2m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**



Quando o comprimento da fratura aumenta para 2,40m, mais fluxo se acumula nas duas extremidades da fratura.

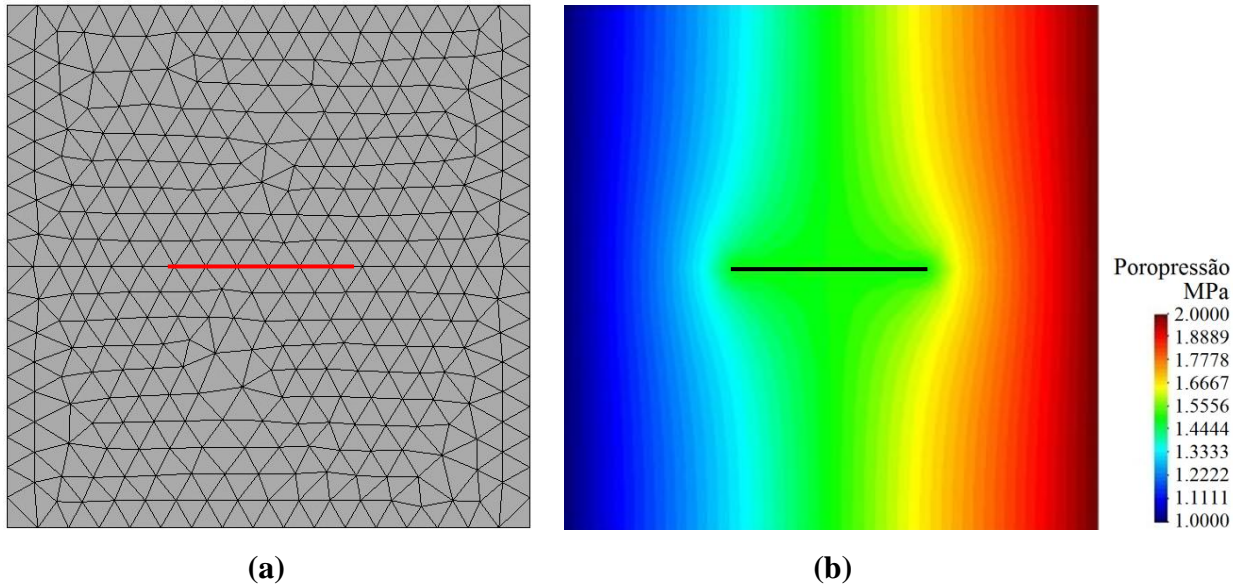


**Figura 5.27: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 2.4m de comprimento.**

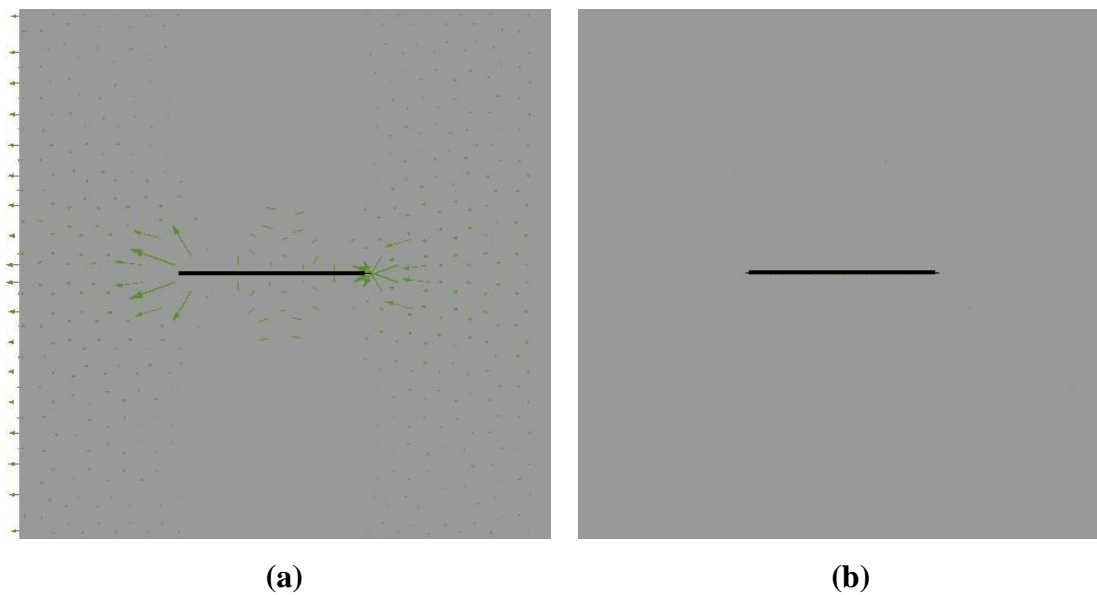


**Figura 5.28: Efeito da fratura de 2.4m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Conforme o comprimento vai aumentando a maior parte do fluxo tende a ocorrer na estreita área em torno das extremidades da fratura, provocando um efeito de canalização entre estas.

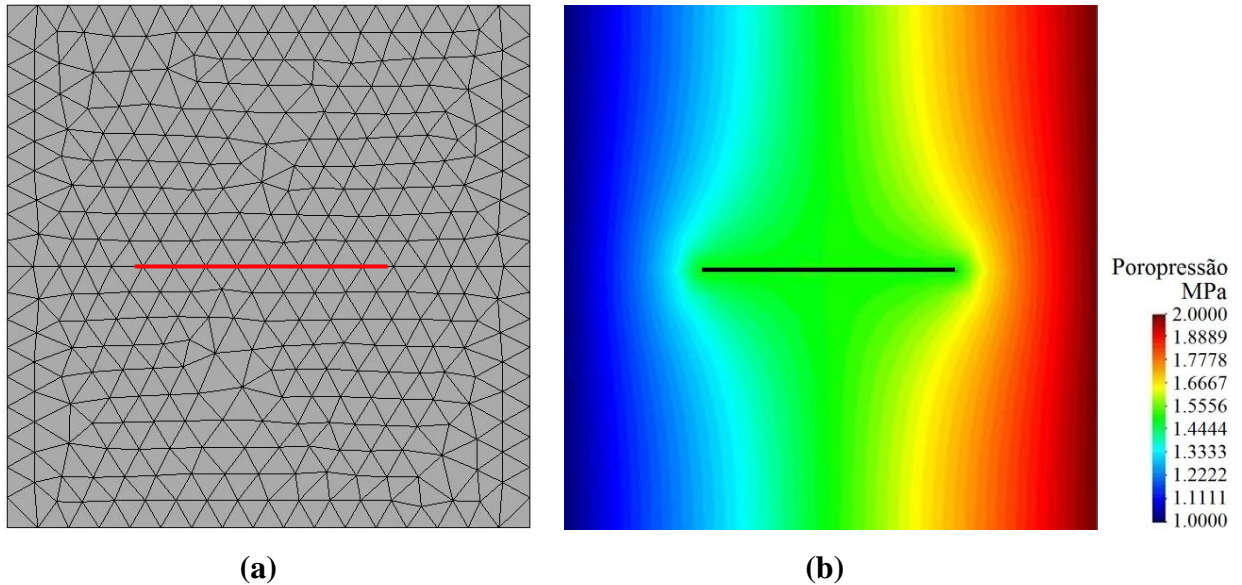


**Figura 5.29: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 3.6m de comprimento.**

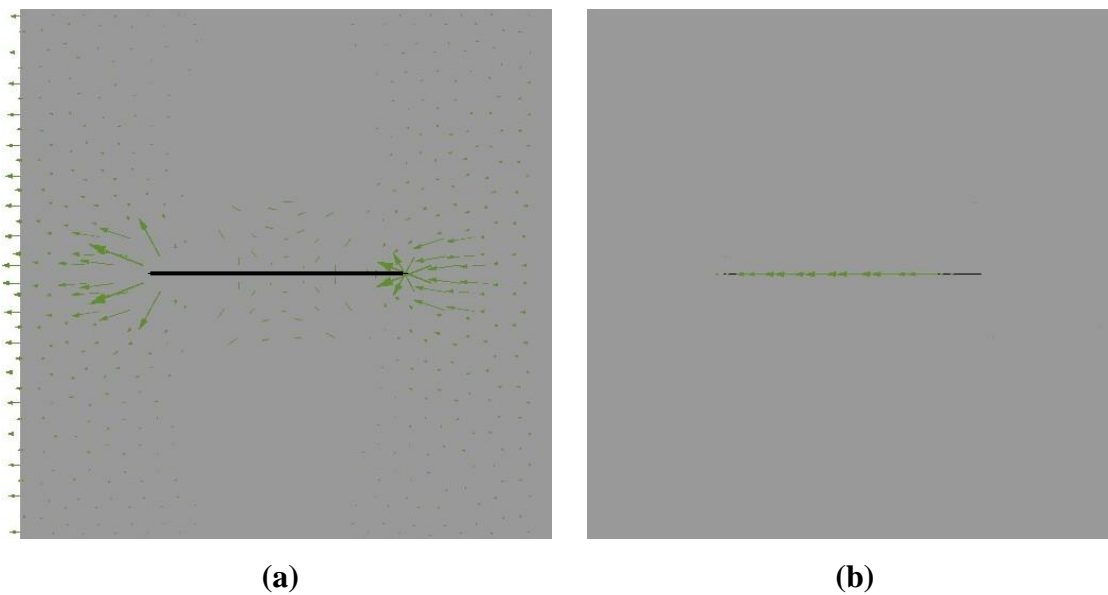


**Figura 5.30: Efeito da fratura de 3.6m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Por meio da análise de campo de fluxo também é possível perceber que com o aumento gradual do comprimento, mais líquido se acumula na fratura reduzindo assim a eficiência em outras partes do modelo. A queda de pressão se torna mais evidente.

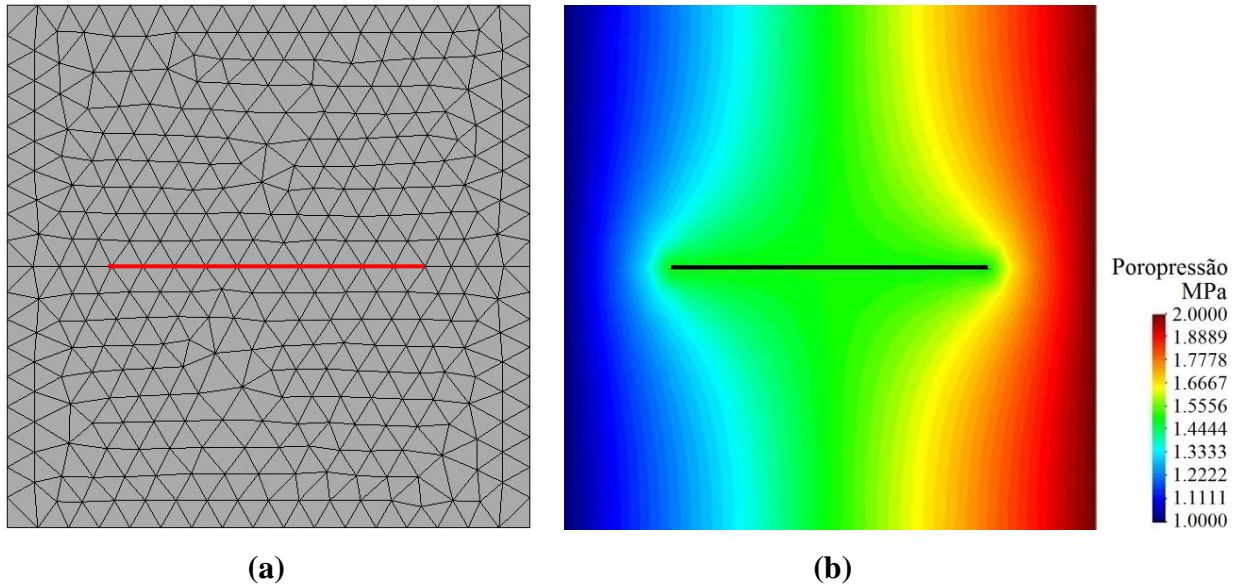


**Figura 5.31: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 4.8m de comprimento.**

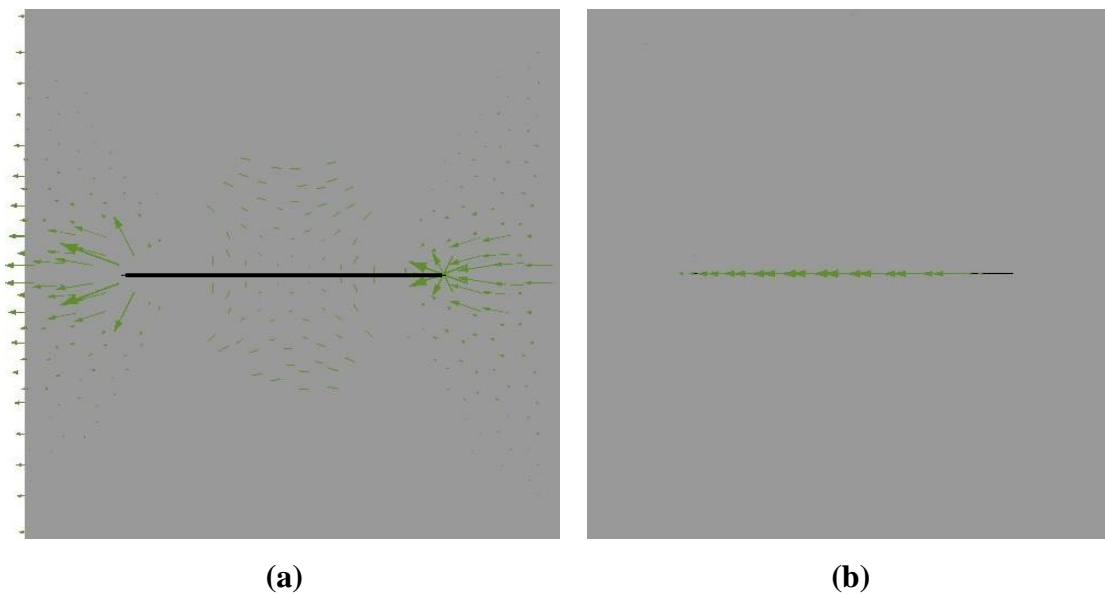


**Figura 5.32: Efeito da fratura de 4.8m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Quando o comprimento da fratura aumenta para 6,00m, pode-se perceber que o tamanho dos vetores ao longo da fratura apresenta primeiramente um aumento seguido de uma diminuição.

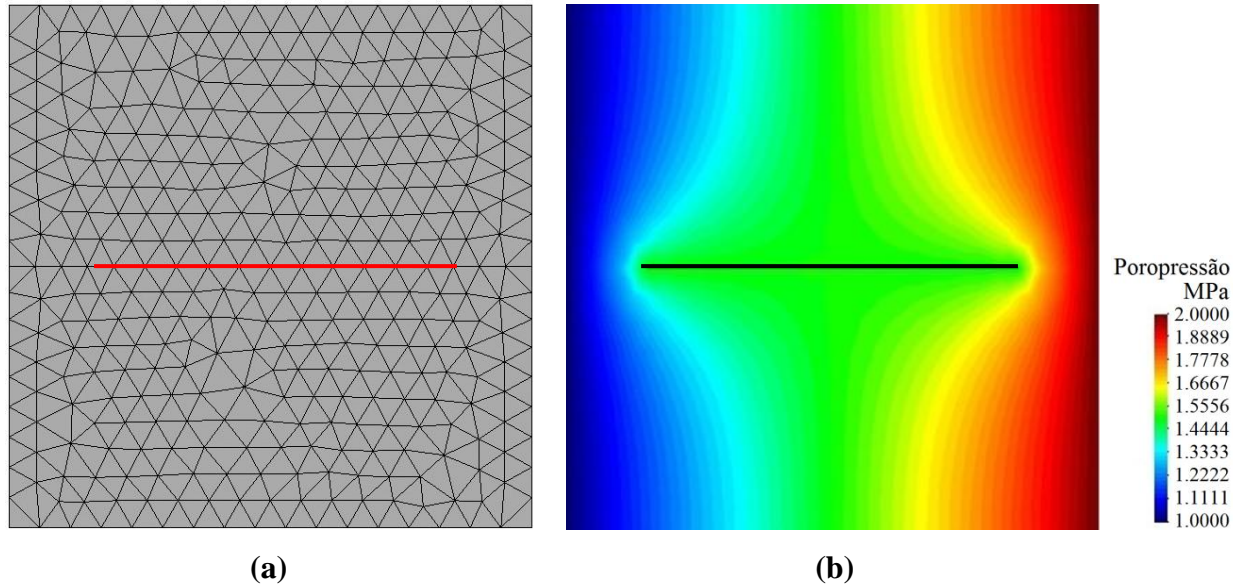


**Figura 5.33: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 6.0m de comprimento.**

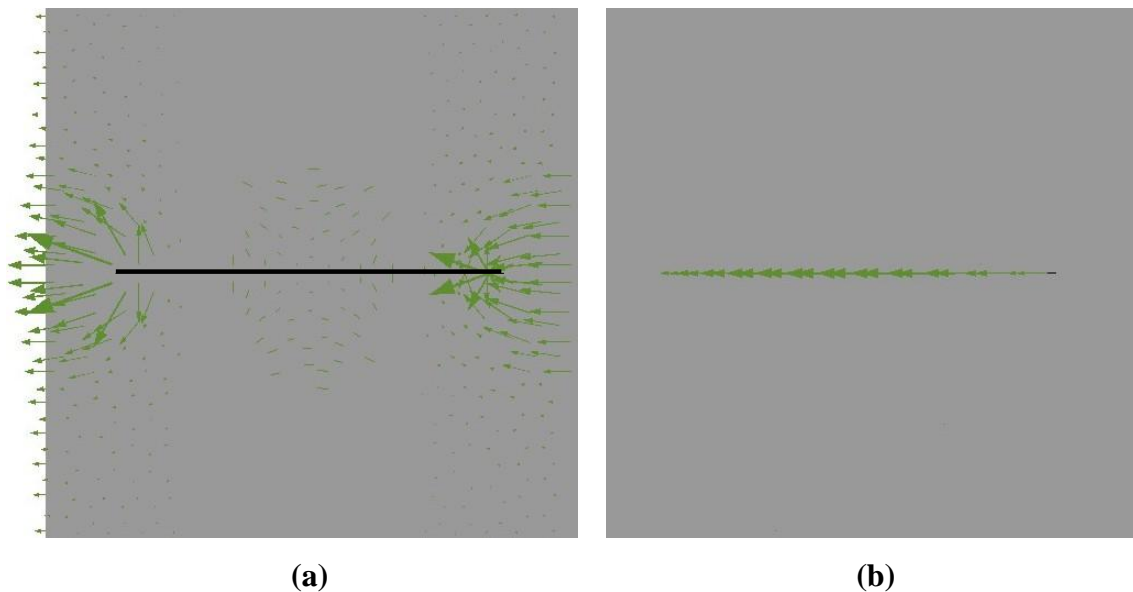


**Figura 5.34: Efeito da fratura de 6.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Agora com 7,00 metros, fica ainda mais evidente este comportamento, o que sugere que o fluxo primeiro aumenta e, em seguida, diminui. A queda de pressão continua a aumentar.

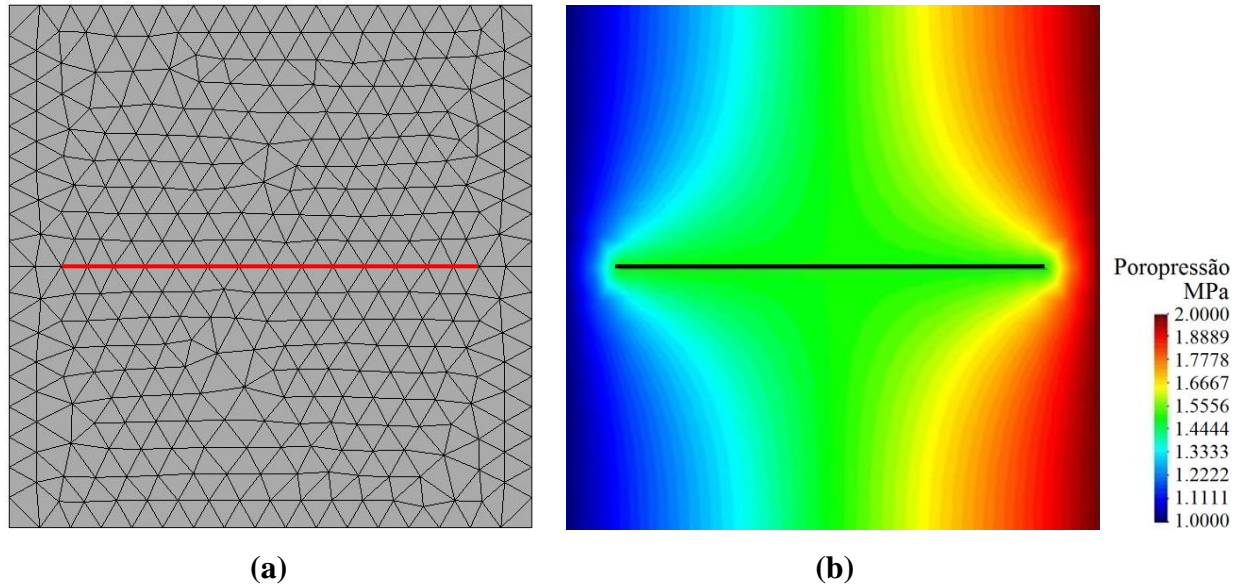


**Figura 5.35: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 7.0m de comprimento.**

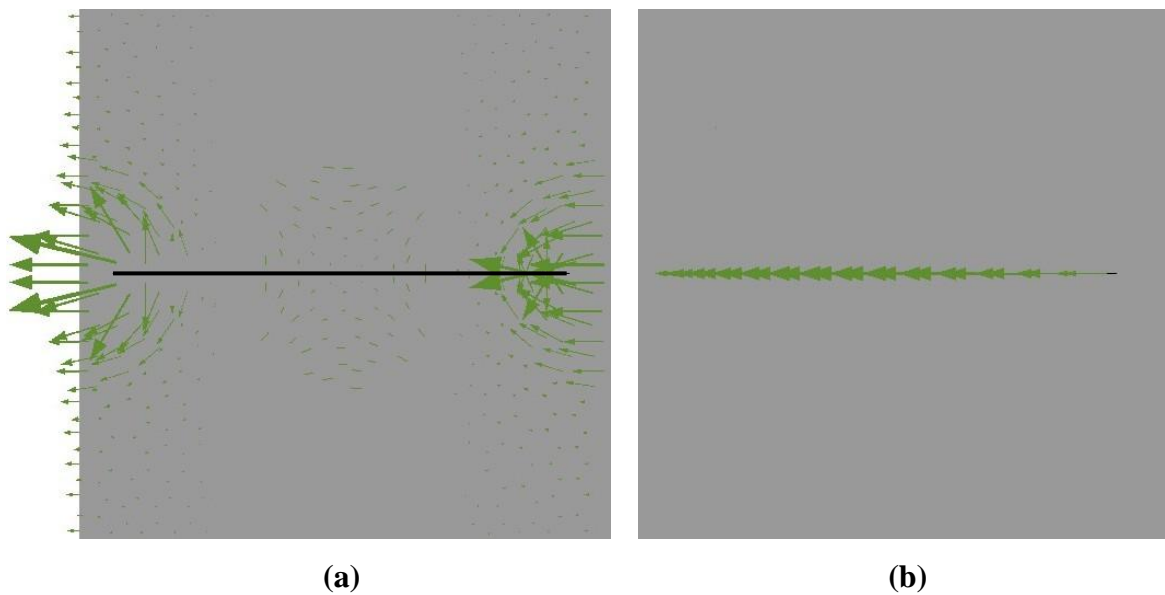


**Figura 5.36: Efeito da fratura de 7.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Este comportamento se deve ao acúmulo de fluido na ponta da fratura, o que faz com que o fluxo aumente primeiro. Então ocorre a diminuição do fluxo devido ao fluido penetrar na matriz ao redor da fratura.

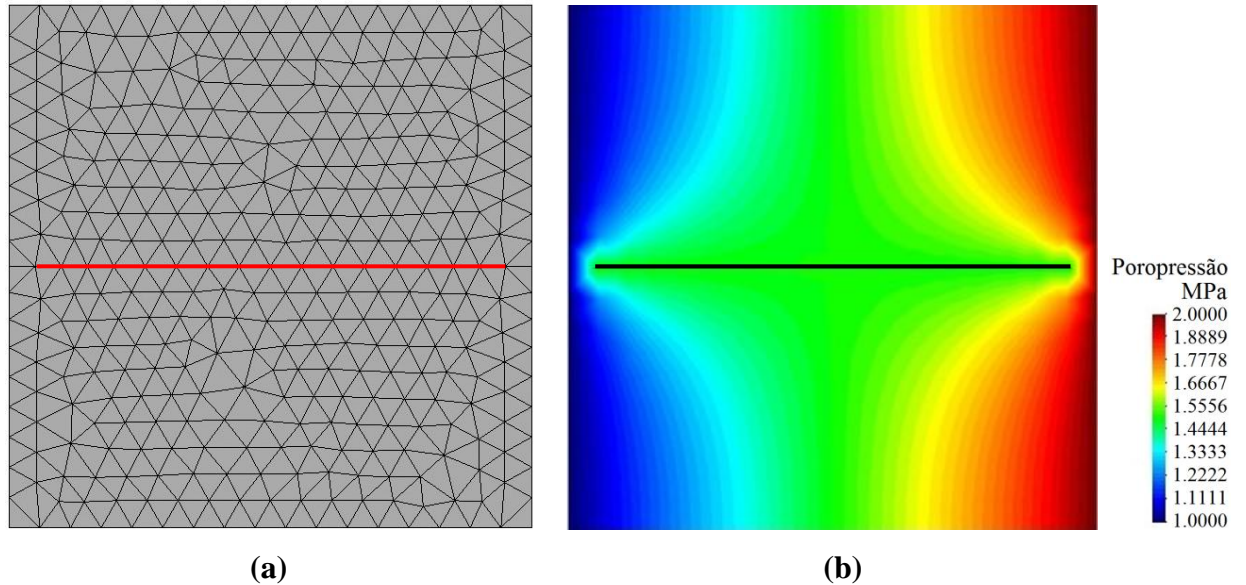


**Figura 5.37: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 8.0m de comprimento.**

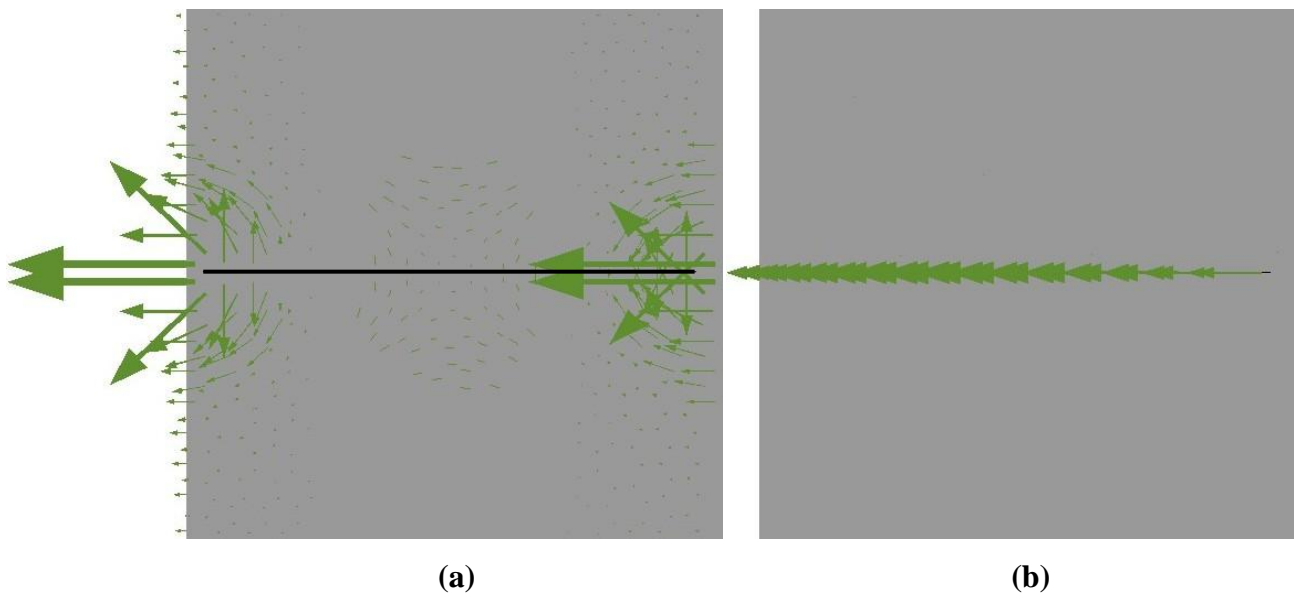


**Figura 5.38: Efeito da fratura de 8.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Com o aumento do comprimento da fratura, a permeabilidade entre as laterais aumenta ainda mais e, em se tratando de comprimentos inteiros, ou seja, a cada metro, a queda de pressão tem o seu maior valor aos 9,00m, imediatamente antes da ligação entre as laterais da região.

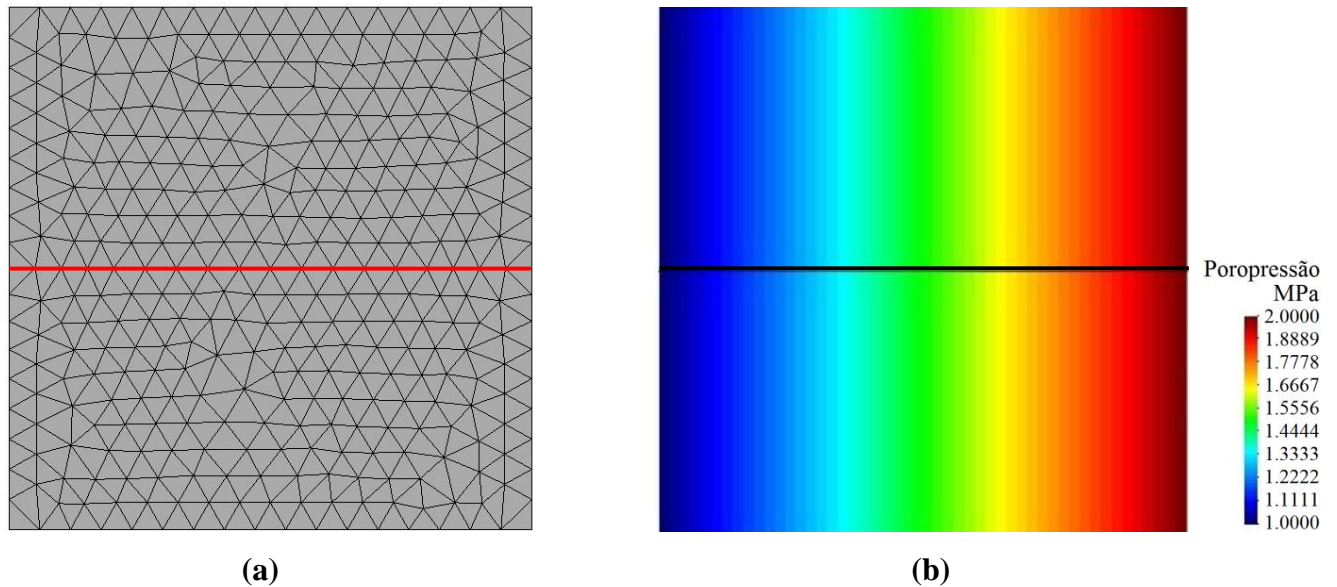


**Figura 5.39: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 9.0m de comprimento.**

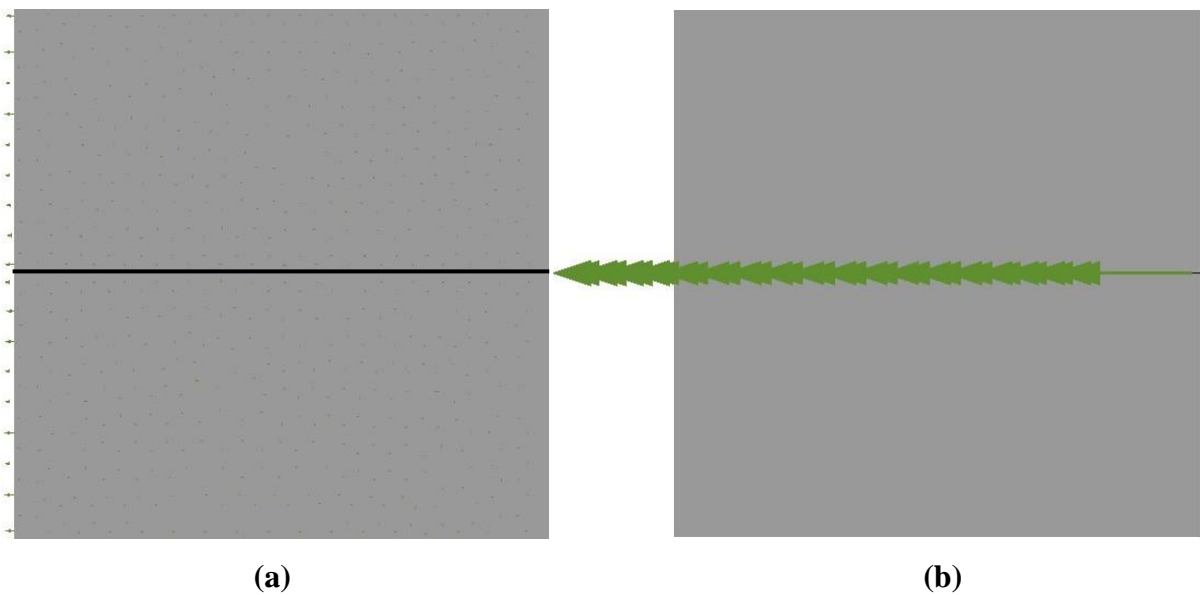


**Figura 5.40: Efeito da fratura de 9.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Aos 10,0m ocorre a comunicação entre os extremos, o aumento da permeabilidade no interior da fratura é elevado devido a conexão direta entre os laterais diametralmente opostas. O fluxo no interior da fratura e a poropressão tornam-se uniformes.



**Figura 5.41: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de 10.0m de comprimento.**

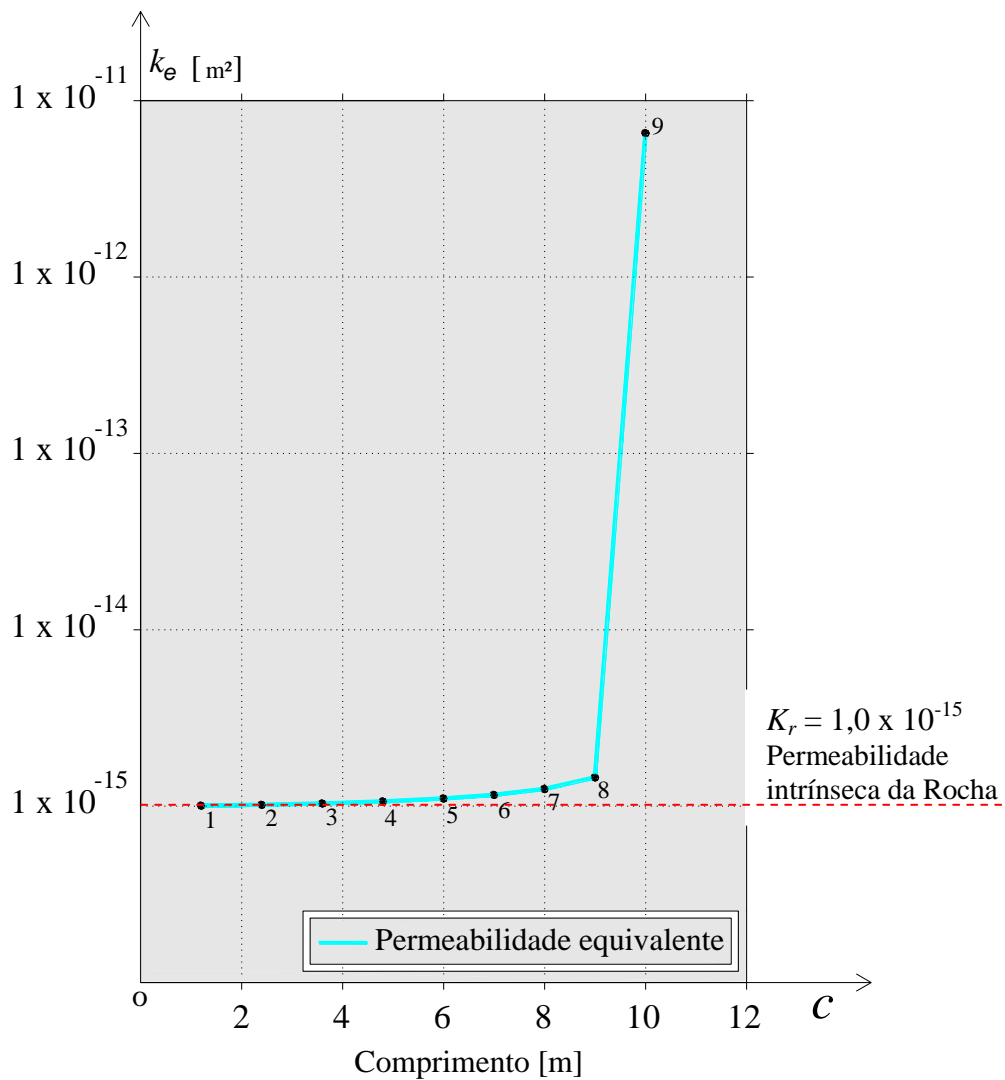


**Figura 5.42: Efeito da fratura de 10.0m de comprimento na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**



Conforme já mencionado anteriormente, foi necessário um ajuste de escalas para a visualização dos resultados. Exclusivamente, para o caso da Figura 5.42 (b), foi indispensável uma nova correção do tamanho das setas que representam os vetores de fluxo no interior da fratura. Estes vetores, já diminuídos anteriormente de 1.500 vezes em relação ao tamanho dos vetores que representam o fluxo na rocha, foram diminuídos mais 3.000 vezes para poderem ser visualizados e ajustados a configuração de imagens desta dissertação.

Na Figura 5.43 é possível ver a curva de relação entre a permeabilidade e o comprimento da fratura. A Tabela 6 apresenta os valores de permeabilidade para os pontos de 1 a 9.



**Figura 5.43: Curva do efeito do comprimento da fratura na permeabilidade.**

Pontos	Comprimento [m]	Permeabilidade equivalente [m <sup>2</sup> ]
1	1.2	1.018012E-15
2	2.4	1.059693E-15
3	3.6	1.129198E-15
4	4.8	1.232300E-15
5	6.0	1.383943E-15
6	7.0	1.567788E-15
7	8.0	1.867703E-15
8	9.0	2.457130E-15
9	10.0	8.334333E-12

**Tabela 6: Permeabilidade equivalente  $k_e$  da rocha para os comprimentos de estudo da fratura.**

O valor de permeabilidade equivalente de  $8.334333 \times 10^{-12}$  m<sup>2</sup>, relativo ao ponto 9, com comprimento de fratura de 10m, suficiente para realizar a comunicação entre os extremos, pode ser verificado analiticamente segundo Craig e Knappett (2015), conforme Figura 5.44, por meio da Equação:

$$K_{eh} = \frac{K_1 \times h_1 + K_2 \times h_2 + K_3 \times h_3}{h_1 + h_2 + h_3} \quad (5.1)$$

onde:

$K_{eh}$  = Permeabilidade equivalente horizontal;

$K_1$  = Permeabilidade da camada 1;

$h_1$  = Altura da camada 1;

$K_2$  = Permeabilidade da camada 2;

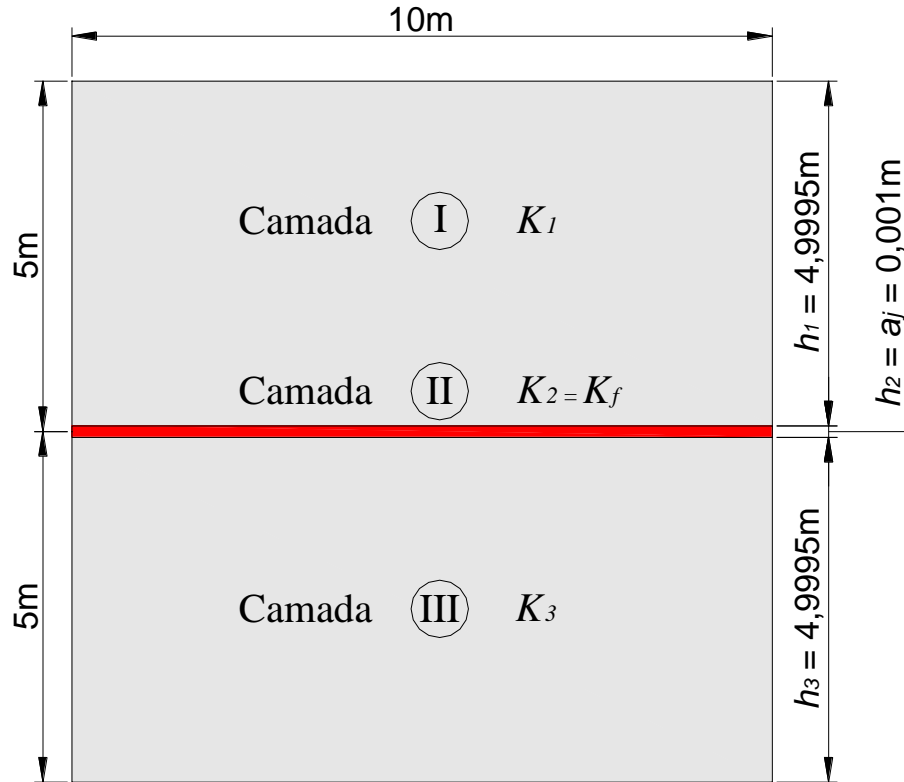
$h_2$  = Altura da camada 2;

$K_3$  = Permeabilidade da camada 3;

$h_3$  = Altura da camada 3.

A permeabilidade das camadas 1 e 3 é dada pela permeabilidade da rocha  $K_r = 1.0 \times 10^{-15}$  m<sup>2</sup> (Tabela 2). A permeabilidade  $K_2$  é a permeabilidade da fratura  $K_f$  que pode ser calculada por meio da Equação (2.24), sendo neste caso  $h_2 = a_j = 0,001$ m.

$$K_f = \frac{0.001^2}{12} \rightarrow K_f = 8.33 \times 10^{-8} \text{ m}^2$$



**Figura 5.44: Esquema de camadas para verificação analítica.**

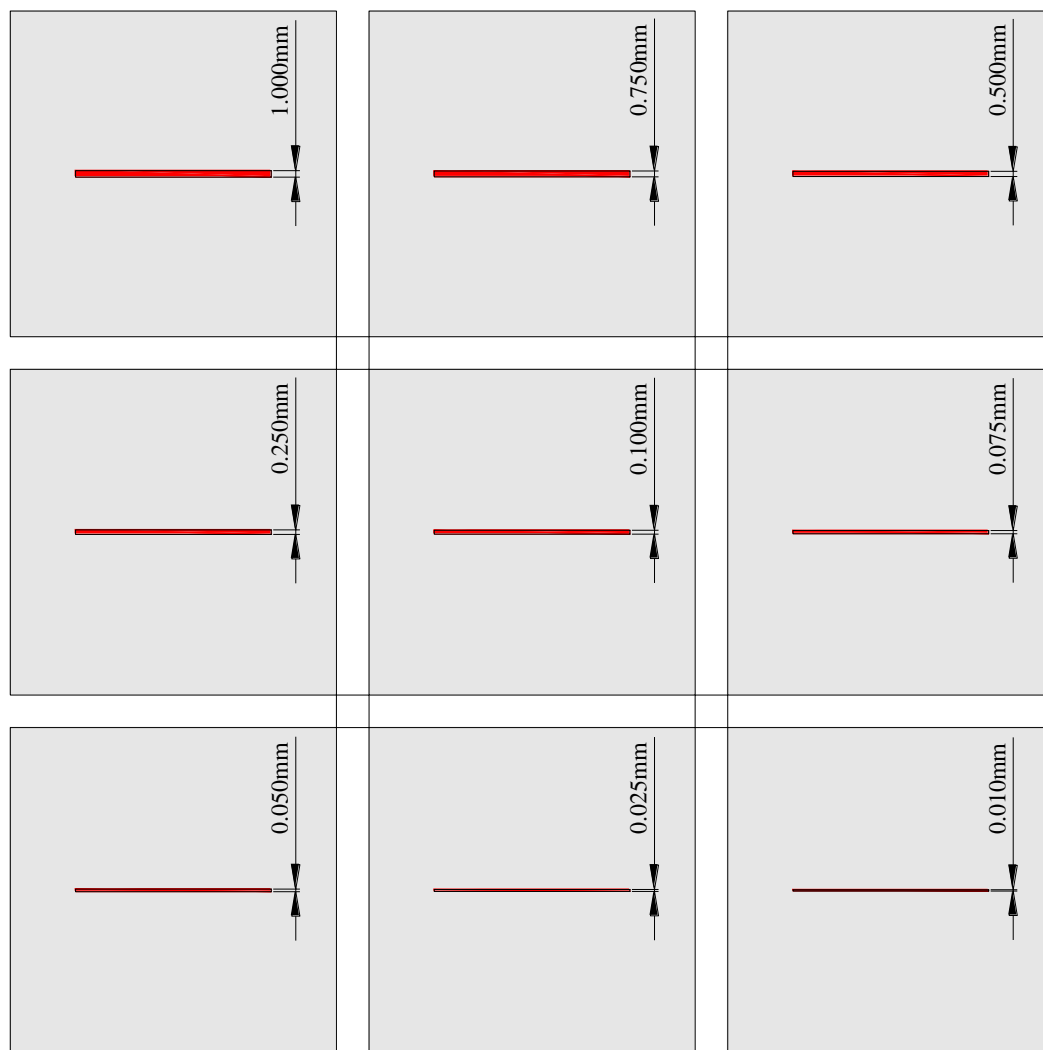
Desta forma, o valor da permeabilidade equivalente horizontal vale:

$$K_{eh} = \frac{1.0 \times 10^{-15} \times 4,995 + 8.33 \times 10^{-8} \times 0,001 + 1.0 \times 10^{-15} \times 4,995}{4,995 + 0,001 + 4,995}$$

$$K_{eh} = 8.330999 \times 10^{-12} \text{ m}^2 \cong 8.334333 \times 10^{-12} \text{ m}^2$$

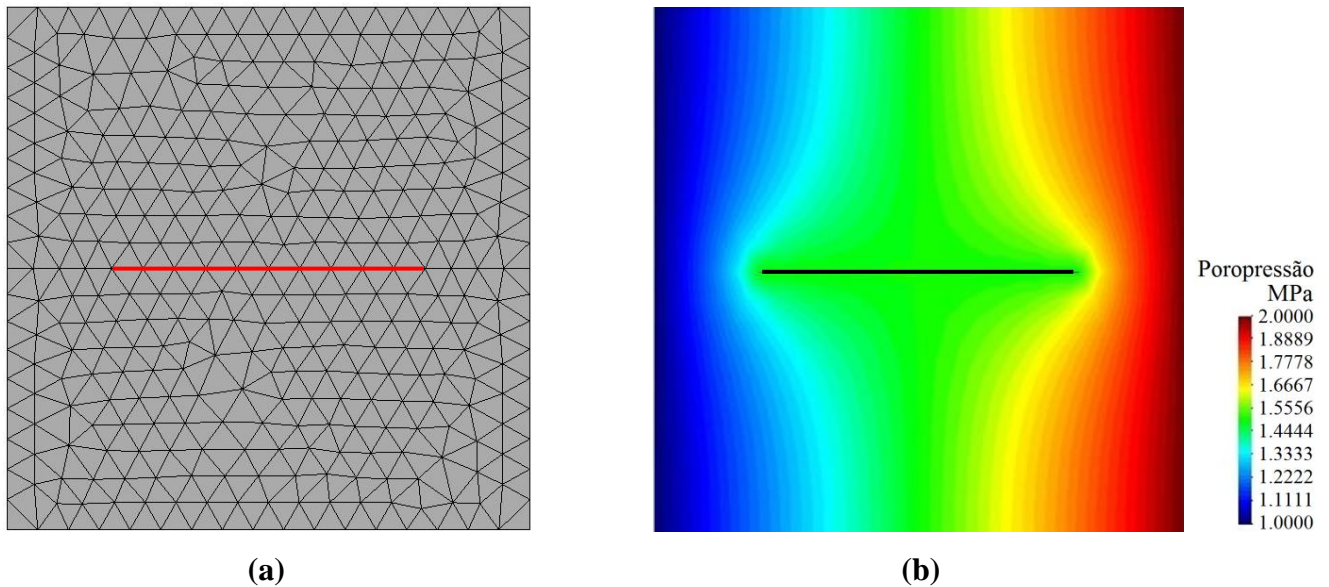
### 5.1.3 Efeito da abertura da fratura

Neste modelo é feita a simulação da influência da abertura da fratura enquanto a orientação e o comprimento permanecem inalterados. As aberturas de fraturas consideradas foram de 1.000mm, 0.750mm, 0.500mm, 0.250mm, 0.100mm, 0.075mm, 0.050mm, 0.025mm e 0.010mm conforme Figura 5.45. Estas aberturas foram analisadas separadamente. A orientação da fratura foi fixada em  $0^\circ$  e o comprimento em 6m. A malha de elementos finitos escolhida para o estudo é a mesma do item 5.1.2.

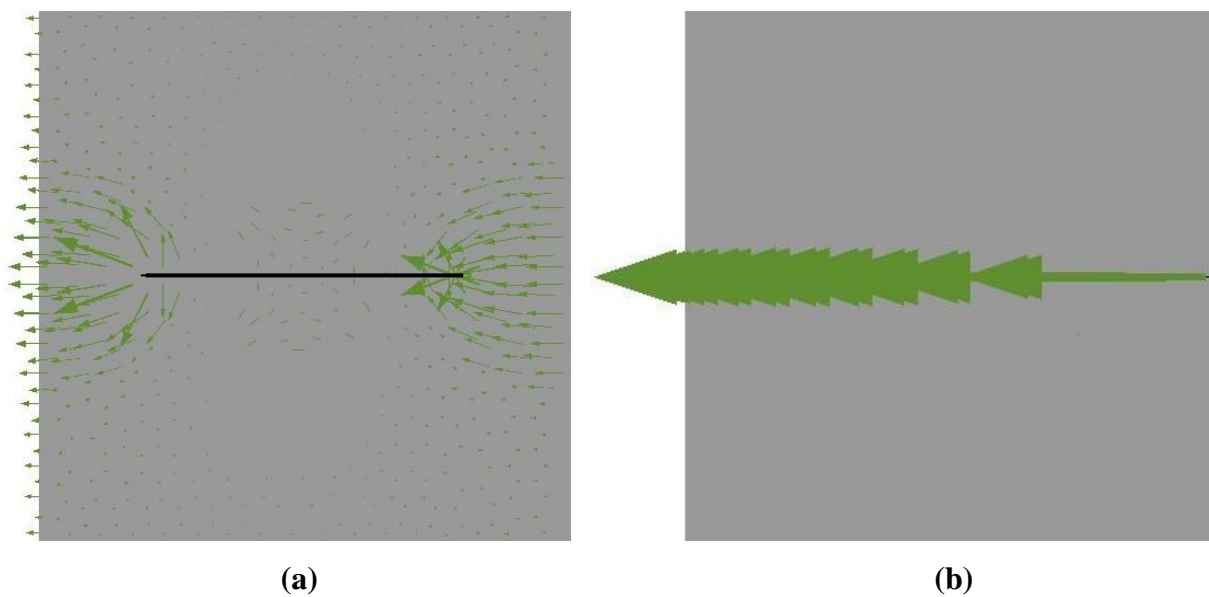


**Figura 5.45: Aberturas de fraturas consideradas de 1.000mm, 0.750mm, 0.500mm, 0.250mm, 0.100mm, 0.075mm, 0.050mm, 0.025mm e 0.010mm.**

Nas Figuras de 5.46 a 5.63 são mostradas a malha utilizada, os campos de pressões e os efeitos na permeabilidade da rocha e da fratura para as aberturas de estudo da fratura. A maioria das linhas de fluxo é concentrada em torno das fraturas.

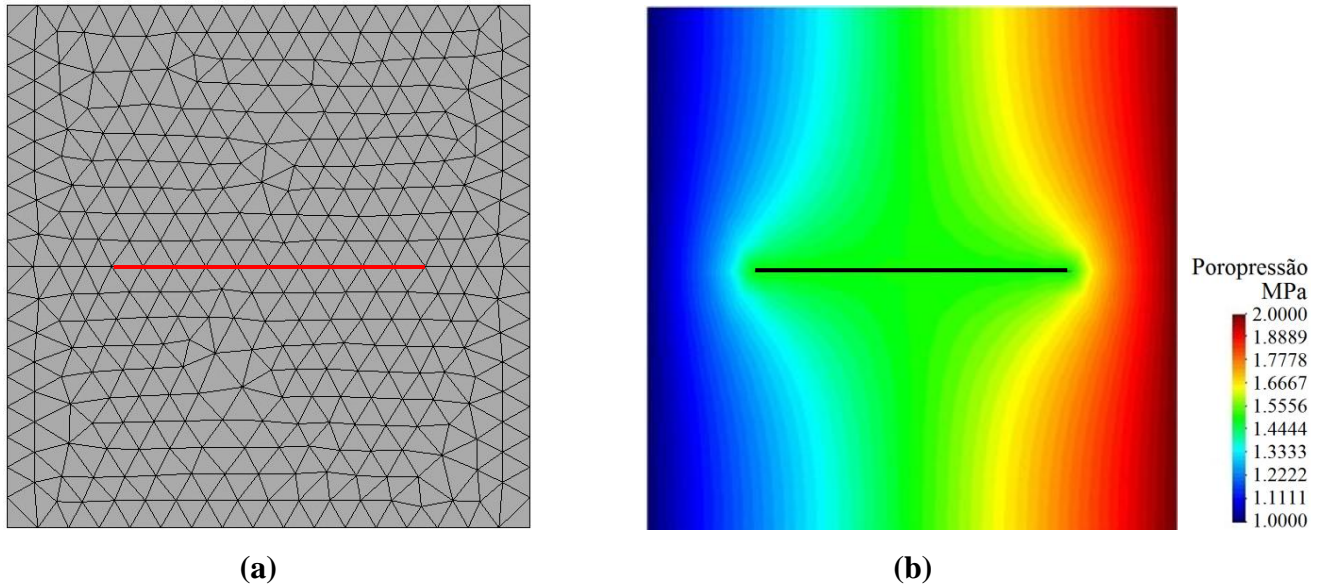


**Figura 5.46: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 1.000mm.**

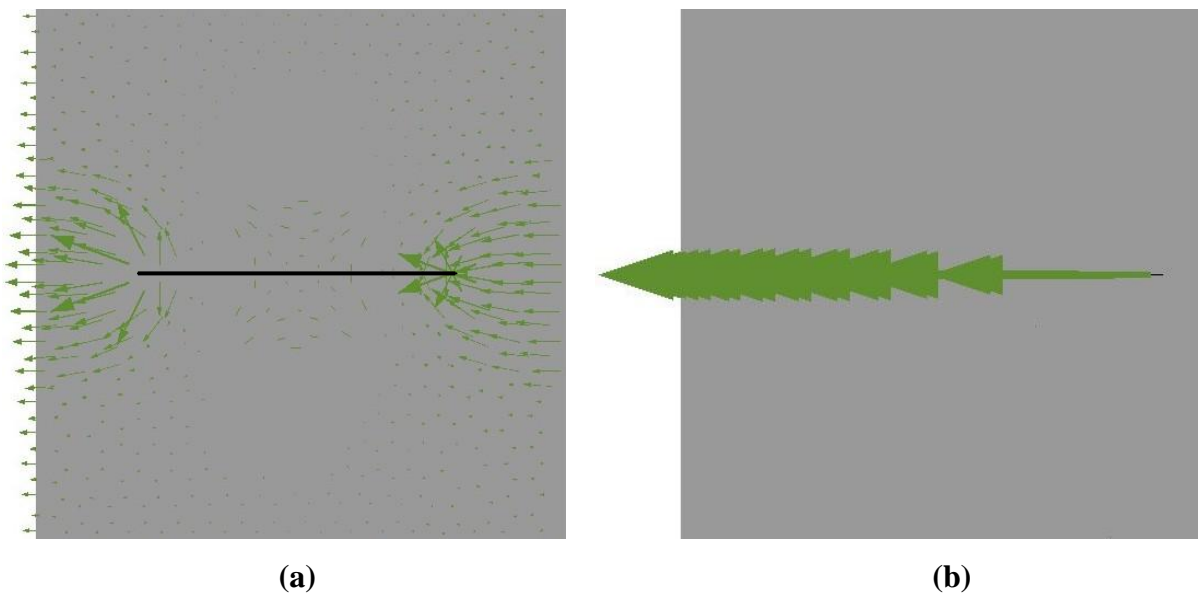


**Figura 5.47: Efeito da fratura de abertura de 1.000mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Conforme a abertura da fratura vai diminuindo ocorre a diminuição do fluxo no interior da fratura, entretanto o comportamento da infiltração nas extremidades da fratura praticamente não muda.

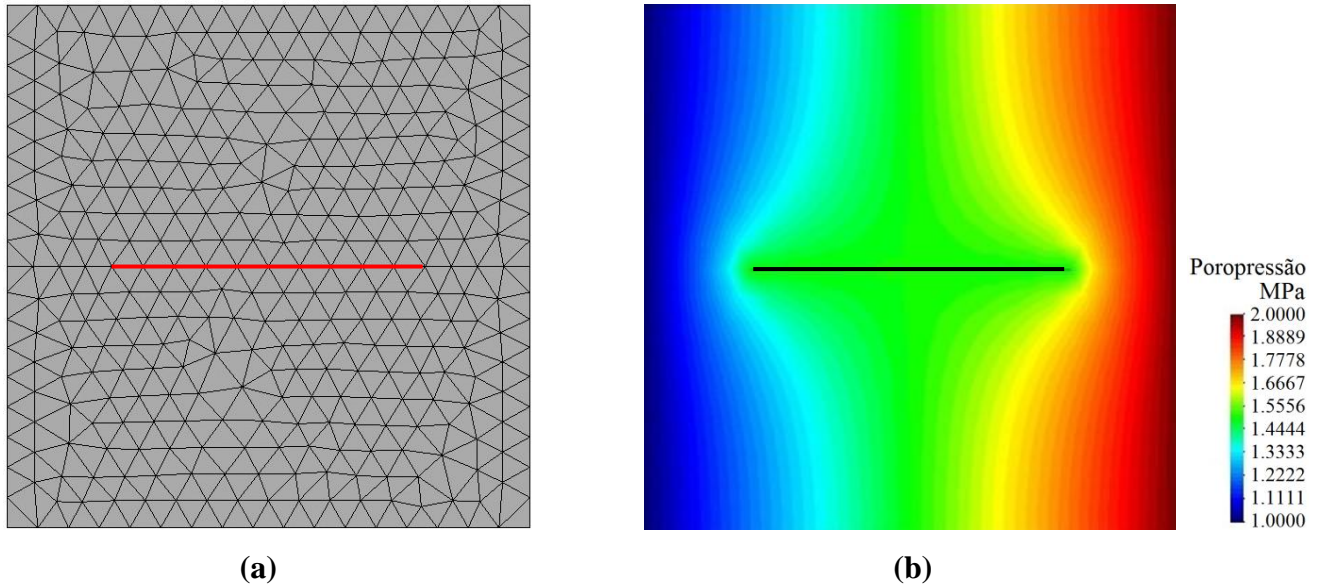


**Figura 5.48: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.750mm.**

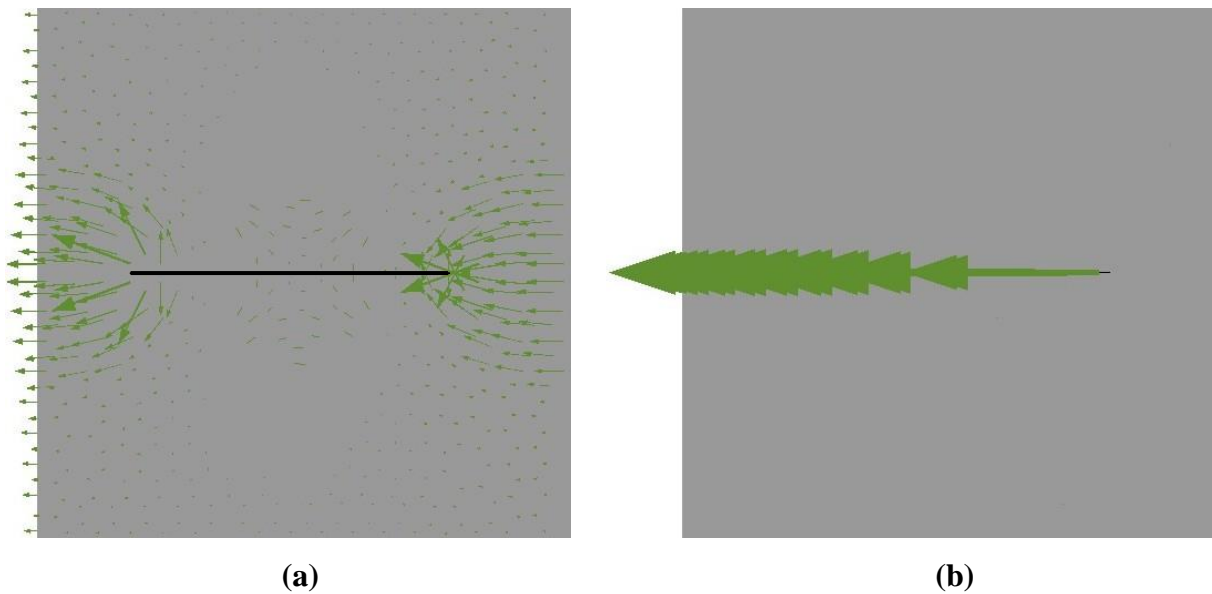


**Figura 5.49: Efeito da fratura de abertura de 0.750mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A variação de permeabilidade na rocha na faixa de 1mm até 0.1mm é muito pequena e o campo de pressões praticamente não muda.

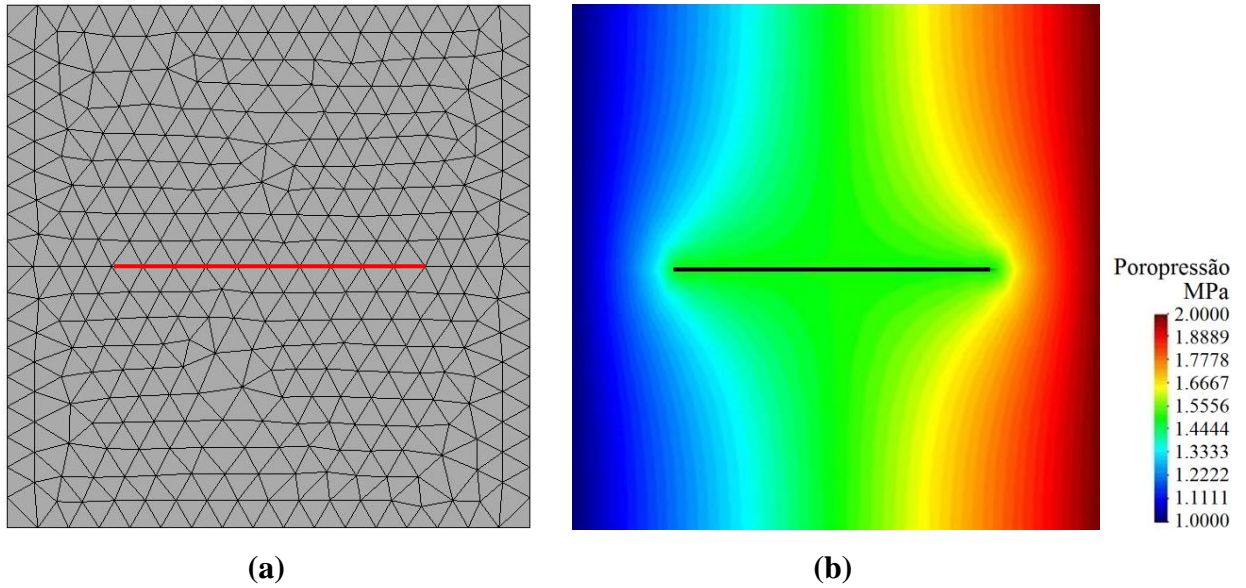


**Figura 5.50: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.500mm.**

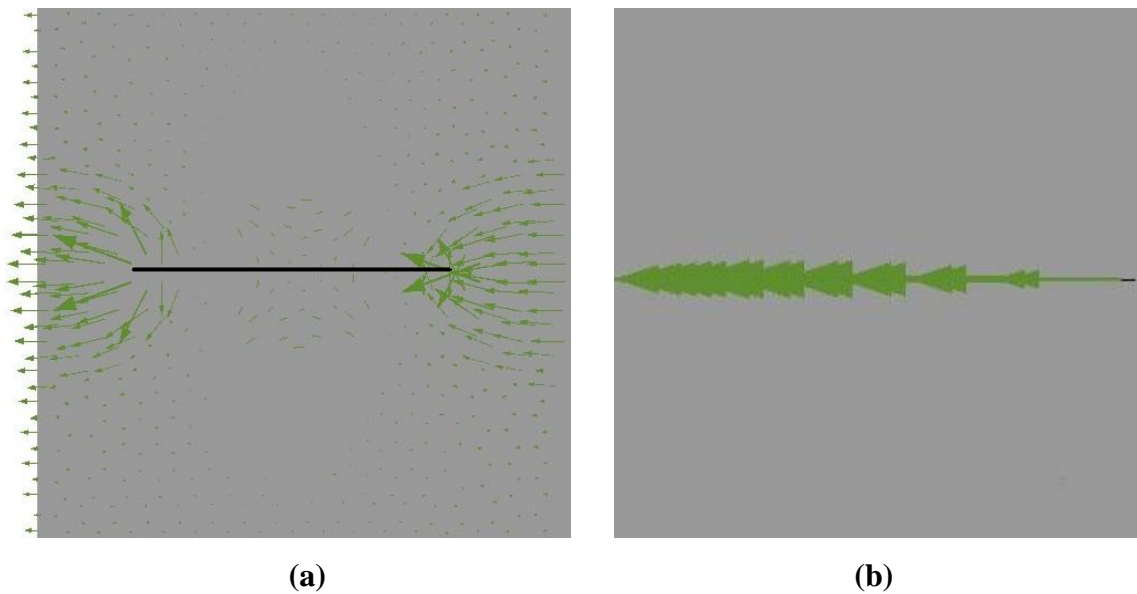


**Figura 5.51: Efeito da fratura de abertura de 0.500mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A redução da queda de pressão ao longo da fratura para a abertura de 0.250mm ainda é pequena, entretanto o fluxo no interior da fratura começa a reduzir consideravelmente.



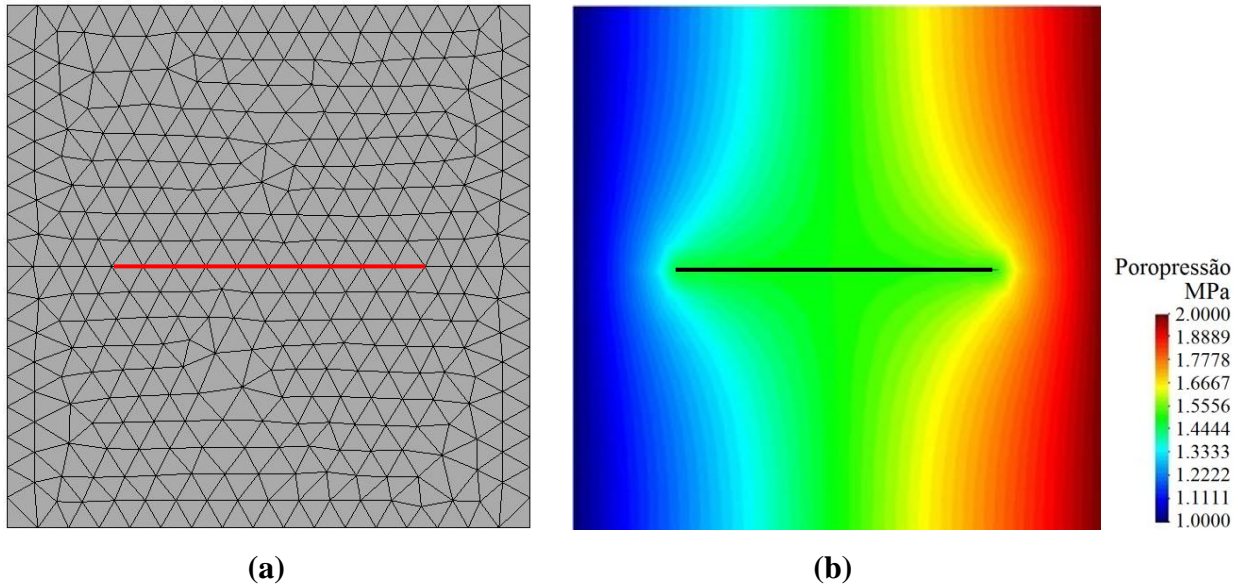
**Figura 5.52: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.250mm.**



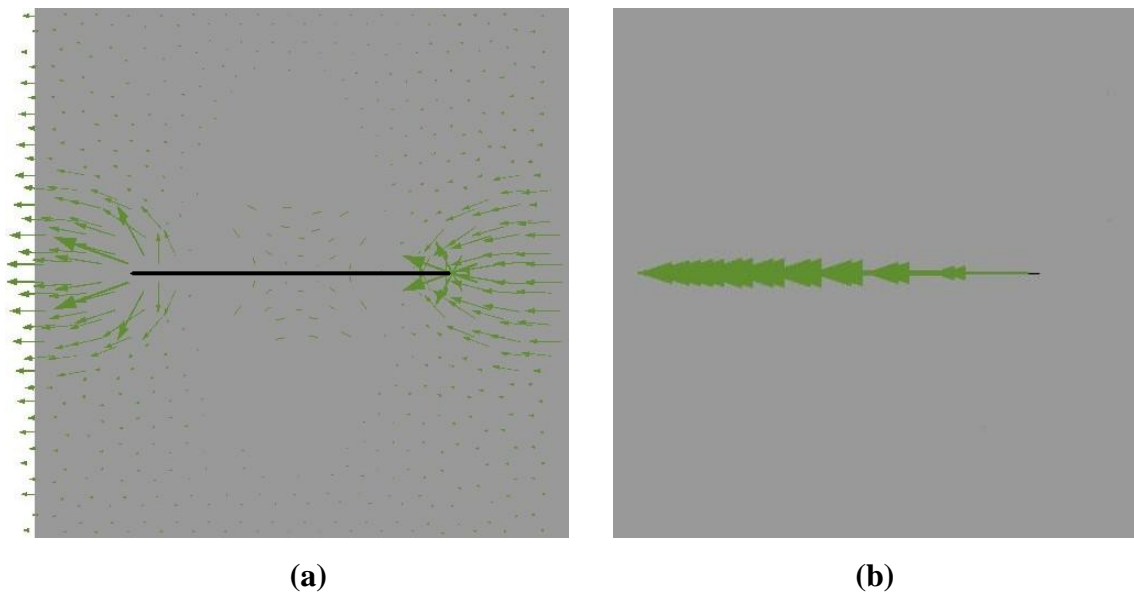
**Figura 5.53: Efeito da fratura de abertura de 0.250mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**



Diminuindo mais a abertura, agora no intervalo de 0.1 mm a 0.01 mm, a variação da permeabilidade torna-se mais sensível.

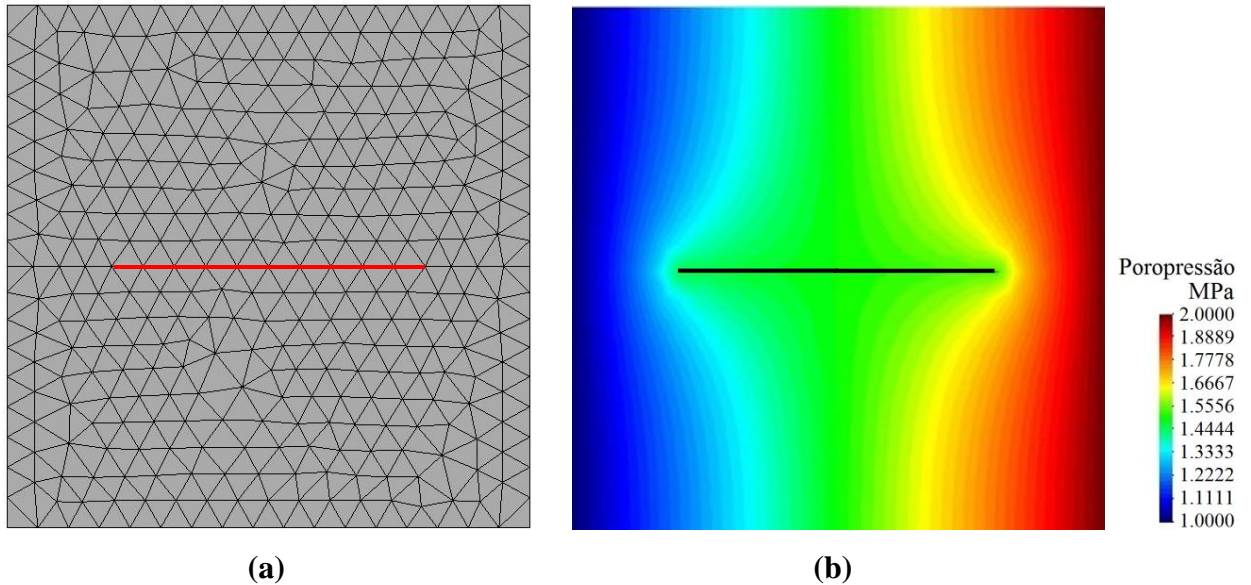


**Figura 5.54: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.100mm.**

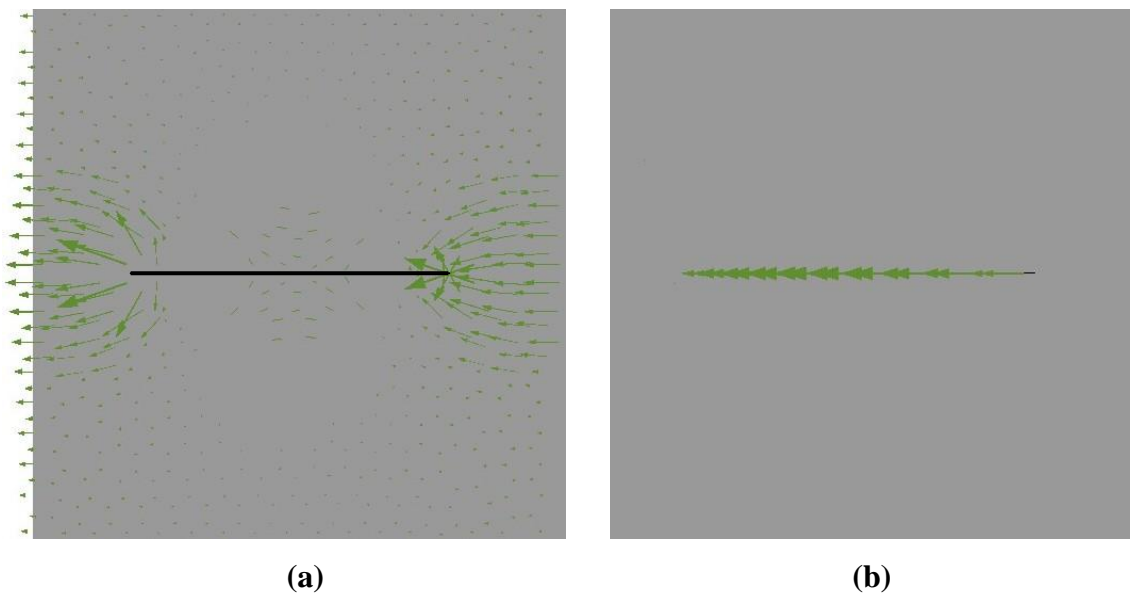


**Figura 5.55: Efeito da fratura de abertura de 0.100mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Dentro deste intervalo de valores, conforme vai ocorrendo a diminuição da abertura o fluxo da rocha torna-se mais enfraquecido, mostrando que é possível o maior controle do fluxo, o que torna o controle da infiltração significativa.

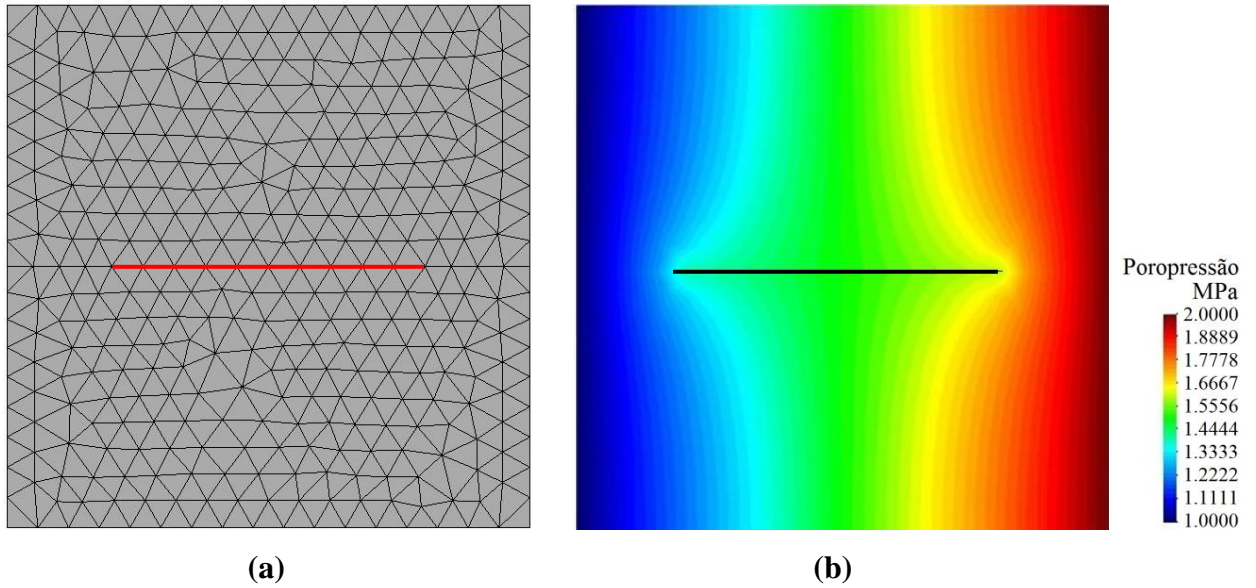


**Figura 5.56: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.075mm.**

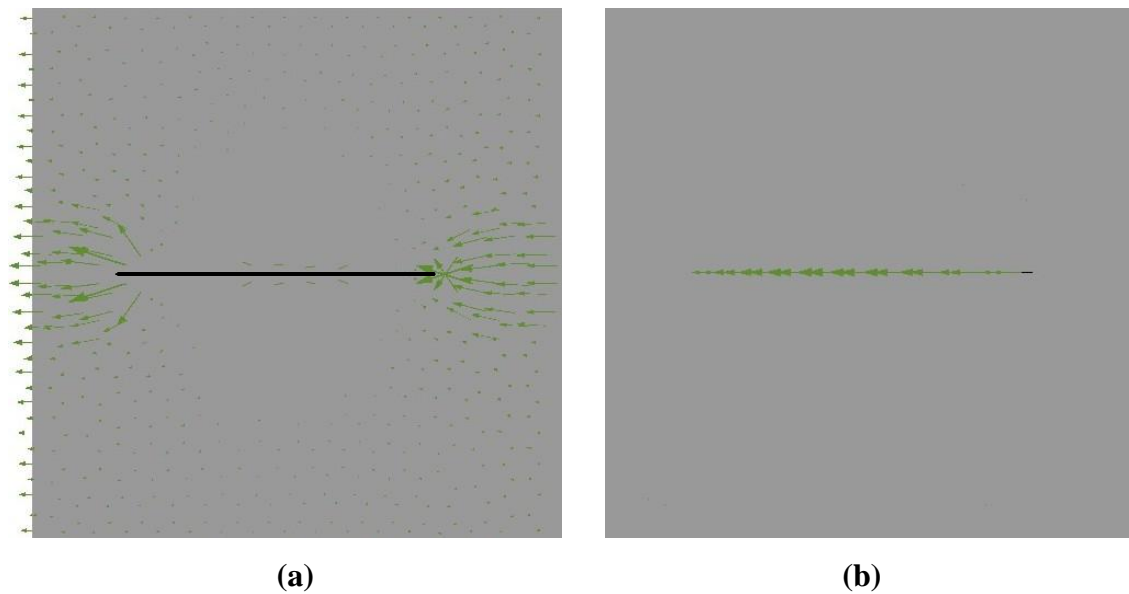


**Figura 5.57: Efeito da fratura de abertura de 0.075mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Apesar da ligeira redução da queda de pressão o fluxo nas duas extremidades da fratura enfraquece consideravelmente.

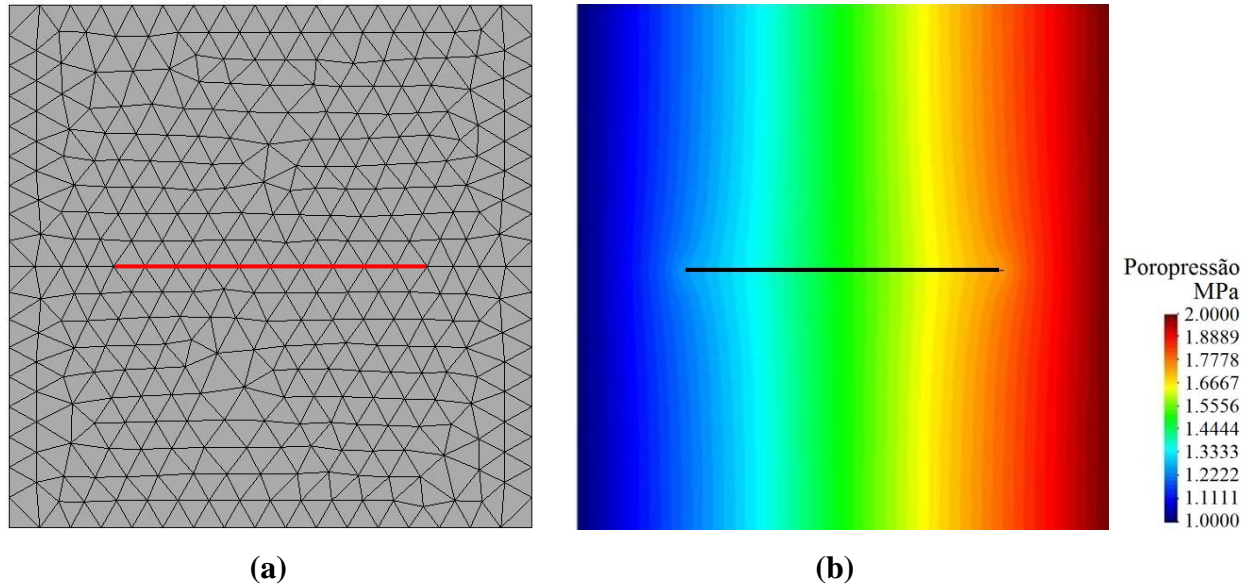


**Figura 5.58: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.050mm.**

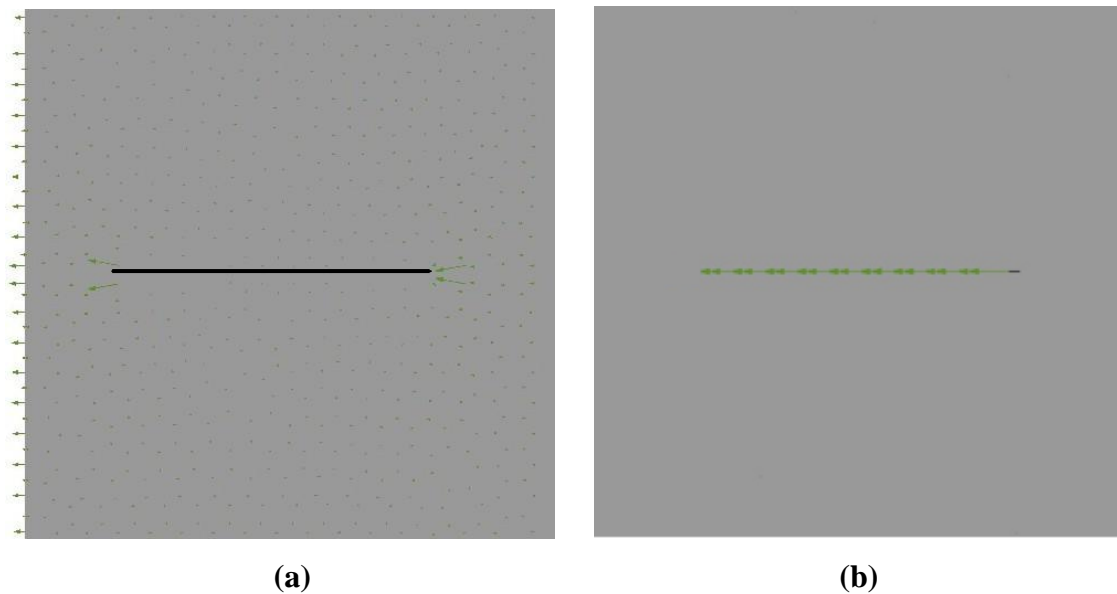


**Figura 5.59: Efeito da fratura de abertura de 0.050mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

A partir de 0.025mm, ocorre uma redução considerável da queda da pressão nas extremidades da fratura e o fluxo no interior da fratura e na rocha enfraquece drasticamente.

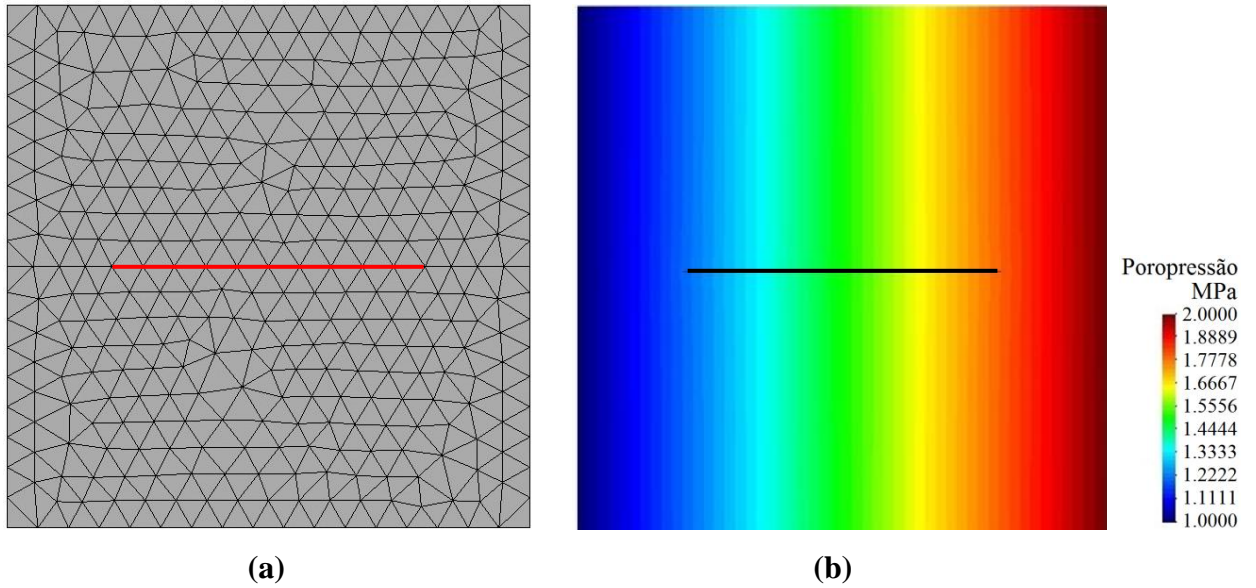


**Figura 5.60: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.025mm.**

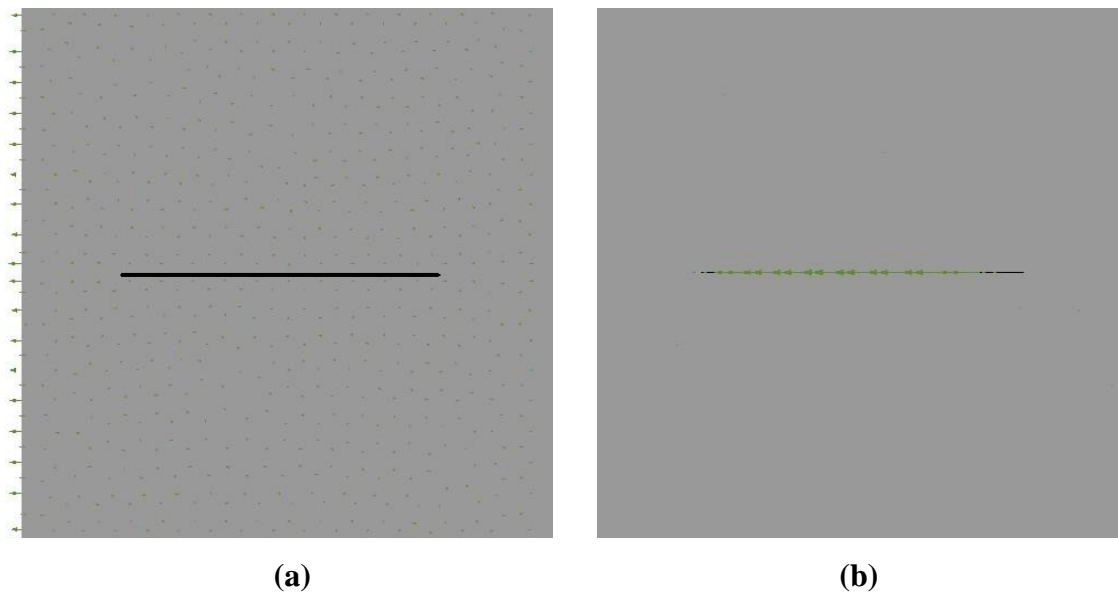


**Figura 5.61: Efeito da fratura de abertura de 0.025mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Quando a abertura é reduzida para 0.01mm, a infiltração na fratura enfraquece ainda mais, e o fluxo na rocha é mais equilibrado.



**Figura 5.62: Malha de elementos finitos (a) e campo de pressão (b) para fratura de abertura de 0.010mm.**



**Figura 5.63: Efeito da fratura de abertura de 0.010mm na permeabilidade da rocha (a) e da fratura (b).**

Na Figura 5.64 observa-se a curva entre a permeabilidade e a abertura da fratura. A Tabela 7 apresenta os valores de permeabilidade para os pontos de 1 a 9.

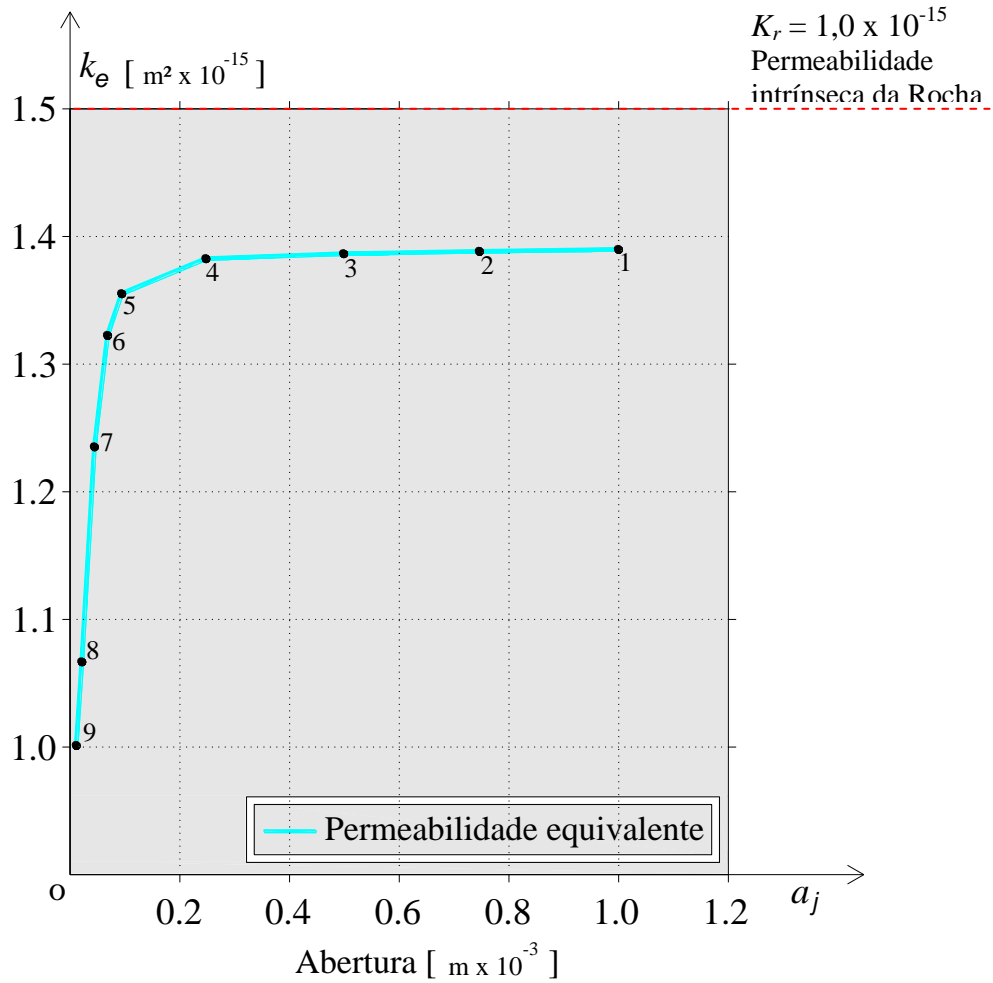


Figura 5.64: Curva do efeito da abertura da fratura na permeabilidade.

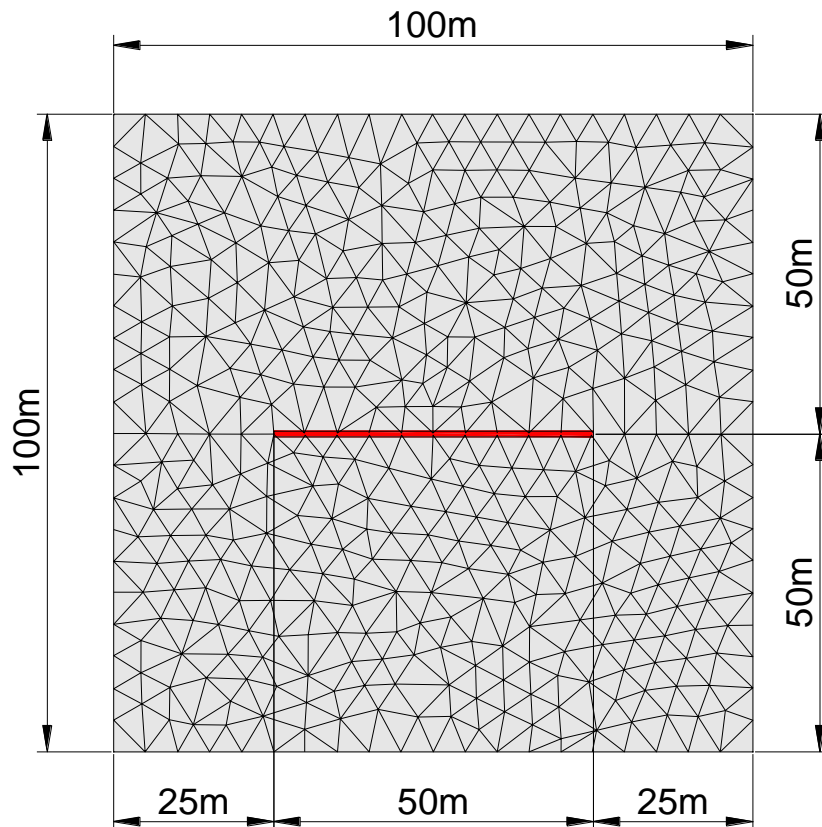
Pontos	Abertura [mm]	Permeabilidade equivalente [m <sup>2</sup> ]	Permeabilidade da fratura [m <sup>2</sup> ]
1	1.000	1.383943E-15	8.333333E-08
2	0.750	1.383889E-15	4.687500E-08
3	0.500	1.383760E-15	2.083333E-08
4	0.250	1.382155E-15	5.208333E-09
5	0.100	1.355734E-15	8.333333E-10
6	0.075	1.323075E-15	4.687500E-10
7	0.050	1.234854E-15	2.083333E-10
8	0.025	1.063918E-15	5.208333E-11
9	0.010	1.004924E-15	8.333333E-12

Tabela 7: Permeabilidade equivalente  $k_e$  da rocha para as aberturas de estudo da fratura.

## 5.2 Segundo caso: Validação do modelo de fechamento

A fim de validar o modelo de fechamento normal implementado, realiza-se um teste de depleção (extração de fluido) em uma região de dimensões (100 x 100)m que possui uma fratura natural horizontal centralizada. As dimensões dessa região e a malha de elementos finitos escolhida para o estudo, composta por 819 elementos e 450 nós, são mostradas na Figura 5.65. Este exemplo demonstra a capacidade do método adotado para descrever o processo de fechamento natural da fratura submetido a tensões de compressão. Foram realizados dois testes diferentes onde os carregamentos foram aplicados das seguintes maneiras:

- (a) considerando apenas a tensão aplicada no contorno (chamado "teste mecânico");
- (b) considerando a poropressão da rocha (chamado "teste hidromecânico").

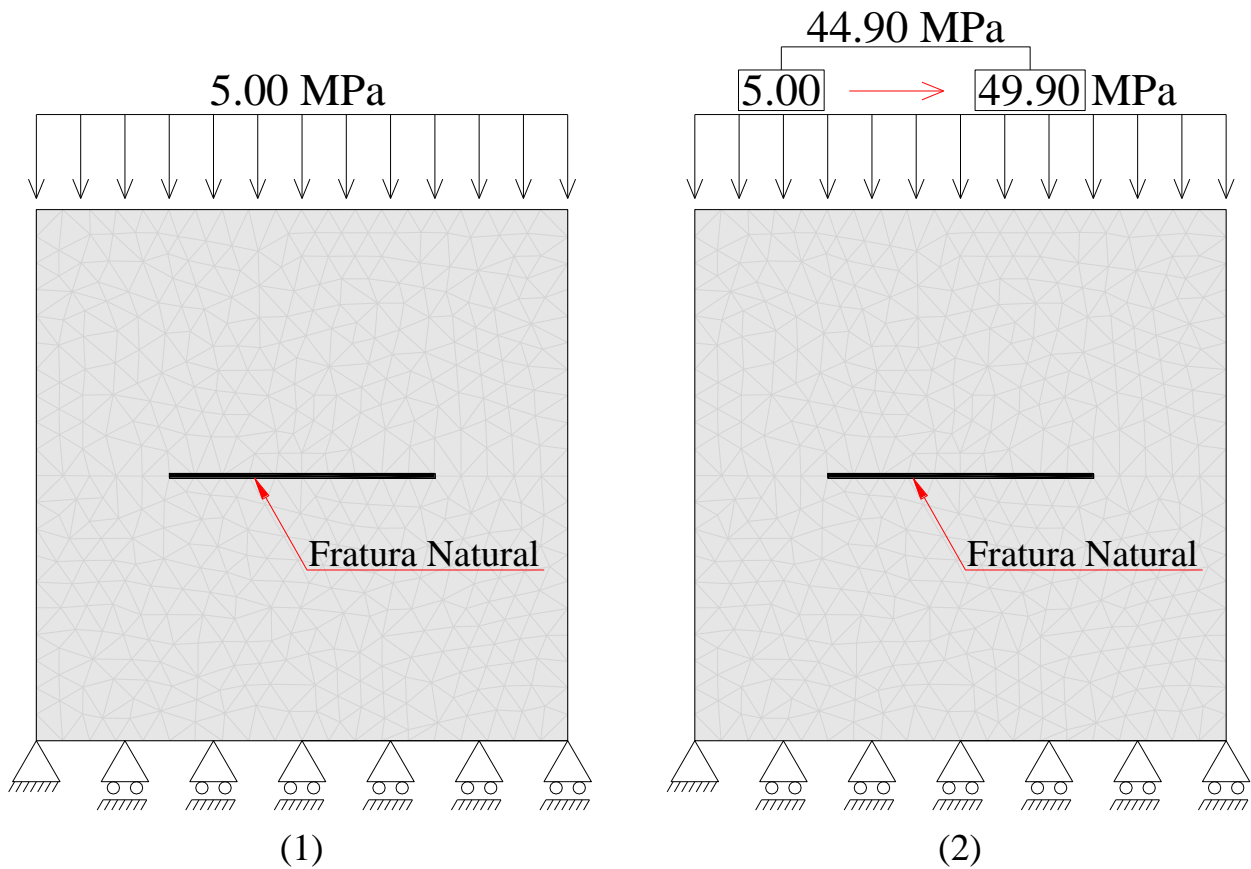


**Figura 5.65: Dimensões do bloco de rocha e malha de elementos finitos, destacando a posição da fratura natural em vermelho.**

As Figuras 5.66 (1) e (2) mostram, respectivamente, a região em questão submetida ao teste mecânico de acordo com dois diferentes intervalos:

Intervalo 1: Carregamento inicial de 5.00 MPa ignorando todas as deformações do meio, para simular as tensões *In situ*, de forma que sejam mantidas as condições iniciais de abertura da fratura.

Intervalo 2: Aumento do carregamento inicial em 44.90 MPa, totalizando assim 49.90MPa, considerando o modelo de juntas de Barton.



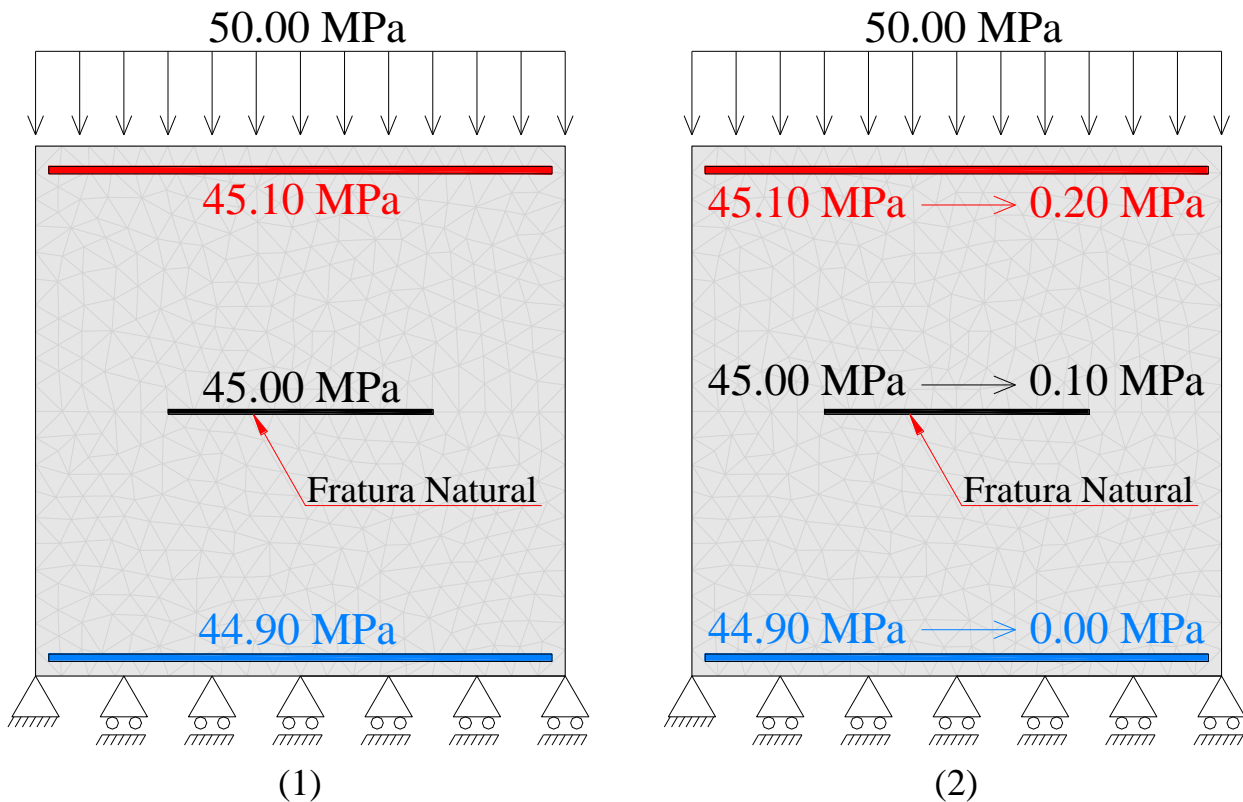
**Figura 5.66: Primeiro (1) e segundo (2) intervalo do teste mecânico (a).**

As Figuras 5.67 (1) e (2) mostram, respectivamente, a região em questão submetida ao teste hidromecânico de acordo com dois diferentes intervalos:



Intervalo 1: Carregamento inicial de 50.00 MPa e uma poropressão que varia de 45.10 MPa na face superior do bloco até 44.90 MPa na face inferior do bloco, o que resulta em uma poropressão de 45.00 MPa no interior da fratura, e conseqüentemente uma tensão efetiva de 5.00 MPa, ignorando novamente todas as deformações do meio para simular as tensões *In situ*;

Intervalo 2: Manutenção do carregamento inicial de 50.00 MPa e uma redução da poropressão de 44.90 MPa nas faces superior e inferior, caindo assim de 45.10 MPa para 0.20 MPa e de 44.90 MPa para 0.00 MPa, respectivamente, o que também resulta em uma redução de mesma magnitude da poropressão no interior da fratura, fazendo com que esta caia de 45.00 MPa para 0.10 MPa. Assim, a tensão efetiva na fratura varia entre 5.00 MPa inicialmente e 49.90 MPa no final da simulação, considerando novamente o modelo de juntas de Barton.

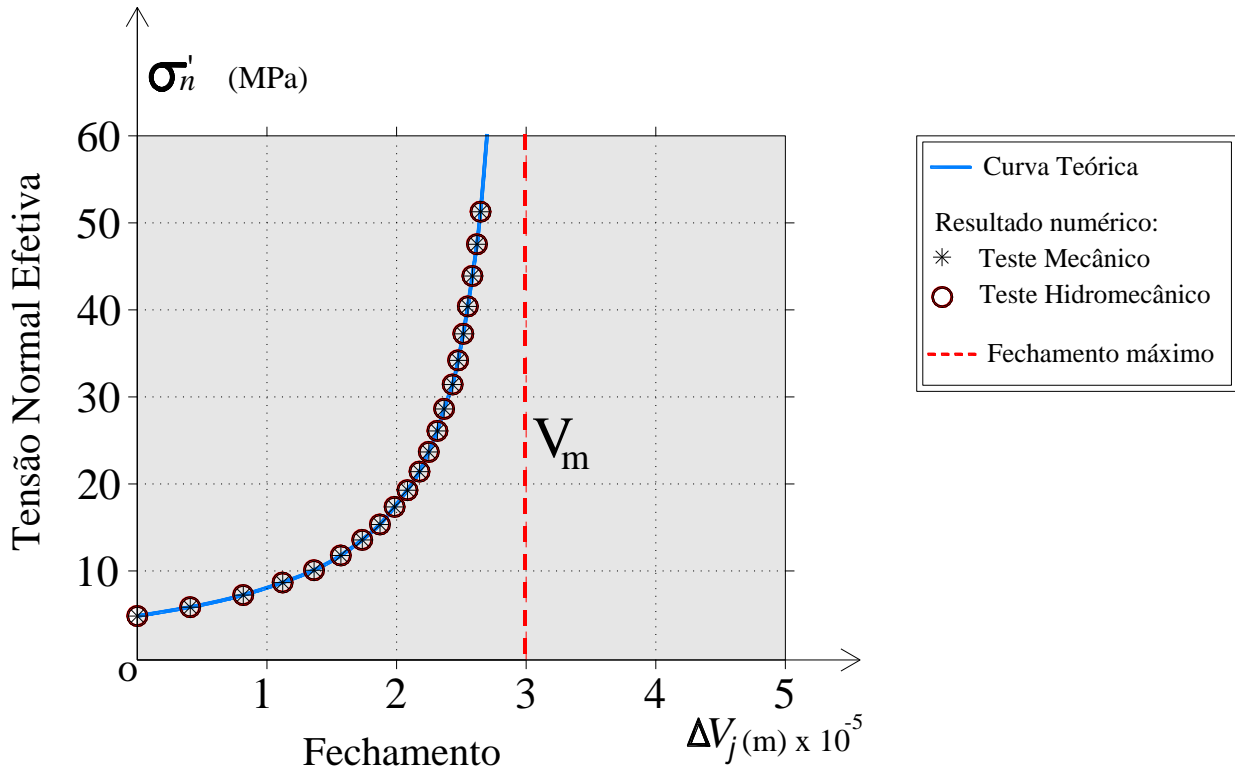


**Figura 5.67: Primeiro (1) e segundo (2) intervalo do teste hidromecânico (b).**

A Figura 5.68 mostra a comparação entre as curvas analítica e numérica do modelo, a saber:

Curva 1: Tensão normal vs. fechamento da fratura obtida da Equação (3.27);

Curva 2: Resposta numérica gerada pelos testes mecânico e hidromecânico.



**Figura 5.68: Comparação entre curvas que relacionam a tensão normal pelo fechamento da fratura de acordo com a Equação hiperbólica teórica e a gerada numericamente pelo modelo de contato progressivo.**

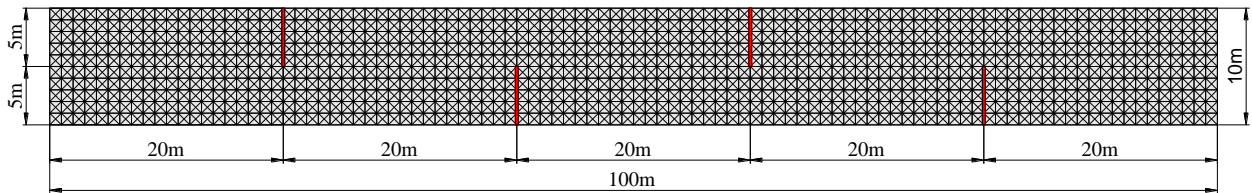
À medida que as paredes das fraturas se aproximam uma da outra, a área de contato entre as paredes aumenta, causando um aumento na rigidez compressiva da fratura, o que justifica a relação hiperbólica entre a componente normal da tensão e o deslocamento normal relativo.

Nota-se que o alívio da poropressão, no teste hidromecânico, é capaz de gerar o mesmo esforço de compressão do teste mecânico. Assim, aplicando-se uma tensão fixa de confinamento, pode-se conseguir o fechamento da fratura natural ao variar a poropressão.

Os resultados indicam que a implementação é capaz de simular o fechamento de fraturas naturais a partir do modelo de Barton-Bandis.

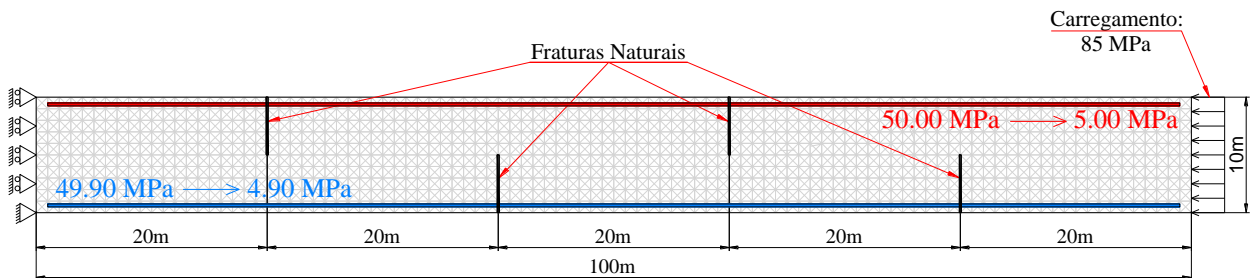
### 5.3 Terceiro caso: Análise da influência do fechamento das fraturas naturais no campo de pressão

Com o intuito de verificar a influência do fechamento das fraturas naturais no campo de pressão, o seguinte exemplo foi proposto: um bloco de rocha com dimensões de (100 x 10)m, com malha de elementos finitos composta por 4.000 elementos e 2.111 nós, quatro fraturas naturais de 5,0m de comprimento cada, igualmente espaçadas de 20m entre elas conforme a Figura 5.69.



**Figura 5.69:** Malha de elementos finitos do problema proposto com as fraturas naturais destacadas em vermelho.

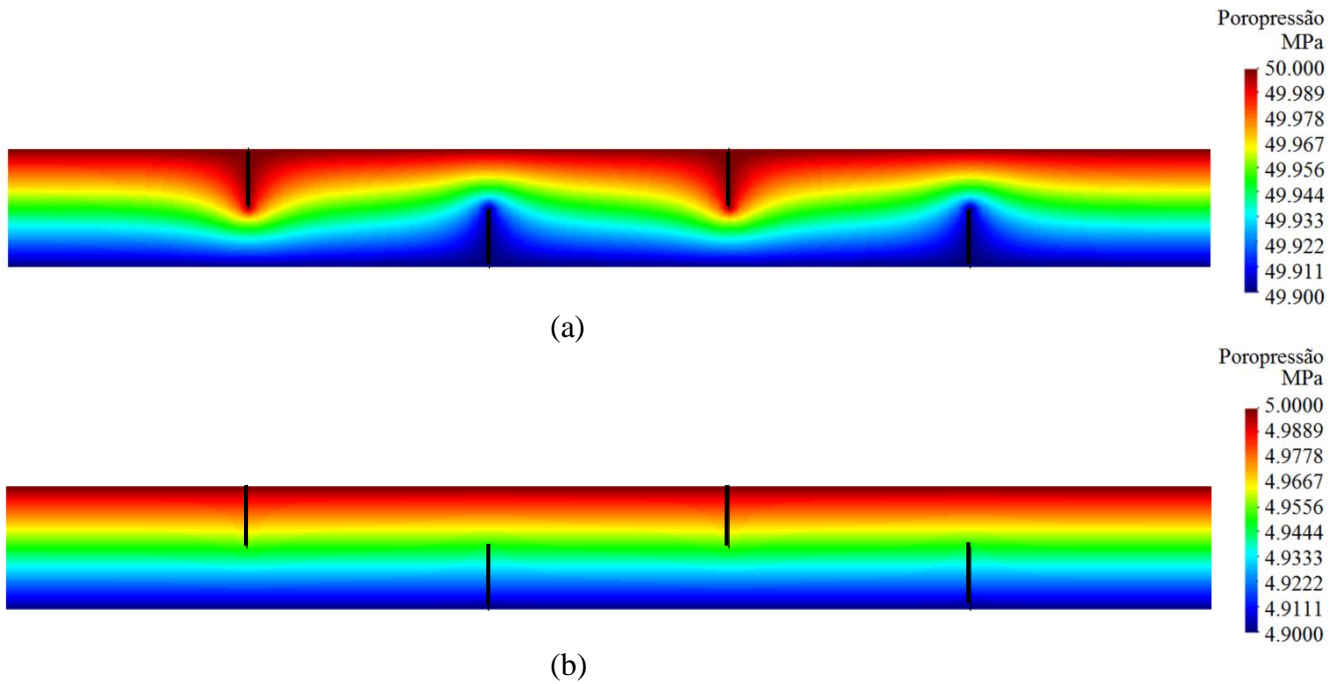
O bloco de rocha está totalmente confinado, com exceção da face da direita, onde foi aplicada uma tensão de 85.00 MPa. Um gradiente de pressão constante de 0.10 MPa é aplicado na vertical. A depleção é causada pela variação da pressão vertical, a qual varia de 50.00 a 5.00 MPa na face superior e de 49.90 a 4.90 MPa na face inferior, conforme Figura 5.70.



**Figura 5.70:** Bloco de rocha confinado submetido a compressão de 85 MPa e gradiente de pressão constante igual a 0.10 MPa.

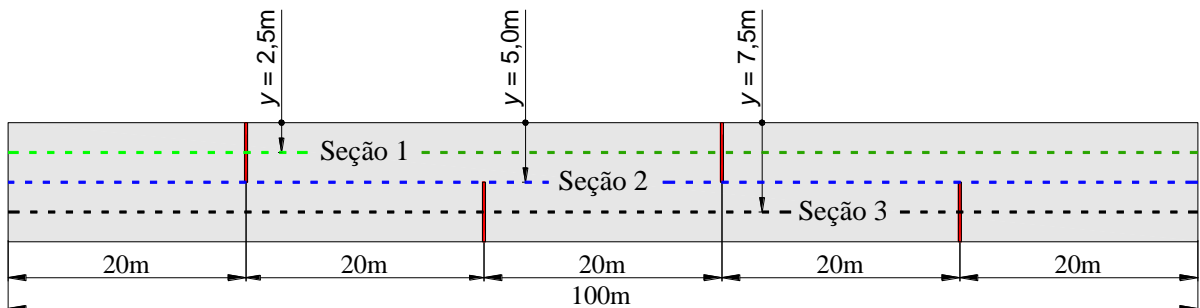
As fraturas naturais influenciam no campo de pressão do meio poroso, uma vez que o gradiente de poropressão no interior das fraturas é quase nulo.

A Figura 5.71 mostra o campo de pressão no meio rochoso analisado. Assim, a tensão efetiva no caso da Figura 5.71 (b) é maior que no caso da Figura 5.71 (a), o que causa o fechamento das fraturas. Com o fechamento da fratura, a permeabilidade da mesma diminui, conforme a Equação 2.24.



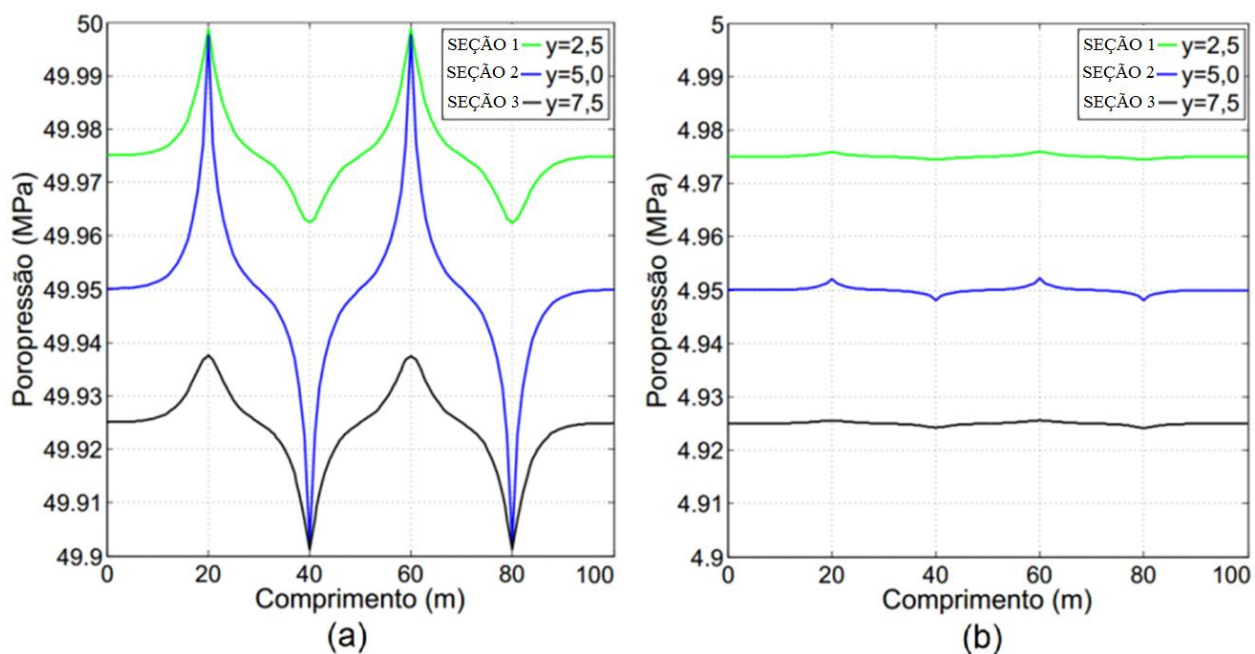
**Figura 5.71: Meio poroso com (a) fraturas totalmente abertas e (b) quase totalmente fechadas.**

Na Figura 5.72 é mostrada as três diferentes alturas verticais de estudo:  $y = 2,5$  m,  $y = 5,0$  m e  $y = 7,5$  m.



**Figura 5.72: Alturas verticais de estudo:  $y = 2,5$  m,  $y = 5,0$  m e  $y = 7,5$  m.**

No gráfico da Figura 5.73 tem-se o perfil de pressão obtido ao longo de todo o comprimento da região analisada considerando-se as alturas verticais supracitadas. Note que na poropressão de 50.00 MPa considera-se que as fraturas estão totalmente abertas, portanto, a pressão no interior da fratura tende a ser igual àquela aplicada no contorno. Já na condição de poropressão de 5.00 MPa, com as fraturas praticamente fechadas, os perfis tendem a ser linhas retas, pois não há mais influência das fraturas no meio.



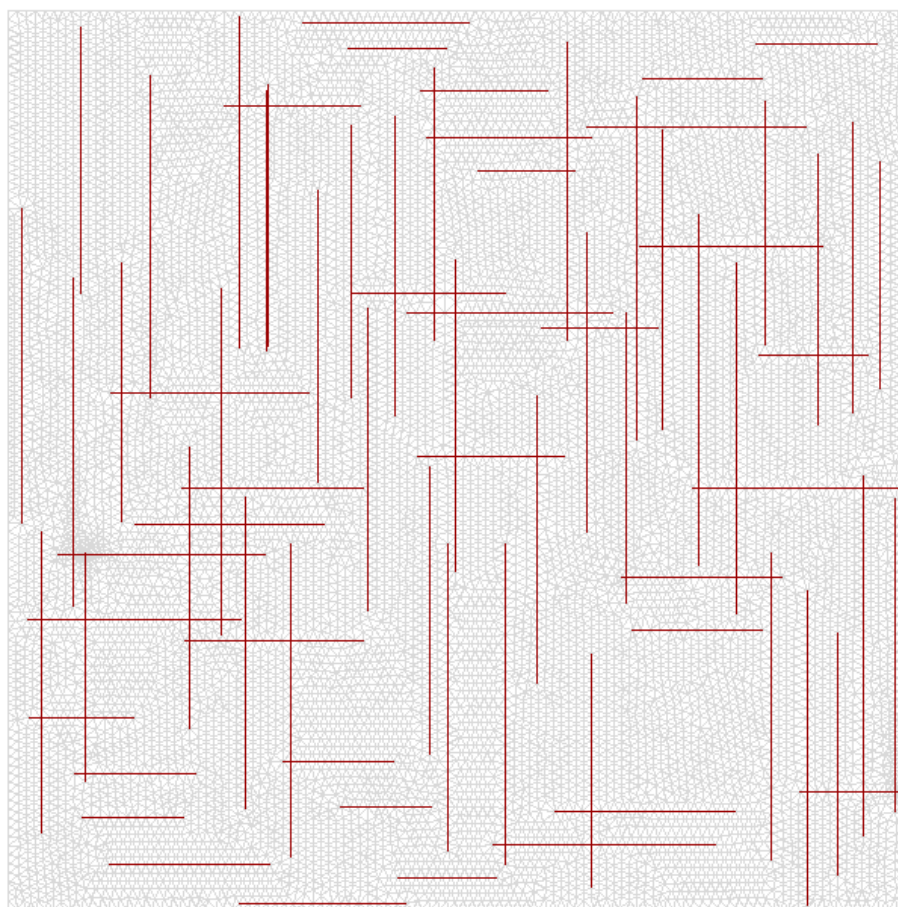
**Figura 5.73:** Gráficos com (a) baixa tensão efetiva (alta poropressão) e (b) alta tensão efetiva (baixa poropressão).

#### 5.4 Quarto caso: Análise da influência do fechamento de uma rede de fraturas naturais no campo de pressão

O exemplo proposto visa avaliar se os elementos de interface são capazes de representar o efeito de fechamento para uma rede com alta densidade de fraturas de acordo com a variação da poropressão da rocha. Para isso, as simulações foram realizadas dentro do contexto das pequenas deformações e considerando a deformação plana. Foi utilizada uma espessura de  $h = 0,0001\text{m}$ .

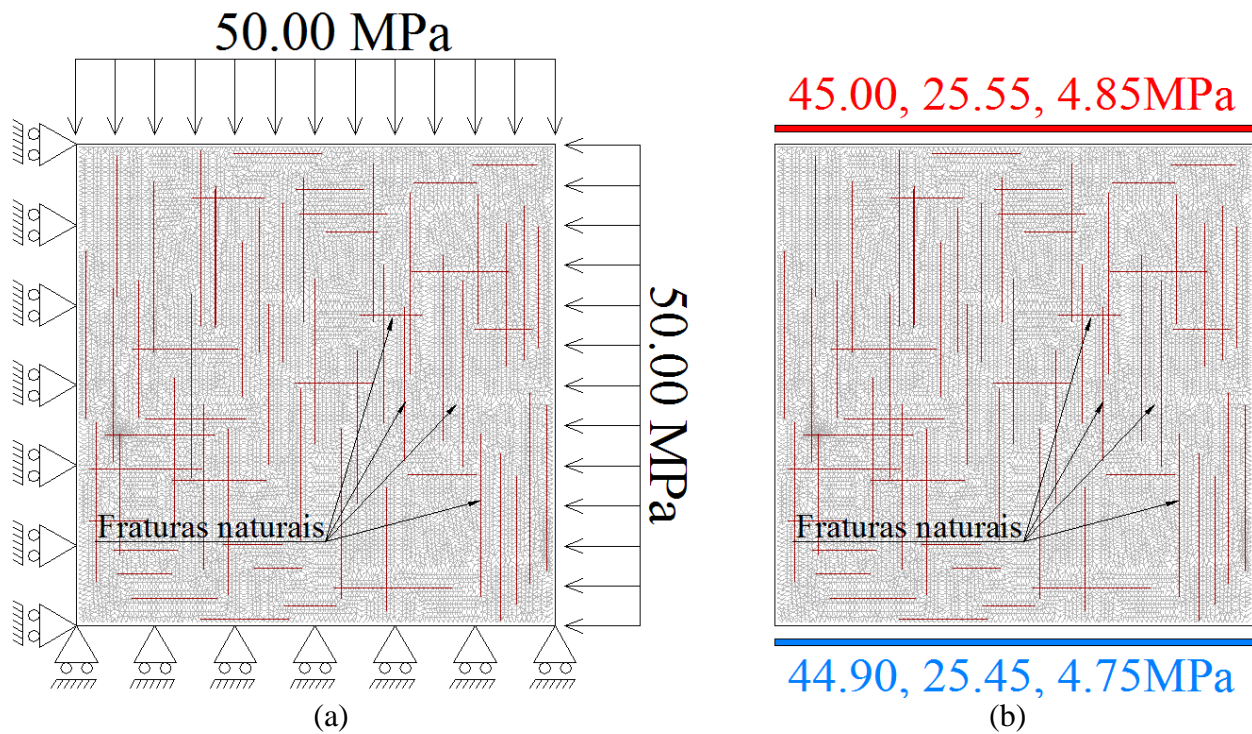
A região da Figura 5.65 de (100 x 100)m foi novamente adotada, desta vez com uma grande quantidade de fraturas naturais orientadas nas direções horizontal e vertical. Para todas as

fraturas naturais, foi assumida uma abertura inicial de  $3,0 \times 10^{-5}$  m. Além disso, de acordo com o modelo de fechamento de junta de Barton,  $K_{ni} = 1,0 \times 10^4$  MPa/m e  $V_m = 3,0 \times 10^{-5}$  m, também foi atribuído às fraturas naturais. O fechamento máximo das fraturas foi assumido como a abertura inicial. A Figura 5.74 mostra a malha de elementos finitos utilizada composta por 25.821 elementos e 13.176 nós. Observe que as linhas vermelhas destacam a posição das fraturas naturais. Apenas elementos triangulares lineares foram utilizados na discretização da malha.



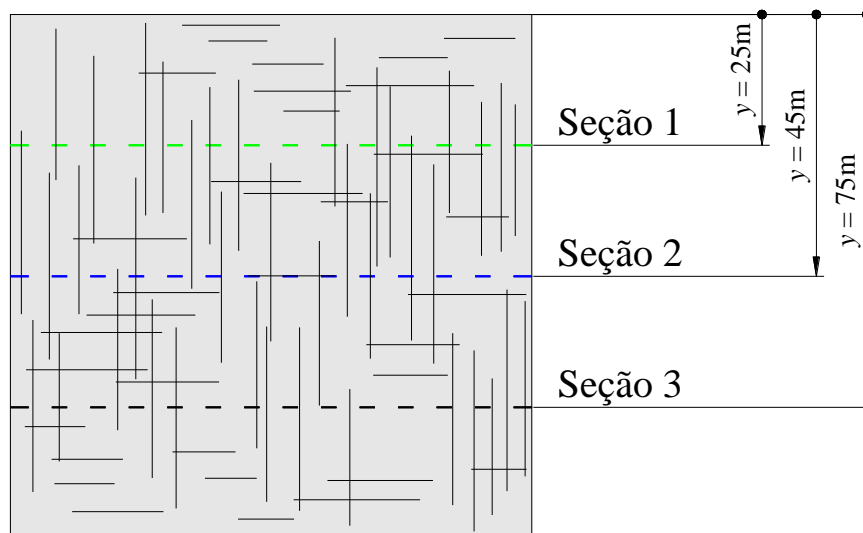
**Figura 5.74: Malha de elementos finitos com a posição das fraturas naturais em vermelho.**

As condições de contorno são mostradas na Figura 5.75. São impostas tensões *In situ* no primeiro intervalo de carregamento, que corresponde a 50.00MPa (Figura 5.75.a). No segundo intervalo de carga, as pressões de 45.00MPa e 44.90MPa, 25.55MPa e 25.45MPa, 4.85MPa e 4.75MPa, são impostas em lados opostos do domínio (Figura 5.75.b). Assim, como consequência da redução da poropressão, a tensão efetiva aumenta causando o fechamento das fraturas.



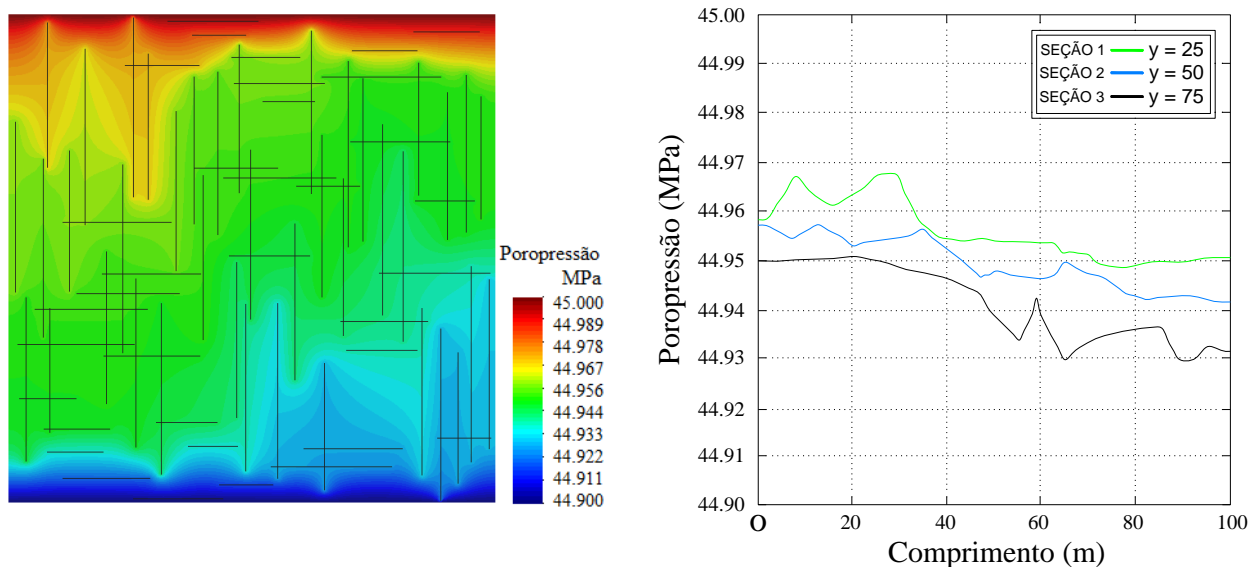
**Figura 5.75: Condições de fronteira. (a) Carregamento inicial para limitar o domínio. (b) Variação de pressão mantendo um diferença de 0,1 MPa.**

Os resultados foram obtidos para três diferentes seções transversais de pressão como pode ser visto na Figura 5.76:  $y = 25\text{m}$  (indicado em verde pela "Seção 1"),  $y = 50\text{m}$  (indicado em azul pela "Seção 2") e  $y = 75\text{m}$  (indicado em preto pela "Seção 3").



**Figura 5.76: Seções transversais de estudo.**

As Figuras de 5.77 a 5.79 mostram os campos de pressões para os três diferentes pares de pressão aplicados no contorno (45.00 a 44.90MPa, 25.55 a 25.45MPa e 4.85 a 4.75MPa). Observe que o campo de pressão tende a permanecer constante ao longo das fraturas naturais, porque sua permeabilidade é muito maior do que a rocha. Observe também que com a diminuição da pressão aplicada, o campo tende a tornar-se uniforme. Isso ocorre devido a diminuição da permeabilidade da rocha devido ao fechamento das fraturas.



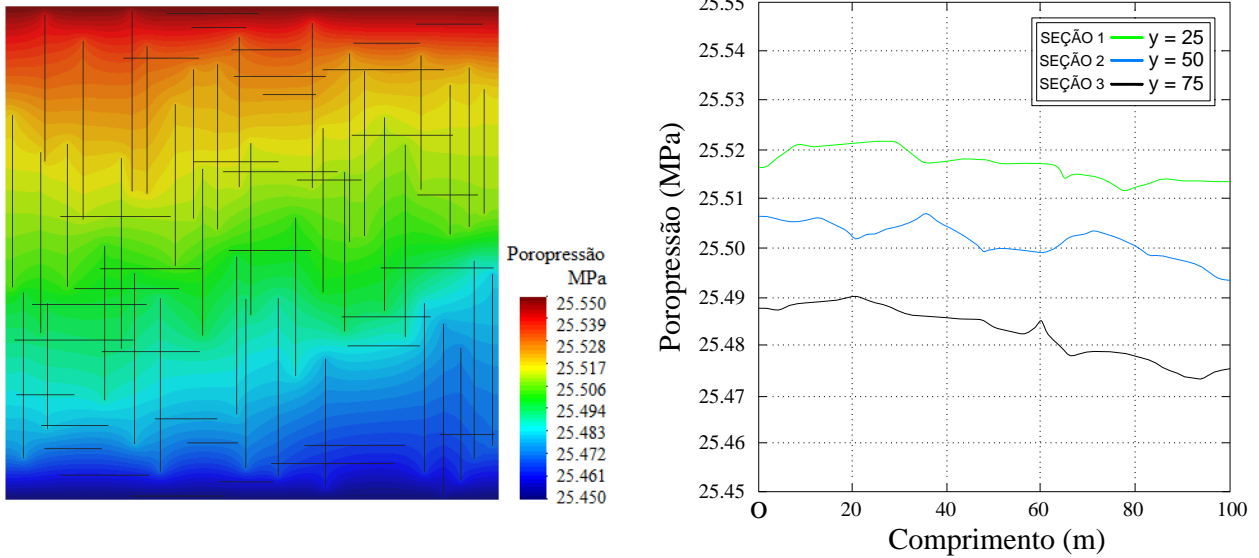
**Figura 5.77: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 45.00MPa e 44.90MPa atuantes no contorno.**

Outro resultado obtido foi a permeabilidade equivalente das regiões consideradas de acordo com as pressões impostas, que são apresentadas na Tabela 8. Cada permeabilidade foi calculada com base nas taxas de fluxos nodais e na lei de Darcy. Observe que as permeabilidades equivalentes apresentam, em geral, valores mais elevados do que o designado para a rocha (ver Tabela 3), com aumento expressivo devido à alta densidade de fraturas naturais.

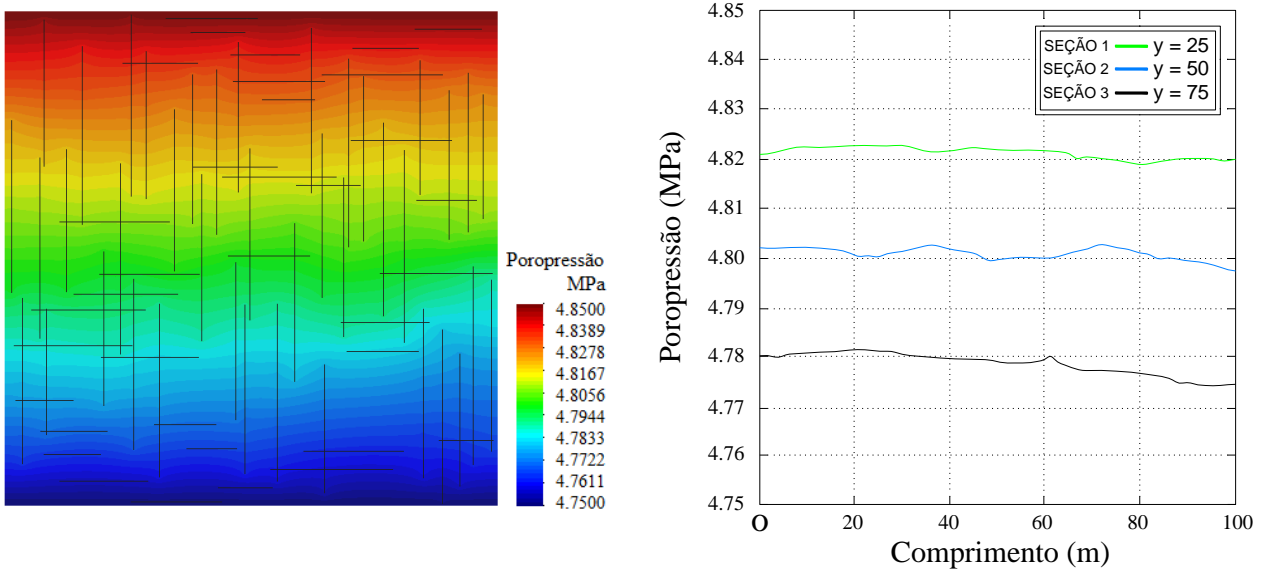
Pressão de Fronteira (MPa)	Permeabilidade equivalente ( $m^2$ )
45.00 até 44.90	$5.639801 \times 10^{-17}$
25.55 até 25.45	$2.654487 \times 10^{-17}$
4.85 até 4.75	$1.599736 \times 10^{-17}$

**Tabela 8: Permeabilidade equivalente  $k_e$  da região em estudo.**





**Figura 5.78: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 25.55MPa e 25.45MPa atuantes no contorno.**



**Figura 5.79: Campo e seções transversais de pressão considerando pressões de 4.85MPa e 4.75MPa atuantes no contorno.**

Isso ocorre devido à influência de fraturas naturais, que são muito mais permeáveis do que a rocha. Uma vez que as fraturas são submetidas a uma variação de permeabilidade, diminuindo a poropressão, a permeabilidade equivalente também diminui, evidenciando o fechamento das fraturas naturais.

## CAPÍTULO 6

### CONSIDERAÇÕES FINAIS

#### 6.1 Conclusões

Os testes mostraram que os elementos de interface são apropriados para representarem fraturas naturais ao simular, de maneira eficaz, um canal de permeabilidade elevada, capaz de transmitir a pressão ao longo da fratura. Juntamente com o modelo constitutivo de contato progressivo, os elementos de interface também são capazes de reproduzir o efeito de fechamento de fratura, de acordo com a variação da poropressão da rocha. O modelo constitutivo de contato progressivo pode ser empregado em reservatórios naturalmente fraturados para relacionar a tensão normal e a deformação no plano da fratura, além de obter valores de permeabilidade equivalente.

Ao estudar o efeito da orientação da fratura na permeabilidade do meio na direção do gradiente imposto, mantendo o comprimento e a abertura constantes, o modelo numérico indica que a fratura orientada a  $0^\circ$ , ou seja, paralela à direção do fluxo imposto, tem uma maior contribuição e altera significativamente a permeabilidade. Em contrapartida, a fratura orientada a  $90^\circ$ , ou seja, perpendicular à direção do fluxo imposto, quase não altera a permeabilidade do meio. Ao estudar o efeito do comprimento da fratura, mantendo a orientação e a abertura constantes, constata-se que quanto maior o comprimento da fratura, maior a permeabilidade. Ainda no primeiro caso, ao estudar o efeito da abertura da fratura, mantendo a orientação e o comprimento constantes, percebeu-se que o intervalo de sensibilidade da abertura da fratura é entre 0.1 mm e 0.01 mm. Dentro deste intervalo, a permeabilidade diminui rapidamente com a diminuição da abertura da fissura, enquanto que no intervalo entre 1 mm e 0.1 mm a redução da permeabilidade é praticamente dez vezes menor. No segundo caso estudado, os resultados mostram que o modelo de contato progressivo é capaz de simular o fechamento de fraturas de acordo com a variação da poropressão da rocha. Já nos terceiro e quarto casos, pode-se concluir que as fraturas influenciam o campo de pressão do meio poroso e o fechamento das fraturas causa a diminuição da permeabilidade das mesmas, conseqüentemente, o campo de pressão obtido tende ao de uma rocha não fraturada, o que já era esperado.

## 6.2 Principais contribuições

O estudo contribuiu para mostrar que:

1. Os elementos de interface são apropriados para representar as fraturas naturais;
2. Juntamente com o modelo constitutivo de contato progressivo, os elementos de interface também são capazes de reproduzir adequadamente o efeito de fechamento de fratura, de acordo com a variação da poropressão da rocha;
3. O fechamento pode ser modelado por um modelo de contato baseado no dano;
4. Existe a possibilidade de se considerar as tensões *In situ*;
5. É importante a consideração da ponta da fratura.

## 6.3 Sugestões para trabalhos futuros

- Aprimoramento das equações governantes para inclusão de uma quantidade maior de fenômenos físicos para aproximar mais o modelo proposto à realidade, como por exemplo, a consideração do termo transiente apresentado na Eq. 2.15, a consideração da variação da temperatura ou mesmo a anisotropia de propriedades da rocha;

- Inclusão dos mecanismos de cisalhamento e dilatância no modelo de contato progressivo;

- Distribuição da orientação das fraturas naturais;
- Consideração de diferentes aberturas em uma rede de fraturas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMADEI B.; SAEB S. **Modelling Rock Joints under Shear and Normal Loading**. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 1992. Vol. 29, No. 3, p. 267 – 278.

AZEVEDO, F. S. **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica, Departamento de Engenharia Civil, 2005. 145 p.

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

BANDIS, S.C. **Mechanical properties of rock joints**. International Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: 125-139.

BARTON, N. R. **Review of a new shear-strength criterion for rock joints**. Engineering Geology, 1973. Vol. 7, p. 287–332.

BARTON, N. R.; CHOUBEY, V. **The shear strength of rock joints in theory and practice**. Rock Mechanics, 1977. 10 (1-2): p. 1-54.

BARTON, N. R.; BANDIS, S.; BAKHTAR, K. **Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints**. International Journal of Rock Mechanics and Mining, 1985. p. 121-140.

BARTON, N. R.; CHRYSANTHAKIS P. **Joint roughness (JRCn) characterization of a rock joint and joint replica at 1 m scale**. International Symposium on Rock Joints, Loen, Norway, 1990. 1: p. 27-33.

BARTON, N. R.; BANDIS, S. **Review of predictive capabilities of JRC-JCS model in engineering practice**. Norwegian Geotechnical Institute, Oslo, Norway & Aristotelian

University, Thessaloniki, Greece, 1990. Rock joints, Barton & Stephansson (eds) Balkema, Rotterdam.

BERRYMAN, J. G.; WANG, H. F. **Elastic wave propagation and attenuation in a double-porosity dual-permeability medium.** International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2000. Vol. 37, p. 63-78.

BOGGS, JR., S. **Principles of Sedimentology and Stratigraphy.** Pearson Prentice Hall: Upper Saddle River, New Jersey, 2006

CAPUTO, H. P. **Mecânica dos Solos e Suas Aplicações.** Rio de Janeiro: LTC, 6ª edição, 1988.

CLETO, P. R. **Simulação de fraturamento hidráulico usando elementos finitos de elevada razão de aspecto com acoplamento hidromecânico.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Bauru: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Brasil, 2016. 88 p.

CLETO, P. R.; MANZOLI, O. L.; FABBRI, H. A. A.; RODRIGUES, E. A.; AMBIEL, J. H. K. **2D numerical modeling of naturally fractured media using finite elements with high aspect ratio.** Bauru: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. CILAMCE - Proceedings of the XXXVIII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, Florianópolis, Brasil, 2017. Conference Proceedings ISSN: 2178-4949.

CRAIG, R. F.; KNAPPETT, J. A. **Craig Mecânica dos Solos.** 8 ed. - [Reimpr.]. - Rio de Janeiro: LTC (Grupo GEN), 2015. il.; 28cm. p. 46.

DAVIES, J. P.; DAVIES, D. K. **Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling.** SPE 71750, Society of Petroleum Engineers, 2001.

Diário do Pré-sal. **Reservatório não convencional**. 2009. Disponível em: <<https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg>>. Acesso em: 11 de outubro de 2017.

DOGRU, A. H.; DREIMAN, W. T.; HEMANTHKUMAR, K.; FUNG, L. S., 2001. **Simulation of super-k behavior in ghawar by a multi-millio cell parallel simulator**. In: Proceedings of the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain.

FABBRI, H. A. A.; CLETO, P. R.; RODRIGUES, E. A.; AMBIEL, J. H. K.; MANZOLI, O. L. **Computational modeling of crack propagation in fractured rocks using finite elements with high aspect ratio**. Bauru: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. CILAMCE - Proceedings of the XXXVIII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, Florianópolis, Brasil, 2017. Conference Proceedings ISSN: 2178-4949.

FERNANDES, P. D. **Modelagem Semi Analítica Pseudo Tridimensional de Propagação e Fechamento de Fraturas Induzidas em Rochas**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998.

FISH, J.; BELYTSCHKO, T. **A First Course in Finite Elements**. [S.l.]: United States, 2007.

FISHMAN, Y.A. **The mechanism and shear strength of joint wall asperities**. International Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: p. 627 - 631.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.; RISNES, R. **Petroleum related rock mechanics**. 2nd. ed. [S.l.]: Elsevier, 2008.

FLEURY, S. V. **Análise da Distribuição de Tensões em Descontinuidades de Rocha Utilizando a Técnica da Fotoelasticidade**. Dissertação (Mestrado em Geotecnia) - Brasília: Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasil, DF, Publicação G. DM - 083/01, 2001. 147 p.

- FREEZE, R. A.; CHERRY, J. A. **Groundwater**. Prentice – Hall, New Jersey, 1979.
- GOODMAN, R. E.; TAYLOR, R. L.; BREKKE, T. L. **A model for the mechanics of jointed rock**. Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division, 1968. p. 637-660.
- GOODMAN, R. E. **The mechanical properties of joints**. ISRM Congress, Denver, USA, Vol 1A, 1974. p. 127–140.
- GOSZ, M. **Finite Element Method: Application in Solids, Structures and Heat Transfer**. [S.I.]: United States, 2005.
- HANDANYAN, J. M.; DANEK, E. R.; D’ANDREA, R. A.; SAGE, J. D. **The role of tension in failure of jointed rock**. International Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: p. 195-202.
- HIRASAKI, G.; ZHANG, D. L. **Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formations**. Society of Petroleum Engineers, v. 9, pp. 151–162, 2004.
- HOLDITCH, S. A. **Petroleum Engineering Handbook**. Volume IV, Capítulo 8. 2007. SPE.
- HOLDITCH, S. A.; AYERS, W.; LEE, W. **Unconventional Gas**. Topic Paper 29. EUA: National Petroleum Council, 2007.
- HORIE, T.; FIROOZABADI, A.; ISHIMITO, K. **Laboratory studies of capillary interaction in fracture/matrix systems**. SPE Reservoir Eval. Eng., v. 5, pp. 353–360, 1990.
- HYETT, A. J.; HUDSON, J. A. **A photoelastic investigation of the stress state close to rock joints**. International Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: p. 227-233.

ICHIKAWA, Y.; EBISU, S.; KOMURA, S.; WATANABE, A. **Studies on interfaces and discontinuities and an incremental elasto-plastic constitutive law**. International. Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: 595-602.

KIMURA, T.; IKUSADA, K.; ESAKI, T. **Superface roughness and shear behavior of rock joints**. Eurock'93, Ribeiro e Souza & Grossmann (eds), Lisboa, Portugal, 1993. p. 583-590.

KODIKARA, J.K.; JOHNSTON, I.W. **Shear behaviour of irregular triangular rock concrete joints**. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 1994. 31(4): 313-322.

KUSUMI, H.; NISHIDA, K.; SUZUKI, T. **Shear behaviour of joint roughness with two types of asperities**. Eurock'96, Barla (eds), Balkema, Rotterdam, Netherlands, 1996. p. 127 - 133.

LADANYI, B.; ARCHAMBAULT, G.A. **Simulation of shear behavior of jointed rock mass**. Proc. 11th U.S. Symp. Rock Mech., Am. Inst. Min. Eng., New York, USA, 1970. 1: p. 105 - 125.

LI, L.; LEE, S. H. **Efficient Field-Scale Simulation of Black Oil in a Naturally Fractured Reservoir Through Discrete Fracture Networks and Homogenized Media**. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 11, pp. 750–758, 2008.

LIANG, B.; JIANG, H.; LI, J.; GONG, C. **A systematic study of fracture parameters effect on fracture network permeability based on discrete-fracture model employing Finite Element Analyses**. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China, 2015.

LOUIS, C. **A study of groundwater flow in jointed rock and its influence on the stability of rock masses**. Rock Mechanics Section, Imperial College, Londres, 1969.

MAEDO, M. A. **Simulação computacional por elementos finitos de múltiplas fissuras em sólidos usando técnica de fragmentação da malha**. Dissertação (Mestrado em Engenharia



Mecânica) - Bauru: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2015. 78 f.: il.

MANZOLI, O.; GAMINO, A.; RODRIGUES, E.; CLARO, G. **Modeling of interfaces in two-dimensional problems using solid finite elements with high aspect ratio**. Computers & Structures, 2012. v. 94, p. 70–82.

MANZOLI, O.; MAEDO, M.; RODRIGUES, E.; BITTENCOURT, T. **Modeling of multiple cracks in reinforced concrete members using solid finite elements with high aspect ratio**. Computational Modelling of Concrete Structures, CRC Press, 2014. p. 383.

MANZOLI, O.; MAEDO, M. A.; JR., L. A. B.; RODRIGUES, E. A. **On the use of finite elements with a high aspect ratio for modeling cracks in quasi-brittle materials**. Engineering Fracture Mechanics, 2016. v. 153, p. 151 – 170.

MONTEIRO, M. C. **Caracterização Tridimensional de Sistemas Porosos Carbonáticos Através de Morfologia Matemática**. Dissertação (Mestrado em Ciências - Geologia) - Campinas: Instituto de Geociências, Universidade de Campinas, 1995. 170p.

MORALES, H. E. G. **Estudio de Geometria Fractal en Roca Fracturada y Series de Tiempo**. [S.l.], 2008.

NAVEIRA, V. P. **Incorporação dos Efeitos Geomecânicos de Compactação e Subsidência na Simulação de Reservatórios de Petróleo**. Dissertação (Mestrado em Ciências de Engenharia Civil) - Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

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

NEVERS, N. de. **Fluid mechanics for chemical engineers**. New York: McGraw-Hill, 1991. 2º Ed. p. 432.

OLIVER, J. **Modelling strong discontinuities in solid mechanics via strain softening constitutive equations**. Part 1: Fundamentals. International journal for numerical methods in engineering, Wiley Online Library, 1996. v. 39, n. 21, p. 3575–3600.

OLIVER, J.; CERVERA, M.; MANZOLI, O. **Strong discontinuities and continuum plasticity models: the strong discontinuity approach**. International journal of plasticity, Elsevier, v. 15, n. 3, 1999. p. 319–351.

OLIVER, J.; HUESPE, A.; CANTE, J. **An implicit/explicit integration scheme to increase computability of non-linear material and contact/friction problems**. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, v. 197, n. 21-24, 2008. p. 1865 – 1889. ISSN 0045-7825. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782507004756>>. Acesso em: 19 de março de 2018.

OLSSON, R.; BARTON, N. **An improved model for hydromechanical coupling during shearing of rock joints**. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2001. Vol 38, p. 317–329.

PAITAN, C. A. T. **Modelagem numérica de fluxo em meios fraturados e meios porosos fraturados**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica, 2013.

PATTON, F.D. **Multiple modes of shear failure in rock**. Proc. 1st. Congr. Int. Soc. Rock Mech., Lisboa, Portugal, 1966. 1: 509-513.

PHELPS, R.; PHAM, T.; SHARI, A. M., 2000. **Rigorous inclusion of faults and fractures in 3-d simulation**. In: Proceedings of the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Yokohoma, Japan.

POOLADI-DARVISH, M.; FIROOZABADI, A. **Experiments and modeling of water injection in water-wet fractured porous media**. Petroleum Society of Canada, v. 39, Brasília, DF, pp. 31–42, 2000.

RABELO, S. K. L. **Estudo Sobre a Viabilidade do Cálculo da Porosidade com Base em um Conjunto Reduzido de Perfis e sua Aplicação na Bacia de Almada/BA**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – Macaé: Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, 2004. 159p.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência: Rio de Janeiro, 2006.

ROUAINIA, M.; LEWIS, H.; PEARCE, C.; BICANIC, N.; COUPLES, G.; REYNOLDS, M. **Hydro-geomechanical modelling of seal behaviour in overpressured basins using discontinuous deformation analysis**. Engineering geology, Elsevier, 2006. v. 82, n. 4, p. 222 - 233.

SAALFELD, R. Q. **Simulação de reservatórios naturalmente fraturados utilizando modelos equivalentes de porosidade simples**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2016. 104 f.: il.

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

SARKAR, S.; TOKSOZ, M. N.; BURNS, D. R. **Fluid flow modeling in fractures**. [S.l.], 2004.

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

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

SINMEC. **Projeto ReLP (Relative Permeability)**. Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor. Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2003-2005. Disponível em: <<http://www.sinmec.ufsc.br/site/projetos.php?id=18>>. Acesso em: 06 de Fevereiro de 2018.

SNOW, D. T. **A parallel plate model of fractured permeable media**. Ph.D. thesis, University of California, 1965.

SOARES, A.C.; FERREIRA, F.H.; VARGAS Jr., E. A. **An experimental study for mechanical formation damage**. SPE 73734, Society of Petroleum Engineers 2002.

SUÁREZ, A. A. **The expansion of unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coalbed Methane)**. Advances in Natural Gas Technology. Dr Hamid Al-Megren (Ed), 2012. ISBN: 978-953-51-0507-7. Disponível em: <[http://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The\\_expansion\\_of\\_unconventional\\_production\\_of\\_natural\\_gas\\_tight\\_gas\\_gas\\_shale\\_and\\_coal\\_b ed\\_methane\\_.pdf](http://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The_expansion_of_unconventional_production_of_natural_gas_tight_gas_gas_shale_and_coal_b ed_methane_.pdf)>. Acesso em: 15 de outubro de 2017.

TERZAGHI, K. **Theoretical Soil Mechanics**. [S.l.]: John Wiley and Sons, Inc. 1943.

VALE, B. T. **Implementação do modelo de fratura discreta na simulação de reservatórios naturalmente fraturados utilizando o método de volumes finitos baseado em elementos (EBFVM)**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Florianópolis: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2014. 111 f.: il.

XU, S.; FREITAS, M.H. **The complete shear stress -vs- shear displacement behaviour of clean and infilled rough joints**. International Symposium on Rock Joints, Barton & Stephansson (eds), Loen, Norway, 1990. 1: p. 767-774.

YAQUETTO, N. P. R. **Avaliação de Esquemas de Acoplamento na Simulação de Reservatórios de Petróleo**. Dissertação (Mestrado em Ciências de Engenharia Civil) - Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica, 2011.

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

WENG, X. **Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation**. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015. Vol 9, p. 114–135.

WHITAKER, S. **Advances in theory of fluid motion in porous media**. Ind. Eng. Chem., 1969. Vol. 61, pp. 14–28

ZACCHI JUNIOR, A. L. **Simulação numérica de reservatórios naturalmente fraturados incluindo efeitos não-Darcy**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) – Macaé: Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, 2010. 160 f.: il.

ZIENKIEWICZ, O. C.; TAYLOR, R. L. **The finite element method: The basis**. [S.l.]: Butterworth-Heinemann, 2000.

ZIMMERMAN, R. W. **Compressibility of Sandstones**. Elsevier, New York City, 1991 173 p.