



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"



Lucas Guarnieri Barbosa

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO
HIDRÁULICO EM MEIOS POROSOS NATURALMENTE
FRATURADOS UTILIZANDO ELEMENTOS DE INTERFACE
COM ELEVADA RAZÃO DE ASPECTO**

Bauru

2024

Lucas Guarnieri Barbosa

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO
HIDRÁULICO EM MEIOS POROSOS NATURALMENTE
FRATURADOS UTILIZANDO ELEMENTOS DE INTERFACE
COM ELEVADA RAZÃO DE ASPECTO

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Bauru, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental na Área de Geotecnia, como parte dos requisitos necessários à obtenção de Título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Luís Manzoli

Co-orientador: Dr. Pedro Rogério Cleto

Bauru

2024

B238s

Barbosa, Lucas Guarnieri

Simulação numérica de fraturamento hidráulico em meios porosos naturalmente fraturados utilizando elementos de interface com elevada razão de aspecto. / Lucas Guarnieri Barbosa. -- Bauru, 2024

107 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Bauru

Orientador: Osvaldo Luís Manzoli

Coorientador: Pedro Rogério Cleto

1. Fraturamento hidráulico. 2. Interação entre fraturas. 3. Reservatórios naturalmente fraturados. 4. Elemento de interface com elevada razão de aspecto. 5. Técnica de Fragmentação da Malha. I. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE LUCAS GUARNIERI BARBOSA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 20 dias do mês de dezembro do ano de 2024, às 14h, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de LUCAS GUARNIERI BARBOSA, intitulada **SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM MEIOS POROSOS NATURALMENTE FRATURADOS UTILIZANDO ELEMENTOS DE INTERFACE COM ELEVADA RAZÃO DE ASPECTO**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. PEDRO ROGÉRIO CLETO (Co-orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Civil e Ambiental / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. LEONARDO JOSÉ DO NASCIMENTO GUIMARÃES (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Civil / Universidade Federal de Pernambuco, Doutora FLÁVIA DE OLIVEIRA LIMA FALCÃO (Participação Virtual) do(a) Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello / Petróleo Brasileiro S.A.. Após a exposição pelo mestrando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. PEDRO ROGÉRIO CLETO



Aos meus pais,

Carlos Barbosa e Eliane Guarnieri.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, especialmente aos meus pais, Carlos Eduardo Barbosa e Eliane Cristina Morando Guarnieri Barbosa, e aos meus avós, Antonio Carlos Guarnieri e Antonia Nilce Morando Guarnieri, por todo o incentivo e confiança depositada em mim, além dos ensinamentos que me ajudaram a amadurecer e alcançar essa importante etapa da minha vida.

Agradeço também ao meu professor orientador, Osvaldo Luís Manzoli, por todo o tempo dedicado e pela confiança em mim depositada. Desde o período de Iniciação Científica, todos os trabalhos desenvolvidos sob sua orientação contribuíram significativamente para meu avanço acadêmico e pessoal. Sempre me instruindo com ótimas discussões e elogios, hoje visualizo e tenho como referência como ser um bom profissional na área, com dedicação e muita responsabilidade.

Também sou grato aos meus amigos que, desde o início da graduação, se fizeram presentes e companheiros em todos os momentos longe de casa: Gabriel Bozza, Gustavo Bianconi, Luis Pedro Rojas Herrera, Rafael Cusmano, Victor Castro e Taís Capato. Sempre guardarei com carinho as memórias de todos os momentos vividos com vocês, dentro e fora da universidade.

Meus agradecimentos especiais vão para os membros do grupo de pesquisa que me auxiliaram desde o início do meu contato mais profundo com o mundo acadêmico: Pedro Rogério Cleto, Murilo Camargo, Marcela Gimenes, Michael Maedo, Heber Fabbri e Eduardo Rodrigues. Meu desenvolvimento inicial certamente foi possível graças às valiosas contribuições, sugestões e discussões que tivemos, fundamentais para o meu aperfeiçoamento.

Não poderia deixar de também agradecer os professores do departamento que me ajudaram em diversos momentos: Heraldo Giacheti, Roger Rodrigues e Caio Gorla. Também devo agradecimentos aos membros do grupo de pesquisa ao qual pertenço, bem como de outros grupos,

que estiveram presentes diariamente no nosso laboratório de pesquisa: Caio, Andrei, Náyra, Isabela, Mariana, Jhaber, Higor e Leandro, dentre tantos outros.

O presente trabalho foi realizado com apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) por meio dos projetos 2016/00129 – 1 e 2018/00205 – 5.

Resumo

BARBOSA, L. G., SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM MEIOS POROSOS NATURALMENTE FRATURADOS UTILIZANDO ELEMENTOS DE INTERFACE COM ELEVADA RAZÃO DE ASPECTO, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP), Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB), Bauru, 2024, 112 p., Dissertação (Mestrado).

O fraturamento hidráulico é uma técnica utilizada na indústria de petróleo e gás para estimular reservatórios e contornar a baixa permeabilidade de reservatórios não convencionais. Sua aplicação consiste na injeção de um fluido sob alta pressão no poço de modo a induzir a propagação de fraturas hidráulicas (FH), otimizando a recuperação dos hidrocarbonetos através do aumento da permeabilidade da rocha. Contudo, diferentes aspectos envolvendo a rocha reservatório, como a presença de fraturas naturais (FN), estado de tensão *in situ*, abertura da FN e ângulo de aproximação entre fraturas, dificultam estudos mais aprofundados dessa técnica, pois adicionam mais parâmetros na análise. Nesse contexto, essa dissertação apresenta um estudo numérico, via elementos de interface com elevada razão de aspecto (HAR-IE), para descrever os efeitos das interações entre FH e FN no processo de aplicação da técnica do fraturamento hidráulico. As equações governantes consideram o meio poroso deformável, sendo o fluxo de fluido regido pela Lei de Darcy. A propagação da fratura é descrita por um modelo de dano à tração e o escoamento de fluido em seu interior é governado pela clássica lei cúbica. As análises demonstram, satisfatoriamente, como o comprimento, ângulo de aproximação e a abertura da FN, assim como o estado de tensões *in situ* e os diferentes regimes de propagação de fraturas, influenciam a propagação da FH. Além disso, os estudos realizados também indicam que os HAR-IEs são eficientes em reproduzir diferentes interações entre FHs e FNs para diferentes cenários.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico; Interação entre fraturas; Reservatórios naturalmente fraturados; Elemento de interface com elevada razão de aspecto; Técnica de Fragmentação da Malha.

Abstract

BARBOSA, L. G., NUMERICAL SIMULATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN NATURALLY FRACTURED POROUS MEDIA BY USING HIGH ASPECT RATIO INTERFACE ELEMENTS, São Paulo State University “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP), College of Engineering Bauru (FEB), Bauru, 2024, 112 p., Dissertation (Master’s degree).

Hydraulic fracturing is a technique used in the oil and gas industry to simulate reservoirs and overcome the low permeability of unconventional reservoirs. Its application consists of injecting a fluid under high pressure into the well in order to induce the propagation of hydraulic fractures (FH), optimizing the recovery of hydrocarbons by increasing the permeability of the rock. However, different aspects involving the reservoir rock, such as the presence of natural fractures (FN), stress state *in situ*, aperture of the FN and angle of approach between fractures, make it difficult to study this technique in depth, as they add more parameters to the analysis. In this context, this dissertation presents a numerical study, via high aspect ratio interface elements (HAR-IE), to describe the effects of the interactions between FH and FN in the process of applying the hydraulic fracturing technique. The governing equations consider the porous medium to be deformable, with the fluid governed by Darcy’s Law. Fracture propagation is described by a tensile damage model and the fluid flow inside is governed by the classical cubic law. The analyses satisfactorily demonstrate how the length, approach angle and aperture of the FN, as well as the state of stress *in situ* and the different fracture propagation regimes, influence FH propagation. In addition, the studies carried out also indicate that HAR-IEs are efficient at reproducing different interactions between FHs and FNs for different scenarios.

Keywords: Hydraulic fracturing; Interaction between fractures; Naturally fractured reservoirs; Interface element with high aspect ratio; Mesh Fragmentation Technique.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Esquema da técnica de fraturamento hidráulico em folhelhos com ilustração do <i>leak-off</i> , agentes de sustentação e a presença de fraturas naturais (adaptado de Chen <i>et al.</i> (2022)).	8
1.2	Espaço paramétrico dos regimes de propagação de fraturas (adaptado de Carrier e Granet (2012)).	10
1.3	Representação dos modos clássicos de ruptura (adaptado de Guo e Tan (2017)).	11
1.4	Representação dos possíveis cenários de interação entre fraturas hidráulicas e naturais em um domínio sob efeito de um estado de compressão σ_x e σ_y (adaptado de Kolawole e Ispas (2020)).	12
1.5	Representação dos modelos analíticos de propagação de fraturas com (a) PKN, (b) KGD e (c) <i>Penny-shaped</i> (adaptado de Chen <i>et al.</i> (2022)).	16
2.1	Representação do domínio com condições mecânicas.	25
2.2	Representação do domínio com condições mecânicas.	26
3.1	Esquema do (a) meio poroso contínuo e (b) formação da descontinuidade que representa a fratura.	30
3.2	Representação do (a) par de elementos finitos triangulares com elevada razão de aspecto e (b) detalhe de um elemento isolado.	30
3.3	Etapas da Técnica de Fragmentação da Malha com (a) malha regular, (b) fragmentação e (c) inserção dos pares de <i>HAR-IEs</i>	33
5.1	Malha de elementos finitos: (a) detalhe da região fragmentada com fraturas hidráulica e natural; (b) domínio com as condições de contorno.	45

5.2	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_1 = 15^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	49
5.3	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_1 = 15^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	50
5.4	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	51
5.5	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	52
5.6	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_3 = 45^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	53
5.7	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_3 = 45^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	54
5.8	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	55
5.9	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	56
5.10	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_5 = 75^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	58

5.11	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_5 = 75^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	59
5.12	Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	60
5.13	Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	61
5.14	Gráficos de pressão e abertura da FH com FN de comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a)-(b) $\beta_2 = 30^\circ$, (c)-(d) $\beta_4 = 60^\circ$ e (e)-(f) $\beta_6 = 90^\circ$	63
5.15	Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se o comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a) $\beta_2 = 30^\circ$, (b) $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) $\beta_6 = 90^\circ$. Deformações ampliadas em 50x.	64
5.16	Gráficos de pressão e abertura da FH com FN de comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a)-(b) $\beta_2 = 30^\circ$, (c)-(d) $\beta_4 = 60^\circ$ e (e)-(f) $\beta_6 = 90^\circ$	66
5.17	Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se o comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a) $\beta_2 = 30^\circ$, (b) $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) $\beta_6 = 90^\circ$. Deformações ampliadas em 50x.	67
5.18	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	69
5.19	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	69

5.20	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	70
5.21	Evolução da deformação dos elementos <i>HAR-IEs</i> para o estado de tensão isotrópico no <i>storage-viscosity</i> com FN inclinada $\beta_2 = 30^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$, abertura w_5 e comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m. Deformações ampliadas 100x.	71
5.22	Gráficos de pressão e abertura da FH para NF com (a)-(b) λ_1 e β_2 e (c)-(d) λ_2 e β_4 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	72
5.23	Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e β_2 , (b) λ_2 e β_4 e (c) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x. . .	73
5.24	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	75
5.25	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	76
5.26	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	76
5.27	Gráficos de pressão e abertura da FH para NF com (a)-(b) λ_1 e β_2 , (c)-(d) λ_2 e β_4 e (e)-(f) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	78
5.28	Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 640$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e $\beta_2 = 30^\circ$, (b) λ_2 e $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) λ_3 e $\beta_6 = 90^\circ$ e w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x. .	80
5.29	Representação da simetria do campo de pressão tomando como referência o início da FH para o regime <i>leak-off-viscosity</i> e FN com $\lambda_2 = 2.5$ m, abertura w_5 , $\sigma_y = \sigma_x$ e $t = 640$ s.	80

5.30	Campos de pressão considerando FN com comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, $\beta_2 = 30^\circ$ e aberturas w_k para os tempos (a) $t = 640$ s e (b) $t = 840$ s. Deformações ampliadas em 50x.	81
5.31	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	82
5.32	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	83
5.33	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	84
5.34	Gráficos de pressão e abertura da FH para (a)-(b) λ_2 e β_4 e (c)-(d) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).	85
5.35	Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 640$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e β_2 , (b) λ_2 e β_4 , (c) λ_3 e β_6 e w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.	86
5.36	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	87
5.37	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	88
5.38	Momento de encontro entre as fraturas para FN no <i>leak-off-viscosity</i> (λ_3 , β_4 , w_5 , σ_y , $\sigma_x = 1.5 \times \sigma_y$, $t = 400$ s). Deformações ampliadas em 200x.	89
5.39	Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.	89

5.40	Representação gráfica das interações entre FH e FN nos casos isotrópico e ortrópico do regime <i>storage-viscosity</i> para (a) λ_1 , (b) λ_2 e (c) λ_3	93
5.41	Representação gráfica das interações entre FH e FN nos casos isotrópico e ortrópico do regime <i>storage-viscosity</i> para (a) λ_1 , (b) λ_2 e (c) λ_3	95
A.1	Campos de pressão obtidos no teste de convergência para malhas com tamanhos de elementos de 0.3 m à esquerda e à direita de (a) 0.3 m, (b) 0.1 m e (c) 0.05 m. A FN possui λ_1 , β_2 e w_k (com k conforme Tabela 5.4) no regime <i>storage-viscosity</i> . 110	
A.2	Campos de pressão obtidos no teste de convergência para diferentes incrementos de tempo sendo (a) $\Delta t_1 = 0.0040$ s, (b) $\Delta t_2 = 0.0020$ s, (c) $\Delta t_3 = 0.0010$ s e (d) $\Delta t_4 = 0.0001$ s. A FN possui λ_1 , β_2 e w_k (com k conforme Tabela 5.4) no regime <i>storage-viscosity</i>	111
A.3	Curvas de pressão e abertura da FH obtidas no teste de convergência para diferentes incrementos de tempo, sendo para FN com λ_2 , β_1 e (a)-(b) w_1 , (c)-(d) w_3 , (e)-(f) w_3 , (g)-(h) w_4 e (i)-(j) w_5 no regime <i>storage-viscosity</i> e estado isotrópico de tensões.	112

LISTA DE TABELAS

3.1	Etapas para solução do modelo constitutivo de dano através do <i>IMPL-EX</i> . Adaptado de (CLETO, 2020).	37
5.1	Parâmetros do meio poroso.	45
5.2	Valores do comprimento da fratura natural (λ_i).	45
5.3	Valores do ângulo de aproximação entre fraturas (β_j).	45
5.4	Valores da abertura da fratura natural (w_k).	46
5.5	Quantidade de elementos das malhas em função do ângulo de aproximação β_j e comprimento λ_i da fratura natural.	46
5.6	Novos valores de abertura w_k da FN.	90
A.1	Quantidade de elementos das malhas utilizadas no teste de convergência para FN de β_2 e λ_1	109

LISTA DE SÍMBOLOS

Alfabeto Latino

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
$\mathcal{A}$	Parâmetro de abrandamento exponencial	adimensional
b	Base do elemento de interface	m
b	Coeficiente de Biot	adimensional
b_{Ω^c}	Coeficiente de Biot do domínio contínuo	adimensional
b_{Ω^h}	Coeficiente de Biot do domínio da descontinuidade	adimensional
$\mathbf{B}_u$	Matriz com as derivadas da função de forma	$\frac{1}{\text{m}}$
$\mathbf{B}_p$	Matriz com as derivadas da função de forma	$\frac{1}{\text{m}}$
$\mathbb{C}$	Tensor constitutivo elástico de quarta ordem	Pa
d	Variável de dano escalar	adimensional

E	Módulo de Young	Pa
f	Coeficiente de correção do modelo de placas paralelas	adimensional
f_t	Resistência à tração do material	Pa
$\mathbf{g}$	Vetor aceleração da gravidade	$\frac{\text{m}}{\text{s}^2}$
G_f	Energia de fratura do material	$\frac{\text{N}}{\text{m}}$
h	Espessura do elemento de interface	m
H^1	Espaço de funções com derivadas quadrado-integráveis	-
i	Contador no processo iterativo	-
$\mathbf{J}$	Matriz Jacobiana	-
k	Permeabilidade intrínseca isotrópica do material	m^2
$\mathbf{k}$	Tensor de permeabilidade intrínseca	m^2
$\mathbf{k}_{\Omega^c}$	Tensor de permeabilidade do domínio contínuo	m^2
$\mathbf{k}_{\Omega^h}$	Tensor de permeabilidade do domínio da descontinuidade	m^2
K	Módulo de rigidez volumétrica do meio poroso	Pa
K_s	Módulo de rigidez volumétrica dos grãos da rocha	Pa

K_w	Módulo volumétrico do fluido	Pa
M	Módulo de Biot	Pa
M_{Ω^c}	Módulo de Biot do domínio contínuo	Pa
M_{Ω^h}	Módulo de Biot do domínio da descontinuidade	Pa
N_p	Matriz com funções de forma	-
N_u	Matriz com funções de forma	-
n	Direção normal à base do elemento de interface	-
n	Vetor unitário normal à base do elemento de interface	-
p	Poropressão	Pa
$p^{(i)}$	Componente de pressão do nó i	Pa
$\bar{p}$	Poropressão inicial prescrita no contorno	Pa
$\tilde{p}$	Componente contínua do gradiente de pressão	Pa
$\hat{p}$	Componente descontínua do gradiente de pressão	Pa
$\llbracket p \rrbracket$	Pressão relativa	Pa

P_0	Pressão inicial do domínio	Pa
$\mathbf{P}$	Vetor de pressões nodais	Pa
$\mathbf{P}_0$	Conjunto de campos de poropressão admissíveis	Pa
$\llbracket q \rrbracket$	Escoamento do fluido pelas paredes da fratura	$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$
$\bar{q}$	Vazão prescrita no contorno	$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$
$\mathbf{q}$	Vetor de fluxo de fluido de Darcy	$\frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 \text{ s}}$
Q_o	Vazão prescrita no contorno	$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$
R_p	Resíduo do processo iterativo	$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$
R_u	Resíduo do processo iterativo	N
s	Direção tangencial à base do elemento de interface	-
t	Tempo	s
$\bar{\mathbf{t}}$	Vetor de tensões prescritas no contorno	Pa
$u_n^{(i)}$	Componente de deslocamento na direção n do nó i	m
$u_s^{(i)}$	Componente de deslocamento na direção s do nó i	m
$\llbracket u \rrbracket_n$	Salto de deslocamento na direção n	m

$\llbracket u \rrbracket_s$	Salto de deslocamento na direção s	m
$\mathbf{u}$	Vetor de deslocamentos	m
$\bar{\mathbf{u}}$	Vetor de deslocamentos prescrito no contorno	m
$\llbracket \mathbf{u} \rrbracket$	Vetor de deslocamento relativo	m
$\mathbf{U}$	Vetor de deslocamento nodal	m
$\mathbf{U}_0$	Conjunto de campos de deslocamentos admissíveis	m
x	Eixo das abscissas no plano cartesiano	-
$\mathbf{X}$	Ponto material	m
y	Eixo das ordenadas no plano cartesiano	-

Alfabeto Grego

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
β	Ângulo de aproximação entre fraturas	°
Γ	Contorno do domínio bidimensional	m

Γ_p	Contorno bidimensional com prescrições de pressões	m
Γ_q	Contorno bidimensional com prescrições de vazões	m
Γ_t	Contorno bidimensional com prescrições de tensões	m
Γ_u	Contorno bidimensional com prescrições de deslocamentos	m
ϵ_v	Deformação volumétrica	adimensional
ϵ	Tensor de deformações infinitesimais	adimensional
$\tilde{\epsilon}$	Parcela contínua do campo de deformação	adimensional
$\hat{\epsilon}$	Parcela descontínua do campo de deformação	adimensional
ξ	Eixo das abscissas no sistema de coordenadas curvilíneas	-
η	Eixo das ordenadas no sistema de coordenadas curvilíneas	-
λ	Comprimento da fratura natural	m
λ_{HF}	Comprimento inicial da fratura hidráulica	m
μ	Viscosidade dinâmica do fluido	Pa s
ν	Coefficiente de Poisson	adimensional
$\boldsymbol{\nu}$	Vetor normal unitário ao contorno do domínio	-

ρ	Densidade conjunta da matriz sólida e do fluido	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
ρ_l	Massa específica do fluido	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
σ	Tensor de tensões totais	Pa
$\bar{\sigma}$	Tensor de tensões elásticas	Pa
σ'	Tensor de tensões efetivas de Biot	Pa
σ_x	Tensão principal horizontal <i>in situ</i>	Pa
σ_y	Tensão principal vertical <i>in situ</i>	Pa
$\bar{\sigma}_{nn}$	Tensão normal à base do elemento de interface	Pa
Σ_{Ω^c}	Modelo constitutivo do domínio contínuo	Pa
Σ_{Ω^h}	Modelo constitutivo do domínio da descontinuidade	Pa
ϕ	Porosidade	adimensional
ϕ_0	Porosidade constante	adimensional
ϕ_{Ω^c}	Porosidade do domínio contínuo	adimensional
ϕ_{Ω^h}	Porosidade do domínio da descontinuidade	adimensional

φ	Variável interna do tipo deformação	adimensional
ω	Abertura da fratura natural	m
Ω	Domínio bidimensional	m ²
Ω^c	Subdomínio bidimensional contínuo	m ²
Ω^h	Subdomínio bidimensional da descontinuidade	m ² -

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização	1
1.1.1	Fraturas naturais	3
1.1.2	Fraturamento hidráulico	6
1.1.3	Regimes de propagação de fraturas	8
1.1.4	Cenários de interação entre fraturas	10
1.2	Objetivos	13
1.3	Revisão bibliográfica	14
1.3.1	Modelos analíticos	14
1.3.2	Modelos numéricos	15
2	EQUAÇÕES GOVERNANTES	24
2.1	Conservação da quantidade de movimento	24
2.2	Conservação de massa de fluido	26
2.3	Condições de contorno e iniciais	28
3	MODELAGEM DA DESCONTINUIDADE	29
3.1	Elemento de interface com elevada razão de aspecto	29
3.1.1	Equacionamento do <i>HAR-IE</i>	31
3.1.2	Técnica de Fragmentação da Malha	33
3.2	Modelo hidromecânico da fratura	34
3.2.1	Solução do modelo constitutivo de dano	36

4	MODELAGEM VIA MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS	38
4.1	Forma fraca das equações governantes	38
4.1.1	Equação de conservação de massa de fluido na fratura	39
4.2	Aproximações e solução via Método dos Elementos Finitos	40
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
5.1	Modelagem do problema	43
5.1.1	Geometria, propriedades e condições de contorno	43
5.1.2	Discretização das malhas	45
5.2	Regime <i>storage-viscosity</i>	46
5.2.1	Caso 1: Estado de tensão isotrópico	47
5.2.1.1	Fratura Natural com comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m	47
5.2.1.2	Fratura Natural com comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m	62
5.2.1.3	Fratura Natural com comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m	64
5.2.1.4	Comprimento da FH	65
5.2.2	Caso 2: Estado de tensão ortotrópico	71
5.2.2.1	Comprimento da FH	74
5.3	Regime <i>leak-off-viscosity</i>	77
5.3.1	Caso 1: Estado de tensão isotrópico	77
5.3.1.1	Comprimento da FH	81
5.3.2	Caso 2: Estado de tensão ortotrópico	84
5.3.2.1	Comprimento da FH	86
5.4	Diagrama das interações entre FH e FN	90
5.4.1	Regime <i>storage-viscosity</i>	90
5.4.2	Regime <i>leak-off-viscosity</i>	94
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
6.1	Conclusões	96
6.2	Trabalhos publicados	98
6.2.1	Trabalhos futuros	99

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
A Testes de convergência	109
A.1 Definição das malhas	109
A.2 Definição do tamanho do passo de tempo	110

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Este capítulo introduz as principais características e aplicações do fraturamento hidráulico em meios porosos. Em seguida, são apresentadas as propriedades de diferentes regimes de propagação de fraturas hidráulicas, assim como os possíveis cenários de suas interações com fraturas naturais. Por fim, são apresentados os objetivos dessa dissertação, bem como diferentes metodologias que abordam métodos analíticos e numéricos no estudo do tema.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A aplicação da técnica do fraturamento hidráulico em meios porosos é uma estratégia amplamente utilizada na indústria do petróleo para estimular reservatórios e contornar o problema da baixa permeabilidade em rochas-reservatório. Essa técnica consiste na injeção de um fluido sob alta pressão no meio poroso, induzindo a propagação de fraturas hidráulicas (FH) que facilitam a recuperação dos hidrocarbonetos através do aumento da permeabilidade na região próxima ao poço. Contudo, muitas vezes essas rochas possuem diferentes propriedades mecânicas e estão sob efeito de estados de tensões *in situ* complexos, trazendo desafios na aplicação do fraturamento hidráulico (ECONOMIDES; NOLTE, 2000; KOLAWOLE; ISPAS, 2020).

O processo de formação dos hidrocarbonetos consiste na decomposição de matéria orgânica, ao longo de milhões de anos, sob influência de condições especiais de pressão e temperatura. A combinação desses fatores define a qualidade da composição dos hidrocarbonetos, que são, em sua maioria, um composto mistura de carbono, hidrogênio e impurezas, em que podem ser

obtidos produtos pesados como o óleo cru, e produtos mais leves, como o gás natural. Além da grande variação das propriedades dessa composição, as rochas que a armazenam também podem (ou não) ser de diferentes naturezas, apresentando diferentes níveis de permeabilidade e a presença de fraturas naturais (FN), por exemplo. Nesse aspecto, as atividades de exploração inicialmente se concentraram na recuperação de hidrocarbonetos de formações rochosas de arenito ou carbonato, que em sua maioria possuem uma permeabilidade razoável (DONALDSON; ALAM; BEGUM, 2013). Contudo, o aumento do consumo desses produtos demandou a busca por novas fontes, momento em que novas jazidas foram encontradas em folhelhos (*shales*) e rochas carbonáticas, por exemplo, os quais são formações que possuem baixa permeabilidade. Desse modo, a exploração desses recursos enfrentou um novo obstáculo, momento em que novas tecnologias precisaram ser desenvolvidas para atender às crescentes demandas (DONALDSON; ALAM; BEGUM, 2013).

A necessidade de exploração dos reservatórios de baixa permeabilidade, também chamados de reservatórios não-convencionais, tornou-se essencial para atender às novas demandas energéticas, especialmente após um grande período de atividades focadas, inicialmente, em reservatório convencionais. Contudo, para contornar essa baixa permeabilidade, diversas técnicas foram desenvolvidas para uma recuperação eficiente dos hidrocarbonetos (VALKO; ECONOMIDES, 1995). Donaldson, Alam e Begum (2013) apresentaram o histórico de como a exploração desses reservatórios contribuiu para o avanço tecnológico e consumo energético mundial, o qual é uma *commodity* de grande valor e impacto econômico. No entanto, o fraturamento hidráulico demonstrou ser a técnica mais economicamente sustentável, passando a ser amplamente implementada pela indústria do petróleo (VALKO; ECONOMIDES, 1995; ECONOMIDES; NOLTE, 2000; DONALDSON; ALAM; BEGUM, 2013).

O grande impacto e a relevância do fraturamento hidráulico fizeram com que essa técnica se tornasse um objeto de estudo de grande interesse. Contudo, devido à quantidade elevada de parâmetros que podem influenciar a propagação da FH, o desenvolvimento dessas investigações é uma tarefa difícil e custosa, seja através de simulações numéricas ou ensaios em laboratório. Tratando sobre os estudos analíticos e numéricos, diversos modelos baseados em hipóteses simplificadores surgiram das tentativas de reprodução do fraturamento hidráulico, como será

abordado nas seções a seguir. Os avanços e investimentos nesses estudos ressaltam sua demanda e como é essencial buscar atingir o máximo da eficiência e eficácia do fraturamento hidráulico, permitindo as melhores tomadas de decisões.

1.1.1 FRATURAS NATURAIS

O processo de formação das fraturas naturais (FN), tanto em subsuperfície ou afloramentos, é complexo e envolve diversos fenômenos físicos, propriedades mecânicas da rocha reservatório e processos diagenéticos (NELSON, ; YU *et al.*, 2023; ZENG *et al.*, 2023). De maneira geral, essas fraturas correspondem a descontinuidades planas macroscópicas que surgem naturalmente na rocha em função de deformações ou processos diagenéticos físicos, podendo estar relacionadas a falhas frágeis ou dúcteis (NELSON,). Essas fraturas podem atuar como canais facilitadores de fluxo em uma rocha reservatório quando abertas, contribuindo para a permeabilidade da rocha. Contudo, o efeito contrário também pode ser observado quando são preenchidas por minerais, estes depositados durante o processo de formação das fraturas, dificultando o escoamento de fluido. Desse modo, a presença e as características das FNs influenciam diretamente a técnica e as estratégias de exploração de hidrocarbonetos. Em suma, ao longo do tempo geológico, a formação e evolução das FNs são influenciadas por fatores como tensões tectônicas, variações térmicas que geram contração e expansão da rocha, além de processos diagenéticos, que incluem compactação, dissolução e cimentação (NELSON, 1979; YU *et al.*, 2023; ZENG *et al.*, 2023). Outros aspectos determinantes para a permeabilidade do reservatório incluem o espaçamento entre as faces da fratura (abertura) e seu comprimento. Assim, um reservatório naturalmente fraturado é caracterizado por possuir fraturas naturais que impactam significativamente sua permeabilidade, podendo aumentá-la ou reduzi-la (NELSON, 1979).

Devido ao papel fundamental que as fraturas naturais desempenham na exploração da rocha reservatório, é essencial investigar detalhadamente, além das propriedades petrofísicas da matriz rochosa, as propriedades dessas fraturas. Nesse contexto, parâmetros como (i) permeabilidade, (ii) porosidade, (iii) saturação de fluido e (iv) fator de recuperação das fraturas é essencial (NELSON,). Tratando sobre a morfologia da fratura natural, Nelson () apresentam quatro principais de classificação de fraturas, sendo:

- **Fraturas abertas:** são fraturas sem nenhum material de preenchimento e constituem, potencialmente, conduítes abertos para o escoamento de fluidos. A permeabilidade desse tipo de fratura depende de sua abertura inicial, da componente normal ao plano da fratura das tensões efetivas *in situ*, da área de contato entre as faces da fratura e da rugosidade;
- **Fraturas preenchidas por minerais:** ocorre quando materiais como quartzo e carbonatos preenchem a fratura e mineralizam. Normalmente, essas fraturas atuam como barreiras ao escoamento de fluido, reduzindo a permeabilidade do reservatório. Contudo, o preenchimento da fratura pode ser parcial, como o desenvolvimento de um *vug*, situação em que a permeabilidade do reservatório não é afetada negativamente;
- **Vugs:** os *vugs* representam uma alteração na matriz rochosa que circunda as fraturas e estão frequentemente associados a carbonatos e ao desenvolvimento de carste. Essas alterações ocorrem devido à dissolução provocada por fluidos que escoam ao longo do plano da fratura;
- **Fraturas deformadas:** esse tipo de morfologia cria uma forte anisotropia dentro do reservatório, pois se formam em zonas de cisalhamento relativo ou como fraturas inicialmente abertas que foram fisicamente alteradas em função de movimentos tectônicos de cisalhamento.

Redes de fraturas naturais também podem definir classificações para as rochas reservatório em função do efeito gerado. Nesse aspecto, Willis e Hubbert (1955) apresentam quatro grupos de fraturas que, em conjunto com as classificação propostas por Nelson (), definem:

- **Tipo 1:** as fraturas representam a principal fonte de permeabilidade e porosidade do reservatório. Nesse caso, a influência das fraturas é dominante, situação em que é essencial a determinação dos parâmetros como abertura e comprimento das fraturas;
- **Tipo 2:** as fraturas fornecem a principal permeabilidade do reservatório, mas a sua contribuição para a porosidade é limitada;
- **Tipo 3:** as fraturas auxiliam na permeabilidade do reservatório já produtivo. Tanto para o tipo 2 como 3, as fraturas contribuem apenas com permeabilidade e a porosidade da rede

é pouco significativa quando comparada à da matriz;

- **Tipo 4:** as fraturas prejudicam a permeabilidade, criando barreiras ao escoamento. Esse grupo é formado por fraturas preenchidas com minerais e, portanto, formam barreiras, as quais criam reservatórios significativamente anisotrópicos.

Abordando estudos recentes no estudo de formação e caracterização de fraturas naturais em folhelhos, Nian *et al.* (2024) identificaram, no sul da Bacia de Sicuhan, na China, FNs com diferentes comprimentos, ângulos de orientação e padrões de distribuição. Por meio de testemunhos de rocha e perfis de imagens elétricas, os autores puderam verificar a tendência de formação dessas fraturas e classificá-las em paralelas ao leito, podendo ser cimentadas ou não, assim como fraturas oblíquas não cimentadas e perpendiculares cimentadas. Os autores ressaltam que essas fraturas atuam como zonas de fraqueza que podem ser ativadas durante a atividade de exploração, impactando a produtividade em função da orientação, cimentação e a quantidade de carbono orgânico total (TOC).

Ainda no contexto dos *shales*, Yu *et al.* (2023) identificaram três principais tipos de fraturas naturais na formação do reservatório Lucaogou, na China. Essas fraturas, classificadas devido atividades tectônicas, diagenéticas e por sobrepressão, podem se formar sob diferentes cenários de tensões e em litologias compostas por minerais frágeis. Os autores demonstram que a densidade de fraturas é determinada por fatores diferentes. Nesse sentido, a tensão tectônica e a presença de minerais frágeis contribuíram para o desenvolvimento de fraturas tectônicas, enquanto o TOC e a litologia influenciaram no desenvolvimento de juntas de acomodação. Dessa forma, os resultados mostraram como os mecanismos de formação das FNs e as propriedades geológicas são fundamentais no mecanismo de interação e caracterização do reservatório.

Devido às diversas características das FNs e seus impactos na atividade da indústria de petróleo e gás, avaliar os impactos desses diversos parâmetros é fundamental para a aplicação da técnica do fraturamento hidráulico. Apresentada com maior detalhes no próximo tópico, estudos da aplicação dessa técnica demonstraram que diversos fatores (o que inclui da presença de FNs) podem influenciar na obtenção de diversos efeitos e comportamentos. Assim, estudos que buscam avaliar o impacto desses parâmetros e propriedades, especialmente FNs, contribuem para a identificação desses fatores e como eles podem influenciar a produtividade do reservatório.

rio (NELSON, 1979; SHI *et al.*, 2024).

1.1.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

A aplicação do fraturamento hidráulico pode ser expandida para diversos campos da engenharia, onde diferentes áreas podem se beneficiar das vantagens dessa técnica. Nesse contexto, a propagação de fraturas hidráulicas pode ser empregada na exploração de energia geotérmica (*enhanced geothermal system - EGS*), permitindo uma extração eficiente do calor de rochas profundas (*heat from hot dry rock - HDR*) (XUE *et al.*, 2023). A exploração *EGS* também pode ocorrer em meios porosos naturalmente fraturados, situação em que a presença dessas fraturas naturais pode influenciar a conectividade entre poços e reservatório e contribuir para o desenvolvimento de uma complexa rede de fraturas (CAO; SHARMA, 2023). Na área da mineração, a propagação de fraturas pode contribuir nas práticas de *block caving*, método utilizado para provocar o desprendimento controlado de rochas, iniciando o processo de degradação da rocha por meio do seu próprio peso, facilitando a exploração dos minerais ali presentes. Em atividades nucleares, sistemas que utilizam argila compactada como barreira de proteção contra o vazamento de resíduos (*engineered barrier systems - EBS*) podem ser afetados pela propagação de fraturas, onde o estudo do comportamento dessas fraturas pode contribuir para medidas de segurança nessas atividades (FABBRI *et al.*, 2023). Na indústria de petróleo e gás, o processo de aplicação do fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido sob alta pressão, a partir de um poço, para aumentar a permeabilidade de meios porosos por meio da propagação de fraturas induzidas. Essas fraturas contribuem para o aumento da permeabilidade das rochas, facilitando a drenagem dos hidrocarbonetos por meio da criação de canais de alta condutividade que conectam o reservatório ao poço (DONALDSON; ALAM; BEGUM, 2013; CHEN *et al.*, 2022).

Dado o vasto campo de aplicação do fraturamento hidráulico, o estudo da propagação de fraturas pode contribuir para o avanço, eficiência e eficácia de diversas atividades da indústria (ZHAN; MESCHKE, 2017). No contexto das atividades de exploração de petróleo e gás, as etapas de aplicação da técnica consistem em (CHEN *et al.*, 2022):

1. Perfuração do poço, o qual pode ou não precisar ser revestido com camadas de proteção

para que o mesmo não colapse sobre sua própria estrutura;

2. Caso necessário, é realizado o posicionamento do canhoneio, equipamento responsável por realizar ‘tiros’ iniciais de fluido na região do reservatório, definindo o direcionamento inicial de fluido para a rocha;
3. Isolamento da região de interesse com *packers*, impedindo a infiltração de fluido;
4. Injeção do fluido, o qual é realizado em duas etapas:
 - i) Propagação de fluido, com uma taxa maior que a infiltração de fluido para a rocha, garantindo o aumento da poropressão e formação das fraturas. Vale ressaltar que esse fluido, quando absorvido pela rocha, caracteriza o fenômeno chamado *leak-off* (Fig. 1.1(a));
 - ii) Em seguida, podem ser adicionados pequenos grãos no fluido, os chamados agentes de sustentação (propantes), garantindo que as fraturas não se fechem e permaneçam abertas durante a injeção e a posterior recuperação dos fluidos (Fig. 1.1(b)).

A Figura 1.1 ilustra o processo do fraturamento hidráulico. O início da propagação da FH é dado pelo momento em que pressão de ruptura (*breakdown pressure*) é atingida, valor de pressão associado à resistência à tração da rocha, poropressão e a menor tensão *in situ* (KO-LAWOLE; ISPAS, 2020). Nesse aspecto, o aumento da poropressão do meio poroso devido à injeção de fluido reduz o efeito das tensões efetivas de compressão, provocando sua ruptura por tração (ECONOMIDES; NOLTE, 2000). Observe que os possíveis padrões de fraturamento a serem obtidos variam tanto em função das propriedades mecânicas das rochas quanto das características do fluido utilizado no fraturamento, como propriedades e taxa de injeção, o que será detalhado na Seção 1.1.3 referente aos regimes de propagação de fraturas (CHEN *et al.*, 2022; ECONOMIDES; NOLTE, 2000; CARRIER; GRANET, 2012).

Casos de estados de tensão isotrópico mostram que a propagação da fratura não possui uma direção preferencial. Contudo, em situações com estados de tensão ortotrópicos, a fratura tende a seguir perpendicularmente à direção da menor tensão *in situ* (HUBBERT; WILLIS, 1957). Além da interação entre fratura e tensões *in situ*, a propagação de múltiplas fraturas

também mostra que existe um efeito decorrente da interação entre as próprias fraturas chamado *stress-shadow* (TAGHICHIAN; ZAMAN; DEVEGOWDA, 2014; HE *et al.*, 2017; ZHAO *et al.*, 2023). Esse comportamento indica que a propagação de fraturas hidráulicas próximas permitem que seus respectivos campos de pressão interajam, afastando as mesmas ao longo da propagação (TAGHICHIAN; ZAMAN; DEVEGOWDA, 2014; HE *et al.*, 2017; ZHAO *et al.*, 2023). Vale ressaltar que esse comportamento pode ser afetado, ainda, por fatores como o próprio estado de tensão, a presença de fraturas naturais e sua geometria, além do espaçamento entre fraturas, viscosidade do fluido e taxa de injeção (LI *et al.*, 2024).

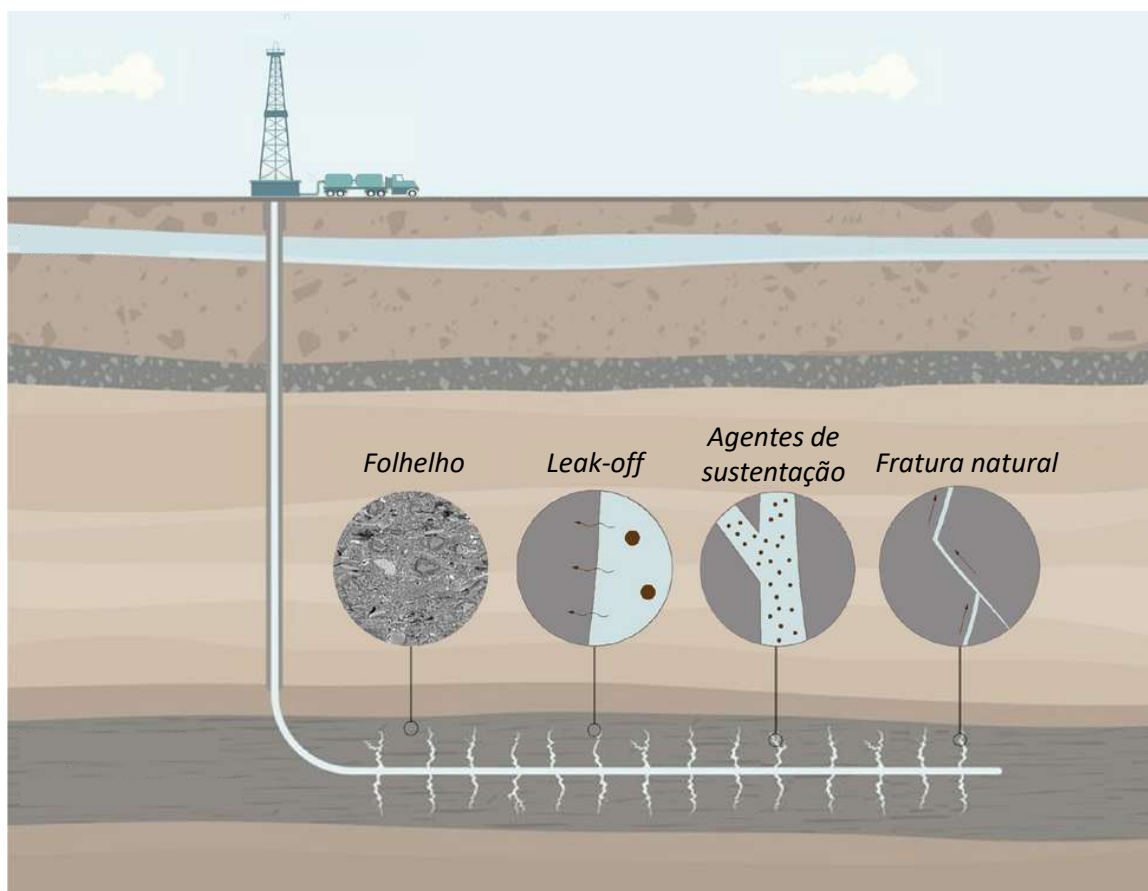


Figura 1.1: Esquema da técnica de fraturamento hidráulico em folhelhos com ilustração do *leak-off*, agentes de sustentação e a presença de fraturas naturais (adaptado de Chen *et al.* (2022)).

1.1.3 REGIMES DE PROPAGAÇÃO DE FRATURAS

A partir dos diversos fatores que influenciam a propagação de fraturas hidráulicas discutidos anteriormente, é possível associar certas condições a diferentes regimes de propagação de fra-

turas. Esses regimes ocorrem em função de dois mecanismos principais de controle, sendo eles a dissipação de energia (associado à viscosidade do fluido e à resistência à tração da fratura) e do grau de armazenamento de fluido (associado ao próprio armazenamento e *leak-off* do fluido) (GARAGASH; DETOURNAY, 1999; LI *et al.*, 2024; DETOURNAY, 2016). Ilustrados na Fig. 1.2, os regimes podem ser classificados como (LI *et al.*, 2024; DETOURNAY, 2016; RUEDA *et al.*, 2020):

- Vértice K : *storage-toughness dominated regime*, com sua principal característica sendo o armazenamento de fluido no interior da fratura, associado à criação de novas superfícies de fratura;
- Vértice $\tilde{K}$: *leak-off-toughness dominated regime*, onde também ocorre a criação de novas superfícies de fratura, porém, esse comportamento é associado a infiltração de fluido através das paredes da fratura;
- Vértice M : *storage-viscosity dominated regime*, caracterizado pelo escoamento e armazenamento de fluido contido no interior da fratura;
- Vértice $\tilde{M}$: *leak-off-viscosity dominated regime*, também regido pelo escoamento de fluido na fratura, porém, nesse regime ocorre a infiltração de fluido através das paredes de fratura.

No espaço paramétrico ilustrado na Fig. 1.2, $\mathcal{K}$ é o eixo da tenacidade, relacionando a energia para propagar a fratura e a infiltração de fluido pelo *leak-off* e *fluid lag* (este último sendo o vazio entre a ponta da fratura e o meio poroso (GARAGASH, 2006; KOLAWOLE; ISPAS, 2020; CHEN *et al.*, 2022)). O eixo vertical $\mathcal{C}$ representa o coeficiente de *leak-off*. Ambos os parâmetros dos eixos são adimensionais. Observe que os vértices desse espaço definem quatro situações características que combinam o cenário limite entre dois regimes de propagação em detrimento dos outros dois. Além dessa representação geométrica, autores como Carrier e Grannet (2012) representaram os parâmetros $\mathcal{K}$ e $\mathcal{C}$ através de equações matemáticas, baseadas nas propriedades mecânicas da rocha e associadas a modelos analíticos das fraturas. Os modelos analíticos mais conhecidos são detalhados na Seção 1.3. Dentre esses regimes, Carrier e Gra-

net (2012) destacam que o *viscosity-dominated* é o mais comum na aplicação do fraturamento hidráulico.

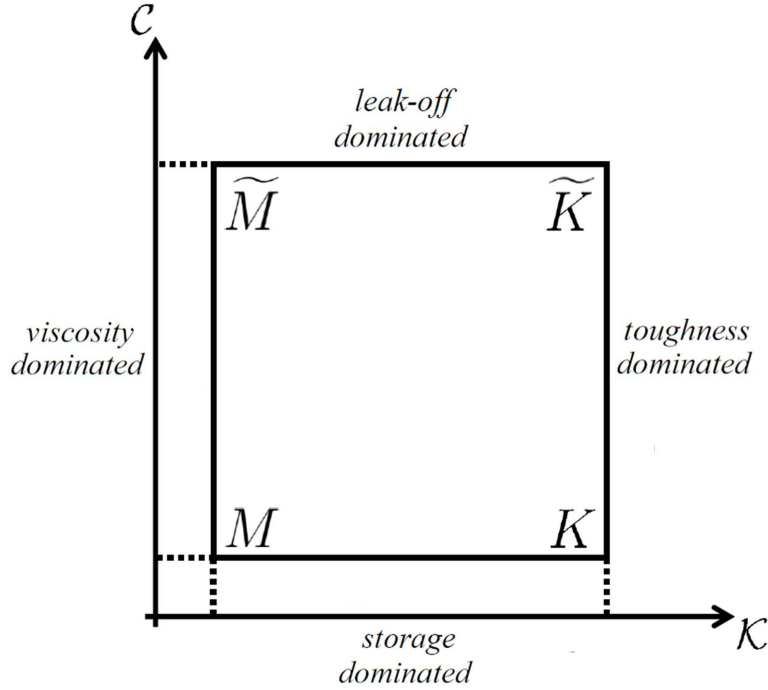


Figura 1.2: Espaço paramétrico dos regimes de propagação de fraturas (adaptado de Carrier e Granet (2012)).

1.1.4 CENÁRIOS DE INTERAÇÃO ENTRE FRATURAS

A presença de fraturas naturais (FN) nas rochas-reservatório pode fortemente influenciar o mecanismo de evolução da fratura hidráulica (FH). Parâmetros como o ângulo de encontro entre essas fraturas (β), abertura (w) e comprimento (λ) da FN podem impactar e desempenhar um papel fundamental na propagação da FH. Vale ressaltar que a viscosidade e a taxa de injeção do fluido do fraturamento, assim como o estado de tensão *in situ* e o regime de propagação de fraturas, também podem influenciar a interação entre FH e FN, em que diversos cenários de interação da FH com FN podem ser obtidos (ZHENG; PU; SUN, 2020; BAKHSHI *et al.*, 2019; RUEDA *et al.*, 2020; KOLAWOLE; ISPAS, 2020; CORDERO *et al.*, 2019).

Os modos clássicos de ruptura de rochas e consequente formação de fraturas são bem conhecidos na mecânica clássica de fraturas (KOLAWOLE; ISPAS, 2020). Nesse contexto, a Fig. 1.3 ilustra como a fratura pode se dar através de (i) tensões normais de tração (*mode-I*), com a

fratura se abrindo apenas perpendicularmente ao plano da fratura, (ii) deslizamento através de cisalhamento lateral (*mode-II*), e (iii) ruptura vertical com cisalhamento vertical fora do plano da FH (*mode-III*) (KOLAWOLE; ISPAS, 2020).

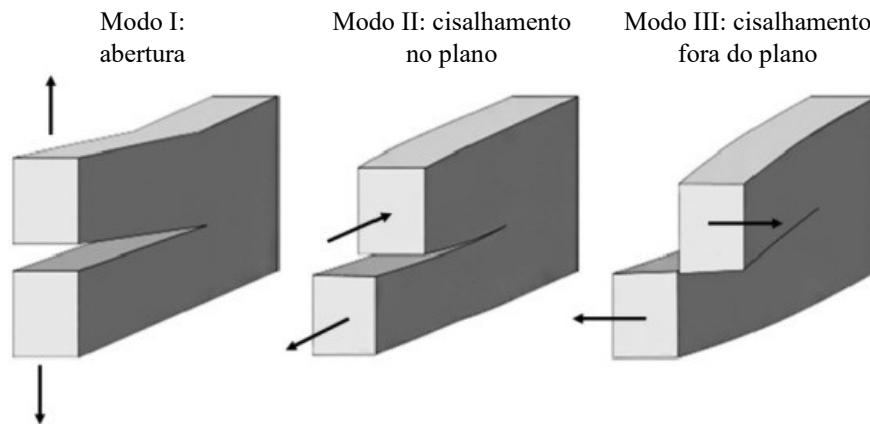


Figura 1.3: Representação dos modos clássicos de ruptura (adaptado de Guo e Tan (2017)).

Além da direção preferencial de propagação da FH ser perpendicular à menor tensão *in situ*, a infiltração de fluido devido à propagação da FH pode provocar fenômenos como a dilatação da FN (efeito provocado pela pressão do fluido na FH ser maior do que na FN), assim como cisalhamento e a reativação da FN (CORDERO *et al.*, 2019; KOLAWOLE; ISPAS, 2020; SANCHEZ; CORDERO; ROEHL, 2020). Expandindo as possíveis interações entre fraturas, a Fig. 1.4 ilustra algumas das possibilidades, como (WENG, 2015; SANCHEZ; CORDERO; ROEHL, 2020; KOLAWOLE; ISPAS, 2020):

- (1) **FH detida pela FN:** a FH alcança a FN, mas não a cruza. Os campos de pressão de ambas as fraturas interagem, mas as tensões de tração não são capazes de degradar a rocha. Contudo, pode ocorrer a dilatação da FN no *modo-I* e, mantendo a injeção de fluido de modo a aumentar a pressão na fratura, a FN pode sofrer um alongamento ou a FH pode se propagar pelas pontas da FN;
- (2) **FH cruza a FN diretamente:** a FH atinge a FN e a cruza diretamente no ponto de encontro. Esse comportamento pode ocorrer devido à alta resistência à tração da rocha, em que, no momento de encontro entre fraturas, a tensão na ponta da FH, incapaz de rompê-la, alcança a FN e provoca o dano na rocha;

- (3) **FH cruza a FN com deslocamento:** analogamente ao efeito anterior, esse comportamento ocorre quando as tensões de tração ao longo da FN provocam a degradação local com um leve deslocamento do ponto de encontro entre fraturas, distanciamento que ocorre devido a um pequeno deslizamento no ponto que a FH intercepta a FN, deslocando a concentração de tensões;
- (4) **Intersecção entre FH e FN:** cenário em que a pressão do fluido excede a tensão de fechamento da FN e, caso a FN intersecte outra FN, a FH pode sofrer novas ramificações e passar a compor a rede de fraturas;
- (5) **Ramificações:** efeito em que o fluido preenche a FN e, a partir de ao menos uma de suas pontas, propaga a FH. Após a FN desviar a orientação da FH, a propagação pode seguir em função do estado de tensões *in situ*;
- (6) **Deslizamento por cisalhamento ao longo da FN:** caso a pressão de fluido na FN não supere sua tensão de fechamento, a mesma pode sofrer falha por cisalhamento e provocar sua dilatação, ou seja, ocorre a dilatância da fratura.

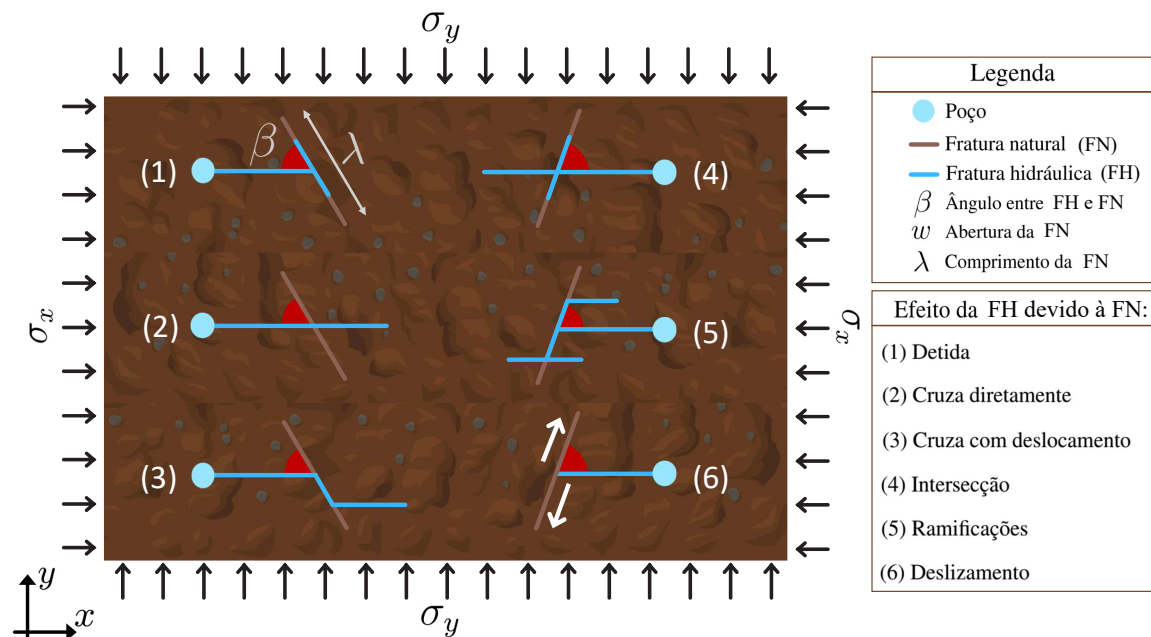


Figura 1.4: Representação dos possíveis cenários de interação entre fraturas hidráulicas e naturais em um domínio sob efeito de um estado de compressão σ_x e σ_y (adaptado de Kolawole e Ispas (2020)).

Observe que os cenários descritos anteriormente podem, ainda, ser dados em função do ângulo de aproximação entre fraturas (representado por β na Fig. 1.4) e da abertura da FN. Assim, reunindo os fatores predominantes na propagação que controlam a propagação da FH, como discutidos nas seções anteriores, tem-se que as propriedades mecânicas das rochas, estado de tensões *in situ*, presença de FNs e seus respectivos ângulos de aproximação e valores de abertura, além das propriedades hidráulicas do fraturamento como viscosidade do fluido e taxa de injeção, podem impactar o processo da técnica do fraturamento hidráulico (BLANTON *et al.*, 1982; CHEN *et al.*, 2016; SIMONSON *et al.*, 1978; KOLAWOLE; ISPAS, 2020; ADACHI *et al.*, 2007).

1.2 OBJETIVOS

O presente estudo tem como objetivo principal investigar a influência de diversas características típicas de fraturas naturais na propagação e interação com fraturas induzidas hidráulicamente por meio de simulações numéricas bidimensionais. As fraturas naturais são dispostas espacialmente no meio poroso e os impactos de diferentes orientações (ângulos de aproximação), aberturas e comprimentos são avaliados no contexto de dois regimes de propagação de fraturas hidráulicas, sob a influência de estados de tensão *in situ* isotrópico e ortotrópico. As descontinuidades, representadas pelas fraturas, são descritas por meio de elementos de interface sólidos tradicionais com elevada razão de aspecto, inseridos na malha regular de elementos finitos utilizando a Técnica de Fragmentação de Malha e, pela primeira vez, são utilizados para representar ambas fraturas naturais e hidráulicas. Assim, para investigar os diversos cenários de interação entre fraturas, as etapas a serem realizadas podem ser listados como:

- Modelar meios porosos naturalmente fraturados e investigar a propagação de fraturas hidráulicas e suas interações com fraturas naturais para diferentes regimes de propagação;
- Utilizar elementos de interface de elevada razão de aspecto para representar fraturas naturais e hidráulicas, ambas associadas a um modelo não linear;
- Avaliar os impactos das fraturas naturais através de gráficos de pressão, abertura e comprimento da fratura hidráulica ao longo do tempo, bem como analisar os diferentes cenários

de interação entre as fraturas através dos campos de pressão obtidos;

- Avaliar os cenários de interação entre fraturas por meio de diagramas representativos, verificando possíveis tendências de comportamento em função da combinação das diferentes características avaliadas.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos modelos foram propostos ao longo dos anos com o objetivo de representar e aprimorar o estudo do fraturamento hidráulico. Contudo, a modelagem do fraturamento hidráulico envolve diversos fatores e aspectos, como discutido nas seções anteriores, tornando esse estudo complexo e trabalhoso. Modelos analíticos baseados em simplificações foram desenvolvidos como uma tentativa inicial para maior compreensão desse fenômeno. Contudo, modelos numéricos foram elaborados na tentativa de considerar parâmetros antes limitados ou até mesmo ignorados nos modelos teóricos de evolução da FH (CHEN *et al.*, 2022; LECAMPION; BUNGER; ZHANG, 2018). Vale ressaltar que muitos dos modelos numéricos têm como base os modelos analíticos, além de utilizarem os resultados analíticos como referência para validar as novas metodologias propostas.

1.3.1 MODELOS ANALÍTICOS

Os modelos analíticos propostos no início do estudo do fraturamento hidráulico, entre 1950 e 1980, apesar de utilizarem simplificações e não incorporarem todos os efeitos necessários para representar a técnica de propagação de fraturas hidráulicas, fornecem boas representações de situações ideais e também dados para verificações da eficácia de outros métodos mais robustos. Dentre os modelos analíticos mais conhecidos, as simplificações de suas abordagens consideram uma modelagem homogênea do meio poroso, muitas vezes impermeável e com a infiltração de fluido através do *leak-off* apenas unidimensional, com fluido Newtoniano e incompressível (ADACHI *et al.*, 2007; CHEN *et al.*, 2022).

A Figura 1.5 ilustra três modelos analíticos clássicos no estudo do fraturamento hidráulico. Nesse contexto, Perkins e Kern (1961) propuseram o modelo PKN (Fig. 1.5(a)). Considerando

o estado plano de deformação para uma seção elíptica de altura H constante, é obtida uma razão elevada entre seu comprimento e sua altura, indicando que H tende a ser maior que o comprimento da fratura. Kristianovitch e Zheltov (1955), Geertsma e Klerk (1969) propuseram o modelo KGD (Fig. 1.5(b)), o qual é baseado em um estado plano de deformação para a propagação da fratura, com uma relação de comprimento por altura próxima ou menor a 1, relação inversa à anterior do modelo PKN. Nesta figura, observe a representação do *fluid lag* citado na Seção 1.1.3. Por fim, Sneddon (1946) apresentou o modelo radial, também conhecido com *Penny-shaped* (Fig. 1.5(c)), com uma representação radial da propagação da fratura. Tais modelos, apesar de sua influência em métodos mais robustos, não incorporam efeitos devido à heterogeneidade da rocha, assim como a presença de FN e suas respectivas características, como geometria e abertura (LI *et al.*, 2012; DAMJANAC *et al.*, 2010; CHEN *et al.*, 2022). Possíveis cenários de interação entre FH e FN também não são considerados, além de limitações na consideração hidromecânica acoplada (LI *et al.*, 2012; DAMJANAC *et al.*, 2010; CHEN *et al.*, 2022).

1.3.2 MODELOS NUMÉRICOS

Sabendo das limitações dos modelos analíticos, diversos modelos numéricos foram desenvolvidos com o objetivo de oferecer abordagens mais robustas e condizentes com o fenômeno físico real do fraturamento hidráulico. Diferentes metodologias e abordagens podem ser encontradas na literatura, cada uma com suas respectivas vantagens e desvantagens (LECAMPION; BUNGER; ZHANG, 2018; CHEN *et al.*, 2022; ISMAIL; AZADBAKHT, 2024).

No contexto do Método dos Elementos Finitos (*Finite Element Method - FEM*), simulações da propagação de FHs em meios porosos para diferentes regimes de propagação foram realizadas (NI *et al.*, 2020; XIN *et al.*, 2024). O uso de elementos de interface com espessura nula em duas dimensões foram propostos para estudar respostas de abertura, pressão e comprimento da FH ao longo do tempo (CARRIER; GRANET, 2012). Embora ainda não considerassem a presença e nem interações com FNs, as simulações apresentaram boa concordância com soluções analíticas apresentadas na literatura para a evolução de FHs (CARRIER; GRANET, 2012). A abordagem dos diferentes regimes *Storage-toughness*, *Leak-off-toughness*, *Storage-viscosity*, e

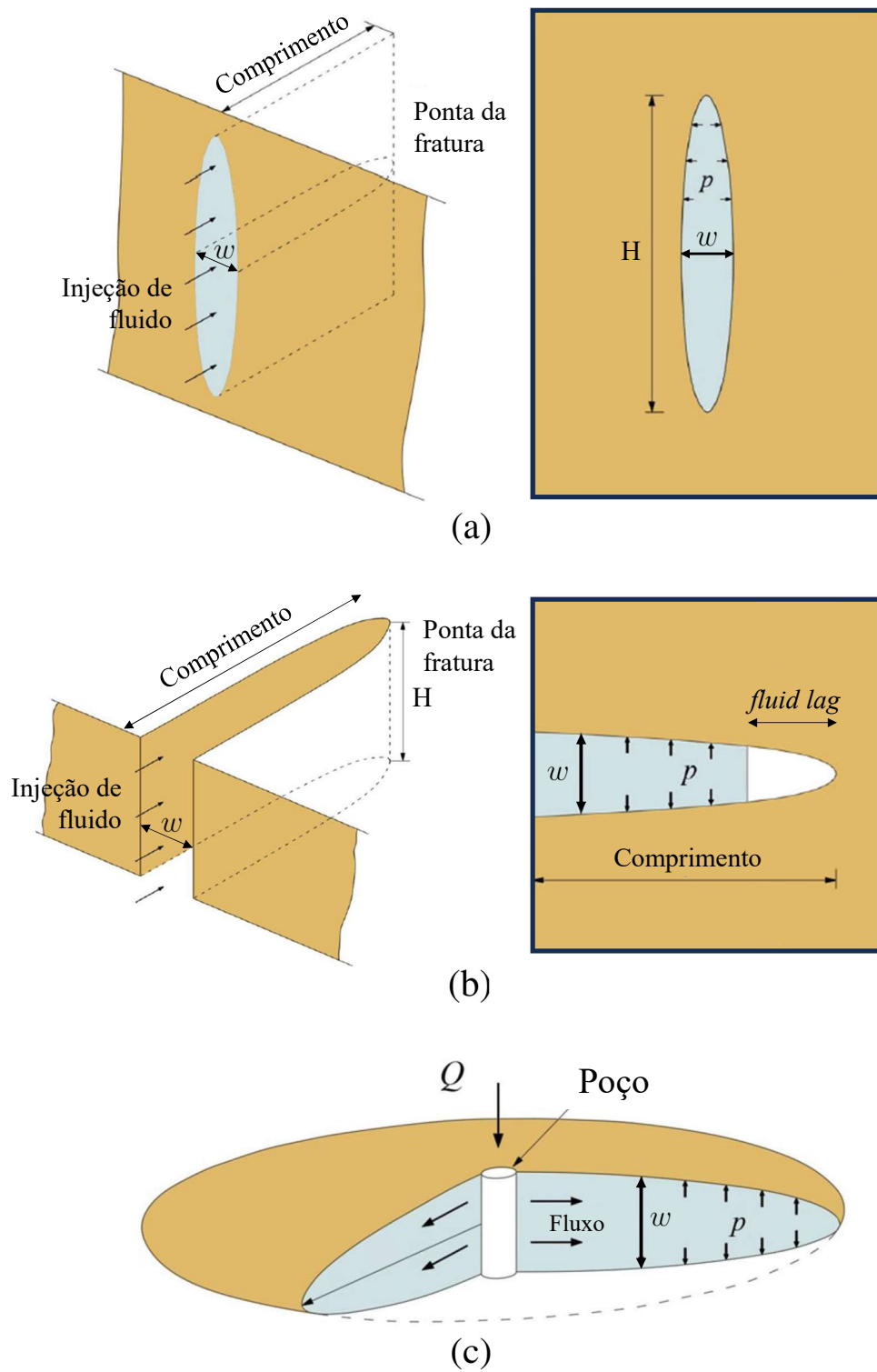


Figura 1.5: Representação dos modelos analíticos de propagação de fraturas com (a) PKN, (b) KGD e (c) *Penny-shaped* (adaptado de Chen *et al.* (2022)).

Leak-off-viscosity, diversos aspectos e fenômenos do fraturamento hidráulico foram alcançados, fornecendo boas interpretações e avanços no estudo da técnica.

Expandindo as análises via *FEM*, o estudo da propagação de FH em meios porosos também foi realizada por meio de elementos de interface com elevada razão de aspecto (*High Aspect Ratio Interface Elements - HAR-IEs*), estes inseridos na malha regular de elementos finitos por meio da Técnica de Fragmentação da Malha (*Mesh Fragmentation Technique - MFT*) (MANZOLI *et al.*, 2019). Esses elementos, associados a uma lei de dano à tração, foram utilizadas para representar a mecânica da evolução da propagação de fraturas nos regimes de propagação de fraturas *Storage-toughness*, *Leak-off-toughness*, *Storage-viscosity*, e *Leak-off-viscosity*. Além disso, também foi verificada a influência do refinamento da malha e das dimensões da altura e base dos *HAR-IEs*. Os resultados obtidos, através de uma solução totalmente acoplada do problema hidromecânico, foram comparados com a literatura a fim de verificar-se o uso dos *HAR-IEs* como uma metodologia eficiente para capturar os efeitos do fraturamento hidráulico. Essa eficácia foi evidenciada pelas análises das respostas de abertura, comprimento e pressão da FH, assim como o deslocamento do perfil da fratura e da tensão normal efetiva nos elementos *HAR-IEs* (MANZOLI *et al.*, 2019).

Utilizando a mesma metodologia, os *HAR-IEs* também foram avaliados no contexto da propagação de múltiplas fraturas em diferentes malhas, estruturadas e também não estruturadas, com diferentes níveis de refinamento, valores de altura dos *HAR-IEs* e estados de tensões *in situ* (CLETO *et al.*, 2020). Os resultados obtidos destacaram a influência das propriedades da rocha e do estado de tensões *in situ* no controle da propagação da FH, demonstrando que a metodologia reproduz satisfatoriamente a propagação e evolução de FHs em meios porosos (CLETO *et al.*, 2020). Ainda com essa abordagem, mas em um cenário tridimensional, os *HAR-IEs* também foram validados para reproduzir a evolução de FHs em meios porosos deformáveis (CLETO *et al.*, 2023). As simulações consideraram os regimes *leak-off-viscosity*, *storage-toughness* e *storage-viscosity*, e os resultados de abertura, pressão e comprimento foram confrontados com a literatura, confirmando a eficácia da metodologia (CLETO *et al.*, 2023).

Modelos numéricos que consideram a presença de FNs também foram desenvolvidos. Por meio do *FEM*, a avaliação de parâmetros que influenciam o comportamento de FHs permitiram

investigar as interações entre FH e FN. Utilizando o Modelo de Zonas Coesivas (*Cohesive zone model - CZM*) associado a um modelo de dano progressivo para representar a propagação das FHs, esses cenários foram investigados com o comportamento das FNs associado à plasticidade de Mohr-Coulomb (CORDERO *et al.*, 2019). Parâmetros como ângulo de aproximação de fraturas, estados de tensões *in situ* isotrópicos e ortotrópicos e o ângulo de fricção interno da FN foram avaliados. Os resultados obtidos evidenciaram que as tensões *in situ* têm grande impacto no comportamento da FH. Em casos isotrópicos, a abertura da FN é favorecida, reduzindo os cruzamentos diretos. Por outro lado, ângulos baixos de inclinação e atrito da FN contribuíram para o deslizamento da própria FN ao longo de sua extensão. A construção de diagramas que relacionaram o ângulo de aproximação entre fraturas e o estado de tensões *in situ* também foram construídos, ilustrando os cenários de interação entre FH e FN (CORDERO *et al.*, 2019; RUEDA *et al.*, 2020).

Com a mesma metodologia, o *CZM* também foi utilizado para realizar análises de interação entre fraturas para diferentes regimes de propagação (GAO; GHASSEMI, 2020; RUEDA *et al.*, 2020). Os cenários obtidos demonstraram que, para menores ângulos de aproximação, as FNs tendem a deter a propagação da FH, enquanto para maiores inclinações ocorrem cruzamentos diretos ou com deslocamento. Em relação aos regimes de propagação, o *storage-toughness* e *leak-off-toughness dominated* demonstraram que a FH tende a ser detida pela FN, enquanto os regimes *storage-viscosity* e *leak-off-viscosity dominated* apresentam padrões de interação sendo cruzamento direto e com deslocamento, abertura e cisalhamento da FN em função do ângulo de inclinação da FN (RUEDA *et al.*, 2020). Nesse contexto, estudos também destacaram a influência do aumento das inclinações da FN, onde as maiores inclinações (próximas a 90°) facilitam o cruzamento direto da FH pela FN, comportamento intensificado em estados de tensão ortotrópicos (WENG, 2015).

Através de uma abordagem hidromecânica acoplada usando *CZM*, estudos avaliaram o impacto de redes de FNs na evolução das FHs (WANG *et al.*, 2019). Os avanços obtidos verificaram uma grande influência do estado de tensões, em que casos de tensão que tendem a ser isotrópicas favorecem a criação de múltiplas fraturas complexas, especialmente próximas ao poço. Contudo, devido ao efeito de *stress-shadow*, apenas algumas fraturas se tornaram domi-

nantes e foram capazes de se propagarem em direção ao meio poroso. Nesse aspecto, as fraturas complexas e não planas demonstraram um comportamento predominante de propagação em relação a criação de uma rede complexa de fraturas, exceto em casos em que FNs ou planos fracos preexistentes já tenham sido criados. Analogamente, também foram investigados os impactos de famílias de FNs e múltiplos poços (*'well factory'*) distantes entre si na propagação da FHs, utilizando o CZM via FEM em análises realizadas na plataforma ABAQUS (LI *et al.*, 2023). Parâmetros como a pressão, a dispersão das tensões, o espaçamento e número de fraturas foram estudados. Os resultados obtidos indicaram que a morfologia da propagação e conectividade entre fraturas são impactadas pelo estado de tensão *in situ*, onde casos isotrópicos permitem mais ramificações da fratura, ao passo que casos ortotrópicos tendem direcionar a propagação por um único ramo preferencial. Além disso, grupos com uma quantidade maior de poços aumentaram o comprimento atingido pelas fraturas, assim como a complexidade do fraturamento (LI *et al.*, 2023).

Em um cenário tridimensional, simulações das interações entre FN e FH foram realizadas utilizando FEM associado a elementos de interface de espessura nula (*zero-thickness*) e um modelo constitutivo de dano para as FHs, juntamente com um modelo baseado no critério de Mohr-Coulomb para as FNs (SANCHEZ; CORDERO; ROEHL, 2020). Foram avaliados e considerados os impactos dos estados de tensão *in situ*, ângulo de aproximação das FNs, ângulo de fricção, taxa de injeção e distanciamento do poço em relação às FNs. Os comportamentos de interação entre fraturas observados foram de abertura, cruzamento direto e da FN detendo a FH, resultados que foram confrontados com dados experimentais pelos autores, demonstrando boa concordância.

Através do Método dos Elementos Finitos Adaptativos Difusos, a metodologia do *phase field* em conjunto com o modelo de Biot para poroelasticidade foi utilizada para investigar interações entre FNs e FHs (LEE; WHEELER, 2021). As análises consideraram um fluido bifásico e diferentes ângulos de aproximação entre fraturas, bem como uma rede de FNs com diferentes ângulos e comprimentos distribuídas no meio poroso. Os resultados demonstraram que o encontro entre fraturas foi devidamente capturado, evidenciando uma redução na pressão no momento de interação, indicando que para continuação da propagação, é necessário um

aumento da pressão.

No contexto do Método dos Elementos Finitos Extendido (*Extended Finite Element Method* - *XFEM*), diversas simulações buscaram estudar a evolução de fraturas hidráulicas (SHI; SHI; SONG, 2023; SABER *et al.*, 2023). O impacto de uma FN na propagação da FH em meios porosos naturalmente fraturados foi avaliado por meio de um modelo de fraturamento hidráulico *damage-stress-seepage* totalmente acoplado (ZHENG; PU; SUN, 2020). Foram considerados diferentes valores de ângulo de aproximação entre fraturas e estados de tensões *in situ*. Os resultados obtidos, avaliados através da análise Hurricane, indicaram que ambos os fatores desempenharam grande influência no padrão de fraturamento e a ativação das FNs. Além disso, também foi observado que o fluido de fraturamento e a sua respectiva taxa de injeção também influenciaram a geometria da FH (ZHENG; PU; SUN, 2020). O *XFEM* também foi utilizado para simular a técnica do fraturamento hidráulico em meios porosos contendo redes de FNs. Os avanços dessas simulações permitiram observar que uma distribuição aleatória de FNs contribuiu na obtenção de rede de fraturas altamente interconectadas e complexas (LI, 2020). Contudo, essa distribuição aleatória geralmente causou a reorientação da FH e uma queda repentina da abertura da fratura dos novos ramos, aumentando a quantidade de fraturas ativas, mas que não contribuem para o fraturamento. Estudos da propagação da FH sob condições de suplemento de energia (*energy supplement conditions*) no ABAQUS também foram realizadas via utilizando *XFEM*. Essa abordagem ilustra o aumento da pressão do poço por meio de uma injeção de grandes volumes de fluido, aumentando a energia na região do poço e, consequentemente, criando fraturas iniciais que melhoram a eficiência do fraturamento (DONG *et al.*, 2023). Com essa metodologia, foi possível investigar a propagação de uma FH e sua interação com a FN sob condições do aumento de energia, efeito representado através do aumento da pressão em parcelas de 1 MPa na FH. Esse aumento de energia demonstrou que a FH tende a atingir a FN mais rapidamente, além de alcançar uma extensão maior em comparação com casos de menor energia (DONG *et al.*, 2023).

Expandindo as análises hidromecânicas, abordagens termo-hidromecânicas acopladas via *XFEM* e método dos multiplicadores de Lagrange foram desenvolvidas para simular o comportamento do fraturamento hidráulico. As análises mostraram uma elevada sensibilidade nas

simulações em função de parâmetros como a taxa de injeção e viscosidade do fluido, assim como diferenças na temperatura de injeção que gradualmente impactaram as FNs (CHENG *et al.*, 2023). Nesse aspecto, maiores taxas de injeção e uma menor viscosidade do fluido demonstraram que podem aumentar a velocidade de escoamento do fluido, provocando a evolução na degradação da rocha, ativação das FNs e melhoria da permeabilidade dessa região. Incluindo o efeito de altas temperaturas, os resultados mostraram que houve uma contribuição na melhoria dessa permeabilidade (CHENG *et al.*, 2023).

O Método dos Elementos Discretos (*Discret Element Method - DEM*) também foi abordado no estudo do fraturamento hidráulico (KRZACZEK; TEJCHMAN, 2023). Um modelo totalmente acoplado foi utilizado para representar a FH e investigar os efeitos associados ao *stress-shadow* nos regimes de propagação *toughness-dominated* e *viscosity-dominated* (LI *et al.*, 2024). Essa avaliação permitiu verificar que a propagação de fraturas próximas entre si gera o afastamento das mesmas, as quais tendem a percorrer trajetórias em direções opostas. Em contrapartida, quanto maior o distanciamento da propagação de fraturas, menor é o impacto do *stress-shadow*. Além disso, os resultados indicaram que a transição entre os regimes de propagação avaliados é capaz de fortemente influenciar o padrão do fraturamento, em concordância com resultados analíticos encontrados na literatura. Também por meio do *DEM*, um modelo numérico de folhelho no estudo das interações entre FH e FN permitiu verificar que ângulos de aproximação entre fraturas de 75° e estados de tensão ortotrópicos com uma razão de proporcionalidade de 5 MPa foram os principais fatores que determinaram os padrões de interação entre fraturas (DUAN *et al.*, 2024).

Estudos que também abordam a técnica do fraturamento hidráulico considerando a parcela inercial das equações que descrevem o problema foram desenvolvidos, relacionada aos efeitos devido à dinâmica da evolução das fraturas hidráulicas. Nesse aspecto, via *DEM*, a avaliação do gradiente hidráulico crítico e a taxa de perda de partículas de solos granulares durante o escoamento na fratura foram realizadas (LI *et al.*, 2024). Avaliando a influência do tamanho do modelo e das partículas nos valores do gradiente hidráulico crítico e na taxa de perdas de partículas, os resultados indicaram que essas variáveis apresentaram pouca influência nos valores obtidos, onde uma ampla faixa de tamanhos de partículas permitindo um gradiente hidráulico

crítico elevado e uma perda reduzida de partículas (LI *et al.*, 2024). Ainda no contexto inercial, a análise de meios porosos parcialmente saturados - isto é, com a presença de fluidos como água e óleo, assim como ar ou gás natural - com base em um modelo *phase-field* foi utilizado para representar as fraturas. Os resultados obtidos foram confrontados com abordagens presentes na literatura que consideram meios porosos totalmente saturados. A presença de gás influenciou em um atraso no avanço da FH (SONNTAG; WAGNER; EHLERS, 2023). Essa relação foi atribuída à interação entre a matriz sólida e a diferença de pressão, a qual é descrita pela relação entre líquido e gás por meios de uma função de saturação do líquido, que resultou em variações na velocidade de fraturamento.

Por meio de outros modelos e simuladores, as interações entre FN e FH foram avaliadas em um contexto hidromecânico acoplado (LI *et al.*, 2022; HU *et al.*, 2023). Utilizando o TOUGHREACT-FLAC3D, análises permitiram avaliar o fluxo de fluido com auxílio do TOUGHREACT, ao passo que para as tensões e deformações, foi utilizado o FLAC3D. Os resultados identificaram três cenários de interações entre as fraturas: (i) a FN detendo a FH, (ii) o cruzamento direto da FH na FN e (iii) a FH sendo detida pela FN (HU *et al.*, 2023). Essas interações foram avaliadas segundo o impacto de diferentes ângulos de aproximação entre fraturas, estados de tensão *in situ* e taxas de injeção de fluido. Nesse aspecto, maiores ângulos em estados de tensão ortotrópicos favoreceram o cenário de cruzamento direto, ao passo que maiores taxas de injeção de fluido contribuíram para maiores pressões no poço e gradiente de pressão. A avaliação do impacto da presença de uma única FN em comparação com duplas de FNs também foi realizado. Os resultados mostraram que uma FN favorece a um maior comprimento da FH, ao passo que duplas FNs permitem uma maior infiltração de fluido e consequente maior distribuição das tensões, reduzindo o comprimento alcançado pela FH e a pressão nas FNs.

Observe que os diversos estudos citados anteriormente e suas diferentes abordagens e métodos buscaram contribuir com o avanço do entendimento da aplicação da técnica do fraturamento hidráulico. Cada um desses trabalhos, com suas vantagens e limitações, buscou compreender melhor as interações entre FHs e FNs, considerando diversas geometrias do problema em modelagens bidimensionais e tridimensionais, além de diversos aspectos como ângulos de inclinação de uma ou redes de FNs, efeitos inerciais, fluidos bifásicos e diversos outros parâmetros. Os

resultados apresentados também incluem amplas análises como curvas de pressão, perfil e abertura das FHs, campos de tensões e diagramas que representam os cenários de interações entre fraturas.

Nesse aspecto, o presente estudo busca contribuir para o avanço do entendimento dos cenários de interações entre FHs e FNs por meio de uma metodologia alternativa baseada no *FEM*, com auxílio de *HAR-IEs* em um cenário 2D para representar ambas as FHs e FNs. São consideradas variações nos ângulos de encontro entre fraturas, comprimento e abertura da FN, bem como diferentes regimes de propagação das FHs. Os detalhes dessa abordagem são descritos nas seções a seguir.

CAPÍTULO 2

EQUAÇÕES GOVERNANTES

Neste capítulo, são apresentadas as equações governantes de conservação da quantidade de movimento e conservação de massa de fluido. É realizada a abordagem referente ao domínio contínuo do meio poroso e sua relação com o domínio da descontinuidade, esta última detalhada no Capítulo 3.

2.1 CONSERVAÇÃO DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO

Considere o meio poroso com domínio bidimensional Ω e contorno Γ apresentado na Fig. 2.1. O domínio da fratura nesse meio poroso pode ser descrito através de uma descontinuidade definida pelo subdomínio Ω^h e o meio poroso contínuo dado pelo subdomínio Ω^c , obtendo $\Omega = \Omega^c \cup \Omega^h$. Considere, ainda, que seu contorno Γ conta com prescrições de deslocamentos (Γ_u) e tensões (Γ_t), além de um vetor normal unitário ν apontando para fora do contorno Γ . A equação de conservação da quantidade de movimento desse meio pode ser escrita como:

$$\nabla \cdot \sigma + \rho \mathbf{g} = \mathbf{0} , \quad (2.1)$$

em que ρ é a densidade conjunta da matriz sólida e do fluido, $\mathbf{g}$ é o vetor de aceleração da gravidade e σ é o tensor de tensões totais (nesse estudo, tensões de compressão são consideradas negativas), este último podendo ser escrito através das tensões efetivas de Biot (BIOT, 1941)

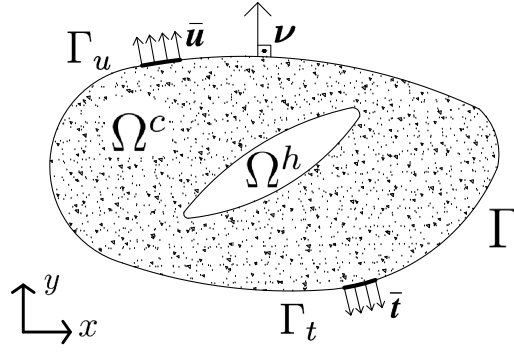


Figura 2.1: Representação do domínio com condições mecânicas.

como:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - bp\mathbf{1} , \quad (2.2)$$

em que $\boldsymbol{\sigma}'$ é o tensor de tensões efetivas em função do modelo constitutivo, p é a poropressão, $\mathbf{1}$ é o tensor identidade de segunda ordem e b é o coeficiente de Biot relacionado ao meio poroso deformável contínuo (b_{Ω^c}) e um parâmetro análogo para o domínio descontínuo (b_{Ω^h}) (SEGURA; CAROL, 2008; CLETO *et al.*, 2023) dado por:

$$b = \begin{cases} b_{\Omega^c} = 1 - \frac{K}{K_s} , \\ b_{\Omega^h} \end{cases} , \quad (2.3)$$

em que K e K_s correspondem aos módulos de rigidez volumétrica do meio poroso e dos grãos da rocha, respectivamente.

Considerando o tensor de tensões efetivas $\boldsymbol{\sigma}'$, também é possível escrevê-lo referente ao domínio contínuo, este regido por um modelo elástico linear, e ao domínio da descontinuidade, baseado em um modelo de dano à tração (apresentado na Seção 3.2). Assim, obtém-se:

$$\boldsymbol{\sigma}' = \begin{cases} \boldsymbol{\Sigma}_{\Omega^c}(\boldsymbol{\epsilon}) = \bar{\boldsymbol{\sigma}} , \\ \boldsymbol{\Sigma}_{\Omega^h}(\boldsymbol{\epsilon}) \end{cases} , \quad (2.4)$$

em que $\boldsymbol{\Sigma}_{\Omega^c}(\boldsymbol{\epsilon})$ e $\boldsymbol{\Sigma}_{\Omega^h}(\boldsymbol{\epsilon})$ se referem ao modelo constitutivo do domínio contínuo e descontínuo, respectivamente, e $\bar{\boldsymbol{\sigma}}$ ao tensor de tensões elásticas dado por:

$$\bar{\boldsymbol{\sigma}} = \mathbb{C} : \boldsymbol{\epsilon} = \mathbb{C} : \frac{1}{2} (\nabla^{sym} \mathbf{u}) , \quad (2.5)$$

em que $\mathbb{C}$ é o tensor elástico de quarta ordem e $\epsilon = 1/2 (\nabla^{sym} \mathbf{u})$ o tensor de deformações infinitesimais, sendo $\nabla^{sym}(\cdot)$ o gradiente simétrico e $\mathbf{u}$ o vetor de deslocamentos.

2.2 CONSERVAÇÃO DE MASSA DE FLUIDO

As equações hidráulicas assumem que o meio poroso é deformável, saturado, com a pressão de fluido e as deformações impactando o estado de tensões e a quantidade de fluido armazenada. Termos de fonte e sumidouro não são considerados. Desse modo, o domínio bidimensional da Fig. 2.2, com prescrições de pressões (Γ_p) e vazões (Γ_q) e vetor normal unitário $\boldsymbol{\nu}$ apontando para fora do contorno Γ , possui conservação de massa de fluido dada por (BEAR, 1972; COUSSY, 2004; CHENG, 2016):

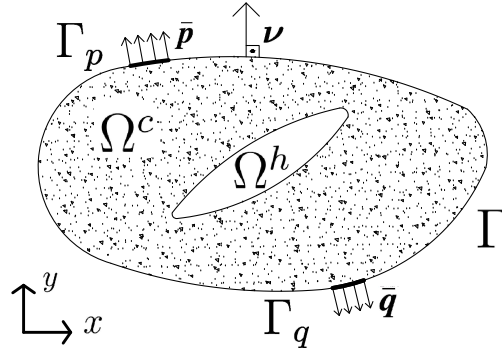


Figura 2.2: Representação do domínio com condições mecânicas.

$$\frac{\dot{p}}{M} + b \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} + \nabla \cdot \mathbf{q} = 0, \quad (2.6)$$

em que $\mathbf{q}$ é o fluxo de fluido, $\nabla \cdot \mathbf{u} = \epsilon_v$ é a deformação volumétrica, $(\dot{\bullet})$ é a derivada de $(\bullet)$ no tempo e M o módulo de Biot dado em função das propriedades da rocha e do fluido, o qual pode ser expandido para o domínio contínuo (M_{Ω^c}), bem como um parâmetro análogo para o domínio descontínuo (M_{Ω^h}) (SEGURA; CAROL, 2008; CLETO *et al.*, 2023):

$$M = \begin{cases} M_{\Omega^c} = \left[\frac{\phi}{K_w} + \frac{(b - \phi)}{K_s} \right]^{-1} \\ M_{\Omega^h} \end{cases}, \quad (2.7)$$

em que K_w é o módulo volumétrico do fluido (onde $1/K_w$ indica a compressibilidade do fluido) e ϕ é a porosidade que pode ser escrita para o domínio contínuo (ϕ_{Ω^c}) e descontínuo (ϕ_{Ω^h}) como:

$$\phi = \begin{cases} \phi_{\Omega^c} = \phi_0 \\ \phi_{\Omega^h} \end{cases}, \quad (2.8)$$

em que ϕ_0 é uma constante.

A lei de Darcy, ao passo que considera um fluido Newtoniano com escoamento laminar e uniforme como hipóteses simplificadores, necessita de uma adaptação para descrever o fluxo de fluido no domínio da descontinuidade. Desse modo, o termo $\mathbf{q}$ incorporado na Eq. (2.6) pode ser escrito como:

$$\mathbf{q} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu}(\nabla p - \rho_l \mathbf{g}), \quad (2.9)$$

em que μ é a viscosidade dinâmica do fluido, ρ_l é a densidade do fluido e $\mathbf{k}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca do meio poroso dado em termos do domínio contínuo ($\mathbf{k}_{\Omega^c}$) e descontínuo ($\mathbf{k}_{\Omega^h}$), este último regido através da lei cúbica clássica. Desse modo, tem-se:

$$\mathbf{k} = \begin{cases} \mathbf{k}_{\Omega^c} = \mathbf{k}_0 \\ \mathbf{k}_{\Omega^h} \end{cases}, \quad (2.10)$$

em que o termo $\mathbf{k}_0$ para o domínio contínuo, este alinhado com as direções principais e assumindo um cenário bidimensional e isotrópico, pode ser escrito como:

$$\mathbf{k}_0 = \begin{bmatrix} k_{11} & 0 \\ 0 & k_{22} \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (2.11)$$

em que $k_{11} = k_{22} = k$ é a permeabilidade isotrópica, propriedade que depende apenas do meio poroso e indica a capacidade do meio poroso em transmitir o fluido. Note que, embora a porosidade e permeabilidade do meio poroso (Equações 2.8 e 2.10, respectivamente) possam variar de acordo com as deformações, por questões de simplicidade, este trabalho desconsiderou tais variações.

2.3 CONDIÇÕES DE CONTORNO E INICIAIS

As condições de contorno e iniciais, no contexto das equações contínuas Eq. (2.1) e Eq. (2.6), podem ser escritas em função dos pontos materiais $\mathbf{X}$ e do tempo t como:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{u}(\mathbf{X}, t) &= \bar{\mathbf{u}}(t) & \mathbf{X} \in \Gamma_u \\
 p(\mathbf{X}, t) &= \bar{p}(t) & \mathbf{X} \in \Gamma_p \\
 \boldsymbol{\sigma}(\mathbf{X}, t) \cdot \boldsymbol{\nu} &= \bar{\mathbf{t}}(t) & \mathbf{X} \in \Gamma_t \\
 \mathbf{q}(\mathbf{X}, t) \cdot \boldsymbol{\nu} &= \bar{q}(t) & \mathbf{X} \in \Gamma_q \\
 \mathbf{u}(\mathbf{X}, 0) &= \mathbf{u}_0(\mathbf{X}) \\
 p(\mathbf{X}, 0) &= p_0(\mathbf{X})
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

em que $\bar{\mathbf{u}}$, $\bar{p}$, $\bar{\mathbf{t}}$ e $\bar{q}$ são prescritos nos contornos Γ_u , Γ_p , Γ_t e Γ_q e correspondem aos deslocamentos (ou vetor de deslocamento), poropressão, tensões e vazões normais, respectivamente.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DA DESCONTINUIDADE

Após apresentar as equações governantes contínuas, este capítulo descreve a aproximação contínua da descontinuidade, responsável por modelar a propagação da fratura. Também são apresentados o elemento de interface com elevada razão de aspecto e o modelo hidromecânico da fratura.

3.1 ELEMENTO DE INTERFACE COM ELEVADA RAZÃO DE ASPECTO

Considere o meio poroso com um domínio bidimensional Ω e contorno Γ apresentado na Fig. 3.1(a). Como discutido anteriormente, a presença da fratura no domínio o subdivide em uma porção contínua, dada por Ω^c , e outra descontínua, representada por Ω^h , definindo $\Omega = \Omega^c \cup \Omega^h$ (Fig. 3.1(b)).

Para modelar essa descontinuidade, elementos de interface com elevada razão de aspecto (*High Aspect Ratio Interface Elements - HAR-IEs*), propostos por Manzoli *et al.* (2012) e ilustrados na Fig. 3.2, podem ser utilizados para representar o processo de formação da fratura. Os *HAR-IEs* são elementos sólidos e descritos com base na Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (*Continuous Strong Discontinuity Approach - CSDA* (OLIVER; CERVERA;

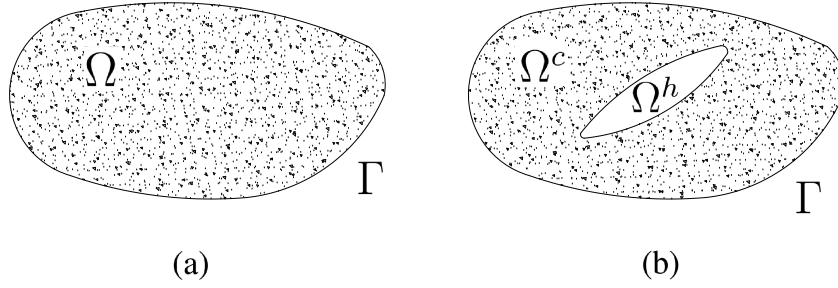


Figura 3.1: Esquema do (a) meio poroso contínuo e (b) formação da descontinuidade que representa a fratura.

MANZOLI, 1999)), permitindo que suas relações constitutivas contínuas também sejam capazes de representar a cinemática da descontinuidade do problema. Dispostos em pares e inseridos na malha regular de elementos finitos através da Técnica de Fragmentação de Malha (*Mesh Fragmentation Technique - MFT* (MANZOLI *et al.*, 2016; CLETO *et al.*, 2020)), sua principal característica geométrica é sua base b ser tipicamente muito maior que a sua altura h . Dessa forma, como $h \rightarrow 0$, a razão b/h tende a um número elevado, atribuindo a característica de elevada razão de aspecto. Para h , estudos relatados por Manzoli *et al.* (2016) propõem que a altura ideal do *HAR-IE* é cerca de um centésimo da dimensão de sua base ou menor.

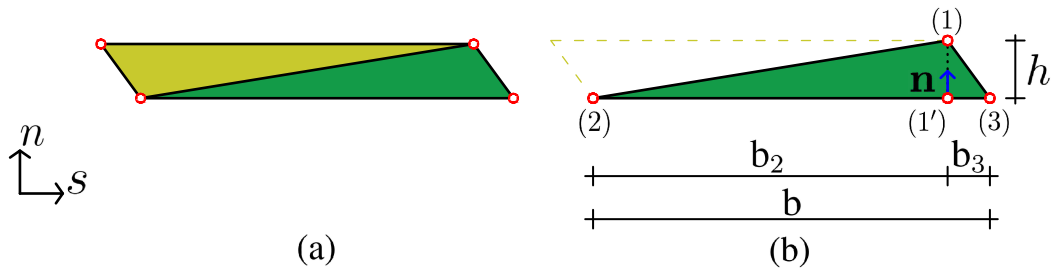


Figura 3.2: Representação do (a) par de elementos finitos triangulares com elevada razão de aspecto e (b) detalhe de um elemento isolado.

Os *HAR-IEs* foram utilizados em cenários bidimensionais por Manzoli *et al.* (2016) para modelar fissuras em materiais quase frágeis e por Gimenes *et al.* (2023) no estudo de fraturas de compressão no concreto; Manzoli *et al.* (2019) e Cleto *et al.* (2020) simularam a propagação de fraturas hidráulicas em meios porosos por meio de uma abordagem hidromecânica, enquanto Maedo *et al.* (2021) realizaram tal estudo por meio de uma abordagem termo-hidromecânica. Em um cenário tridimensional, Cleto *et al.* (2023) também simularam a propagação de fraturas hidráulicas, enquanto Sánchez, Manzoli e Guimarães (2014) estudaram os efeitos de resse-

camento de solos argilosos. Dada a capacidade de implementação dos *HAR-IEs* em diversas áreas, as vantagens de sua implementação são (SÁNCHEZ; MANZOLI; GUIMARÃES, 2014; MANZOLI *et al.*, 2016; MANZOLI *et al.*, 2019; CLETO *et al.*, 2020; CLETO *et al.*, 2023):

- As leis constitutivas que baseiam o comportamento mecânico dos *HAR-IEs* são convencionais, não necessitando de algoritmos especiais de integração para obtenção das forças internas;
- No contexto de elementos de zona coesiva ou espessura nula, são necessários valores de rigidez irreais para garantir a conexão desses elementos com a malha regular. Essa consideração não é necessária para a implementação dos *HAR-IEs*;
- A análise em elementos finitos é realizada totalmente em um contexto contínuo;
- A inserção dos *HAR-IEs*, os quais são elementos sólidos, é realizada através da MFT na etapa de pré-processo, não sendo necessários esquemas de reconstrução da malha;
- A inclusão da formação da fratura em programas comerciais existentes é facilitada, em que o comportamento não linear dos *HAR-IEs* está associado apenas à implementação do modelo constitutivo desses elementos;
- Não são necessários algoritmos de controle da trajetória de fratura, em que a propagação depende apenas de propriedades dos materiais e do campo de tensões. Assim, as fraturas se propagam no meio poroso segundo as tensões, contornando os elementos originais da malha.

3.1.1 EQUACIONAMENTO DO *HAR-IE*

Considerando o *HAR-IE* apresentado na Fig. 3.2(b), a aproximação do campo de deformações e gradiente de pressão, com base em funções de forma convencionais, é dado por:

$$\boldsymbol{\epsilon} = \tilde{\boldsymbol{\epsilon}} + \hat{\boldsymbol{\epsilon}} = \tilde{\boldsymbol{\epsilon}} + \frac{1}{h} (\mathbf{n} \otimes \llbracket \mathbf{u} \rrbracket)^{sym}, \quad (3.1)$$

$$\nabla p = \nabla \tilde{p} + \nabla \hat{p} = \nabla \tilde{p} + \frac{1}{h} \llbracket p \rrbracket \mathbf{n}, \quad (3.2)$$

em que $\tilde{\epsilon}$ e $\nabla \tilde{p}$ são as parcelas contínuas do tensor de deformações e gradiente de pressão, respectivamente; $\llbracket \mathbf{u} \rrbracket$ e $\llbracket p \rrbracket$ são o deslocamento e pressão relativos entre o nó (1) e a sua projeção (1'), respectivamente; $\mathbf{n}$ é o vetor unitário normal à base do *HAR-IE*, $(\bullet)^{sym}$ é a parte simétrica de $(\bullet)$ e $\otimes$ é o produto diádico.

As parcelas referentes ao campo de deformação e gradiente de pressão do domínio contínuo citadas anteriormente, as quais não dependem da altura h , podem ser escritas em função do sistema de referência (n, s) (veja a Fig. 3.2) da seguinte maneira:

$$\llbracket \mathbf{u} \rrbracket = \begin{Bmatrix} \llbracket u \rrbracket_n \\ \llbracket u \rrbracket_s \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} u_n^{(1)} - u_n^{(1')} \\ u_s^{(1)} - u_s^{(1')} \end{Bmatrix}, \quad (3.3)$$

$$\llbracket p \rrbracket = p^{(1)} - p^{(1')}, \quad (3.4)$$

$$\tilde{\epsilon} = \frac{1}{b} \begin{bmatrix} 0 & (u_n^{(3)} - u_n^{(2)})/2 \\ (u_n^{(3)} - u_n^{(2)})/2 & u_s^{(3)} - u_s^{(2)} \end{bmatrix}, \quad (3.5)$$

$$\nabla \tilde{p} = \frac{1}{b} \begin{Bmatrix} 0 \\ p^{(3)} - p^{(2)} \end{Bmatrix}, \quad (3.6)$$

em que $u_n^{(i)}$, $u_s^{(i)}$ e $p^{(i)}$ são as componentes de deslocamento e poropressão do nó i , ao passo que $u_{n/s}^{(1')} = u_{n/s}^{(3)} b_2/b + u_{n/s}^{(2)} (1 - b_2/b)$ e $p^{(1')} = p^{(3)} b_2/b + p^{(2)} (1 - b_2/b)$ são os deslocamentos e poropressões calculados no ponto de projeção 1' por meio da interpolação dos valores nodais correspondentes.

Observe que quando h tende a zero, os deslocamentos e pressões relativas ($\llbracket \mathbf{u} \rrbracket$ e $\llbracket p \rrbracket$) representam as próprias medidas de descontinuidade em seus campos com o nó (1) e sua projeção (1') tendendo ao mesmo ponto material, reproduzindo os efeitos da cinemática da fratura em função das relações constitutivas e parâmetros dos materiais (MANZOLI *et al.*, 2019).

Nesse estudo, os elementos *HAR-IEs* estão associados a um modelo de dano à tração em função de uma variável de dano escalar. Desse modo, enquanto o critério de dano não é atingido, o material permanece intacto e apresenta comportamento elástico linear. Em contrapartida, quando tal critério é atingido, o comportamento não linear do material é ‘ativado’ e passa a ser

degradado.

Apresentadas por Manzoli *et al.* (2019), as descontinuidades fracas, em um cenário extremo com $h \rightarrow 0$, se tornam descontinuidades fortes e suas respectivas derivadas incorporadas nos campos de deformação e gradiente de pressão tendem ao infinito. Assim, para garantir o equilíbrio do material ao redor da descontinuidade, é preciso que os saltos de deslocamento e poropressão também tendam a zero, ao passo que as tensões, calculadas a partir das deformações do modelo constitutivo, também sejam limitadas através do modelo constitutivo. Dessa forma, Manzoli *et al.* (2019) demonstram que o cumprimento desses critérios permite que a descontinuidade fraca seja uma aproximação contínua das descontinuidades fortes e que os *HAR-IEs* sejam capazes de reproduzir os efeitos do comportamento de fraturas.

3.1.2 TÉCNICA DE FRAGMENTAÇÃO DA MALHA

O processo de aplicação da Técnica de Fragmentação da Malha (MANZOLI *et al.*, 2016), utilizada para inserção dos *HAR-IEs* na malha regular de elementos finitos, é ilustrada na Fig. 3.3. Uma vez com a malha regular construída, o processo de fragmentação consiste na redução das dimensões dos elementos da malha regular, criando um pequeno espaço entre os elementos adjacentes que coincide com a altura h do elemento de interface (Fig. 3.3(b)), ou seja, cerca de 100 vezes menor que o tamanho dos elementos regulares (MANZOLI *et al.*, 2016).

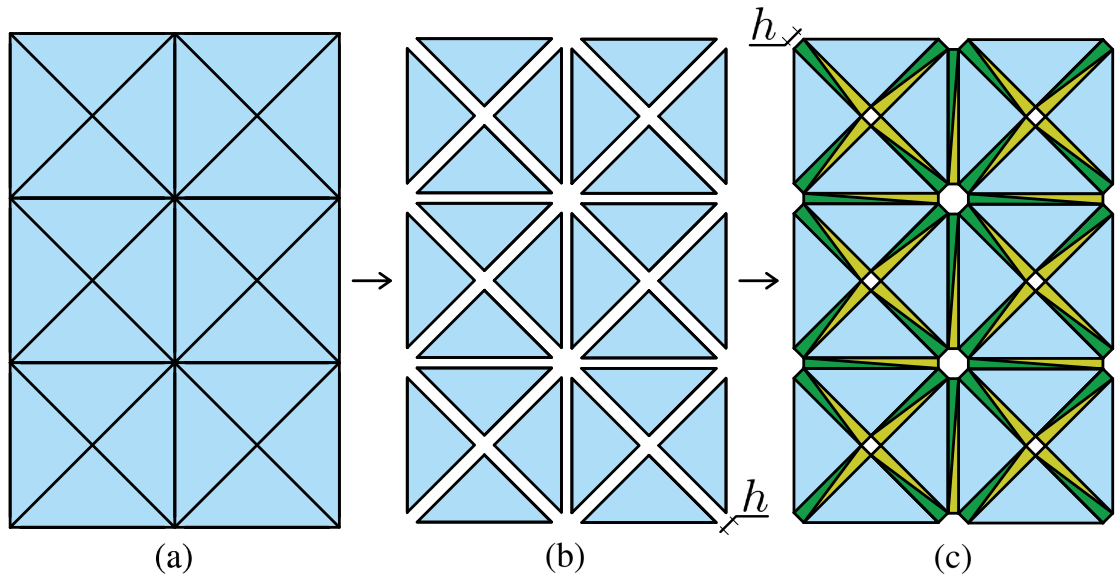


Figura 3.3: Etapas da Técnica de Fragmentação da Malha com (a) malha regular, (b) fragmentação e (c) inserção dos pares de *HAR-IEs*.

Vale ressaltar que a consideração de h é realizada na lei constitutiva mecânica do problema, além da permeabilidade e porosidade, como será apresentado mais adiante. Além disso, uma vez que esses espaços são criados e os pares de *HAR-IEs* inseridos, essa região fragmentada passa a integrar a modelagem do problema e representa os potenciais caminhos de propagação de múltiplas fraturas.

3.2 MODELO HIDROMECHANICO DA FRATURA

As abordagens para ambos os domínios contínuos e descontínuos, representados respectivamente por Ω^c e Ω^h , diferenciam-se em função do modelo constitutivo e de um conjunto de parâmetros dos materiais que podem ser escritos da seguinte maneira:

$$[\Sigma_*(\epsilon), b_*, M_*, \phi_*, \mathbf{k}_*] = \begin{cases} [\Sigma_{\Omega^c}(\epsilon), b_{\Omega^c}, M_{\Omega^c}, \phi_{\Omega^c}, \mathbf{k}_{\Omega^c}] & \text{em } \Omega^c \\ [\Sigma_{\Omega^h}(\epsilon), b_{\Omega^h}, M_{\Omega^h}, \phi_{\Omega^h}, \mathbf{k}_{\Omega^h}] & \text{em } \Omega^h \end{cases}. \quad (3.7)$$

Expandindo os termos apresentados na Eq. (3.7) para o contexto da descontinuidade Ω^h , tem-se que a relação constitutiva relacionada à formação da fratura, associada a um modelo contínuo de dano à tração, pode ser escrita como (MANZOLI *et al.*, 2016):

$$\boldsymbol{\sigma}' = \Sigma_{\Omega^h}(\epsilon) = \begin{cases} \bar{\boldsymbol{\sigma}} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn} \leq 0 \\ (1-d)\bar{\boldsymbol{\sigma}} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn} > 0 \end{cases}, \quad (3.8)$$

em que $d \in [0, 1]$ é a variável de dano escalar do modelo e $\bar{\sigma}_{nn} = (\bar{\boldsymbol{\sigma}}\mathbf{n}) \cdot \mathbf{n}$ é a componente da tensão elástica normal (tração) à base do elemento. A variável de dano indica que, quando $d = 0$, o material está intacto, ao passo que $d = 1$ indica que o material está totalmente degradado. Observe que o material trabalha sob regime elástico linear até o critério de dano ser atingido, momento em que o comportamento não linear é ativado. Desse modo, o critério de dano é dado por:

$$\bar{\sigma}_{nn} - \varphi \leq 0, \quad (3.9)$$

em que φ define o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões efetivas em função do

seguinte critério:

$$\varphi = \max_{\tau \in [0, t]} [f_t, \bar{\sigma}_{nn}(\tau)] , \quad (3.10)$$

em que f_t é a resistência à tração do material que representa o meio poroso. Desse modo, a variável d para a lei de evolução do dano pode ser escrita como:

$$d = 1 - \frac{f_t}{\varphi} \exp \left[\mathcal{A} \left(1 - \frac{\varphi}{f_t} \right) \right] , \quad (3.11)$$

em que $\mathcal{A}$ é o parâmetro de abrandamento expresso como:

$$\mathcal{A} = \frac{f_t^2}{EG_f} h , \quad (3.12)$$

sendo E o módulo de Young e G_f a energia de fratura.

Observe que o critério de dano apresentado na Eq. (3.9) é expresso apenas em função da tensão normal à base do elemento de interface, dada por $\bar{\sigma}_{nn}$. Todas as tensões elásticas na Eq. (3.8) são impactadas pela lei de evolução do dano, provocando o início de fratura exclusivamente em modo I (tração), mas permitindo que a sua evolução aconteça combinando os modos I e II (cisalhamento), ou seja, modo misto.

Considerando o enriquecimento da permeabilidade do meio poroso em função da formação da fratura em Ω^h , tem-se:

$$\mathbf{k}_{\Omega^h} = \mathbf{k} + \frac{[u]_n^3}{f12h} \mathbf{s} \otimes \mathbf{s} , \quad (3.13)$$

em que $f \geq 1$ é um coeficiente responsável por corrigir as condições ideais do modelo de placas paralelas da fratura (LOMIZE, 1951; WITHERSPOON *et al.*, 1980) e $\mathbf{s} \otimes \mathbf{s}$ é a permeabilidade na direção $\mathbf{s}$. Desconsiderando a gravidade, observe que a equação obtida corresponde à velocidade de Darcy (veja a Eq. (2.9)) corrigida pela transmissibilidade do fluido no interior da fratura (segundo termo da Eq. 3.13), onde essa correção é dada pela lei cúbica (SNOW, 1965).

Analogamente, a porosidade também deve considerar a descontinuidade devido à propagação da fratura da seguinte maneira:

$$\phi_{\Omega^h} = \phi + \frac{[u]_n}{h} . \quad (3.14)$$

Por fim, desconsiderando a compressibilidade da fase sólida, são obtidas as formas análogas ao coeficiente e módulo de Biot (Eq. (2.3) e (2.7)) na descontinuidade, as quais podem ser respectivamente escritas como:

$$b_{\Omega^h} = 1 , \quad (3.15)$$

$$M_{\Omega^h} = \left(\frac{\phi_{\Omega^h}}{K_w} \right)^{-1} = \left[\frac{(\phi + \llbracket u \rrbracket_n / h)}{K_w} \right]^{-1} . \quad (3.16)$$

Realizadas as considerações da modelagem da fratura no contexto da descontinuidade Ω^h , as equações são agrupadas e resumidas a seguir.

$$\Sigma_{\Omega^h} = \begin{cases} \bar{\sigma} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn} \leq 0 \\ (1 - d)\bar{\sigma} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn} > 0 \end{cases} , \quad (3.17)$$

$$b_{\Omega^h} = 1 , \quad (3.18)$$

$$M_{\Omega^h} = \left(\frac{\phi_{\Omega^h}}{K_w} \right)^{-1} , \quad (3.19)$$

$$\phi_{\Omega^h} = \phi_0 + \frac{\llbracket u \rrbracket_n}{h} , \quad (3.20)$$

$$\mathbf{k}_{\Omega^h} = \mathbf{k}_0 + \frac{\llbracket u \rrbracket_n^3}{f 12 h} \mathbf{s} \otimes \mathbf{s} . \quad (3.21)$$

3.2.1 SOLUÇÃO DO MODELO CONSTITUTIVO DE DANO

Apresentado por Oliver *et al.* (2006), o *IMPL-EX* (*implicit-explicit integration scheme*) é o método implícito-explícito utilizado para a integração do modelo constitutivo de dano apresentado anteriormente. Sua principal característica é a estabilidade e garantia de convergência com apenas uma iteração do modelo de dano adotado, o que se apresenta como uma técnica robusta e eficiente quando considerados pequenos passos de integração (MANZOLI *et al.*, 2016; RODRIGUES *et al.*, 2018; CLETO *et al.*, 2023). Cleto (2020) demonstrou como diferentes incrementos de tempo (Δt) influenciam na convergência da resposta, sendo que menores valores de Δt contribuem para uma maior precisão. O processo de integração do *IMPL-EX* é ilustrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Etapas para solução do modelo constitutivo de dano através do *IMPL-EX*. Adaptado de (CLETO, 2020).

Entradas: $\epsilon_{(n+1)}, \bar{\sigma}_{nn(n)}, \varphi_{(n)}, \Delta\varphi_{(n)}$	
(i)	Cálculo do tensor de tensões elásticas no passo $(n + 1)$: $\bar{\sigma}_{(n+1)} = \mathbb{C} : \epsilon_{(n+1)}$
(ii)	Verificação das condições de carregamento: Se $\bar{\sigma}_{nn(n+1)} = (\bar{\sigma}_{(n+1)} \mathbf{n}) \cdot \mathbf{n} \leq \varphi_{(n)}$, então: $\varphi_{(n+1)} = \varphi_{(n)}$ Caso contrário, $\varphi_{(n+1)} = \bar{\sigma}_{nn(n+1)}$
(iii)	Atualização da variável interna do tipo deformação: $\Delta\varphi_{(n+1)} = \varphi_{(n+1)} - \varphi_{(n)}$
(iv)	Cálculo da extrapolação linear explícita de φ : $\tilde{\varphi}_{(n+1)} = \varphi_{(n)} + \Delta\varphi_{(n)} \frac{\Delta t_{(n+1)}}{\Delta t_{(n)}},$ onde $\Delta t_{(n+1)} = t_{(n+1)} - t_{(n)}$ e $\Delta t_{(n)} = t_{(n)} - t_{(n-1)}$
(v)	Atualização da variável de dano: $\tilde{d}_{(n+1)} = 1 - \frac{f_t}{\tilde{\varphi}_{(n+1)}} \exp \left[\mathcal{A} \left(1 - \frac{\tilde{\varphi}_{(n+1)}}{f_t} \right) \right]$
(vi)	Cálculo do tensor de tensões efetivas: $\tilde{\sigma}'_{(n+1)} = \begin{cases} (1 - \tilde{d}_{(n+1)}) \bar{\sigma}_{(n+1)} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn(n)} > 0 \\ \bar{\sigma}_{(n+1)} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn(n)} \leq 0 \end{cases}$
(vii)	Cálculo do operador tangente: $\tilde{\mathbb{C}}_{(n+1)}^{tan} = \frac{\partial \tilde{\sigma}'_{(n+1)}}{\partial \epsilon_{(n+1)}} = \begin{cases} (1 - \tilde{d}_{(n+1)}) \mathbb{C} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn(n)} > 0 \\ \mathbb{C} & \text{se } \bar{\sigma}_{nn(n)} \leq 0 \end{cases}$
Saídas: $\tilde{\mathbb{C}}_{(n+1)}^{tan}, \tilde{\sigma}'_{(n+1)}, \bar{\sigma}_{nn(n+1)}, \varphi_{(n+1)}, \Delta\varphi_{(n+1)}$	

CAPÍTULO 4

MODELAGEM VIA MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

Este capítulo apresenta a abordagem via Método dos Elementos Finitos das equações governantes com a forma fraca, conservação de massa de fluido na fratura e as devidas aproximações dos campos de pressão e poropressão.

4.1 FORMA FRACA DAS EQUAÇÕES GOVERNANTES

As equações diferenciais governantes apresentadas na seção anterior, a partir do equilíbrio de momento na Eq. (2.1) e pela conservação de massa de fluido na Eq. (2.6), considerando os contornos de tensões (Γ_t) e vazões (Γ_q), permitem que sejam escritas na forma fraca da seguinte maneira:

$$\int_{\Omega} \nabla \delta \mathbf{u} : (\Sigma_*(\epsilon) - bp\mathbf{1}) d\Omega = \int_{\Gamma_t} \delta \mathbf{u} \cdot \bar{\mathbf{t}} d\Gamma + \int_{\Omega} \delta \mathbf{u} \cdot \rho \mathbf{g} d\Omega \quad \forall \delta \mathbf{u} \in \mathbf{U}_0 \quad (4.1)$$

e

$$\begin{aligned} \int_{\Omega} \delta p \frac{1}{M_*} \dot{p} d\Omega + \int_{\Omega} \delta p b_* \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} d\Omega + \int_{\Omega} \nabla \delta p \cdot \frac{\mathbf{k}_*}{\mu} \cdot \nabla p d\Omega \\ = - \int_{\Gamma_q} \delta p \bar{q} d\Gamma + \int_{\Omega} \nabla \delta p \cdot \frac{\mathbf{k}_*}{\mu} \cdot \rho_l \mathbf{g} d\Omega \quad \forall \delta p \in \mathbf{P}_0, \end{aligned} \quad (4.2)$$

em que $\mathbf{U}_0 = \{\delta \mathbf{u} | \delta \mathbf{u} \in H^1, \delta \mathbf{u} = 0 \text{ em } \Gamma_u\}$ e $\mathbf{P}_0 = \{\delta p | \delta p \in H^1, \delta p = 0 \text{ em } \Gamma_p\}$ representam o conjunto de campos de deslocamento e poropressão admissíveis, respectivamente, sendo H^1 o espaço de funções com derivadas quadrado-integráveis.

4.1.1 EQUAÇÃO DE CONSERVAÇÃO DE MASSA DE FLUIDO NA FRATURA

A Equação (4.2), dada em função do domínio da descontinuidade e desconsiderando os efeitos gravitacionais, pode ser escrita como:

$$\begin{aligned} \int_{\Omega^h} \delta p \frac{1}{M_{\Omega^h}} \dot{p} d\Omega + \int_{\Omega^h} \delta p \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} d\Omega + \int_{\Omega^h} \nabla \delta p \cdot \frac{\mathbf{k}_{\Omega^h}}{\mu} \cdot \nabla p d\Omega \\ = - \int_{\eta^+} \delta p q_{\eta^+} d\eta - \int_{\eta^-} \delta p q_{\eta^-} d\eta, \end{aligned} \quad (4.3)$$

em que $q_{\eta^+} = \mathbf{q}_{\eta^+} \cdot \mathbf{n}$ e $q_{\eta^-} = \mathbf{q}_{\eta^-} \cdot (-\mathbf{n})$ representam o escoamento de fluido no contorno da descontinuidade referentes a um sistema de coordenadas curvilíneas (ξ, η) ao longo da superfície da descontinuidade (CLETO, 2020).

Incorporando os termos das Equações (3.13), (3.15) e (3.16) na Eq. (4.3), obtém-se:

$$\begin{aligned} \int_{\xi} \int_{-h/2}^{h/2} \delta p \frac{1}{K_w} \left(\phi + \frac{[u]_n}{h} \right) \dot{p} d\eta d\xi + \int_{\xi} \int_{-h/2}^{h/2} \delta p \left(\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} + \frac{1}{h} [\dot{u}]_n \right) d\eta d\xi \\ + \int_{\xi} \int_{-h/2}^{h/2} \nabla \delta p \cdot \frac{1}{\mu} \left(\mathbf{k} + \frac{[u]_n^3}{f12h} \mathbf{s} \otimes \mathbf{s} \right) \cdot \nabla p d\eta d\xi \\ = - \int_{\xi^+} \delta p q_{\xi^+} d\xi - \int_{\xi^-} \delta p q_{\xi^-} d\xi, \end{aligned} \quad (4.4)$$

em que as integrais em ξ são referentes ao domínio da descontinuidade na direção do eixo ξ . Observe que, na situação para $h \rightarrow 0$, o domínio da descontinuidade coincide e se sobrepõe ao eixo ξ , permitindo que a Eq. (4.4) seja escrita como:

$$\int_{\xi} \delta p \frac{[u]_n}{K_w} \dot{p} d\xi + \int_{\xi} \delta p [\dot{u}]_n d\xi + \int_{\xi} \frac{\partial \delta p}{\partial \xi} \frac{[u]_n^3}{f12\mu} \frac{\partial p}{\partial \xi} d\xi = - \int_{\xi} \delta p [q] d\xi, \quad (4.5)$$

em que $[q] = q_{\xi^+} + q_{\xi^-} = (\mathbf{q}_{\xi^+} - \mathbf{q}_{\xi^-}) \cdot \mathbf{n}$ é o escoamento do fluido pelas paredes da fratura, ou seja, o termo $[q]$ incorpora o efeito do *leak-off*.

4.2 APROXIMAÇÕES E SOLUÇÃO VIA MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

As aproximações dos campos de deslocamento ($\mathbf{u}$) e poropressão (p), via Método dos Elementos Finitos, podem ser escritas como:

$$\mathbf{u}(\mathbf{X}, t) \approx \mathbf{N}_u(\mathbf{X}) \mathbf{U}(t) ; \quad (4.6)$$

$$p(\mathbf{X}, t) \approx \mathbf{N}_p(\mathbf{X}) \mathbf{P}(t) ; \quad (4.7)$$

em que $\mathbf{N}_u$ e $\mathbf{N}_p$ são as matrizes que contêm as funções de forma dadas pelas interpolações lineares das variáveis $\mathbf{u}$ e p , $\mathbf{U}$ e $\mathbf{P}$ são os vetores de deslocamento nodal e poropressão nodal, respectivamente, e t é o tempo.

A partir das derivadas espaciais das Equações (4.6) e (4.7), são obtidos a deformação e o gradiente de pressão que podem ser escritos como:

$$\boldsymbol{\epsilon}(\mathbf{X}, t) \approx \mathbf{B}_u(\mathbf{X}) \mathbf{U}(t) ; \quad (4.8)$$

$$\nabla p(\mathbf{X}, t) \approx \mathbf{B}_p(\mathbf{X}) \mathbf{P}(t) ; \quad (4.9)$$

em que $\mathbf{B}_u$ e $\mathbf{B}_p$ são as matrizes que reúnem as derivadas espaciais das funções de forma $\mathbf{N}_u$ e $\mathbf{N}_p$, respectivamente.

Assumindo o método de Galerkin para reescrever as Eq. (4.1) e Eq. (4.2), são obtidas suas formas discretizadas:

$$\int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \boldsymbol{\Sigma}_* (\boldsymbol{\epsilon}) d\Omega + \mathbf{Q}\mathbf{P} = \mathbf{F}_u^{ext} ; \quad (4.10)$$

$$\mathbf{G}\dot{\mathbf{P}} + \mathbf{H}^T \dot{\mathbf{U}} + \mathbf{E}\mathbf{P} = \mathbf{F}_p^{ext} ; \quad (4.11)$$

com:

$$\begin{aligned}
\mathbf{Q} &= - \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T b_* \mathbf{I} \mathbf{N}_p d\Omega \\
\mathbf{F}_u^{ext} &= \int_{\Gamma_t} \mathbf{N}_u^T \bar{\mathbf{t}} d\Gamma + \int_{\Omega} \mathbf{N}_u^T \rho \mathbf{g} d\Omega \\
\mathbf{G} &= \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \frac{1}{M_*} \mathbf{N}_p d\Omega \\
\mathbf{H} &= \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \mathbf{v} b_* \mathbf{N}_p d\Omega \\
\mathbf{E} &= \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\mathbf{k}_*}{\mu} \mathbf{B}_p d\Omega \\
\mathbf{F}_p^{ext} &= - \int_{\Gamma_q} \mathbf{N}_p^T \bar{q} d\Gamma + \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \cdot \frac{\mathbf{k}_*}{\mu} \cdot \rho_l \mathbf{g} d\Omega
\end{aligned} \tag{4.12}$$

em que $\mathbf{v}$ é um vetor tal que $\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \approx \mathbf{v}^T \mathbf{B}_u \dot{\mathbf{U}}$. A integração de $\mathbf{G}$ é dada através da aproximação apresentada por Olivella *et al.* (1996).

Observe que as Equações (4.10) e (4.11) formam um sistema não-linear, o qual é resolvido de forma totalmente acoplado nesse estudo. Desse modo, as incógnitas de deslocamentos ($\mathbf{U}$) e pressões ($\mathbf{P}$) são calculadas simultaneamente. Para isso, é empregado o método de Newton-Raphson, de modo que as derivadas temporais dessas incógnitas podem ser escritas como:

$$\begin{aligned}
\dot{\mathbf{U}} &= \frac{(\mathbf{U} - \mathbf{U}_{t-\Delta t})}{\Delta t} \\
\dot{\mathbf{P}} &= \frac{(\mathbf{P} - \mathbf{P}_{t-\Delta t})}{\Delta t}
\end{aligned} \tag{4.13}$$

em que $\mathbf{U}_{t-\Delta t}$ e $\mathbf{P}_{t-\Delta t}$ são os valores de deslocamento e pressão nodais no passo de tempo anterior ($t - \Delta t$), sendo Δt o incremento de tempo. Dessa forma, em função do método de Newton-Raphson, as formas residuais podem ser definidas como:

$$\mathbf{R}_u = \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \Sigma_*(\epsilon) d\Omega + \mathbf{Q}\mathbf{P} - \mathbf{F}_u^{ext}; \tag{4.14}$$

$$\mathbf{R}_p = \mathbf{G} \left[\frac{(\mathbf{P} - \mathbf{P}_{t-\Delta t})}{\Delta t} \right] + \mathbf{H}^T \left[\frac{(\mathbf{U} - \mathbf{U}_{t-\Delta t})}{\Delta t} \right] + \mathbf{E}\mathbf{P} - \mathbf{F}_p^{ext}, \tag{4.15}$$

em que os resíduos $\mathbf{R}_u$ e $\mathbf{R}_p$ devem cumprir, simultaneamente, um limite de tolerância a cada

processo iterativo, o qual pode ser escrito como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}^{(i+1)} \\ \mathbf{P}^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}^{(i)} \\ \mathbf{P}^{(i)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \delta \mathbf{U}^{(i+1)} \\ \delta \mathbf{P}^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}^{(i)} \\ \mathbf{P}^{(i)} \end{bmatrix} - \mathbf{J}^{-1 (i+1)} \begin{bmatrix} \mathbf{R}_u^{(i+1)} \\ \mathbf{R}_p^{(i+1)} \end{bmatrix}, \quad (4.16)$$

onde $\mathbf{U}$ e $\mathbf{P}$ são as incógnitas associadas ao índice “ i ”, este referente ao número da iteração e $\mathbf{J}$ é a matriz Jacobiana, dada por:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \frac{\partial \Sigma_*(\epsilon)}{\partial \epsilon} d\Omega & \mathbf{Q} \\ 1/\Delta t \mathbf{H}^T & 1/\Delta t \mathbf{G} + \mathbf{E} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações em que são verificadas as interações entre fraturas induzidas hidraulicamente e naturais, considerando os regimes de propagação *storage-viscosity* e *leak-off-viscosity*. Foram considerados dois casos gerais de estados de tensões *in situ*: um isotrópico e outro ortotrópico. Esses casos foram combinados com diferentes ângulos de encontro entre as fraturas e valores de abertura da fratura natural. Os principais resultados incluem curvas de abertura, comprimento e pressão líquida na fratura hidráulica (*net pressure*), a qual corresponde à diferença entre a pressão de fluido e a tensão de confinamento, bem como os campos de pressão que permitem a avaliação das interações entre fraturas. Por fim, as interações entre fraturas são representadas em diagramas com seus respectivos comportamentos e padrões de propagação.

5.1 MODELAGEM DO PROBLEMA

Dado o problema do fraturamento hidráulico apresentado com suas considerações e formulações descritas nos capítulos anteriores, esta seção detalha as malhas de elementos finitos utilizadas, bem como suas condições de contorno e propriedades dos elementos.

5.1.1 GEOMETRIA, PROPRIEDADES E CONDIÇÕES DE CONTORNO

Para avaliar os diferentes cenários de interação entre fraturas hidráulicas (FH) e naturais (FN), são considerados dois regimes de propagação, com o *storage-viscosity*, que retrata um

contexto de rochas com baixa permeabilidade, e o *leak-off-viscosity*, com rochas que apresentam maior permeabilidade (como apresentados na seção 1.1.3). Ambos os regimes são submetidos a dois estados gerais de tensão de compressão *in situ*, um isotrópico e outro ortotrópico, que são devidamente especificados nas respectivas seções de cada regime.

As simulações do problema do fraturamento hidráulico neste estudo seguem as seguintes etapas: (i) aplicação das tensões *in situ* de compressão no meio poroso; (ii) injeção do fluido no par de elementos *HAR-IEs*, os quais representam o poço e iniciam a propagação da FH, dispostos horizontalmente e em direção à metade da altura da FN (veja Fig. 5.1); (iii) propagação da FH; (iv) encontro e interação entre as fraturas. Vale ressaltar que os elementos do poço são tomados como referência para as medições dos valores de pressão, abertura e comprimento da FH durante as simulações, enquanto as classificações das interações entre as fraturas seguem os padrões apresentados por Weng (2015), avaliadas através dos campos de pressão obtidos. Além disso, vale ressaltar que, embora existam trabalhos que considerem os efeitos associados ao cisalhamento da FN, neste trabalho optou-se por análises que desprezam tais efeitos.

A Figura 5.1 apresenta a geometria do problema e suas condições de contorno mecânicas e hidráulicas, com as propriedades do meio poroso exibidas na Tabela 5.1. Vale ressaltar que tais propriedades se aproximam das características de uma rocha *pecos sandstone* (JAEGER; COOK; ZIMMERMAN, 2007). O fluido considerado é newtoniano e incompressível, com massa específica $\rho_l = 1000.0 \text{ kg/m}^3$ e taxa de injeção constante de $Q_0 = 5.0 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$. A pressão inicial imposta ao domínio é de $P_0 = 0.0 \text{ MPa}$. Os valores de permeabilidade intrínseca, viscosidade dinâmica e tempo de simulação são referenciados nas seções dos resultados de cada regime de propagação.

A FH é inicialmente induzida a se formar e se propagar horizontalmente ao longo do comprimento $\lambda_{FH} = 2.5 \text{ m}$ até encontrar a FN (veja a Fig. 5.1). Os parâmetros da FN, incluindo comprimento λ_i , ângulo de aproximação entre fraturas β_j e valor de abertura w_k , são mostrados nas Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4, respectivamente.

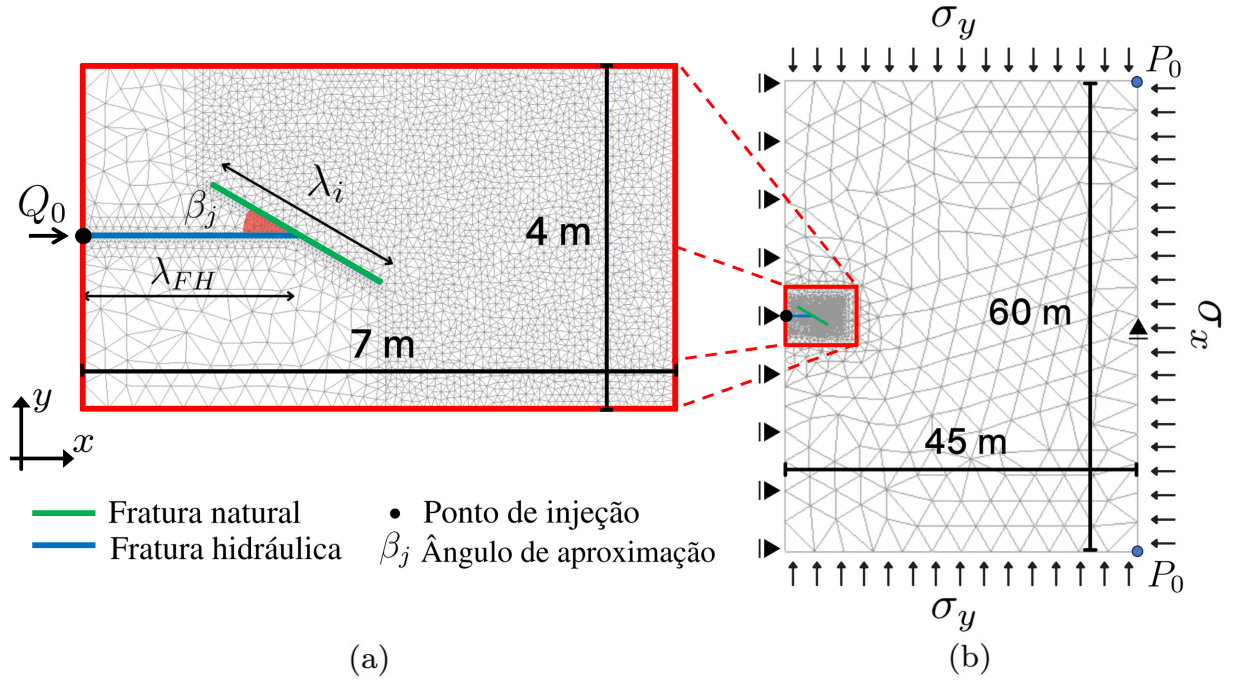


Figura 5.1: Malha de elementos finitos: (a) detalhe da região fragmentada com fraturas hidráulica e natural; (b) domínio com as condições de contorno.

Tabela 5.1: Parâmetros do meio poroso.

Módulo de Young	E	17.0×10^3 MPa
Coefficiente de Poisson	ν	0.2
Energia de fratura	G_f	120.0 N/m
Resistência à tração	f_t	1.25 MPa
Coefficiente de Biot	b	0.75
Módulo de Biot	M	68.7×10^3 MPa
Porosidade	ϕ_0	0.2

Tabela 5.2: Valores do comprimento da fratura natural (λ_i).

λ_i (m)		
$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
0.5	2.5	4.5

Tabela 5.3: Valores do ângulo de aproximação entre fraturas (β_j).

β_j (°)					
$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$	$j = 4$	$j = 5$	$j = 6$
15	30	45	60	75	90

5.1.2 DISCRETIZAÇÃO DAS MALHAS

Uma vez apresentada a geometria do problema, a Tabela 5.5 mostra a estrutura das malhas utilizadas com a quantidade total de elementos, além de destacar a quantidade específica de

Tabela 5.4: Valores da abertura da fratura natural (w_k).

$w_k (\times 10^{-4} \text{ m})$				
$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$	$k = 5$
0.2	0.6	1.0	4.0	8.0

elementos *HAR-IEs*. As fraturas hidráulica e natural, constituídas por pares *HAR-IEs*, possuem elementos de maior lado igual a 5 cm. A região fragmentada (destacada na Fig. 5.1(a)) indica a área de 4 m x 7 m, podendo variar em função do comprimento λ_i da FN. Vale ressaltar que, para ambos os regimes de propagação, foram utilizadas as respectivas malhas equivalentes, sendo necessário apenas adaptações no arquivo de entrada para a mudança entre os regimes, sem necessidade de alterações na geometria. O mesmo se aplica aos diferentes valores de abertura da FN (w_k).

Tabela 5.5: Quantidade de elementos das malhas em função do ângulo de aproximação β_j e comprimento λ_i da fratura natural.

Ângulo de aproximação (β_j)	Comprimento da fratura natural (λ_i)					
	$\lambda_1 = 0.5m$		$\lambda_2 = 2.5m$		$\lambda_3 = 4.5m$	
	Total	<i>HAR-IEs</i>	Total	<i>HAR-IEs</i>	Total	<i>HAR-IEs</i>
$\beta_1 = 15^\circ$	22203	15648	23210	16376	27634	19614
$\beta_2 = 30^\circ$	20649	14468	24522	17346	27978	19918
$\beta_3 = 45^\circ$	20517	14348	24432	17262	28783	20524
$\beta_4 = 60^\circ$	20768	14546	24428	17256	33638	24090
$\beta_5 = 75^\circ$	22319	15728	40040	28800	50931	36938
$\beta_6 = 90^\circ$	36872	26538	39198	28230	34722	25004

A definição das malhas descritas anteriormente foram definidas com base em testes de convergência de malha. Além disso, testes de tamanho do passo de tempo também foram realizados. Ambos os testes são detalhados no Apêndice A.

5.2 REGIME *storage-viscosity*

Os parâmetros para o regime *storage-viscosity* consideram, como ilustrado no espaço paramétrico apresentado no Capítulo 1 (Fig. 1.2), a tendência de armazenamento do fluido devido a baixa permeabilidade da rocha, ou seja, um comportamento em que a massa de fluido tende a ficar contida na fratura hidráulica, que na prática representa situações onde o meio poroso

apresenta baixa permeabilidade e/ou fluidos com alta viscosidade (ZHOU; BURBEY, 2014). Além das características da rocha apresentadas na Tabela 5.1, a permeabilidade intrínseca adotada para as simulações dentro do *storage-viscosity* é de $k_x = k_y = 1.0 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ (1 mD) e a viscosidade dinâmica de $\mu = 1.0 \times 10^{-7} \text{ MPa s}$, com estado de tensões *in situ* isotrópico $\sigma_y = \sigma_x = 3.7 \text{ MPa}$ e ortotrópico de $\sigma_y = 3.7 \text{ MPa}$ e $\sigma_x = 1.5 \times \sigma_y = 5.55 \text{ MPa}$ de compressão, conforme apresentado pelos autores Carrier e Granet (2012). O tempo total das simulações é de 15 s.

5.2.1 CASO 1: ESTADO DE TENSÃO ISOTRÓPICO

5.2.1.1 FRATURA NATURAL COM COMPRIMENTO $\lambda_2 = 2.5 \text{ M}$

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_1 = 15^\circ$

Para o ângulo de aproximação $\beta_1 = 15^\circ$, a Fig. 5.2 apresenta as curvas de pressão (Fig. 5.2(a)) e abertura (Fig. 5.2(b)) da FH ao longo do tempo, considerando as variações nos valores de abertura w_k da FN conforme Tabela 5.4.

Avaliando as curvas de pressão da FH na Fig. 5.2(a), é possível observar o comportamento comum de alívio de pressão ao longo do tempo para todos os valores de abertura w_k da FN, indicando o escoamento do fluido para o meio poroso e o consequente alívio de pressão conforme a FH evolui. Note que a propagação da FH, comum para todas as simulações durante os 2.5 metros iniciais, reflete em curvas sobrepostas até aproximadamente $t = 4 \text{ s}$, tempo necessário para que ocorra o encontro da FH com a FN. Tal comportamento é capturado pelas curvas, que apresentam rapidamente quedas nos valores de pressão e de forma proporcional em função dos diferentes valores de abertura w_k da FN (observe que os menores valores de w_k não permitem maiores alívios de pressão devido à dificuldade do fluido em preencher a FN, efeito que ocorre mais facilmente para maiores w_k).

As curvas de abertura da FH no tempo (Fig. 5.2(b)) também demonstram serem impactadas pelo momento de encontro entre fraturas (próximo a $t = 4 \text{ s}$). Observe que a curva de abertura da FH para a FN com w_1 é menos impactada em relação à curva da FN com w_5 . Analogamente, a pressão da FH para FN com abertura w_1 apresenta um alívio menor quando comparada com

a curva da FN com w_5 , que apresenta uma queda mais acentuada. Nesse aspecto, é possível observar uma relação proporcional entre o alívio de pressão e a queda de intensidade nos valores de abertura da FH ao longo do tempo.

Após a interação entre FH e FN, os efeitos obtidos podem ser analisados através dos campos de pressão apresentados na Fig. 5.3. Considerando as classificações sugeridas por Weng (2015), o único comportamento apresentado por esse conjunto é da FN detendo a propagação da FH, demonstrando pouca influência da variação da abertura w_k da FN. Contudo, confrontando os campos obtidos com suas respectivas curvas (Fig.5.2), é possível observar que o gradual aumento nos valores de w_k altera significativamente a pressão ao longo da FN, reflexo do preenchimento proporcional da mesma com fluido. Observe que para w_1 , o campo de pressão ao redor do ramo superior da FN pouco se altera, efeito que ocorre expressivamente para w_5 .

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$

A Figura 5.4 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH ao longo do tempo para a FN com ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$. Considerando os mesmos valores de abertura w_k da FN (conforme Tabela 5.4), as curvas mostram o comportamento de alívio apresentado no caso anterior, em que o gradual preenchimento da FN com o fluido é diretamente proporcional aos valores de w_k .

Verificando o efeito de interação entre fraturas, a Fig.5.5 mostra padrões semelhantes com os obtidos para o caso com β_1 . Observe que a alteração do ângulo de aproximação da FN pouco impactou no comportamento obtido, em que a FH foi detida pela FN para todos os valores de w_k . Contudo, para w_1 é apresentada uma leve ramificação próxima ao ponto de encontro entre fraturas, indicando dificuldades de preenchimento da FN devido ao baixo valor w_k de sua abertura. Entretanto, note que, apesar da ramificação não se tornar um caminho preferencial, ocorre uma concentração de fluido que impacta o alívio de pressão visto anteriormente, o que pode ser observado em sua respectiva curva.

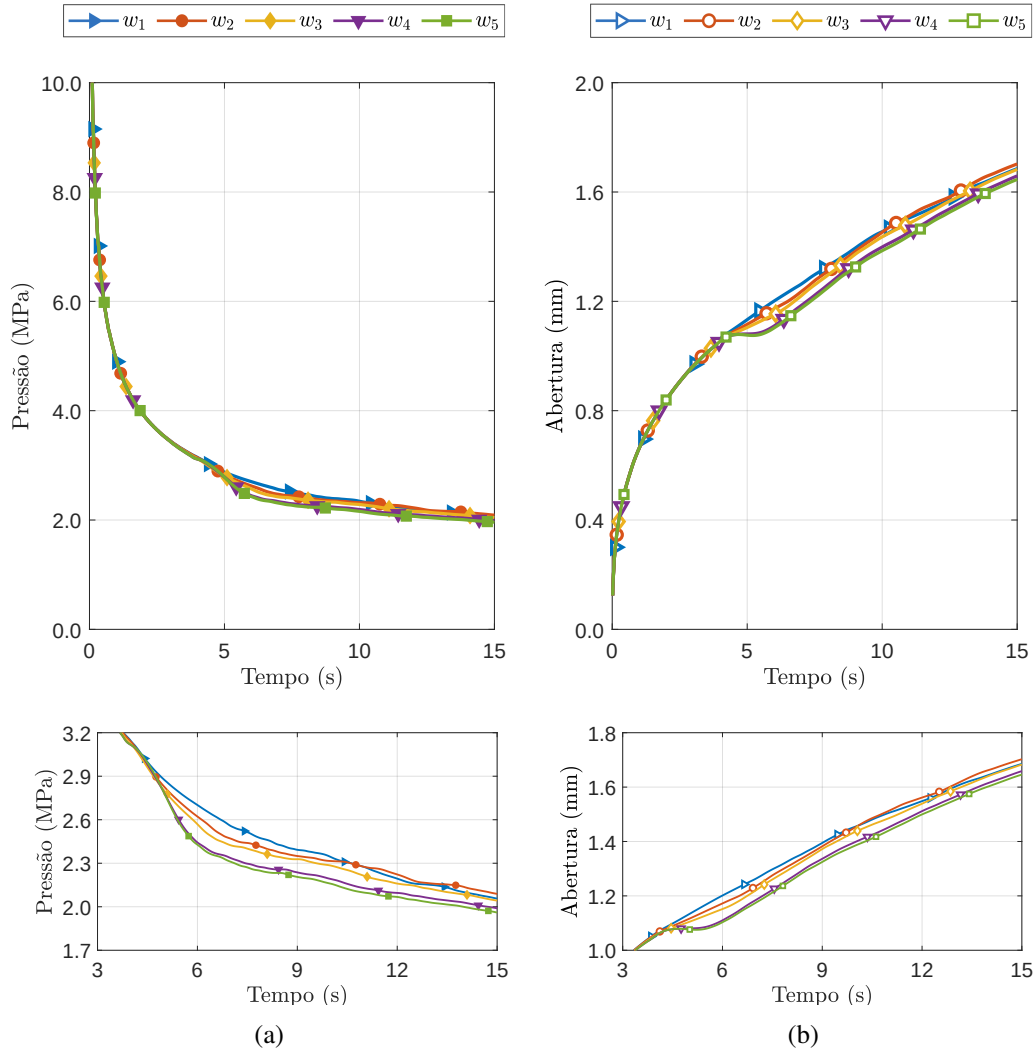


Figura 5.2: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_1 = 15^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

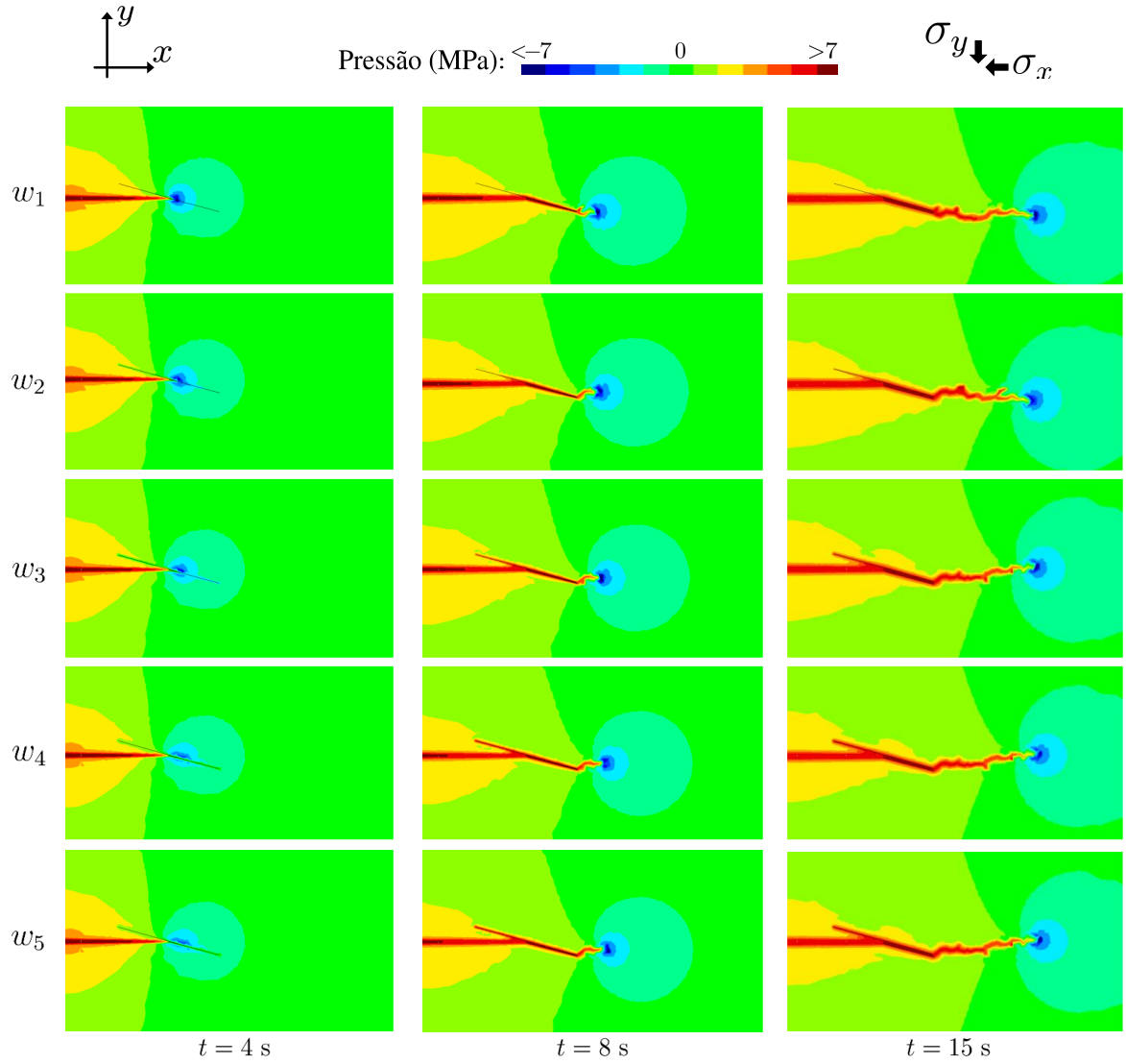


Figura 5.3: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5 \text{ m}$, ângulo de aproximação $\beta_1 = 15^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

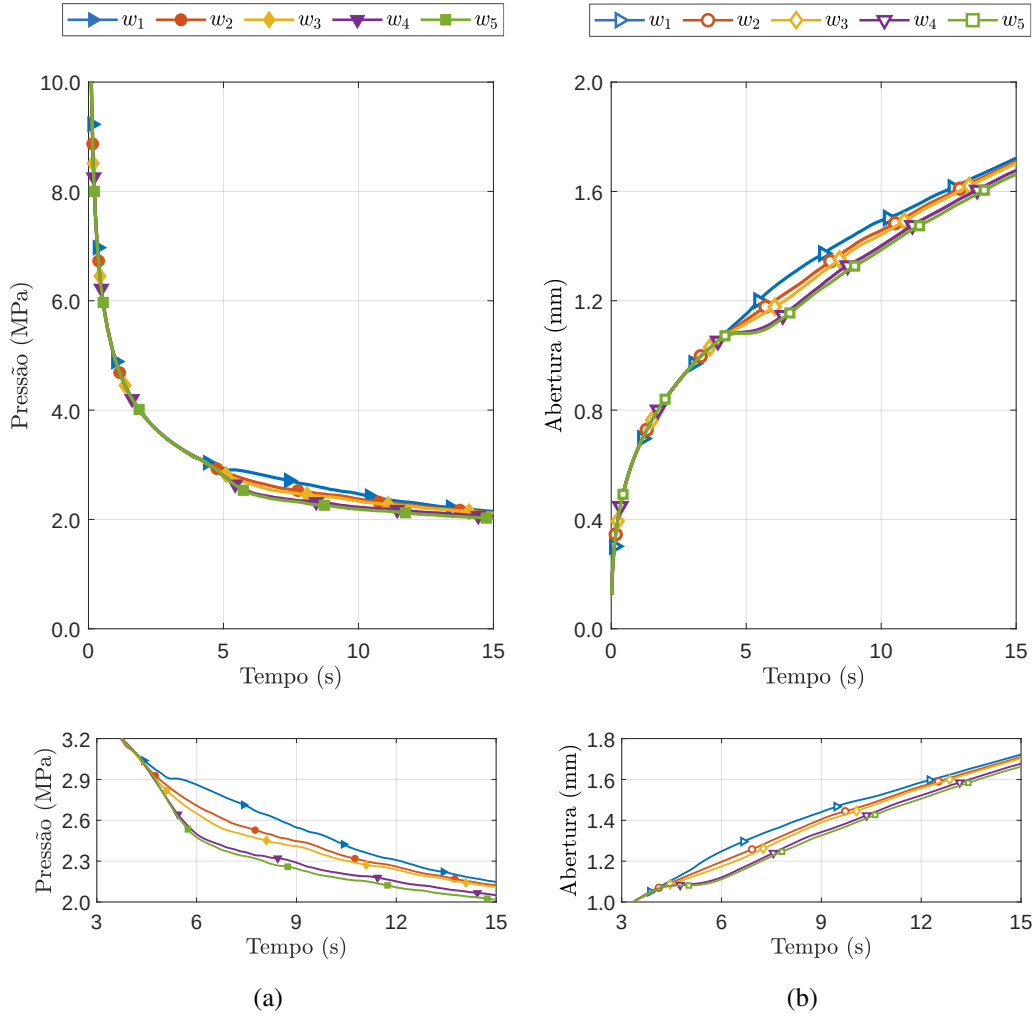


Figura 5.4: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

• ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_3 = 45^\circ$

Para a FN com ângulo de aproximação $\beta_3 = 45^\circ$, a Fig. 5.6 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH. É possível observar que as curvas correspondentes à FN de abertura w_2 e w_3 não apresentam os alívios vistos anteriormente em β_1 e β_2 , indicando a possível presença de ramificações na propagação da FH (como no caso anterior da FN de β_2 e w_1).

Os campos de pressão são apresentados na Fig.5.7. Os cenários de interação entre fraturas mostram que a FH (i) cruza diretamente a FN de abertura w_1 ; (ii) cruza com deslocamento a FN de abertura w_2 e w_3 , com a criação de ramificações ao longo da FN; (iii) é detida pela FN de abertura w_4 e w_5 . Note que os efeitos obtidos (Fig.5.7) são diferentes dos padrões dos resultados anteriores, indicando que uma maior inclinação β_j da FN, associada com suas aberturas

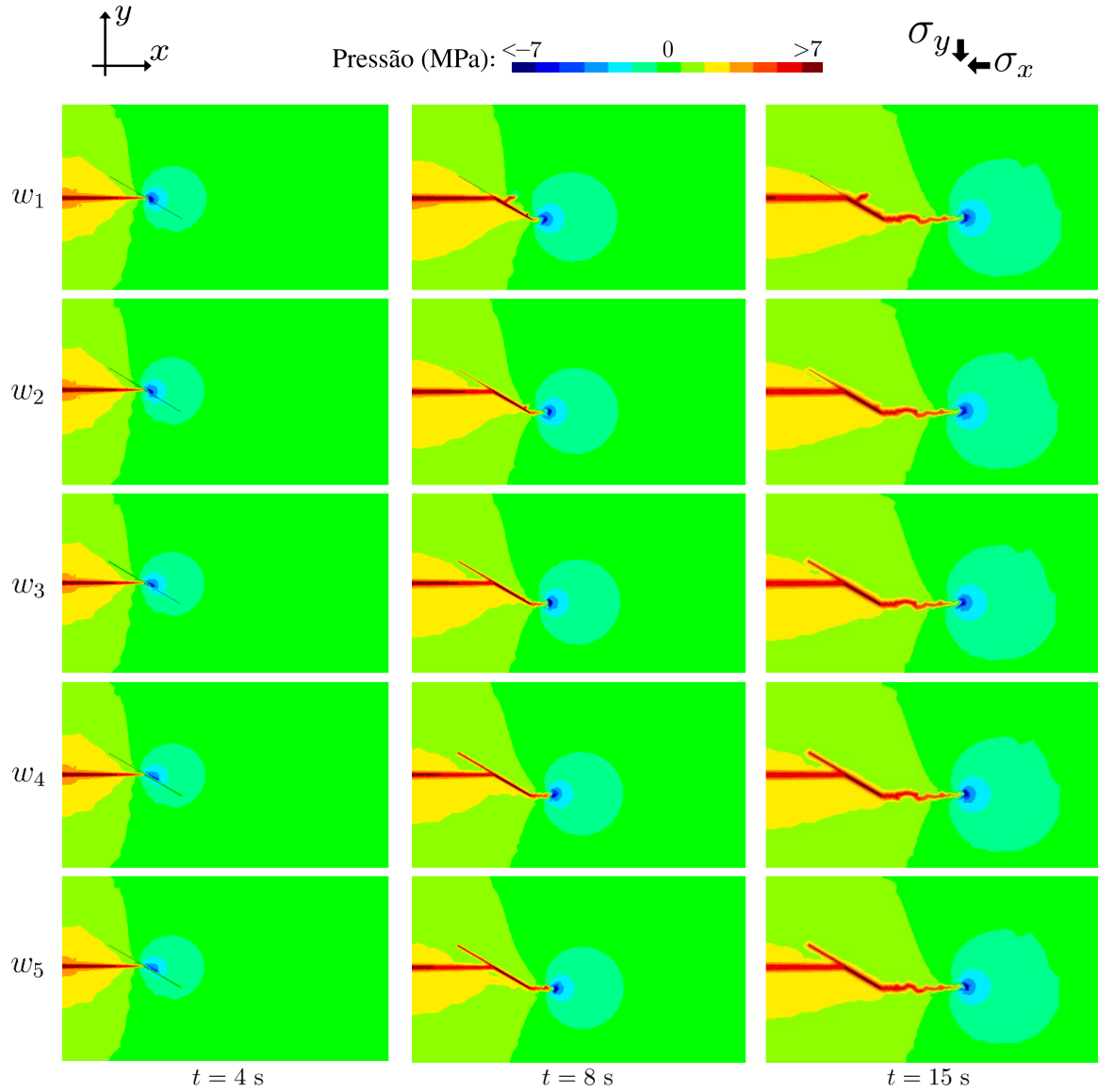


Figura 5.5: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

w_k , possui maior influencia na propagação da FH. Ademais, note que ocorre uma transição nos efeitos de interação entre as fraturas com (i) cruzamento direto para (ii) cruzamento com deslocamento e, em seguida, (iii) com a FH detida pela FN.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_4 = 60^\circ$

A Figura 5.8 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH considerando o ângulo de inclinação $\beta_4 = 60^\circ$ da FN. Analogamente aos resultados anteriores, é possível observar que as curvas referente à FN de abertura w_2 e w_3 indicam a presença de ramificações na propagação

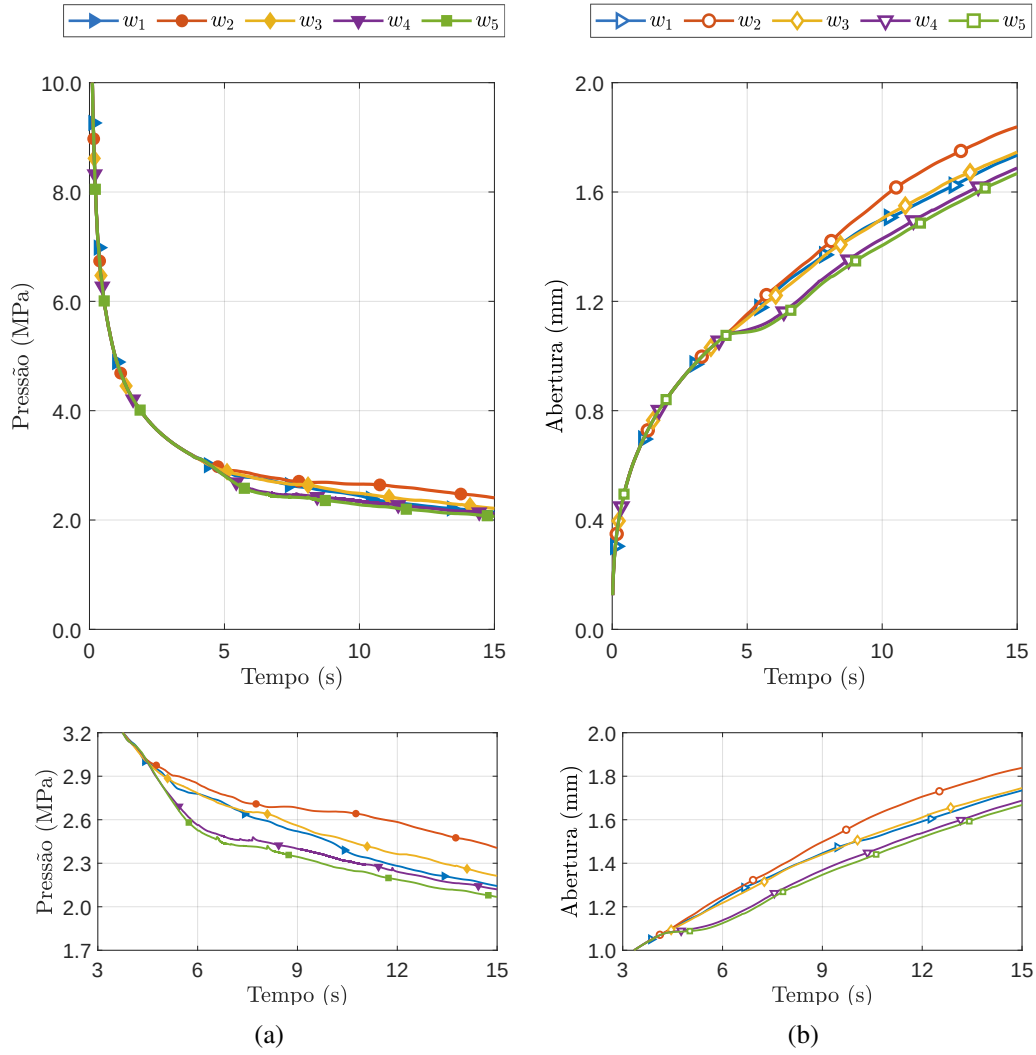


Figura 5.6: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_3 = 45^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

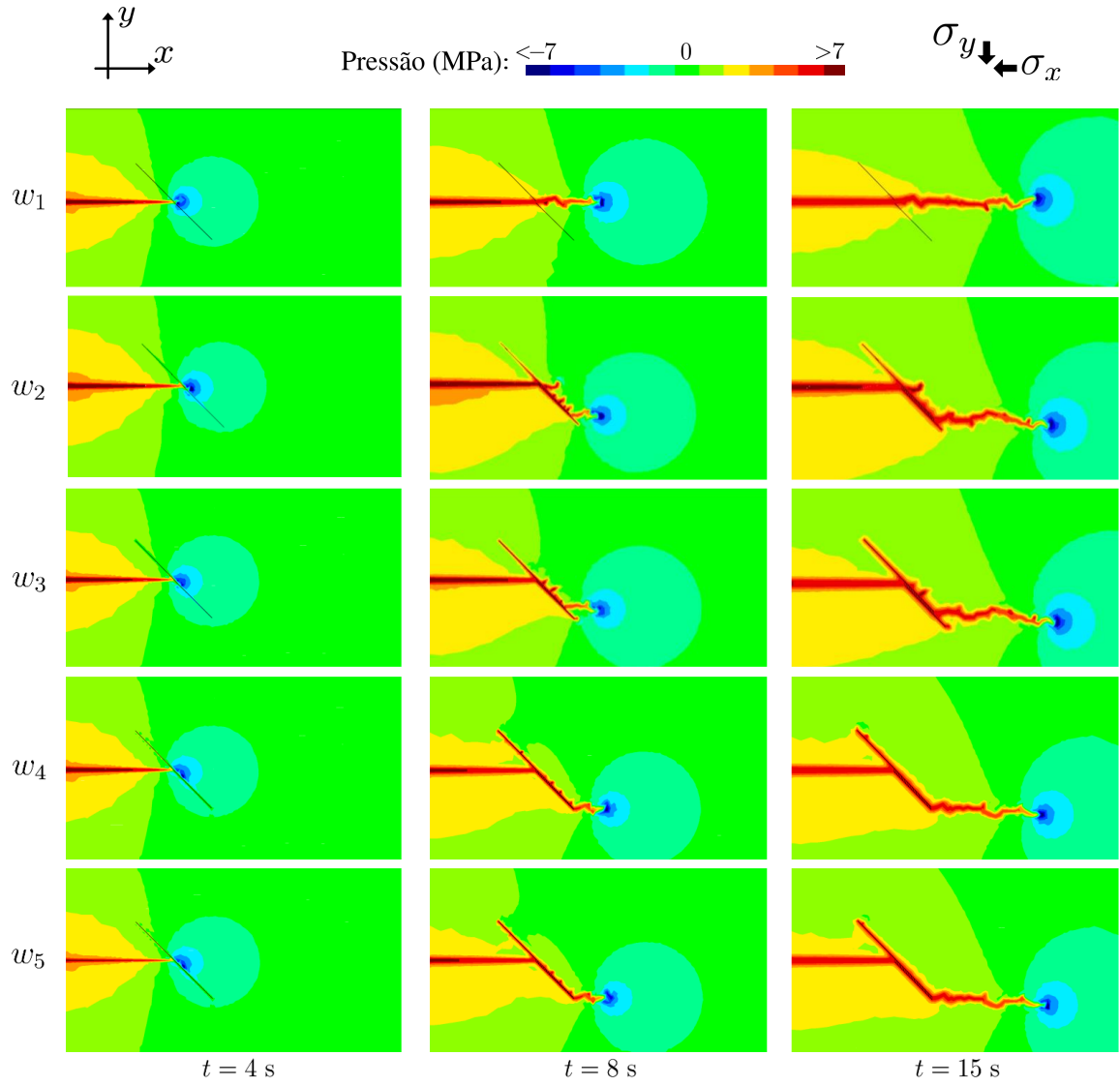


Figura 5.7: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_3 = 45^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

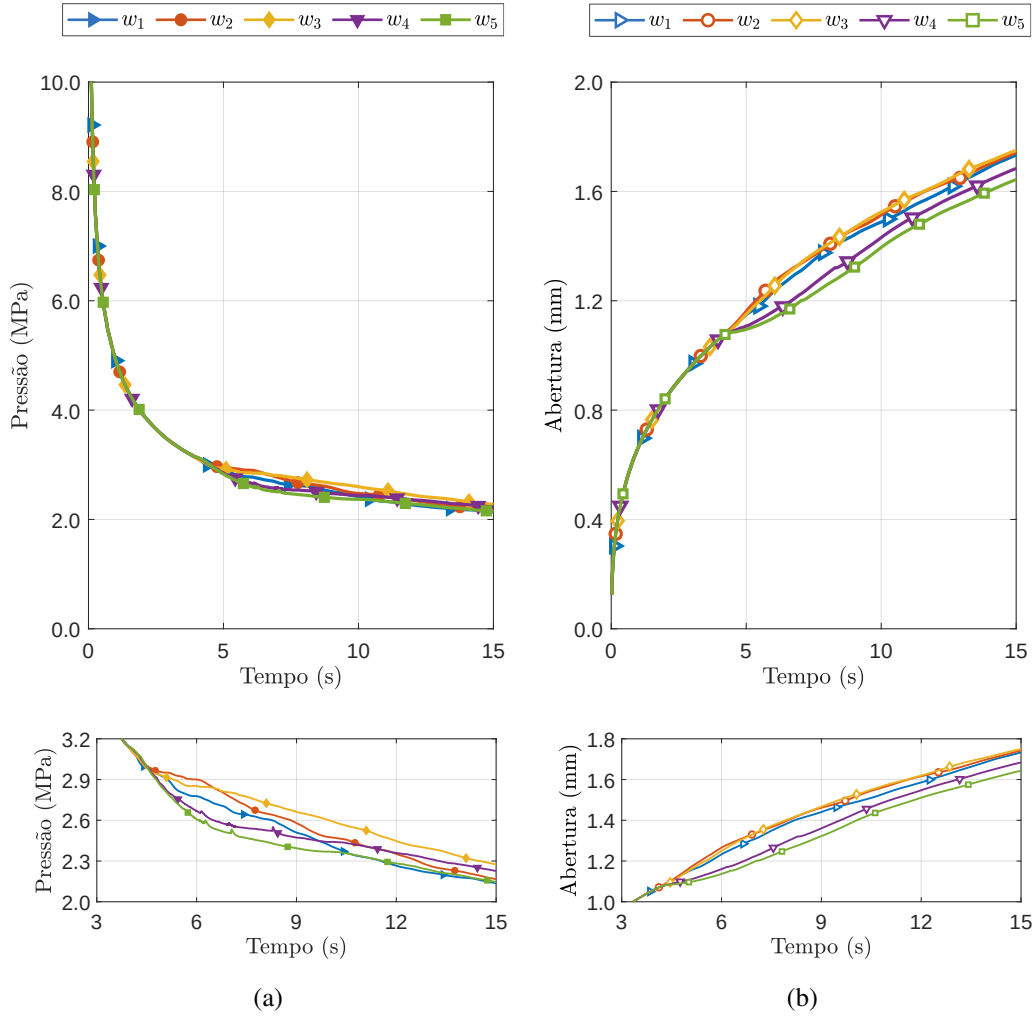


Figura 5.8: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

da FH, dificultando o alívio das pressões.

Analisando os campos de pressão na Fig.5.9 é possível observar que a FH (i) cruza diretamente a FN de abertura w_1 e w_2 ; (ii) cruza com deslocamento a FN de abertura w_3 , com a tentativa de propagação pela extremidade do ramo inferior da da FN, porém, com predominância do cruzamento com deslocamento; (iii) por fim, a FH é detida pela FN de abertura w_4 e w_5 . Note que os efeitos de interação obtidos para os ângulos de aproximação β_3 e β_4 indicam que o aumento da inclinação da FN, combinado com as variações de sua abertura w_k , tendem a provocar mais cruzamentos diretos da FN ou com deslocamento para pequenos valores de w_k .

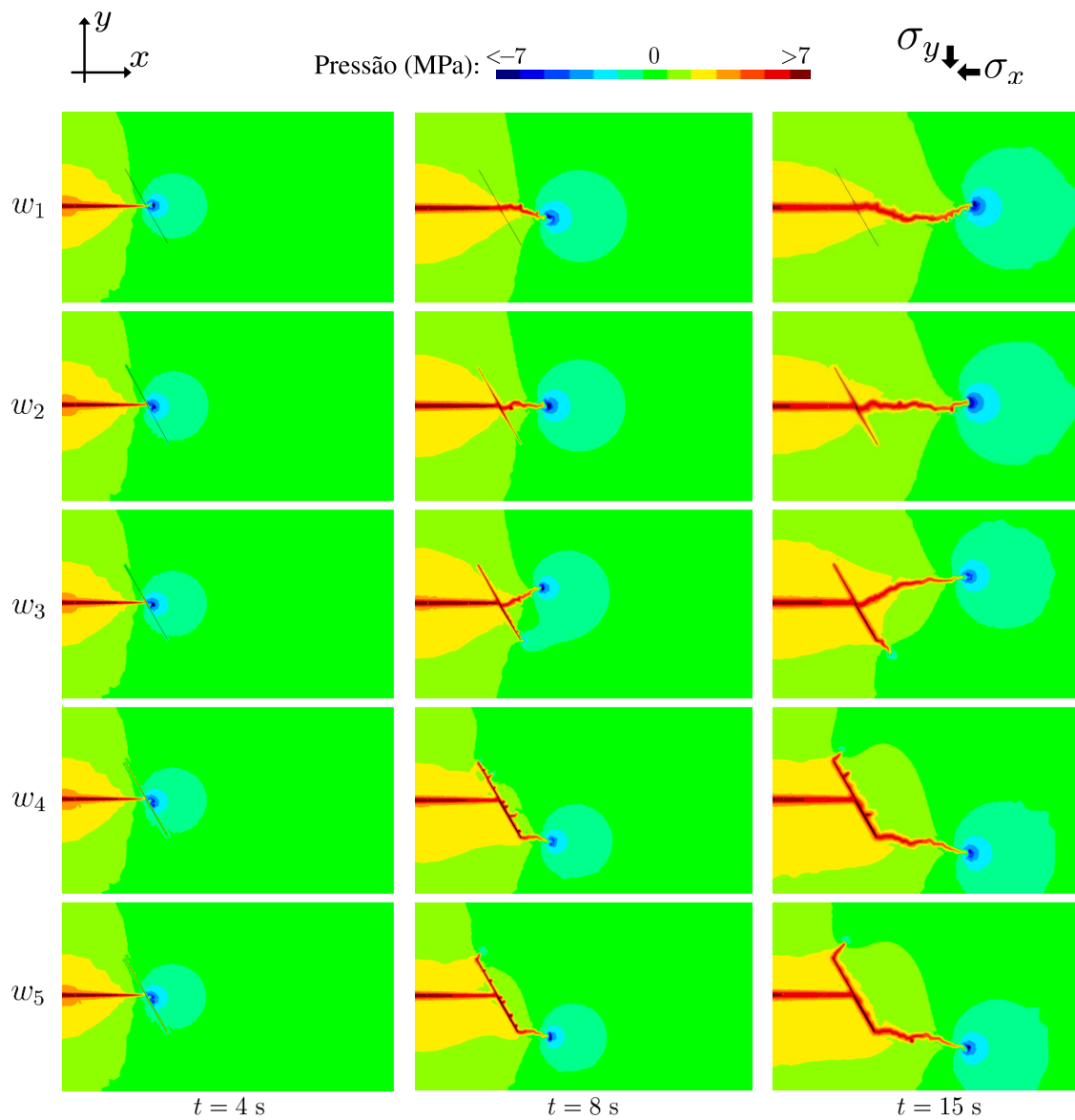


Figura 5.9: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5 \text{ m}$, ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_5 = 75^\circ$

Para $\beta_5 = 75^\circ$, a Fig.5.10 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH. Observe que as todas as curvas indicam dificuldades no alívio de pressões, onde não é visto um comportamento bem definido de alívio conforme gradual aumento do valor de abertura w_k da FN, como obtido nos resultados anteriores.

Verificando os campos de pressão, a Fig. 5.11 mostra que, para a FN de abertura w_1 e w_2 , a FH a cruza diretamente e segue trajetórias pouco retilíneas (mais ramificadas) no meio poroso, provocando o aumento dos valores de pressão e, conseqüentemente, menor alívio nas respectivas curvas; para w_3 , a FH cruza com deslocamento a FN, também apresentando um caminho tortuoso em sua trajetória; por fim, para a FN com w_4 e w_5 , a FH apresenta ramificações ao longo da FN, mas é detida, com a propagação seguindo preferencialmente pelo ramo inferior da FN. Observe que os efeitos obtidos para as FNs de aberturas w_4 e w_5 intensificam a tendência da FH em seguir por ambas as pontas da FN, comportamento visto de forma menos acentuada para o caso anterior da FN com ângulo de aproximação β_4 . Note também a presença do efeito *stress-shadow* em ambos os casos citados.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_6 = 90^\circ$

As curvas de pressão e abertura da FH considerando $\beta_6 = 90^\circ$ são apresentadas na Fig. 5.12. Para a FN de abertura w_1 , w_2 e w_3 , é possível observar curvas semelhantes, ao passo que as curvas correspondentes à FN com w_4 e w_5 não apresentam os alívios vistos nos resultados anteriores, comportamento que indica o desenvolvimento de ramificações na propagação da FH.

Confrontando esses comportamentos com os respectivos campos de pressão da Fig. 5.13, é obtido para a FN de w_1 , w_2 e w_3 que a FH cruza diretamente a FN, além de mostrar campos de pressão semelhantes que evidenciam o efeito das curvas sobrepostas (conforme Fig.5.12); para a FN de w_4 e w_5 , é possível observar os indícios de ramificações vistos em suas respectivas curvas, com a FH detida pela FN. Nesse caso, observe que a propagação da FH (para w_4 e w_5) ocorre efetivamente por ambas as extremidades da FN, comportamento que havia sido visto com menor intensidade nos campos de pressão para β_4 e β_5 .

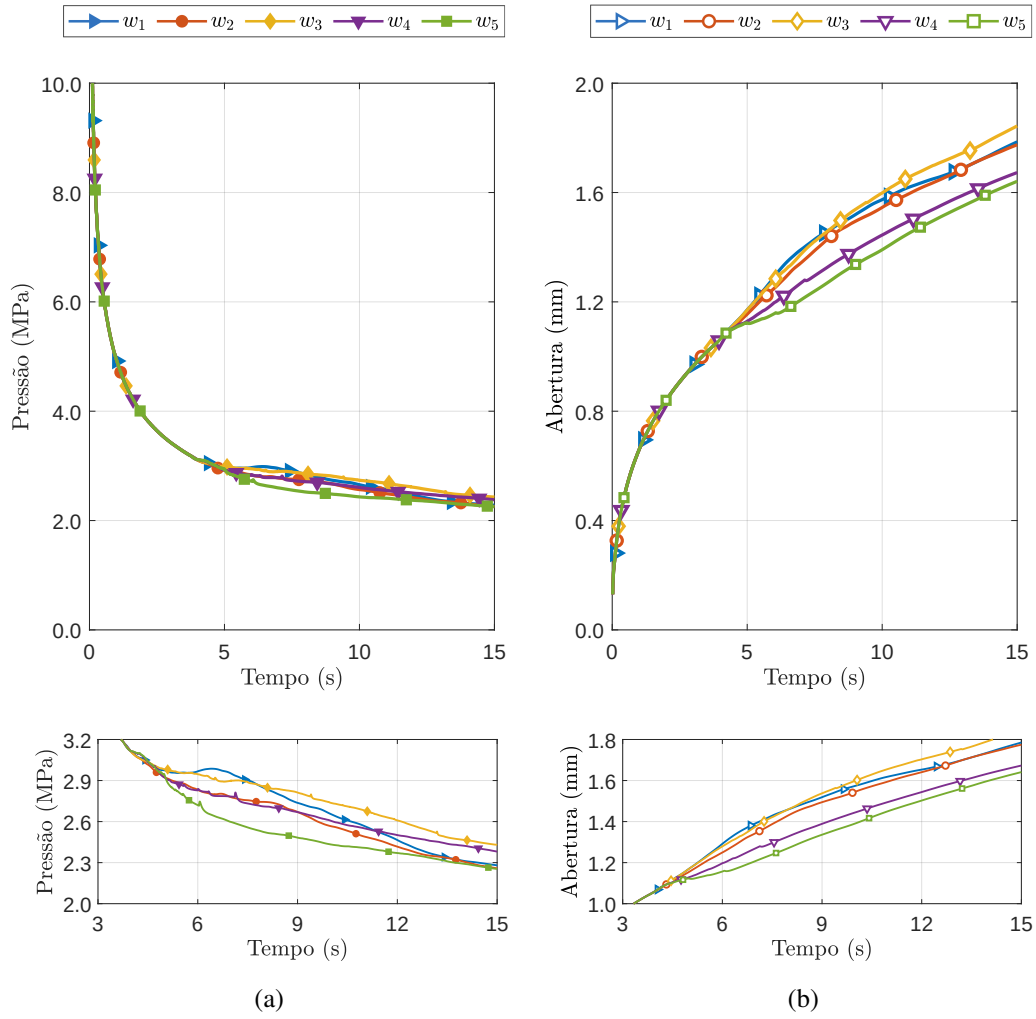


Figura 5.10: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_5 = 75^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

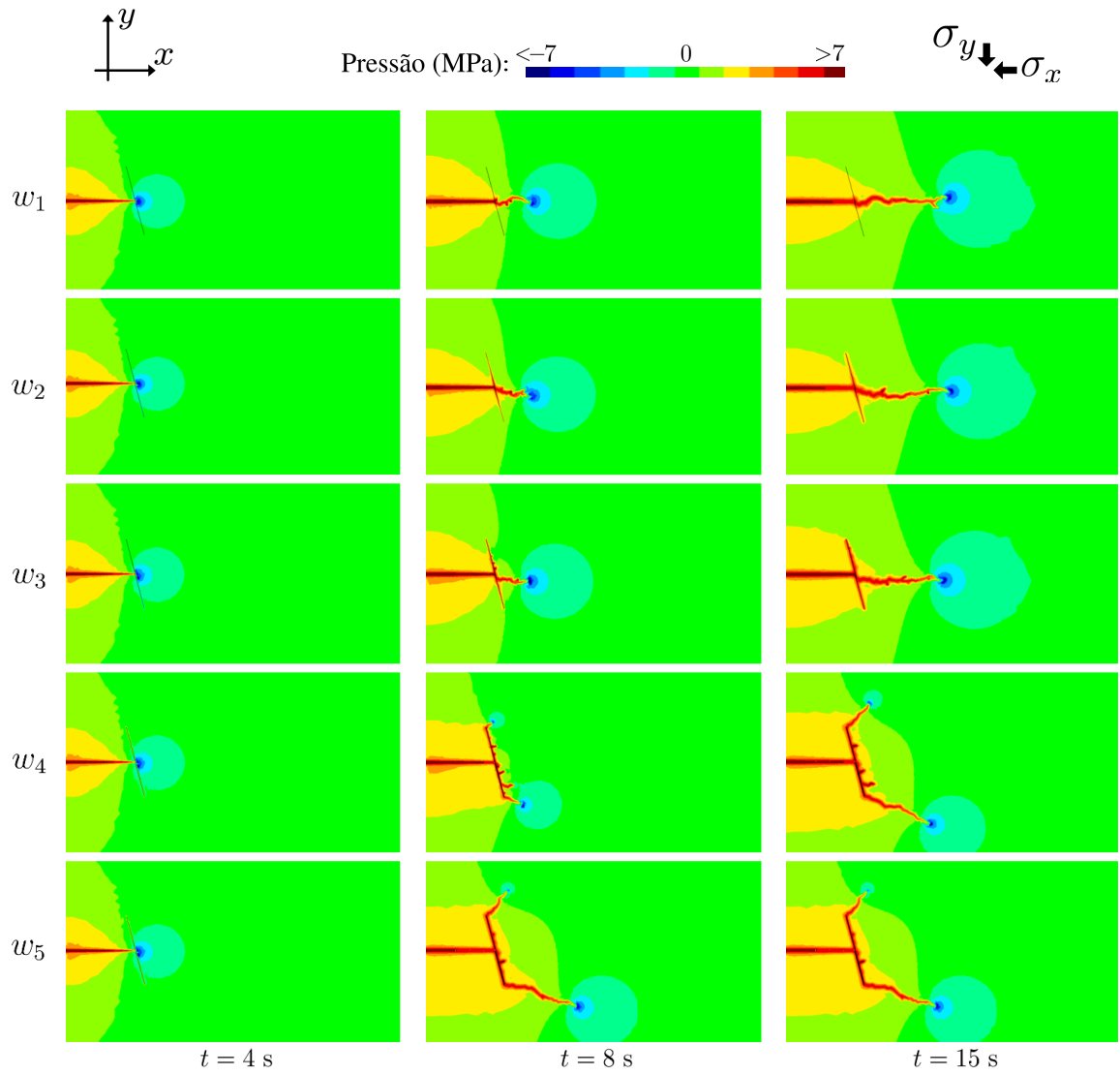


Figura 5.11: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_5 = 75^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

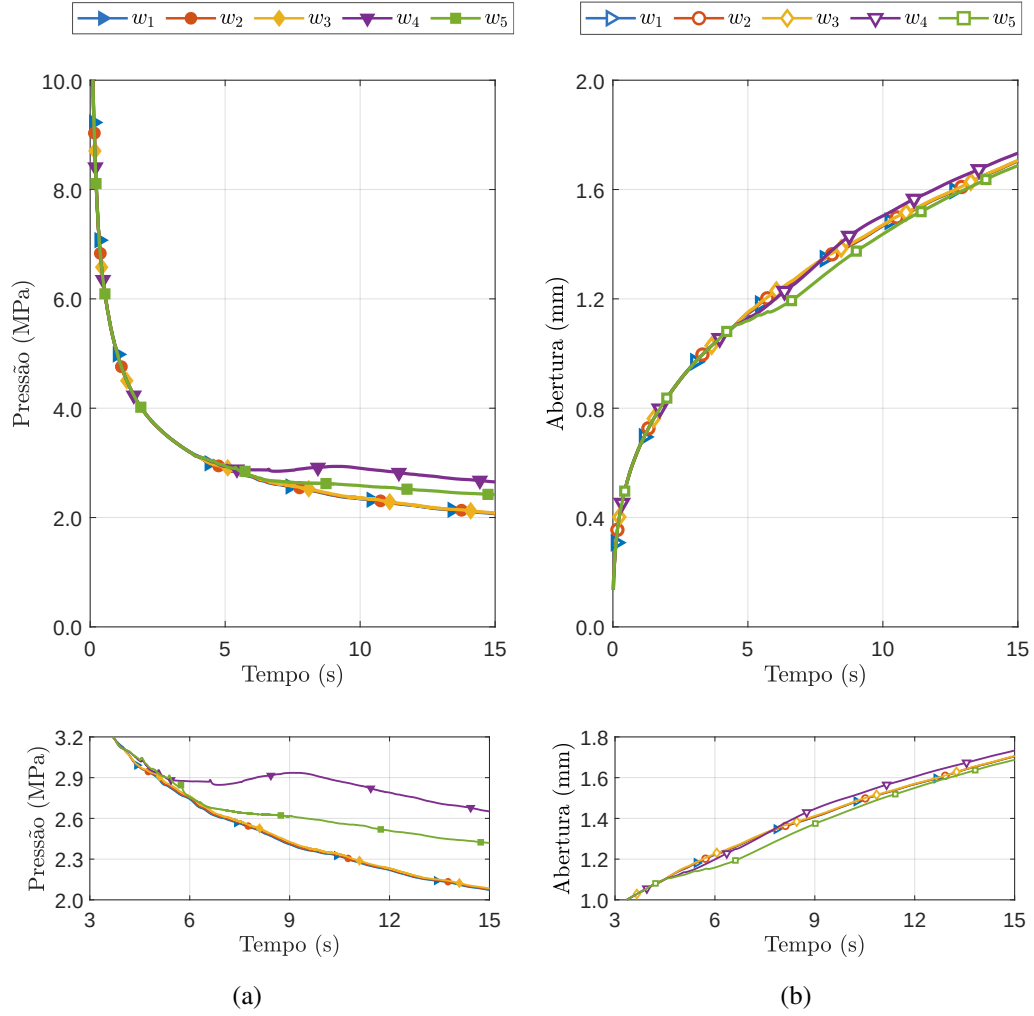


Figura 5.12: Gráficos de (a) pressão e (b) abertura da FH no tempo. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

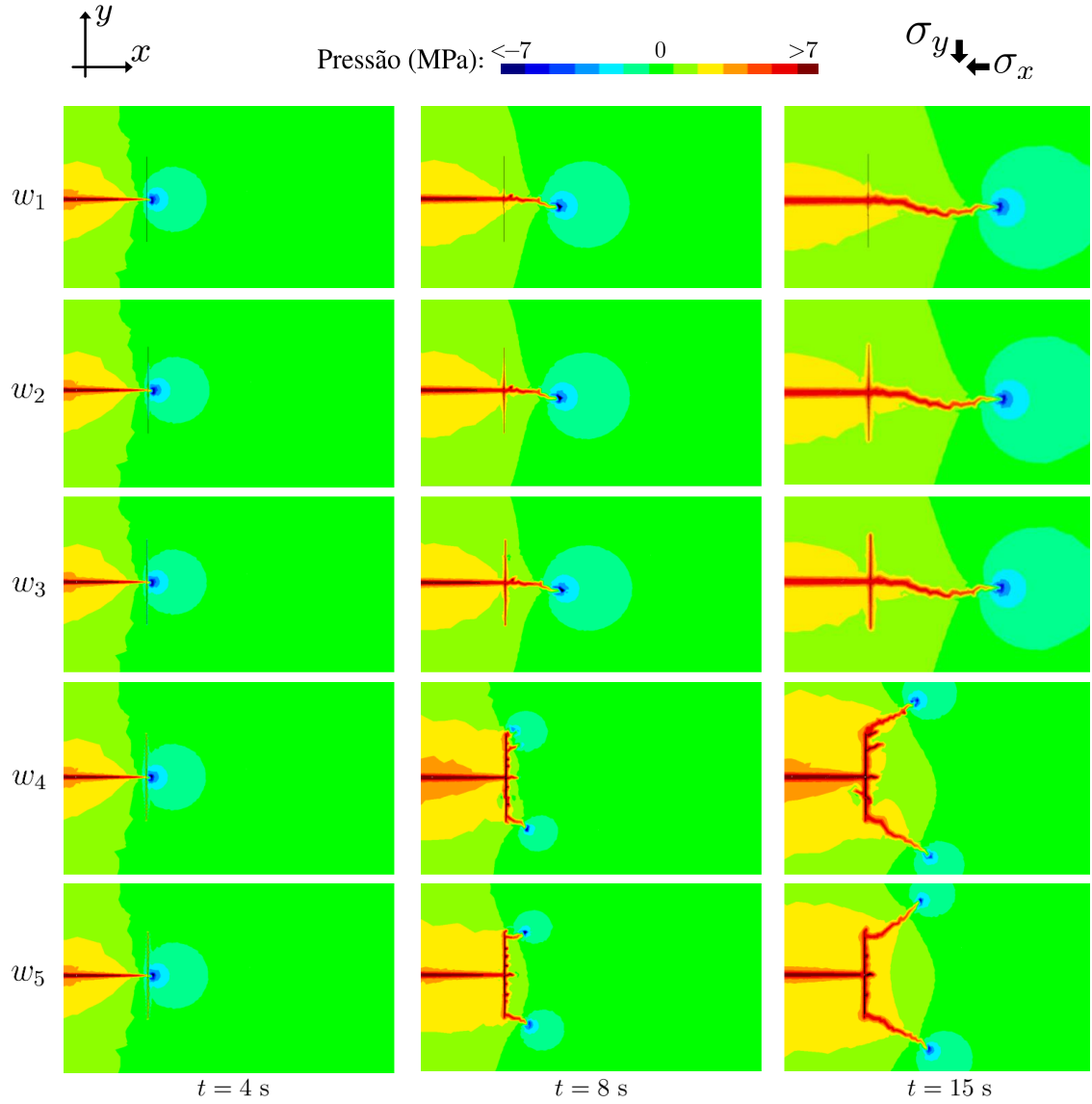


Figura 5.13: Campos de pressão com avanço da FH e interação com FN. Considerando a FN, tem-se comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ e abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

5.2.1.2 FRATURA NATURAL COM COMPRIMENTO $\lambda_1 = 0.5$ M

Avaliando o impacto da variação do comprimento λ_i da FN, foram simulados todos os casos anteriores considerando uma redução no comprimento da FN de $\lambda_2 = 2.5$ m para $\lambda_1 = 0.5$ m. As premissas adotadas anteriormente permanecem conforme a Tabela 5.1 e os parâmetros do regime *storage-viscosity*.

Analisando os resultados anteriores, é possível observar que o tempo necessário para que ocorra o encontro entre a FH e a FN é em torno de $t = 4$ s. Como consequência, as curvas de pressão e abertura da FH no tempo de todas as simulações apresentam o mesmo comportamento, representado por curvas sobrepostas. Desse modo, os próximos resultados serão apresentados e discutidos a partir de $t = 3$ s, próximo a esse ponto de interação entre fraturas. Contudo, ressalta-se que o tempo total das simulações permanece o mesmo, sendo $t = 15$ s. Além disso, serão apresentados apenas os resultados que geram maiores discussões.

- ÂNGULOS DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ E $\beta_6 = 90^\circ$

A Figura 5.14 reúne as curvas de pressão e abertura da FH para os ângulos de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$ (Fig.5.14(a)-(b)), $\beta_4 = 60^\circ$ (Fig.5.14(c)-(d)) e $\beta_6 = 90^\circ$ (Fig.5.14(e)-(f)) para a FN de comprimento λ_1 . Avaliando o momento de encontro entre FH e FN, é possível observar pouco impacto em relação ao caso anterior (FN com λ_2). Note que é mantida a tendência de alívio de pressão da FH em função dos valores w_k , contudo, também de maneira mais suave. Esse comportamento demonstra que a diminuição do comprimento da FN reduz a região disponível para preenchimento pelo fluido, dificultando maiores alívios no momento de encontro da FH com a FN. Analogamente, as curvas de abertura da FH também refletem esse comportamento.

Se tratando das interações entre fraturas, para β_2 (Fig.5.15(b)) a FH é detida para todas as aberturas w_k da FN. Note que os casos de mesmo efeito de interação tendem a terem curvas de pressão e abertura da FH semelhantes (Fig. 5.14). Ademais, ramificações na propagação em β_6 refletem as dificuldades de alívios e seus impactos nas respectivas curvas. Observe, no caso para β_6 e w_2 (Fig. 5.15(c)), uma grande alteração das pressões ao redor da FH, com a propagação da FH cruzando diretamente a FN, mas com uma ramificação em sua ponta superior.

De maneira geral, note que a diminuição do comprimento da FN reduz a intensidade dos

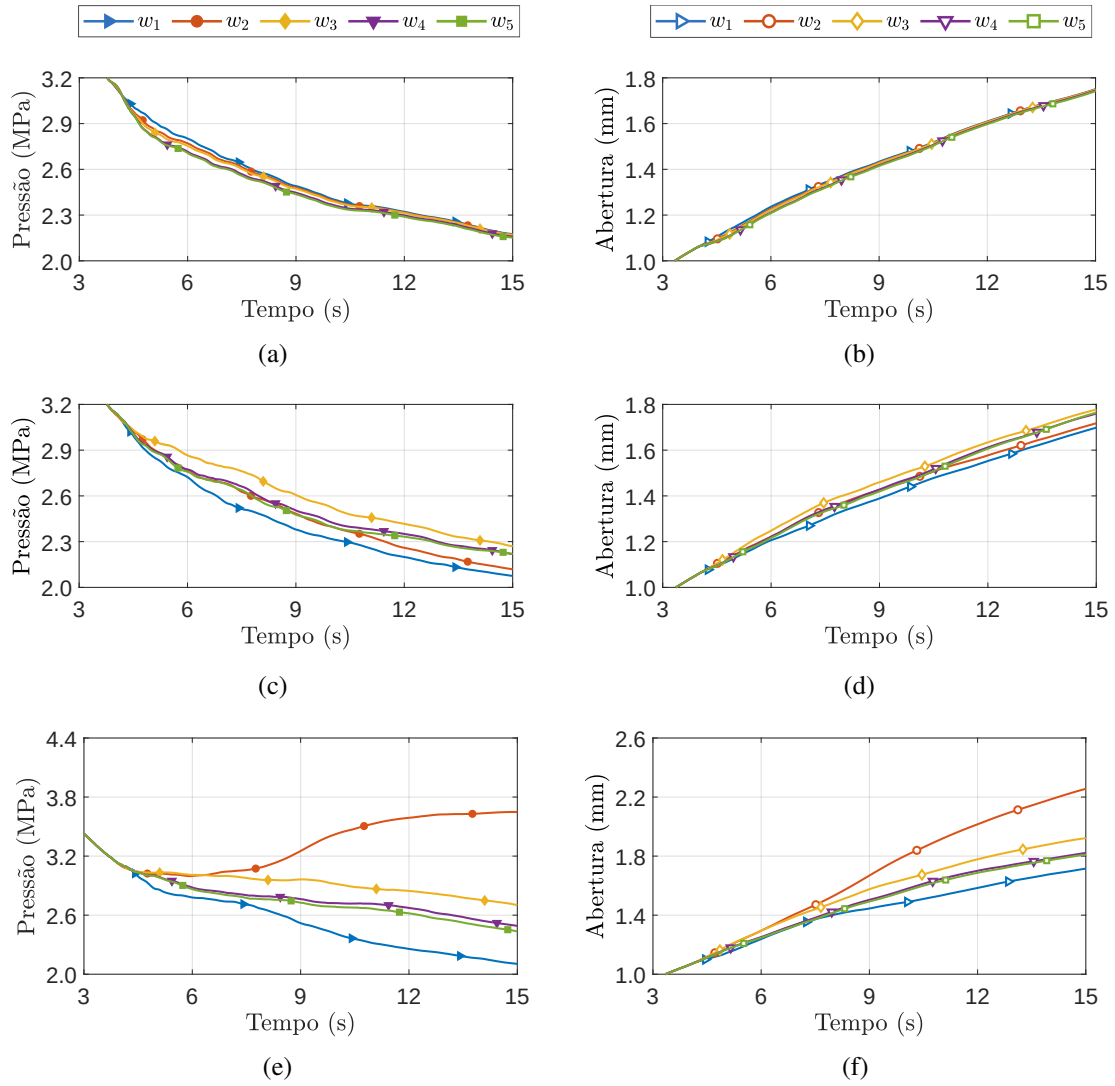


Figura 5.14: Gráficos de pressão e abertura da FH com FN de comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a)-(b) $\beta_2 = 30^\circ$, (c)-(d) $\beta_4 = 60^\circ$ e (e)-(f) $\beta_6 = 90^\circ$.

alívios de pressão e, consequentemente, nas curvas de abertura da FH no tempo. O padrão de interação entre fraturas também é modificado, em que é possível observar uma maior incidência de casos em que a FN detém a propagação para baixos valores do ângulo de aproximação β_j , assim como uma dispersão dos casos de cruzamento com deslocamento para maiores aberturas w_k e um maior ângulo de aproximação β_j quando comparado com os cenários obtidos para a FN de comprimento λ_2 (apresentados na Seção 5.4.1).

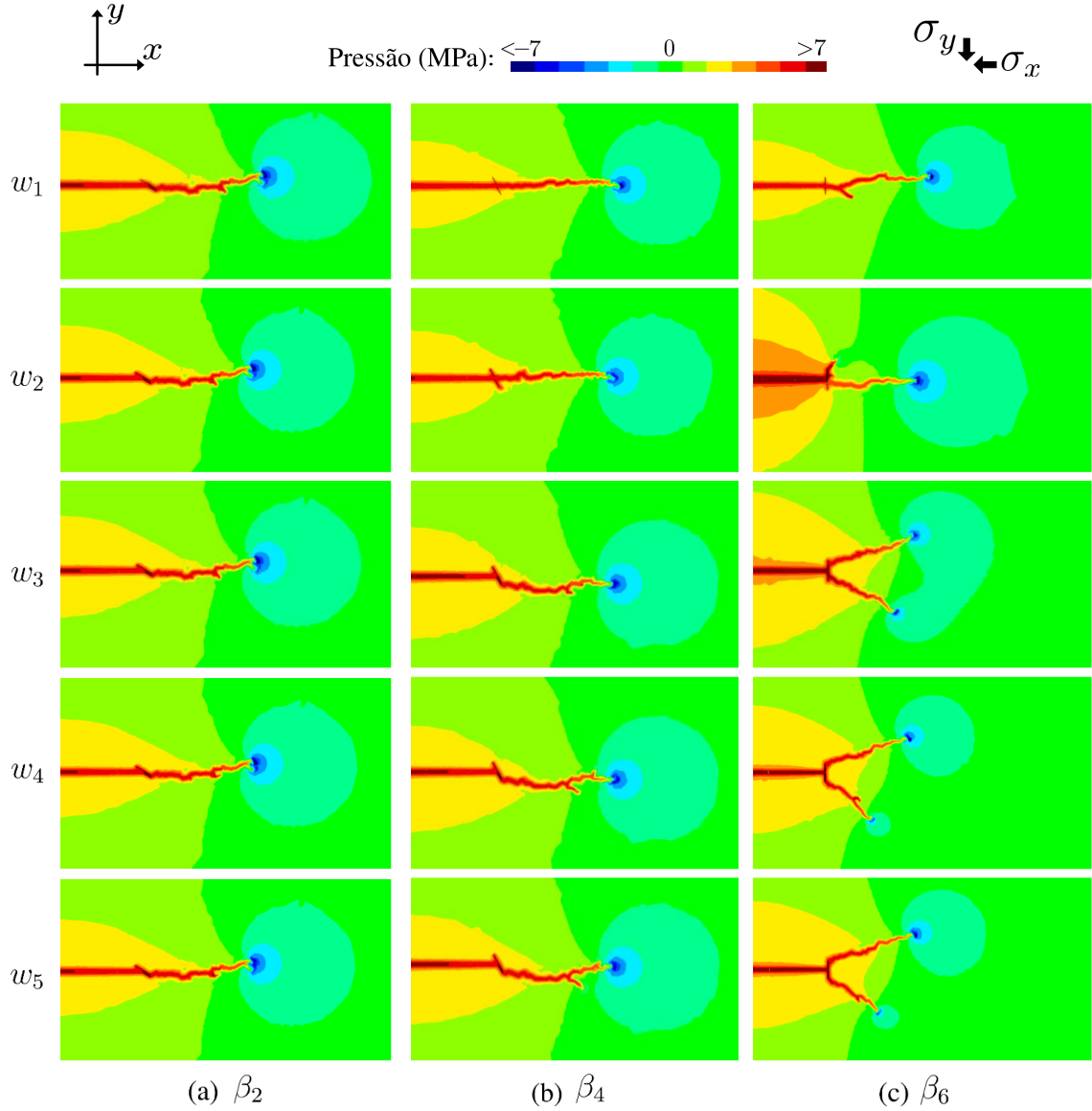


Figura 5.15: Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se o comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a) $\beta_2 = 30^\circ$, (b) $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) $\beta_6 = 90^\circ$. Deformações ampliadas em 50x.

5.2.1.3 FRATURA NATURAL COM COMPRIMENTO $\lambda_3 = 4.5$ M

Após avaliar o impacto da redução do comprimento da FN para $\lambda_1 = 0.5$ m, são apresentados os resultados considerando o aumento do comprimento para $\lambda_3 = 4.5$ m. Seguindo a mesma premissa do tópico anterior, serão apresentadas as curvas de pressão e abertura obtidas das FHs apenas para os casos mais representativos.

- ÂNGULOS DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ E $\beta_6 = 90^\circ$

A Figura 5.16 apresenta os gráficos de pressão e abertura da FH no tempo para os ângulos $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$, e a Fig.5.17 reúne os respectivos campos de pressão.

Avaliando o efeito do aumento do comprimento da FN para $\lambda_3 = 4.5$ m, as curvas de pressão e abertura da FH mostram alívios mais intensos e por um período de tempo maior quando comparadas com as curvas da FH para FN de comprimento λ_2 e, especialmente, λ_1 . Observe que esse efeito é evidenciado pelo crescente valor de abertura w_k da FN. Verificando os ângulos de aproximação, note que os alívios de pressão são bem definidos e proporcionais aos valores de w_k para baixos β_j , enquanto maiores β_j geram curvas sem um comportamento de alívio bem definido, indicando ramificações na propagação da FH.

Para os campos de pressão, é possível observar para β_2 (Fig.5.17(a)) que, de maneira geral, a tendência da FN deter a propagação da FH para menores valores de β_j e/ou aberturas w_k é mantida. Contudo, para o maior ângulo de aproximação β_6 e as maiores aberturas w_4 e w_5 da FN, são apresentadas ramificações da FH, onde as propagações tendem a seguir por ambas as pontas da FN e demonstram menores alívios de pressão em suas curvas. Para o caso intermediário β_4 , observa-se uma mescla entre ambos os cenários descritos para β_2 e β_6 .

Os cenários de interação entre FH e FN, considerando os efeitos obtidos para λ_1 , λ_2 e λ_3 , mostram a mesma tendência de transição entre a propagação da FH (i) ser detida pela FN, (ii) cruzar a mesma com deslocamento e (iii) a cruzar diretamente. Contudo, a recorrência entre tais efeitos é alterada tanto em função dos valores de w_k quanto de β_j da FN, parâmetros que também impactam ambas as curvas de pressão e abertura da FH.

5.2.1.4 COMPRIMENTO DA FH

Expandindo as análises realizadas anteriormente, é possível avaliar o comprimento da FH no meio poroso em função das variações dos parâmetros da FN. As curvas obtidas consideram os ângulos $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$ da FN (com respectivas aberturas w_k apresentadas na Tabela 5.4) e são mostradas nas Fig.5.18, Fig.5.19 e Fig.5.20, respectivamente. Esses resultados foram obtidos em função da degradação dos elementos *HAR-IEs* seguindo as etapas: (i) definição no arquivo de entrada do par de elementos de interface imediatamente à direita do

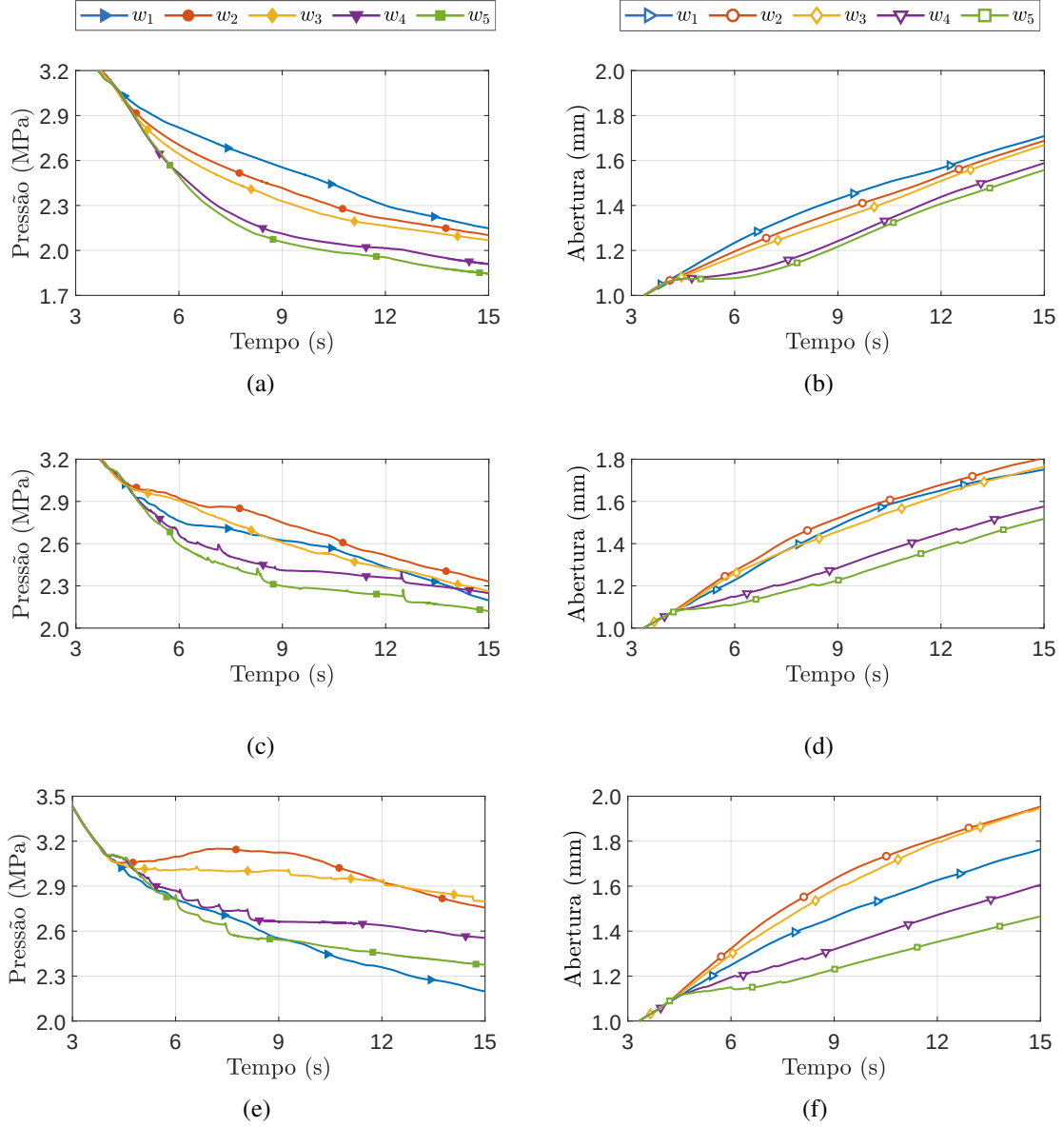


Figura 5.16: Gráficos de pressão e abertura da FH com FN de comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a)-(b) $\beta_2 = 30^\circ$, (c)-(d) $\beta_4 = 60^\circ$ e (e)-(f) $\beta_6 = 90^\circ$.

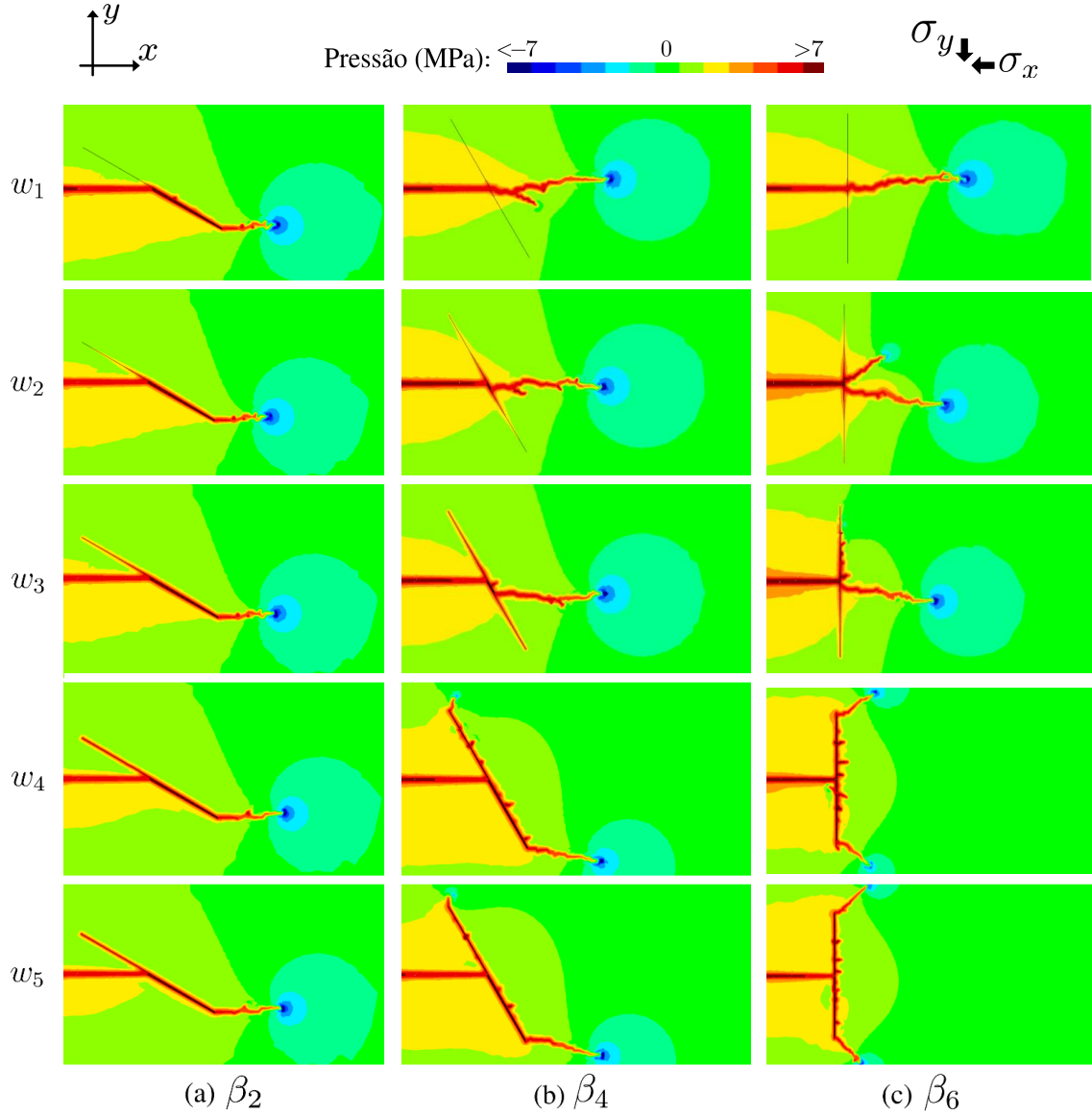


Figura 5.17: Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se o comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4) e ângulo de aproximação (a) $\beta_2 = 30^\circ$, (b) $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) $\beta_6 = 90^\circ$. Deformações ampliadas em 50x.

ponto de injeção de fluido (veja a Fig.5.1); (ii) registro da coordenada x do baricentro de um dos elementos do par de referência no início da simulação; (iii) atualização contínua da coordenada x para o baricentro do elemento degradado no passo corrente, localizado à direita do elemento degradado no passo anterior. Dessa forma, as projeções horizontais representam as distâncias x entre os elementos degradados sucessivamente, refletindo a evolução da propagação da FH.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$

A Figura 5.18 apresenta os resultados para a FN com ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$. Considerando $\lambda_1 = 0.5$ m (Fig.5.18(a)), é possível observar comportamentos semelhantes entre as curvas do comprimento, pressão e abertura da FH, bem como nos campos de pressão e efeitos de interação entre FH e FN. Contudo, o aumento do comprimento da FN para $\lambda_2 = 2.5$ m (Fig.5.18(b)) evidencia a influência dos valores de w_k , os quais facilitam o preenchimento gradual da FN com fluido, permitindo que a FH atinja maiores extensões mais rapidamente. Esse comportamento é ainda mais evidente para $\lambda_3 = 4.5$ m (Fig.5.18(c)), especialmente para as curvas da FN com aberturas w_4 e w_5 , que atingem maiores extensões em menor tempo comparado aos outros valores de w_k . Note que as interações entre FH e FN de comprimentos λ_2 e λ_3 associam o impacto gradual dos valores de w_k com os efeitos de cruzamento com deslocamento e direto da FN, permitindo maiores extensões da FH mais rapidamente.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_4 = 60^\circ$

Para $\beta_4 = 60^\circ$, a Figura 5.19 apresenta os resultados do comprimento da FH no tempo. Considerando λ_1 , observa-se na Fig. 5.19(a) conjuntos de curvas com comportamentos semelhantes, efeito análogo ao observado para β_2 . As curvas referentes às FNs de comprimento λ_2 e λ_3 (Fig. 5.19(b) e Fig. 5.19(c), respectivamente) mostram que a FH atinge maiores extensões no momento de encontro com a FN, mas de maneira menos intensa. Isso indica que o aumento de β_j reduz a capacidade de se alcançar maiores extensões, mesmo com a FN detendo a FH.

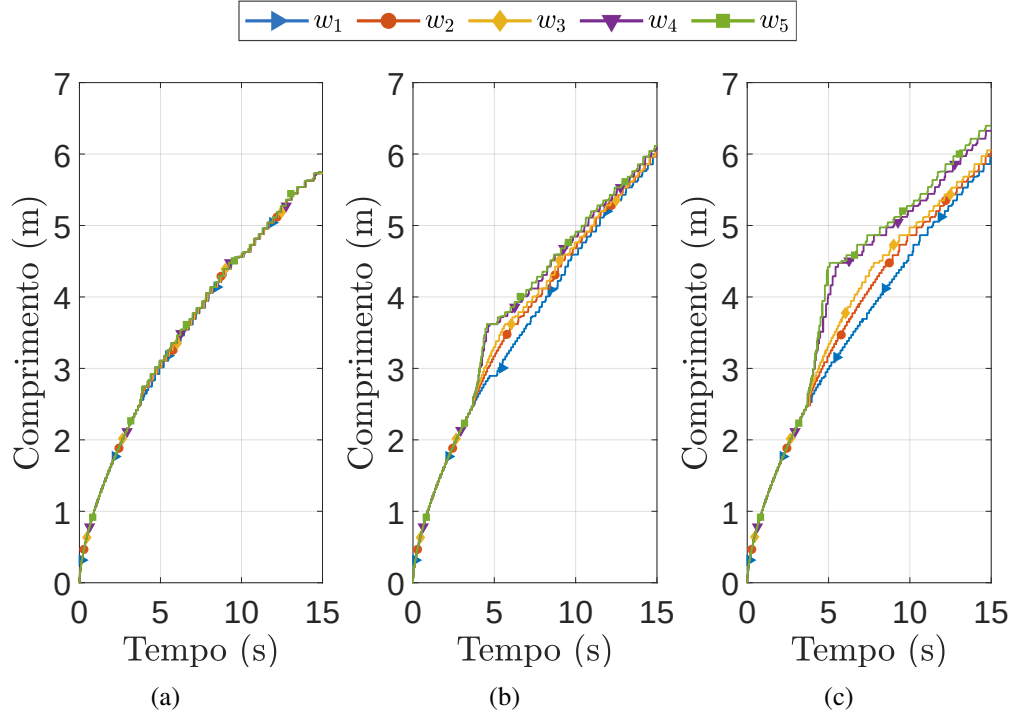


Figura 5.18: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

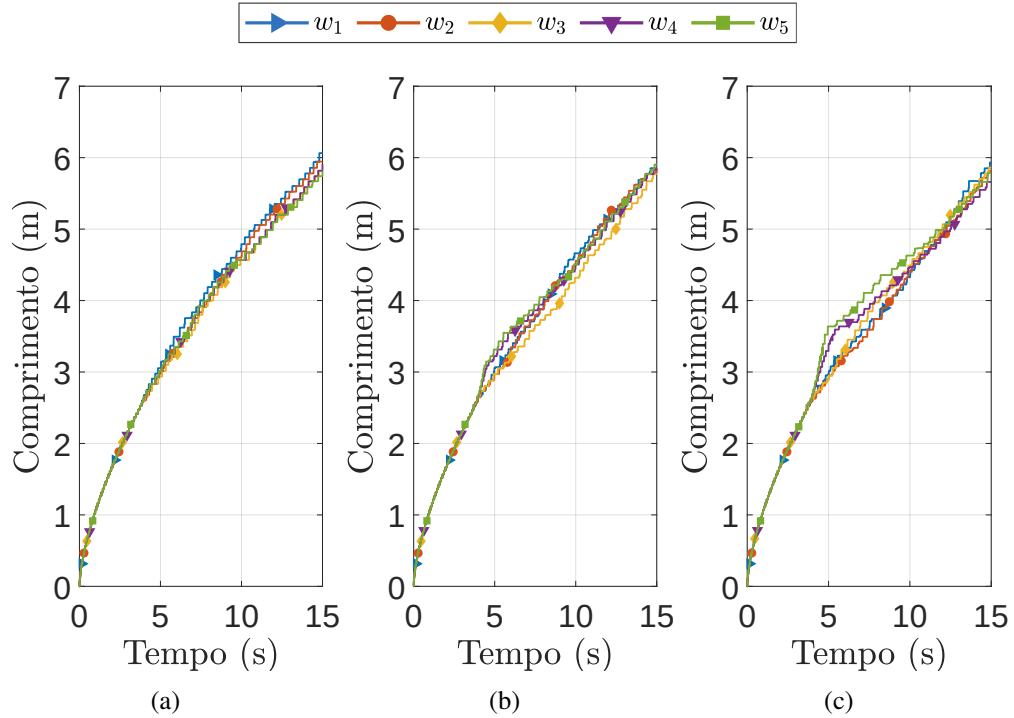


Figura 5.19: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_6 = 90^\circ$

As curvas de comprimento da FH para FN com ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ são apresentadas na Figura 5.20. Avaliando os resultados, observa-se que a curva para a FN de com-

primento λ_1 (Fig.5.20(a)) e abertura w_1 apresenta um crescimento da extensão da FH mais uniforme, se distanciando das curvas das demais aberturas w_k . Confrontando essa tendência com os efeitos de interação entre FH e FN, note que a FH cruza a FN de abertura w_1 , permitindo atingir um maior comprimento da FH em relação aos demais valores de w_k que apresentam ramificações na propagação da FH. Para as FNs de comprimentos λ_2 e λ_3 , as curvas de w_4 e w_5 também se distanciam das demais, mas com uma taxa de crescimento do comprimento da FH reduzida, evidenciando o impacto das ramificações e da FN em deter a propagação da FH para uma maior inclinação β_j e abertura w_k da FN.

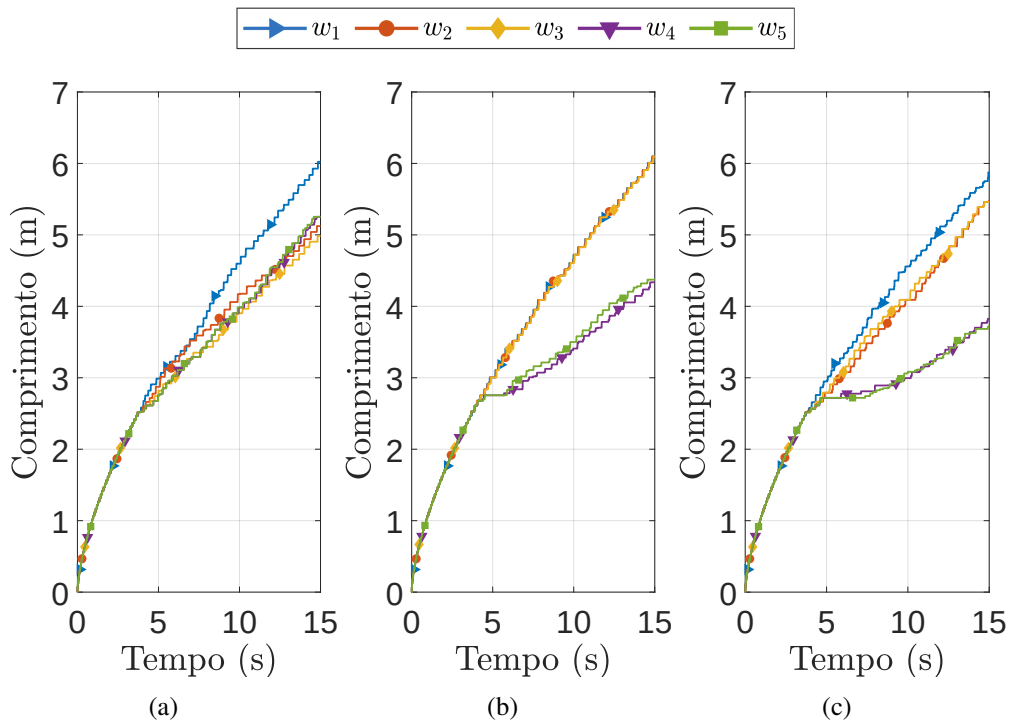


Figura 5.20: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

Com base nas discussões anteriores, observe que o preenchimento da FN com fluido ocorre gradualmente conforme o aumento do valor de w_k . Esse comportamento, associado com os maiores ângulos de aproximação (β_j), indica como a FH detida na FN dificulta maiores avanços horizontais, reduzindo a intensidade de crescimento do comprimento da FH ao longo do tempo. Analogamente, casos de baixo β_j , que permitem o preenchimento da FN, contribuem para que a FH atinja uma maior extensão mais rapidamente devido ao efeito ou da FN deter a FH ou pelo cruzamento direto para baixos valores de abertura w_k da FN. A Figura 5.21 ilustra o impacto na extensão da FH devido à inclinação β_j da FN, onde β_2 facilita o avanço horizontal da FH

e β_6 detém a propagação da FH. Analogamente, no que diz respeito ao comprimento da FN, o aumento de λ_i também contribui para a obtenção de maiores extensões quando a FN detém a FH para baixos β_j . Ademais, é possível observar que a FH atinge uma extensão máxima próxima de 6.0 metros e mínima de 4.0 metros em função dos efeitos discutidos anteriormente.

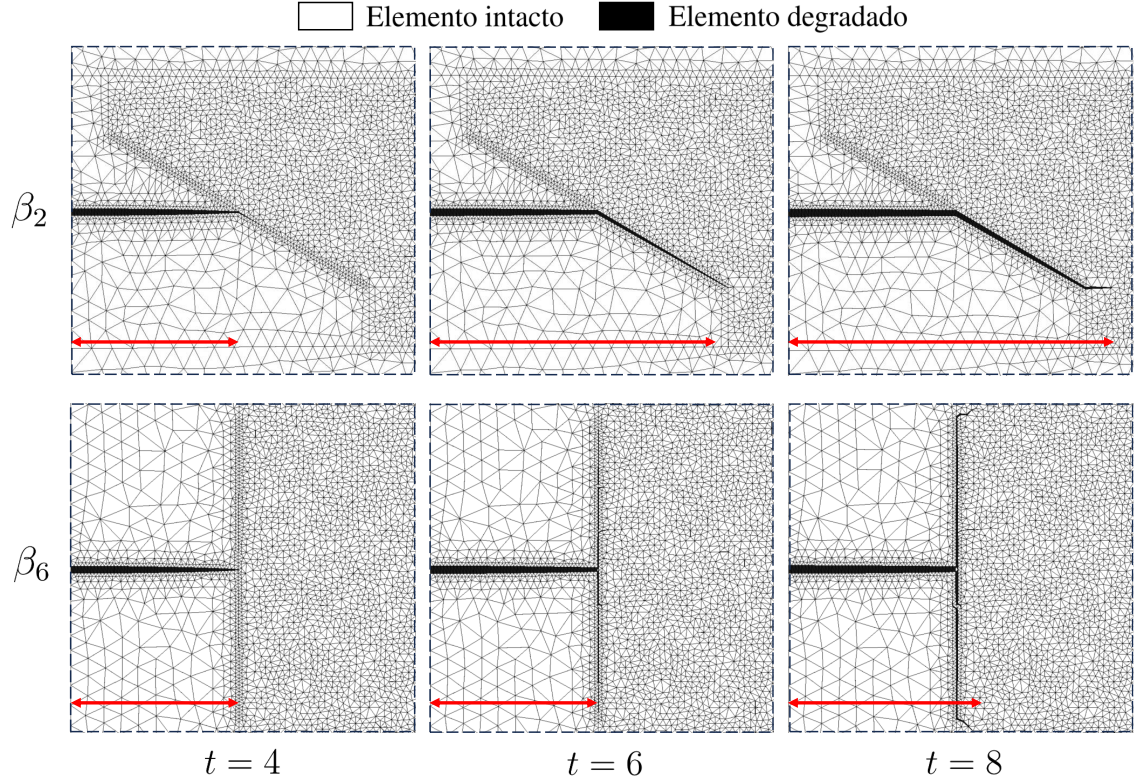


Figura 5.21: Evolução da deformação dos elementos *HAR-IEs* para o estado de tensão isotrópico no *storage-viscosity* com FN inclinada $\beta_2 = 30^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$, abertura w_5 e comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m. Deformações ampliadas 100x.

5.2.2 CASO 2: ESTADO DE TENSÃO ORTOTRÓPICO

Considerando um aumento de 50% nas tensões horizontais aplicadas ao domínio, o estado de tensões anteriormente isotrópico torna-se ortotrópico, com $\sigma_y = 3.70$ MPa e $\sigma_x = 1.5 \times \sigma_y = 5.55$ MPa de compressão. Os cenários de interação são apresentados na Seção 5.4.1.

A Fig. 5.22 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH para os ângulos $\beta_2 = 30^\circ$ e $\beta_4 = 60^\circ$, considerando os comprimentos $\lambda_1 = 0.5$ m e $\lambda_2 = 2.5$ m, respectivamente. De maneira geral, é possível observar que as curvas tendem a um comportamento similar, com as maiores variações nos casos envolvendo a FN com ângulos β_4 e aberturas w_4 e w_5 .

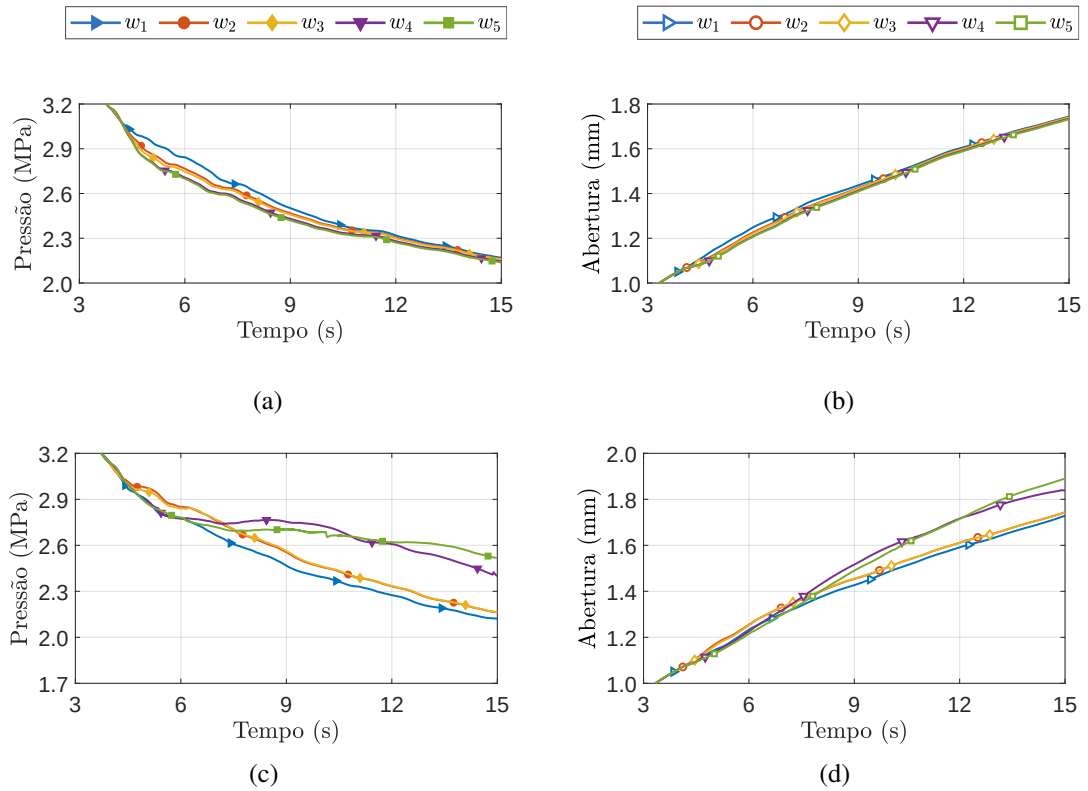


Figura 5.22: Gráficos de pressão e abertura da FH para NF com (a)-(b) λ_1 e β_2 e (c)-(d) λ_2 e β_4 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

Comparando esses resultados com os casos isotrópicos, observa-se uma tendência comum da propagação da FH ser preferencialmente perpendicular à menor tensão *in situ* (no caso, perpendicular à σ_y), apresentando trajetórias mais retilíneas. Como exemplo, para β_4 e λ_2 , os efeitos obtidos quando isotrópico (Fig.5.9) indicam propagações da FH mais tortuosas e sem um caminho bem definido, em que é obtido um cruzamento com deslocamento (w_3) e detida pela FN (w_4 e w_5). Sob influência de tensões ortotrópicas, a FH deixa de ser detida e passa a apresentar cruzamento direto (w_3) e cruzamentos com deslocamento (w_4 e w_5). Analogamente, esse comportamento pode ser observado para β_6 . Além disso, vale ressaltar a presença do efeito *stress-shadow* para a FN com ângulo de aproximação β_4 e aberturas w_4 e w_5 (Fig. 5.23(b)).

Dessa maneira, a mudança para o estado ortotrópico de tensões resultou em trajetórias da FH mais retilíneas em relação ao caso isotrópico. As curvas de pressão, abertura da FH e os campos de tensão refletem essa mudança, evidenciando que o estado de tensões tem um impacto mais significativo na trajetória da FH do que os parâmetros β_j e w_k que, embora ainda impactem o avanço da FH, desempenham uma menor influência.

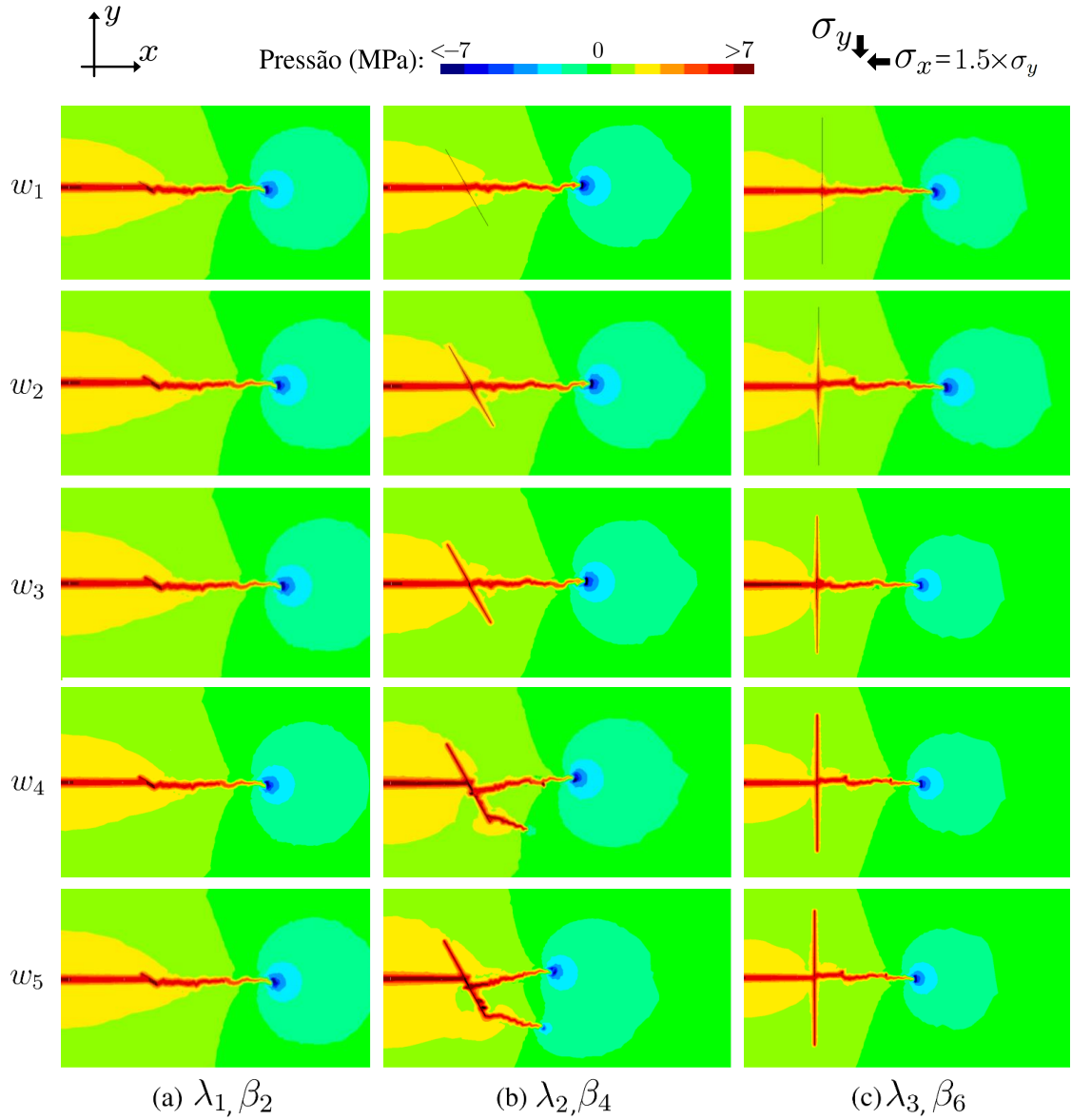


Figura 5.23: Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 15$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e β_2 , (b) λ_2 e β_4 e (c) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

5.2.2.1 COMPRIMENTO DA FH

Avaliando o comprimento da FH, as curvas considerando as FNs com ângulos $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$ são apresentadas nas Fig.5.24, Fig.5.25 e Fig.5.26, respectivamente.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$

Para a FN com ângulo de inclinação $\beta_2 = 30^\circ$, as curvas de comprimento da FH são apresentadas na Fig. 5.24. Analogamente aos efeitos observados no caso isotrópico de tensões, os resultados demonstram, para a FN de comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m (Fig. 5.24(a)), pouca influência dos valores de abertura w_k da FN, obtendo curvas sobrepostas. Avaliando o comportamento para FN de comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m e $\lambda_3 = 4.5$ m (Fig. 5.24(b) e Fig. 5.24(c), respectivamente), o aumento dos valores de w_k demonstram maior impacto devido à maior facilidade de preenchimento da FN e consequente maior comprimento da FH no momento de encontro com a FN. Contudo, em comparação com os casos equivalentes no estado isotrópico de tensões, é possível observar, especialmente para as curvas referentes às menores aberturas da FN (w_1 , w_2 e w_3), a tendência da FH cruzar diretamente a FN devido à propagação seguir perpendicularmente à menor tensão in situ, gerando curvas com comportamentos mais uniformes e semelhantes. Para w_4 e w_5 , as respectivas curvas representavam o efeito de preenchimento da FN sendo a FH detida no estado isotrópico, comportamento que é mesclado com ramificações da FH no caso ortotrópico de tensões.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_4 = 60^\circ$

A Figura 5.25 apresenta, considerando a FN com ângulo de inclinação $\beta_4 = 60^\circ$, as curvas de comprimento da FH no tempo. Para FN de comprimento λ_1 (Fig. 5.25(a)), novamente são obtidas curvas sobrepostas, comportamento intensificado em comparação com o caso equivalente no estado isotrópico de tensões (veja Fig. 5.19(a)). Para a FN de comprimento λ_2 e λ_3 (Fig. 5.25(b) e Fig. 5.25(c), respectivamente), são obtidos comportamentos semelhantes que refletem as ramificações vistas para as FNs de abertura w_4 e w_5 , dificultando maiores extensões em relação à outros valores de w_k . Em comparação com o caso isotrópico de tensões, note que as curvas refletem o preenchimento menos intenso da FN, comportamento que evidencia a

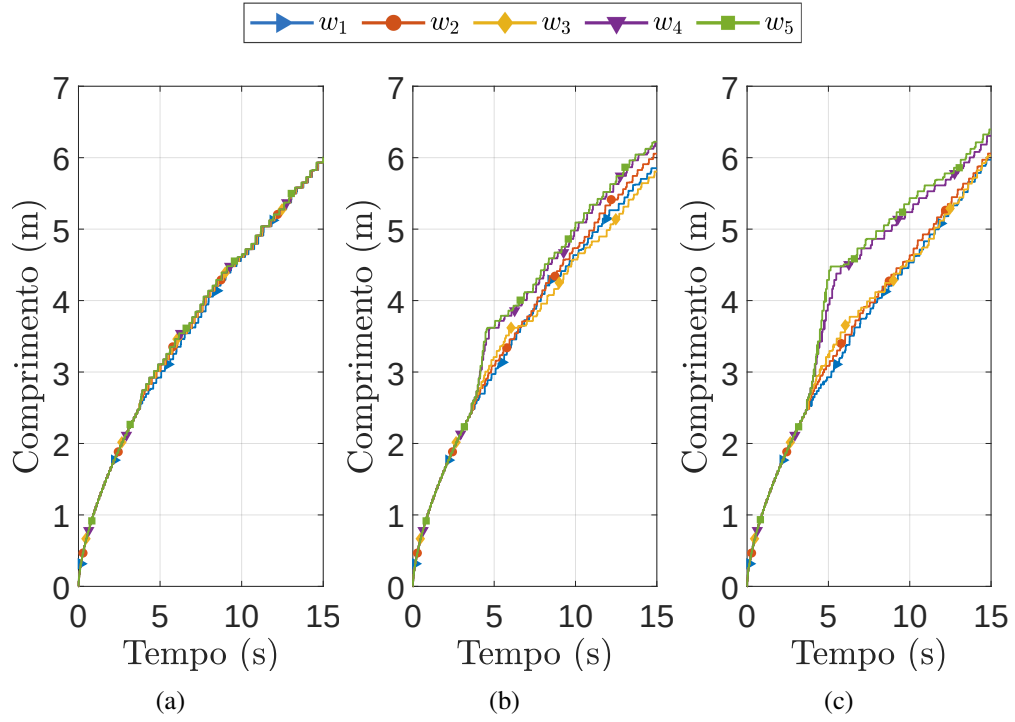


Figura 5.24: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

facilidade da FH em cruzar diretamente a FN, dificultando o rápido avanço horizontal da FH no momento de encontro com a FN.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_6 = 90^\circ$

Avaliando as curvas da FN com ângulo de inclinação $\beta_6 = 90^\circ$, a Fig. 5.26 apresenta as curvas de comprimento da FH. Para a FN com λ_1 (Fig. 5.26(a)), a curva de w_3 indica a menor extensão devido ao desenvolvimento de ramificações após interação entre fraturas. Os comportamentos obtidos para λ_2 e λ_3 são curvas sobrepostas que evidenciam a tendência da FH cruzar diretamente a FN no estado ortotrópico de tensões, ao passo que no caso isotrópico a FH é detida pela FN (de abertura w_4 e w_5) e tem seu avanço horizontal dificultado (veja Fig. 5.17).

Discutidos os comportamentos das curvas de comprimento da FH para ambos os estados de tensão avaliados, é possível observar os reflexos dos cenários de interação entre FH e FN, assim como a tendência da propagação seguir perpendicularmente à menor tensão *in situ*. Nesse aspecto, note que os cruzamentos diretos da FN geram curvas mais uniformes no tempo quando comparadas com as curvas que refletem a FN detendo a FH. Para este último efeito, observe que, no caso isotrópico de tensões, a FN é preenchida mais facilmente e a FH avança em direção

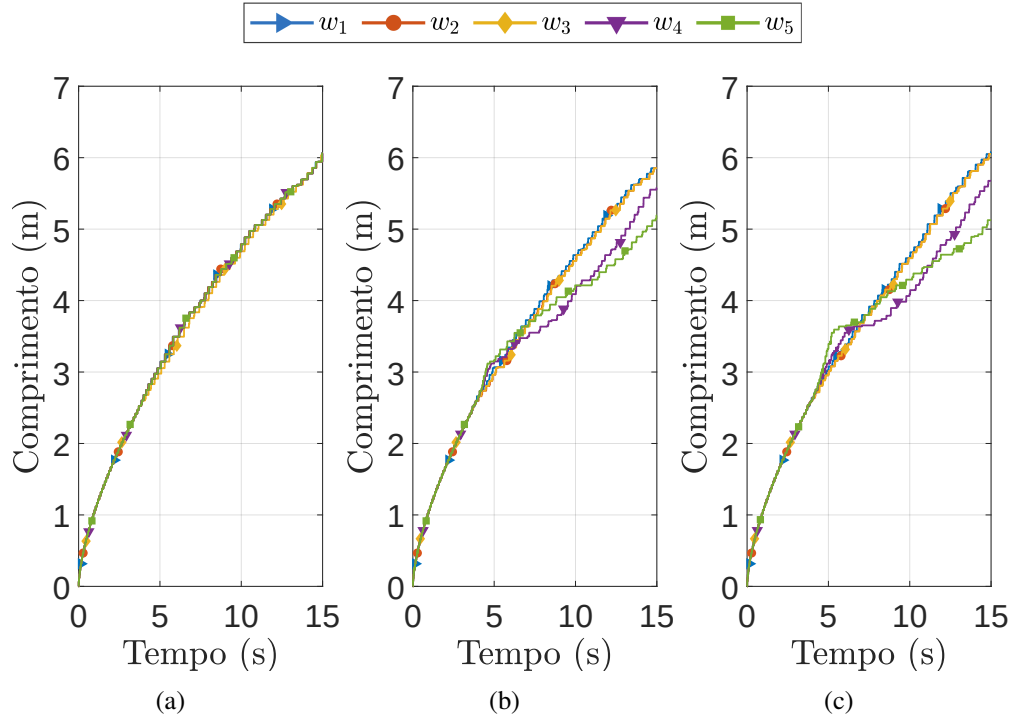


Figura 5.25: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

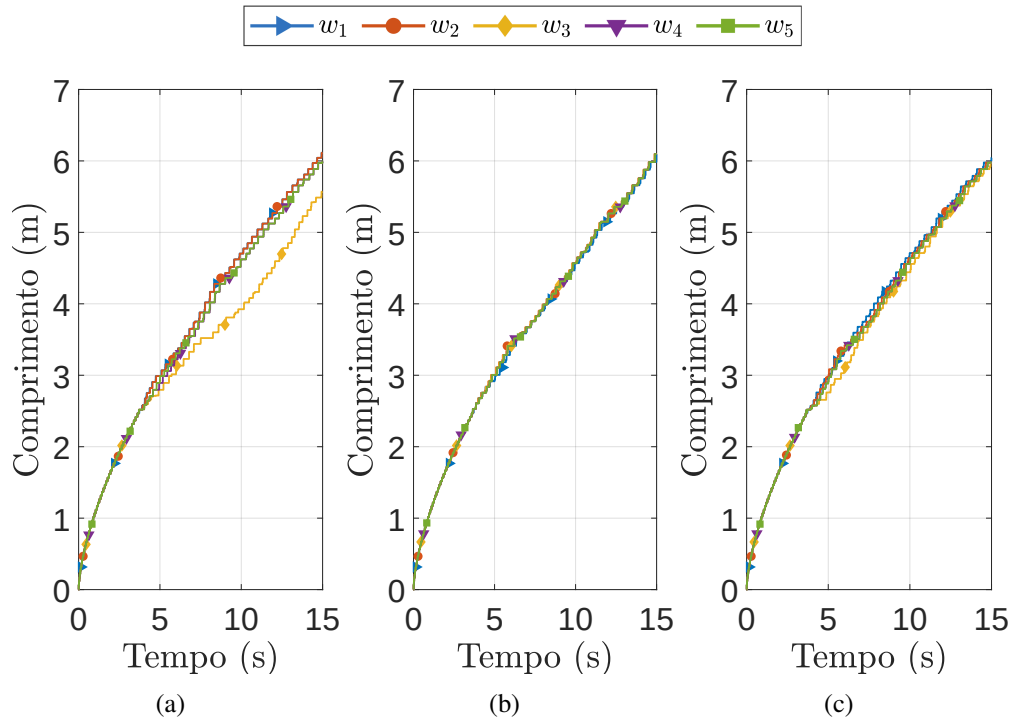


Figura 5.26: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

ao meio poroso mais rapidamente, comportamento com intensidade reduzida no estado ortotrópico de tensões devido à maior recorrência de cruzamentos diretos da FN. No que se refere ao

comprimento atingido, é possível observar valores de aproximadamente 6.0 metros para casos de maior extensão e 5.0 metros para a menor extensão da FH, este último relativamente maior em relação ao obtido no caso isotrópico de tensões.

5.3 REGIME *leak-off-viscosity*

No regime *leak-off-viscosity*, a tendência é de um maior escoamento do fluido para o meio poroso devido à maior permeabilidade da rocha, comportamento que ocorre através das paredes da fratura, que na prática representa situações onde o meio poroso apresenta alta permeabilidade e/ou fluidos com baixa viscosidade (BUNGER; DETOURNAY; GARAGASH, 2005). A permeabilidade intrínseca adotada é de $k_x = k_y = 5.0 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ (5 D) e viscosidade dinâmica de $\mu = 1.0 \times 10^{-7} \text{ MPa s}$. O estado de tensão *in situ* isotrópico de compressão é $\sigma_y = \sigma_x = 7.2 \text{ MPa}$ e ortotrópico de $\sigma_y = 7.2 \text{ MPa}$ e $\sigma_x = 1.5 \times \sigma_y = 10.8 \text{ MPa}$, conforme apresentado pelos autores Carrier e Granet (2012). O tempo total das simulações é de $t = 640 \text{ s}$. Para a FN, são consideradas as aberturas e comprimentos apresentados na Tabela 5.4 e Tabela 5.2, respectivamente, com os ângulos de aproximação entre fraturas de $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$. As demais características da rocha seguem conforme Tabela 5.1.

5.3.1 CASO 1: ESTADO DE TENSÃO ISOTRÓPICO

A Fig. 5.27 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH no caso isotrópico, considerando FN com ângulos β_2 , β_4 e β_6 para os comprimentos λ_1 , λ_2 e λ_3 , respectivamente. As curvas mostram comportamentos semelhantes, independentemente dos valores de β_j e w_k , além de não representarem o momento de encontro entre FH e FN como observado no regime *storage-viscosity*. Outro efeito obtido é a inversão da relação vista entre o alívio das pressões ser proporcional à abertura w_k da FN. Como exemplo, a curva respectiva a FN com w_5 e λ_3 apresenta a maior pressão no tempo, apesar de ser a maior abertura da FN. Esse comportamento sugere que o vazamento de fluido preenchendo previamente a FN reduz o alívio de pressão observado no *storage-viscosity*. Comparando os resultados para λ_1 e λ_2 , observa-se que a redução do comprimento da FN diminui sua influência dos parâmetros w_k e β_j . Analogamente, o aumento para

λ_3 intensifica esses efeitos, especialmente para β_6 . As curvas de abertura da FH, entretanto, continuam a mostrar uma relação proporcional às aberturas das FNs (w_k).

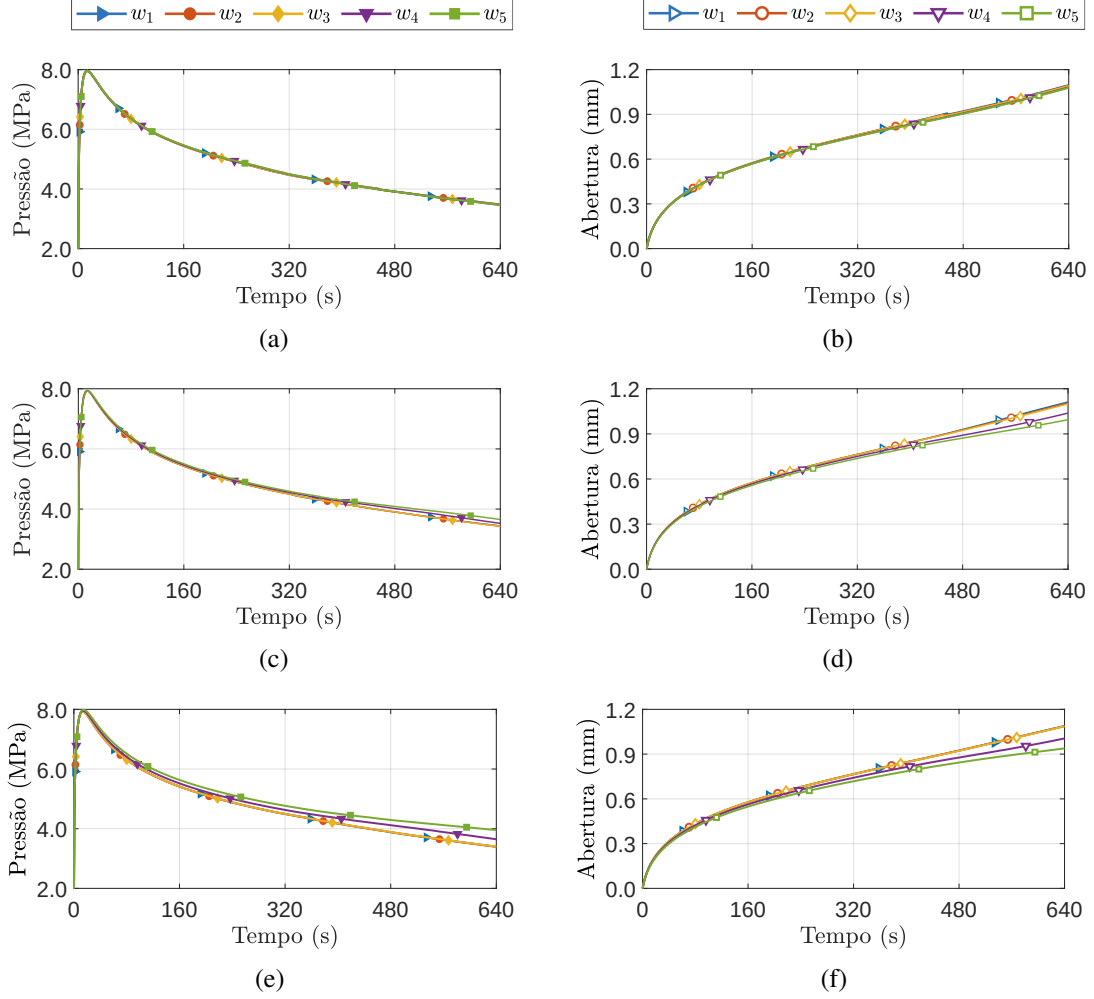


Figura 5.27: Gráficos de pressão e abertura da FH para NF com (a)-(b) λ_1 e β_2 , (c)-(d) λ_2 e β_4 e (e)-(f) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

A Fig. 5.28 apresenta os campos de pressão durante a propagação da FH, evidenciando regiões de pressão bem definidas que acompanham o avanço do fluido no meio poroso e, consequentemente, o avanço da FH. Essas demarcações destacam o efeito de vazamento de fluido e consequente uma maior distribuição de tensões, comportamento mais evidente em comparação ao padrão observado no regime *storage-viscosity*.

As variações de w_k impactam os campos de pressão, que se tornam mais homogêneos ao longo do comprimento da FN à medida que w_k aumenta. O ângulo de aproximação β_j também influencia esse padrão: maiores β_j resultam em campos de pressão mais simétricos em relação à horizontal coincidente com o comprimento inicial λ_{FH} da FH, enquanto menores β_j , associados

a maiores w_k , geram campos assimétricos. Isso reforça o efeito de preenchimento da FN e as alterações em seu campo de pressão, como ilustrado na Fig. 5.29.

Além disso, comparando os efeitos de interação entre fraturas com os resultados do regime *storage-viscosity*, observa-se a manutenção da tendência de transição entre a propagação da FH ser detida pela FN, ocorrer com cruzamentos com deslocamentos e, finalmente, cruzamentos diretos. Contudo, há uma maior ocorrência de cruzamentos com deslocamento neste regime, o que reflete o comportamento de vazamento do fluido. Ao vazar mais facilmente para o meio poroso, o fluido altera previamente as tensões na FN, facilitando a propagação da FH em direção ao meio poroso.

Para β_2 e λ_2 , não foi possível determinar o efeito da FN na propagação da FH no tempo $t = 640$ s. Dessa forma, a Fig. 5.30 considera um novo tempo de $t = 840$ s para β_2 , mostrando que a FH foi detida pela FN, exceto no caso com abertura w_4 , que apresenta cruzamento com deslocamento. Os resultados para as demais simulações são apresentação na Seção 5.4.2.

De forma geral, os resultados no regime *leak-off-viscosity* indicam que as curvas de pressão e abertura da FH não refletem grandes impactos devido ao momento de encontro com a FN, bem como na ocorrência de ramificações, fenômenos evidentes no regime *storage-viscosity*. Contudo, é possível observar leves efeitos devido às variações nos valores de abertura w_k da FN, intensificado pelo aumento de λ_i , especialmente nas curvas de abertura da FH e nos campos de pressão. Quanto aos cenários de interação entre FH e FN, mantém-se a transição observada no regime anterior, mas com maior frequência de cruzamentos com deslocamentos e cruzamentos diretos.

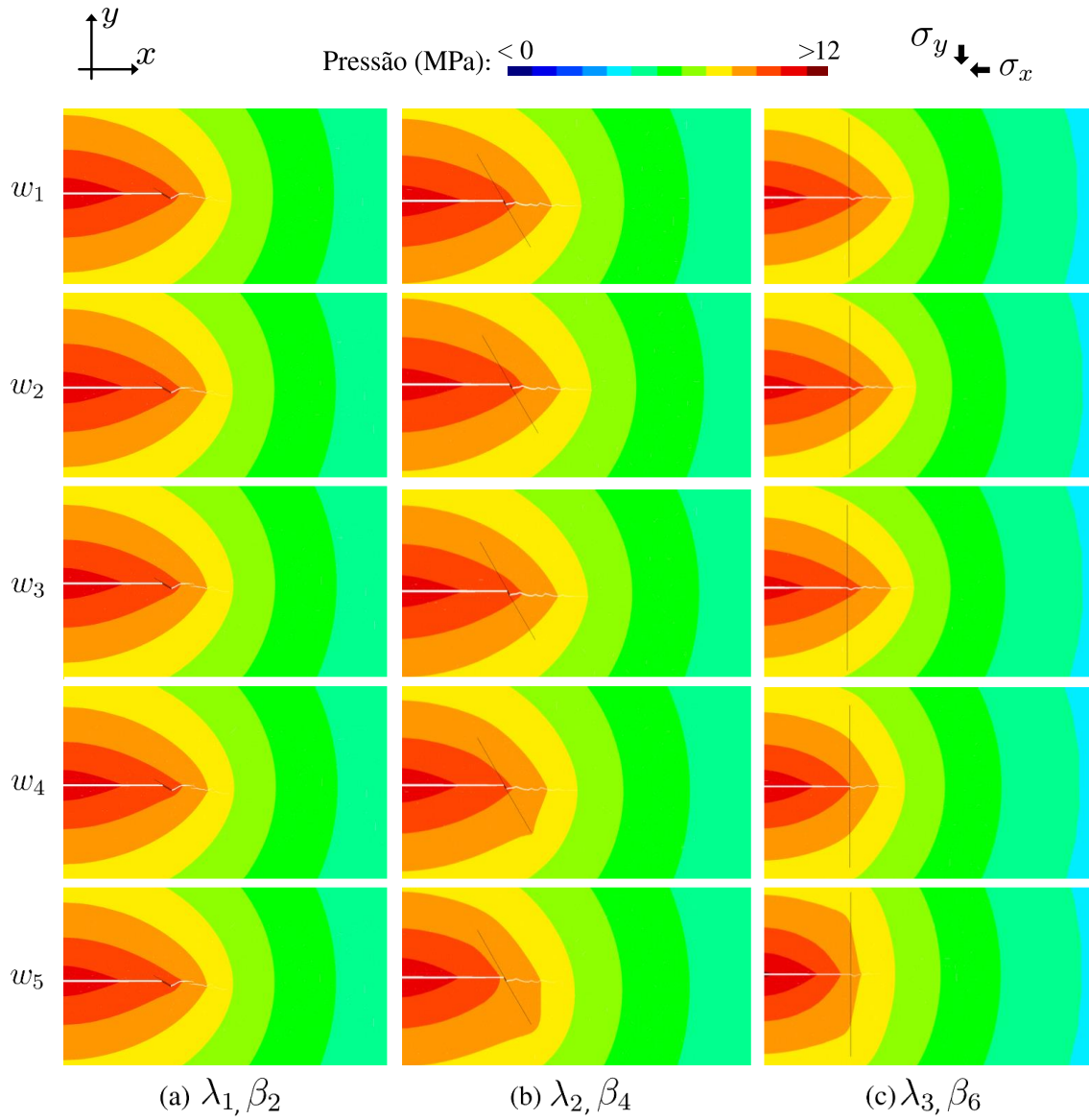


Figura 5.28: Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 640$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e $\beta_2 = 30^\circ$, (b) λ_2 e $\beta_4 = 60^\circ$ e (c) λ_3 e $\beta_6 = 90^\circ$ e w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

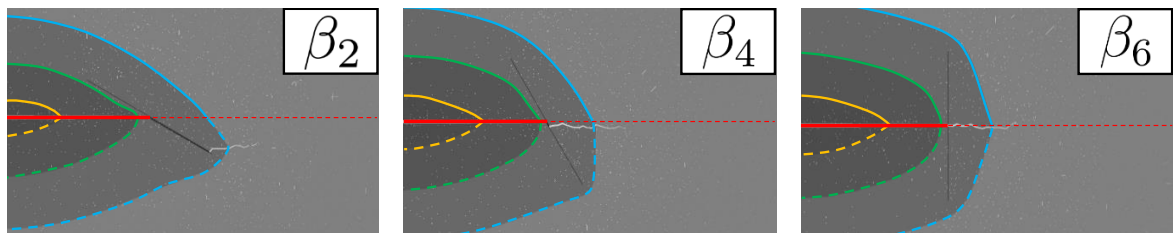


Figura 5.29: Representação da simetria do campo de pressão tomando como referência o início da FH para o regime *leak-off-viscosity* e FN com $\lambda_2 = 2.5$ m, abertura w_5 , $\sigma_y = \sigma_x$ e $t = 640$ s.

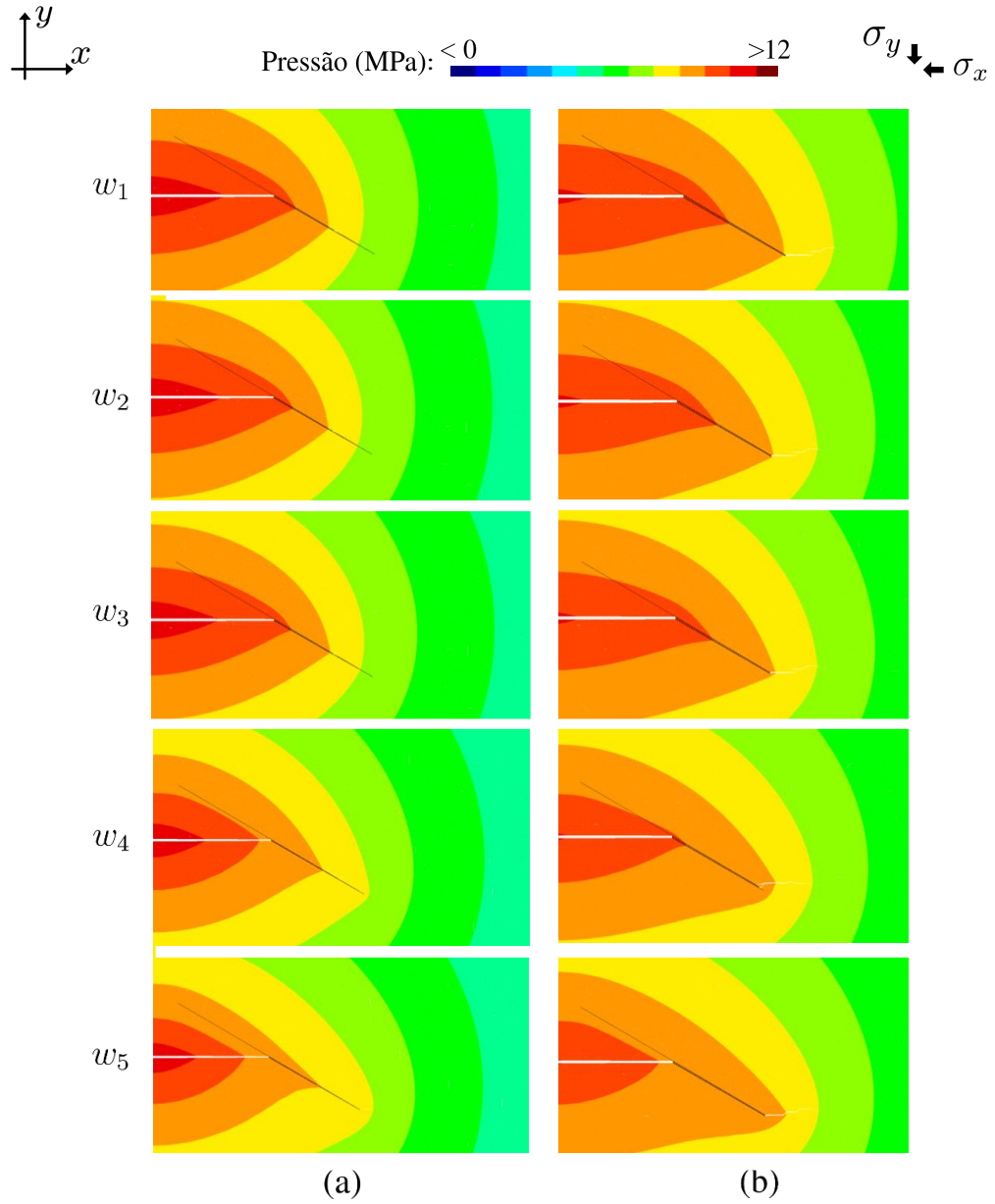


Figura 5.30: Campos de pressão considerando FN com comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m, $\beta_2 = 30^\circ$ e aberturas w_k para os tempos (a) $t = 640$ s e (b) $t = 840$ s. Deformações ampliadas em 50x.

5.3.1.1 COMPRIMENTO DA FH

Analogamente as análises realizadas para o *storage-viscosity*, a Fig.5.31, Fig.5.32 e Fig.5.33 apresentam as respectivas curvas de comprimento da FH para os ângulos de inclinação $\beta_2 = 30^\circ$, $\beta_4 = 60^\circ$ e $\beta_6 = 90^\circ$ da FN.

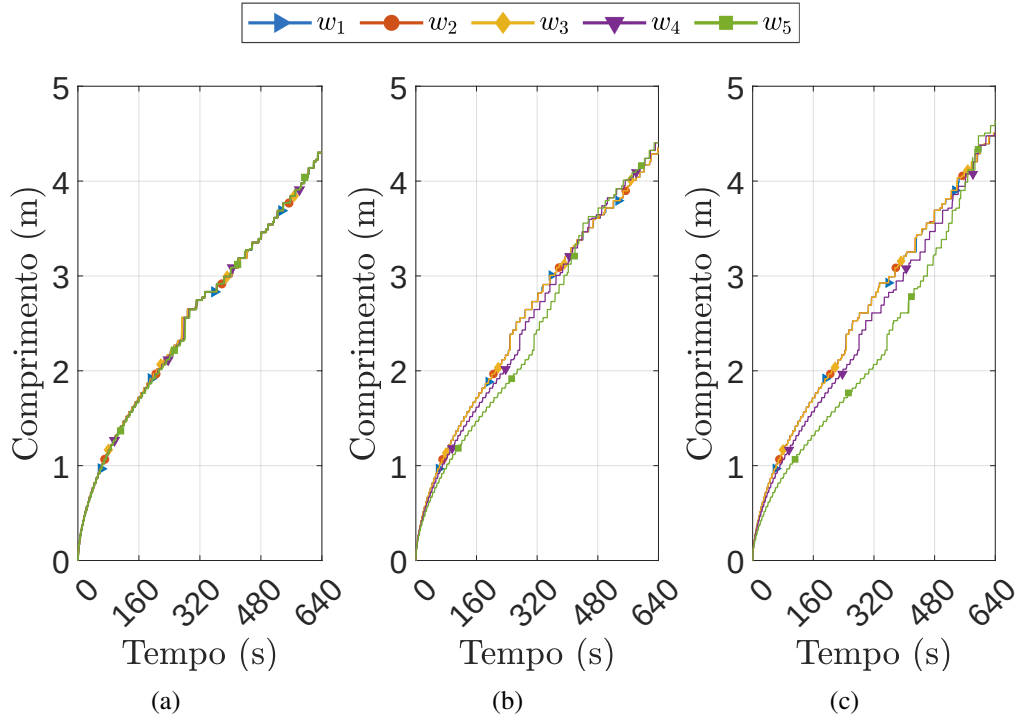


Figura 5.31: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$

As curvas de comprimento da FH para $\beta_2 = 30^\circ$ são apresentadas na Fig. 5.31. Para a FN com comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m, a Fig. 5.31(a) mostra curvas com comportamentos semelhantes entre os diferentes valores de abertura w_k da FN, ao passo que as curvas para a FN com λ_2 e λ_3 (Fig.5.31(b) e Fig.5.31(c), respectivamente) mostram que, desde o início da simulação, a extensão da FH é previamente impactada pela FN, comportamento não visto no regime *storage-viscosity*. Esse efeito reforça a característica de maior vazamento de fluido (*leak-off*) para o meio poroso, preenchendo previamente a FN e, conseqüentemente, dificultando seu escoamento na mesma e a obtenção de maiores extensões da FH em função do gradual aumento dos valores de w_k .

Avaliando o comprimento atingido pela FH, é possível observar que a FH tende a uma extensão de 4.5 m conforme aumento de λ_i e para um tempo de $t = 640$ s, indicando um avanço mais lento em relação aos resultados obtidos no *storage-viscosity*, com médias de 4.0 m e 6.0 m para $t = 15$ s.

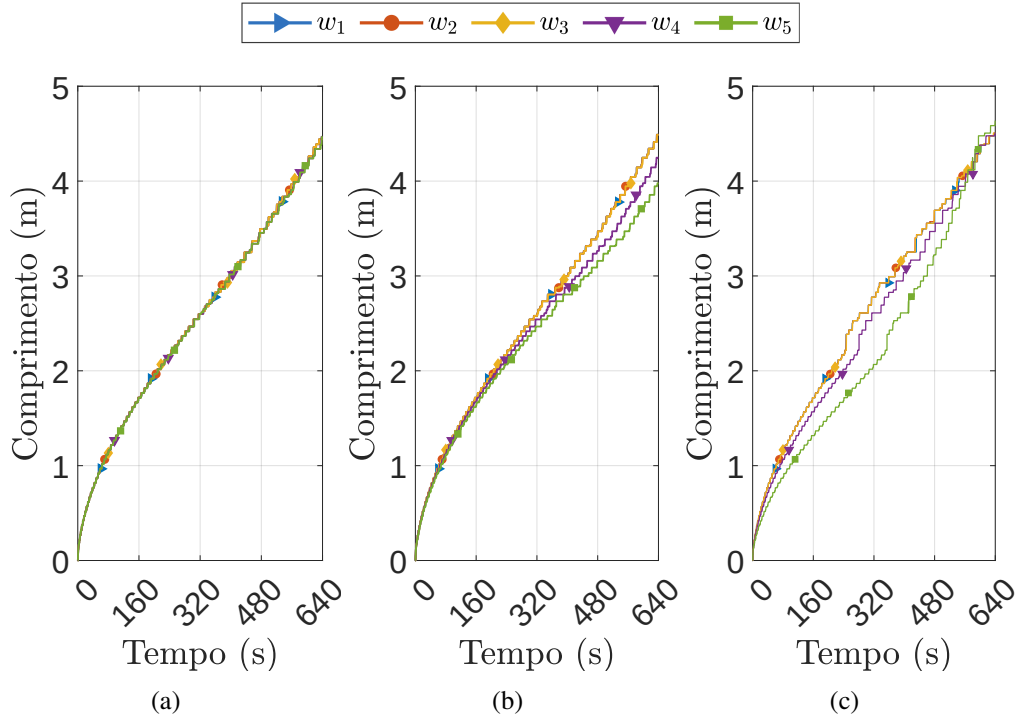


Figura 5.32: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_4 = 60^\circ$

As curvas do comprimento da FH para $\beta_4 = 60^\circ$ são apresentados na Fig. 5.32. Analogamente aos comportamentos anteriores, é possível observar a influência do gradual aumento do comprimento λ_i , abertura w_k da FN e a presença do efeito de *leak-off*.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_6 = 90^\circ$

Para o comprimento da FH considerando o ângulo de inclinação $\beta_6 = 90^\circ$ da FN, a Fig. 5.33 mostra os comportamentos análogos aos anteriores. Nesse novo conjunto, vale ressaltar a intensificação dos efeitos da abertura w_k e especialmente do comprimento λ_i da FN, responsáveis por dificultarem maiores extensões da FH.

Avaliando o conjunto das respostas obtidas de comprimento da FH para β_2 , β_4 e β_6 , é possível observar uma extensão média próxima à 4.0 m e 4.5 m para um tempo de $t = 640$ s, padrão também diferente do apresentado no *storage-viscosity*, com extensões próximas de 6.0 m para $t = 15$ s.

Tratando especificamente dos valores de abertura da FN entre os regimes, é apresentado

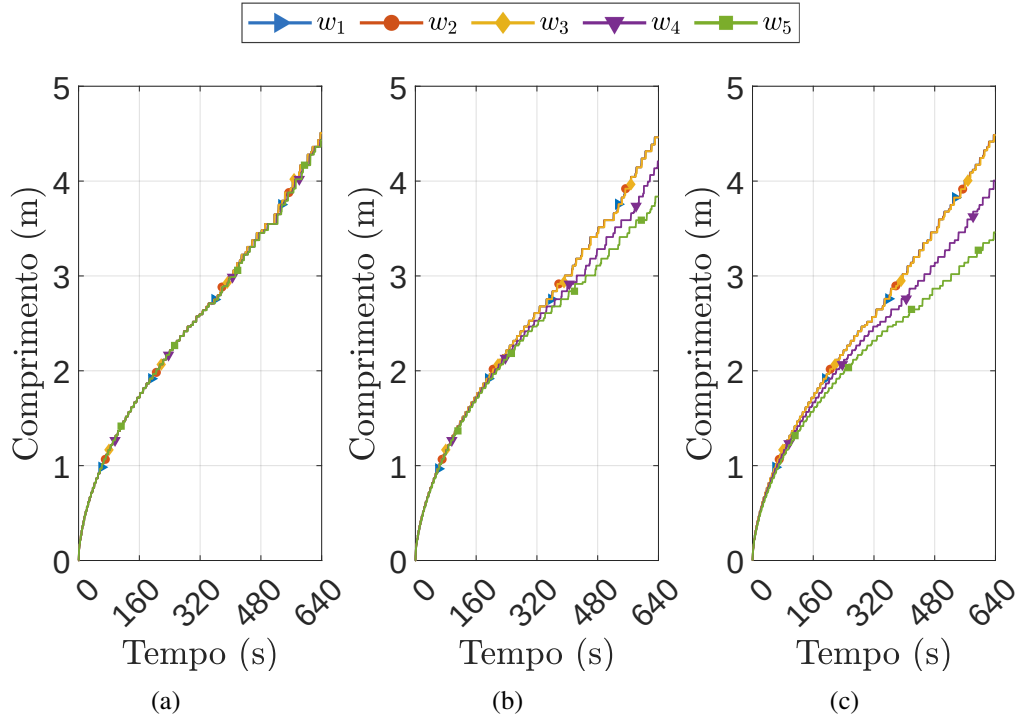


Figura 5.33: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

no *storage-viscosity* que o aumento no valor de w_k contribui na obtenção de um maior comprimento da FH no momento de encontro com a FN (efeito observado especialmente quando combinado com baixos valores de β_j no caso isotrópico de tensões *in situ*). Contudo, note que essa tendência se inverte quando considerado o *leak-off-viscosity*, com as respectivas curvas de comprimento da FH apresentando as menores extensões para as maiores aberturas w_k da FN (comportamento intensificado com o aumento de λ_i), evidenciando o efeito de *leak-off*.

5.3.2 CASO 2: ESTADO DE TENSÃO ORTOTRÓPICO

Verificando o efeito do estado ortotrópico de tensões, a Fig.5.34 apresenta as curvas de pressão e abertura da FH com FN de comprimento λ_2 e λ_3 , para os ângulos β_4 e β_6 , respectivamente. Avaliando os resultados, é possível observar poucas modificações quando comparadas as curvas entre o caso ortotrópico e isotrópico de tensões *in situ*, comportamento que também pode ser visto entre os campos de pressão ortotrópicos na Fig.5.35.

Os cenários de interações entre fraturas observados na Fig. 5.35 evidenciam a influência das tensões ortotrópicas. Assim como no *storage-viscosity*, houve um aumento de casos de

cruzamento direto em substituição de cruzamentos com deslocamento e da propagação da FH detida pela FN, reflexo da tendência da propagação da FH seguir perpendicularmente à menor tensão *in situ* aplicada ao domínio. Os demais cenários obtidos são apresentados na Seção 5.4.2.

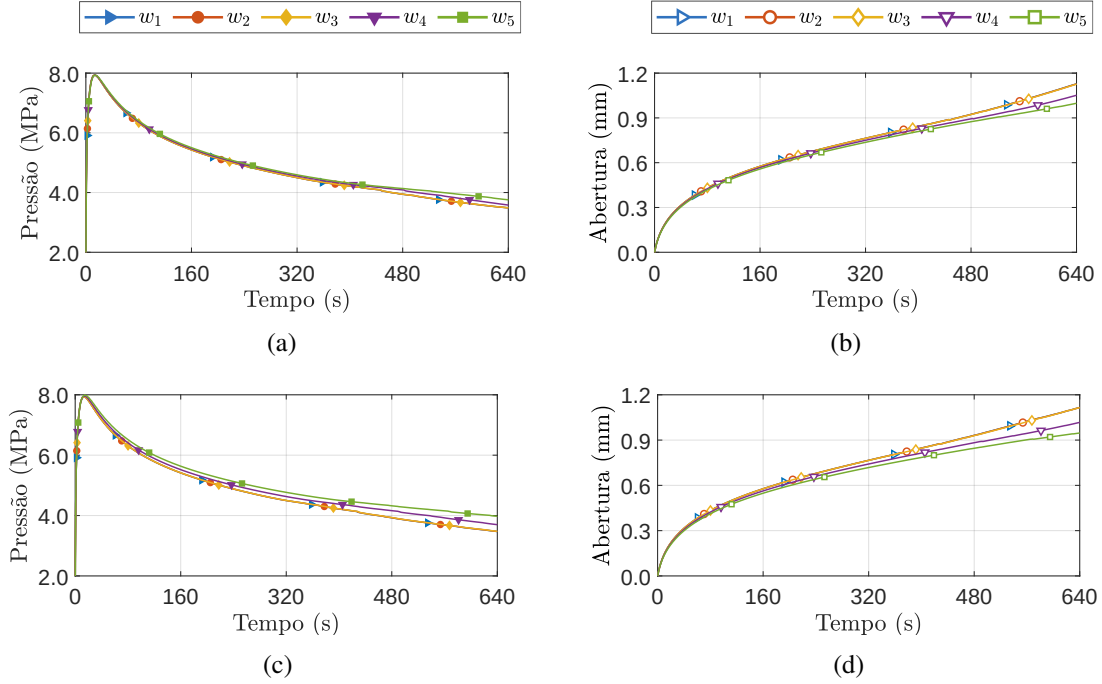


Figura 5.34: Gráficos de pressão e abertura da FH para (a)-(b) λ_2 e β_4 e (c)-(d) λ_3 e β_6 , todas de abertura w_k (com k conforme Tabela 5.4).

Dessa maneira, a mudança do estado de tensões isotrópico para ortotrópico no *leak-off-viscosity*, apesar de não provocar grandes impactos nas respectivas curvas, demonstrou ser capaz de influenciar os efeitos de interação entre a FH e FN. Nesse aspecto, é mantida a transição vista no *storage-viscosity* entre a propagação ser (i) detida pela FN, (ii) apresentar cruzamento com deslocamento e (iii) cruzamento direto. Contudo, note que quando sob influência do caso ortotrópico de tensões, a propagação da FH tende a seguir perpendicularmente à menor tensão *in situ*, aumento significativo dos casos de cruzamento direto da FN. Ademais, avaliando os campos de pressão, são evidentes grandes diferenças entre os regimes, ao passo que o efeito do *leak-off*, mais intenso para esse regime, provoca uma maior dispersão do fluido e, consequentemente, das pressões, que também impactam os comportamentos de interação entre fraturas.

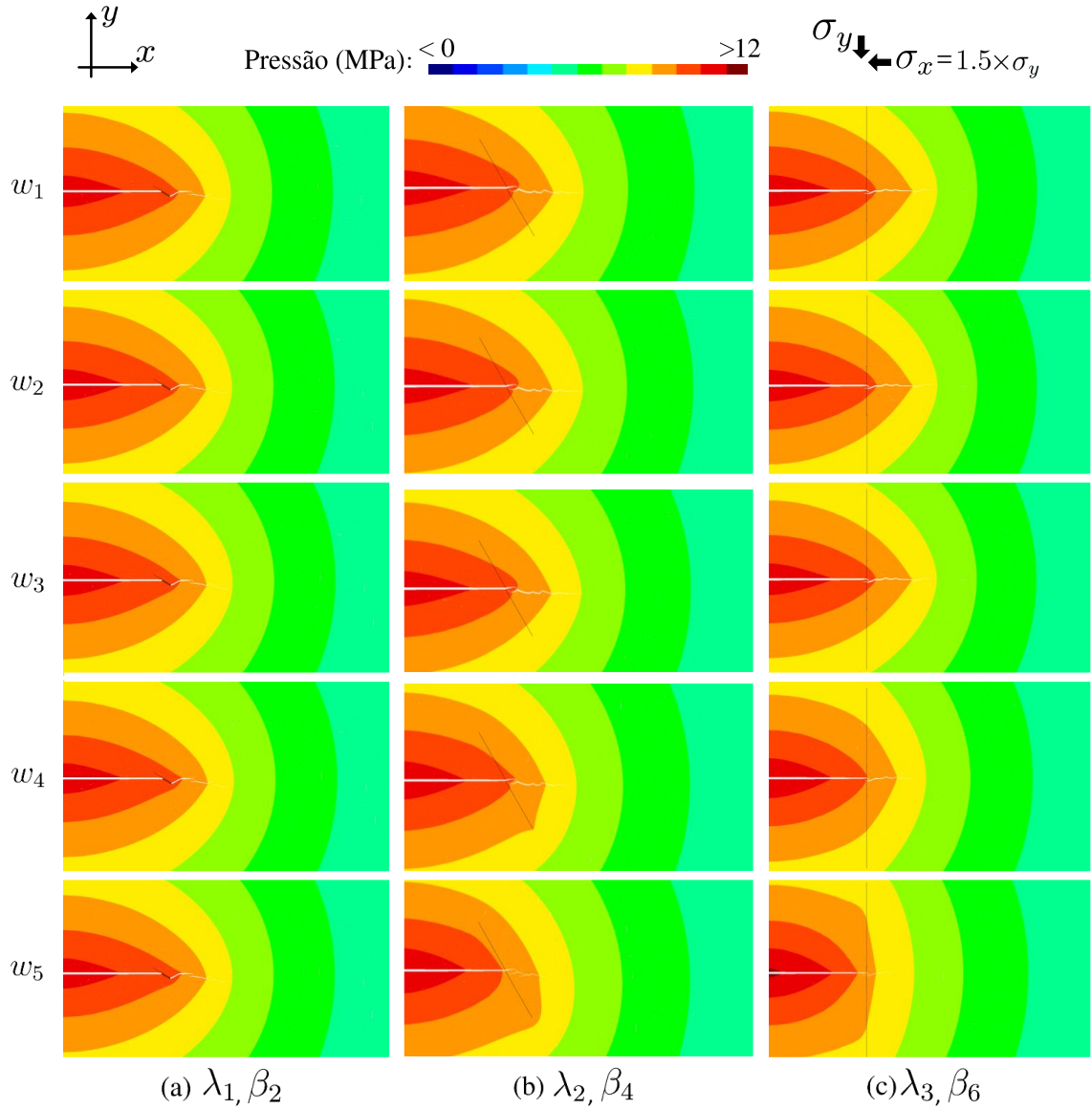


Figura 5.35: Campos de pressão com representação da interação da FH com FN para $t = 640$ s. Considerando a FN, tem-se: (a) λ_1 e β_2 , (b) λ_2 e β_4 , (c) λ_3 e β_6 e w_k (com k conforme Tabela 5.4). Deformações ampliadas em 50x.

5.3.2.1 COMPRIMENTO DA FH

Analogamente à análise realizada para o estado isotrópico de seções, a Fig.5.36, Fig.5.37 e Fig.5.39 apresentam as respectivas curvas de comprimento da FH para β_2 , β_4 e β_6 da FN.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_2 = 30^\circ$

As curvas de comprimento da FH para a FN com $\beta_2 = 30^\circ$ são apresentadas na Fig.5.36. Em comparação com as análises realizadas no estado isotrópico de tensões, é possível observar,

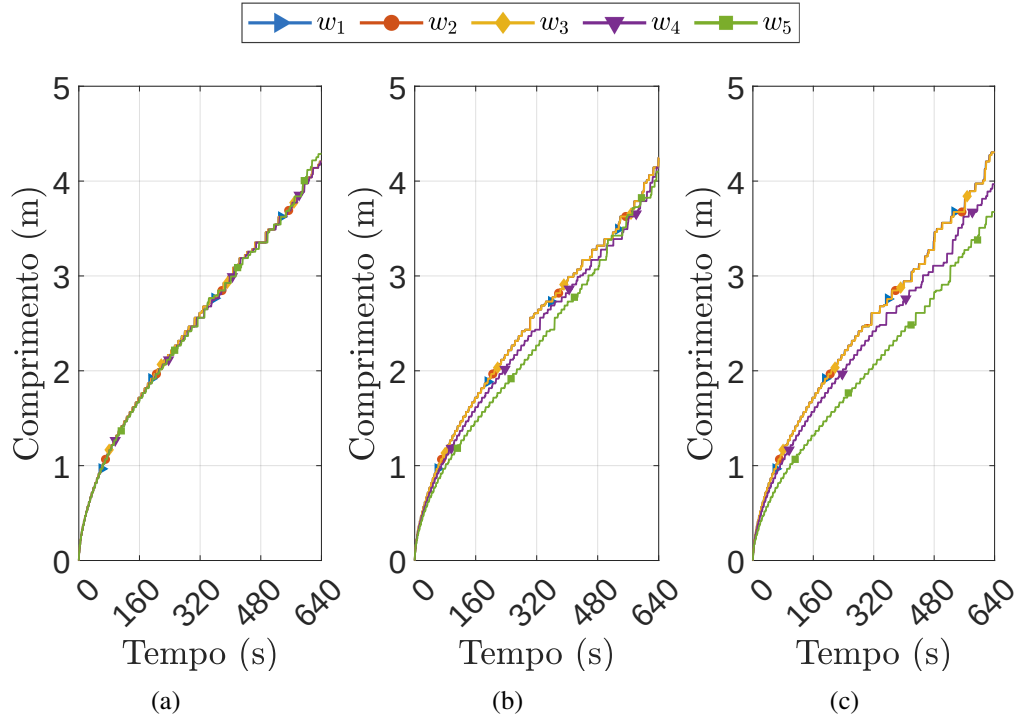


Figura 5.36: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_2 = 30^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

para a FN com λ_1 (Fig.5.36(a)), curvas semelhantes que evidenciam a baixa influência das aberturas w_k da FN; para λ_2 e λ_3 (Fig.5.36(b) e Fig.5.36(c), respectivamente) as aberturas w_k demonstram maior influência, comportamento também análogo ao obtido no caso isotrópico de tensões correspondente, com gradual redução na extensão da FH proporcionalmente ao aumento de w_k .

Avaliando o reflexo dos cenários de interação entre FH e FN e o impacto do estado ortotrópico de tensões, é possível observar, em relação às respostas obtidas no estado isotrópico (Fig. 5.31), curvas mais uniformes no tempo e levemente mais próximas entre si, evidenciando os efeitos de cruzamento direto da FN. O comprimento atingido pela FH continua próximo a 4.0 m para a FN com λ_1 e λ_2 , ao passo que para λ_3 é visto uma redução nessa extensão em relação ao caso isotrópico (Fig. 5.31(c)), com as curvas correspondentes à FN com w_4 e w_5 atingindo pouco menos que 4.0 m.

- ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_4 = 60^\circ$

A Figura 5.37 apresenta as curvas de comprimento da FH para FN com $\beta_4 = 60^\circ$. Os comportamentos obtidos são análogos aos discutidos anteriormente, porém, observe que na

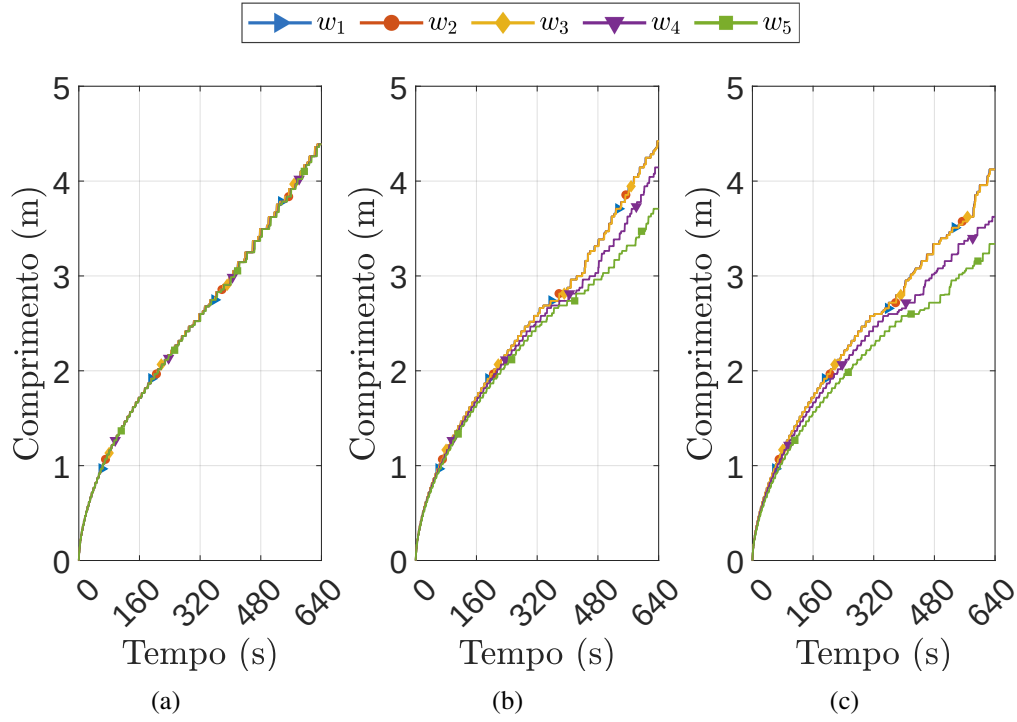


Figura 5.37: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_4 = 60^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

curva para a FN com λ_3 , próximo à $t = 400$ s, foram obtidos pequenos patamares. Verificando os respectivos campos de pressão, é possível observar, para $t = 400$ s, o encontro entre FH e FN. A Fig.5.38 associa o campo de pressão da FN com λ_3 e w_5 e destaca tal momento.

• ÂNGULO DE APROXIMAÇÃO $\beta_6 = 90^\circ$

As curvas de comprimento da FH para o ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$ são apresentadas na Fig. 5.39. Avaliando os impactos dos comprimentos λ_1 , λ_2 e λ_3 (Fig. 5.39(a), Fig. 5.39(b) e Fig. 5.39(c), respectivamente) é possível observar comportamentos análogos aos anteriores, sem grandes variações. Contudo, o aumento do ângulo de aproximação β_j entre as fraturas possibilita visualizar o momento de encontro entre a FH e FN de forma ainda mais evidente em comparação com β_4 , representado pelos patamares nas curvas próximo à $t = 400$ s.

Avaliando os comprimentos atingidos pela FH no estado ortotrópico de tensões *in situ*, é possível observar que as curvas apresentam comportamentos mais próximos entre os diferentes valores de w_k em comparação com os caso isotrópico de tensões até o momento da FH atingir a FN. Observe que o encontro entre fraturas é mais evidente no caso ortotrópico, evidenciando a tendência do fluido em seguir perpendicularmente à menor tensão de compressão, reduzindo

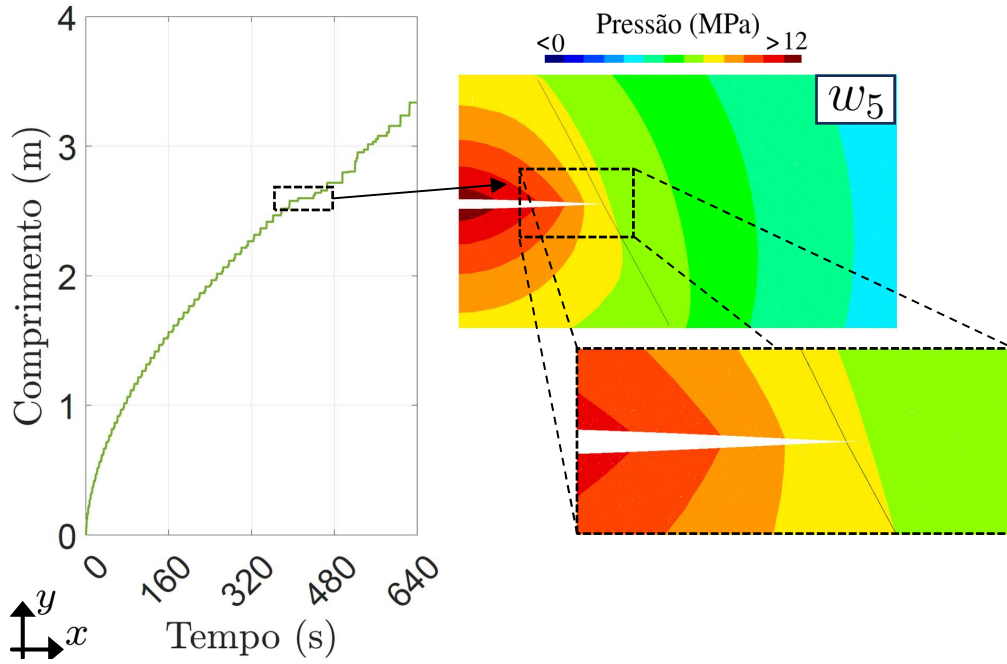


Figura 5.38: Momento de encontro entre as fraturas para FN no *leak-off-viscosity* (λ_3 , β_4 , w_5 , σ_y , $\sigma_x = 1.5 \times \sigma_y$, $t = 400$ s). Deformações ampliadas em 200x.

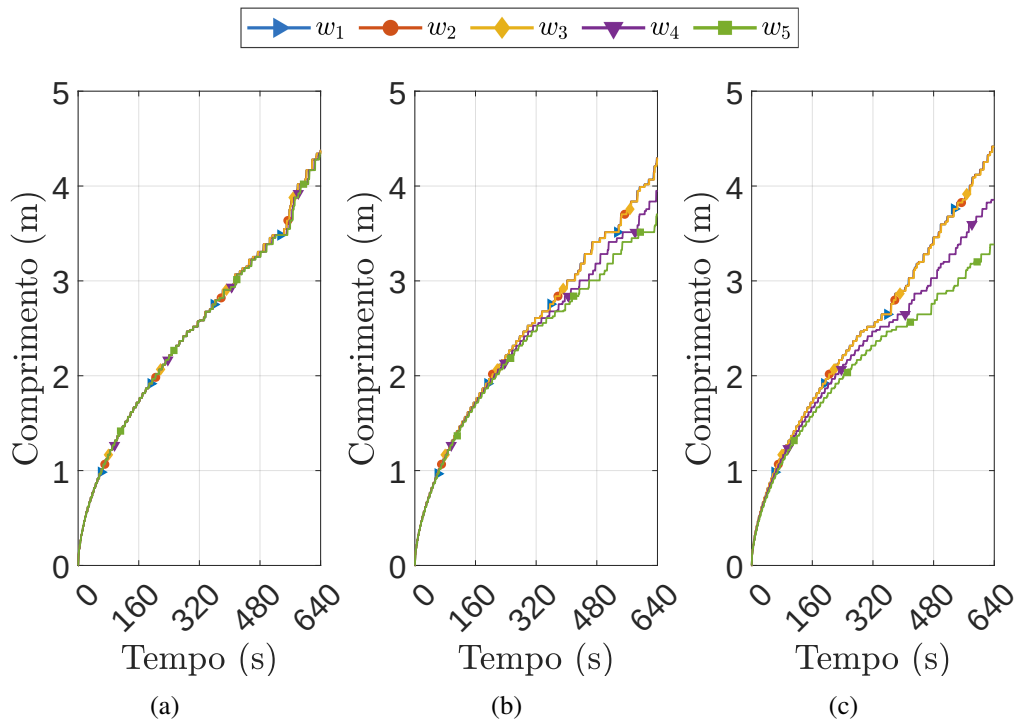


Figura 5.39: Gráficos de comprimento da FH no tempo. Para FN, tem-se: ângulo de aproximação $\beta_6 = 90^\circ$, aberturas w_k e comprimento (a) $\lambda_1 = 0.5$ m, (b) $\lambda_2 = 2.5$ m e (c) $\lambda_3 = 4.5$ m.

levemente a facilidade de vazamento do fluido.

Em relação aos efeitos de interação entre fraturas e o impacto no comprimento da FH, é possível observar que, mesmo no caso ortotrópico de tensões e consequente maior incidência de cruzamentos diretos, os maiores valores de w_k dificultam maiores extensões da FH, apresentando curvas com comportamentos similares ao do caso isotrópico. No *storage-viscosity*, note que o caso ortotrópico também facilitou o cruzamento direto, mas contribuindo para FHs mais extensas. Esse efeito demonstra o alto impacto do *leak-off-viscosity* analisado nesse regime.

5.4 DIAGRAMA DAS INTERAÇÕES ENTRE FH E FN

Apesar dos diferentes efeitos de interação entre a FH e FN, é possível observar padrões nos resultados, permitindo agrupar alguns cenários em função dos parâmetros analisados. Desse modo, os efeitos obtidos são apresentados considerando os ângulos de aproximação β_j em função das aberturas w_k para os três valores de comprimento λ_i da FN. Os diagramas da Fig.5.40 e Fig. 5.41 mostram esses efeitos para os regimes *storage-viscosity* e *leak-off-viscosity*, respectivamente, segundo os cenários apresentados por Weng (2015).

5.4.1 REGIME *storage-viscosity*

A seguir são apresentados os diagramas correspondentes aos cenários de interação entre a FH e FN considerando os comprimentos λ_1 , λ_2 e λ_3 da FN, para ambos os estados de tensões isotrópico e ortotrópico.

Além dos valores de abertura da FN considerados na Tabela 5.4, a construção dos diagramas pode ser aprimorada através de simulações com valores intermediários de w_k , contribuindo para uma melhor definição das regiões que representam os efeitos de interação entre FH e FN. A Tabela 5.6 apresenta os novos valores de w_k .

Tabela 5.6: Novos valores de abertura w_k da FN.

$w_k \quad (\times 10^{-4} \text{ m})$					
w_6	0.35	w_9	0.75	w_{12}	2.00
w_7	0.40	w_{10}	0.80	w_{13}	3.00
w_8	0.45	w_{11}	0.85	w_{14}	6.00

- COMPRIMENTO λ_1

A Figura 5.40(a) apresenta os diagramas das interações entre FH e FN para o comprimento $\lambda_1 = 0.5$ m da FN no estado isotrópico e ortotrópico de tensões. No estado isotrópico, a FH é predominantemente detida pela FN para os menores valores do ângulo de aproximação da FN (β_1 e β_2). Esse efeito também é observado quando são combinados os maiores valores de abertura da FN (w_4 e w_5) e demais ângulos β_j (com exceção de β_5). Contudo, avaliando as maiores inclinações β_j e pequenas aberturas w_k , é visto que a FH tende a cruzar diretamente a FN, com apenas um caso de cruzamento com deslocamento para a FN com β_3 e w_1 .

Avaliando o estado ortotrópico, o efeito predominante é o cruzamento direto da FN em detrimento da influência anterior onde a FH tendia a ser detida pela FN. Observe que os casos em que a FN detém a FH ainda são obtidos para β_1 e β_2 em comparação com o caso isotrópico, assim como os efeitos de cruzamento direto para maiores β_j . Contudo, as regiões de influência de ambos os cenários sofrem um aumento (cruzamentos diretos da FN) e redução (detidos pela FN) no estado ortotrópico de tensões.

- COMPRIMENTO λ_2

Para $\lambda_2 = 2.5$ m, a Fig.5.40(b) apresenta os diagramas das interações entre as fraturas. O impacto do aumento do comprimento da FN no caso isotrópico mostra uma melhor definição da região onde a FH é detida pela FN. Observe que para β_5 associados à w_4 e w_5 , a FH deixa de apresentar cruzamento com deslocamento para ser detida pela FN. Além disso, a região de cruzamentos com deslocamento se encontra mais ao centro do gráfico em comparação a λ_1 . Analisando os resultados ortotrópicos, é mantida a tendência de evolução observada para λ_1 , porém, com aumento na ocorrência de cruzamentos diretos da FN e uma redução significativa nos casos onde a FH é detida pela FN.

- COMPRIMENTO λ_3

Avaliando os cenários obtidos para a FN de comprimento $\lambda_3 = 4.5$ m (Fig. 5.40(c)), é possível notar comportamentos análogos aos anteriores em relação às variações de w_k e β_j . Contudo, a influência do aumento do comprimento da FN é evidenciada, onde o aumento do

comprimento da FN facilita a ocorrência de cruzamentos com deslocamento em relação à λ_1 e λ_2 , realçando o efeito do fluido preencher a FN antes de seguir em direção ao meio poroso.

Em função dos resultados obtidos, é possível observar para os três valores de comprimento λ_i da FN a transição entre (i) a propagação da FH ser detida pela FN, (ii) apresentar um cruzamento com deslocamento e (iii) cruzamento direto, assim como a influência dos estados de tensões *in situ* isotrópico e ortotrópico. Essa transição entre os efeitos destaca o impacto do ângulo de aproximação entre fraturas e abertura w_k da FN, mostrando padrões consistentes.

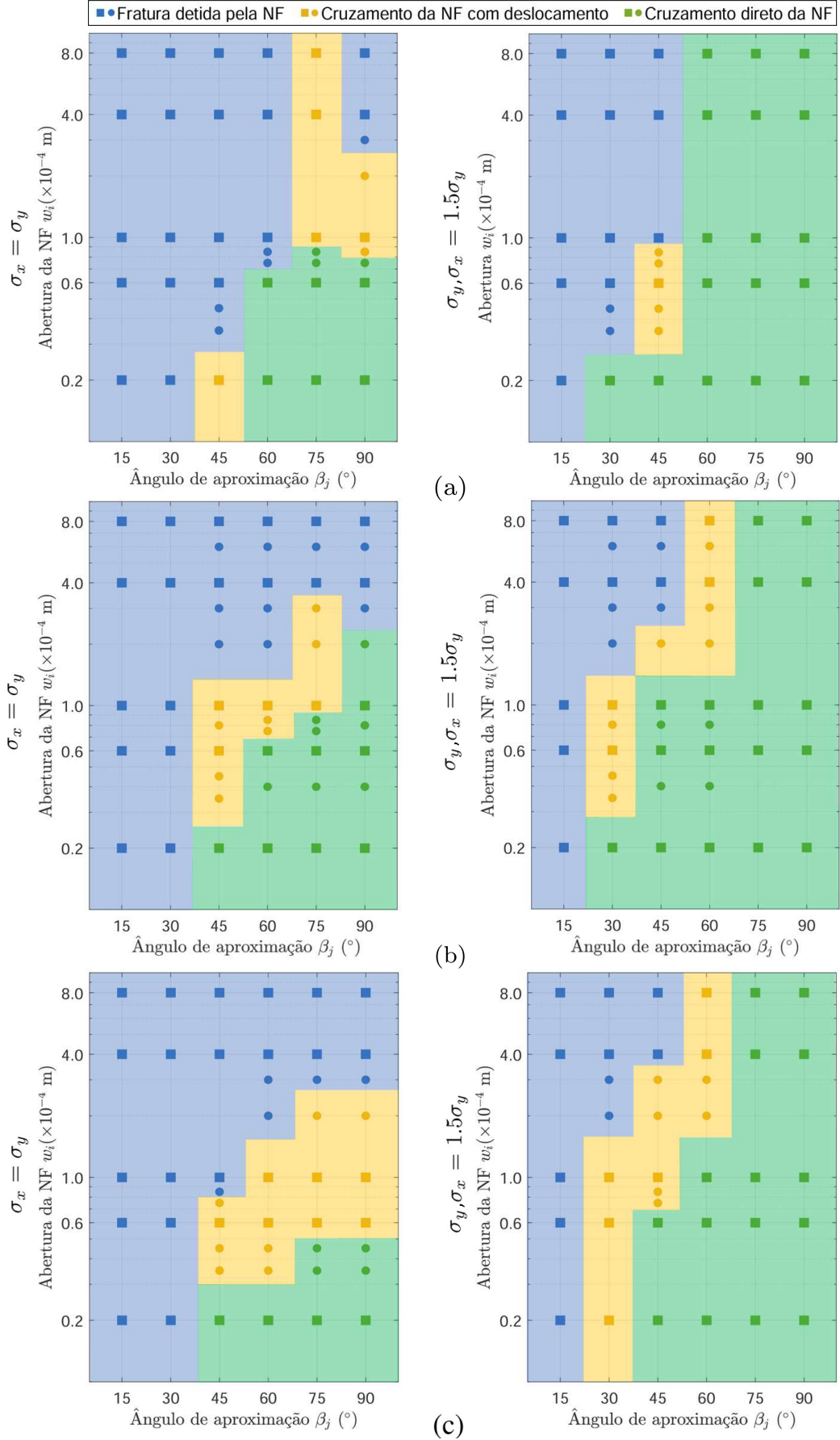


Figura 5.40: Representação gráfica das interações entre FH e FN nos casos isotrópico e ortotrópico do regime *storage-viscosity* para (a) λ_1 , (b) λ_2 e (c) λ_3 .

5.4.2 REGIME *leak-off-viscosity*

Para o *leak-off-viscosity*, os diagramas dos cenários de interação são discutidos a seguir.

- COMPRIMENTO λ_1

Para $\lambda_1 = 0.5$ m no regime *leak-off-viscosity*, a Fig.5.41(a) apresenta, no estado isotrópico de tensões, tendências que remetem ao comportamento visto no regime *storage-viscosity*, com a FH detida para um baixo ângulo de inclinação da FN (β_2); cruzamento direto e com deslocamento da FN para um caso de ângulo intermediário (β_4); cruzamento direto para uma maior inclinação (β_6). Para o caso ortotrópico, é possível observar maiores mudanças, com a predominância de cruzamentos diretos da FN. Note que nesse estado de tensão o vazamento de fluido dificulta maiores impactos devido ao pequeno comprimento λ_1 da FN.

- COMPRIMENTO λ_2

Para a FN com comprimento $\lambda_2 = 2.5$ m, a Fig. 5.41(b) mostra, avaliando o caso isotrópico de tensões, maiores ocorrências de cruzamentos com deslocamento (efeito visto em casos de β_2 e unanimemente para β_4) em relação ao cenário observado para λ_1 . Note que tal tendência é análoga à obtida no regime *storage-viscosity*, indicando que o aumento do comprimento da FN pode contribuir na obtenção desse efeito também no *leak-off-viscosity*. Para o caso ortotrópico de tensões é possível observar, assim como obtido para λ_1 , a predominância de cruzamentos diretos da FN, com manutenção apenas do caso β_2 e w_5 , com a FH detida pela FN.

- COMPRIMENTO λ_3

A Figura 5.41(c) apresenta os cenários de interação para λ_3 . Avaliando o caso isotrópico é possível observar que a FH é, em sua maioria, detida pela FN com β_2 (efeito análogo ao obtido para λ_1), ao passo que para β_4 e β_6 as interações permanecem as mesmas vistas para λ_2 . Considerando o estado ortotrópico de tensões são obtidos efeitos de cruzamento com deslocamento para β_2 (demonstrando o impacto do aumento do comprimento da FN em relação aos casos com λ_1 e λ_2), ao passo que os casos de cruzamento direto são mantidos para β_4 e β_6 (como vistos para λ_1 e λ_2).

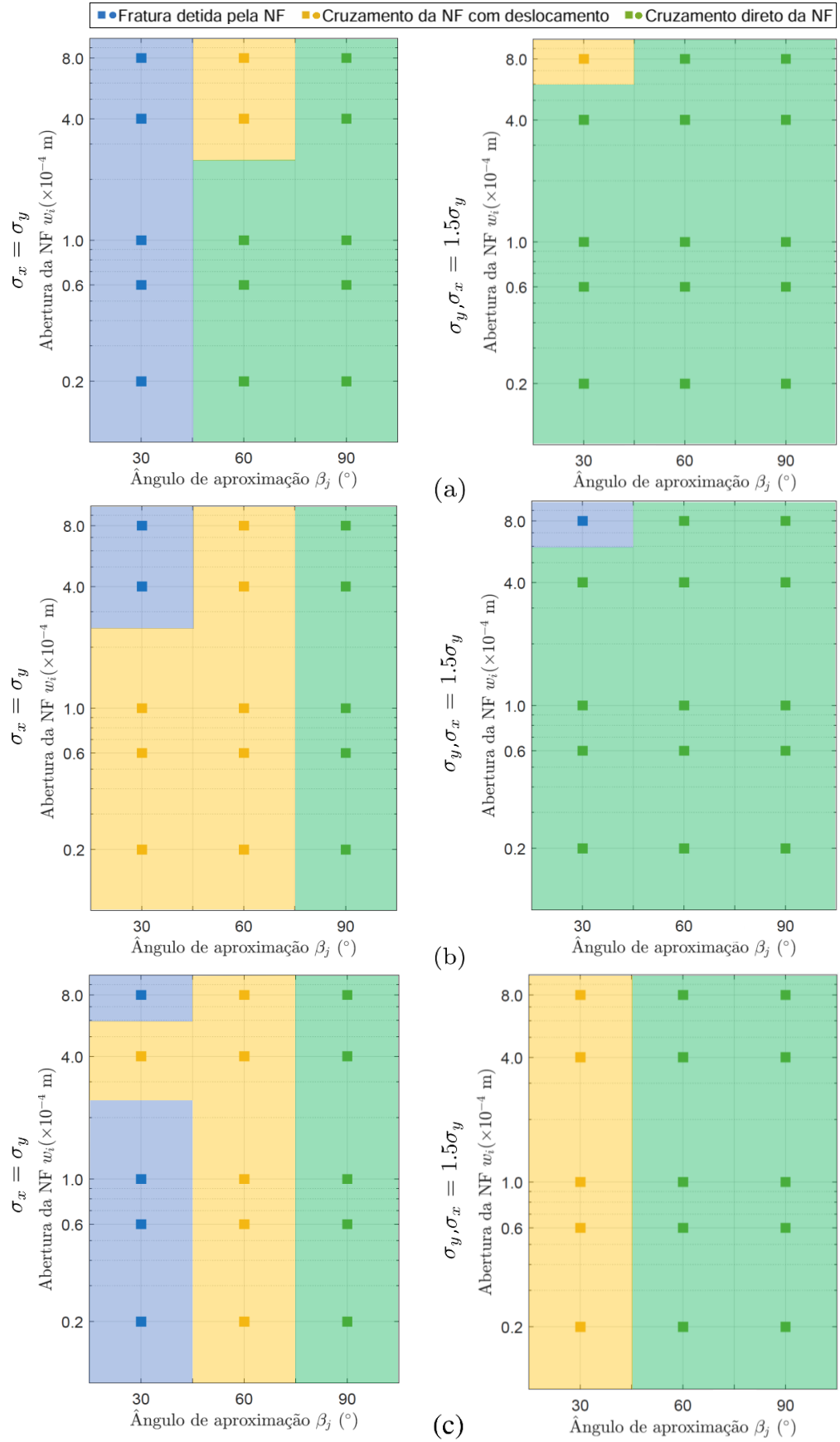


Figura 5.41: Representação gráfica das interações entre FH e FN nos casos isotrópico e ortotrópico do regime *storage-viscosity* para (a) λ_1 , (b) λ_2 e (c) λ_3 .

CAPÍTULO 6

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo reúne as conclusões desse trabalho, assim como as publicações em andamento e sugestões de temas futuros a serem desenvolvidos.

6.1 CONCLUSÕES

O presente trabalho realizou uma investigação detalhada dos efeitos de interação entre fraturas hidráulicas (FH) e fraturas naturais (FN). Através do Método dos Elementos Finitos, elementos com elevada razão de aspecto (*HAR-IEs*) foram utilizados de forma precursora para modelar FHs e FNs em meios porosos naturalmente fraturados. Através de uma abordagem contínua da descontinuidade, os *HAR-IEs*, associados a um modelo de dano à tração em função de uma variável de dano escalar e uma lei de abrandamento, permitiram representar o comportamento não linear relacionado à propagação das fraturas. A solução do problema foi realizada de forma totalmente acoplada, e o escoamento do fluido para o meio poroso foi dado pela lei de Darcy e, na descontinuidade, pela lei cúbica clássica nos *HAR-IEs*.

Através da metodologia implementada com o uso dos *HAR-IEs*, este estudo investigou os impactos de diversos parâmetros nas simulações de fraturamento hidráulico e nos cenários de interação entre fraturas. Os parâmetros analisados incluíram: (i) diferentes ângulos de aproximação entre fraturas, (ii) abertura e (iii) comprimento das FNs, estes combinados para estados de tensão *in situ* isotrópico e ortotrópico. Além disso, estas variações foram aplicadas nos contextos dos regimes de propagação de fraturas *storage-viscosity* e *leak-off-viscosity*.

Os resultados obtidos demonstraram que, dentre todos os parâmetros avaliados, o estado de tensões *in situ* foi o fator predominante na definição das interações entre fraturas. As mudanças entre os estados de tensões, combinados com os demais parâmetros citados anteriormente, mostraram uma transição clara entre a (i) a FH ser detida pela FN, (ii) apresentar um cruzamento com deslocamento e (iii) um cruzamento direto da FN pela FH para ambos os regimes de propagação de fraturas. Nesse aspecto, a mudança entre o estado de tensão isotrópica para ortotrópica indicou uma maior tendência da FH cruzar diretamente a FN, reduzindo a maior incidência dos casos em que a FN deteve a FH nos casos isotrópicos. Desse modo, foi possível observar que a FH tende a seguir perpendicularmente à menor tensão aplicada ao domínio. Esses comportamentos puderam ser visualizados através dos diagramas que representam tais interações.

Além disso, as curvas de pressão, abertura e comprimento da FH ao longo do tempo foram capazes de capturar o momento de encontro entre FH e FN no regime *storage-viscosity*. As curvas de pressão mostraram um alívio no momento de encontro entre fraturas, este intensificado em função das aberturas da FN. Contudo, para o regime *leak-off-viscosity*, esse alívio não foi facilmente observado. A maior infiltração de fluido atinge a FN e previamente altera sua pressão antes do efetivo encontro entre as fraturas. Esse acúmulo antecipado de fluido na FN dificulta o efeito de alívio, em que ainda é possível observar leves acréscimos de pressão especialmente para as FNs de maior abertura. Nesse aspecto, ocorre uma inversão na relação observada no *storage-viscosity* para o *leak-off-viscosity*.

As curvas de abertura da FH também capturaram o momento de encontro entre as fraturas no *storage-viscosity*. Maiores aberturas da FN geraram maiores alívios de pressão e, consequentemente, menores valores de abertura da FH foram obtidos. Analogamente ao que foi discutido anteriormente para o *leak-off-viscosity*, o comportamento contrário foi observado nas curvas de abertura e comprimento para esse regime em relação ao *storage-viscosity*. Contudo, mesmo com essa inversão, as curvas de abertura da FH continuam a relacionar sua taxa de crescimento diretamente em função da abertura da FN. Esse efeito novamente realça a infiltração de fluido para o meio poroso, ainda mais evidente para as FN de maior abertura.

Para as curvas de comprimento da FH, os resultados mostraram que, em estados isotrópi-

cos, menores ângulos de inclinação da FN contribuíram para que sejam alcançadas maiores extensões rapidamente no momento de encontro entre FH e FN. Para os estados ortotrópicos, a FH, ao tender sua propagação perpendicularmente à menor tensão de compressão *in situ*, também resulta em extensões mais longas. Contudo, casos de cruzamento com deslocamento ou com a FN detendo a FH para maiores ângulos de inclinação, as curvas apresentaram menores extensões no momento de encontro entre fraturas. Apesar dessas diferenças, as propagações tenderam à extensões máximas finais similares no final das simulações.

Os resultados obtidos nesse trabalho reforçam a metodologia como uma ferramenta promissora para a simulação do fraturamento hidráulico em meios porosos naturalmente fraturados. Em comparação com outros métodos vistos na literatura, a abordagem realizada demonstra que não é necessário o uso de ferramentas de controle de trajetória da fratura ou então parâmetros artificiais para garantir a convergência da resposta. Além disso, os *HAR-IEs* podem ser facilmente implementados em códigos comerciais existentes, uma vez que são elementos sólidos que representam a evolução da fratura através apenas de relações constitutivas convencionais, permitindo que análise seja realizada totalmente no contexto contínuo. A Técnica de Fragmentação da Malha, ao inserir os *HAR-IEs* na malha regular de elementos finitos, permite que múltiplas fraturas sejam propagadas livremente no domínio, controlada apenas pelas propriedades da rocha e do estados de tensões *in situ*.

6.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Ao longo do desenvolvimento do mestrado, os seguintes trabalhos foram desenvolvidos:

- CLETO, P. R.; BARBOSA, L. G.; MAEDO, M. A.; RODRIGUES, E. A., MANZOLI, O. L. Numerical modeling and simulation of the interaction between hydraulic and natural fractures using high aspect ratio interface elements. Resumo publicado no congresso *The Seventh International Conference on Computational Modeling of Fracture and Failure of Materials and Structures - CFRAC2023* realizado em Praga, República Checa, 21-23 de junho de 2023.
- BARBOSA, L. G.; CLETO, P. R.; MAEDO, M. A.; CAMARGO, M.; RODRIGUES, E.

A., MANZOLI, O. L. Simulation of the natural fractures influence on hydraulic fractures propagation using high aspect ratio interface elements. Artigo submetido em 27 de julho de 2024 para a revista *Computers and Geotechnics* em 27 de julho de 2024. *Trabalho em processo de revisão.*

- BARBOSA, L. G.; CLETO, P. R.; CAMARGO, M.; MANZOLI, O. L. Modeling the propagation of hydraulic fractures in reservoirs with natural fracture networks using high aspect ratio interface elements. Artigo submetido e apresentado no *XLV Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering - CILAMCE-2024*, evento realizado em Maceió, Alagoas, 11-14 de novembro de 2024.

6.2.1 TRABALHOS FUTUROS

Em função do potencial da técnica apresentada nesse trabalho, essa abordagem pode ser expandida para considerar diferentes cenários como:

- Consideração heterogênea do domínio poroso, com aplicações de diferentes propriedades como do Módulo de Young e resistência à tração no contexto da interações entre fraturas hidráulicas e naturais;
- Incluir uma análise de sensibilidade dos parâmetros avaliados (como abertura da FN e ângulo de aproximação com a FH), destacando como variações no parâmetros podem afetar a propagação das fraturas;
- Expandir a análise para meios porosos que considerem uma rede de FNs, permitindo uma representação de casos realistas vistos em campo, como abordado por Wang, Li e Tang (2016);
- Considerar uma abordagem 3D, se aproximando mais aos casos reais, que avalie as interações entre FHs e redes de FNs, além de calcular a extensão da fratura;
- Enriquecendo a metodologia, o uso de malhas adaptativas como realizado por Rodrigues *et al.* (2018);

- Avaliação do impacto do fraturamento hidráulico no índice de produtividade/índice de injetividade dos poços;
- Incluir na metodologia a consideração da possível reativação das fraturas naturais devido ao cisalhamento com dilatação (modos II e III);

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADACHI, J.; SIEBRITS, E.; PEIRCE, A.; DESROCHES, J. Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 44, n. 5, p. 739 – 757, 2007. ISSN 1365-1609. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160906001870>>.

BAKHSHI, E.; RASOULI, V.; GHORBANI, A.; MARJI, M. F.; DAMJANAC, B.; WAN, X. Lattice numerical simulations of lab-scale hydraulic fracture and natural interface interaction. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, v. 52, p. 1315–1337, 2019.

BEAR, J. *Dynamics of fluids in porous media*. [S.l.]: American Elsevier Publishing Company, 1972.

BIOT, M. A. General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, AIP, v. 12, n. 2, p. 155–164, 1941. Disponível em: <<https://doi.org/10.1063/1.1712886>>.

BLANTON, T. L. *et al.* An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE unconventional gas recovery symposium*. [S.l.], 1982.

BUNGER, A. P.; DETOURNAY, E.; GARAGASH, D. I. Toughness-dominated hydraulic fracture with leak-off. *International journal of fracture*, Springer, v. 134, n. 2, p. 175–190, 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10704-005-0154-0>>.

CAO, M.; SHARMA, M. M. Effect of fracture geometry, topology and connectivity on energy recovery from enhanced geothermal systems. *Energy*, v. 282, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223017620>>.

CARRIER, B.; GRANET, S. Numerical modeling of hydraulic fracture problem in permeable medium using cohesive zone model. *Engineering Fracture Mechanics*, v. 79, p. 312 – 328, 2012. ISSN 0013-7944. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013794411004206>>.

CHEN, B.; BARBOZA, B. R.; SUN, Y.; BAI, J.; THOMAS, H. R.; DUTKO, M.; COTTRELL, M.; LI, C. A review of hydraulic fracturing simulation. *Archives of Computational Methods in Engineering*, v. 29, p. 1–58, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z>>.

CHEN, Z.; JEFFREY, R. G.; ZHANG, X.; KEAR, J. Finite-element simulation of a hydraulic fracture interacting with a natural fracture. *SPE Journal*, v. 22, n. 01, p. 219–234, 07 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/176970-PA>>.

CHENG, A. H.-D. *Poroelasticity*. Springer, 2016. Disponível em: <<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-25202-5>>.

CHENG, L.; LUO, Z.; XIE, Y.; ZHAO, L.; WU, L. Numerical simulation and analysis of damage evolution and fracture activation in enhanced tight oil recovery using a thmd coupled model. *Computers and Geotechnics*, v. 155, p. 105244, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X23000010>>.

CLETO, P. R. *Simulação de fraturamento hidráulico em rochas naturalmente fraturadas usando a técnica de fragmentação da malha com acoplamento hidromecânico*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2020.

CLETO, P. R.; CAMARGO, M.; MAEDO, M. A.; RODRIGUES, E. A.; MANZOLI, O. L. Three-dimensional high aspect ratio interface elements for simulating 3d hydraulic fracturing in deformable porous media. *Computers & Structures*, v. 283, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045794923000871>>.

CLETO, P. R.; MANZOLI, O. L.; SÁNCHEZ, M.; MAEDO, M. A.; BESERRA, L. B.; GUIMARÃES, L. J. Hydro-mechanical coupled modeling of hydraulic fracturing using the mesh fragmentation technique. *Computers and Geotechnics*, v. 124, 2020. ISSN 0266-352X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X20301543>>.

CORDERO, J. A. R.; SANCHEZ, E. C. M.; ROEHL, D.; PEREIRA, L. C. Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures. *Computers and Geotechnics*, v. 111, p. 290 – 300, 2019. ISSN 0266-352X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X19300953>>.

COUSSY, O. *Poromechanics*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004.

DAMJANAC, B.; GIL, I.; SANCHEZ, M. P. M.; AS, A. V.; MCLENNAN, J. A new approach to hydraulic fracturing modeling in naturally fractured reservoirs. *44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S. Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, Utah*, 2010. Disponível em: <<https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA10/All-ARMA10/ARMA-10-400/117967>>.

DETOURNAY, E. Mechanics of hydraulic fractures. *Annual Review of Fluid Mechanics*, v. 48, n. 1, p. 311–339, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1146/annurev-fluid-010814-014736>>.

DONALDSON, E. C.; ALAM, W.; BEGUM, N. *Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation, Implementation and Challenges*. 1. ed. [S.l.]: Gulf Publishing Company, 2013. (Gulf Drilling).

DONG, J.; QU, H.; ZHANG, J.; HAN, F.; ZHOU, F.; SHI, P.; SHI, J.; YU, T. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation under energy supplement conditions. *Front. Earth Sci.*, 2023. Disponível em: <<https://www.frontiersin.org/journals/earth-science/articles/10.3389/feart.2023.1269159/full>>.

DUAN, G.; MOU, J.; LIU, Z.; HAN, L.; CUI, H. Study on the induced effect of bedding weakness in deep shale gas reservoir on hydraulic fractures propagation. *Front. Energy Res.*, v. 12, 2024.

ECONOMIDES, M. J.; NOLTE, K. G. *Reservoir stimulation*. 3. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd., 2000.

FABBRI, H.; SÁNCHEZ, M.; MAEDO, M.; CLETO, P.; MANZOLI, O. Modeling gas breakthrough and flow phenomena through engineered barrier systems using a discrete fracture approach. *Computers and Geotechnics*, v. 154, p. 105148, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X22004852>>.

GAO, Q.; GHASSEMI, A. Three dimensional finite element simulations of hydraulic fracture height growth in layered formations using a coupled hydro-mechanical model. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 125, p. 104137, 2020. ISSN 1365-1609. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160919301856>>.

GARAGASH, D.; DETOURNAY, E. The tip region of a fluid-driven fracture in an elastic medium. *Journal of Applied Mechanics*, v. 67, n. 1, p. 183–192, 06 1999. ISSN 0021-8936. Disponível em: <<https://doi.org/10.1115/1.321162>>.

GARAGASH, D. I. Propagation of a plane-strain hydraulic fracture with a fluid lag: Early-time solution. *International Journal of Solids and Structures*, v. 43, n. 18, p. 5811 – 5835, 2006. ISSN 0020-7683. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020768305005846>>.

GEERTSMA, J.; KLERK, F. D. Rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of Petroleum Technology;(United States)*, Society of Petroleum Engineers, v. 21, 1969. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/2458-PA>>.

GIMENES, M.; RODRIGUES, E. A.; BITENCOURT, L. A.; MANZOLI, O. L. 2d mesoscale modeling of compressive fracture in concrete using a mesh fragmentation technique. *International Journal of Solids and Structures*, v. 260-261, p. 112031, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002076832200484X>>.

GUO, X. L. B.; TAN, X. *Petroleum Production Engineering*. Gulf Professional Publishing, 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/book/9780128093740/petroleum-production-engineering>>.

HE, Q.; SUORINEN, F. T.; MA, T.; OH, J. Effect of discontinuity stress shadows on hydraulic fracture re-orientation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 91, p. 179 – 194, 2017. ISSN 1365-1609. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160916304531>>.

HU, Y.; GAN, Q.; HURST, A.; ELSWORTH, D. Investigation of coupled hydro-mechanical modelling of hydraulic fracture propagation and interaction with natural fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 169, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160923000928>>.

HUBBERT, M.; WILLIS, D. Mechanics of hydraulic fracturing. *Petroleum Transactions AIME*, v. 210, p. 153–168, 1957.

ISMAIL, A.; AZADBAKHT, S. A comprehensive review of numerical simulation methods for hydraulic fracturing. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, Wiley Online Library, v. 48, n. 5, p. 1433–1459, 2024.

JAEGER, J. C.; COOK, N. G.; ZIMMERMAN, R. *Fundamentals of rock mechanics*. 4th. ed. [S.l.]: Blackwell Publishing, 2007.

KOLAWOLE, O.; ISPAS, I. Interaction between hydraulic fractures and natural fractures: current status and prospective directions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 10, 2020.

KRISTIANOVITCH, S.; ZHELTOV, Y. Formation of vertical fractures by means of highly viscous fluids. In: *Proceedings of the 4th World Petroleum Congress*. [S.l.: s.n.], 1955. v. 2, p. 579.

KRZACZEK, M.; TEJCHMAN, J. Hydraulic fracturing process in rocks - small-scale simulations with a novel fully coupled dem/cfd-based thermo-hydro-mechanical approach. *Engineering Fracture Mechanics*, v. 289, p. 109424, 2023. ISSN 0013-7944. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001379442300382X>>.

LECAMPION, B.; BUNGER, A.; ZHANG, X. Numerical methods for hydraulic fracture propagation: A review of recent trends. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 49, p. 66 – 83, 2018. ISSN 1875-5100. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510017304006>>.

LEE, S.; WHEELER, M. F. Modeling interactions of natural and two-phase fluid-filled fracture propagation in porous media. *Computational Geosciences*, v. 25, 2021.

LI, L.; TANG, C.; LI, G.; WANG, S.; LIANG, Z.; ZHANG, Y. Numerical simulation of 3d hydraulic fracturing based on an improved flow-stress-damage model and a parallel fem technique. *Rock mechanics and rock engineering*, Springer, v. 45, n. 5, p. 801–818, 2012.

LI, M.; ZHANG, F.; DONTSOV, E.; LI, P. Dem modeling of simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures across different regimes, from toughness- to viscosity-dominated. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2024.

LI, S.; ZHAO, H.; CHENG, T.; WANG, J.; GAI, J.; ZOU, L.; HE, T. The analysis of hydraulic fracture morphology and connectivity under the effect of well interference and natural fracture in shale reservoirs. *Processes*, v. 11, n. 9, 2023. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2227-9717/11/9/2627>>.

LI, W.; FRASH, L. P.; LEI, Z.; CAREY, J. W.; CHAU, V. T.; ROUGIER, E.; MENG, M.; KARRA, S.; NGUYEN, H. T.; RAHIMI-AGHDAM, S.; BAŽANT, Z. P.; VISWANATHAN, H. Investigating poromechanical causes for hydraulic fracture complexity using a 3d coupled hydro-mechanical model. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, v. 169, p. 105062, 2022. ISSN 0022-5096. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022509622002393>>.

LI, Y. Simulation of the interactions between multiple hydraulic fractures and natural fracture network based on discrete element method numerical modeling. *Energy Science & Engineering*, Wiley Online Library, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/ese3.712>>.

LI, Y.; XU, L.; MA, Z.; MA, B.; ZHANG, J. Numerical simulation of the critical hydraulic gradient of granular soils at seepage failure by discrete element method and computational fluid dynamics. *Journal of Hydro-environment Research*, v. 53, p. 1–14, 2024.

LOMIZE, G. Flow in fractured rocks. *Gosenergoizdat, Moscow*, v. 127, p. 197, 1951.

MAEDO, M. A.; SÁNCHEZ, M.; FABBRI, H.; CLETO, P.; GUIMARÃES, L. J. N.; MANZOLI, O. L. Coupled thermo-hydro-mechanical numerical modeling of evolving fractures in rocks. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, v. 54, p. 3569 – 3591, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00603-021-02387-1>>.

MANZOLI, O.; GAMINO, A.; RODRIGUES, E.; CLARO, G. Modeling of interfaces in two-dimensional problems using solid finite elements with high aspect ratio. *Computers & Structures*, v. 94-95, p. 70 – 82, 2012. ISSN 0045-7949. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045794911002938>>.

MANZOLI, O. L.; CLETO, P. R.; SÁNCHEZ, M.; GUIMARÃES, L. J.; MAEDO, M. A. On the use of high aspect ratio finite elements to model hydraulic fracturing in deformable porous media. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 350, p. 57 – 80, 2019. ISSN 0045-7825. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782519301355>>.

MANZOLI, O. L.; MAEDO, M. A.; JR., L. A. B.; RODRIGUES, E. A. On the use of finite elements with a high aspect ratio for modeling cracks in quasi-brittle materials. *Engineering Fracture Mechanics*, v. 153, p. 151 – 170, 2016. ISSN 0013-7944. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001379441500702X>>.

NELSON, R. *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*. [S.l.]: Elsevier.

NELSON, R. A. Natural fracture systems: Description and classification1. *AAPG Bulletin*, v. 63, n. 12, p. 2214–2221, 12 1979. ISSN 0149-1423. Disponível em: <<https://doi.org/10.1306/2F91890F-16CE-11D7-8645000102C1865D>>.

NI, T.; PESAVENTO, F.; ZACCARIOTTO, M.; GALVANETTO, U.; ZHU, Q.-Z.; SCHREFLER, B. A. Hybrid fem and peridynamic simulation of hydraulic fracture propagation in saturated porous media. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 366, p. 113101, 2020. ISSN 0045-7825. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782520302851>>.

NIAN, T.; TAN, Y.; ZHANG, F.; WU, H.; TAN, C.; ZHANG, P. Natural fractures at depth in shale reservoirs: new insights from the southern sichuan basin marine shales. *Petroleum Geoscience*, v. 30, n. 1, p. petgeo2023–071, 02 2024. ISSN 1354-0793. Disponível em: <<https://doi.org/10.1144/petgeo2023-071>>.

OLIVELLA, S.; GENS, A.; CARRERA, J.; ALONSO, E. Numerical formulation for a simulator (code_bright) for the coupled analysis of saline media. *Engineering computations*, MCB UP Ltd, v. 13, n. 7, p. 87–112, 1996. Disponível em: <<https://doi.org/10.1108/02644409610151575>>.

OLIVER, J.; CERVERA, M.; MANZOLI, O. Strong discontinuities and continuum plasticity models: the strong discontinuity approach. *International Journal of Plasticity*, v. 15, n. 3, p. 319–351, 1999. ISSN 0749-6419. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0749641998000734>>.

OLIVER, J.; HUESPE, A.; BLANCO, S.; LINERO, D. Stability and robustness issues in numerical modeling of material failure with the strong discontinuity approach. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 195, n. 52, p. 7093 –

7114, 2006. ISSN 0045-7825. Computational Modelling of Concrete. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782505003920>>.

PERKINS, T.; KERN, L. Widths of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 13, n. 09, p. 937–949, 1961. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/89-PA>>.

RODRIGUES, E. A.; MANZOLI, O. L.; BITENCOURT, L. A.; BITTENCOURT, T. N.; SÁNCHEZ, M. An adaptive concurrent multiscale model for concrete based on coupling finite elements. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 328, n. Supplement C, p. 26 – 46, 2018. ISSN 0045-7825. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782517306369>>.

RUEDA, J.; MEJIA, C.; QUEVEDO, R.; ROEHL, D. Impacts of natural fractures on hydraulic fracturing treatment in all asymptotic propagation regimes. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 371, p. 113296, 2020. ISSN 0045-7825. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782520304813>>.

SABER, E.; QU, Q.; SARMADIVALEH, M.; AMINOSSADATI, S. M.; CHEN, Z. Propagation of multiple hydraulic fractures in a transversely isotropic shale formation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v. 170, p. 105510, 2023. ISSN 1365-1609. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160923001843>>.

SANCHEZ, E. C. M.; CORDERO, J. A. R.; ROEHL, D. Numerical simulation of three-dimensional fracture interaction. *Computers and Geotechnics*, v. 122, p. 103528, 2020. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X20300914>>.

SÁNCHEZ, M.; MANZOLI, O. L.; GUIMARÃES, L. J. Modeling 3-d desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique. *Computers and Geotechnics*, v. 62, p. 27 – 39, 2014. ISSN 0266-352X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0266352X14001177>>.

SEGURA, J. M.; CAROL, I. Coupled hm analysis using zero-thickness interface elements with double nodes. part i: Theoretical model. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, John Wiley & Sons, Ltd., v. 32, n. 18, p. 2083–2101, 2008. ISSN 1096-9853. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/nag.735>>.

SHI, L.-Y.; SHI, Y.-K.; SONG, Y.-Y. Hydraulic fracture propagation in rock mass with xfem. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, v. 60, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11204-023-09912-0>>.

SHI, S.; WANG, M.; TANG, W.; PAN, Y.; JIN, H.; HE, J.; HOU, L.; XIE, B.; CHEN, X.; LV, Z. Study of stress field induced by natural fracture and its influence on hydraulic fracture propagation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 14, p. 1085–1099, 2024.

SIMONSON, E.; ABOU-SAYED, A.; CLIFTON, R. *et al.* Containment of massive hydraulic fractures. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 18, n. 01, p. 27–32, 1978. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/6089-PA>>.

SNEDDON, I. N. The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, v. 187, n. 1009, p. 229–260, 1946. Disponível em: <<https://doi.org/10.1098/rspa.1946.0077>>.

SNOW, D. T. *A parallel plate model of fractured permeable media*. Tese (Doutorado) — University of California, 1965. Disponível em: <<https://ci.nii.ac.jp/naid/10011929254/en/>>.

SONNTAG, A.; WAGNER, A.; EHLERS, W. Dynamic hydraulic fracturing in partially saturated porous media. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 414, p. 116121, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782523002451>>.

TAGHICHIAN, A.; ZAMAN, M.; DEVEGOWDA, D. Stress shadow size and aperture of hydraulic fractures in unconventional shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 124, p. 209–221, 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410514003271>>.

VALKO, P.; ECONOMIDES, M. J. *Hydraulic fracture mechanics*. [S.l.]: Wiley Chichester, 1995. v. 28.

WANG, S.; DONG, K.; SONG, W.; LI, J.; XING, C. Influence of stress shadow on multi-fractures initiation mechanism under volume fracturing in offshore oil drilling. *Journal of Coastal Research*, v. 83, n. sp1, p. 172 – 178 – 7, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.2112/SI83-026.1>>.

WANG, Y.; LI, X.; TANG, C. A. Effect of injection rate on hydraulic fracturing in naturally fractured shale formations: a numerical study. *Environmental Earth Sciences*, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12665-016-5308-z>>.

WENG, X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, v. 9, p. 114 – 135, 2015. ISSN 2213-3976. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213397614000354>>.

3. *Important Fractured Reservoirs in the United States (U.S.A.)*, All Days de World Petroleum Congress (WPC), (World Petroleum Congress (WPC), All Days). WPC-6005 p.

WITHERSPOON, P.; WANG, J.; IWAI, K.; GALE, J. Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture. *Water resources research*, Wiley Online Library, v. 16, n. 6, p. 1016–1024, 1980. Disponível em: <<https://doi.org/10.1029/WR016i006p01016>>.

XIN, Y.; YUAN, Z.; GAO, Y.; WANG, T.; WANG, H.; YAN, M.; ZHANG, S.; SHI, X. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in unconsolidated sandstone reservoirs. *Processes*, v. 12, n. 10, 2024. ISSN 2227-9717. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2227-9717/12/10/2226>>.

XUE, Y.; LIU, S.; CHAI, J.; LIU, J.; RANJITH, P.; CAI, C.; GAO, F.; BAI, X. Effect of water-cooling shock on fracture initiation and morphology of high-temperature granite: Application of hydraulic fracturing to enhanced geothermal systems. *Applied Energy*, v. 337, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923002222>>.

YU, Y.; DENG, Z.; GAO, J.; LI, P.; ZHANG, C. Main controlling factors of natural fractures in tight reservoirs of the lucaogou formation in the jimsar sag, xinjiang, china. *Front. Earth Sci.*, 2023.

ZENG, L.; GONG, L.; ZHANG, Y.; DONG, S.; LYU, W. A review of the genesis, evolution, and prediction of natural fractures in deep tight sandstones of china. *AAPG Bulletin*, v. 107, n. 10, p. 1687–1721, 2023.

ZHAN, Y.; MESCHKE, G. Adaptive crack modeling with interface solid elements for plain and fiber reinforced concrete structures. *Materials*, v. 10, n. 7, 2017. ISSN 1996-1944. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1944/10/7/771>>.

ZHAO, H.; LIU, R.; HU, J.; ZHANG, Y. A comprehensive model to evaluate hydraulic fracture spacing coupling with fluid transport and stress shadow in tight oil reservoirs. *Transport in Porous Media*, v. 149, p. 205–228, 2023.

ZHENG, H.; PU, C.; SUN, C. Study on the interaction between hydraulic fracture and natural fracture based on extended finite element method. *Engineering Fracture Mechanics*, v. 230, 2020. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001379442030076X>>.

ZHOU, X.; BURBEY, T. J. Fluid effect on hydraulic fracture propagation behavior: a comparison between water and supercritical co₂-like fluid. *Geofluids*, v. 14, n. 2, p. 174–188, 2014. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/gfl.12061>>.

APÊNDICE A

TESTES DE CONVERGÊNCIA

A.1 DEFINIÇÃO DAS MALHAS

A definição das malhas utilizadas neste estudo foi realizada por meio de um teste de convergência dos campos de pressão, apresentados na Fig. A.1. Para tanto, foram consideradas três malhas com elementos de diferentes tamanhos à direita da FN, região onde ocorre a propagação da FH após interação com a FN. O regime de propagação de fraturas considerado para esse teste foi o *storage-viscosity*. As quantidades de elementos referentes às malhas da Fig. A.1 estão apresentadas na Tabela A.1.

Ao avaliar os campos de pressão é possível observar que, para a malha com elementos de tamanho 0.3 m (Fig. A.1(a)), os campos de pressão indicam uma evolução da FH que diverge dos comportamentos obtidos para as malhas com os elementos menores (Fig. A.1(b)-(c)), os quais apresentam maior concordância entre si. Desse modo, a escolha da dimensão dos elementos se baseou na melhor relação entre o refinamento da malha e, conseqüentemente, do tempo total da simulação devido ao custo computacional. Assim, foram considerados elementos de tamanho 0.1 m (conforme Fig. A.1(b)).

Tabela A.1: Quantidade de elementos das malhas utilizadas no teste de convergência para FN de β_2 e λ_1 .

Tamanho dos elementos à direita da FN					
0.3 m (Fig. A.1(a))		0.10 m (Fig. A.1(b))		0.05 m (Fig. A.1(c))	
Total	HAR-IEs	Total	HAR-IEs	Total	HAR-IEs
5222	3322	20649	14468	65966	47818

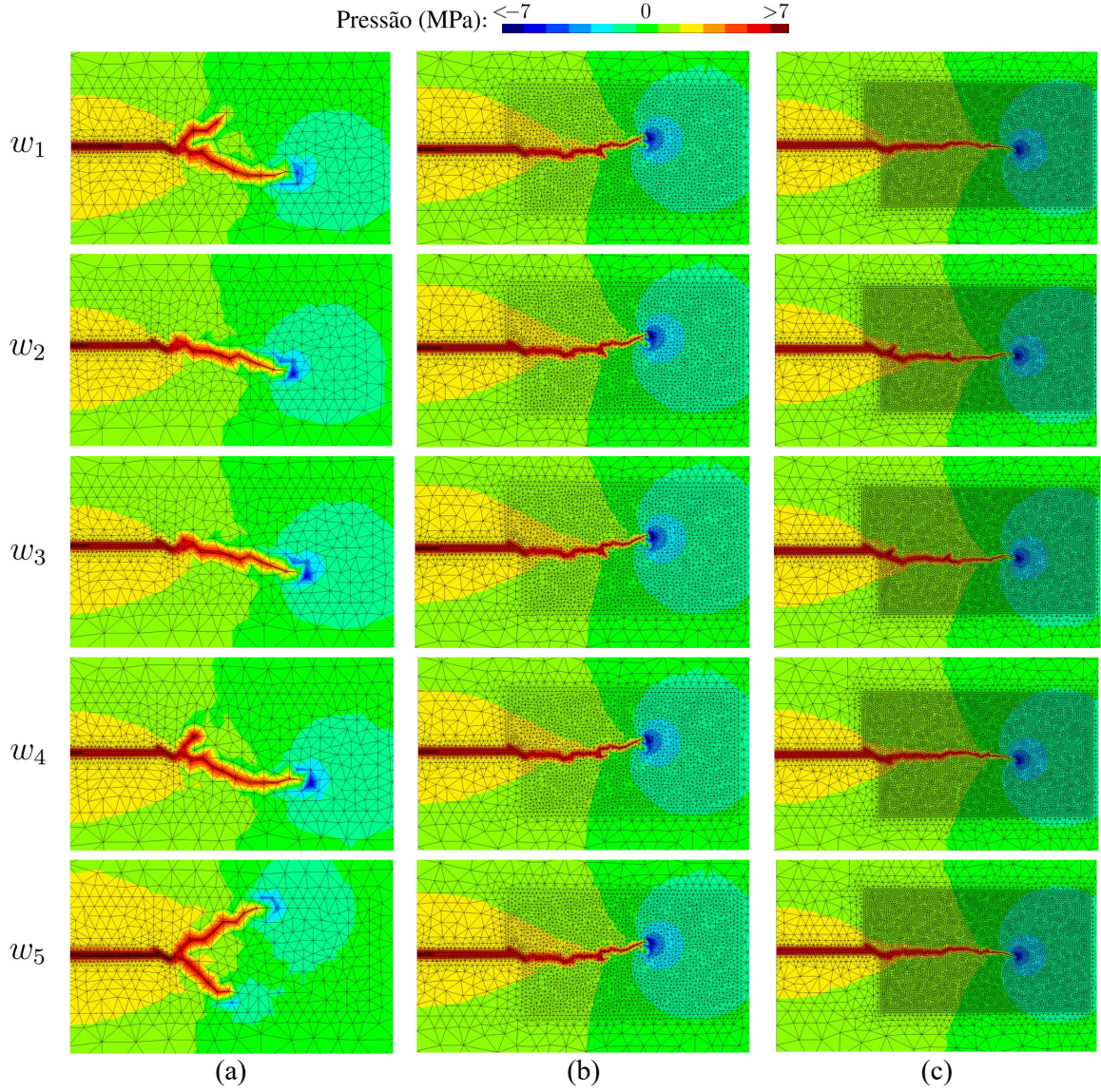


Figura A.1: Campos de pressão obtidos no teste de convergência para malhas com tamanhos de elementos de 0.3 m à esquerda e à direita de (a) 0.3 m, (b) 0.1 m e (c) 0.05 m. A FN possui λ_1 , β_2 e w_k (com k conforme Tabela 5.4) no regime *storage-viscosity*.

A.2 DEFINIÇÃO DO TAMANHO DO PASSO DE TEMPO

Além do teste de refinamento tipo h , também foi realizado um teste de convergência em relação ao tamanho do passo de tempo utilizado nas simulações. Nesse aspecto, foram considerados diferentes incrementos de tempo Δt , sendo eles: $\Delta t_1 = 0.0040$ s, $\Delta t_2 = 0.0020$ s, $\Delta t_3 = 0.0010$ s e $\Delta t_4 = 0.0001$ s. Os campos de pressão obtidos são apresentados na Fig. A.2, os quais apresentam uma boa concordância entre si. Desse modo, também foram avaliadas as

curvas de pressão e abertura da FH para os diferentes valores de w_k , a fim de verificar possíveis divergências nos resultados obtidos. Essas curvas, apresentadas na Fig. A.3, indicam uma tendência de convergência. Assim, a escolha do incremento de tempo também foi baseada tanto na qualidade da resposta quanto no custo computacional das simulações, sendo selecionado o valor de $\Delta t_2 = 0.0020$ s.

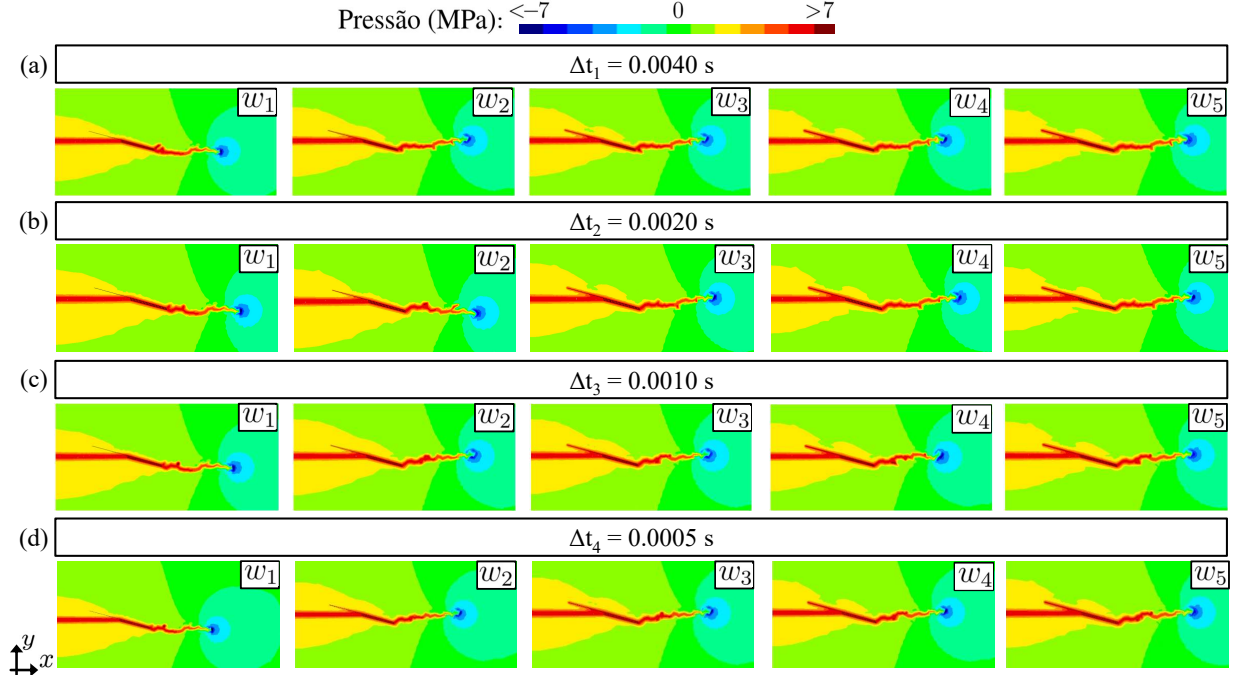


Figura A.2: Campos de pressão obtidos no teste de convergência para diferentes incrementos de tempo sendo (a) $\Delta t_1 = 0.0040$ s, (b) $\Delta t_2 = 0.0020$ s, (c) $\Delta t_3 = 0.0010$ s e (d) $\Delta t_4 = 0.0001$ s. A FN possui λ_1 , β_2 e w_k (com k conforme Tabela 5.4) no regime *storage-viscosity*.

Analogamente, esse estudo também foi realizado para o regime *leak-off-viscosity*, em que a mesma malha foi utilizada nas simulações, porém, com um incremento de tempo de $\Delta t = 0.0160$ s.

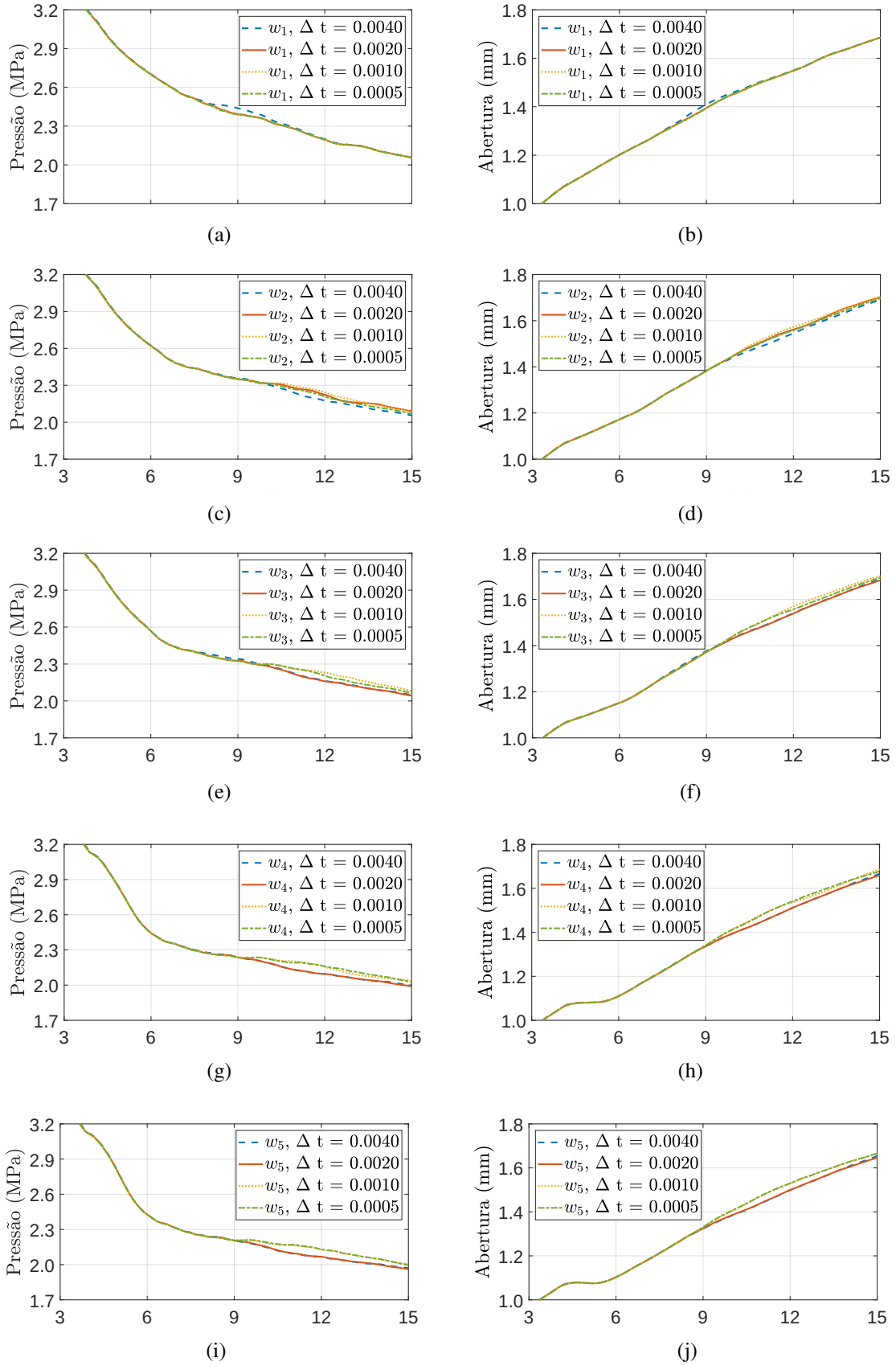


Figura A.3: Curvas de pressão e abertura da FH obtidas no teste de convergência para diferentes incrementos de tempo, sendo para FN com λ_2 , β_1 e (a)-(b) w_1 , (c)-(d) w_2 , (e)-(f) w_3 , (g)-(h) w_4 e (i)-(j) w_5 no regime *storage-viscosity* e estado isotrópico de tensões.