



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



TARCISIO AUGUSTO DA SILVA

**Modelagem em Elementos Finitos do Fechamento de Fraturas Hidráulicas por
Despressurização Através do Modelo de Barton-Bandis Considerando a Inclusão de
Propante**

Recife
2017

TARCISIO AUGUSTO DA SILVA

**Modelagem em Elementos Finitos do Fechamento de Fraturas Hidráulicas por
Despressurização Através do Modelo de Barton-Bandis Considerando a Inclusão de
Propante**

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

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

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

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

S586m Silva, Tarcisio Augusto da.
Modelagem em elementos finitos do fechamento de fraturas hidráulicas por despressurização através do modelo de Barton-Bandis considerando a inclusão de propante / Tarcisio Augusto da Silva. - 2017.
70 folhas, il., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2017.
Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Fraturamento hidráulico. 3. Elementos finitos. 4. Fechamento de fraturas. 5. *Barton-Bandis*. 6. Propante. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento (Orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2017-309

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

**Modelagem em Elementos Finitos do Fechamento de Fraturas Hidráulicas por
Despressurização Através do Modelo de Barton-Bandis Considerando a Inclusão de
Propante**

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

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

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

Defendida por

Tarcisio Augusto da Silva

Aprovado em: 31/07/2017

BANCA EXAMINADORA

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

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

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu orientador Leonardo Guimarães, pelo exemplo, pela paciência, pelo conhecimento transmitido, e por acreditar na minha pessoa, sem a qual não seria possível o desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço a minha família pelo incentivo, minha mãe Sônia, meu pai Edmilson e meu irmão Thiago, onde sempre estarão dispostos a me apoiar.

Agradeço aos grandes amigos que fiz ao longo do mestrado, Bruno Canabarro, Brian Schneider e Aline Dantas onde foi fundamental o compartilhamento de conhecimentos.

A todos os amigos que pertencem ao Laboratório de Métodos Computacionais (LMCG), Inaldo, Nayara, Ana, Oscar, Nina, Jean, Sarjan, Ricardo e tantos outros.

Agradeço a minha banca, Igor Fernandes, Leila Brunet, por estarem dispostos a tirar dúvidas quando precisei.

Agradeço a Universidade Federal de Pernambuco, bem como a todos os envolvidos na pós-graduação, aos professores que enriqueceram meu saber ao longo da jornada.

Aos grupos que me deram suporte financeiro como o *CMG Reservoir Simulation Foundation (Foundation CMG)*, CENPES-PETROBRAS (SIGER - rede temática de simulação e gerenciamento de reservatórios), Equión Energía, Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia de PE (FACEPE), sem o qual não seria possível a realização deste trabalho.

E a todos que de alguma forma contribuíram para minha formação.

RESUMO

O fechamento de fraturas, devido a depleção, nos reservatórios naturalmente fraturados sensíveis ao estado de tensões pode promover uma redução significativa da permeabilidade da formação geológica. Compreender as características hidráulicas da rede de fraturas como função das tensões atuantes é fundamental para a concepção do plano de desenvolvimento do reservatório. Na presente dissertação foi proposto um modelo de fechamento de fraturas durante a produção de fluidos em reservatórios, pós-fraturamento hidráulico, utilizando para isso, uma modificação do modelo constitutivo de Barton-Bandis, objetivando simular o efeito do propante tanto na produção de fluidos como nas tensões atuantes na formação. Este modelo é capaz de reproduzir, adequadamente, o comportamento do fechamento de fraturas submetidas a uma tensão normal compressiva. É um modelo hiperbólico de fechamento com uma rigidez inicial, que converge assintoticamente para o fechamento máximo da fratura. Considera-se também a existência de um propante com diâmetro e rigidez especificado, de modo a dificultar o fechamento da fratura hidráulica, alterando desta forma o estado de tensões na região adjacente a fratura, neste sentido, a implementação em um programa de elementos finitos do modelo Barton-Bandis com propante simula um comportamento que permite um melhor entendimento do fenômeno de fraturamento hidráulico em formações rochosas bem como um aumento de produtividade em poços de petróleo decorrente do aumento da permeabilidade na fratura com propante.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico. Elementos finitos. Fechamento de fraturas. Barton-Bandis. Propante.

ABSTRACT

The closure of fractures, due to depletion, in the naturally fractured reservoirs sensitive to the stress state can promote a significant reduction of the permeability of the geological formation. Understanding the hydraulic characteristics of the fracture network as a function of the operating voltages is fundamental for the design of the reservoir development plane. In this dissertation, a model of fracture closure was proposed during the production of fluids in reservoirs, post-hydraulic billing, using a modification of the constitutive model of Barton-Bandis, aiming to simulate the effect of the proppant in both fluid production and Stresses in training. This model is able to adequately reproduce the behavior of the closure of fractures subjected to a normal compressive stress. It is a hyperbolic closure model with initial rigidity, which converges asymptotically to maximum fracture closure. It is also considered the existence of a proppant with specified diameter and rigidity, in order to make it difficult to close the hydraulic fracture, thus altering the state of tensions in the region adjacent to the fracture, in this sense, the implementation in a finite element program of the Model Barton-Bandis simulates a behavior that allows a better understanding of the phenomenon of hydraulic fracturing in rock formations as well as an increase in productivity in oil wells due to the increase of permeability in proppant fracture.

Keywords: Hydraulic fracturing. Finite elements. Fracture closure. Barton-Bandis. Proppant.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Reservas de gás estimadas em reservatórios não convencionais	11
Figura 2 – Etapas do fraturamento hidráulico.	12
Figura 3 - Injeção de fluido de fraturamento com propante	13
Figura 4 – Distribuição do propante na fratura e esmagamento.....	14
Figura 5 – Princiáis tipos de propante, suas densidades e resistência a tensão de fechamento.	15
Figura 6 – Estimativas para o consumo de propante.....	16
Figura 7 - Decomposição do campo de deslocamentos: (a) elemento indeformado; (b) elemento deformado; (c) deformação da parte contínua; (d) movimento relativo devido à descontinuidade.	20
Figura 8 - Seção transversal: (a) material intacto, (b) material degradado.....	24
Figura 9 - Curva tensão-deformação, evolução da variável de dano.....	27
Figura 10 - Curva tensão-deformação para diferentes comportamentos pós-ruptura	27
Figura 11 - Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade embebida.....	28
Figura 12 - (a) Elemento com fratura embebida; (b) decomposição do vetor de fluxo na direção da descontinuidade.	32
Figura 13 - comportamento tensão normal-deformação para rocha intacta, e rochas fraturadas com diferentes níveis de entrosamento entre as paredes (fratura encaixada e deslocada).	38
Figura 14 - Exemplo de modelagem do problema de fechamento por tensão normal considerando a determinação da condutividade hidráulica para amostras	39
Figura 15 - Curva tensão normal versus fechamento para o modelo constitutivo de Barton-Bandis (Relação de Goodman)	40
Figura 16 – Algoritmo do modelo Banton-Bandis adaptado com propante.....	42
Figura 17 – Geometria da malha e abertura inicial	43
Figura 18 – Deslocamento da borda superior.....	44
Figura 19 – Dano a tração no instante t de 7.731s.	45
Figura 20 – Gráfico abertura da fratura com propante	45
Figura 21 – Gráfico da abertura da fratura com e sem propante.	46
Figura 22 - (a) Geometria da malha com fratura embebida; (b) condições de contorno.....	48
Figura 23 – Malha em Elementos Finitos com Fratura Embebida.	49
Figura 24 – Distribuição da pressão com o tempo, etapa de fraturamento com propante.....	50

Figura 25 – Distribuição da pressão com o tempo do ao longo do eixo Y.....	51
Figura 26 – Distribuição da pressão com o tempo do ao longo do eixo X.....	51
Figura 27 – Delimitação da região de análise e rotação de 90° em relação ao eixo horizontal.	52
Figura 28 - Distribuição da pressão de fluido com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s.	53
Figura 29 – Abertura da fratura com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s. Eixo X na vertical	54
Figura 30 – Propagação do Dano em t = 0s, em t = 80s sem propante e com propanre, respectivamente.	54
Figura 31 – Permeabilidade com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s. Eixo X na vertical	55
Figura 32 – Distribuição dos valores de tensão menor em t = 80s, com propante.....	56
Figura 33 – Abertura submetida a esforços de compressão, sem propante e com propante, respectivamente, t = 80s.	57
Figura 34 – Gráficos da tensão horizontal menor no Elemento 4089, sem propante e com propante.	58
Figura 35 – Gráficos da Produção Acumulada, sem propante e com propante.....	58
Figura 36 – Condições de Contorno.....	59
Figura 37 – Geometria.....	60
Figura 38 – Malha com fraturas aleatórias.	61
Figura 39 – Delimitação da região de análise.....	62
Figura 40 – Distribuição da pressão para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 1,2\text{MPa}$	62
Figura 41 – Distribuição da pressão para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$	63
Figura 42 – Salto no campo de deslocamento, campo de permeabilidade e abertura com propante para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 1,2\text{MPa}$	64
Figura 43 – Salto no campo de deslocamento, campo de permeabilidade e abertura com propante para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$	64
Figura 44 – Distribuição dos valores de tensão menor para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros adotados para o material.	43
Tabela 2 - Parâmetros adotados para o material.	49
Tabela 3 - Propriedades mecânicas e hidráulicas do problema.	60

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS	17
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES INCORPORADAS	19
2.1	DECOMPOSIÇÃO DO CAMPO DE DESLOCAMENTOS.....	20
2.1.1	Campo de Deformações	21
2.1.1.1	Deformação na parte contínua	21
2.1.1.2	Deformação na descontinuidade.....	21
2.1.2	Campo de Tensões	22
2.1.3	Condição de Continuidade de Tensões	22
2.1.4	Vetor de Forças Internas e Matriz de Rigidez do Elemento	23
2.1.5	Matriz Tangente de Descontinuidades Fortes	23
2.2	MODELO CONSTITUTIVO DE DANO	23
2.2.1	Modelo Constitutivo de Dano à tração	28
2.2.2	Algoritmo de Integração Implícito-Explícito (IMPL-EX)	30
3	FLUXO EM MEIOS POROSOS COM DESCONTINUIDADES	31
3.1	EQUAÇÕES BÁSICAS DO PROBLEMA DE FLUXO	31
3.2	ELEMENTOS FINITOS COM FRATURA INCORPORADA.....	32
3.3	PROBLEMA ACOPLADO HIDROMECAÂNICO.....	33
3.3.1	Princípio das Tensões Efetivas	33
3.3.2	Relação entre Permeabilidade e Abertura da Fratura	34
3.3.3	Fluxo Monofásico em Meios Porosos Deformáveis	35
3.3.4	Equação da Conservação de Massa para o Fluido	36
4	PROBLEMA DO FECHAMENTO DE FRATURA	37
4.1	MODELO CONSTITUTIVO PARA O FECHAMENTO DE FRATURAS.....	37
4.2	CASO DE APLICAÇÃO	43
4.3	CASO DE APLICAÇÃO: FRATURAMENTO E FECHAMENTO EM POÇO HORIZONTAL.....	47
4.4	CASO DE APLICAÇÃO: FRATURAMENTO E FECHAMENTO EM MEIO COM FRATURAS NATURAIS	59
5	CONCLUSÃO	66
5.1	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHO	66
	REFERÊNCIAS	67

1 INTRODUÇÃO

A descoberta de grandes reservas de gás em reservatórios não convencionais em diversos locais do mundo, tem provocado grandes mudanças no mercado. O Brasil possui reservas de gás não convencionais estimados em 6,4 trilhões. A Figura 1 abaixo mostra as estimativas em metros cúbicos dos países detentores de reservas não convencionais.

Figura 1 – Reservas de gás estimadas em reservatórios não convencionais



Fonte: Adaptado de (EIA, 2013).

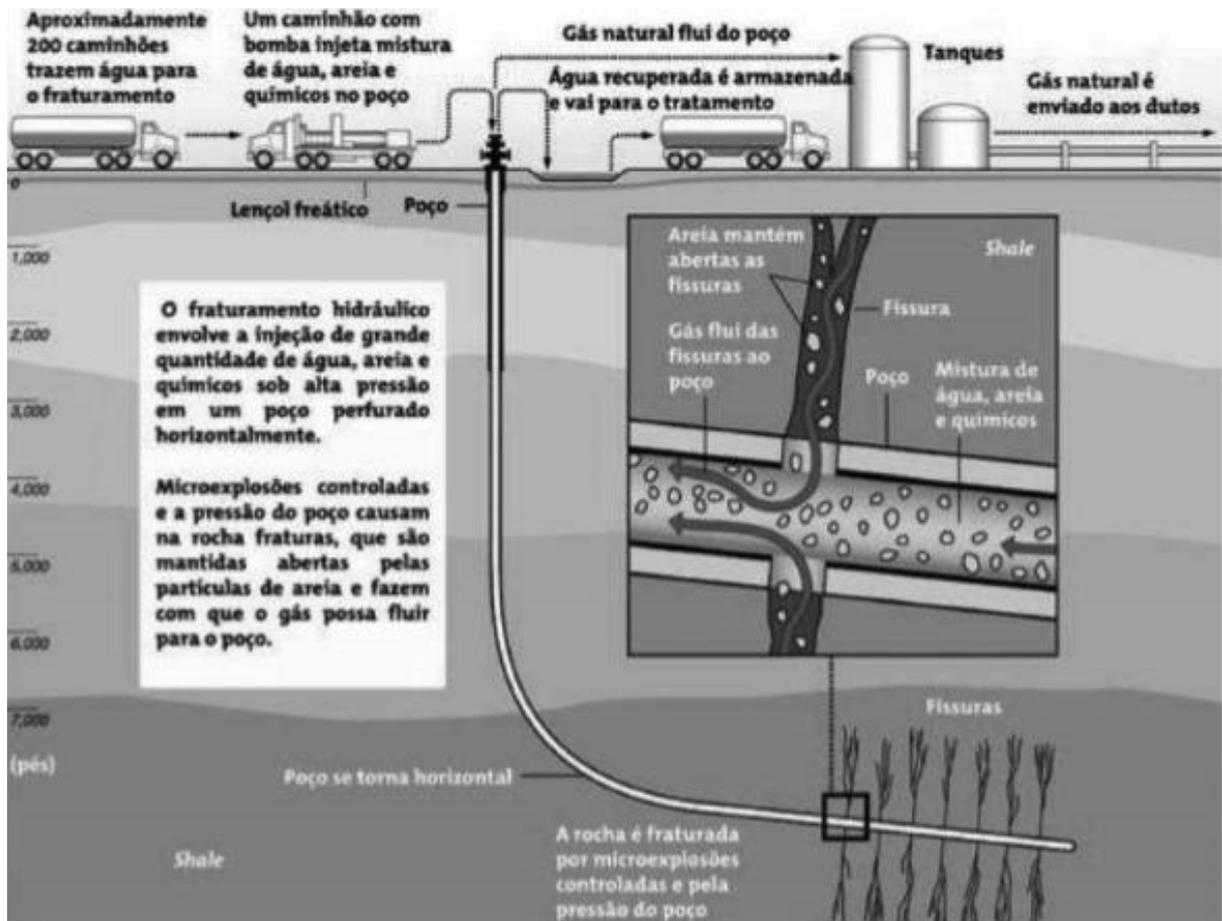
Os reservatórios não convencionais, são aqueles que só produzem um volume economicamente viável com a ajuda de tecnologias de estimulação. Uma das técnicas de recuperação avançadas é o fraturamento hidráulico, onde são injetados fluidos sob alta pressão causando a ruptura da rocha por tração.

Há diversos tipos de reservatórios não convencionais, os principais exemplos de reservatórios não convencionais são: shale gas (gás de folhelho), que são reservatórios de gás em rochas sedimentares argilosas, tight gas que são geralmente arenitos e coalbed methane (CBM) que são camadas de carvão mineral onde o metano adsorvido é produzido em um processo conhecido como gasificação (BESERRA, 2015).

O fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido (fraturante) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha, permitindo o fluxo de fluidos por meio das fraturas geradas e viabilizando a produção do hidrocarboneto (FERNANDES, 2001).

A Figura 2 ilustra as etapas do fraturamento hidráulico, onde a partir de um poço vertical, poços horizontais são perfurados para produzir em diferentes áreas.

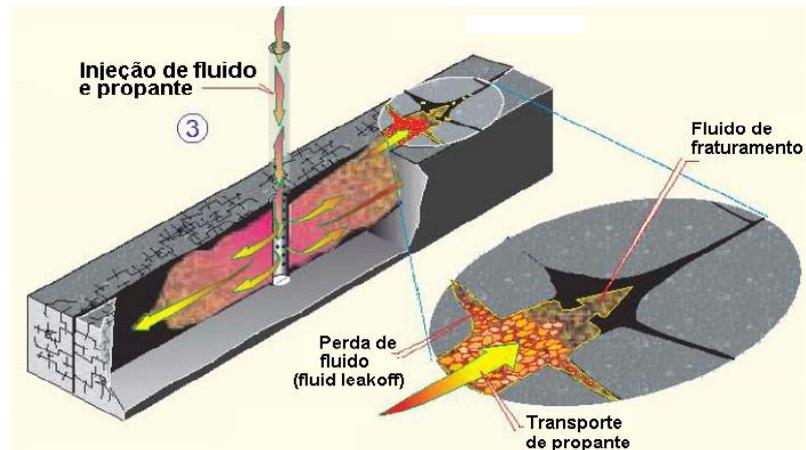
Figura 2 – Etapas do fraturamento hidráulico.



Fonte: adaptado de (EIA, 2013).

Durante o processo de fraturamento hidráulico, junto com o fluido fraturante, é introduzido na rocha um material granular denominado agente de sustentação ou propante, que tem a função de manter a fratura aberta quando for cessado o bombeio. Desta forma cria-se um canal permanente, de alta permeabilidade, para o escoamento de hidrocarbonetos entre a formação e o poço. Esta técnica tem sido responsável, ao longo dos anos, pela viabilização econômica de muitos campos petrolíferos, em todo o mundo. Estima-se que cerca de 40% dos poços produtores de petróleo são estimulados por fraturamento hidráulico (FERNANDES, 1998).

Figura 3 - Injeção de fluido de fraturamento com propante



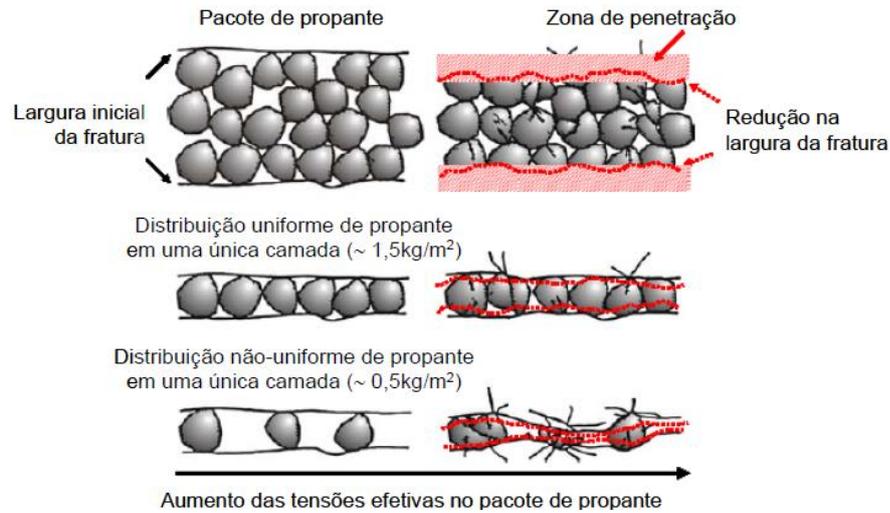
Fonte: adaptado de (EPA, 2004).

O propante deve possuir alta resistência mecânica, afim de evitar seu esmagamento por esforços compressivos impostos pela rocha, não devem possuir alta densidade para não comprometer seu processo de injeção na fratura e acabar por se sedimentar ao longo do caminho. Também devem resistir às altas temperaturas encontradas e resistir aos efeitos corrosivos do meio (BARRETOS, 2010).

A tensão de fechamento da fratura que atua no propante, pode ser estimada através da diferença entre a pressão de fraturamento e a pressão de produção no poço.

A Figura 4 ilustra os diferentes tipos de configuração para a camada de propante, bem como o que ocorre no esmagamento dessas camadas, é possível verificar que quanto menor a concentração de propante, menos uniforme a distribuição dos grãos, o que tende à configuração de uma camada única, ocorrendo o aumento de contato das tensões na parede da fratura com o agente de sustentação, o que provoca o esmagamento.

Figura 4 – Distribuição do propante na fratura e esmagamento.



Fonte: adaptado de (LEGARTH, 2003).

O esmagamento do material de sustentação, além de produção de finos, pode também causar a redução da espessura da fratura, diminuindo a condutividade hidráulica da fratura, o que pode comprometer a eficiência da produção (ASGIAN e CUNDALL, 1994; ANDREWS e KJORHOLT, 1998; WILBERG, 1998).

Segundo Economides et al. (2000), a permeabilidade da fratura é uma grandeza diretamente proporcional ao quadrado do diâmetro dos grãos de propante, entretanto, grãos de grande diâmetro contribuem para o aumento de permeabilidade apenas sob baixas tensões de fechamento (BARRETOS, 2010), pois os grãos maiores possuem menor mobilidade, isto ocorre em virtude de os grãos adjacentes possuírem diferentes orientações cristalográficas, o que dificulta o escorregamento entre os grãos. Logo, materiais mais finos possuem mais dureza e resistência mecânica ao esmagamento em grandes profundidades.

Embora propantes de menor diâmetro propiciem uma baixa condutividade inicial, a condutividade média ao longo da vida útil do poço é maior que aquela obtida com propantes de grande diâmetro que normalmente apresentam um rápido declínio na produção (CACHAY, 2004).

Obviamente, o diâmetro das partículas de propante deve ser compatível com a espessura da fratura, quando o tamanho das partículas é maior do que a metade da abertura da fratura, ocorre fenômeno denominado “embuchamento”, termo usado para descrever a formação de “pontes” de propante no interior da fratura durante a injeção, provocando um súbito aumento da pressão de propagação da fratura.

Em formações rochosas de baixa coesão, sujeitas à significativa produção de finos ou formações com elevado teor de impurezas não é recomendável o uso de propantes com grande diâmetro, pois os finos tendem a invadir o pacote de propante, provocando o estreitamento dos canais de fluxo.

O arredondamento e esfericidade das partículas de propante influenciam a porosidade do pacote granular, e por consequência, a condutividade da fratura, sob elevadas tensões, quanto maior for o arredondamento do agente de sustentação, a distribuição de tensões tende a ser mais uniforme, o que propicia uma melhor estabilidade do pacote granular.

A densidade do propante influencia diretamente a sua mobilidade no processo de injeção, pois a sedimentação dos grãos cresce quanto mais denso for o material, desta forma propantes densos tornam-se mais difíceis de serem transportados para regiões superiores da fratura. Para o caso de propantes densos, o transporte pode ser facilitado com o uso de fluidos de fraturamento de alta viscosidade, desta forma o agente de sustentação se mantém suspenso no fluido de fraturamento.

Desta forma, o propante é um mineral industrial usado na produção de petróleo com o objetivo de aumentar a produção, este material deve atender a especificações como pureza, granulometria, esfericidade, resistência ao esmagamento e condutividade. Os materiais usados como propante são as areias silicosas naturais ou resinadas e produtos cerâmicos com alto teor de alumínio como bauxitas sintetizadas (CACHAY, 2004). O uso de propante foi intensificado devido à alta demanda do consumo do gás de folhelho (*shale-gas*). Na Figura 5 abaixo, são listados os principais tipos de propante com as respectivas densidades e resistência.

Figura 5 – Principais tipos de propante, suas densidades e resistência a tensão de fechamento.

Tipo de propante	Densidade (g/cm ³)	Resistência (psi)
Areia pura	2,65	< 6000 (≅ 41MPa)
Areia tratada com resina (RCS)	2,55	< 8000 (≅ 55MPa)
Cerâmica de resistência intermediária (ISP)	2,7 – 3,3	5000 – 10000 (34 MPa – 69MPa)
Cerâmica de resistência elevada (HSB)	3,4 ou superior	> 10000 (69MPa)
Bauxita	2,00	> 7000 (48MPa)

Fonte: adaptado de (CACHAY, 2004).

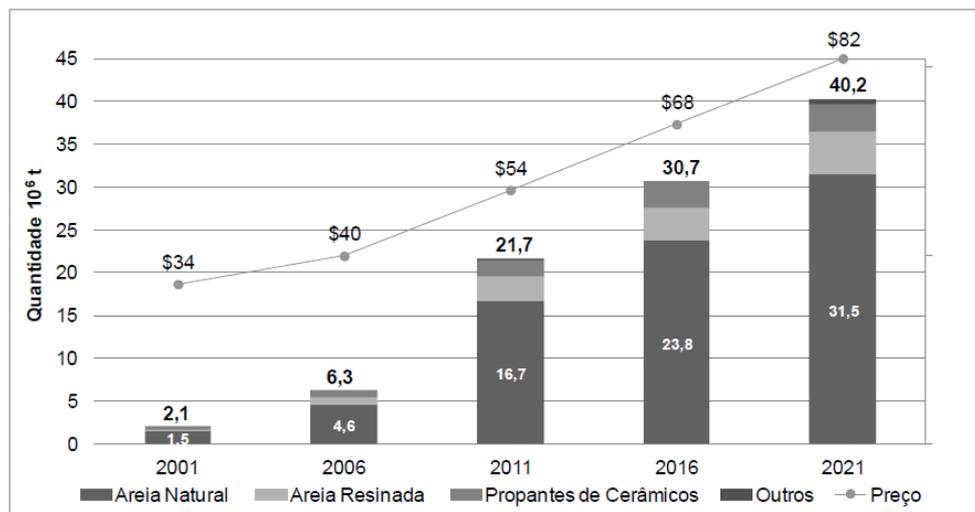
Um problema que frequentemente ocorre em reservatórios após o processo de fraturamento é o retorno do propante injetado para o interior do poço, denominado de “proppant

flowback”, a taxa de refluxo pode variar de poucos grãos a muitos quilos de material por hora, sua ocorrência causa grandes problemas com o desgaste de equipamentos, custo de limpeza e danos ambientais devido a disposição de sólidos impregnados por hidrocarboneto.

Segundo Andrews e Kjørholt (1998), é importante ressaltar dois períodos diferentes na ocorrência do refluxo. O primeiro é previsível, pois ao final do fraturamento, é feita a limpeza do poço devido a presença de material de sustentação, nesta etapa até 20% do propante colocado na fratura pode retornar. O segundo ocorre durante a fase de produção, um problema mais complexo, devido ao seu efeito nos equipamentos de produção bem como a ocorrência de paralizações para tratamento.

Os EUA são o líder mundial no mercado de fraturamento hidráulico. A estimativa para os próximos anos no consumo de propante pode ser vista na Figura 6 abaixo.

Figura 6 – Estimativas para o consumo de propante.



Fonte: adaptado de (BRAGA, LIMA, *et al.*, 2015)

A partir do desenvolvimento tecnológico do fraturamento na indústria, a busca de modelos que permitam compreender e obter melhores resultados, através da previsão do direcionamento e geometria da fratura se fazem necessários para estabelecer um melhor projeto de exploração desses campos de petróleo (ECONOMIDES e OLIGNEY, 2001).

Variações na poro-pressão, temperatura e saturação de água, em um reservatório de hidrocarboneto, ocorrem devido a depleção ou pelo processo de injeção de água (ONAIISI, SAMIER, *et al.*, 2002). Logo a depleção leva a alteração do estado de tensões no reservatório (aumento da tensão efetiva com diminuição da poro-pressão) e nas rochas em torno dele.

Quando acentuadas, estas deformações podem causar a compactação do reservatório e subsidência que são, possivelmente, os exemplos mais comuns do efeito do comportamento mecânico da rocha em escala de reservatório (GOMES, 2009). Esses fenômenos de compactação podem provocar o fechamento de fraturas. Logo a resistência do agente de sustentação a tensão de fechamento da fratura, deve ser suficientemente alta para evitar o esmagamento dos grãos e a produção dos finos, o que causaria a diminuição da condutividade hidráulica da fratura.

À medida em que a pressão de fluido diminui no interior da fratura, ocorre uma redução da sua abertura pelo aumento das tensões efetivas normais, causando o seu fechamento. Neste caso, se desenvolvem deformações de compressão que afetarão a permeabilidade da fratura até um valor limite, sendo este definido por propriedades da rocha e do material de preenchimento das fraturas (inclusive o propante).

Bandis et al (1983) e Barton et al (1985) apresentaram um modelo hiperbólico de fechamento de fraturas, aonde as fraturas tornam-se mais rígidas conforme o aumento das tensões normais compressivas, e também são mais sensíveis para valores de baixa tensão. Este modelo foi modificado no presente trabalho para a inclusão do propante como limitador adicional do fechamento de fraturas.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho parte de técnicas de fraturamento hidráulico já estabelecidas em elementos finitos, como o uso da aproximação contínua de descontinuidade fortes incorporadas, tendo como objetivo a implementação do modelo constitutivo de Barton-Bandis para o fechamento de fraturas adaptado com a inserção de propante. E tem como objetivos específicos:

- Estudar e implementar o modelo de fechamento hiperbólico proposto por Barton-Bandis com a inclusão de propante, que leva em consideração o acoplamento hidromecânico para o fechamento de fraturas por tensão normal compressiva, bem como a influência do processo de fechamento sobre a condutividade hidráulica.
- Analisar com o auxílio do programa de elementos finitos CODE_BRIGHT o processo de fechamento de fraturas com o uso de propante, bem como, obter resultados de simulação que demonstrem a influencia do propante no fechamento para modelos hidromecânicos.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação foi organizada em cinco capítulos. No presente capítulo foi apresentada uma breve contextualização sobre a técnica de fraturamento hidráulico com as metodologias desenvolvidas para modelagem e simulação numérica do tema e os objetivos do trabalho.

O capítulo 2 demonstra que o comportamento do elemento finito com descontinuidade incorporada apresenta campos cinemáticos similares ao da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF). Também é apresentada uma revisão sobre o modelo constitutivo de dano.

O capítulo 3 apresenta uma breve revisão das equações de fluxo em meio poroso, bem como revisa alguns conceitos básicos imprescindíveis para compreensão adequada do problema.

No capítulo 4 o modelo constitutivo de Barton-Bandis considerando a inclusão de propante é apresentado, bem como os resultados das simulações com o uso do CODE_BRIGTH.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas a partir deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES INCORPORADAS

O processo de formação e propagação de fraturas em meio originalmente contínuos vem sendo bastante estudados nos últimos anos e podem ser simulados utilizando diferentes métodos de aproximação numérica. Esse tipo de problema requer o uso de modelos constitutivos que representem os fenômenos envolvidos no processo de degradação do material. Segundo Oliveira (2016), para a modelagem do fraturamento é necessário que os campos cinemáticos (campos de deslocamento e deformação sejam tratados da maneira adequada quando se utiliza o método de elementos finitos. A discretização e interpolação desse método devem representar a transição entre os campos contínuos e descontínuos. De acordo com Oliver, Cervera e Manzoli (1999), o processo de formação e propagação de fraturas pode ser representado através da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF), onde o processo de degradação é representado por uma cinemática especial que trata as deformações através de bandas estreitas (descontinuidade fraca) até o caso limite de degradação completa, correspondente à formação da descontinuidade no campo de deslocamentos (descontinuidade forte).

Uma das formas de se aplicar o ACDF é através da introdução dos efeitos de uma banda muito estreita de localização de deformações no interior dos elementos finitos existentes. A técnica denominada de Elementos Finitos com Descontinuidades incorporadas, consiste em enriquecer os campos cinemáticos do elemento, de maneira a representar o comportamento não linear do material em uma banda estreita que atravessa o elemento (MANZOLI, 1998; BESERRA, 2015; SEIXAS, 2015).

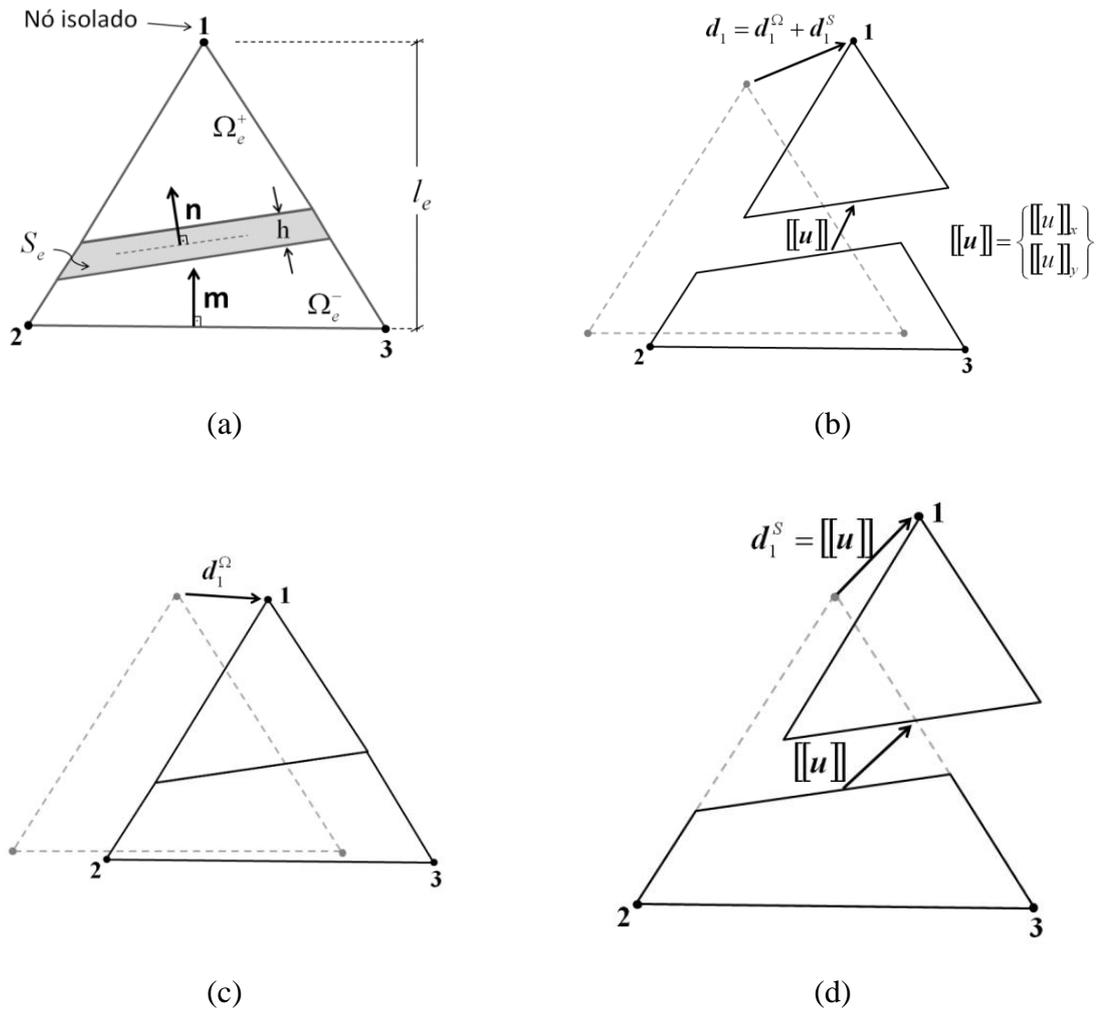
Neste capítulo, será demonstrado que o comportamento do elemento finito com descontinuidade incorporada apresenta campos cinemáticos similares ao da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes – ACDF. Também será apresentada uma revisão sobre o modelo constitutivo de dano.

Elemento finito com descontinuidade incorporada para análises de fraturamento também foi utilizado por Beserra (2015), que descreve as equações utilizadas neste trabalho com mais detalhes.

2.1 DECOMPOSIÇÃO DO CAMPO DE DESLOCAMENTOS

Na Figura 7 temos um elemento triangular, seja Ω_e o domínio, l_e seu comprimento, S_e uma banda de localização de deformações com largura h , que divide o elemento em duas partes, Ω_e^- e Ω_e^+ . Seja \mathbf{u} o campo de deslocamento, no qual e decomposto em \mathbf{u}_Ω e \mathbf{u}_S , sendo \mathbf{u}_Ω referente a deformação do meio contínuo (Figura 7c), enquanto \mathbf{u}_S , relacionada ao movimento de corpo entre as duas partes do elemento (Figura 7d).

Figura 7 - Decomposição do campo de deslocamentos: (a) elemento indeformado; (b) elemento deformado; (c) deformação da parte contínua; (d) movimento relativo devido à descontinuidade.



Fonte: Adaptado de (MANZOLI e SHING, 2006).

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

Caso o movimento relativo da interface for considerado uniforme, \mathbf{u}_S pode ser escrito:

$$\mathbf{u}_S = H_{S_e} [[\mathbf{u}]] \quad (2)$$

Sendo,

$$[[\mathbf{u}]] = \left\{ \begin{array}{l} [[u]]_x \\ [[u]]_y \end{array} \right\} \quad (3)$$

Temos que $[[\mathbf{u}]]$ é o vetor que contém as componentes do salto de deslocamentos.

2.1.1 Campo de Deformações

2.1.1.1 Deformação na parte contínua

A aproximação do campo de deslocamento pode ser feita de forma convencional.

$$\boldsymbol{\varepsilon}_\Omega = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] \quad (4)$$

Onde $\boldsymbol{\varepsilon}$ é a deformação total, associada à deformação regular e $\frac{1}{l_e} \mathbf{M}$ é o gradiente de função de forma.

2.1.1.2 Deformação na descontinuidade

O campo de deformações na banda de localização pode ser escrito como:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_S = \boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n [[\mathbf{u}]] \quad (5)$$

onde \mathbf{N}_n e \mathbf{M} são matrizes com componentes \mathbf{n} e \mathbf{m} , sendo \mathbf{n} um vetor normal a S e \mathbf{m} um vetor normal à base do elemento, como ilustrado na Figura 7(a) e h pode ser considerado como a largura de uma banda muito estreita contendo S , onde a descontinuidade de deslocamentos é regularizada (LARSSON e RUNESSON, 1996).

2.1.2 Campo de Tensões

Sendo o contínuo elástico-linear e isotrópico, o campo de tensões é obtido pela relação:

$$\begin{aligned}\sigma_{\Omega} &= \mathbf{C}\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} \\ \sigma_{\Omega} &= \mathbf{C}(\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_S)\end{aligned}\tag{6}$$

sendo \mathbf{C} a matriz de rigidez do material. O campo de tensões na banda de localização pode ser obtido através da seguinte relação:

$$\sigma_S = \Sigma(\boldsymbol{\varepsilon}_S)\tag{7}$$

onde Σ representa uma lei constitutiva inelástica do tipo contínuo, relacionando as tensões com as deformações do material.

2.1.3 Condição de Continuidade de Tensões

Devido a adição de graus de liberdade com os saltos de deslocamento, novas equações devem complementar o problema, essas equações resultam do acoplamento contínuo-interface. A continuidade das tensões na interface do elemento é dada por:

$$\mathbf{N}_n^T(\sigma_{\Omega} - \sigma_S) = 0\tag{8}$$

Substituindo as equações (6) e (7) na condição de equilíbrio (8), tem-se:

$$\mathbf{N}_n^T(\mathbf{C}\boldsymbol{\varepsilon}_{\Omega} - \Sigma(\boldsymbol{\varepsilon}_S)) = 0\tag{9}$$

Rearranjando as equações (4) e (5) em (9), obtém-se o seguinte sistema de equações:

$$\mathbf{N}_n^T \left[\mathbf{C} \left(\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] \right) \right] - \Sigma \left[\boldsymbol{\varepsilon} - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n [[\mathbf{u}]] \right] = 0\tag{10}$$

O qual é resolvido pelo método iterativo de Newton-Raphson.

2.1.4 Vetor de Forças Internas e Matriz de Rigidez do Elemento

O vetor de forças internas do elemento é dado por:

$$\mathbf{F}_{\text{int}_e} = \int_{\Omega_e} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma} d\Omega_e \stackrel{h \rightarrow 0}{\cong} \int_{\Omega_e} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}_\Omega d\Omega_e \quad (11)$$

A matriz de rigidez do elemento, pode ser escrita como:

$$\mathbf{K}_e = \frac{\partial \mathbf{F}_{\text{int}_e}}{\partial \mathbf{d}_e} = \int_{\Omega_e} \mathbf{B}^T \underbrace{\frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_\Omega}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}}_{\text{operador tangente}} \mathbf{B} d\Omega_e \quad (12)$$

Quando $h \rightarrow 0$, as deformações na banda de localização tendem ao infinito, mas a tensão no elemento é limitada pelo modelo constitutivo adotado. Portanto a integral de um valor limitado em uma região (área) que tende a zero é muito pequena, dessa maneira a integração das tensões no elemento despreza a banda de localização e só leva em conta a deformação regular, para obter a tensão regular (parte contínua).

2.1.5 Matriz Tangente de Descontinuidades Fortes

O operador tangente de descontinuidades fortes é dado por:

$$\mathbf{C}_{tg} = \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_\Omega}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} \quad (13)$$

2.2 MODELO CONSTITUTIVO DE DANO

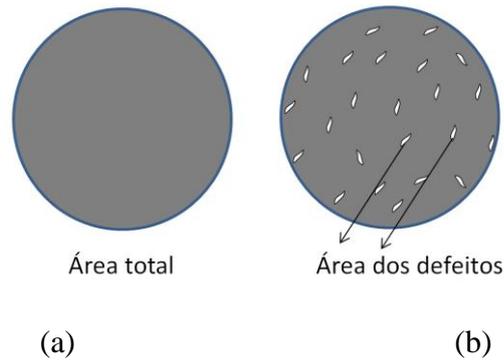
O modelo constitutivo proposto por Simo e Ju (1987), o dano se entende como uma degradação da rigidez do material. A mecânica do dano contínuo é baseada em processos termodinâmicos irreversíveis e foi formulada para descrever o mecanismo prévio à formação de macro fraturas.

Seja d uma variável escalar de dano definida como:

$$d = \frac{A_D}{A} \quad (14)$$

onde A é a área total de uma seção transversal e A_D é a área danificada (Figura 8).

Figura 8 - Seção transversal: (a) material intacto, (b) material degradado



Fonte: adaptado de (BESERRA, 2015)

É definido área efetiva, a área intacta que resiste aos esforços:

$$\bar{A} = A - A_D \quad (15)$$

Logo reescrevendo (64) temos:

$$d = 1 - \frac{\bar{A}}{A} \quad (16)$$

sendo:

$$0 \leq d \leq 1 \begin{cases} d = 0 & \text{material intacto} & \rightarrow A_D = 0 \\ d = 1 & \text{material degradado} & \rightarrow A_D = A \end{cases} \quad (17)$$

Podemos definir tensão aparente (nominal) e tensão efetiva, que se relaciona com a área total e a área efetiva, respectivamente, logo:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (18)$$

e

$$\bar{\sigma} = \frac{F}{\bar{A}} \quad (19)$$

Rearranjando as equações temos:

$$\frac{\sigma}{\bar{\sigma}} = \frac{\bar{A}}{A} = 1 - d \rightarrow \sigma = (1 - d)\bar{\sigma} \quad (20)$$

Se o material for intacto ($d=0$) a tensão nominal é igual à tensão efetiva e, quando o material se aproxima da degradação total ($d \approx 1$), a tensão nominal tende a zero. A deformação derivada de um material danificado submetido a uma tensão nominal é equivalente a deformação derivada de um material intacto submetido a tensão efetiva (LEMAITRE e CHABOCHE, 1985), logo pode-se definir:

$$\varepsilon_1 = \frac{\sigma}{E_D} \quad (21)$$

e

$$\varepsilon_2 = \frac{\bar{\sigma}}{E} \quad (22)$$

sendo E o módulo de elasticidade do material intacto, E_D o módulo de elasticidade do material degradado. Reorganizando equações (21) e (22), tem-se que:

$$\frac{\sigma}{E_D} = \frac{\bar{\sigma}}{E} \rightarrow E_D = E \frac{\sigma}{\bar{\sigma}} \rightarrow E_D = (1-d)E \quad (23)$$

Logo, a equação constitutiva é dada por:

$$\begin{aligned} \sigma = E_D \varepsilon &\rightarrow \sigma = (1-d) \frac{E \varepsilon}{\frac{\bar{\sigma}}{E}} \\ &\sigma = (1-d) \bar{\sigma} \end{aligned} \quad (24)$$

Sendo a tensão efetiva, sempre elástica linear.

$$\bar{\sigma} = E \varepsilon \quad (25)$$

O critério de degradação do material delimita a região onde o comportamento é elástico linear, segundo a expressão:

$$\phi(\sigma) = \tau(\sigma) - q \leq 0 \quad (26)$$

A tensão equivalente $\tau(\sigma)$ define a forma do domínio elástico, a variável interna q define o tamanho do domínio elástico. Desta forma é possível escrever o critério de degradação no espaço das tensões efetiva da seguinte forma:

$$\frac{\phi(\sigma)}{1-d} = \frac{\tau(\sigma)}{1-d} - \frac{q}{1-d} \leq 0 \quad \rightarrow \quad \phi(\bar{\sigma}) = \tau(\bar{\sigma}) - r \leq 0 \quad (27)$$

onde

$$r = \frac{q}{1-d} \quad (28)$$

r é definida como uma variável interna que quantifica o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões efetivas. A variável de dano pode ser escrita em função das variáveis internas q e r , da seguinte maneira:

$$d = 1 - \frac{q}{r} \quad (29)$$

Para as condições de carregamento e descarga, é utilizado o modelo de Kuhn-Tucker, onde:

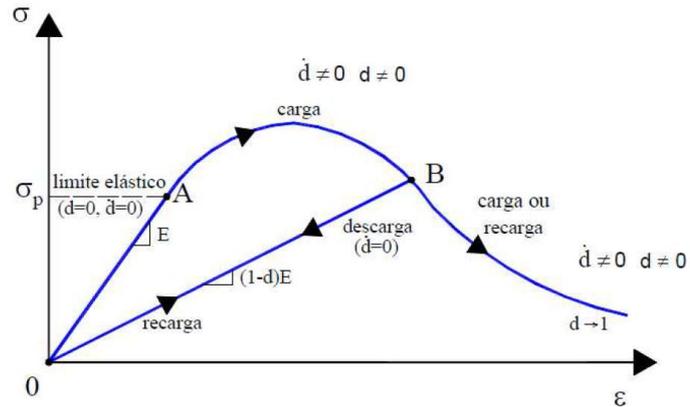
$$\begin{aligned} \dot{d} &\geq 0 \\ \phi(\bar{\sigma}) &\leq 0 \\ \dot{d}\phi(\bar{\sigma}) &= 0 \quad \rightarrow \quad \text{condição de consistência} \end{aligned} \quad (30)$$

onde,

$$\begin{aligned} \text{Se } \phi(\bar{\sigma}) < 0 &\rightarrow \dot{d} = 0 \rightarrow \text{regime elástico} \\ \text{Se } \phi(\bar{\sigma}) = 0 &\rightarrow \begin{cases} \dot{\tau}(\bar{\sigma}) < 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} = 0 \\ \dot{r} = 0 \end{cases} \rightarrow \text{descarregamento elástico} \\ \dot{\tau}(\bar{\sigma}) > 0 \rightarrow \begin{cases} \dot{d} > 0 \\ \dot{r} = \dot{\tau} > 0 \end{cases} \rightarrow \text{carregamento ou recarregamento} \end{cases} \end{aligned} \quad (31)$$

Na Figura 9 temos a ilustração das etapas de carga e descarga. No trecho \overline{OA} o regime é elástico-linear, sem alteração da variável de dano, d . No trecho \overline{AB} tem início a degradação sob carregamento (processo irreversível) e a variável de dano evolui. Já os trechos \overline{BO} e \overline{OB} correspondem aos processos elásticos de descarregamento e recarregamento respectivamente, onde também não há evolução da variável de dano.

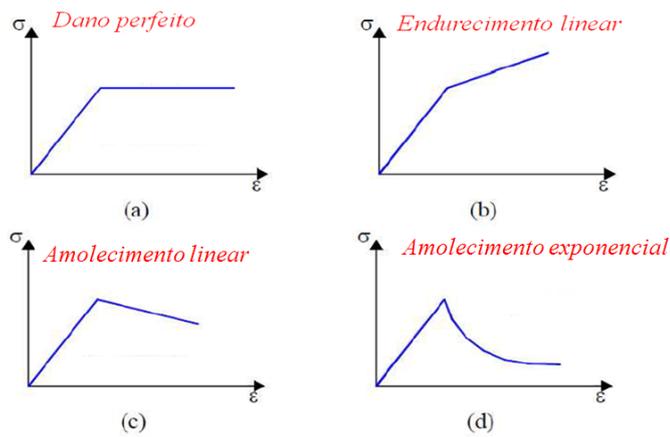
Figura 9 - Curva tensão-deformação, evolução da variável de dano.



Fonte: adaptado de (RODRIGUES, 2011).

A Figura 10 mostra diferentes tipos de comportamento pós-ruptura.

Figura 10 - Curva tensão-deformação para diferentes comportamentos pós-ruptura



Fonte: adaptado de (RODRIGUES, 2011).

Conforme mostrado (Figura 10 (b) e (c)), no modelo de dano se faz necessário uma expressão que leve em conta as leis de endurecimento ou amolecimento, podendo ser escrita em função das variáveis internas q e r , logo:

$$q(r) = q_0 + H(r - q_0) \tag{32}$$

onde H é um parâmetro de endurecimento ou amolecimento, no qual:

$$\begin{cases} H > 0 & \rightarrow \text{endurecimento} \\ H < 0 & \rightarrow \text{amolecimento} \end{cases} \tag{33}$$

Para o caso de amolecimento exponencial

$$q(r) = q_0 e^{A \left(1 - \frac{r}{r_0}\right)} \quad (34)$$

sendo A um parâmetro de amolecimento exponencial.

2.2.1 Modelo Constitutivo de Dano à tração

O modelo constitutivo a seguir foi apresentado em (SÁNCHEZ, MANZOLI e GUIMARÃES, 2014), onde o material apresenta comportamento elástico quando submetido a compressão e sofre degradação em esforços de tração. A tensão efetiva de dano é dada por:

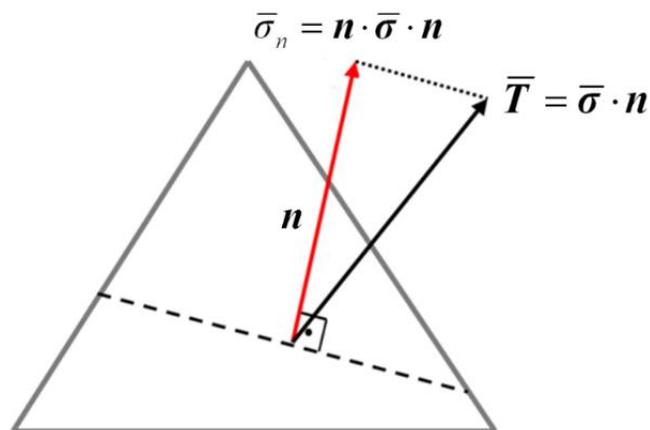
$$\bar{\sigma} = \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon} \quad (35)$$

onde \mathbf{C} é o tensor constitutivo elástico, podendo ser expressa como:

$$\begin{cases} \boldsymbol{\sigma} = (1-d)\bar{\boldsymbol{\sigma}} & \text{se } \bar{\sigma}_n > 0 & \text{estado de tração} \\ \boldsymbol{\sigma} = \bar{\boldsymbol{\sigma}} & \text{se } \bar{\sigma}_n \leq 0 & \text{estado de compressão} \end{cases} \quad (36)$$

sendo $\bar{\sigma}_n$ a componente normal do vetor de tensões $\bar{\mathbf{T}}$, sendo este, a projeção do tensor de tensões na direção normal à superfície da descontinuidade que atravessa o elemento (Figura 11).

Figura 11 - Projeção do vetor de tensões na direção normal ao elemento com descontinuidade embebida.



Fonte: adaptado de (BESERRA, 2015)

A definição do domínio elástico para o critério de dano, e dado pela expressão:

$$\phi = \bar{\tau}(\bar{\sigma}) - q(r) \leq 0 \quad (37)$$

onde $\bar{\tau}$ é a tensão equivalente que define o domínio elástico, sendo equivalente a componente normal $\bar{\sigma}_n$. Podendo ser escrito como:

$$\bar{\tau}(\bar{\sigma}) = \bar{\sigma}_n \quad (38)$$

$$\phi = \bar{\sigma}_n - q(r) \leq 0 \quad (39)$$

Descrevendo o critério de dano no espaço das tensões efetivas, tem-se:

$$\bar{\phi} = \bar{\sigma}_n - r \leq 0 \quad (40)$$

sendo a lei de evolução da variável de dano definida como:

$$d(r) = 1 - \frac{q(r)}{r} \quad (41)$$

Onde r é a variável que delimita o tamanho do domínio elástico. A lei de evolução da variável r é dada por:

$$r = \text{Max}[\bar{\sigma}_n, r_0] \quad (42)$$

Para o amolecimento exponencial, a evolução da variável tipo tensão q , e escrita como:

$$q(r) = f_t e^{\frac{f_t^2}{G_f E} h \left(1 - \frac{r}{f_t}\right)} \quad (43)$$

onde E é o módulo de elasticidade, f_t é a resistência à tração, G_f é a energia de fratura do material e h é a espessura da banda de localização das deformações.

Logo a região de localização de deformações é a zona submetida ao faturamento, enquanto que a energia consumida é equivalente a energia de fratura (MANZOLI, 2008).

2.2.2 Algoritmo de Integração Implícito-Explícito (IMPL-EX)

Com o objetivo de diminuir a não linearidade do algoritmo, bem como facilitar a convergência para casos de alta compressibilidade (como descontinuidade), Oliver, Huespe e Cante (2008), propuseram um algoritmo de integração de tensões, que é uma simplificação do algoritmo implícito, com uma projeção explícita da variável de dano. Com o objetivo de diminuir a não linearidade do algoritmo de integração. A convergência é garantida mesmo que ocorra a violação de consistência ou menor precisão, o que pode ser atenuado com incremento de tempos menores. O algoritmo IMPL-EX atualiza a variável interna r , que é responsável pelo limite de degradação. Dessa forma, a atualização no cálculo da variável de dano no tempo ($j + 1$), é dada como:

$$d(\tilde{r}_{j+1}) = 1 - \frac{q(\tilde{r}_{j+1})}{\tilde{r}_{j+1}} \quad (44)$$

onde:

$$\tilde{r}_{j+1} = r_j + \Delta r_j \quad (45)$$

e

$$\Delta r_j = r_j - r_{j-1} \quad (46)$$

A matriz constitutiva tangente, \mathbf{C}_{tg} , para o modelo de dano proposto, considerando o uso do IMPL-EX, é então definida como:

$$\mathbf{C}_{tg} = \frac{\boldsymbol{\sigma}_{j+1}}{\boldsymbol{\varepsilon}_{j+1}} = (1-d)\mathbf{C}, \text{ se } \bar{\sigma}_n > 0$$

$$\mathbf{C}_{tg} = \frac{\boldsymbol{\sigma}_{j+1}}{\boldsymbol{\varepsilon}_{j+1}} = \mathbf{C}, \text{ se } \bar{\sigma}_n \leq 0 \quad (47)$$

3 FLUXO EM MEIOS POROSOS COM DESCONTINUIDADES

Problemas que envolvem fraturamento hidráulico ou fechamento de fraturas por depressurização, requerem um acoplamento hidromecânico, este acoplamento é governado por uma série de equações diferenciais, levando em conta seus diferentes níveis.

Neste capítulo será apresentado uma breve revisão das equações de fluxo em meio poroso, bem como revisados alguns conceitos básicos imprescindíveis para compreensão adequada do problema. Devido ao contexto desta dissertação, será tratado apenas a situação de descontinuidade com permeabilidade maior que a do domínio rochoso, i.e. fraturas.

3.1 EQUAÇÕES BÁSICAS DO PROBLEMA DE FLUXO

A lei de Darcy (BEAR, 1988) que estabelece o fluxo no meio poroso é dado por:

$$\phi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (48)$$

onde ϕ a porosidade do meio e ρ_f a densidade do fluido e \mathbf{q} é o fluxo de Darcy dado por:

$$\mathbf{q} = -\mathbf{K} \nabla p \quad (49)$$

onde ∇p o gradiente da pressão de fluido e \mathbf{K} o tensor de permeabilidade:

$$\mathbf{K} = \frac{\mathbf{k}}{\mu} \quad (50)$$

sendo μ a viscosidade do fluido e \mathbf{k} a permeabilidade intrínseca.

A densidade do fluido é dada por:

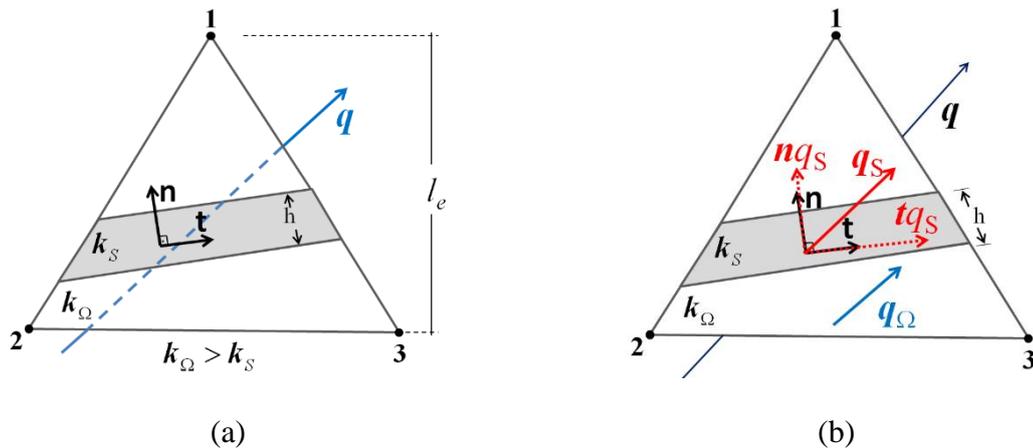
$$\rho_f = \rho_{f0} e^{\beta(p-p_0)} \quad (51)$$

onde ρ_{f0} a densidade de referência, β a compressibilidade do fluido, p é a pressão e p_0 a pressão de referência.

3.2 ELEMENTOS FINITOS COM FRATURA INCORPORADA.

Sendo a fratura um caminho preferencial para o fluxo ao longo do domínio, esta pode ser interpretada como uma anisotropia, aonde o tensor de permeabilidade possui um valor maior na direção da fratura. A Figura 12 mostra a fratura incorporada no elemento.

Figura 12 - (a) Elemento com fratura embebida; (b) decomposição do vetor de fluxo na direção da descontinuidade.



Fonte: adaptado de (BESERRA, 2015).

Conforme mostrado na Figura 12(b), na decomposição vetorial do fluxo, assume-se que não há fluxo na interface entre o contínuo e a descontinuidade, logo:

$$\begin{aligned} n \cdot q_s &= 0 \\ t \cdot q_s &= q_s \end{aligned} \quad (52)$$

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

$$\begin{aligned} q_s &= -K_s \nabla p \\ \text{onde } K_s &= \frac{k_s}{\mu} \end{aligned} \quad (53)$$

Visando garantir que a transmissividade no elemento seja igual à da fratura, multiplicasse K_s por um fator h/l_e . Sendo t o vetor que define a direção da descontinuidade, h a espessura da descontinuidade. Logo, a equação de fluxo na fratura é dada por:

$$\mathbf{q}_s = -\frac{h}{l_e} \mathbf{K}_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \nabla p \quad (54)$$

É possível calcular o fluxo através do tensor de permeabilidade efetiva, no qual leva em consideração a anisotropia do canal de fratura, assim temos que:

$$\mathbf{q} = -\mathbf{K}_{ef} \nabla p$$

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

3.3 PROBLEMA ACOPLADO HIDROMECAÂNICO

Para resolver problemas de fluxo em meios porosos sensíveis a variações no estado de tensões, foi utilizado o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT. Este programa é capaz de resolver o problema hidromecânico de forma acoplada, onde em cada iteração do tipo Newton-Raphson, é dada uma solução para o sistema de equações.

3.3.1 Princípio das Tensões Efetivas

A equação de equilíbrio mecânico é dada por:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (56)$$

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

A expressão acima lida com o domínio em termos de tensões totais, porém, conforme definido por Terzaghi, apenas uma parcela da tensão total, denominada tensão efetiva, é a responsável pelas deformações (variação volumétrica) do meio poroso saturado. A tensão efetiva é expressa como:

$$\boldsymbol{\sigma}' = \boldsymbol{\sigma} + p\mathbf{I} \quad (57)$$

onde \mathbf{I} é o tensor unitário de segunda ordem.

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

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

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

$$\alpha = 1 - \frac{\kappa_T}{\kappa_s} \quad (59)$$

e k_T e k_S são, módulos de rigidez volumétrica do meio poroso e dos grãos da rocha, respectivamente. Já para os solos, como a rigidez do meio é bem menor que a dos grãos ($K \ll K_s$), o coeficiente de Biot é igual a um ($\alpha=1$).

3.3.2 Relação entre Permeabilidade e Abertura da Fratura

O fluxo no plano de fratura é estudado com base nas equações de Navier-Stokes. o qual considera uma única fratura de abertura constante h , formada por duas placas de superfícies lisas e impermeáveis (SNOW, 1965; WITHERSPOON, WANG, *et al.*, 1980).

$$k_s = \frac{h^2}{12} \quad (60)$$

Levando em consideração $[[\mathbf{u}]]_n$ que é a componente do salto do campo de deslocamentos projetado na direção normal à descontinuidade, a equação (60), pode ser reescrita como:

$$h = [[\mathbf{u}]]_n \quad (61)$$

$$k_s = \frac{[[\mathbf{u}]]_n^2}{12}$$

Sendo a abertura da fratura equivalente a espessura da descontinuidade, o fluxo para o elemento com descontinuidade na equação (55), pode ser escrito como:

$$\mathbf{q} = - \left(\mathbf{K}_\Omega + \frac{1}{l_e} \frac{h^3}{12\mu} \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \right) \cdot \nabla p \quad (62)$$

3.3.3 Fluxo Monofásico em Meios Porosos Deformáveis

O princípio da conservação de massa é a base para a simulação em um reservatório de petróleo. Devido à natureza geomecânica do problema, a massa sólida passa a ser deformável, sendo a variação da porosidade expressa pela equação da conservação, onde:

$$\frac{\partial}{\partial t}[(1-\phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (63)$$

ρ_s é a densidade do sólido, que depende da compressibilidade da matriz, ϕ é a porosidade. Considerando o conceito de derivada material em relação à velocidade da matriz sólida:

$$\frac{\partial(\bullet)}{\partial t} = \frac{D(\bullet)}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla(\bullet) \quad (64)$$

Reescrevendo a equação (63) como:

$$\frac{D(1-\phi)\rho_s}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1-\phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (65)$$

Fazendo a expansão do primeiro termo e usando a seguinte relação,

$$\nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1-\phi)\rho_s] + (1-\phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (66)$$

A equação (65) assume a seguinte forma:

$$(1-\phi)\frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} \underbrace{- \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1-\phi)\rho_s] + \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla[(1-\phi)\rho_s]}_{\text{termos se cancelam}} + (1-\phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = 0 \quad (67)$$

Sendo $\dot{\boldsymbol{\epsilon}}_v$ é a deformação volumétrica total do meio poroso, temos:

$$\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = \dot{\boldsymbol{\epsilon}}_v \quad (68)$$

Realizando os cancelamentos da equação (67) tem-se que:

$$(1-\phi)\frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} + (1-\phi)\rho_s \dot{\boldsymbol{\epsilon}}_v = 0 \quad (69)$$

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

$$\begin{aligned}\rho_s &= cte \\ \frac{D\rho_s}{Dt} &= 0\end{aligned}\quad (70)$$

Dividindo todos os termos da equação (69) por ρ_s . Finalmente temos a equação final para a variação da porosidade em função da deformação volumétrica do meio:

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1 - \phi)\dot{\epsilon}_v \quad (71)$$

3.3.4 Equação da Conservação de Massa para o Fluido

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

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho_f) + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q} + \phi\rho_f \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (72)$$

Aplicando o conceito de derivada material, expandindo os termos da equação, cancelando os termos semelhantes, chega-se na equação geral do problema de fluxo de fluidos em meios porosos deformáveis (LEWIS e SCHREFLER, 2000):

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi\rho_f \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (73)$$

Substituindo (71) em (73), temos:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f (1 - \phi)\dot{\epsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) + \phi\rho_f \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (74)$$

Incluindo a deformação do meio poroso ($\dot{\epsilon}_v$), a equação que governa o fenômeno de fluxo é expressa como:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \dot{\epsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (75)$$

4 PROBLEMA DO FECHAMENTO DE FRATURA

Com o decaimento da pressão do fluido na fratura, ocorre um fechamento de sua abertura devido ao aumento das tensões efetivas, de acordo com princípio de Terzaghi, desta forma, a despressurização causada pela produção no reservatório pode acarretar a perda global da permeabilidade e da porosidade.

Conforme já dito no capítulo 1, a depleção do reservatório pode acarretar compactação e fechamento de fraturas induzidas ou naturais, neste contexto é inserido o propante, um material granular que impede o fechamento dessas fraturas, amenizando os efeitos do decaimento da pressão na permeabilidade global do reservatório.

No presente trabalho o estudo de fechamento de fraturas foi feito com o auxílio do programa de elementos finitos CODE_BRIGTH, onde foram considerados os fechamentos que ocorrem somente por tensão normal compressiva, a restrição é bastante plausível, visto que a abertura de fratura hidráulica ocorre em grande parte por esforços de tração, logo o processo posterior de despressurização é condicionado ao mecanismo de fechamento por compressão.

A expansão da rocha devido ao fenômeno da dilatação na fratura não foi implementado. Para simular o comportamento hidromecânico do fechamento de fraturas com propante, foi utilizado o modelo constitutivo de Barton-Bandis.

4.1 MODELO CONSTITUTIVO PARA O FECHAMENTO DE FRATURAS

Em 1985 Barton et al se baseou na metodologia de Barton e Choubey (1977) para descrever o comportamento tensão-deformação para o cisalhamento e tensões normais, que são perpendiculares a fratura e tratadas como de fechamento. Esta metodologia consiste na caracterização de fraturas cujos parâmetros requeridos são o coeficiente de rugosidade (JRS), resistência à compressão da parede da fratura (JCS), resistência à compressão não confinada σ_c (parâmetro que é medido na rocha adjacente a parede da fratura), o ângulo de atrito residual ϕ_r , a abertura hidráulica e e a abertura mecânica (E).

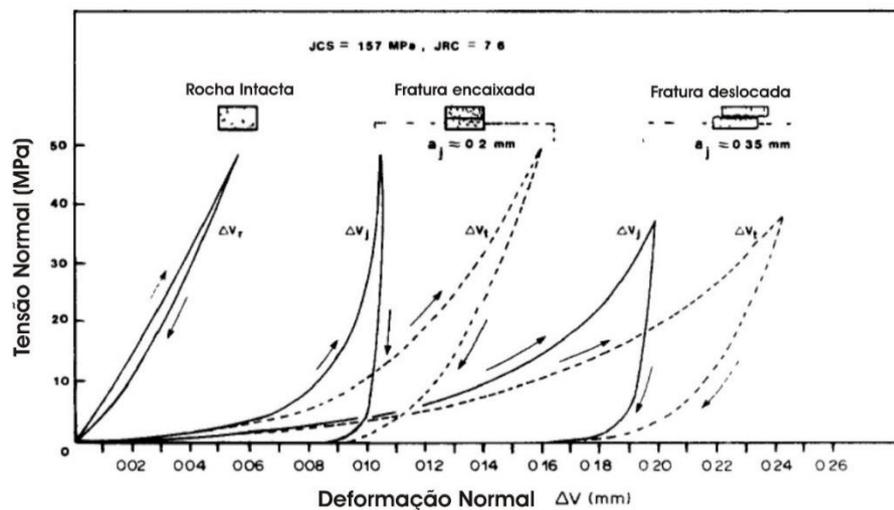
Com base em ensaios de laboratórios em rochas fraturadas, Barton et al (1985) concluiu que as deformações normais ao plano da fratura podem alterar significativamente a condutividade hidráulica, isto se deve ao fato de que a abertura varia devido ao fechamento induzido, logo, quando se consegue obter a abertura é possível definir a condutividade hidráulica em função do estado de tensões.

O problema é descrito por uma relação tensão-deslocamento em que a rigidez normal K_{ni} e o fechamento da fratura ΔV_j são considerados explicitamente nas formulações.

Barton-Bandis apresentam um modelo hiperbólico para a relação entre tensão normal compressiva e as deformações normais da fratura, onde as fraturas apresentam-se mais rígidas com o aumento das tensões normais e estas são mais sensíveis a baixos valores das tensões, ou seja, se verifica que à medida que a fratura deforma por compressão a rigidez de sua parede tende à da rocha intacta conforme ilustra a Figura 13, convém ressaltar que este comportamento também é dependente do grau de fraturamento da rocha e do entrosamento entre as paredes da fratura.

O problema é descrito por uma relação tensão-deformação em que a rigidez normal K_{ni} e o fechamento da fratura ΔV_j são considerados explicitamente nas formulações.

Figura 13 - comportamento tensão normal-deformação para rocha intacta, e rochas fraturadas com diferentes níveis de entrosamento entre as paredes (fratura encaixada e deslocada).

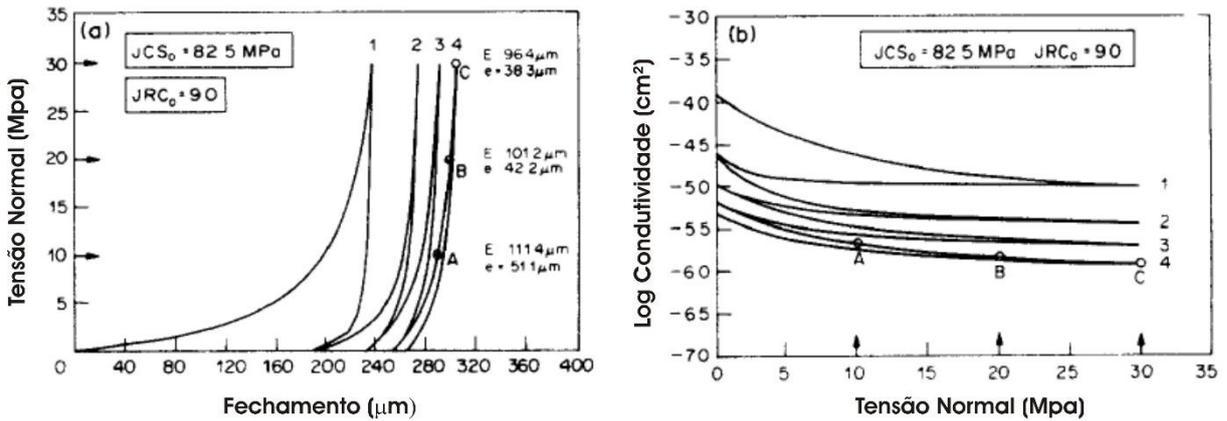


Fonte: adaptado de (BARTON, BANDIS e BAKHTAR, 1985).

Para expor a influência das tensões normais sobre o fechamento e, conseqüentemente, sobre a condutividade hidráulica, os autores apresentaram o resultado de ensaios de 04 ciclos de carregamento para uma amostra fraturada (Figura 14). É mostrado a variação das aberturas mecânica e hidráulica para diferentes níveis de tensão efetiva normal (10, 20 e 30 MPa). Partiu-se da condição de fratura aberta, com uma abertura mecânica inicial medida na amostra e com a abertura hidráulica inicial quantificada através de um ensaio de fluxo com carga hidráulica constante considerando tensão efetiva nula. Após o quarto ciclo de carregamento, assumiu-se o

retorno da fratura à condição inicial de campo, quantificando assim sua abertura mecânica residual após o fechamento, e consequentemente a condutividade hidráulica como função desta.

Figura 14 - Exemplo de modelagem do problema de fechamento por tensão normal considerando a determinação da condutividade hidráulica para amostras



Fonte: adaptado de (BARTON, BANDIS e BAKHTAR, 1985).

O fechamento da fratura ΔV_j foi definido pela diferença entre a deslocamento total do bloco fraturado ΔV_t , durante o carregamento ou descarregamento, e o deslocamento da rocha intacta ΔV_r (medida separadamente em blocos intactos “idênticos”). Logo:

$$\Delta V_j = \Delta V_t - \Delta V_r \quad (76)$$

De acordo com o modelo a relação da tensão normal efetiva σ_n com o fechamento ΔV_j é dada por:

$$\sigma_n = \frac{\Delta V_j}{a - b\Delta V_j} \quad (77)$$

Onde a e b são constantes definidas em valores limites da tensão normal, desta forma:

$$\sigma_n \rightarrow \infty \Rightarrow \frac{a}{b} = V_m \quad (78)$$

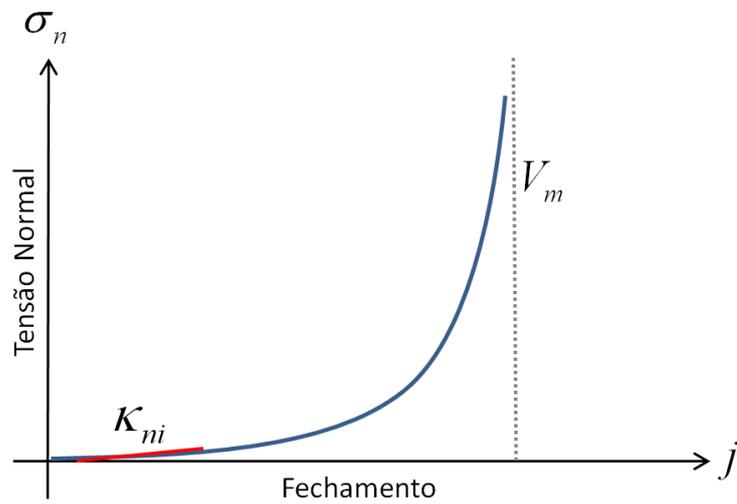
$$\sigma_n \rightarrow 0 \Rightarrow \Delta V_j \rightarrow 0 \Rightarrow K_n = \frac{1}{a} = K_{ni}$$

Logo, é possível reescrever a equação (77) do modelo hiperbólico da seguinte forma:

$$j = \frac{\sigma_n V_m}{\sigma_n - \kappa_{ni} V_m} \quad (79)$$

Logo, trata-se de um modelo hiperbólico, elástico não linear, com uma rigidez inicial de Barton-Bandis (κ_{ni}), e que converge assintoticamente para o fechamento máximo da fratura (V_m), como mostra a Figura 15.

Figura 15 - Curva tensão normal *versus* fechamento para o modelo constitutivo de Barton-Bandis (Relação de Goodman)



Fonte: adaptado de (BESERRA, 2015).

A abertura hidráulica da fratura é dada por:

$$e = e_0 - j \quad (80)$$

onde e_0 é a abertura inicial, e a permeabilidade da fratura é dada em função de sua abertura pela seguinte relação:

$$k_f = \frac{e^2}{12} \quad (81)$$

Para considerar a inserção do propante, o modelo de Barton-Bandis foi adaptado com a inclusão de novos parâmetros, neste caso o fechamento fica restrito a espessura do propante inserido na fratura, para o caso sem propante o fechamento máximo ocorre quanto a abertura final corresponde a abertura inicial.

Logo temos que o fechamento máximo sem propante é dado por:

$$V_m = e_0 \quad (82)$$

Com propante, temos que:

$$V_m = D \quad (83)$$

onde D é o diâmetro do propante.

Além desta limitação no valor máximo de j , temos que a expressão apresentada na equação (79) para o modelo com propante é reescrita como:

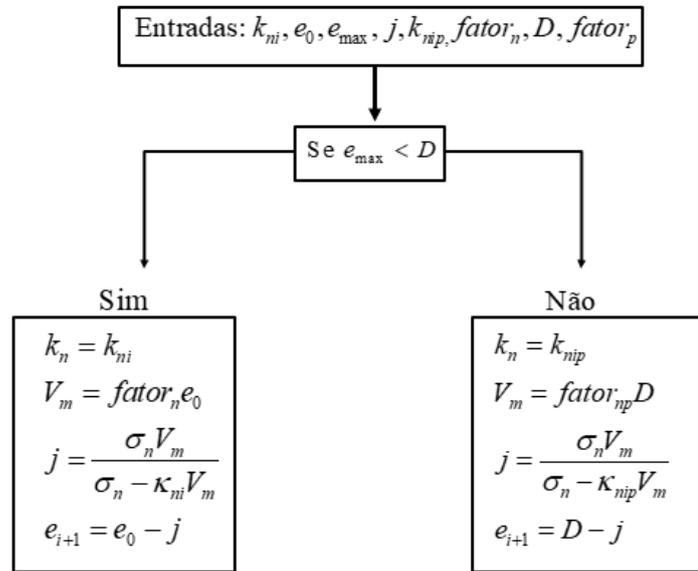
$$j = \frac{\sigma_n V_m}{\sigma_n - \kappa_{nip} V_m} \quad (84)$$

onde κ_{nip} é a rigidez do propante.

Desta forma, temos que o modelo de fechamento de Barton-Bandis é alterado para considerar uma espessura D , de propante, de modo que no processo de fechamento, devido a uma diminuição do fechamento máximo V_m (o diâmetro de propante deve ser menor que a abertura inicial da fratura), haverá um deslocamento da assíntota vertical (apresentado na Figura 15) para esquerda, com isso o fechamento da fratura j , passa a ser limitado pelo diâmetro do propante. A rigidez do propante κ_{nip} possui as mesmas características da rigidez para o fechamento do modelo constitutivo κ_{ni} , seu valor deve ser suficientemente alto para resistir aos esforços compressivos que atuam na parede da fratura.

A Figura 16 apresenta ambas as situações na qual o modelo de Barton-Bandis está implementado no CODE_BRIGTH.

Figura 16 – Algoritmo do modelo Banton-Bandis adaptado com propante



Fonte: Autor.

As variáveis $fator_n$ e $fator_{np}$, apresentadas no algoritmo da Figura 16, são constantes de penalização, este parâmetro deve ser informado para simulação dentro de um intervalo admissível maior que 0, e menor ou igual a 1. Para casos de simulação em que se deseja considerar a perda de eficiência do propante devido ao seu esmagamento, ou o refluxo do agente de sustentação para o poço, seu valor deve ser menor que 1, para casos de estabilidade no empocamento dos grãos de propante, se considera uma eficiência de 100%, ou seja, o $fator_{np}$ igual a 1.

Conforme visto na Figura 16, o modelo é capaz de atuar em duas situações, se o diâmetro de propante D é menor que a abertura inicial, o fechamento j passa a ser limitado pelo diâmetro do propante, para o caso em que D é maior que a abertura da fratura, o modelo de propante não é considerado, e o fechamento j passa a ser calculado de acordo com o modelo constitutivo de Barton-Bandis.

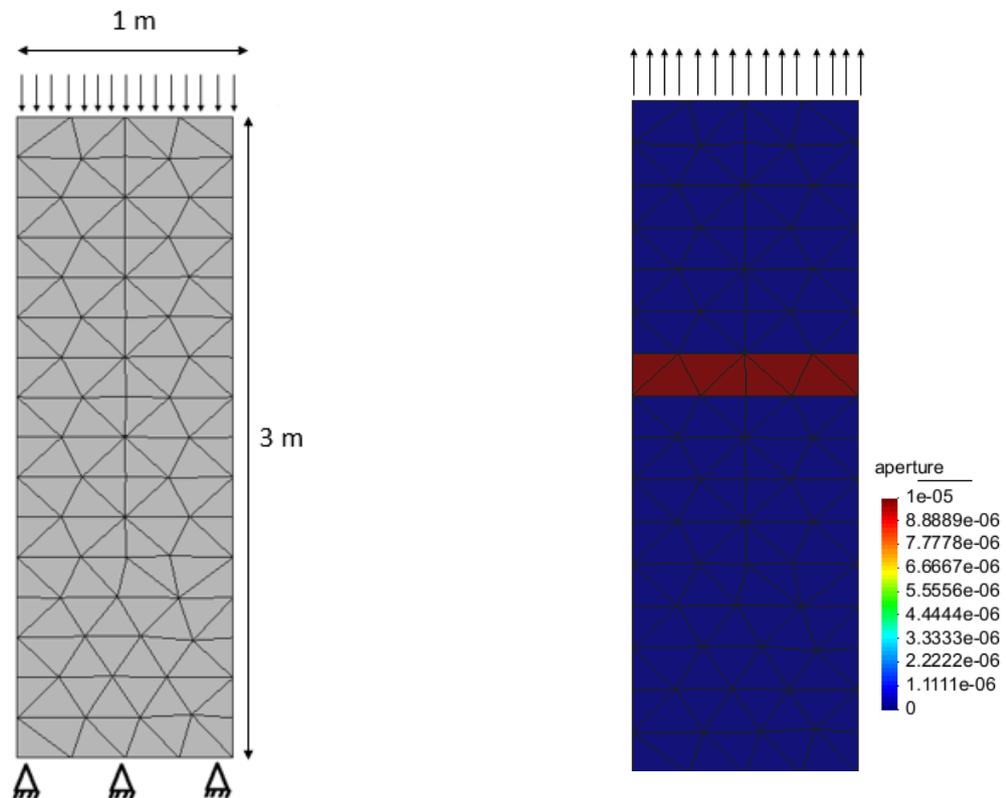
Para ambos os casos, conforme a ocorrência de esforços compressivos σ_n ao longo da fratura, o modelo de Barton-Bands, com propante ou não, passa a atuar na fratura, seja ela induzida ou natural.

4.2 CASO DE APLICAÇÃO

Objetivando a verificação da implementação do modelo de fechamento com propante, o presente caso, unicamente mecânico, tem a finalidade de apresentar o comportamento da abertura da fratura com propante.

Neste caso, um material poroso com uma fratura hidráulica embebida tem suas dimensões indicadas na Figura 17, a malha e composta por 85 nós, e 128 elementos. Este material é submetido a deslocamentos prescritos de tração e compressão na sua borda superior, esses esforços se dão em sucessivos intervalos de tempo e de forma contínua, de modo que, em algum momento dos intervalos de tração, ocorra a degradação da abertura hidráulica embebida, e conseqüentemente, o aumento da abertura. Desta maneira, o modelo de propante passa a atuar no próximo intervalo de compressão. Os parâmetros adotados são informados na Tabela 1.

Figura 17 – Geometria da malha e abertura inicial



Fonte: Autor.

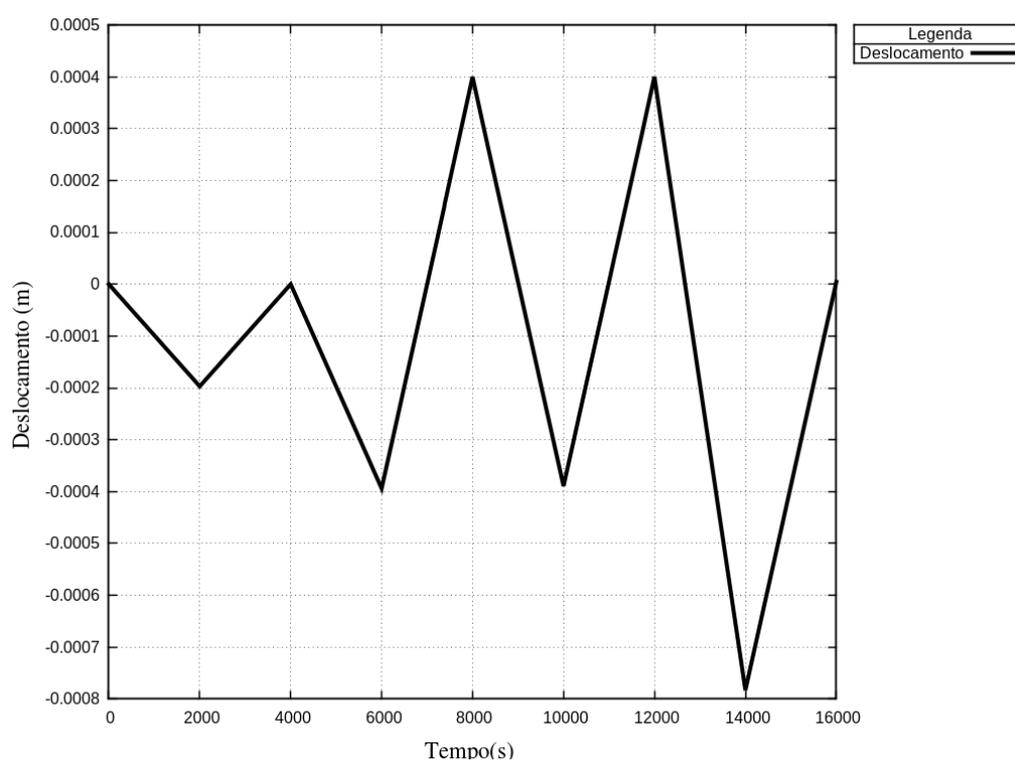
Tabela 1 - Parâmetros adotados para o material.

Parâmetros	Valores
------------	---------

Resistência à tração (f_t)	4 MPa
Módulo de elasticidade (E)	$1,00 \times 10^5$ MPa
Coefficiente de Poisson (ν)	0,0
Abertura Inicial Hidráulica (e_0)	0,01mm
Diâmetro do Propante (D)	0,3mm
Rigidez Inicial da Fratura (K_{ni})	$1,00 \times 10^6$ MPa
Rigidez Inicial do Propante (K_{nip})	$1,00 \times 10^7$ MPa

Na Figura 19 é ilustrado o deslocamento da borda superior, no qual, é provocado pelas condições de contorno. Nesta figura é possível verificar também os intervalos de tração (reta ascendente) e compressão (reta decrescente) em toda a simulação.

Figura 18 – Deslocamento da borda superior.

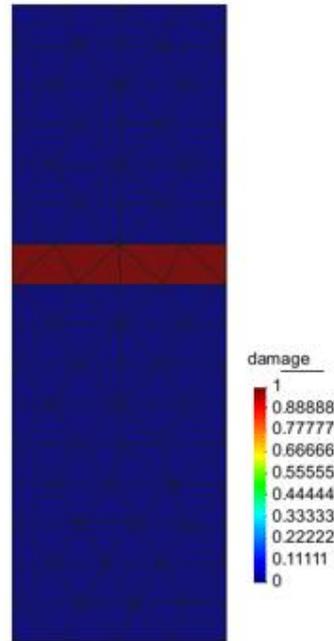


Fonte: Autor.

Na Figura 18, no intervalo entre 600 e 800s, pelo elevado deslocamento provocado pela tração, é possível afirmar que ocorreu a degradação da fratura embebida, e que, com a continuidade do deslocamento ascendente, toda região superior a fratura se “desgarrou” do

restante do domínio. Esta observação é comprovada pela Figura 19, onde a degradação da abertura hidráulica ocorre no instante t de 7.731s.

Figura 19 – Dano a tração no instante t de 7.731s.

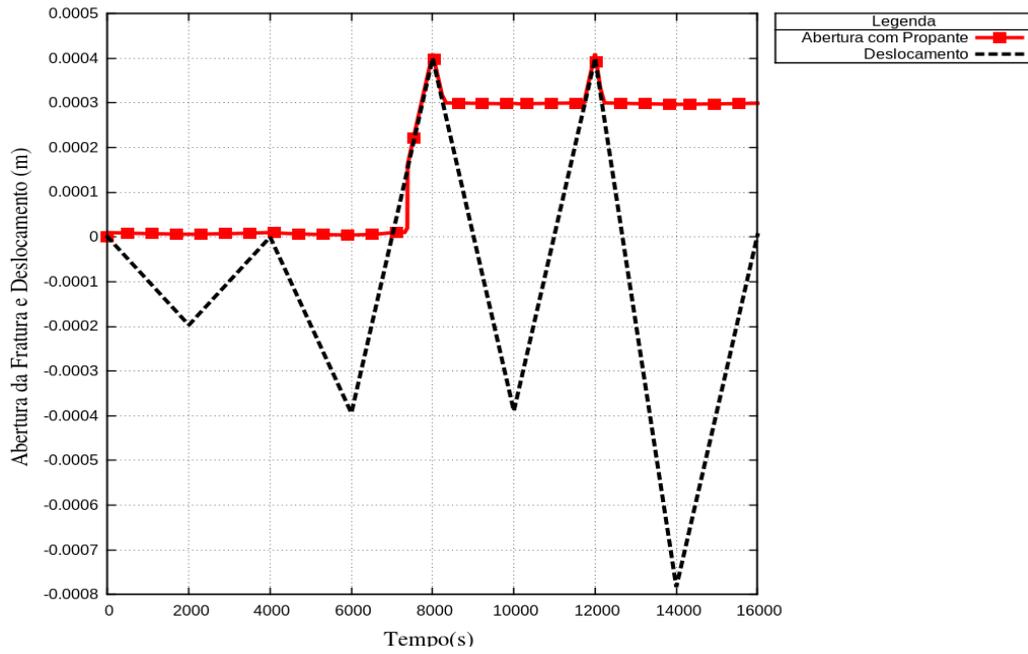


Fonte: Autor.

Na

Figura 20, é dado o gráfico da abertura fratura com propante ao longo do tempo, a curva de deslocamento foi inserida na figura, a fim de apresentar a intrínseca relação entre ambas.

Figura 20 – Gráfico abertura da fratura com propante



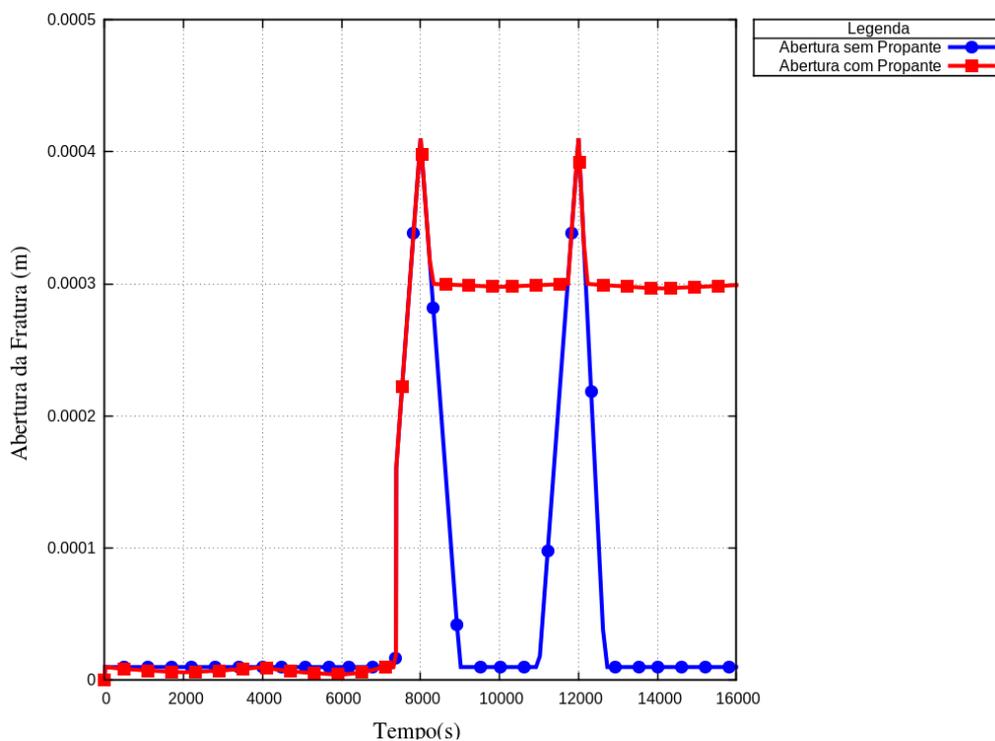
Fonte: Autor.

Na

Figura 20, tem-se que nos intervalos de compressão a abertura da fratura fica limitada pelo diâmetro D do propante de 0,0003m.

Na Figura 21, e dada duas curvas de abertura com e sem propante. A curva da abertura sem propante nos intervalos de compressão, mostra que a abertura da fratura volta ao mesmo valor da abertura hidráulica inicial.

Figura 21 – Gráfico da abertura da fratura com e sem propante.



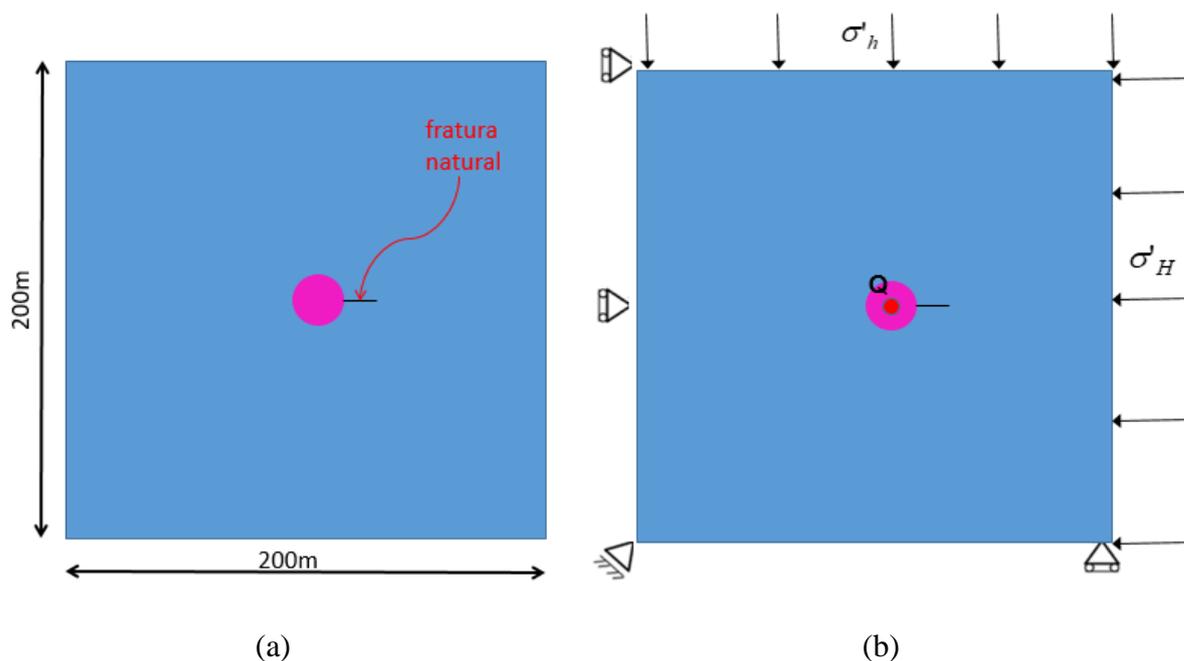
Fonte: Autor.

4.3 CASO DE APLICAÇÃO: FRATURAMENTO E FECHAMENTO EM POÇO HORIZONTAL

Com o objetivo de verificar a aplicação da técnica de fechamento de Banton- Bandis com propante juntamente com o fraturamento hidráulico descrito nos capítulos 3, 4 e 5, tem-se um caso bastante usado na indústria de petróleo para reservatórios não convencionais, onde é injetado um fluido de fraturamento na formação sob altas pressões, quando a pressão nos poros excede a tensão principal menor mais a resistência a tração do material, ocorre então o fraturamento, em uma segunda etapa é aplicada uma despressurização em rampa no poço injetor, de modo que o fechamento da fratura devido ao estado de tensões compressivo seja amenizado com o efeito de propante, logo, o propante provoca uma alteração no estado de tensões final decorrente das tensões normais a fratura. A abertura final da fratura tornasse-a maior ou equivalente ao diâmetro de propante, o que difere de um simples fechamento por despressurização onde ocorre um fechamento considerável da fratura.

Tratasse de um caso de poço injetor, onde foi adotado uma malha de 4.203 nós e 8.340 elementos, conforme descrito na Figura 22 abaixo. É inserido uma fratura embebida em um ângulo de 0° , perpendicular à tensão menor, logo na direção favorável ao fraturamento segundo estado de tensões. Na borda conforme ilustrado, são colocadas tensões efetivas de σ_h de 31MPa e σ_H de 78MPa, a vazão Q é de 5,33KG/s.

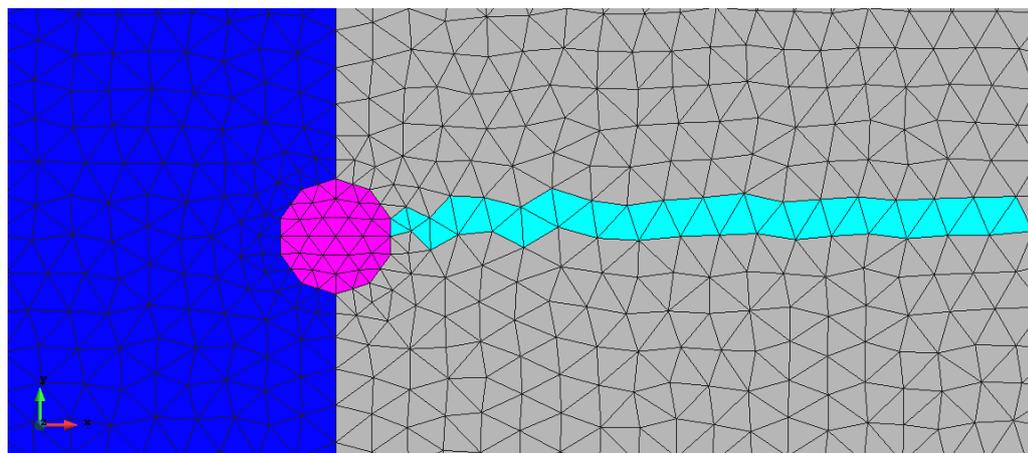
Figura 22 - (a) Geometria da malha com fratura embebida; (b) condições de contorno



Fonte: Autor.

Foi considerado neste problema a simulação de duas situações que o modelo de fechamento está implementado (com e sem propante), logo, será possível verificar nos resultados, as diferenças de desempenho para a depleção de ambos. Na primeira etapa (os primeiros 40s de simulação) é aplicada uma vazão constante de 5,33KG/s, sendo suficiente para se sobrepor sobre a tensão principal menor mais a resistência a tração do material, desta forma a fratura se expande na direção horizontal (em ambos os sentidos). Nos próximos 40s finais, o pico de tensão no poço injetor de 47,28 MPa e reduzido constantemente (em rampa) para uma pressão de 9,55 MPa, logo nesta etapa o poço passa a representar um produtor, induzindo a depleção do reservatório para a então análise do fechamento das fraturas. Na Figura 23 é mostrado a malha em elementos finitos com a fratura embebida, na Tabela 2 são listados os parâmetros hidromecânicos.

Figura 23 – Malha em Elementos Finitos com Fratura Embebida.



Fonte: Autor.

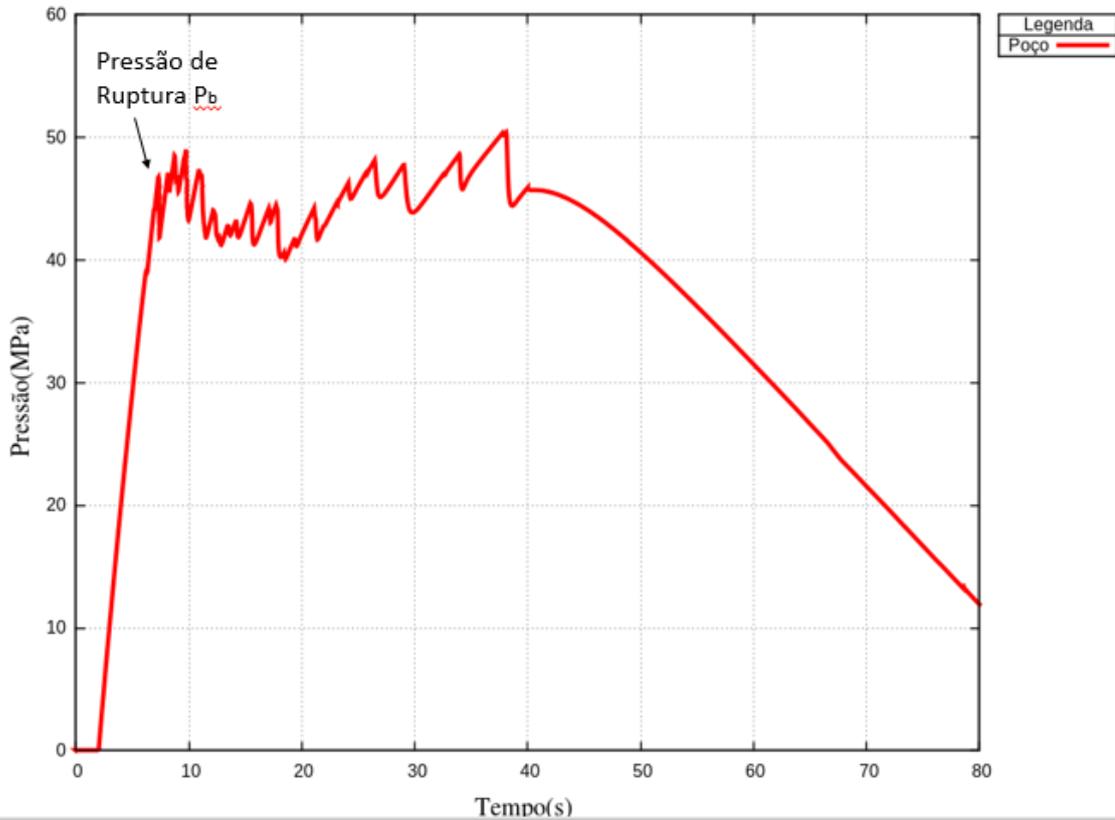
Tabela 2 - Parâmetros adotados para o material.

Parâmetros	Valores
Viscosidade do fluido (μ)	1×10^{-9} MPa/s.
Permeabilidade intrínseca da rocha (k_{Ω})	$9,87 \times 10^{-17}$ m ²
Porosidade da rocha (ϕ)	0,04
Coefficiente de Biot (α)	1,00
Diâmetro do Propante (D)	0,4mm
Rigidez Inicial da Fratura (K_{ni})	$1,00 \times 10^6$ MPa
Rigidez Inicial do Propante (K_{nip})	$1,00 \times 10^7$ Mpa
Módulo de Elasticidade (E)	41360 GPa
Abertura Inicial da Fratura (e_0)	0,1mm
Energia de fratura (G_f)	1×10^{-4} N/m
Resistência à tração (f_t)	13,790 MPa

A Figura 24 mostra a pressão de ruptura no fraturamento hidráulico, este tipo de procedimento é bastante utilizado na indústria de petróleo, considerando o poço submetido às tensões horizontais *in situ* menor (σ_h) e maior (σ_H), sendo f_t a resistência a tração do material, de acordo com Timoshenko et al, (1970), temos que a pressão de ruptura e dada por:

$$p_b = 3\sigma_h - \sigma_H + f_t \quad (85)$$

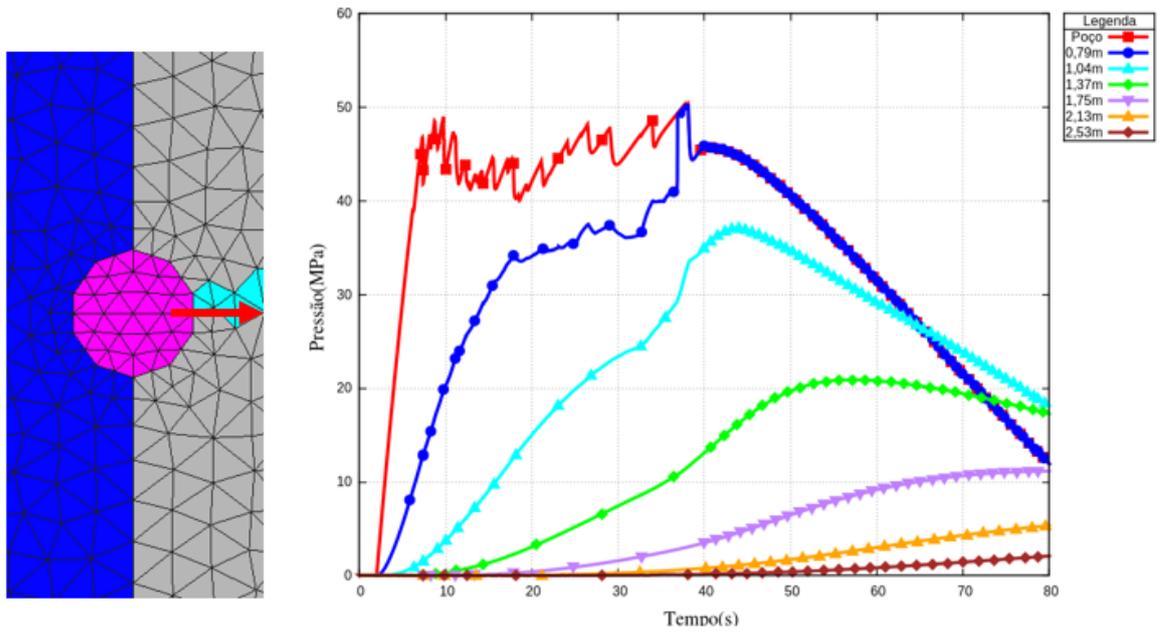
Figura 24 – Distribuição da pressão com o tempo, etapa de fraturamento com propante.



Fonte: o autor

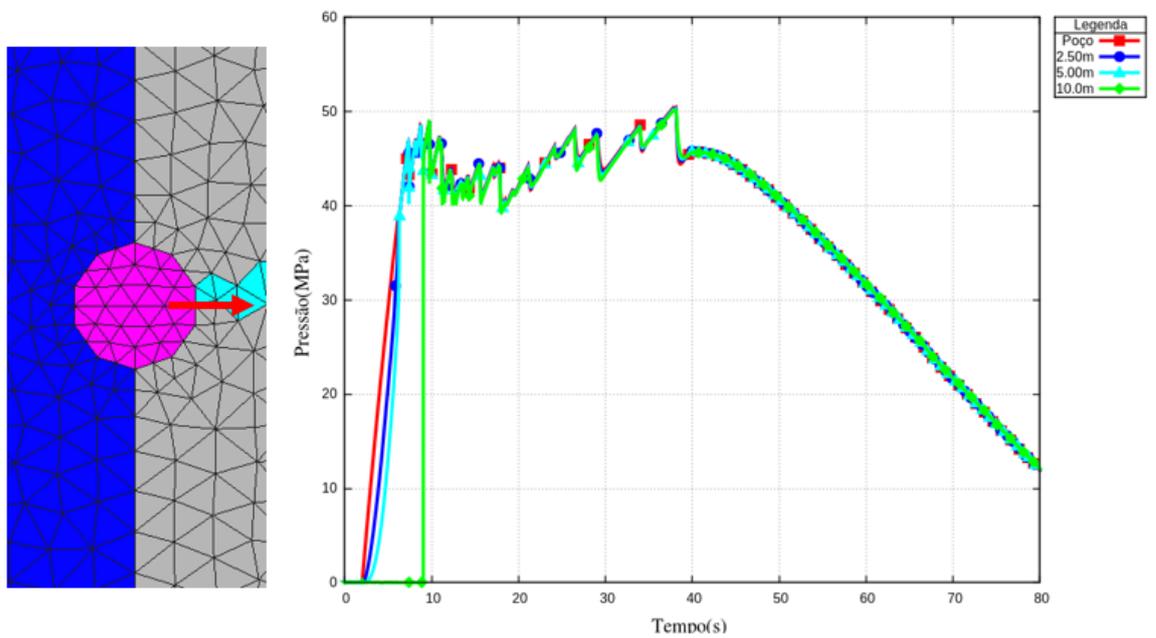
As Figura 25 Figura 26 mostram a evolução da pressão nas direções Y e X, respectivamente, para o caso com propante. Nota-se que as pressões ao longo da direção Y não se propagam tão rapidamente, apesar da curta distância em relação ao poço, o que indica que nesta direção não ocorreu alteração da permeabilidade, pois a rocha tem uma permeabilidade praticamente nula, se deduz também que nesta direção não ocorreu fraturamento, pois caso ocorre o faturamento neste sentido, o propante impediria o completo fechamento da fratura, acarretando ganhos de permeabilidade, o que ficara demonstrado mais adiante. Para a direção X ocorre o oposto, ficando evidente o ganho de permeabilidade.

Figura 25 – Distribuição da pressão com o tempo do ao longo do eixo Y.



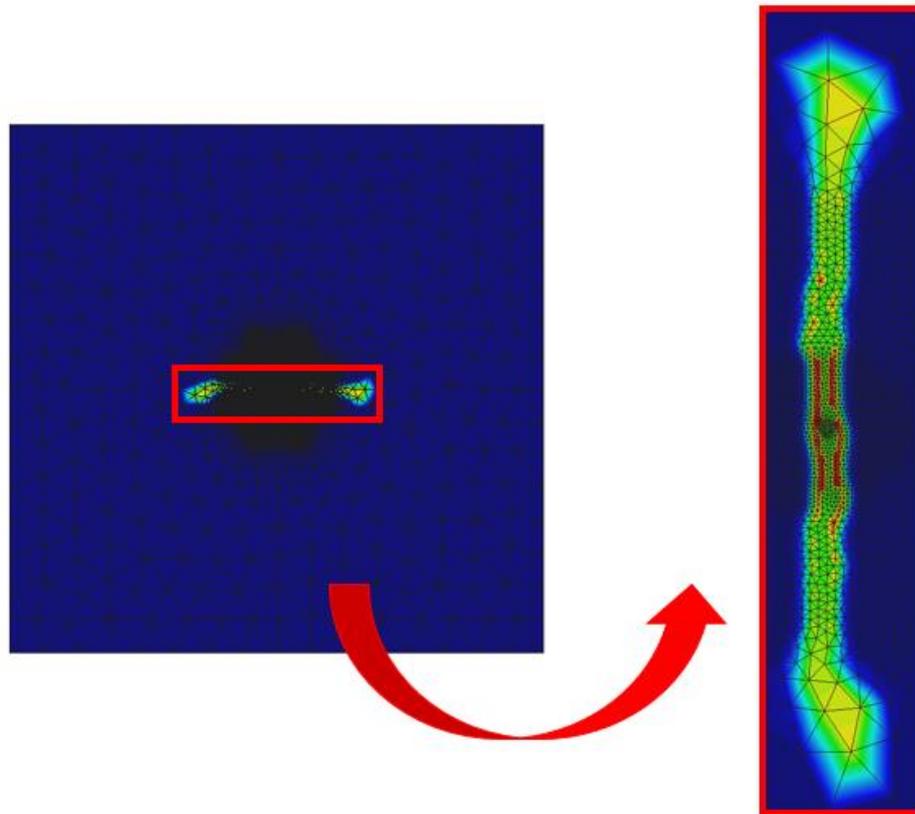
Fonte: Autor.

Figura 26 – Distribuição da pressão com o tempo do ao longo do eixo X.



Fonte: Autor.

Figura 27 – Delimitação da região de análise e rotação de 90° em relação ao eixo horizontal.

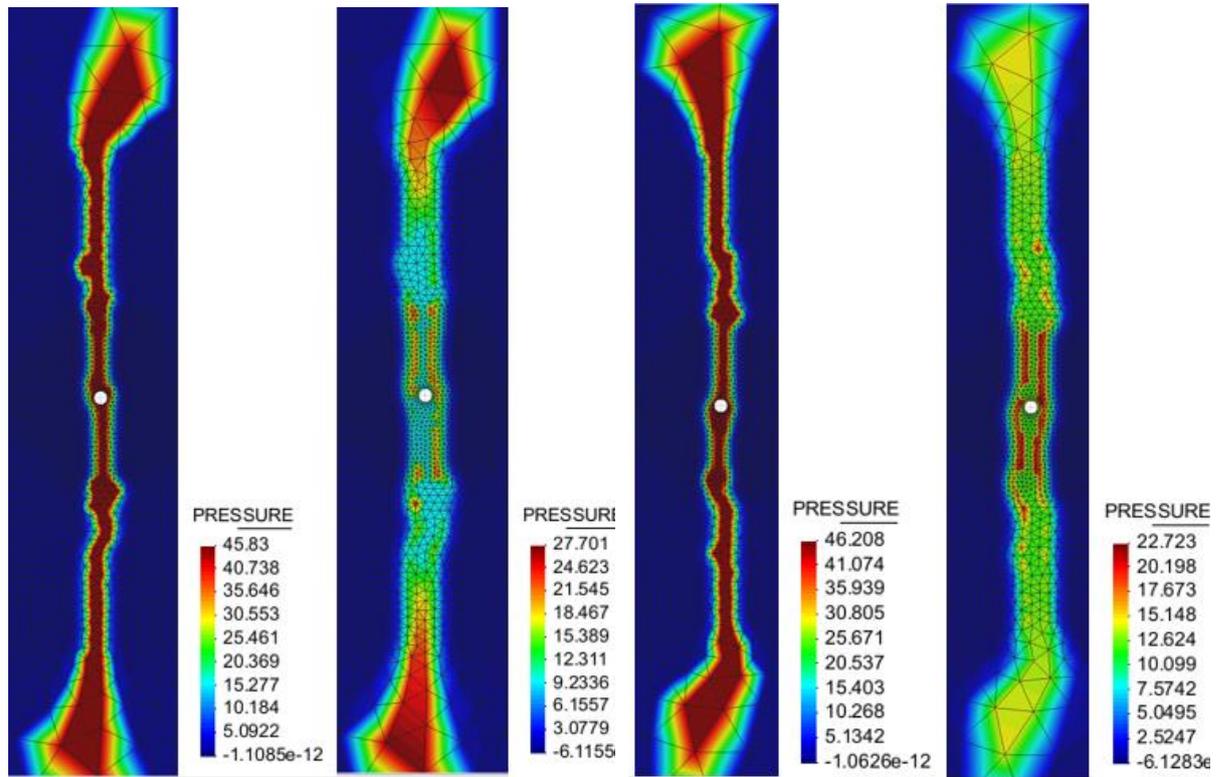


Fonte: Autor.

Na Figura 27, foi delimitado o domínio de análise, devido ao expressivo tamanho da geometria, logo, nas análises que segue adiante, considerar a rotação de 90° em relação ao eixo horizontal.

A Figura 28 apresenta a distribuição da pressão no tempo de 40s (final do fraturamento), e em 80s (final do fechamento), para os casos sem e com propante, respectivamente. Observa-se que devido a uma maior permeabilidade final no eixo X, com a inclusão do propante, a depleção ocorreu de forma mais uniforme, enquanto que sem propante, com menor permeabilidade a depleção para pontos mais distantes do poço ocorre de forma mais lenta.

Figura 28 - Distribuição da pressão de fluido com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s.

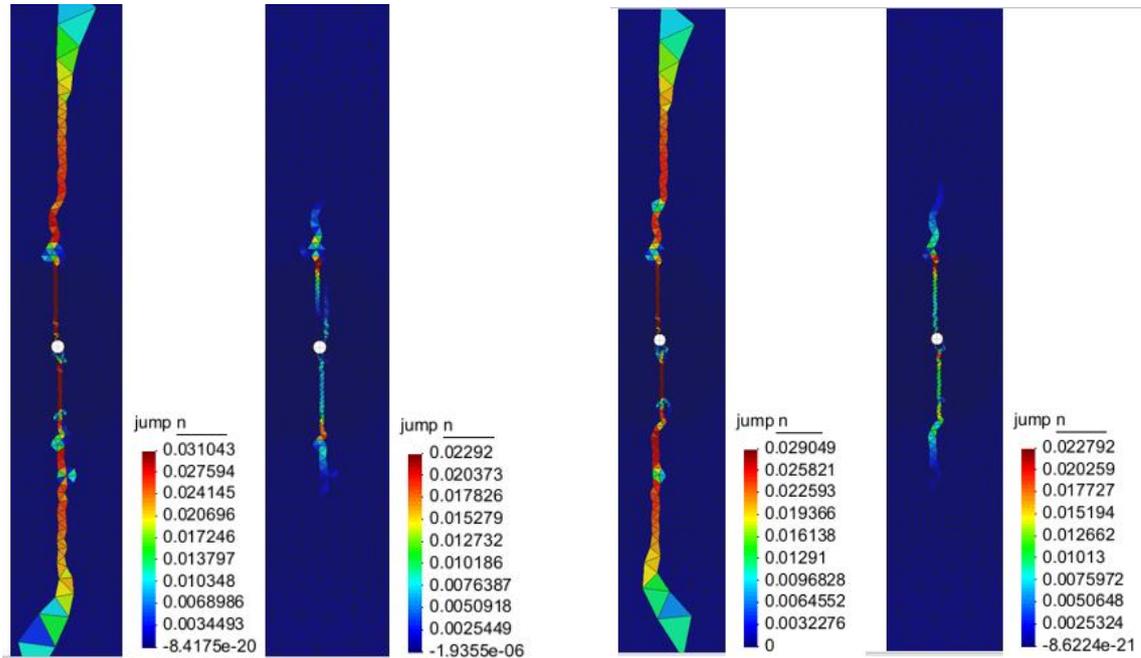


(a) Sem propante, 40 e 80s, respectivamente (b) Com propante, 40 e 80s, respectivamente

Fonte: Autor.

A Figura 29 mostra o campo de deslocamento da direção horizontal, que corresponde a abertura da fratura, também é possível verificar a descontinuidade na evolução da variável de dano do material que é mostrado na Figura 30.

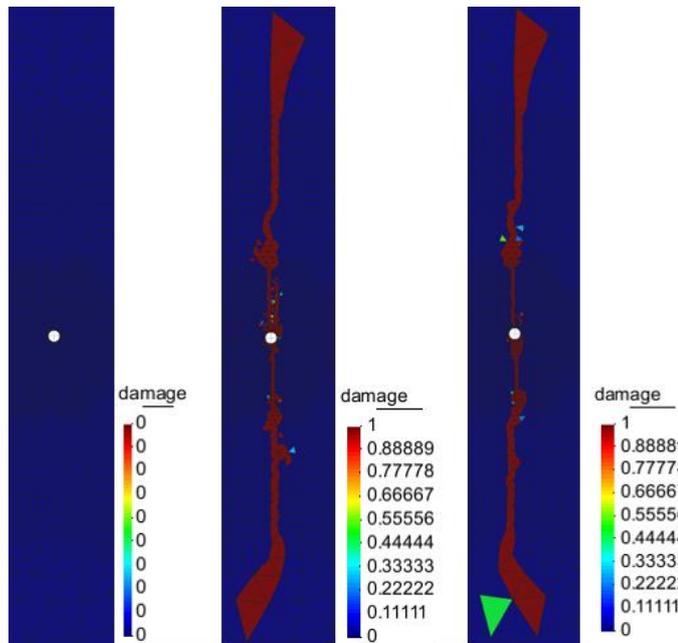
Figura 29 – Abertura da fratura com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s. Eixo X na vertical



(a) Sem propante, 40 e 80s, respectivamente (b) Com propante, 40 e 80s, respectivamente

Fonte: Autor.

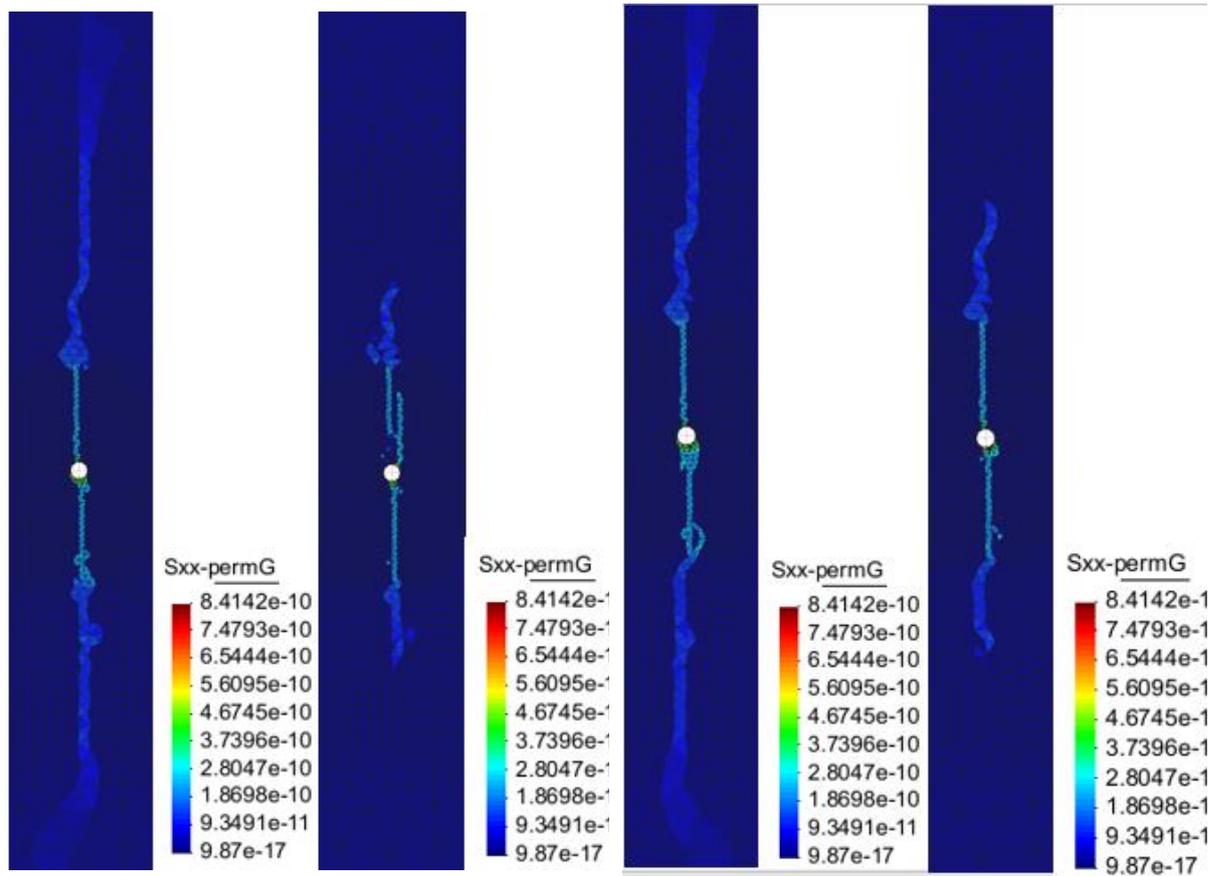
Figura 30 – Propagação do Dano em $t = 0s$, em $t = 80s$ sem propante e com propanre, respectivamente.



Fonte: Autor.

A abertura da fratura provoca um aumento na permeabilidade que é demonstrado na Figura 31, logo seu fechamento acarreta uma diminuição, verifica-se que no fechamento com propante ocorre um ganho na permeabilidade ao longo da fratura.

Figura 31 – Permeabilidade com e sem a inclusão de propante, para 40 e 80s. Eixo X na vertical

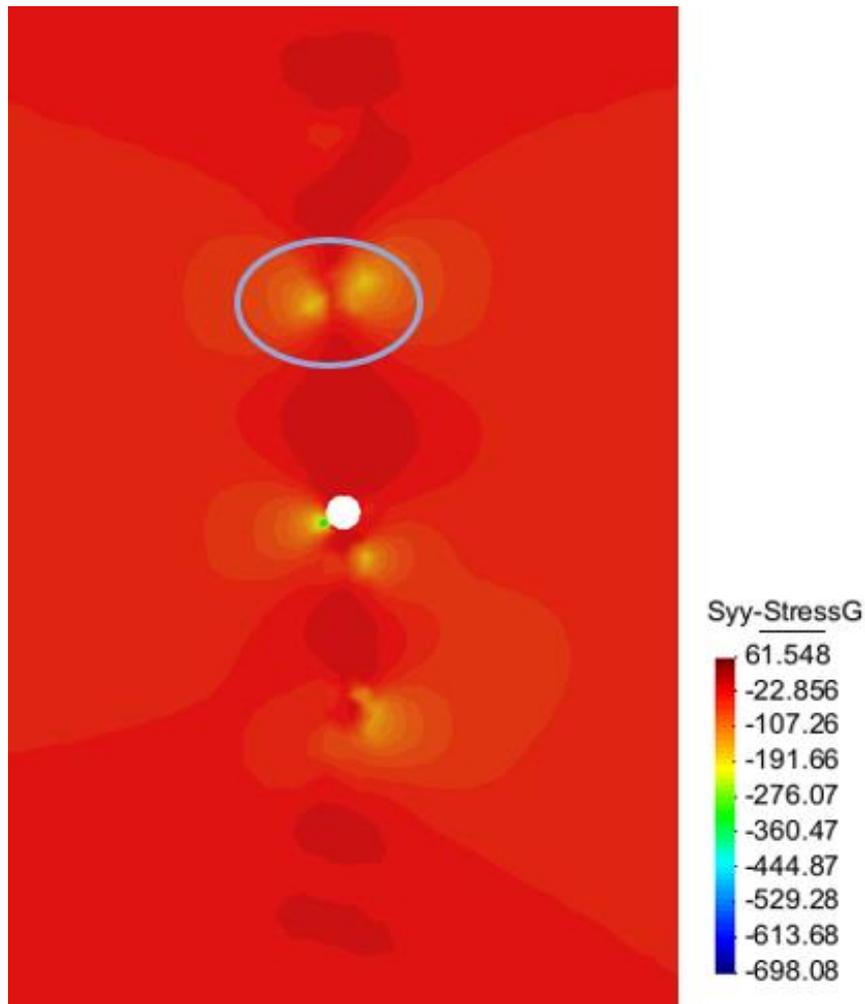


(a) Sem propante, 40 e 80s, respectivamente (b) Com propante, 40 e 80s, respectivamente

Fonte: Autor.

Na Figura 32 é possível verificar a distribuição dos valores da tensão principal menor σ_h , a imagem e dada em termos de tensões totais, as tensões compressivas correspondem aos valores negativos. Para o modelo de Barton-Bandis esses esforços compressivos provocam o fechamento da fratura.

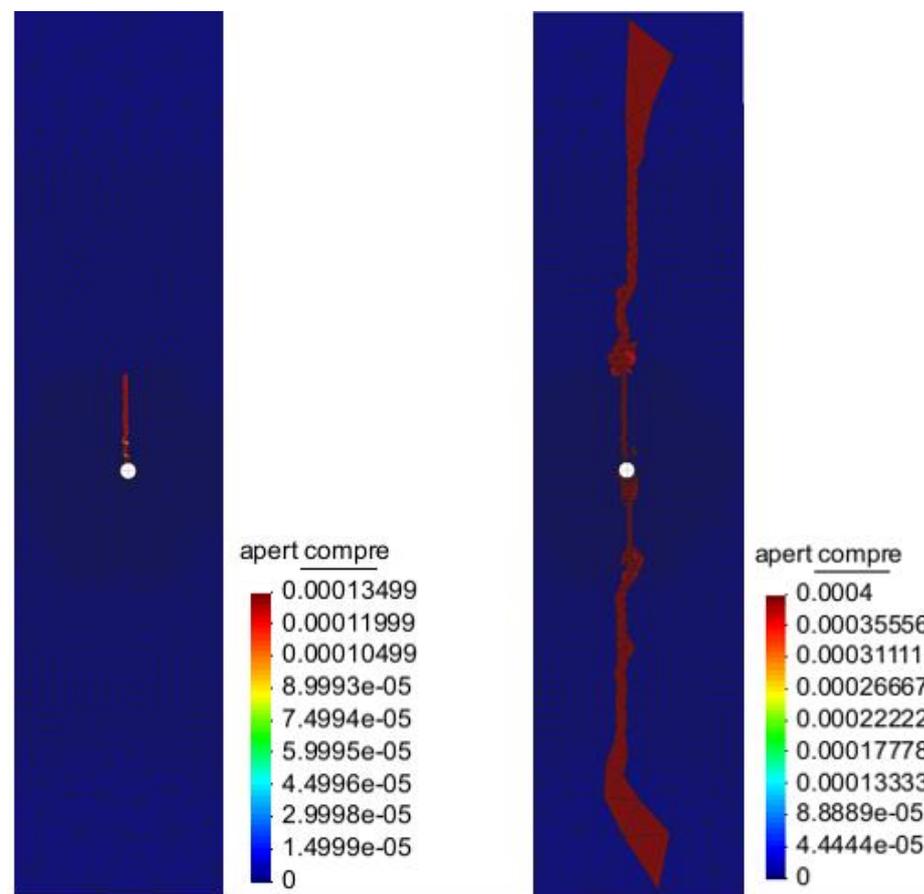
Figura 32 – Distribuição dos valores de tensão menor em $t = 80s$, com propante.



Fonte: o autor

Na Figura 33 e mostrado as aberturas submetidas ao modelo de fechamento, que são exclusivas para esforços compressivos, também é possível verificar que o modelo com propante atuou no sentido de impedir o fechamento por compressão, e que a espessura da abertura corresponde exatamente ao diâmetro de propante (D) de 0,4mm, percebe-se também que na simulação sem propante a abertura sob compressão se limitou a região com a fratura pré-existente

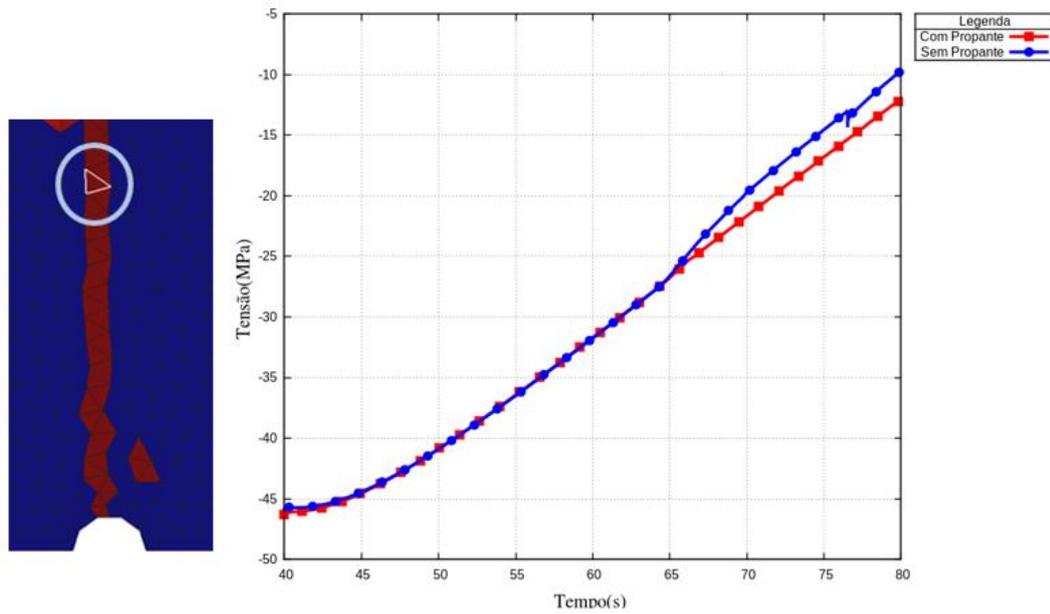
Figura 33 – Abertura submetida a esforços de compressão, sem propante e com propante, respectivamente, $t = 80s$.



Fonte: Autor.

No gráfico abaixo (Figura 34) foi selecionado um elemento (de numeração 4089) que está localizado na abertura hidráulica inicialmente embebida, onde suas tensões compressivas (na fase de despressurização) diferem para ambos os casos no decorrer do tempo, pelo gráfico, fica demonstrado que no fechamento sem propante há um aumento desta tensão, pois o modelo de fechamento de Barton-Bandis descreve que a tensão normal compressiva cresce assintoticamente ao fechamento máximo, logo com a inserção de propante a etapa de fechamento da abertura é reduzida.

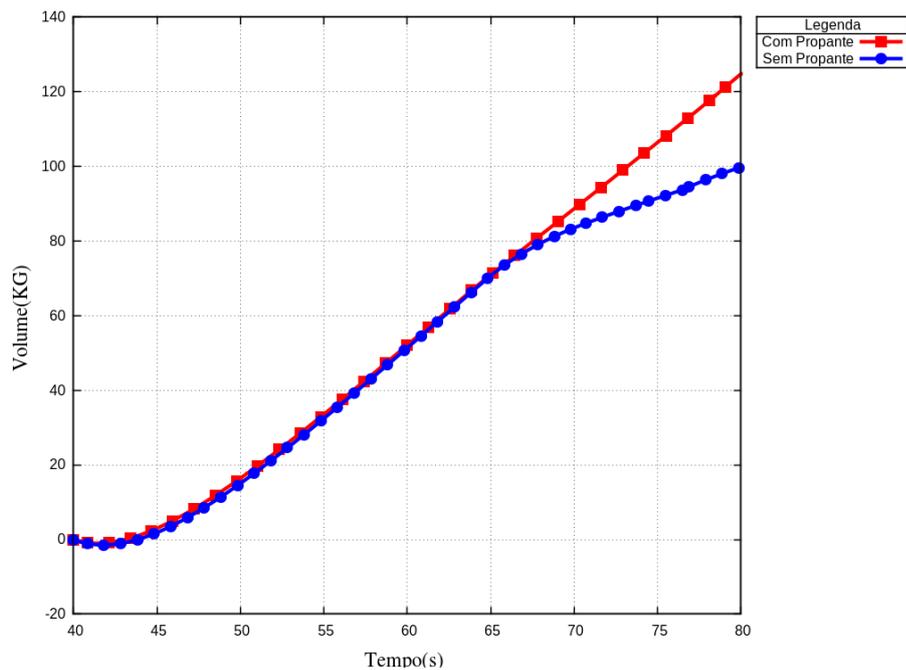
Figura 34 – Gráficos da tensão horizontal menor no Elemento 4089, sem propante e com propante.



Fonte: Autor.

Devido ao ganho de permeabilidade com propante que impede o fechamento das fraturas, haverá, portanto, o ganho na produção acumulada no poço produtor, que é mostrado na Figura 35 abaixo.

Figura 35 – Gráficos da Produção Acumulada, sem propante e com propante.



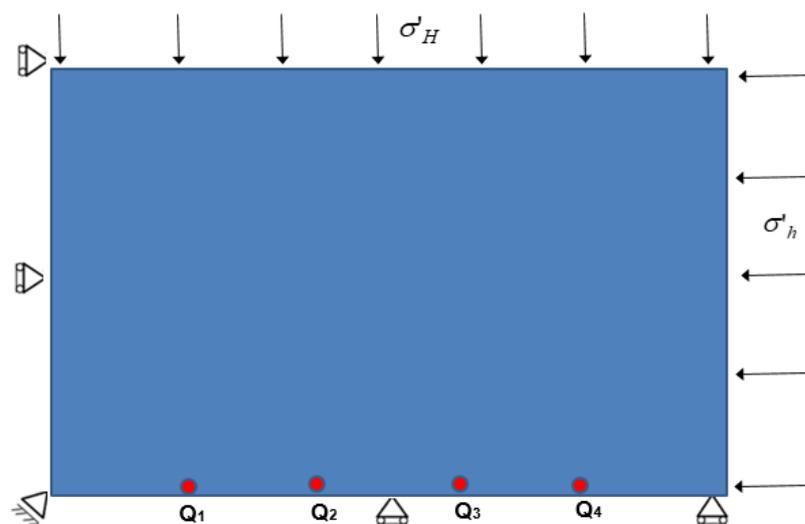
Fonte: Autor.

4.4 CASO DE APLICAÇÃO: FRATURAMENTO E FECHAMENTO EM MEIO COM FRATURAS NATURAIS

A presença de fraturas naturais no reservatório resulta numa dificuldade adicional para a abertura e para o fechamento das fraturas, pois o fluido de fraturamento poderá se perder na interação com as fraturas *in situ*, no caso do fechamento as fraturas inclinadas são mais suscetíveis a esforços de cisalhamento do que tensões normais compressivas. Objetivando aplicar a formulação exposta, uma vez que meios fraturados interferem no fluxo e na direção de propagação do fraturamento, foram simulados problemas com fraturas aleatórias e em meios homogêneos com os mesmos parâmetros, a fim de avaliar seus desempenhos. Utilizou-se o programa INSERE_FRATURAS (GUIMARÃES, MANZOLI, *et al.*, 2014) desenvolvido no MATLAB®, onde são geradas famílias de fraturas aleatórias por diferentes critérios.

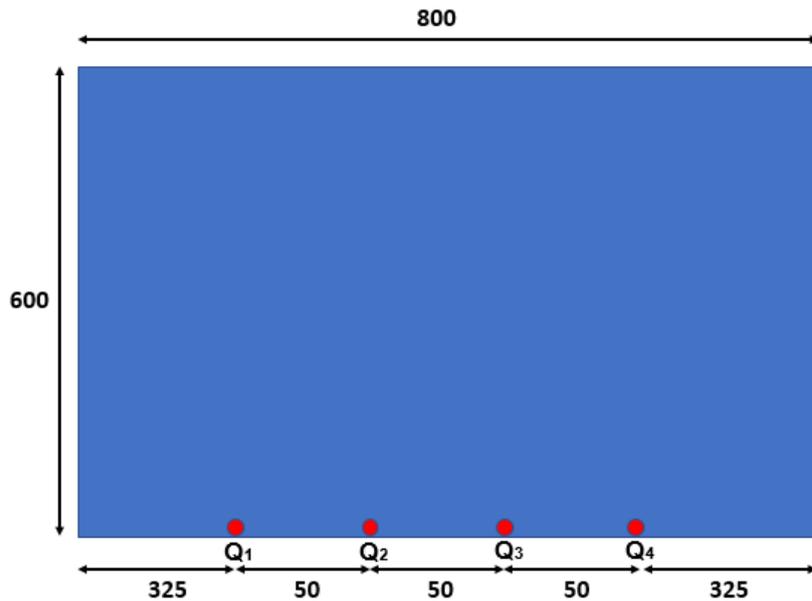
Com um meio rochoso de dimensões de 800 por 600m, é aplicado injeções de fluido em série por quatro injetores, a injeção é feita de forma sucessiva, onde o próximo poço é ativado na medida em que o anterior é fechado e despressurizado em rampa, ou seja, cada um dos quatro poços é submetido a um mesmo intervalos de injeção para fraturamento hidráulico e de depleção para o fechamento Barton-Bandis com propante, de modo que, ao final, a despressurização do último poço encerre a simulação. Na Figura 36 e na Figura 37 exposto as condições de contorno e geometria.

Figura 36 – Condições de Contorno.



Fonte: Autor.

Figura 37 – Geometria.



Fonte: Autor.

Os poços injetam uma vazão de 0,08KG/s, num intervalo de 3.500s cada, a depressurização em rampa também se dá na mesma duração de intervalo. A malha possui 12.675 nós e 24.836 elementos. Foram considerados dois cenários para avaliação.

- Cenário 1: $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 1,2\text{MPa}$
- Cenário 2: $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3\text{MPa}$

Esses cenários alteram a anisotropia das tensões, pois além das fraturas *in situ* que induzem caminhos preferenciais no faturamento, o estado de tensões inicial também irá definir a direção da fratura e juntamente a propagação do propante. As propriedades hidromecânicas da rocha e do fluido são apresentadas na Tabela 3.

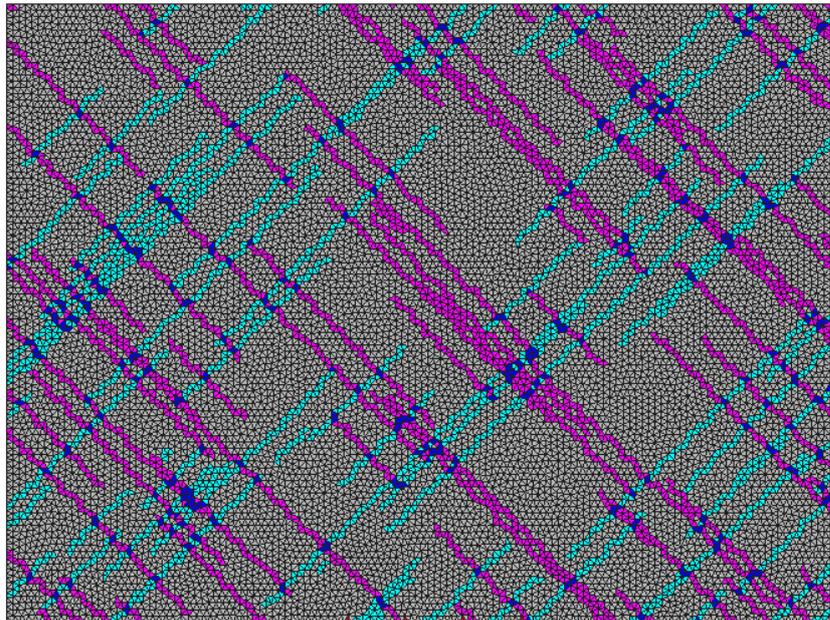
Tabela 3 - Propriedades mecânicas e hidráulicas do problema.

Propriedades	Valores
Viscosidade do fluido (μ)	1×10^{-9} MPa/s.
Permeabilidade intrínseca da rocha (k_{Ω})	10^{-19} m ²
Abertura Inicial da Fratura (e_0)	$1,00 \times 10^{-6}$ mm

Porosidade da rocha (ϕ)	0,10
Coefficiente de Biot (α)	1,00
Energia de fratura (Gf)	$1,00 \times 10^{-4}$ N/m
Resistência à tração da fratura (ft)	3 MPa
Módulo de elasticidade (E)	1×10^5 MPa
Coefficiente de Poisson (ν)	0,3
Rigidez Inicial da Fratura (K_{ni})	$1,00 \times 10^5$ MPa
Rigidez Inicial do Propante (K_{nip})	$1,00 \times 10^9$ Mpa
Diâmetro do Propante (D)	0,4mm

A Figura 38 mostra a malha com as duas famílias de fraturas inclinadas de 45° e 135° em relação a horizontal.

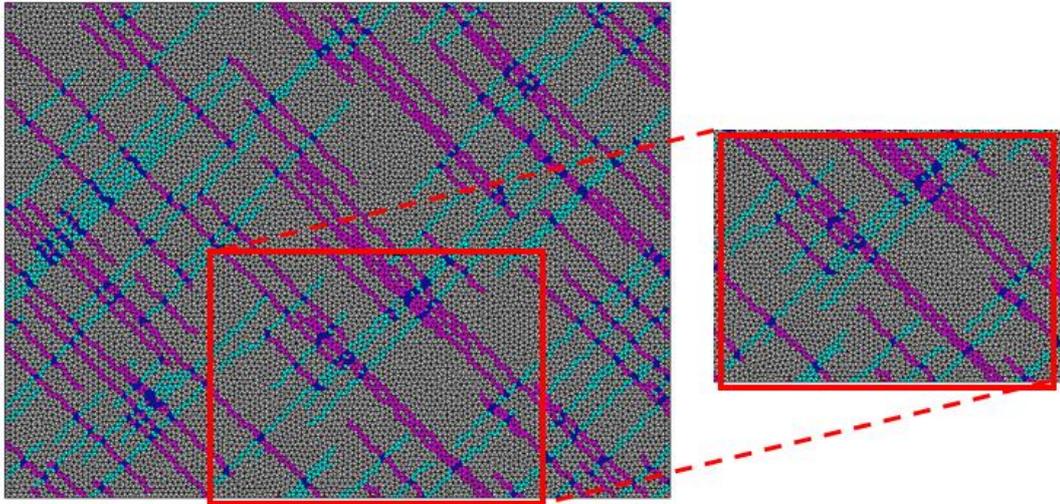
Figura 38 – Malha com fraturas aleatórias.



Fonte: Autor.

Na Figura 39, a região de análise é delimitada devido as grandes dimensões geométricas deste caso, logo, nas análises adiante, considerar a delimitação aplicada.

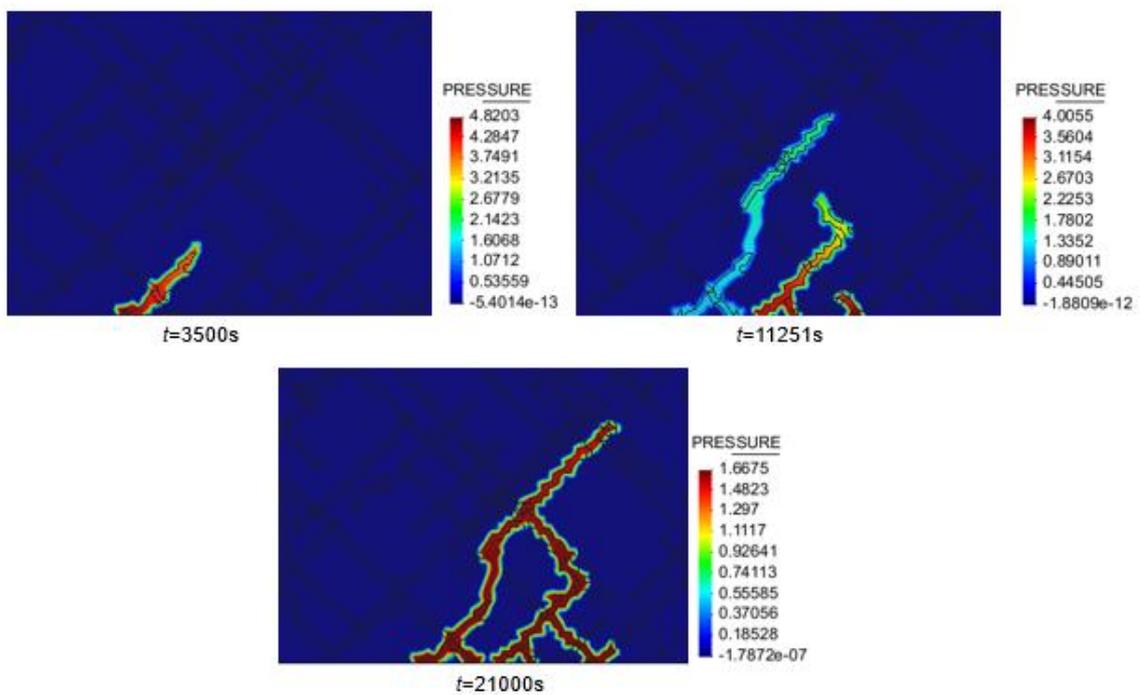
Figura 39 – Delimitação da região de análise.



Fonte: Autor.

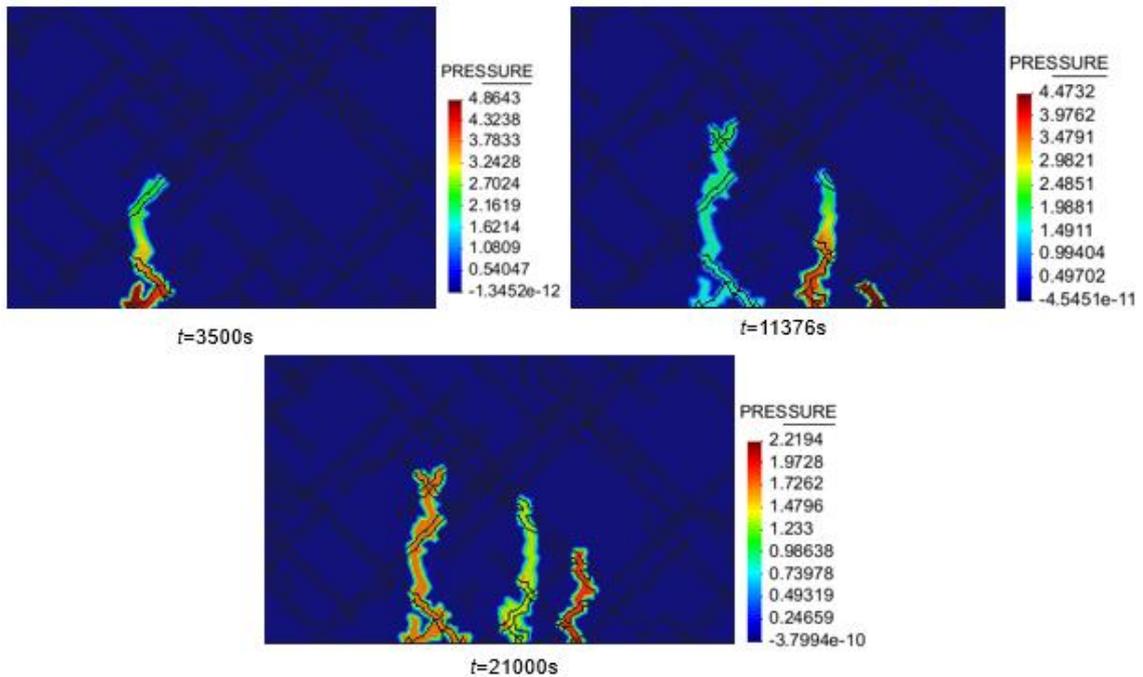
As Figura 40 e Figura 41 mostram a pressão de fluido em três instantes da simulação para os dois cenários, no caso 1, devido a baixa anisotropia com relação as tensões horizontais, temos que o fraturamento hidráulico tende a ser direcionado pelos caminhos da fratura pré-existente. No caso 2, a anisotropia potencializada pela relação σ_H/σ_h faz com que o fraturamento na direção vertical seja bem menos suscetível a desvios.

Figura 40 – Distribuição da pressão para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 1,2\text{MPa}$.



Fonte: Autor.

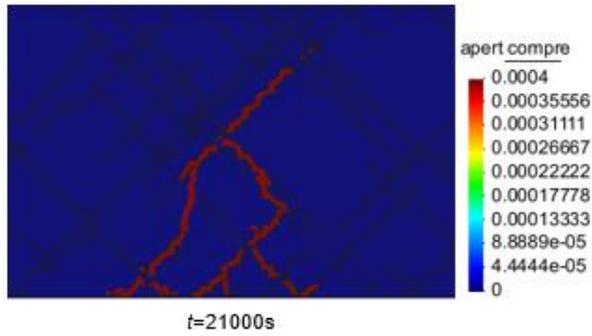
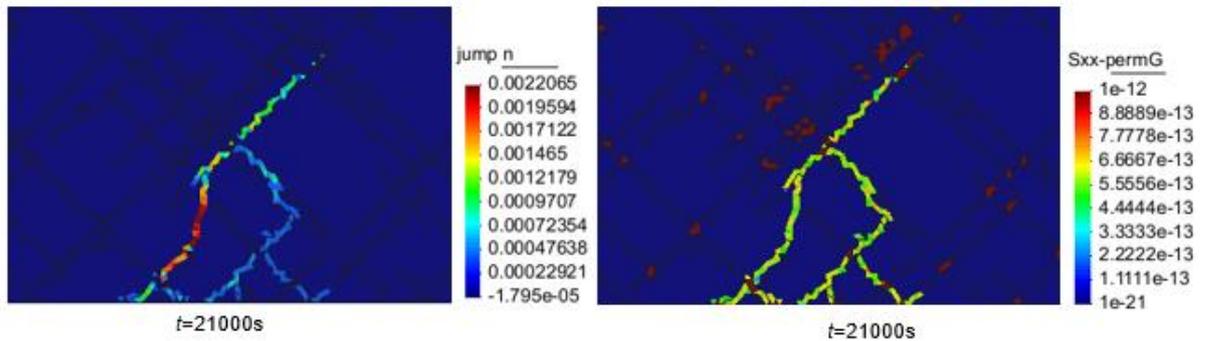
Figura 41 – Distribuição da pressão para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$.



Fonte: Autor.

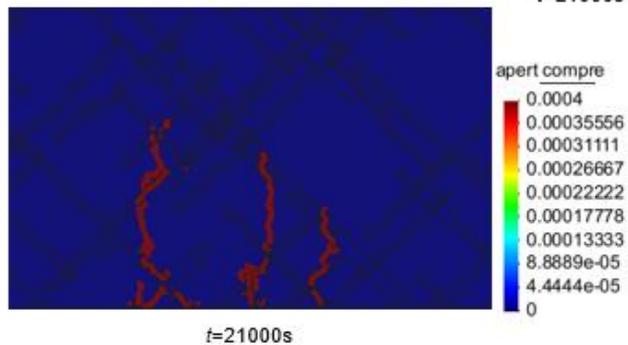
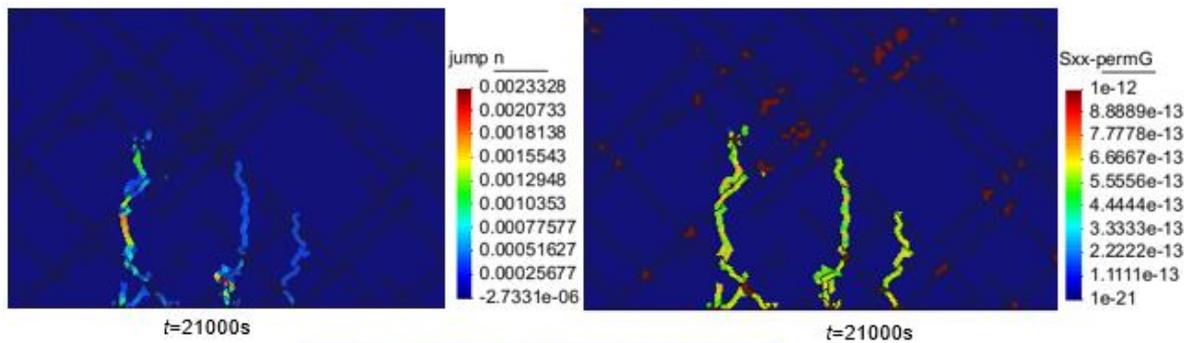
Fraturas *in situ* constituem planos de fraqueza na formação rochosa, pois trata-se de material já degradado, por isso estabelecem de um caminho preferencial no processo de propagação de fraturas. Quando a ruptura ocorre no meio intacto é estabelecida uma conexão com as fraturas naturais, aumentando não só a densidade de fraturas, mas também a permeabilidade, no momento em que a abertura das fraturas atinge a espessura de $0,04\text{mm}$, o fechamento na despressurização é limitado pela rigidez do propante. Nas Figura 42 e Figura 43, são mostrados a abertura final das fraturas, as aberturas que são submetidas ao propante e o ganho de permeabilidade decorrente desses fatores.

Figura 42 – Salto no campo de deslocamento, campo de permeabilidade e abertura com propante para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 1,2\text{MPa}$.



Fonte: Autor.

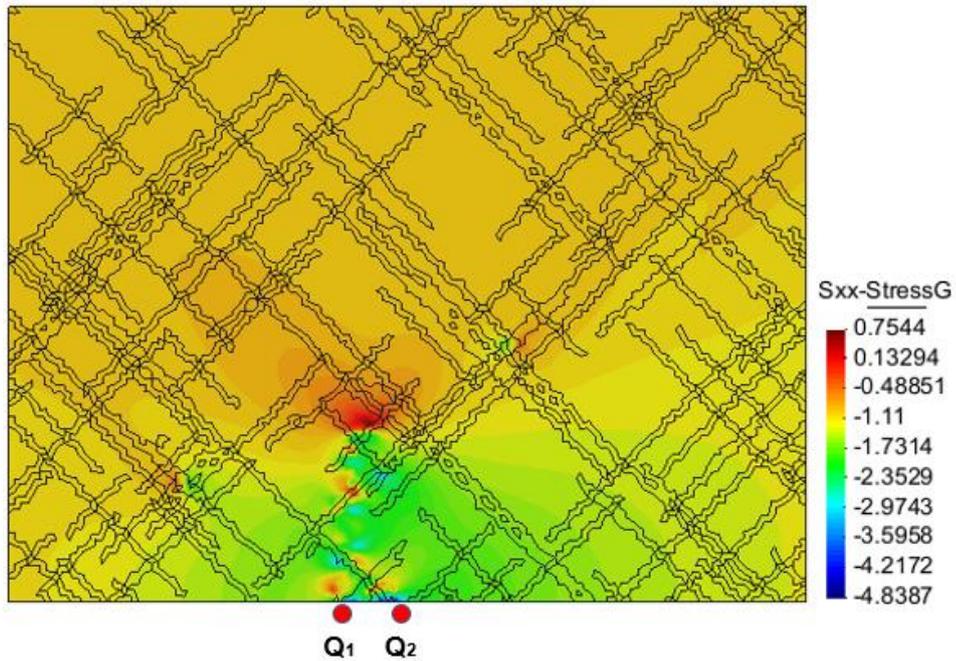
Figura 43 – Salto no campo de deslocamento, campo de permeabilidade e abertura com propante para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$.



Fonte: Autor.

Na Figura 44 é mostrado a distribuição das tensões principais menores σ_h no instante t de 7000s, neste instante tem-se o final da injeção no poço Q2 e a despressurização do poço Q1, de modo que temos ao longo da fratura os valores compressivos na base com a queda de pressão, e os valores de tração na ponta da fratura, os resultados positivos correspondem a tração, enquanto os negativos a compressão.

Figura 44 – Distribuição dos valores de tensão menor para $\sigma_h = 1\text{MPa}$ e $\sigma_H = 3,0\text{MPa}$.



Fonte: Autor.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho o modelo constitutivo proposto por Barton-Bandis foi adaptado para considerar a inclusão do propante, a sua implementação no código de elementos finitos CODE_BRGHIT se mostrou eficiente e robusta, o objetivo era delimitar o fechamento de fraturas a partir das iterações mecânicas do agente propante com a parede da superfície fraturada, bem como ressaltar as alterações de permeabilidade para o problema de fluxo.

Foram definidos os aspectos gerais da modelagem de fraturamento hidráulico, como o uso das descontinuidades fortes incorporadas, o modelo de dano a tração, e o modelo de fechamento de Barton-Bandis, considerando a resposta da variação da abertura de uma fratura em função do estado de tensão normal à superfície da fratura.

O modelo foi capaz de reproduzir adequadamente o acoplamento da resposta mecânica da variação da abertura da fratura com a condutividade hidráulica desta, sendo possível a aplicação desta formulação ao estudo de fechamento com propante para fraturas induzidas ou naturais.

A variável diâmetro do propante imposto no modelo constitutivo, foi capaz de impedir o total fechamento das fraturas, respondendo de forma eficaz a variação do comportamento mecânico no estado de tensões.

O modelo implementado tem as vantagens da aproximação contínua de descontinuidades fortes, na diminuição do custo computacional e na simplificação da discretização do meio fraturado.

O ganho de permeabilidade global com a adição do propante foi simulado de forma satisfatória pelo modelo, pois mesmo com o decaimento da pressão estática, novos canais de permeabilidade foram induzidos pelo agente propante.

5.1 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHO

- Implementar um modelo de fraturamento hidráulico que leve em conta os efeitos de cisalhamento, bem como a dilatância.
- Implementar o comportamento tensão-deformação para os esforços cisalhantes no modelo de fechamento Barton-Bandis.

REFERÊNCIAS

- AHMED, R. et al. Control-volume distributed multi-point flux approximation coupled with a lower-dimensional fracture model. **Journal of Computational Physics**, v. 284, p. 462-489, 2015.
- ANDREWS, J. S.; KJORHOLT, H. **Rock Mechanical Principles Help to Predict Proppant Flowback from Hydraulic Fractures**. Eurock'98. Trondheim, Norway, p. 381-390. 1998. (SPE/ISRM 47382).
- API ENERGY. **American hydraulic fracturing: unlocking america's natural gas**. API Press. Texas. 2010.
- ASGIAN, M. I.; CUNDALL, P. A. **The mechanical stability of propped hydraulic fractures**. Annual technical conference and exhibition. New Orleans, p. 25-28. 1994. (SPE 28510).
- BARRETOS, M. N. **Caracterização de materiais para garantir a condutividade de fraturas hidráulicamente induzidas em poços de petróleo e gás**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2010.
- BARTON, N. R.; BANDIS, S. C.; BAKHTAR, K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints. **International Journal of Rock Mechanics Mining Sciences & Geomechanics**, v. 22, n. 3, p. 121-140, 1985.
- BARTON, N.; CHOUBEY, V. The shear strength of rock joints in theory and practice. In: _____ **Rock Mechanics**. [S.l.]: [s.n.], 1977. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/BF01261801>>.
- BEAR. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: Dover Publications, 1988.
- BESERRA, L. B. D. S. **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico via Elementos**. Recife: UFPE, 2015.
- BRAGA, P. F. A. et al. **AREIA DE FRATURAMENTO: MERCADO, CARACTERÍSTICAS E PERSPECTIVAS**. XXVI Encontro Nacional de Tratamento de Minérios e Metalurgia Extrativa. Poços de Caldas-MG. 2015.
- CACHAY, L. R. S. **Fluxo de Partículas de Sustentação em Poços de Petróleo Estimados por Fraturamento Hidráulico**. Rio de Janeiro: PUC do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2004.
- CACHAY, L. R. S. **Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico**. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.
- ECONOMIDES, J. M. **Reservoir Stimulation**. 3. ed. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2000.

- ECONOMIDES, M. J.; OLIGNEY, R. E. **Unified fracture design - bridging the gap between theory and practice**. New York: Orsa Press, 2001.
- EIA. **Annual Energy Outlook 2013 - U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION**. Washington, DC: [s.n.], 2013.
- EPA. **Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs**. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC. 2004. (EPA 816-R-04-003).
- FERNANDES, P. D. **Modelagem semi analítica pseudo tridimensional de propagação e fechamento de fraturas induzidas em rochas**. Campinas: Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, 1998.
- FERNANDES, P. D. Técnicas de Estimulação: Aumentando a Produtividade de Poços de Petróleo. **Boletim BVEP**, v. 17, n. 1, 2001.
- GERTNER, J. The Lives They Lived: George Mitchell. **The new york times magazine**, New York, 2013. Disponível em: <http://www.nytimes.com/news/the-lives-they-lived/2013/12/21/george-mitchell/?_r=0>.
- GEUZAINÉ, C.; REMACLE, J. F. Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre-and post-processing facilities. **International Journal for Numerical Methods in Engineering**, v. 79(11), p. 1309-1331, 2009.
- GOMES, I. F. **Implementação em elementos finitos das equações de pressão e saturação para simulação de fluxo bifásico em reservatórios de petróleo deformáveis**. Recife: UFPE, 2009.
- GUIMARÃES, L. et al. **Caracterização, Modelagem Multiescala e Simulação Numérica de Reservatórios não Convencionais de Gás em Folhelhos**. UFPE - LNCC. Recife: Petrobras SA. 2014.
- LARSSON; RUNESSON. Element-embedded localization band based on regularized displacement discontinuity. **J. Eng. Mech. ASCE**, 122, 1996. 402-411.
- LARSSON; RUNESSON. Element-embedded localization band based on regularized displacement discontinuity. **J. Eng. Mech. ASCE**: [s.n.], 1996. p. 402-411.
- LEGARTH, B. E. A. **Stimulation experiments in sedimentary, low-enthalpy reservoirs for geothermal power generation**. European Geothermal Congress. [S.l.]. 2003.
- LEMAITRE, J.; CHABOCHE, J. L. **Mechanics of solid materials**. Cambridge: University Press, 1985.

- LEWIS, R. W.; SCHREFLER, B. A. **The finite element method in the static and dynamic deformation and consolidation of porous media**. 2nd ed. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2000.
- MANZOLI, O. L. **Un Modelo Analítico y Numérico para la Simulación de Discontinuidades Fuertes en la Mecánica de Sólidos**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil): Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, 1998.
- MANZOLI, O. L. **Contribuições à simulação numérica de descontinuidades fortes**. UNESP. Bauru - SP. 2008.
- MANZOLI, O. L. **Contribuições à simulação numérica de descontinuidades fortes**. Bauru: Tese de Livre Docência – Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho, 2008.
- MANZOLI, O. L.; SHING, P. B. A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements. **Computers & Structures**, 84, 2006. 742-757.
- MANZOLI, O. L.; SHING, P. B. A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements. **Computers & Structures**, n. 84, p. 742—757, 2006.
- MARTIN, V.; JAFFRÉ, J.; ROBERTS, J. E. Modelling fractures and barriers as interfaces for flow in porous media. **SIAM Journal on Scientific Computing**, v. 26(5), p. 1667-1691, 2005.
- OLIVEIRA, R. W. **Estudo da Integridade da Cimentação em poços submetidos a injeção de vapor via técnica de fragmentação de malha de elementos finitos**. Recife: UFPE, 2016.
- OLIVER, J. Modeling strong discontinuities in solid mechanics via strain softening constitutive equations. part 1: Fundamentals. part 2: Numerical simulation. **International Journal Numerical Methods Engineering**, 39, n. 21, 1993. 3575-3623.
- OLIVER, J.; CERVERA, M.; MANZOLI, O. Strong discontinuities and continuum plasticity models: the strong discontinuity approach. **International Journal of Plasticity**, 15, 1999. 319-351.
- OLIVER, J.; CERVERA, M.; MANZOLI, O. Strong discontinuities and continuum plasticity models: the strong discontinuity approach. **International journal of plasticity**, Elsevier, n. 3, p. 319–351, 1999.
- OLIVER, J.; HUESPE, A. E.; CANTE, J. C. An implicit/explicit integration scheme to increase computability of non-linear material and contact/friction problems. **Comput. Methods Appl. Mech. Engrg**, 197, 2008. 1865-1889.
- ONAISSI, A. et al. **Management of stress sensitive reservoirs using two coupled stress-reservoir simulation tools**. ECL2VIS and ATH2VIS. [S.l.]. 2002. (SPE 78512).
- R., Z. fluid flow in rock fractures: From the navier-stokes equations to the cubic law. **Dynamic of Fluids in Fractured Rock**, 2000.

- RODRIGUES, E. A. **Um modelo constitutivo de dano composto para simular o comportamento de materiais quase-frágeis**. Unesp. Bauru - SP. 2011.
- S.C. BANDIS, A. C. L. N. R. B. Fundamentals of rock joint deformation. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, Dezembro 1983. 249-268.
- SÁNCHEZ, M.; MANZOLI, O. L.; GUIMARÃES, L. J. N. Modeling 3-D desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique. **Computers and Geotechnics**, 62, 2014. 27-39.
- SEIXAS, M. G. **Modelagem hidromecânica do fraturamento hidráulico de rochas via elementos finitos com elementos especiais de interface**. Recife: UFPE, 2015.
- SIMO, J. C.; JU, J. W. Strain- and stress-based continuum damage models-i. formulation. **International Journal of Solids and Structures**, Stanford, v. 23, n. 7, p. 821–840, 1987. ISSN 0020-7683. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0020768387900837>>.
- SIMÓ, J. C.; OLIVER, J.; ARMERO, F. An analysis of strong discontinuities induced by strain-softening in rate-dependent inelastic solids. **Computational Mechanics**, 12, 1993. 277-296.
- SNOW, D. T. **A parallel plate model of fractured permeable media**. [S.l.]: University of California, 1965.
- SOUZA, M. R. A. **Simulação Numérica de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo Heterogêneos e Anisotrópicos Utilizando um Método de Volumes Finitos “Verdadeiramente” Multidimensional com Aproximação de Alta Ordem**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2015.
- TIMOSHENKO, S.; GOODIER, N. J. **Theory of Elasticity**., London: Mcgraw-Hill College, 1970.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs**. USA Department of Energy. Washington. 2004.
- WILBERG, D. M. **Optimization of fracture cleanup using flowback**. Rocky mountain regional/low permeability reservoirs symposium and exhibition. Denver, Colorado, p. 1-13. 1998. (SPE 39920).
- WITHERSPOON, P. et al. **Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture**. 6. ed. [S.l.]: Water resources research, Wiley Online Library, v. 16, 1980. p.1016–1024