



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

NIVIA MORGANA DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO GEOMECÂNICA E MODELAGEM NUMÉRICA E EXPERIMENTAL
DE ENSAIOS DE CALCÁRIOS LAMINADOS DA FORMAÇÃO CRATO**

Recife

2022

NIVIA MORGANA DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO GEOMECÂNICA E MODELAGEM NUMÉRICA E EXPERIMENTAL
DE ENSAIOS DE CALCÁRIOS LAMINADOS DA FORMAÇÃO CRATO**

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

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

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

Recife

2022

Catálogo na fonte

Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4 / 2222

O48c Oliveira, Nivia Morgana de.
Caracterização geomecânica e modelagem numérica e experimental de ensaios de calcários laminados da formação Crato / Nivia Morgana de Oliveira. 2022.
90 f: il., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco.
CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Recife, 2022.
Inclui referências.

1. Engenharia civil. 2. Reservatórios não-convencionais. 3. Fraturas. 4. Ensaio uniaxial. 5. Elementos finitos. 6. Formação Crato. I. Gomes, Igor Fernandes (Orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG / 2022 - 399

NÍVIA MORGANA DE OLIVEIRA

**CARACTERIZAÇÃO GEOMECÂNICA E MODELAGEM NUMÉRICA E EXPERIMENTAL
DE ENSAIOS DE CALCÁRIOS LAMINADOS DA FORMAÇÃO CRATO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, Área de Concentração Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em 29/07/2022

BANCA EXAMINADORA

participação por videoconferência
Dr. José Osvaldo Correia Filho (examinador externo)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Prof.^a Dr.^a Leila Brunet de Sá Beserra (examinadora externa)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Prof. Dr. José Antônio Barbosa (examinador interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Mesmo sabendo que não cheguei ao fim da estrada, pois ainda há uma longa jornada pela frente, sei que jamais chegaria até aqui sozinha. Dessa forma, quero agradecer a todos que colaboraram para que esta jornada e este trabalho fosse concretizado.

Agradeço primeiramente à Deus pelo dom da vida, pelo seu infinito amor, o qual esteve comigo em todas as situações ao longo da vida, mostrando ser o maior mestre que alguém pode ter. Sendo Ele o responsável por colocar pessoas maravilhosas no meu caminho.

Agradeço aos meus pais, Manoel e Neves, meus maiores exemplos. Obrigada por cada incentivo e orientação, pelas orações em meu favor e pela preocupação para que eu estivesse sempre trilhando o caminho correto.

À toda minha família, em especial às minhas irmãs Mércia e Neyre, pelo incentivo, ainda que à distância, obrigada pelo apoio e palavras de ânimo. Ao meu amigo e parceiro de vida, André Igor, que por diversas vezes me encorajou em momentos de angústias, me fazendo acreditar em meu potencial.

Ao professor José Agnelo, meu orientador da graduação, o qual fez a ponte e me colocou em contato com o professor Igor Gomes, o melhor orientador que eu poderia ter encontrado para a execução desse trabalho.

Ao professor Igor Gomes, meu orientador, que, com muita paciência, atenção e brilhantismo profissional, dedicou do seu tempo para me orientar neste trabalho. É sem dúvida uma das pessoas que eu mais admiro nesse mundo, por demonstrar sua empatia e preocupação pelo próximo, e isso vai muito além de qualquer atribuição técnica.

Ao professor Antônio Barbosa, pela sua paciência em tentar me convencer da relevância do meu tema, pela disponibilidade, atenção e discussões sobre geologia e engenharia, isso sem dúvida me fez crescer no conhecimento e me instigou ainda mais a seguir na pesquisa.

Aos professores do Programa de Pós-graduação por me proporcionarem o conhecimento no processo de formação profissional, não somente por terem me ensinado, mas por terem me feito aprender.

As amizades que construí e consolidei, em especial, Ximena, Milena, Laís, Ádria, Layane, Galileu e Fred, aos quais compartilhei muitos momentos de alegrias e tristeza, filosofia e ciência.

À equipe administrativa que com toda simpatia e eficiência me mostraram os caminhos e as soluções de tantas solicitações que fiz. Em especial Rose Mary, Priscila Gameiro e Andrea Negromonte.

Venho agradecer também a PETROBRAS que por meio do projeto de cooperação em PD&I FADE/UFPE/PETROBRAS, intitulado: Estudos dos Acoplamentos Geomecânico e Geoquímico em Reservatórios Carbonáticos - Projeto GeomeCCarb, subsidiou o suporte financeiro necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Para compreender o sistema de fraturas e as redes permoporosas de reservatórios compostos por rochas calcárias de baixa permeabilidade, é indispensável compreender os esforços sofridos pela rocha. A análise do comportamento mecânico da rocha, pode ser feita através da realização de ensaios mecânicos em corpos de prova das rochas, que subsidiam a modelagem numérica. O estudo do processo físico, assim como a busca de um modelo constitutivo mecânico que permite prever a deformação e fraturamento da rocha, são fundamentais. Afloramentos análogos possibilitam a caracterização das formações rochosas, assim como a investigação da geração, propagação, dimensões e conectividade de fraturas, além de viabilizar a coleta de amostras rochosas. Estes afloramentos consistem em rochas expostas na superfície com características análogas às rochas em subsuperfícies. Esta dissertação estuda calcários laminados da Formação Crato, localizada na Bacia do Araripe no Nordeste brasileiro, considerada um afloramento análogo às rochas carbonáticas da formação Barra Velha na Bacia de Santos, no intervalo do pré-sal brasileiro, na margem sudeste do país. A abordagem envolveu a realização do ensaio de Compressão Uniaxial das amostras para determinação do módulo de elasticidade. A geração e propagação de fraturas em um cenário sintético, considerando parâmetros dos ensaios, foram observadas através de simulações numéricas, em uma análise de deformação plana, utilizando uma técnica de fragmentação de malha baseada em elementos finitos com elevada razão de aspecto, a qual, consiste em inserir elementos de interface entre elementos regulares de uma malha de elementos finitos, em conjunto com um modelo constitutivo baseado na mecânica do dano. A heterogeneidade das amostras é comprovada pela descontinuidade das fraturas entre as camadas. Em um reservatório, essa heterogeneidade implica em possíveis barreiras para o fluxo dos fluidos presentes na rocha. As análises do comportamento das fraturas quando submetidas a determinadas tensões, contribuem para o entendimento da geração e propagação de fraturas na aplicação da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não-convencionais.

Palavras-chave: reservatórios não-convencionais; fraturas; ensaio uniaxial; elementos finitos; formação Crato.

ABSTRACT

In order to understand the fracture system and the permoporous networks of reservoirs composed of low permeability limestone rocks, it is essential to understand the stresses that subject by the rock. The analysis of the rock mechanical behavior can be done through the accomplishment of mechanical tests in specimens of the rocks that support the numerical modeling. The study of the physical process, as well as the search for a mechanical constitutive model that allows predicting the deformation and fracturing of the rock are fundamental. Similar outcrops allow the characterization of rock formations, as well as the investigation of the generation, propagation, dimensions and connectivity of fractures, in addition to enabling the collection of rock samples. These outcrops consist of exposed rocks at the surface with characteristics analogous to those rocks in subsurfaces. This dissertation studies laminated limestones from the Crato Formation, located in the Araripe Basin in Northeast of Brazil, which is considered an outcrop analogous to the carbonate rocks of the Barra Velha Formation in the Santos Basin, in the Brazilian pre-salt interval, on the southeastern margin of the country. The approach involved the performing Uniaxial Compression test on the samples to determine the modulus of elasticity. The generation and propagation of fractures in a synthetic scenario, considering test parameters, were observed through numerical simulations, in a plane deformation analysis, using a mesh fragmentation technique based on finite elements with high aspect ratio, which, consists of inserting interface elements among regular elements of a finite element mesh, together with a constitutive model based on damage mechanics. The heterogeneity of the samples is evidenced by the discontinuity of the fractures among the layers. In a reservoir rock, this heterogeneity implies in possibles barriers to the flow of fluids present in the rock. The analysis of the fractures behavior, when subjected to certain stresses, contribute to the understanding of the generation and propagation of fractures in the technique of the hydraulic fracturing application in non-conventional reservoirs.

Keywords: non-conventional reservoirs; fractures; uniaxial test; finite elements; Crato formation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Mapa Geológico da Bacia do Araripe, localizada no interior da região Nordeste do Brasil. Os polígonos representam cada uma das formações presentes na Bacia do Araripe, com destaque para o de coloração azul representando as regiões a partir das quais a Formação Crato é aflorante ao longo da Bacia do Araripe. O círculo em vermelho indica a região onde foram coletadas as amostras estudadas nesse trabalho.....	19
Figura 2 –	Afloramento de calcários laminados da Formação Crato, afloramento análogo.....	21
Figura 3 –	Petrofáceis para caracterização dos laminitos de coloração amarela e cinza. (a) CLA – Calcário Laminado Amarelo; (b) CLC – Calcário Laminado Cinza.....	23
Figura 4 –	Micrografias das Petrofáceis CLA e CLC para caracterização a partir da escala microscópica (a) CLA – Calcário Laminado Amarelo mostrando a matriz predominantemente micrítica com a presença de lâminas de cores diferentes a luz transmitida, os pequenos traços mais escuros na região superior indicam calcita ferrosa e nas regiões mais claras indicam maior teor de Mn; (b) CLC – Calcário Laminado Cinza com efeito de laminação composta essencialmente por micrito, com lâminas mais escuras devido à presença de matéria orgânica.....	24
Quadro 1 –	Resumo das características faciológicas dos Calcários Laminados Amarelos e Cinzas, CLA e CLC, respectivamente, definidas por Araújo A. F. (2020).....	25
Figura 5 –	Esquema do Ensaio Uniaxial, com o corpo de prova, na vertical, sendo submetido a uma carga axial.....	31
Figura 6 –	Projeção do vetor de tensões na direção normal a base do elemento de interface.....	37
Figura 7 –	Representação do Elemento Finito de Alta Razão de Aspecto.....	39

Figura 8 –	Técnica de fragmentação de malha para problemas 2D. (a) malha original (elementos regulares); (b) malha fragmentada; (c) malha com elementos de elevada razão de aspecto entre os elementos regulares; (d) par de elementos de interface entre os elementos regulares.....	41
Figura 9 –	Detalhe do posicionamento dos elementos de interface entre os elementos regulares da malha de elementos finitos.....	42
Figura 10 –	Painel com as amostras analisadas neste trabalho – (a) CNOW_2; (b) CNOW_4; (c) CNOW_5V; (d) CNOW_6; (e) CNOW_7; (f) CNOW_9; (g) CNOW_10.....	44
Figura 11 –	Arranjo da prensa para a realização do ensaio de compressão uniaxial em amostra de calcário laminado da formação Crato.....	45
Figura 12 –	Detalhamento da geometria tomando como referência a amostra CNOW_2 visualizada no <i>software</i> Gmsh.....	47
Figura 13 –	Malha fragmentada da amostra CNOW_2, visualização da amostra através do <i>software</i> GiD.....	49
Figura 14 –	Tensão-deformação das amostras de Calcário Laminado.....	53
Figura 15 –	Painel das amostras após a submissão ao ensaio de Compressão Uniaxial.....	55
Figura 16 –	Comparação das curvas de evolução de tensão vertical, antes e no momento da ruptura, das soluções numéricas e experimentais, para cada amostra.....	60
Figura 17 –	Evolução do Dano e Abertura de Fraturas, para cada amostra, com fator de ampliação de 0,2 Vezes.....	62
Figura 18 –	Comparação entre o padrão de fratura do material obtido c simulação e no ensaio de Compressão Uniaxial.....	63
Figura 19 –	Microfalha, escalonada, subvertical, cortada por veios de calcita (setas vermelhas).....	65
Figura 20 –	Painel de microtomografias mostrando uma microfalha nos calcários laminados, mostrando padrão en échelon, lístrico e de falhas em dominó.....	66

Figura 21 –	Resultados de geração e propagação de fraturas com detalhe da região fraturada, mostrando a interação das fraturas geradas com as camadas adjacentes (Círculos vermelhos indicando as fraturas mais representativas): (a) Instante em que iniciou o fraturamento; (b) Estágio pós-fraturamento; (c) Estágio final de fraturamento.....	67
Figura 22 –	Distribuição de tensões horizontais – (a) No início do fraturamento; (b) Instante do avanço do fraturamento.....	69
Figura 23 –	Distribuição de tensões cisalhantes – (a) No início do fraturamento; (b) Após o fraturamento.....	70
Figura 24 –	Distribuição de variáveis para o momento posterior ao fraturamento – (a) Campo de deslocamento; (b) Variável de dano e porosidade.....	72
Figura 25 –	(a) Visão panorâmica de um afloramento de laminitos localizado na Pedreira Três Irmãos mostrando um exemplo da linha de varredura linear. (b) Detalhes de abertura e espaçamento de fratura e um comparador desenvolvido por Ortega et al. (2006) para uso em campo. (c) Exemplo de microscanline usando seção fina petrográfica.....	74
Figura 26 –	Estudo das scanlines lineares na simulação - (a) Scanlines distribuídas ao longo das feições; (b), (d), (f), (h), (j), (l), (n), (p) Dados ajustados em escala linear, scanline nas camadas rosa, cinza 1, azul 1, cinza 2, azul 2, cinza 3, azul 3 e cinza 4, respectivamente; (c), (e), (g), (i), (k), (m), (o), (q) Dados ajustados em escala log-log para as camadas rosa, cinza 1, azul 1, cinza 2, azul 2, cinza 3, azul 3 e cinza 4, respectivamente.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Valores de Densidade (g/cm ³).....	26
Tabela 2 –	Valores de Porosidade (%).....	26
Tabela 3 –	Dados das dimensões das amostras.....	46
Tabela 4 –	Dados resultantes do ensaio de Compressão Uniaxial.....	51
Tabela 5 –	Dados de propriedades mecânicas utilizados na simulação.....	57
Tabela 6 –	Número de nós e elementos da malha para cada cenário simulado.....	58

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVOS.....	18
1.1.1	Objetivo geral.....	18
1.1.2	Objetivos específicos.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1	CONTEXTO GEOLÓGICO DA FORMAÇÃO CRATO.....	19
2.2	CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS DE CALCÁRIOS LAMINADOS.....	21
2.3	RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS.....	27
2.4	TÉCNICA DE VARREDURA LINEAR – SCANLINE.....	29
2.5	ENSAIOS DE COMPRESSÃO UNIAXIAL.....	30
2.6	PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS.....	32
2.6.1	Módulo de Young.....	32
2.6.2	Coeficiente de Poisson.....	32
2.6.3	Resistência à Tração.....	33
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	34
3.1	EQUAÇÕES DE EQUILÍBRIO DE TENSÕES.....	34
3.2	EQUAÇÃO DE CONSERVAÇÃO DE MASSA PARA FASE SÓLIDA.....	35
3.3	MODELO CONSTITUTIVO DE DANO À TRAÇÃO.....	36
3.4	TÉCNICA DE ELEMENTOS FINITOS.....	38
3.4.1	Elementos Finitos de Interface de Alta Razão de Aspecto....	38
3.4.2	Técnica de Fragmentação de Malha.....	40
4	METODOLOGIA.....	43
4.1	ENSAIO DE COMPRESSÃO UNIAXIAL.....	44
4.2	SIMULAÇÃO NUMÉRICA.....	46
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	50
5.1	ENSAIOS DE COMPRESSÃO UNIAXIAL.....	50

5.2	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE CENÁRIOS SINTÉTICOS.....	56
6	CONCLUSÕES.....	79
6.1	RECOMENDAÇÕES.....	81
	REFERÊNCIAS.....	82

1 INTRODUÇÃO

A necessidade em explorar reservatórios não-convencionais, acompanha o aumento da demanda por energia. Neste tipo de reservatório não há conexão entre os poros existentes em seu interior, o que torna imprescindível a execução de técnicas que viabilizem o fluxo de hidrocarbonetos, seja por fraturamento hidráulico, poços horizontais, multilaterais ou qualquer outra técnica capaz de possibilitar o contato poço-reservatório (JACOMO, 2014). Os reservatórios naturalmente fraturados, por sua vez, apresentam um elevado potencial para o armazenamento e fluxo de fluidos. As fraturas naturais podem se formar em qualquer parte do reservatório que apresente características propensas a isso, ou seja, em regiões do reservatório onde as tensões excedem a resistência máxima da formação rochosa. Tanto os fluidos contidos nesses reservatórios, quanto as heterogeneidades presentes na matriz rochosa, provocam alterações nas propriedades mecânicas de deformabilidade e resistência da rocha, causando redistribuições das tensões *in-situ* e resistência da rocha (HANDIN, 1969; MAKEL, 2007; NELSON, 2001; MIRANDA *et al.*, 2018; SPOONER, 2021; SPOONER *et al.*, 2019; WARREN & ROOT, 1963). Desta forma, a compreensão da geração e propagação de fraturas nas rochas de baixa permeabilidade é de grande relevância para a estimativa da produtividade de poços de petróleo.

Análises canalizadas para rochas calcárias de baixa permeabilidade são de grande relevância, uma vez que compõem uma boa parcela de sistemas petrolíferos convencionais, atuando como rocha reservatório. No Oriente Médio, por exemplo, cerca de 90% das reservas de gás e 70% das reservas de óleo acontecem em rochas calcárias (SCHLUMBERGER, 2017). No pré-sal brasileiro, grande referência de potencial petrolífero nacional, os reservatórios são compostos principalmente por rochas calcárias (TERRA *et. al.*, 2010; JOHANN & MONTEIRO, 2016), sendo este o motivo de maior pertinência. Devido às dificuldades enfrentadas referentes à profundidade dos reservatórios do pré-sal, torna-se inviável e com elevado grau de incerteza a obtenção de dados de subsuperfície, pois, há limitações na resolução das ferramentas de exploração, além dos custos agregados à tais ferramentas, comprometendo modelagens

efetivas desses reservatórios (BOYD *et al.*, 2015; WENNBERG, 2016; MERCADIER & MAKEL, 1991; VAN DIJK, 1998).

Diante das restrições citadas acima, uma forma de solucionar o problema é o estudo de análogos de superfície ou análogos de reservatórios, ou ainda, de acordo com Miranda *et al.*, (2012), formações rochosas que oferecem fácil acesso em superfície e que apresentam similaridades com reservatórios em subsuperfície. São excelentes possibilidades de desenvolvimento e suporte na construção de modelos e predição de comportamento das formações (ARAÚJO A. I., 2019).

A importância em analisar análogos consiste em admitir melhores definições dos parâmetros relacionados às propriedades mecânicas, petrofísicas, texturais, químicas e mineralógicas, semelhantes às rochas reservatórios de subsuperfície. Essas definições estão associadas ao maior número de informações dispostas nas exposições naturais e em minas. Afloramentos análogos possibilitam o entendimento de processos deposicionais e diagenéticos das formações, e por esse motivo assumem uma contribuição relevante para a elaboração de modelos numéricos aperfeiçoados, reduzindo as incertezas e aprimorando as previsões do comportamento das formações rochosas, quando submetidas à produção (LAVENU *et al.*, 2013, 2015; THOMPSON *et al.*, 2015; SANTOS *et al.*, 2016; MIRANDA *et al.*, 2018).

Nesta dissertação serão estudadas amostras oriundas do afloramento análogo da Bacia do Araripe, mais especificamente, Formação Crato, onde há excelentes exposições naturais de calcários laminados. Há uma fundamentação pertinente a similaridades física, faciológica e de idade dessas rochas com intervalos de calcários laminados da Formação Barra Velha, Bacia de Santos, que compõem reservatórios do pré-sal da margem leste brasileira. (ASSINE *et al.*, 2014; CATTO *et al.*, 2016; MIRANDA *et al.*, 2016; FARIAS, 2018; ZIHMS *et al.*, 2017).

O objetivo principal desta pesquisa é investigar a geração e propagação de fraturas em rochas calcárias laminadas da Formação Crato, Bacia do Araripe. Esta investigação, de forma integrada, torna possível a análise do comportamento das fraturas na presença das laminações desses calcários, permitindo a compreensão da natureza e distribuição de estruturas relacionadas às propriedades físicas e mecânicas destas rochas, assim como, viabiliza uma melhor compreensão do comportamento de fraturas

geradas a partir da técnica de fraturamento mecânico quando aplicado a formações rochosas dessa natureza.

As amostras foram coletadas na mina Willian, município de Nova Olinda, Ceará, devido às excelentes exposições do calcário laminado da Formação Crato nas frentes de lavra da mineração. O estudo desfrutou da caracterização das amostras a partir de estudos desenvolvidos por Araújo A. F. (2020) e Gonçalves (2020), os quais, contribuíram significativamente para a caracterização orientada para as propriedades sedimentológicas e diagenéticas, assim como para algumas propriedades petrofísicas e mecânicas das amostras. Na sequência, as amostras foram submetidas ao ensaio de Compressão Uniaxial. Ademais, foi realizada uma simulação numérica bidimensional reproduzindo um cenário sintético considerando dados dos ensaios, com a finalidade de analisar o comportamento das fraturas quando submetidas às variações no estado de tensões, considerando relevantes e fundamentais todos os dados coletados referentes às amostras de calcários laminados. O conjunto de dados oriundos de estudos já desenvolvidos e dados obtidos a partir dos ensaios de compressão uniaxial permitiram a construção de um modelo numérico com maior representatividade quando comparado à dados de modelo *upscaling* e até mesmo, comportamentos reais.

A simulação numérica é uma ferramenta muito importante a ser aplicada no problema de fraturamento da rocha. Dentre diversos métodos numéricos utilizados na modelagem de fraturamento, o Método dos Elementos Finitos (MEF) apresenta uma grande representatividade frente a este problema. Para o desenvolvimento deste trabalho, a metodologia proposta foi a técnica de fragmentação de malha, baseada na teoria de Aproximação de Descontinuidades Fortes (ACDF), para modelar numericamente a geração e propagação de fraturas, através de um modelo geológico em 2D, em um meio com heterogeneidade geomecânica definido por diferentes fácies presentes no meio, e investigar o efeito dessas heterogeneidades na geometria e desenvolvimento das fraturas. Todas as simulações foram realizadas pelo *software* de análise em elementos finitos CODE-BRIGHT (COupled DEformation, BRine, Gas and Heat Transport) (OLIVELLA *et al.*, 1996), usando o modelo constitutivo de dano à tração (MANZOLI, 2012; SÁNCHEZ *et al.*, 2014; BESERRA, 2015; SEIXAS, 2015).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

O presente estudo tem como principal objetivo investigar a geração e propagação de fraturas em calcários laminadas da Formação Crato, analisando a relação entre as propriedades mecânicas das petrofácies e considerando as heterogeneidades entre elas, através do ensaio uniaxial e da simulação numérica bidimensional, utilizando método dos elementos finitos com modelo constitutivo de Dano à tração.

1.1.2 Objetivos específicos

- Caracterização das amostras de acordo com suas feições diagenéticas, propriedades petrofísicas e mecânicas, através de metodologias já desenvolvidas por Araújo A. F. (2020) e Gonçalves (2020);
- Analisar a geração e propagação de fraturas nos calcários laminados, por meio de experimentos e simulação numérica bidimensional;
- Analisar os parâmetros mecânicos sugeridos por Gonçalves (2020) quanto à coerência frente aos dados obtidos nos ensaios e utilizados na simulação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta, inicialmente, uma breve contextualização geológica da Formação Crato, em seguida, as metodologias desenvolvidas para a caracterização das amostras, uma revisão da literatura sobre geração e propagação de fraturas em rochas intactas, reservatórios naturalmente fraturados e fraturas em afloramentos análogos. Também será apresentada a técnica de *scanline*, breve descrição do ensaio uniaxial e definições de algumas propriedades mecânicas relevantes para a simulação numérica.

2.1 CONTEXTO GEOLÓGICO DA FORMAÇÃO CRATO

A formação Crato é parte constituinte da Bacia do Araripe, a qual está situada na região de fronteira dos estados do Ceará, Pernambuco e Piauí, interior do Nordeste do Brasil, em área delimitada pelas coordenadas geográficas 07°00' e 08°00' de latitude sul e 38°30' e 41°00' de longitude oeste. Posicionada entre as bacias do Parnaíba, Potiguar e do Tucano-Jatobá, e sendo a mais importante das bacias fanerozóicas interiores do Nordeste do Brasil, perfaz uma superfície total de aproximadamente 9.000 quilômetros quadrados, Figura 1, (CHAGAS, 2006; ASSINE, 2007; BRITO NEVES, 1975; ALMEIDA *et al.*, 1967; ALMEIDA *et al.*, 1981).

Figura 1 – Mapa Geológico da Bacia do Araripe, localizada no interior da região Nordeste do Brasil. Os polígonos representam cada uma das formações presentes na Bacia, com destaque para o de coloração azul representando as regiões a partir das quais a Formação Crato é aflorante ao longo da Bacia do Araripe. O círculo em vermelho indica a região onde foram coletadas as amostras estudadas nesse trabalho



Fonte: Modificado de Assine (1992).

A Bacia do Araripe está implantada na Província da Borborema (PB) (OLIVEIRA, 2008; ALMEIDA *et al.*, 1967). Faz parte de um contexto geotectônico condicionado ao processo de implantação que ocorreu em três estágios de subsidência nas bacias interiores do Nordeste, os quais consistem na fase pré-rifte, caracterizada por suave subsidência regional, formado pelo efeito de estiramento crustal (Jurássico superior); sin-rifte, com rápida subsidência local (Cretácio Inferior, Andar Neocomiano) e; fase pós-rifte, caracterizada pela suave subsidência regional formado pela subsidência flexural térmica (Mesocretácio, Andar Alagoas – Aptiano/Albiano) (PONTE & FILHO, 1996; PONTE, 1992).

As amostras estudadas neste trabalho são pertencentes ao estágio pós-rifte, sendo nesse estágio o registro da sedimentação do Andar Alagoas, correspondente, litoestratigraficamente, ao grupo Santana, subdividido nas formações Barbalha, Crato, Ipubi e Romualdo (NEUMANN, 1999; NEUMANN & CABRERA, 1999; ASSINE *et al.*, 2014; NEUMANN & ASSINE, 2015).

A formação da Bacia do Araripe, segundo Marques *et al.* (2014), está associada a um processo de inversão tectônica, explicando a formação da chapada do Araripe que representa um relevo positivo regional, durante o Cenozoico. Matos (1992) defende que as bacias interiores do Nordeste brasileiro foram geradas pela reativação de pequenos segmentos causada por uma distensão na direção NW-SE. Dessa forma, tornou-se possível a inversão das falhas originalmente transpressoriais para falhas normais, sendo estas influenciadas pela heterogeneidade geomecânica das feições da rocha.

A formação Crato é constituída por bancos de calcários laminados intercalados com folhelhos, siltitos e arenitos. Cinco camadas carbonáticas distintas ocorrem nesta formação, com espessuras variadas, intercaladas com camadas de folhelhos negros, ricos em matéria orgânica, folhelhos verdes e arenitos (ASSINE, 1992). Os calcários laminados apresentam uma permeabilidade matricial bem reduzida, tendo sua permeabilidade regida pelas fraturas naturais. A formação Crato representa uma sedimentação lacustre interna carbonática da Bacia do Araripe, sendo constituída principalmente por seis unidades carbonáticas denominadas de C1 a C6 (MIRANDA, 2015). Estas camadas que são separadas entre si, tanto lateralmente como

verticalmente, por arenitos, siltitos e folhelhos calcíferos e margas, Figura 2, (NEUMAN, 1999; SILVA et al., 2002; SILVA & NEUMANN, 2002).

Figura 2 – Afloramento de calcários laminados da Formação Crato, afloramento análogo



Fonte: Araújo A. I. (2019).

Os planos das fraturas de extensão (veios e juntas) ocorrem perpendicularmente ao acamamento e apresentam um padrão sistemático de fraturamento, como juntas com padrão ortogonal, juntas parcialmente preenchidas por dissolução de calcita e gipsita e *clusters* de veios preenchidos por calcita recristalizada. Fraturas extensionais são mais frequentes nos calcários laminados da Formação Crato, no entanto, também contém fraturas cisalhantes, estilólito, e fraturas vugulares (MIRANDA, 2015).

2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS DE CALCÁRIOS LAMINADOS

A caracterização das amostras foi feita através de metodologias já desenvolvidas, com ênfase em Araújo A. F. (2020) e Gonçalves (2020), por terem analisado amostras oriundas da mesma área, Mina Willian, possuindo uma grande exposição lateral e vertical e menor grau de intemperismo. Araújo A. F. (2020) caracterizou suas amostras de

calcários laminados através de uma combinação de métodos que inclui aplicação da técnica de varredura linear (*Scaline*), ensaios *in situ* (martelo Schmidt), construção de painéis fotográficos de alta resolução, pseudo-poços, execução de ensaios de compressão uniaxial e o estudo petrográfico com apoio de catodoluminescência, e de MEV/EDS. Fornecendo uma integração de dados relevantes de caracterização, trazendo informações das petrofácies e heterogeneidades, contribuindo significativamente para definir uma relação entre propriedades mecânicas e geração e propagação de fraturas na formação, quando submetida a tensões.

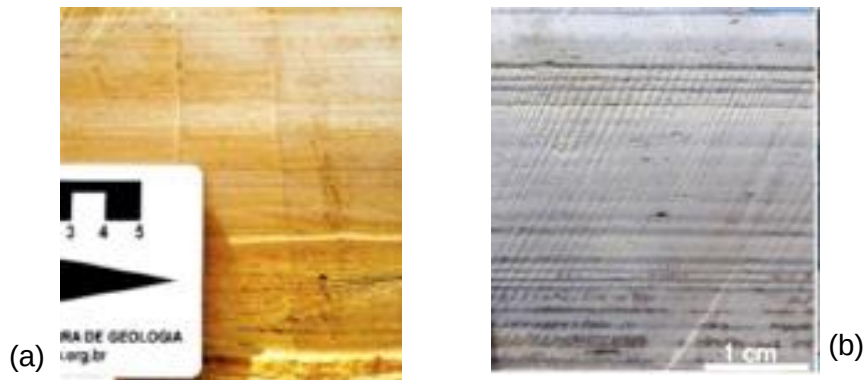
Em seu estudo, foi construído um perfil de pseudo-poço nessa área de mineração. A partir dos dados de perfil, os calcários laminados foram descritos como rochas de granulação fina e são formadas predominantemente por lâminas plano-paralelas e localmente onduladas. Com base na exposição da lavra, essas rochas apresentam como litofácies principais, calcários laminados de coloração cinza esverdeado na base e de coloração creme a bege na porção média a superior, podendo ser observado nas amostras estudadas neste trabalho.

Araújo A. F. (2020) comprovou que no intervalo de Calcários laminados da Formação Crato, há uma alternância de laminitos amarelos e cinzentos em todo o intervalo. Existe uma predominância da coloração cinza na base do intervalo e da cor amarela no topo, sugerindo concluir que a coloração é resultante da diagênese profunda dos depósitos, podendo ser intensificada, localmente, devido à oxidação e dissolução de laminações isoladas.

Calcário Laminado Amarelo (CLA) e Calcário Laminado Cinza (CLC) foram as denominações dadas por Araújo (2020) para separar dois dos grupos de suas amostras. Em uma escala mesoscópica, petrofácies CLA e CLC são mais abundantes, não apresentam macro heterogeneidades. Petrofácies CLA pode apresentar cimentação por sílica (SiO_2) na forma de nódulos, de forma pontual, sendo comum também a presença de óxidos de ferro (Fe_2O_3) resultantes da oxidação de cristais de Pirita. A espessura de intervalos desta petrofácies variou de 1cm a 32cm. Enquanto a petrofácies CLC apresenta importante conteúdo de matéria orgânica, o que foi observado em lâminas delgadas. Esta petrofácies apresenta alto processo de litificação, além disso, é comum a abundante presença de pirita, tanto na forma de cristais disseminados na matriz, pirita

framboidal, quanto na forma de cristais cúbicos euédricos. Esta petrofácies possui espessura que varia de 2cm a 16 cm. A Figura 3 apresenta as petrofácies de Calcário Laminado Amarelo (CLA) e de Calcário Laminado Cinza, a partir da escala mesoscópica.

Figura 3 – Petrofáceis para caracterização dos laminitos de coloração amarela e cinza, a partir da escala mesoscópica (a) CLA – Calcário Laminado Amarelo; (b) CLC – Calcário Laminado Cinza



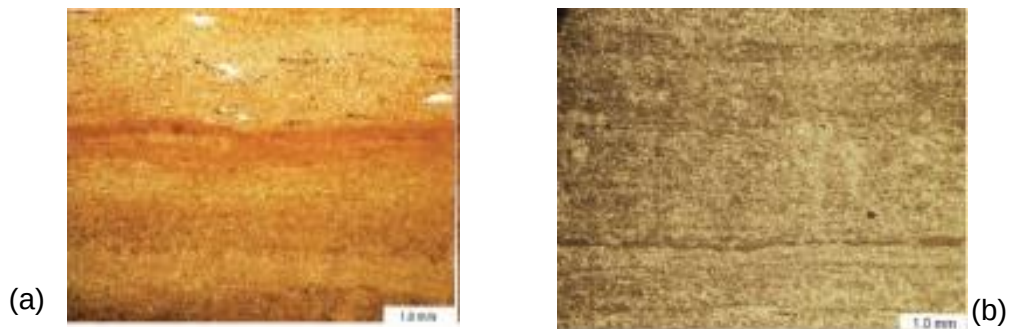
Fonte: Adaptado de Araújo A. F. (2020).

Partindo da escala microscópica, a petrofácies CLA é composta por lâminas plano-paralelas com espessuras que variam de 30µm a 60µm. A matriz dessa rocha é composta essencialmente por cristais romboédricos de calcita e dolomita com tamanhos que variam de 4-10µm. A rocha apresenta cimento diagenético constituído por calcita e sílica amorfa. Diante das imagens do Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV), observou-se que óxidos de manganês (MnO) podem apresentar um hábito fibroso e preencher localmente a porosidade. Nas análises de lâminas desta petrofácies foi possível observar variações composicionais incluindo matéria orgânica e óxidos de Ferro (Fe_2O_3) e Dolomita. Essa petrofácies pode apresentar uma porosidade um pouco mais expressiva quando comparada às demais petrofácies, com predominância do tipo intracristalina, móldica e intercristalina, causada principalmente pela maior ação da dissolução devido a textura poikilotópica, sendo está uma textura predominante (ARAÚJO A. F., 2020).

Ainda sob a escala microscópica, a petrofácies CLC é composta por lâminas plano-paralelas, com boa continuidade lateral, com espessuras que variam de 40µm a 90µm. A matriz rochosa apresenta principalmente cristais de calcita de 4µm a 10µm, alguns cristais podem apresentar dimensões um pouco maiores que 10µm. A petrofácies

apresenta um cimento eo-diagenético constituído por cristais de calcita por vezes substituída por sílica (SiO_2) menores que $4\mu\text{m}$, ou ainda sílica amorfa e pirita framboidal, estes podem aparecer preenchendo a porosidade primária (intergranular) e secundária (intracristalina e intercristalina). Os laminitos desta petrofácies podem apresentar presença de filamentos algálicos (cianobactérias) disseminados na matriz. Cristais de pirita ocorrem disseminados por toda matriz, ou ainda formando concentrações associadas a substituição de matéria orgânica. A variação observada em relação a coloração, mais clara ou mais escura, é principalmente causada pela concentração de matéria orgânica e cristais de pirita que varia, sendo maior nas lâminas mais escuras. Esta petrofácies apresenta pouca ou nenhuma porosidade primária, e também muito pouca porosidade secundária (ARAÚJO, 2020). A Figura 4, mostra micrografias das petrofácies CLA e CLC com nicóis paralelos.

Figura 4 – Micrografias das Petrofáceis CLA e CLC para caracterização a partir da escala microscópica, com nicóis paralelos (a) CLA – Calcário Laminado Amarelo mostrando a matriz predominantemente micrítica com a presença de lâminas de cores diferentes a luz transmitida, os pequenos traços mais escuros na região superior indicam calcita ferrosa e nas regiões mais claras indicam maior teor de Mn; (b) CLC – Calcário Laminado Cinza com efeito de laminação composta essencialmente por micrito, com lâminas mais escuras devido à presença de matéria orgânica



Fonte: Adaptado de Araújo A. F. (2020).

O Quadro 1 mostra, de forma resumida, algumas características dos calcários laminados amarelos e cinzas.

Quadro 1 – Resumo das características faciológicas dos Calcários Laminados Amarelos e Cinzas, CLA e CLC, respectivamente, definidas por Araújo A. F. (2020)

Classificação	Geral	Escala Mesoscópica	Escala Microscópica
Calcário Laminado Amarelo (CLA)	Granulação fina e formadas predominantemente por lâminas plano-paralelas e localmente onduladas. Lâminas com coloração cinza esverdeado na base e creme a bege na porção média a superior	Cimentação por sílica na forma de nódulos; Presença de óxidos de ferro; Intervalos de espessura de 1cm a 32cm.	Porosidade intracristalina, móldica e intercristalina; Matéria orgânica e óxidos de Ferro e Dolomita; Espessuras que variam de 30µm a 60 µm.
Calcário Laminado Cinza (CLC)		Conteúdo de matéria orgânica; Alto processo de litificação; Abundante presença de pirita; Intervalos de espessura de 2cm a 16cm.	Presença de filamentos algálicos (cianobactérias); Pouca ou nenhuma porosidade primária e secundária; Espessuras que variam de 40 µm a 90 µm.

Fonte: A autora (2022).

Outra contribuição muito relevante para uma melhor interpretação dos resultados obtidos a partir da simulação numérica proposta por esse trabalho, foi o estudo desenvolvido por Gonçalves (2020), o qual, através do uso de Microtomografia Computadorizada assumiu uma relação entre as propriedades mecânicas e propriedades físicas, como densidade e porosidade de calcários laminados da Formação Crato e os efeitos da microestrutura na distribuição destas propriedades. Nessa metodologia de Gonçalves (2020), dentre seu banco de amostras, foram analisadas duas das amostras do presente estudo, CNOW_6 e CNOW_5V, as quais demonstraram uma ótima correspondência à metodologia desenvolvida.

A técnica de µCT possibilita a investigação da estrutura na escala micrométrica da rocha intacta, que, quando combinada com a macroestrutura da rocha, possibilita predições acuradas sobre o volume de reserva e exploração eficiente (SANTOS et al., 2015; MIRANDA et al., 2018; GURJÃO et al., 2013; SOARES et al., 2015; ZIHMS et al., 2018). A petrofísica tradicional fornece apenas o valor médio para uma amostra, sendo

insensível à influência da distribuição de propriedades. A microtomografia de raios X pode ser utilizada para investigar a microestrutura no interior de amostras, possibilitando realizar descrições qualitativas e quantitativas do espaço poroso e da matriz mineral da rocha (GONÇALVES, 2020).

Para a obtenção da densidade e porosidade Gonçalves (2020) utilizou imagens tomográficas e adotou alguns critérios de simplificação para a rocha, considerando que a matriz mineral é constituída apenas pelo mineral de calibração, calcita, e com baixo teor de impurezas. Dessa forma, compreende-se que variações na atenuação em uma mesma amostra dependem apenas da presença de vazios. Para a densidade, é utilizado o valor de densidade global da amostra, sem desconsiderar os poros, o valor de densidade é comparado com a densidade do mineral de calibração, onde densidade abaixo do mineral de calibração são considerados como regiões com concentração de porosidade. Os valores de densidade e porosidade encontrados estão dispostos nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1 – Valores de Densidade (g/cm³)

Amostras	Média (g/cm³)	Mínimo (g/cm³)	Máximo (g/cm³)
CNOW_6	2,31	2,18	2,38
CNOW5_V	2,31	2,28	2,36

Fonte: Adaptado de Gonçalves (2020).

Tabela 2 – Valores de Porosidade (%).

Amostras	Média (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
CNOW_6	14,62	12,30	19,50
CNOW5_V	14,69	12,90	15,72

Fonte: Adaptado de Gonçalves (2020).

A amostra CNOW5_V, acompanha as mesmas laminações da rocha por toda sua extensão e mesmo assim há uma variação de porosidade de quase de 4%, demonstrando o quanto o material é heterogêneo, pois, é uma amostra coletada na mesma área das demais, no entanto, possui uma continuidade maior das laminações, devido a sua configuração vertical. As amostras que apresentaram densidade dos grãos em torno de $2,7 \text{ g/cm}^3$ foram as calcitas e calcários laminados, legitimando a escolha do mineral de calibração. Soares *et. al.* (2015) sugere que valores de densidade inferiores a $2,72 \text{ g/cm}^3$ indicam calcários não puros.

Os autores Gurjão *et al.* (2013) e Soares *et al.* (2015) fornecem valores de parâmetros elásticos como módulos de Young e cisalhamento e coeficiente de Poisson, além de correlações entre estes e densidade e porosidade. A partir dos valores médios de densidade e porosidade expostos por Gonçalves (2020) (Tabelas 1 e 2), ao correlacionar com os resultados obtidos por Soares *et. al.* (2015), é possível considerar o módulo dinâmico de Young variando entre 25 GPa a 55 GPa, e Poisson variando entre 0,2 e 0,3. Estas correlações serão utilizadas nesse presente trabalho para comparar com os resultados obtidos.

2.3 RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS

As fraturas são descontinuidades que exercem grande influência na estabilidade da formação rochosa, as mesmas surgem em função das tensões exercidas sobre a rocha, quando estas excedem a resistência da rocha. A distinção entre os tipos de fratura é importante porque sua distribuição espacial e características e dimensões podem ser significativamente diferentes (Odling *et al.* 1999; Cacas *et al.* 2001). A informação ajudará a subdividir as fraturas em conjuntos específicos, determinar relações de idade e, em geral, fornecer indicadores importantes para a história estrutural (Hancock 1985).

Em relação às análises de propriedades mecânicas da formação, é importante ressaltar que os aspectos da estratigrafia mecânica e da estratigrafia de fraturas podem ou não coincidir, já que as propriedades mecânicas da rocha evoluem com a diagênese, enquanto as fraturas evoluem com o histórico de deformação (LAUBACH *et al.*, 2009). A estratigrafia mecânica é resultado de diversos fatores, como a composição e estrutura de

deposição, mudanças químicas e mecânicas sobrepostas à composição da rocha, textura e interfaces, após a deposição (LAUBACH et al., 2009). Já a estratigrafia de fratura considera os fatores que controlam a formação das fraturas em intervalo específicos da rocha, de acordo com a extensão, intensidade, distribuição e parâmetros geométricos, com base no histórico do soterramento e a estratigrafia mecânica das rochas durante a formação das fraturas (LAUBACH et al., 2009; LAVENU et al., 2015).

A estratigrafia mecânica em reservatórios pode ser definida, com base em perfis geofísicos e na análise de amostras. Essas análises se dão através da coleta das amostras que se integram ao processamento de dados e análises desses dados, levando a concepção de modelos investigativos com uma maior precisão para a elaboração do modelo de geração e propagação de fraturas. Dados oriundos de afloramentos análogos permitem uma maior redução de incertezas quanto ao modelo utilizado para simulação, uma vez que para que um afloramento seja considerado análogo é feito um estudo da sua história estrutural e da formação geológica, ou seja, são dados que, na prática, são capazes de gerar resultados muito positivos, ou seja, possibilitam simulações de cenários mais realísticos (BARTON & ZOBACK, 1992; ORTEGA et al., 2006).

Com relação às fraturas, Miranda (2015) classificou os calcários laminados da Formação Crato como reservatórios análogos naturalmente fraturados, onde a matriz possui porosidade primária média a alta e permeabilidade baixa, as fraturas existentes são preenchidas por minerais, também podem ser considerados como reservatórios não-convencionais do tipo *tight*. Essas mesmas características petrofísicas foram identificadas nas análises realizadas por Cabral (2017). A existência de fraturas influencia diretamente na capacidade de armazenamento e de fluxo de fluidos no interior da formação, interferindo no comportamento da curva de produção dos hidrocarbonetos. Dessa forma, é imprescindível o estudo da geração e propagação de fraturas em reservatórios de petróleo, os quais tem a sua produção e recuperação influenciados por fraturas de menor ou maior extensão (G. H. MAKEL, 2007).

Reservatórios formados por rochas calcárias apresentam, de forma geral, estruturas de deformação e dissolução, as quais desempenham a função de facilitar o fluxo de fluidos no interior do reservatório, apresentando, comumente, fenômenos complexos como dupla porosidade e dupla permeabilidade (LAVENU et. al., 2015). Tais

estruturas de deformação, como fraturas, por apresentarem propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade, são responsáveis, em conjunto com a matriz rochosa pelo armazenamento e fluxo dos fluidos nos reservatórios (WENNBORG et al., 2006; GIUFFRIDA et al., 2019). A porosidade é importante para o cálculo da capacidade de armazenamento, enquanto a permeabilidade é importante para a predição do fluxo de fluido nos reservatórios (AGUILERA, 1995, LAVENU et al., 2015; WENNBORG et al., 2016).

A partir dessas duas propriedades petrofísicas, Nelson (2001) propôs uma classificação para os reservatórios, onde ele considera as fraturas como um fator fortemente atuante no fluxo dos fluidos no interior do reservatório:

- Reservatórios Tipo 1: reservatórios com porosidade muito baixa e permeabilidade baixa, onde as fraturas têm capacidade de armazenamento e de fluxo dos fluidos;
- Reservatório Tipo 2: reservatórios com baixa porosidade e baixa permeabilidade, onde as fraturas atuam como vias de fluxo dos fluidos, sendo responsável pela permeabilidade da formação, enquanto que a matriz rochosa atua como responsável pelo armazenamento dos fluidos;
- Reservatório Tipo 3: reservatórios de alta porosidade e baixa permeabilidade, onde a matriz atua no armazenamento dos fluidos e as fraturas como vias de fluxo desses fluidos. A produção está relacionada a matriz, este reservatório é adequado para a recuperação secundária e terciária;
- Reservatório Tipo 4: reservatórios com alta porosidade e alta permeabilidade, a matriz atua como armazenamento de fluidos e as fraturas potencializam a permeabilidade.

2.4 TÉCNICA DE VARREDURA LINEAR – SCANLINE

Devido à grande contribuição das fraturas para o armazenamento e fluxo dos fluidos em rochas reservatório, é importante quantificar as fraturas, determinar suas aberturas e a distância entre elas.

A técnica de *scanline* é uma abordagem direta de baixo custo e simples, baseada na leitura das dimensões de abertura das fraturas e dos espaçamentos entre elas, possibilitando a definição de parâmetros utilizados na modelagem numérica de reservatórios naturalmente fraturados (MIRANDA et al., 2012; WATKINS et al., 2015). Essa leitura pode ser feita, principalmente, em geometrias lineares e circulares. Sendo a *scanline* linear uma técnica muito utilizada para a caracterização de padrões de fraturamentos em afloramentos, devido a sua abordagem simples capaz de fornecer dados relacionados ao fraturamento das formações. Tal técnica, mede em linha reta de comprimento especificado, valores da direção, aberturas, distância a um referencial, composição dos preenchimentos de veios, e, quando a aquisição é feita por área, são coletados dados de relação de interseção (ORTEGA et al., 2006; PRIEST, 1993; MAULDON et al., 2001; MAULDON & MAULDON, 1997; GROSSENBACHER et al., 1997; HOOKER et al., 2012; WATKINS et al., 2015; GUERRIERO et al., 2010)

Na aquisição de medidas em campo, as fraturas devem apresentar inclinação de aproximadamente 90° com a *scanline*. Os dados obtidos em campo através da *scanline*, sendo a abertura das fraturas e a distância entre as fraturas as principais medidas, são tratados para prever a frequência de fraturas observadas no campo, esse estudo foi iniciado por Priest & Hudson (1976).

Os dados obtidos em campo podem ser refinados com o efeito do truncamento (*truncation*), o qual, afeta significativamente o grau de análise (GILLESPIE et al., 1993). Tal efeito consiste em refinar o intervalo de dados em uma certa região de interesse. Há outras formulações com base na técnica de *scanlines* nos trabalhos de Ortega et al., 2006; Miranda et al., 2012; Miranda, 2015; Santos et al., 2015; Santos, 2017.

2.5 ENSAIOS DE COMPRESSÃO UNIAXIAL

É necessário compreender o comportamento mecânico de uma rocha intacta para melhor entender a geração e propagação de fratura nessa rocha. Para a obtenção de características das formações rochosas intactas e previsão das suas resistências mecânicas, existem alguns ensaios realizados em laboratórios, sendo o ensaio de compressão uniaxial um deles, o qual, consiste em uma aplicação de carga unidirecional

com taxa constante de carregamento e/ou deslocamento para a determinação dos parâmetros da rocha. Basicamente, este ensaio consiste em montar um conjunto composto de amostra *cap* superior e inferior e extensômetro lateral e axial, o conjunto é colocado no pedestal, aproxima-se a carga até encostar ao *cap* superior. Se aplica uma carga uniaxial a uma taxa constante de deslocamento, definida de modo que o tempo de carregamento esteja entre 5 e 15 minutos. A resistência uniaxial da amostra (*UCS – Unconfined Compression Strength*) corresponde à carga axial (σ) no momento da ruptura da amostra dividido pela área da amostra (A), de acordo com a equação 1 (LOBATO, 2010).

$$UCS = \frac{\sigma}{A} \quad (1)$$

Neste trabalho, a realização dos ensaios obedeceu a norma D7012-14 (*Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures*), publicada pela Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM).

Segundo a ASTM D7012-14, a amostra que será submetida ao ensaio uniaxial deve ter uma razão de comprimento para diâmetro entre 2:1 e 2,5:1, e a velocidade de aplicação da carga deve ser tal que a ruptura ocorra em um intervalo de tempo entre 2 e 15 min. Ainda segundo a norma supracitada, os métodos mais comuns empregados para medição do módulo de Young são através da tangente do módulo para um nível de tensão com uma porcentagem fixa, comumente 50% da carga máxima; a média da inclinação de porção linear da curva da tensão-deformação, sendo esta a utilizada nesse trabalho; e, o módulo secante, de usualmente tensão zero para alguma porcentagem fixa da força máxima.

Figura 5 – Esquema do Ensaio Uniaxial, com o corpo de prova, na vertical, sendo submetido a uma carga axial



Fonte: Adaptado de Araújo, 2019.

2.6 PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS

Analisar as propriedades mecânicas das rochas é de extrema importância para a compreensão do comportamento geomecânico do maciço rochoso quando submetido a cargas externas. Neste estudo, as propriedades mecânicas aplicadas ao modelo numérico serão, o módulo de Young, coeficiente de Poisson e a resistência à tração.

2.6.1 Módulo de Young

A comissão de terminologia, símbolos e representação gráfica da Sociedade Internacional de Mecânica das Rochas (ISRM) define este módulo, para rochas, como sendo a taxa de tensão correspondente à deformação durante a aplicação de carga num maciço, incluindo somente o comportamento elástico. Dessa forma, quanto maior esse módulo, maior a tensão necessária para o mesmo grau de deformação, portanto, mais rígido é o material. A relação linear entre essas grandezas é conhecida como lei de Hooke, onde σ é a tensão aplicada, E o módulo de Young e ϵ a deformação:

$$\sigma = E \cdot \epsilon \quad (2)$$

2.6.2 Coeficiente de Poisson

De acordo com Coates (1973), o coeficiente de Poisson mede a deformação transversal, em relação à direção longitudinal de aplicação da carga, de um material homogêneo e isotrópico. É definido como a razão entre a extensão na direção transversal e na direção longitudinal da carga aplicada, como mostrado na equação (3), onde ϵ_y é a deformação longitudinal e ϵ_x é a deformação transversal à carga aplicada, considerando que esta carga está sendo aplicada na direção y do plano cartesiano. Se espera que ao tracionar um material, as dimensões, na direção da carga aplicada, aumentem, enquanto que na direção transversal à carga, diminuam. No processo de compressão do material, o contrário acontece.

$$\nu = - \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad (3)$$

2.6.3 Resistência à Tração

É indicada pelo ponto máximo de uma curva de tensão-deformação. Ou seja, é a máxima tensão de tração que um material pode suportar, ao ser submetido a aplicação de uma carga, antes de falhar ou quebrar. Como é uma propriedade intensiva, o seu valor não depende do tamanho da amostra. No entanto, outros fatores podem influenciar na obtenção, como a preparação da amostra, da presença ou ausência de defeitos de superfície, e da temperatura de teste e do material (LAMA & VUTUKURI, 1978).

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Esse capítulo apresenta as equações de equilíbrio e o modelo constitutivo de dano mecânico (dano à tração). A descrição dos modelos matemáticos e técnicas numéricas a seguir tomam como base os trabalhos de MANZOLI, (2012); SÁNCHEZ et al., (2014); BESERRA, (2015); MAEDO, (2015); SEIXAS, (2015); e MACIEL, (2017).

O modelo constitutivo de dano à tração foi escolhido devido a sua representação da geração e propagação de fraturas em meios contínuos. De acordo com Rodrigues (2011) os modelos constitutivos de dano são usados como uma importante ferramenta na simulação de degradação mecânica de materiais *quase-frágeis*, como concreto e rochas.

3.1 EQUAÇÕES DE EQUILÍBRIO DE TENSÕES

O problema mecânico, para um corpo em equilíbrio, é solucionado a partir da seguinte equação:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (4)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais e $\mathbf{b}$ é o vetor de forças do corpo. O princípio das tensões efetivas de Terzaghi (1943) defende que, quando um meio poroso é deformável, a poropressão está diretamente relacionada com o tensor de tensões efetivas, dessa forma:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' + p_w \cdot \mathbf{I} \quad (5)$$

Sendo $\boldsymbol{\sigma}$ o tensor de tensões totais, $\boldsymbol{\sigma}'$ o tensor de tensões efetivas de Terzaghi, $\mathbf{I}$ é o tensor unitário de segunda ordem e p_w indica a pressão dos poros.

Segundo Terzaghi (1943), as variações de movimento, como deslocamentos, deformações e variações volumétricas, ocorrem, exclusivamente, devido a variações nas tensões efetivas.

Em situações de não ocorrência da condição de incompressibilidade da rocha, a resposta mecânica dos solos e das rochas é controlada por uma reformulação do modelo de Terzaghi, havendo a inserção do coeficiente de Biot (α) (BIOT, 1956).

$$\sigma = \sigma' + \alpha \cdot p_w \cdot I \quad (6)$$

Sendo α dado por:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (7)$$

Onde K e K_s são os módulos de compressibilidade da matriz porosa e dos grãos, respectivamente. Na mecânica das rochas, a compressibilidade do meio é um parâmetro muito importante. Enquanto que para os solos, sendo a rigidez do meio muito menor que a dos grãos ($K \ll K_s$), o coeficiente de Biot é igual a 1 ($\alpha = 1$).

3.2 EQUAÇÃO DE CONSERVAÇÃO DE MASSA PARA FASE SÓLIDA

O comportamento de um reservatório é simulado com base na conservação de massa da fase sólida e das fases fluidas contidas no reservatório. Considerando o acoplamento geomecânico, a rocha torna-se um meio deformável e tem a variação de sua porosidade calculada a partir da equação de conservação de massa da fase sólida (BESERRA, 2015).

$$\frac{\partial}{\partial t}[(1 - \phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1 - \phi)\rho_s \mathbf{u}] = 0 \quad (8)$$

Onde, ρ_s , é densidade do sólido, ϕ é a porosidade do meio e $\mathbf{u}$, é o vetor de velocidade de deslocamento da fase sólida.

O conceito de derivada material em relação à velocidade da matriz sólida é definida através da seguinte equação:

$$\frac{d(\bullet)}{dt} = \frac{D(\bullet)}{Dt} - \mathbf{u} \cdot \nabla(\bullet) \quad (9)$$

Assim, substituindo a equação (10) na equação (9), ela pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{D(1-\phi)\rho_s}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla (1-\phi)\rho_s + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (10)$$

Expandindo o primeiro termo e aplicando a seguinte relação:

$$\nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla [(1-\phi)\rho_s] + (1-\phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (11)$$

A equação (11) pode ser reescrita:

$$(1-\phi) \frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} - \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla [(1-\phi)\rho_s] + \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla [(1-\phi)\rho_s] + (1-\phi)\rho_s \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = 0 \quad (12)$$

Com o cancelamento dos termos em vermelho e aplicando a seguinte relação:

$$\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = \dot{\epsilon}_v \quad (13)$$

Onde $\dot{\epsilon}_v$ é a deformação volumétrica total do meio poroso, a equação (13) é reescrita da seguinte maneira:

$$(1-\phi) \frac{D\rho_s}{Dt} - \rho_s \frac{D\phi}{Dt} + (1-\phi)\rho_s \dot{\epsilon}_v = 0 \quad (14)$$

Considerando a fase sólida incompressível, temos:

$$\rho_s = cte \frac{D\rho_s}{Dt} = 0 \quad (15)$$

Dividindo todos os termos da equação por ρ_s , chega-se a equação final para a variação da porosidade em função da variação volumétrica do meio:

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1-\phi) \dot{\epsilon}_v \quad (16)$$

3.3 MODELO CONSTITUTIVO DE DANO À TRAÇÃO

Nesse modelo de dano à tração, o material se degrada quando submetido à tração, e quando submetido à compressão mantém um comportamento elástico linear (SEIXAS, 2015).

Neste trabalho foi adotada a formulação apresentada por Sánchez, *et al.* (2014), onde a lei constitutiva utiliza tensores de tensões ao invés de tensões escalares, sendo descrita da seguinte forma:

$$\boldsymbol{\sigma} = (1-d)\bar{\boldsymbol{\sigma}} \quad (17)$$

Sendo σ o tensor de tensões aparentes, d a variável de dano ($0 \leq d \leq 1$) e $\bar{\sigma}$ o tensor elástico de tensões efetivas de dano, definido por:

$$\bar{\sigma} = \mathbb{C} : \epsilon \quad (18)$$

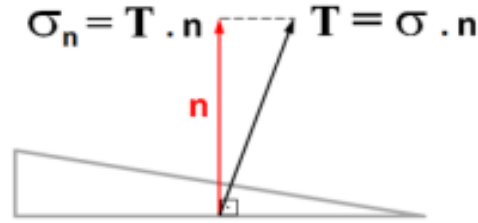
onde $\mathbb{C}$ é o tensor constitutivo elástico e ϵ o tensor de deformações.

O domínio elástico é definido pelo critério de dano que segue:

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

onde τ é a tensão equivalente que define o domínio elástico e q e r são as variáveis internas de tensão e deformação, respectivamente. Na técnica de fragmentação de malha, o tensor de tensões aparentes, σ , é projetado na direção normal à superfície da fratura (base do elemento), resultando no vetor de tensões T (traction) e sua componente normal σ_n , como representado na Figura 6.

Figura 6 – Projeção do vetor de tensões na direção normal a base do elemento de interface



Fonte: Modificado de Sanchez, *et al.* (2014).

Considerando que as tensões sejam efetivas $\bar{\sigma}$, o critério de dano pode ser definido da seguinte forma:

$$\phi(\bar{\sigma}, r) = (\bar{\sigma}_n) - r \leq 0 \quad (20)$$

Com $r = \frac{q}{(1-d)}$, sendo esta a variável interna que estabelece o tamanho do domínio elástico no espaço das tensões efetivas, variando entre o limite elástico r_0 que é igual à resistência à tração do material f_t e a máxima tensão efetiva de tração $\bar{\sigma}_n$. E a lei de evolução da variável r é dada por:

$$r = \text{Max} [\bar{\sigma}_n, r_0], \text{ com } r_0 = f_t \quad (21)$$

A Eq. (21) indica que a variável r assume o valor máximo que a tensão efetiva de tração $\bar{\sigma}_n$ atinge durante o processo de carregamento, e o valor inicial da variável r_0 é igual ao valor da resistência à tração do material f_t .

Assim, a variável de evolução de dano será descrita da seguinte forma:

$$d = 1 - \frac{q(r)}{r} \quad (22)$$

Dessa forma, a evolução da variável do tipo tensão, q , pode ser expressa por uma lei de amolecimento exponencial, da seguinte forma:

$$q(r) = f_t e^{\frac{f_t^2}{G_f E} h \left(i - \frac{r}{f_t}\right)} \quad (23)$$

onde E é o módulo de elasticidade, f_t é a resistência à tração, G_f é a energia de fratura do material e h é a espessura do elemento de interface.

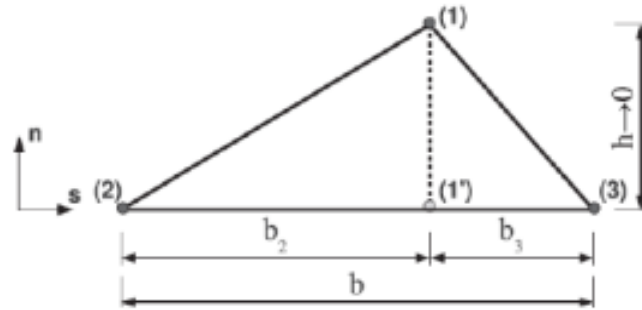
3.4 TÉCNICA DE ELEMENTOS FINITOS

O presente capítulo abordará a formulação do elemento finito de interface com elevada razão de aspecto aplicado ao problema mecânico e da técnica de fragmentação de malha.

3.4.1 Elementos Finitos de Interface de Alta Razão de Aspecto

Elementos finitos de alta razão de aspecto são aqueles que possuem uma das dimensões muito maior do que as outras. A Figura 7 ilustra um elemento finito triangular onde a base, b , é muito maior que a altura, h , a qual é definida pela distância entre o nó (1) e sua projeção na base (1'), um elemento formado pelo segmento de reta entre os nós (2) e (3), em um sistema de eixos coordenados (n, s), onde n é a normal a base do elemento.

Figura 7 – Representação do Elemento Finito de Alta Razão de Aspecto

Fonte: Manzoli *et al.* (2012).

De acordo com Seixas (2015), o tensor que representa as deformações em qualquer ponto do elemento é aproximado por:

$$\varepsilon = \tilde{\varepsilon} + \hat{\varepsilon} \quad (24)$$

onde,

$$\tilde{\varepsilon} = \frac{1}{b} \begin{bmatrix} 0 & 1/2(u_n^{(3)} - u_n^{(2)}) & 0 \\ (u_n^{(3)} - u_n^{(2)}) & (u_n^{(3)} - u_n^{(2)}) & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (25)$$

e,

$$\hat{\varepsilon} = \frac{1}{h} \begin{bmatrix} \llbracket u \rrbracket_n & 1/2 \llbracket u \rrbracket_n & 0 \\ 1/2 \llbracket u \rrbracket_n & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (26)$$

Sendo $u_n^{(i)}$ e $u_s^{(i)}$ são componentes do nó i de acordo com o sistema cartesiano (n, s) e $\llbracket u \rrbracket_n = u_n^1 - u_n^{1'}$ e $\llbracket u \rrbracket_s = u_s^1 - u_s^{1'}$ representam componentes do deslocamento relativo $\llbracket u \rrbracket$ entre o nó (1) e o ponto que corresponde a projeção na base do elemento (1'):

$$\llbracket u \rrbracket_n = u_n^1 - u_n^{1'} = u_n^1 - [\alpha u_n^{(3)} + (1 - \alpha)u_n^{(2)}] \quad (27)$$

$$\llbracket u \rrbracket_s = u_s^1 - u_s^{1'} = u_s^1 - [\alpha u_s^{(3)} + (1 - \alpha)u_s^{(2)}] \quad (28)$$

A fim de encontrar o deslocamento do ponto projetado (1'), é feita uma interpolação dos nós (2) e (3) usando a constante $\alpha = b_2/b$. Então pode ser reescrito de forma geral, ou seja, para qualquer sistema de coordenada, da seguinte forma:

$$\hat{\varepsilon} = \frac{1}{h} (\mathbf{n} \otimes \llbracket \mathbf{u} \rrbracket)^S \quad (29)$$

Onde $(\bullet)^S$ refere-se a parte simétrica de $(\bullet)$, $\mathbf{n}$ é o vetor unitário normal à base do elemento e $\otimes$ denota um produto vetorial. Logo, o tensor total de deslocamento é:

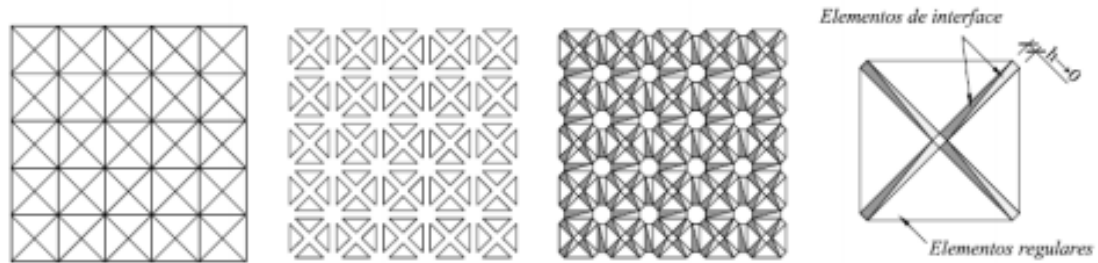
$$\varepsilon = \underbrace{\tilde{\varepsilon} + \frac{1}{h} (\mathbf{n} \otimes \llbracket \mathbf{u} \rrbracket)^S}_{\hat{\varepsilon}} \quad (30)$$

3.4.2 Técnica de Fragmentação de Malha

Para o estudo de fraturas, são necessárias estratégias adicionais, como a técnica de fragmentação de malha baseada na teoria de Aproximação de Descontinuidades Fortes (ACDF) (MANZOLI *et. al.*, 2012). Esta técnica tem por objetivo inserir elementos finitos com alta razão de aspecto entre os elementos triangulares padrão de três nós para aproximar a cinemática relacionada à presença de descontinuidades. Ajustando-se muito bem ao problema de geração e propagação e/ou reativação de fraturas. O fraturamento acontece nestes elementos finitos de alta razão de aspecto (elementos de interface), onde é atribuído o modelo constitutivo de dano à tração, assumindo que eles tenham comportamento não linear, diferentemente dos elementos regulares, os quais são atribuídos o modelo elástico linear.

A Figura 8 ilustra a técnica de fragmentação de malha proposta para problemas 2D. Inicialmente as coordenadas dos nós serão alteradas reduzindo o tamanho dos elementos finitos triangulares da malha original (Fig. 8a), produzindo um pequeno espaço entre os elementos adjacentes (Fig. 8b) onde será incorporado um par de elementos finitos de interface (Fig. 8c), o qual é detalhado em Fig. 8d.

Figura 8 – Técnica de fragmentação de malha para problemas 2D. (a) malha original (elementos regulares); (b) malha fragmentada; (c) malha com elementos de elevada razão de aspecto entre os elementos regulares; (d) par de elementos de interface entre os elementos regulares



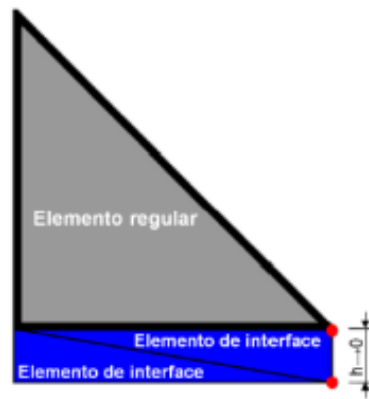
Fonte: Modificado de Maedo (2015).

O objetivo dessa técnica é usar uma espessura menor, nos elementos de interface, do que a espessura dos elementos finitos do meio contínuo, pois, a medida que a espessura (h) diminui, a razão de aspecto aumenta, dessa forma, resulta em uma cinemática similar ao que pode ser observado na cinemática da Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF). A malha que for submetida ao processo de fragmentação terá, em sua composição, elementos finitos regulares representando o meio contínuo ou o material não fraturado, e, elementos finitos de interface que representam as descontinuidades ou os caminhos possíveis para a abertura de fraturas no meio (ARAÚJO, 2019).

O recomendado por Manzoli, *et al.*, (2016) é que a espessura do elemento de interface seja igual a 1% do tamanho dos elementos regulares, desde que o tamanho dos elementos regulares tenha sido escolhido para capturar com precisão o campo de tensão, elástico, antes da formação da fissura, visto que os elementos regulares menores produzem respostas mais precisas. Nesse processo de fragmentação da malha e consequente inserção de elementos de interface entre os elementos regulares resulta no aparecimento de “buracos” na malha, os quais são isentos de quaisquer propriedades (MACIEL, 2017). Seixas (2015) e Manzoli, *et al.* (2016) defendem que a influência desses buracos na simulação de casos mecânicos pode ser desconsiderada, pois suas dimensões são muito pequenas em relação à dimensão do problema.

O posicionamento dos elementos de interface entre os elementos regulares é ilustrado em detalhes na Figura 9.

Figura 9 – Detalhe do posicionamento dos elementos de interface entre os elementos regulares da malha de elementos finitos



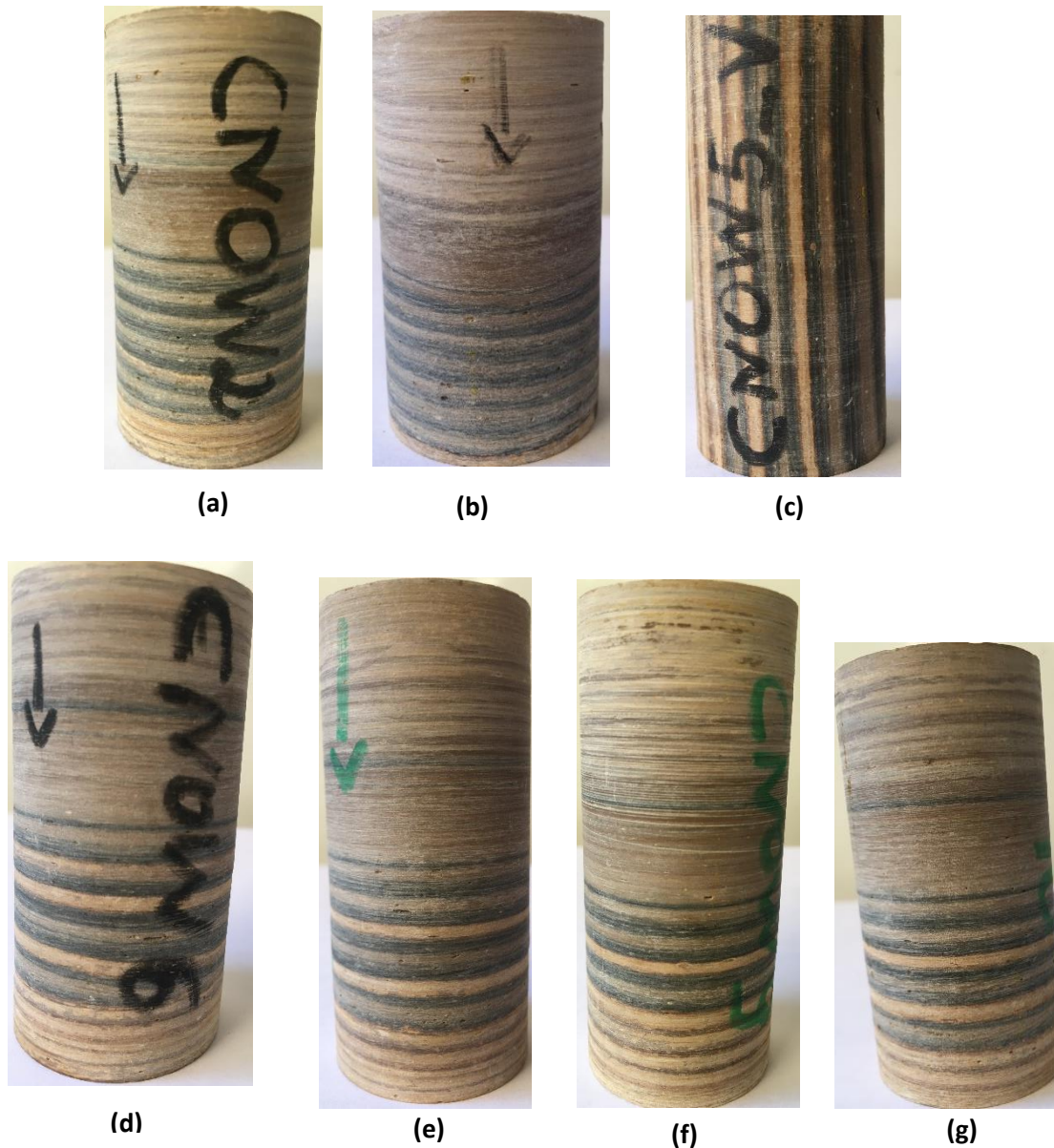
Fonte: Seixas (2015).

4 METODOLOGIA

Neste trabalho foram selecionadas 7 amostras de Calcários laminados oriundas da formação Crato, denominadas por CNOW_2, CNOW_4, CNOW_5V, CNOW_6, CNOW_7, CNOW_9, CNOW_10. A Sigla CNOW deriva das iniciais C-Crato, para indicar a formação, N e O indicam as iniciais do nome e sobrenome da autora, W-Willian, indicando a mina a qual as amostras foram coletadas, e, a numeração indica apenas uma sequência para diferenciar as nomenclaturas, com exceção da amostra 5 a qual lhe é acrescentado o V indicando a direção da laminação, sendo esta vertical. A Figura 10 mostra um painel contendo as amostras, a seta indica o sentido que vai do topo à base para todas as amostras, com exceção da amostra CNOW_5V, a qual foi coletada de forma perpendicular ao acamamento.

Além dos dados obtidos através da metodologia de Gonçalves (2020), pertinentes às propriedades mecânicas dos calcários laminados, as amostras analisadas nesse presente estudo foram submetidas ao ensaio de Compressão Uniaxial, realizado no Laboratório de Geomecânica (LGEOMEC) da Universidade Federal de Pernambuco. Este ensaio fornece dados de resistência uniaxial das amostras e possibilita a construção gráfica dos dados de tensão-deformação, subsidiando para a obtenção do módulo elástico. Os dados obtidos nestes ensaios são úteis para a simulação numérica bidimensional para a reprodução de um cenário sintético, a fim de analisar comportamentos das fraturas.

Figura 10 – Paineis com as amostras analisadas neste trabalho – (a) CNOW_2; (b) CNOW_4; (c) CNOW_5V; (d) CNOW_6; (e) CNOW_7; (f) CNOW_9; (g) CNOW_10



Fonte: A autora (2022).

4.1 ENSAIO DE COMPRESSÃO UNIAXIAL

A capacidade da prensa hidráulica é 1 MN e taxa de deslocamento de 2 KN/s. O deflectômetro, equipamento que afere os deslocamentos, foi ajustado e colocado na base da prensa (Figura 11). A carga é aplicada verticalmente, ou seja, é perpendicular às

laminações das amostras e suas dimensões estão expostas na Tabela 3. Os dados registrados através do ensaio foram analisados em uma planilha, onde houveram conversões de unidades de medidas, cálculos das tensões na direção-Y em MPa e os cálculos da deformação axial específica em porcentagem. A equação resultante da curva tensão-deformação, através da aplicação de uma linha de tendência, tornou possível a obtenção do Módulo de elasticidade, sendo este equivalente ao coeficiente angular da equação da reta.

Figura 11 – Arranjo da prensa para a realização do ensaio de compressão uniaxial em amostra de calcário laminado da formação Crato



Fonte: A autora (2022).

Tabela 3 – Dados das dimensões das amostras

Amostra	Diâmetro médio (cm)	Altura média (cm)	Área da seção transversal (cm²)
CNOW_2	3.7	7.4	11.0
CNOW_4	3.7	6.6	10.9
CNOW_5V	3.8	9.4	11.1
CNOW_6	3.8	7.2	11.1
CNOW_7	3.7	8.1	10.8
CNOW_9	3.7	8.5	10.9
CNOW_10	3.7	7.4	11.0

Fonte: A autora (2022).

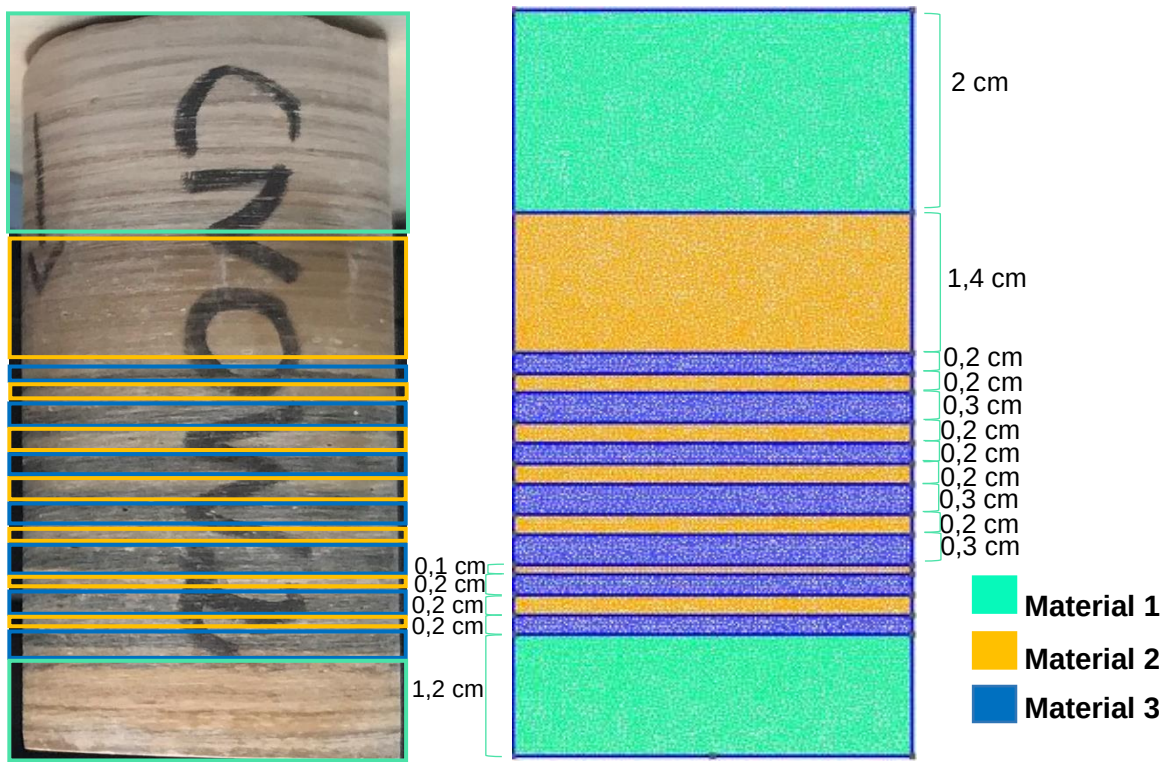
4.2 SIMULAÇÃO NUMÉRICA

As simulações realizadas foram subdivididas em três etapas, pré-processo, processo e pós-processo. Na etapa de pré-processamento foi utilizado o *software* gratuito Gmsh para definir a geometria inicial, indicar os pontos que seriam aplicadas as condições de contorno mecânicas, definir os materiais e gerar um arquivo *.msh*, o qual contém todos esses dados.

A construção da geometria bidimensional inicial foi realizada observando as laminações de cada uma das amostras, considerando um modelo aproximado dada a impossibilidade de representar de forma exata as laminações, portanto, utilizou-se amostras de rocha natural como uma referência. Nesse trabalho, observou-se uma predominância de colorações bege, marrom e cinza escuro nas amostras, as quais se encaixam na paleta sugerida por Araújo A. F. (2020), que classifica os calcários como CLA – Calcário Laminado Amarelo, estando presentes as colorações bege e marrom, e os calcários CLC – Calcário Laminado Cinza. Essa observação foi base para a construção das geometrias e definição dos materiais presentes na simulação, a cor bege

se refere ao material menos resistente (Material 1), camadas marrons são de resistência média (Material 2) e as camadas cinzas apresentam maior resistência (Material 3). A Figura 12 mostra a aproximação considerada para a construção da geometria da amostra CNOW_2, considerando que as mesmas observações foram feitas nas demais geometrias e suas respectivas amostras.

Figura 12 – Detalhamento da geometria tomando como referência a amostra CNOW_2, visualizada no software Gmsh



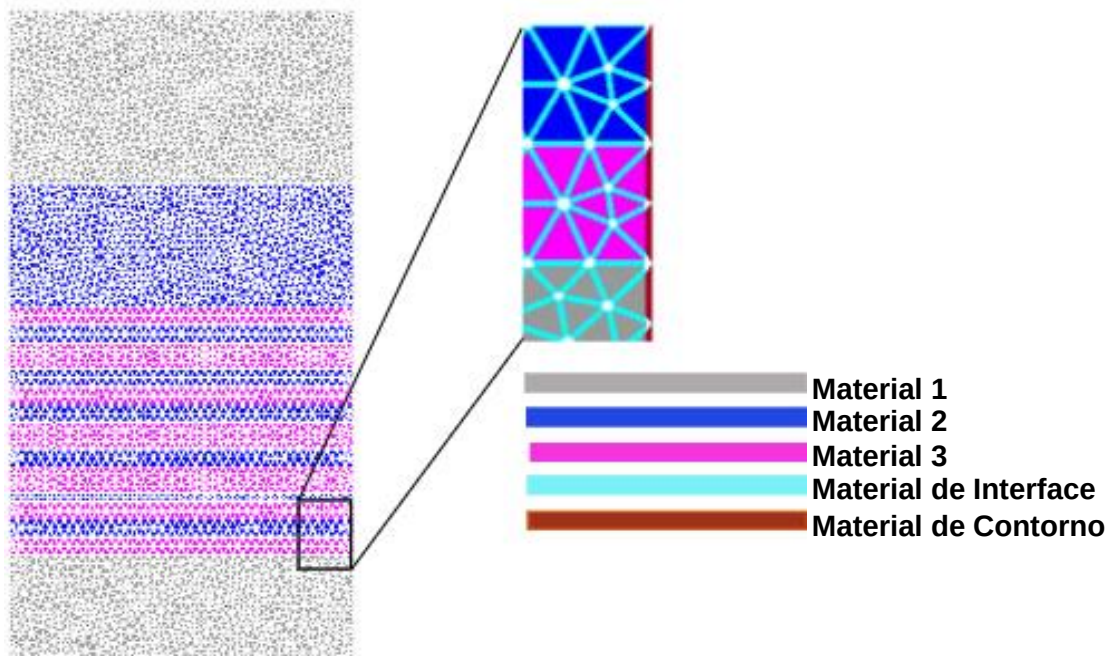
Fonte: A autora (2022).

Posteriormente, o arquivo *.msh* foi processado por uma rotina do P3MATPac (*Pre- and Post-Processing MATLAB package*) (TEIXEIRA *et al.*, 2017), a qual, integra uma coleção de rotinas, funções e extensões que fornece operações de alto nível para tarefas de pré e pós-processamento, a partir dessa rotina obtêm-se o arquivo denominado de *_gri.dat* que contém todas as informações da malha de elementos finitos regulares a ser fragmentada.

O processo de fragmentação da malha ainda acontece nessa etapa de pré-processamento, utilizando-se a rotina *main_fragmenta.m*, sendo esta a responsável pela inserção dos elementos especiais de interface (SEIXAS, 2015 e MACIEL, 2017). Como arquivos de saídas mais importantes tem-se o *_gri.dat* e *_gen.dat*, os quais contêm todas as informações da malha final, com os elementos de interface inseridos, condições de contorno e dados de entrada necessários para a próxima etapa, que consiste no processamento dos dados. É no arquivo *_gen.dat* onde são definidas as condições de contorno. Para esse estudo é definido um ponto fixo, nas direções x e y, no centro da aresta de base, e nos demais nós desta aresta foi prescrita a restrição de deslocamento na direção y.

A fase de processamento é executada no *software* CODE-BRIGHT, o qual, gera arquivos de saída como *.msh* e *.res*, que permitem a prévia visualização de todas as condições iniciais da malha final através do *software* comercial GiD®. O arquivo *.msh* é incumbido pela visualização das informações dos elementos e materiais da malha e o arquivo *.res* é incumbido pela visualização das condições de contorno. Na etapa de pós-processamento utiliza-se dos arquivos obtidos na etapa anterior, *.msh* e *.res*, para a visualização e análise através do *software* comercial GiD®. A Figura 13 mostra a malha fragmentada da amostra CNOW_2 quando visualizada através do *software* GiD. É na etapa do pós-processo onde é possível obter a visualização e obtenção de dados referentes à evolução do dano e abertura de fraturas, distribuição de tensões, porosidade, campos de deslocamentos, entre outros, inclusive, possibilita a realização de *scanlines* nas simulações.

Figura 13 – Malha fragmentada da amostra CNOW_2, visualização da amostra através do software GiD



Fonte: A autora (2022).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados do ensaio de Compressão Uniaxial, ao qual as amostras foram submetidas, e, os resultados das simulações numéricas, quando a técnica de fragmentação de malha é aplicada com a finalidade da inserção de elementos com elevada razão de aspecto, combinados com o modelo constitutivo de dano e com o emprego do método de integração IMPL-EX.

Os parâmetros encontrados no trabalho de Gonçalves (2020) em conjunto com a robustez das informações adquiridas nas análises desenvolvidas por Araújo A. F. (2020) e, os resultados obtidos a partir do ensaio de Compressão Uniaxial, são substanciais à simulação numérica dos cenários sintéticos explorados no presente trabalho, e à interpretação dos resultados da forma mais competente possível.

O método numérico é baseado em elementos finitos (MEF) que emprega uma conformidade de interpolação e deslocamento, utilizando o modelo constitutivo de Dano à tração por ser considerado como uma importante ferramenta na simulação de degradação mecânica de materiais quase frágeis (ARAÚJO A. I., 2019).

5.1 ENSAIO DE COMPRESSÃO UNIAXIAL

Através do ensaio de Compressão Uniaxial é possível obter um panorama sobre a resistência mecânica da rocha quando submetida a uma tensão uniaxial vertical. Com exceção da amostra CNOW_5V, as demais amostras apresentaram um valor médio de UCS de 72,33 MPa e apresentando módulos de elasticidade entre 5 GPa e 18 GPa, estando no intervalo de valores encontrados na literatura para rochas calcárias (AYDIN & BASU, 2005; BUYUKSAGIS & GOKTAN, 2007; CHESHOMI; SHESHDE, 2013). Vale salientar que a amostra CNOW_5V apresenta um elevado módulo elástico (26,82 GPa) quando comparado com as demais e não entrou no intervalo considerado acima. A Tabela 4 apresenta os resultados obtidos, através deste ensaio, para cada amostra, expõe dados como, tempo da execução do ensaio (s), tensão máxima registrada (MPa) e o módulo de elasticidade (GPa).

Tabela 4 – Dados resultantes do ensaio de Compressão Uniaxial

Amostra	Tempo Total (s)	UCS_{MÁX} (MPa)	E (GPa)
CNOW_2	675	57,44	5,09
CNOW_4	281	69,36	6,80
CNOW_5V	1272	190,39	26,82
CNOW_6	142	75,18	8,91
CNOW_7	344	63,79	10,96
CNOW_9	165	58,31	9,34
CNOW_10	823	109,90	17,27

Fonte: A autora (2022).

É possível observar, a variação da tensão máxima referente aos calcários laminados (57-191 MPa), evidenciando a dificuldade em estabelecer um padrão de pico para essas amostras, o que se deve à sua grande heterogeneidade. Com exceção da amostra CNOW_5V, a qual terá sua análise feita separadamente, é sugestivo dizer que o arranjo das sequências das camadas é um fator relevante, sendo possível observar que a amostra CNOW_10 apresentou maior tensão e maior tempo, sendo a mesma composta por uma camada superior espessa (4 cm) de cor marrom (Material 2 na simulação), considerado o material de resistência média, seguido por intercalações de camadas cinza, marrom e bege (3 cm) e em sua base uma estreita camada bege (0,4 cm), considerada de menor resistência (Material 1 na simulação). Trata-se de uma amostra de média a alta resistência, corroborando com os valores do ensaio.

É importante ressaltar, que a sequência apresentada na amostra CNOW_10 é praticamente a mesma apresentada na amostra CNOW_6, contudo, há divergências quanto à espessura dessas camadas, implicando na afirmativa de que o arranjo das camadas, assim como suas respectivas espessuras são fatores relevantes na descoberta da resistência da rocha. A amostra CNOW_6 apresenta 3,2 cm da camada marrom (resistência média) no topo, seguida de intercalações de camadas cinza, marrom e bege

equivalentes a 2,8 cm e com uma base de 1,1 cm da camada bege. Além de uma suave redução da espessura da camada de topo, há um considerável aumento na espessura da camada na base, podendo ter atuado como uma espécie de “catalisador” para o fraturamento da amostra, acontecendo em um tempo muito curto e demonstrando uma resistência reduzida quase que pela metade, quando comparada à CNOW_10.

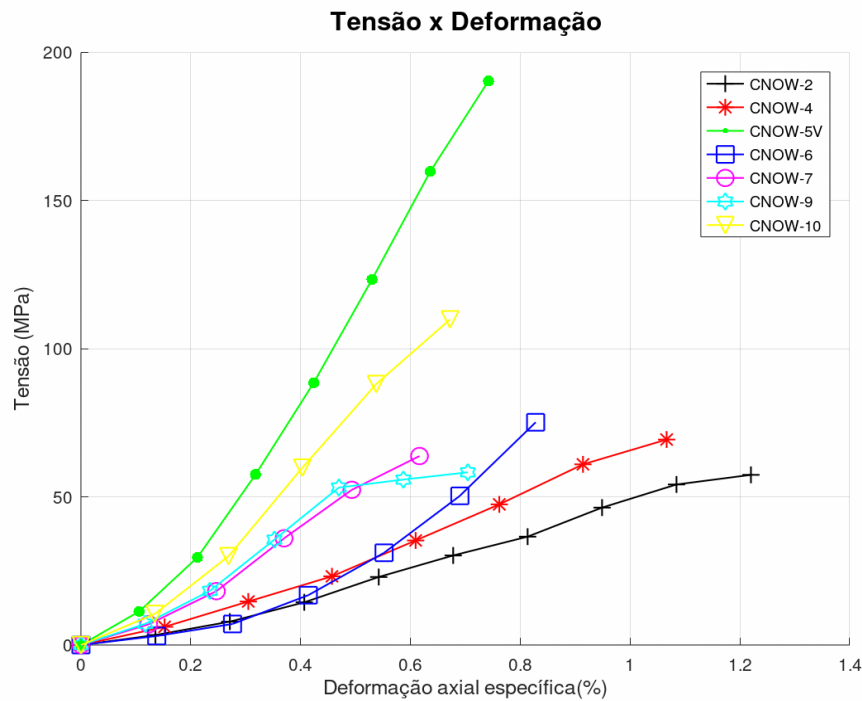
As amostras CNOW_7 e CNOW_9 apresentam a mesma sequência, com topo e base compostos de camadas bege e intercalações de camadas cinza escuro, marrom e bege, no entanto, também contém divergências nas espessuras. A amostra CNOW_7 contém a camada de topo bege com 2 cm de espessura, seguida de uma camada marrom de 2 cm e de intercalações equivalentes a uma espessura de 2,6 cm, com uma base de camada bege com 1,5 cm. Enquanto que a CNOW_9 contém 1,5 cm de camada de topo bege, seguida de 3 cm de camada marrom, laminações equivalentes à 3,1 cm e a camada de base bege com 0,9 cm. Observou-se que a amostra CNOW_7 apresenta camadas bege na base e no topo mais espessas do que na amostra CNOW_9 considerando a mesma localização, e ainda assim, a resistência da amostra CNOW_7 é ligeiramente maior do que a da amostra CNOW_9.

Por fim, as amostras CNOW_2 e CNOW_4 demonstram a mesma sequência, com topo e base compostos de camada bege e intercalações contendo cinza escuro e marrom. A amostra CNOW_2 contém 2 cm de camada bege no topo, seguida de 2 cm de uma camada marrom, intercalações equivalentes à 2,8 cm e uma base com 1,2 cm da camada bege, enquanto que a amostra CNOW_4 é composta por 2 cm da camada bege no topo, 1 cm de uma camada marrom, 3 cm de intercalações e 0,6 cm de uma camada bege na base. Dessa vez, as camadas bege da amostra CNOW_2 são mais espessas, essa amostra apresenta uma resistência menor quando comparado à amostra CNOW_4.

Na Figura 14 é possível observar uma variação no padrão de resposta nas curvas de tensão-deformação das amostras. De 0 MPa a 20 MPa ocorre o fechamento das pequenas fissuras e com isso uma deformação muito baixa. Logo em seguida inicia-se a fase linear elástica onde há o aumento de tensão (20 a 50 MPa) sem provocar grandes fraturas, e, finalmente, a ocorrência de fraturas maiores e a ruptura das amostras. No

momento de ruptura, essas rochas apresentam múltiplas fraturas a ponto de arremessar pedaços de forma brusca.

Figura 14 – Tensão-deformação das amostras de Calcário Laminado



Fonte: A autora (2022).

Em um contexto geral, as amostras apresentam uma resposta elástica inicial até atingirem uma mudança na curva para valores limites de tensão. Na amostra CNOW_9 é possível observar a interrupção do trecho elástico linear devido à presença de pontos de inflexão, havendo uma mudança da curva no sentido de um alívio da tensão, seguindo de um aumento das deformações. Esse tipo de comportamento denota que a amostra iniciou um processo de plastificação ou de dano mecânico, formando assim, zonas de cisalhamento ou de micro fraturas que se desenvolvem internamente como resposta de um processo de deformações inelásticas. Posteriormente, essas zonas promovem uma redução na resistência mecânica do material implicando em um declive da curva após um trecho de pico.

As demais amostras não apresentaram, de forma acentuada, esse comportamento. É possível concluir que há alguma heterogeneidade que admite limites

maiores de tensões, como é bastante evidenciado na amostra CNOW_5V. Esta amostra apresenta a maior resistência à carga aplicada, até a sua ruptura. Essa alta resistência mecânica se dá pelo fato de haver uma melhor distribuição de carga entre as camadas, no entanto, devido à aplicação de uma tensão uniaxial vertical em uma amostra com intercalações também verticais, de CLA e CLC, a propagação das fraturas se deu verticalmente e paralela aos planos de laminação. Então, a amostra, no geral, não apresenta deformação proporcional a esse comportamento, pois, as camadas mais resistentes conseguem manter a estrutura da amostra. No entanto, com o passar do tempo e com a continuidade da aplicação de carga, a estrutura da amostra vai se comprometendo até o momento de ruptura, demorando mais que o convencional, para esse caso.

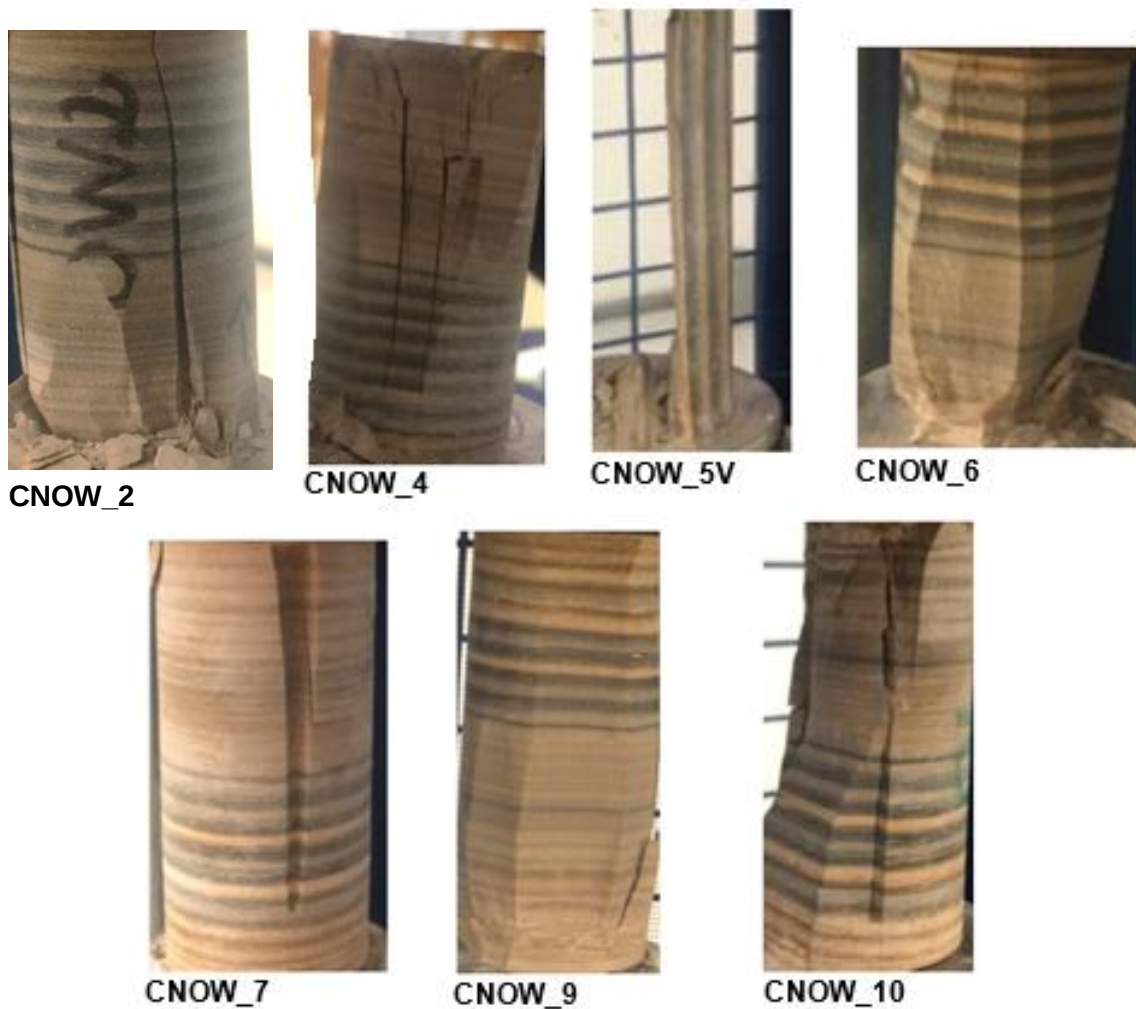
Dentre as outras amostras, a CNOW_10 suporta uma maior tensão, isso pode estar associado à possível presença de lâminas pertencentes a petrofácies CLC, apresentando maior resistência à deformação, devido à presença de cimentação precoce de sílica micro cristalina ou pseudo-morfismo dos cristais de calcita, modificou a rigidez da rocha e reduziu dramaticamente a porosidade (MCBRIDE et al., 2003, LIU et al., 2019, HESSE et al., 2019). É importante também considerar a existência de possíveis estruturas de descontinuidades mecânicas internas e que podem influenciar diretamente na resposta de tensão-deformação.

As amostras CNOW_2 e CNOW_4 apresentam ascensões mais tardias em suas respectivas curvas, podendo inferir que houve fechamento de micro fraturas. A micro porosidade pode atuar como um fator determinante em situações onde as amostras apresentam um aumento de tensão e uma redução na taxa de deformação, estando relacionado a um possível ganho de resistência durante o processo deformacional. Tal ganho de resistência pode estar associado ao aumento da rigidez do material devido um rearranjo micro estrutural proveniente do colapso dos poros ou micro poros, assim como pode estar relacionado ao fechamento de micro fraturas (ARAÚJO, A. F., 2020).

As respostas obtidas no ensaio, de forma geral, apresentam diferentes comportamentos, tornando evidente a heterogeneidade mecânica nos calcários laminados da Formação Crato, notando ser relevante um estudo mais detalhado das heterogeneidades geomecânicas dessas rochas.

A Figura 15 mostra um painel com todas as amostras em seus respectivos momentos de ruptura, sendo possível observar que a amostra CNOW_5V suportou uma carga muito alta, quando comparada com as demais, e se fragmentou quase completamente. As demais amostras apresentaram comportamentos esperados, dentro dos critérios de referência.

Figura 15 – Painel das amostras após a submissão ao ensaio de Compressão Uniaxial



Fonte: A autora (2022).

5.2 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE CENÁRIOS SINTÉTICOS

Para a simulação, foi adotada uma análise em deformação plana de uma seção retangular, através de uma malha de elementos finitos assumindo os elementos especiais de interface em toda a malha. Considerou-se cenários/amostras com 5 materiais diferentes, sendo 3 referentes às diferentes camadas das rochas calcárias, um referente aos elementos de interface e outro ao contorno, conforme Figura 13. Todas as amostras, com exceção da amostra CNOW_5V, submetidas ao ensaio uniaxial, foram referências para os cenários simulados. A amostra CNOW_5V não foi tomada como referência para a simulação por apresentar resultados muito fora do contexto real, quando considerados os parâmetros aplicados às demais amostras, esta não fraturou. As propriedades utilizadas na análise estão expostas na Tabela 6. O que difere uma amostra de outra são, a sequência e espessura das camadas.

Os Módulos de Young (E) presentes na Tabela 5 baseiam-se nos valores médios expostos na Tabela 4. De forma detalhada, para a definição do material de menor resistência (Material 1) considerou-se o valor médio das menores medidas dos módulos de elasticidade (CNOW_2 e CNOW_4). Para o material de resistência intermediária (Material 2) considerou-se o valor médio entre os valores dos módulos de Young das amostras CNOW_6, CNOW_7 e CNOW_9, e para a definição do módulo de elasticidade do material mais resistente (Material 3), foi considerado o módulo de Young da amostra CNOW_10. Os coeficientes de Poisson (ν) foram adotados a partir dos resultados obtidos por Soares *et. al* (2015). O material de interface assume um valor estimado com a finalidade de promover o dano da amostra. A energia de fratura adotada para o material de interface foi de $5,0 \times 10^{-4}$ N/m. Na simulação, as amostras são submetidas à uma aplicação gradual de tensão prescrita, utilizando o método de rampa, de até 100MPa, com restrição de deslocamento prescrita no nó inferior central.

Tabela 5 – Dados de propriedades mecânicas utilizados na simulação

Materiais	Módulo de Young (E)	Poisson (v)	Resistência à tração (f_t)
	GPa		Mpa
Mat 1	5,95	0,279	Elástico
Mat 2	9,34	0,287	
Mat 3	17,27	0,297	
Interface	10	0,297	1,5
Contorno	10	0,247	Elástico

Fonte: A autora (2022).

O número de nós e elementos da malha de elementos finitos para cada amostra estão dispostos na Tabela 6, compostas por elementos do tipo triângulo linear e considerando a aplicação da técnica de fragmentação de malha que insere elementos finitos com elevada razão de aspecto entre os elementos do contínuo. A espessura adotada para os elementos de interface foi da ordem de $1,0 \times 10^{-5}$ m. Para todos os elementos, regulares e especiais foi aplicado o modelo constitutivo de dano à tração, o qual captura a geração da fratura quando a variável muda de zero para um. A finalidade desta simulação é empregar uma malha com elevada densidade de elementos especiais de interface, para, assim, permitir a captura mais próxima do real, na geração e evolução das fraturas.

Tabela 6 – Número de nós e elementos da malha para cada cenário simulado

AMOSTRA	NÓS	ELEMENTOS
CNOW_2	85818	98248
CNOW_4	65447	74942
CNOW_6	83882	96017
CNOW_7	57710	66083
CNOW_9	72589	83103
CNOW_10	71286	81613

Fonte: A autora (2022).

O ensaio de Compressão Uniaxial foi realizado com aplicação de carga perpendicular ao acamamento, com rupturas adjacentes, perpendiculares à ruptura vertical, as quais serviram como um modelo experimental a ser referenciado na simulação posteriormente, apresentando mais robustez e servindo para calibração dos modelos numéricos desenvolvidos.

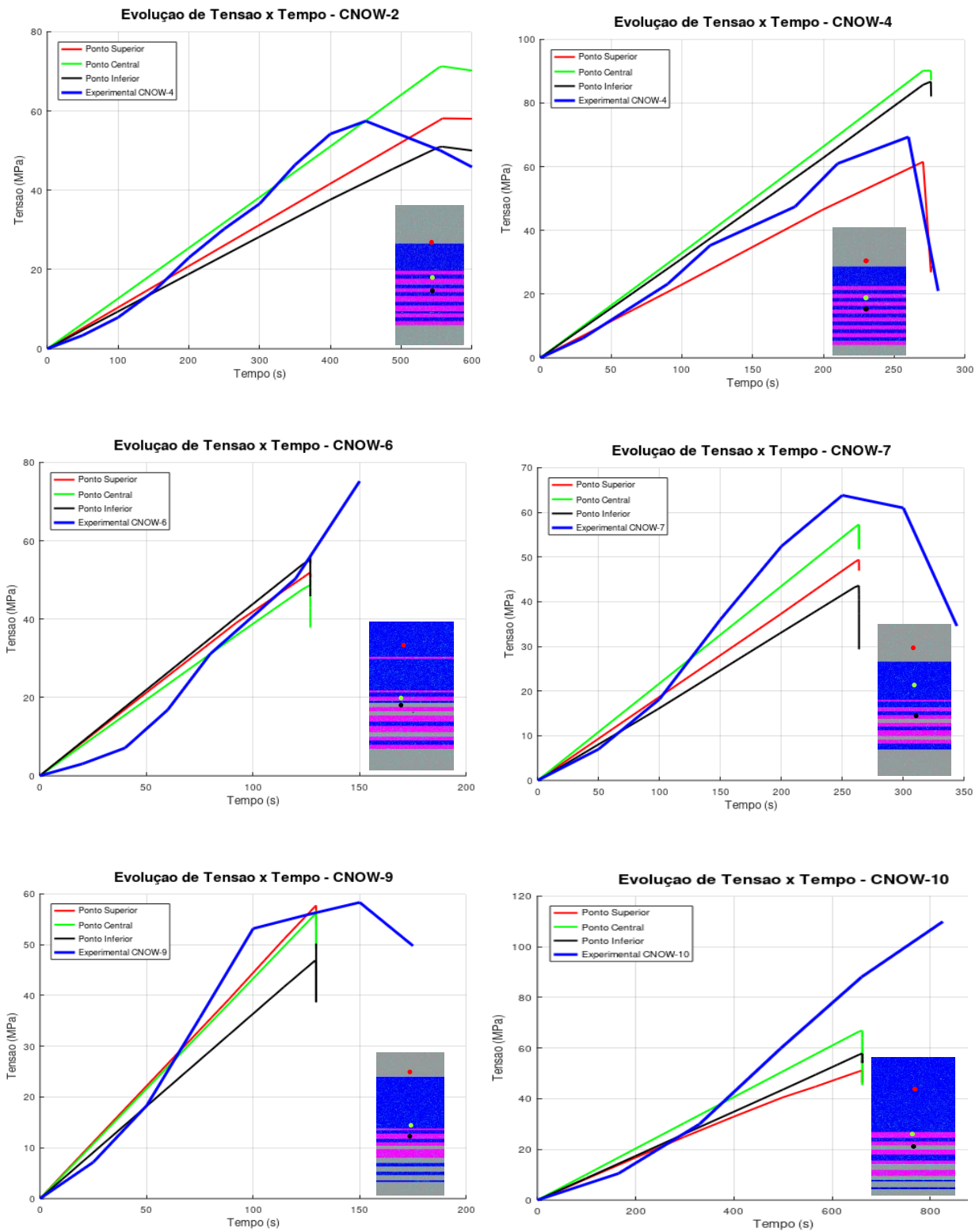
Na simulação, a curva de evolução de tensão com relação ao tempo foi observada e comparada com a solução experimental, para cada amostra. Uma vez alcançado o estado de tensões, a amostra é totalmente danificada, a variável de dano é igual a um e o elemento de interface tem sua rigidez degenerada e sua abertura aumentada, o que ocasiona um salto no campo de deslocamentos e a formação de fratura. Isso pode ser observado nos gráficos da Figura 16, os quais, mostram nitidamente o comportamento elástico linear do material até o limite de ruptura, onde acontece o processo de danificação da amostra e propagação do dano ao longo da amostra.

Os gráficos da Figura 16 mostram o tempo em que acontece o pico máximo de tensão vertical para cada ponto dos cenários sintéticos simulados e para a solução experimental. As curvas de cor azul indicam as curvas reais, criadas a partir do ensaio

de compressão uniaxial para cada amostra, as curvas de cor vermelha, verde e preta são oriundas de pontos superior, central e inferior, respectivamente, de cada um dos cenários. São curvas de evolução de tensão vertical pré e do momento da ruptura do material referente a cada amostra.

Verifica-se que nos gráficos comparativos das soluções numéricas e experimentais, para cada amostra, as curvas da simulação se apresentam dentro do intervalo das respostas experimentais. A resposta mecânica se mostrou adequada, representando de forma aproximada o comportamento do material no ensaio. É relevante considerar que, na simulação, não é considerada a real laminação, microporosidade e demais heterogeneidades geomecânicas e petrofísicas que possam existir na rocha. Na simulação, observa-se que uma maior presença do material 1 (menos resistente), nas intercalações das camadas finas, provocam uma menor resistência em toda a amostra, sendo possível ver que amostras com essa configuração (CNOW_6, CNOW_7, CNOW_9 e CNOW_10) suportam uma tensão de aproximadamente 60MPa, enquanto que as demais (CNOW_2 e CNOW_4) apresentam maior resistência. O comportamento das curvas referentes aos pontos indicados, não seguem um padrão específico, pois, variam de acordo com a configuração de cada amostra, considerando a distribuição e espessura das camadas.

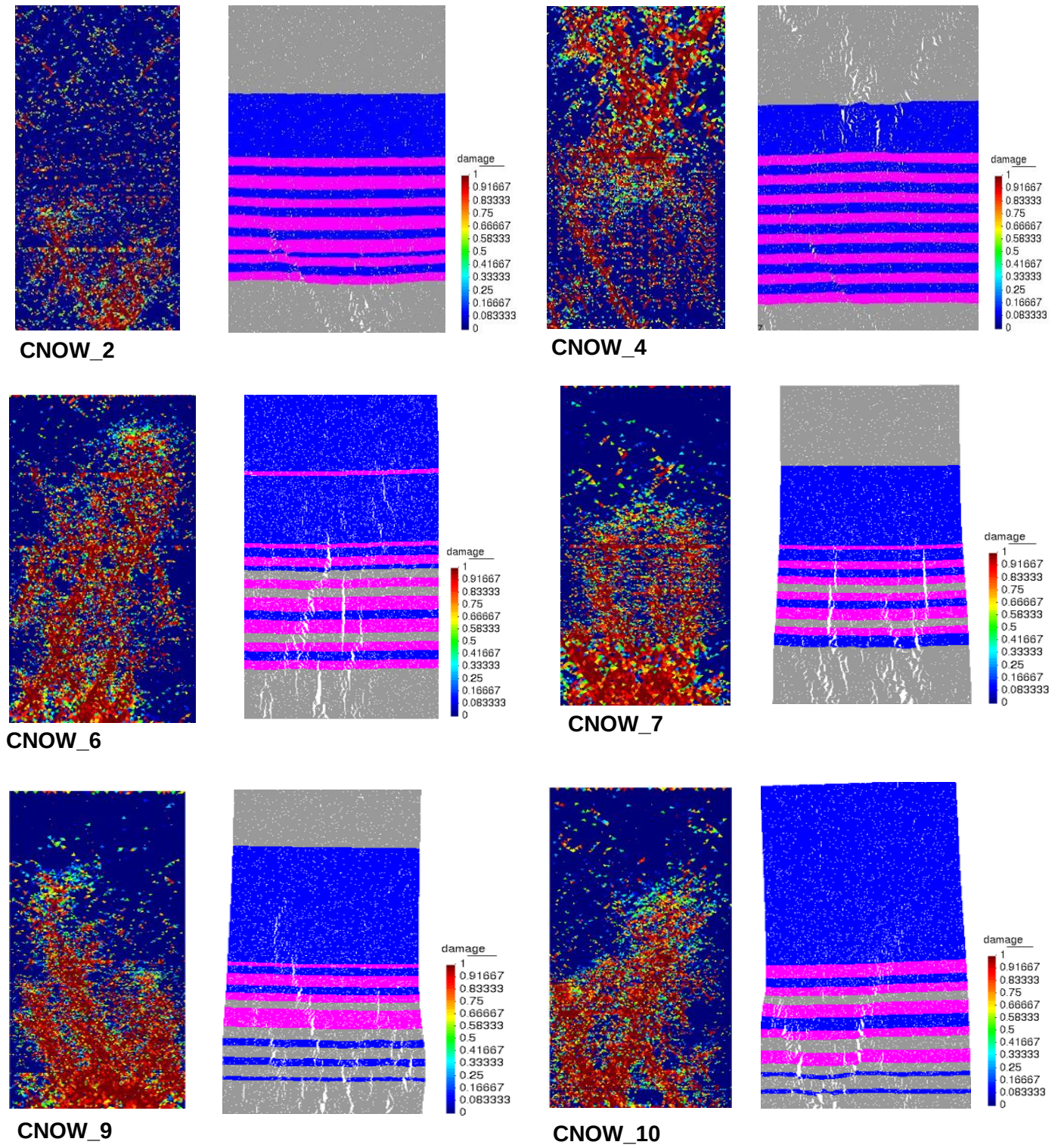
Figura 16 – Comparação das curvas de evolução de tensão vertical, antes e no momento da ruptura, das soluções numéricas e experimentais, para cada amostra



Fonte: A autora (2022).

Realizado este estudo da evolução das tensões verticais, com a finalidade de estudar o efeito de ruptura do material, a Figura 17 mostra a ruptura dos materiais no momento em que danificou (dano igual à 1, $d = 1$), medida pela variável de Dano e pela abertura de fratura. Devido à necessidade de visualizar os efeitos apenas nos elementos de interface, com espessura muito pequena comparada às dimensões do domínio, aplicou-se um fator de ampliação (escala) na malha de elementos finitos. Desta forma, é possível visualizar as fraturas geradas e as propagações das mesmas. O processo se inicia no topo e base das amostras e se propaga de forma difusa. A descontinuidade é observada, de forma efetiva, quando o dano nos elementos de interface atinge o valor $d = 1.0$. Neste momento, é possível perceber a formação de fraturas que se propagam e interagem entre si, formando uma zona de ruptura por tração.

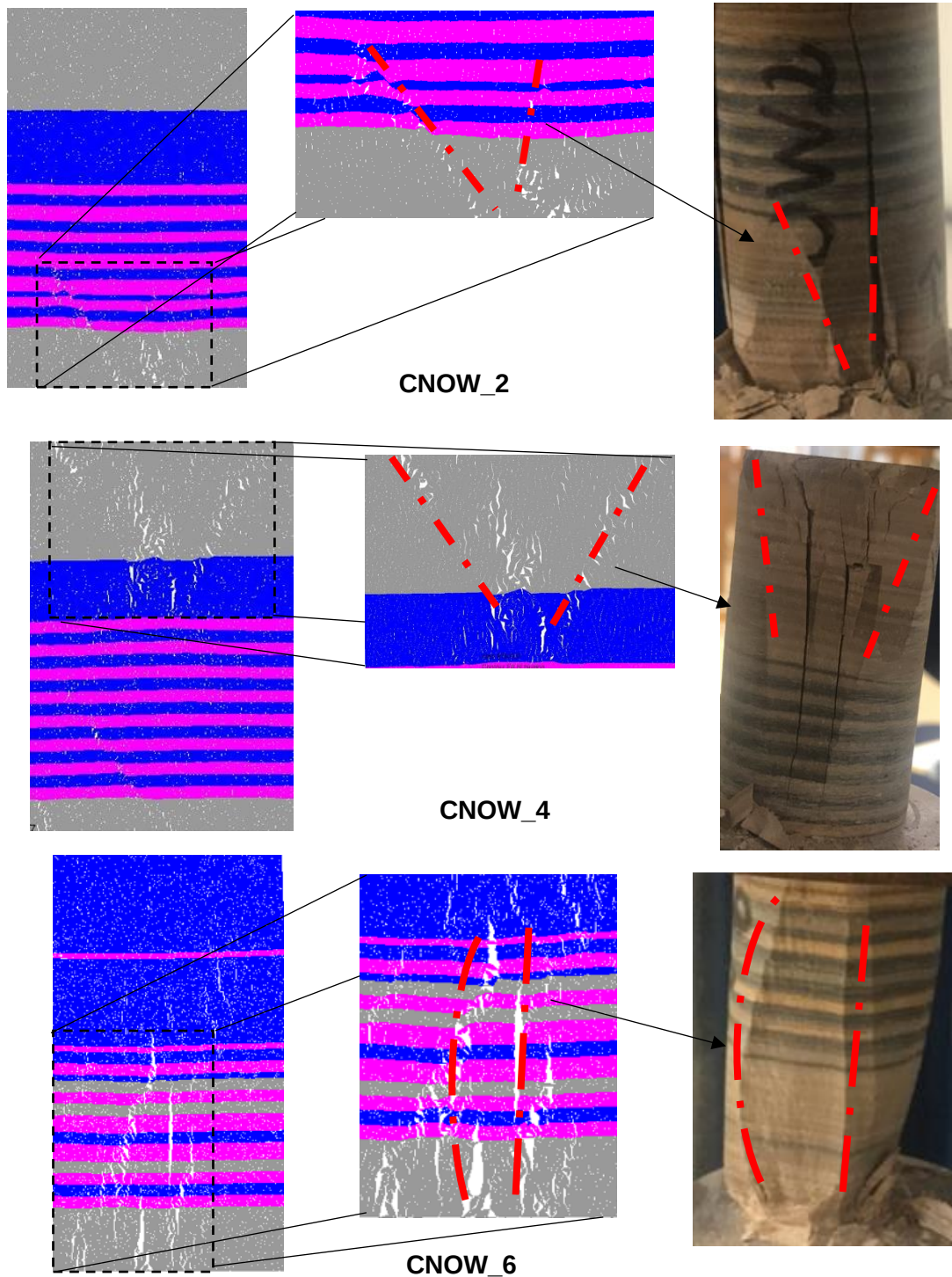
Figura 17 – Evolução do Dano e Abertura de Fraturas, para cada amostra, com fator de ampliação de 0,2
Veze

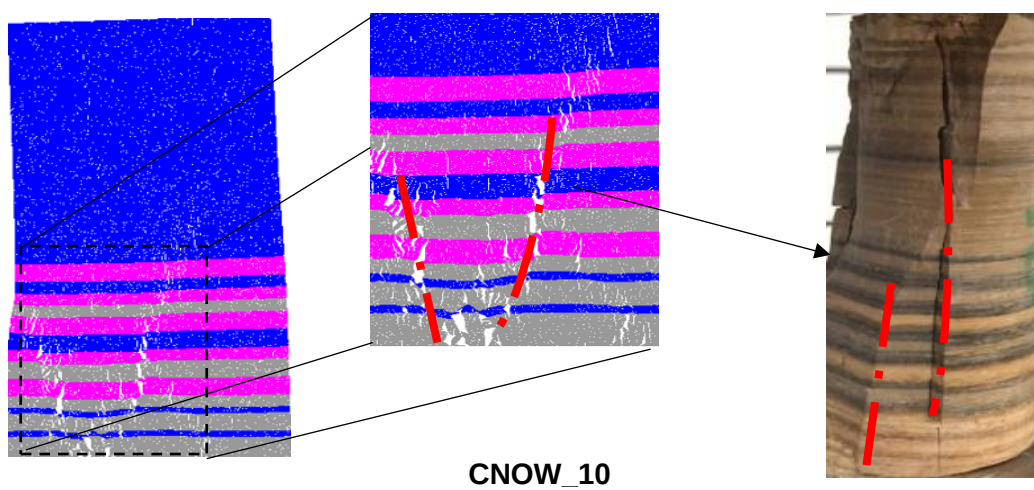
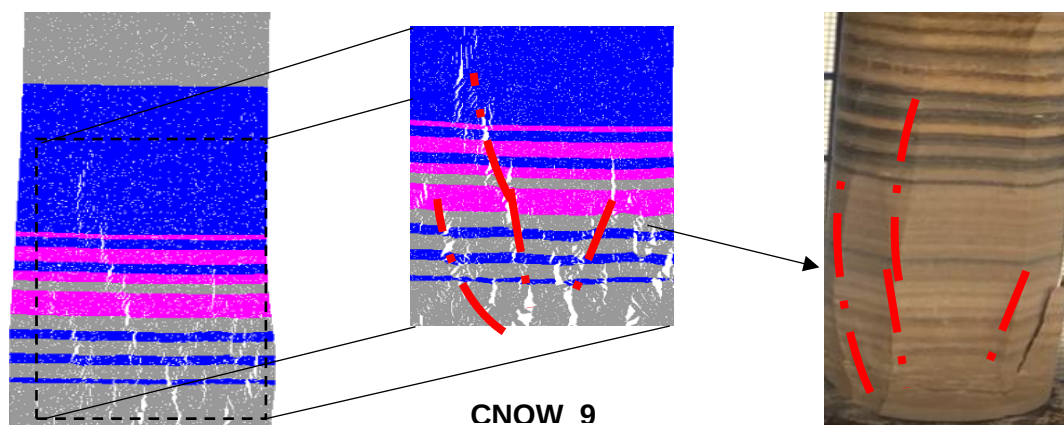
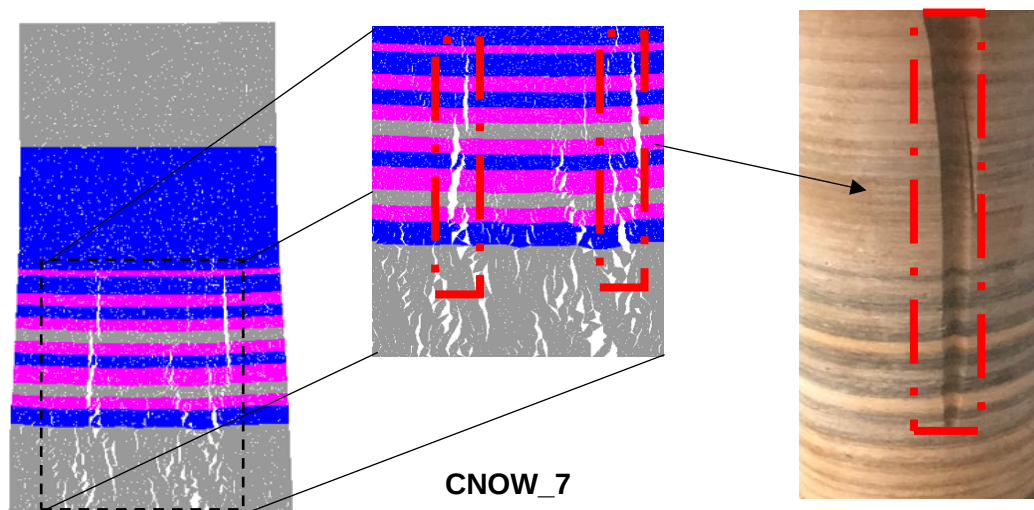


Fonte: A autora (2022).

A Figura 18 evidencia que as simulações obtiveram um padrão de ruptura do material, similar com as amostras ensaiadas em laboratório. Além de demonstrarem um padrão encontrado na formação Crato, como mostrado na Figura 19.

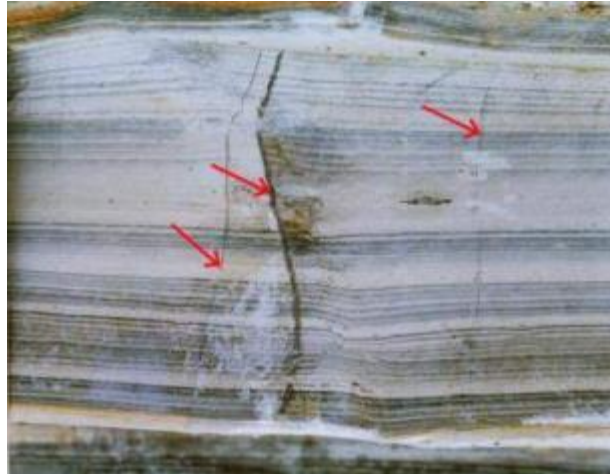
Figura 18 – Comparação entre o padrão de fratura do material obtido na simulação e no ensaio de Compressão Uniaxial.





Fonte: A autora (2022).

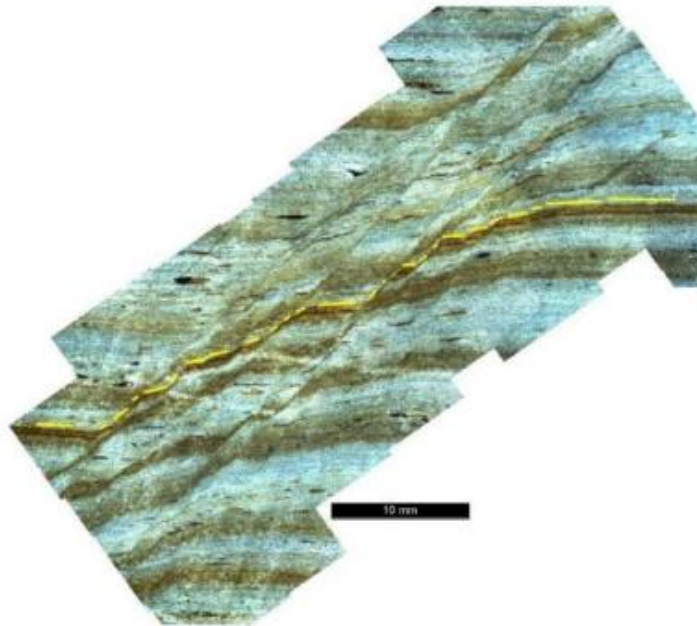
Figura 19 – Observação de fraturas em campo. Microfalha, escalonada, subvertical, cortada por veios de calcita (setas vermelhas)



Fonte: Miranda (2015).

Miranda (2015) obteve microtomografias que mostram falhas com padrão *en échelon*, lítrico e de falhas em dominó (dominantemente distensional) nos calcários laminados da formação Crato, como ilustrado na Figura 20. No presente trabalho, o efeito *en échelon* também foi percebido na simulação, com destaque em círculos vermelhos, na Figura 21. É importante notar as fraturas contínuas resultantes da interação entre as fraturas sobrepondo as menores, e, a propagação das fraturas nas camadas adjacentes, porém, apresentando um deslocamento relativo, causando o efeito de *en échelon*. Além da presença de fraturas visíveis com aberturas menores, secundárias.

Figura 20 – Painel de microtomografias mostrando uma microfalha nos calcários laminados, mostrando padrão *en échelon*, lístrico e de falhas em dominó



Fonte: Miranda (2015).

As análises seguintes foram demonstradas utilizando a amostra CNOW_9, no entanto, as demais amostras apresentaram comportamento semelhante.

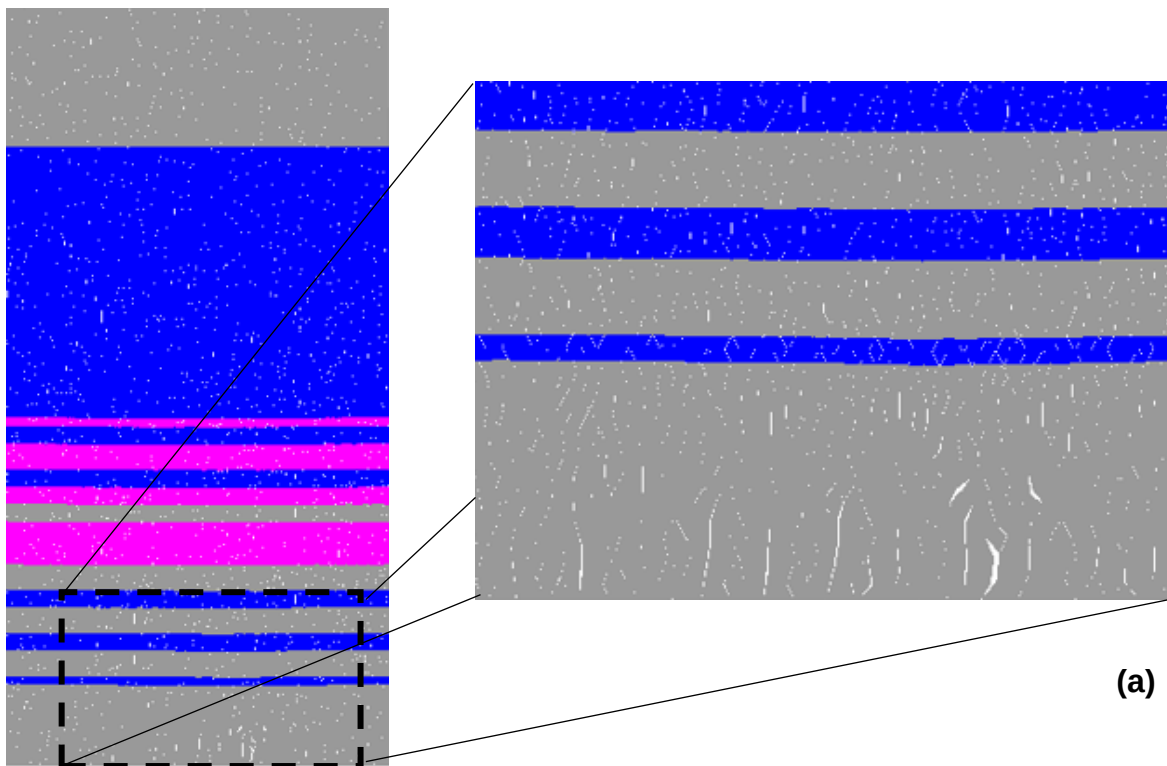
É possível observar, com mais detalhes, os diferentes estágios do carregamento vertical, a geração, propagação e interação de fraturas. A Figura 21 mostra a geometria deformada da amostra CNOW_9 em três diferentes estágios, sendo estes o cenário no instante do fraturamento (Figura 21 (a)), imediatamente depois (Figura 21 (b)), e no instante imediatamente anterior à perda de representatividade física do campo de deslocamentos (Figura 21 (c)), onde se excede o limite de pequenas deformações na formulação de elementos finitos levando a uma posterior perda de convergência.

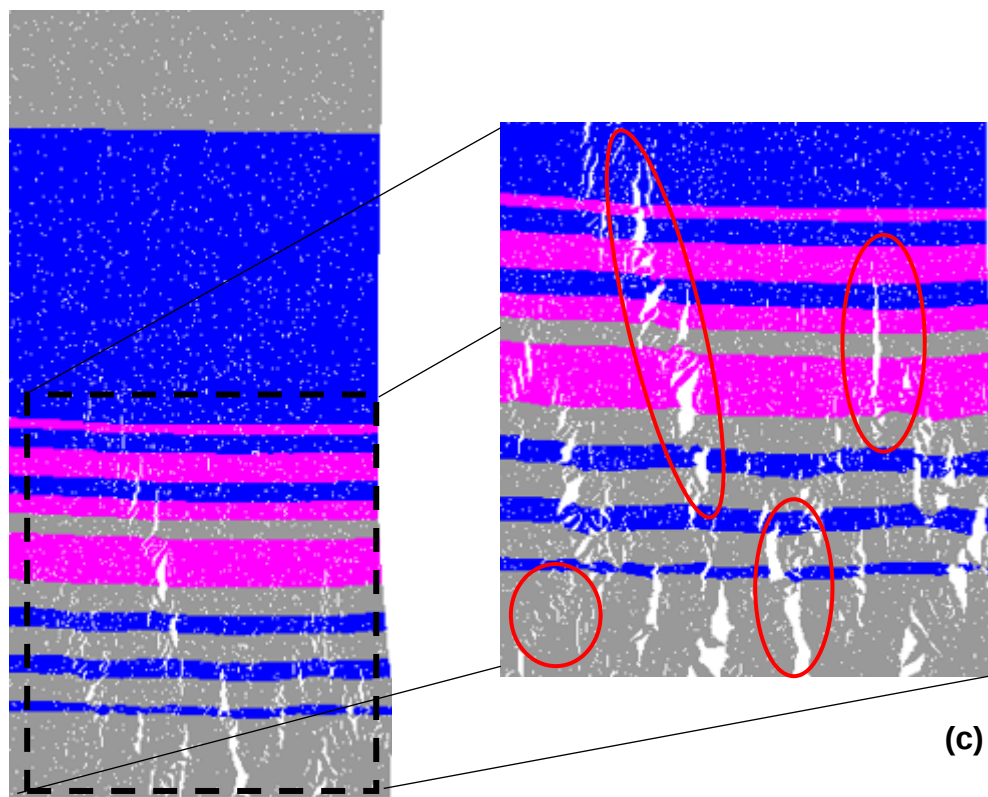
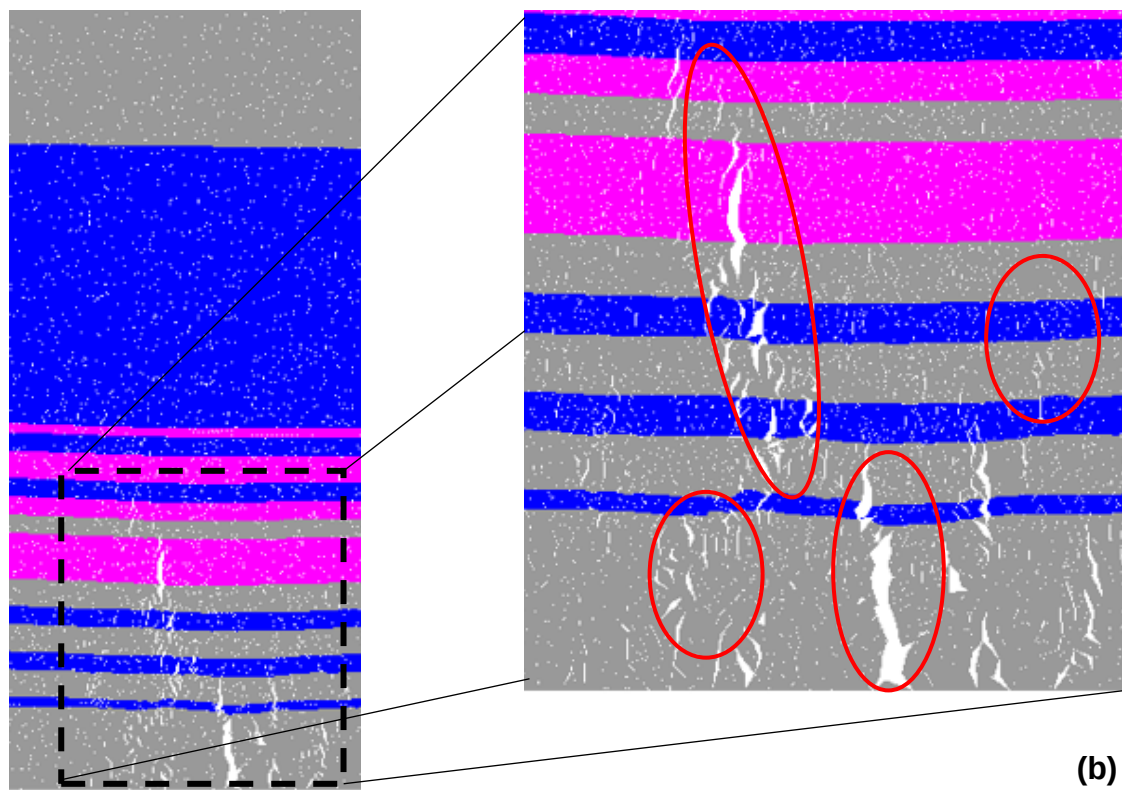
As fraturas se iniciam em pequenas dimensões, em relação ao tamanho total da amostra, elas aumentam de tamanho e abertura, interagem com as fraturas adjacentes, formando fraturas maiores devido a união delas ou até mesmo gerando uma área de clusters de fraturas.

Os elementos especiais de interface são os responsáveis pela geração destas fraturas e são destacados na cor branca, o que permite a visualização das fraturas. Outra

configuração relevante é a ocorrência de fraturas de menor dimensão e a forma elíptica dessas fraturas, onde a maior abertura acontece na sua parte central, tendendo à zero nas extremidades, corroborando a consistência física da modelagem.

Figura 21 – Resultados de geração e propagação de fraturas com detalhe da região fraturada, mostrando a interação das fraturas geradas com as camadas adjacentes (Círculos vermelhos indicando as fraturas mais representativas): (a) Instante em que iniciou o fraturamento; (b) Estágio pós-fraturamento; (c) Estágio final de fraturamento



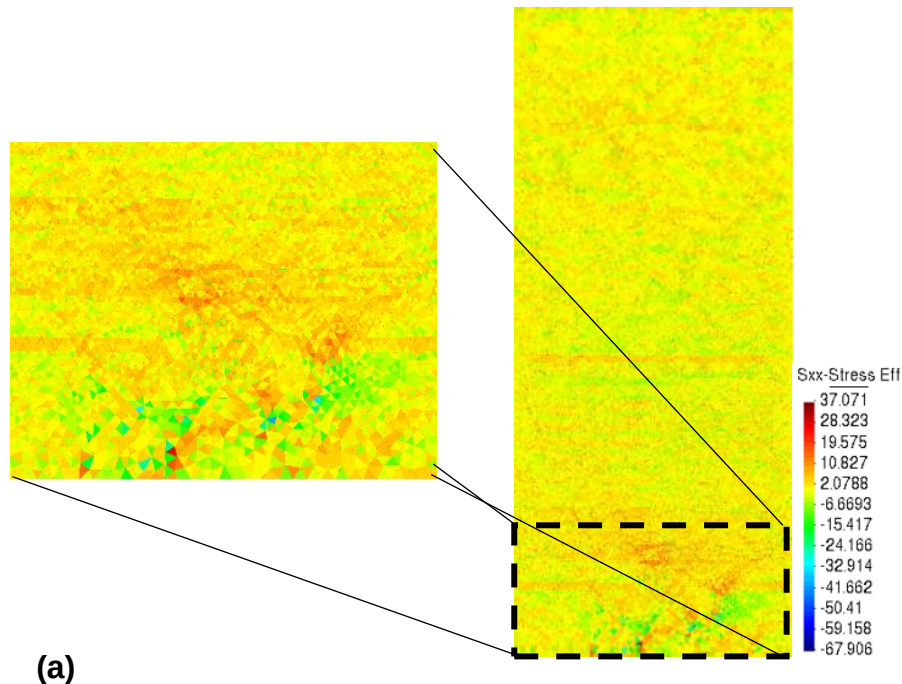


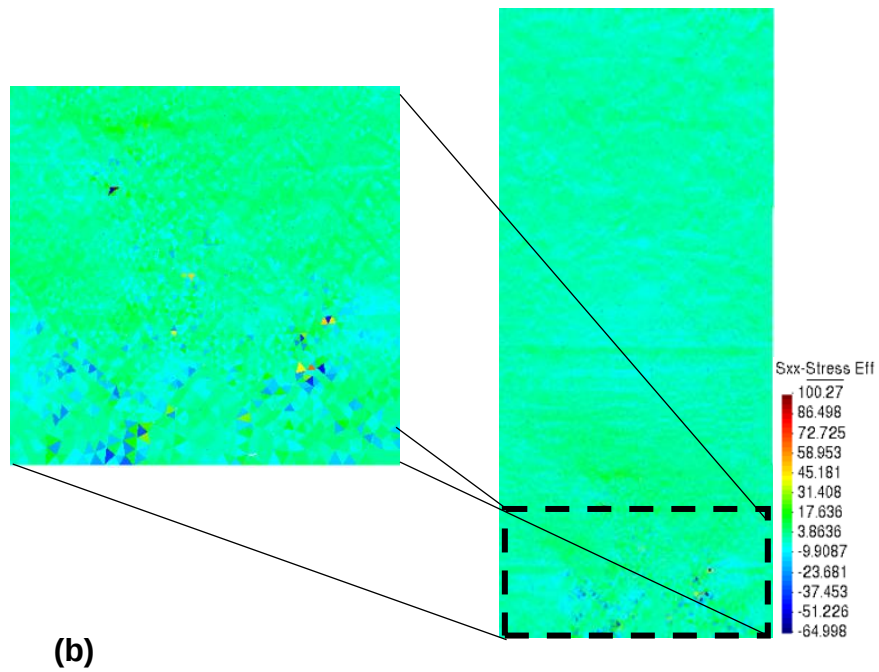
Fonte: A autora (2022).

A distribuição de tensões horizontais no início do fraturamento e logo após, é mostrada na Figura 22. No início da ruptura do material (Figura 22 (a)), verifica-se que as tensões atingem o valor de resistência à tração da rocha, levando a geração de fraturas. No instante seguinte (Figura 22 (b)) é possível perceber um alívio de tensão em toda a amostra, com destaque para pontos na cor azul localizados nos entornos das descontinuidades, das fraturas geradas.

Outra análise relevante, no entanto, qualitativa, é a distribuição de tensões cisalhantes quando as fraturas são geradas no material. Formam-se zonas de cisalhamento com aproximadamente 45° em relação aos planos de fratura (Figura 23). Estas zonas podem ser definidas pela interligação das extremidades das fraturas. Dessa forma, é possível perceber a existência de uma tendência de ocorrer inicialmente uma ruptura por tração, e por consequência, uma formação de descontinuidades secundárias por cisalhamento.

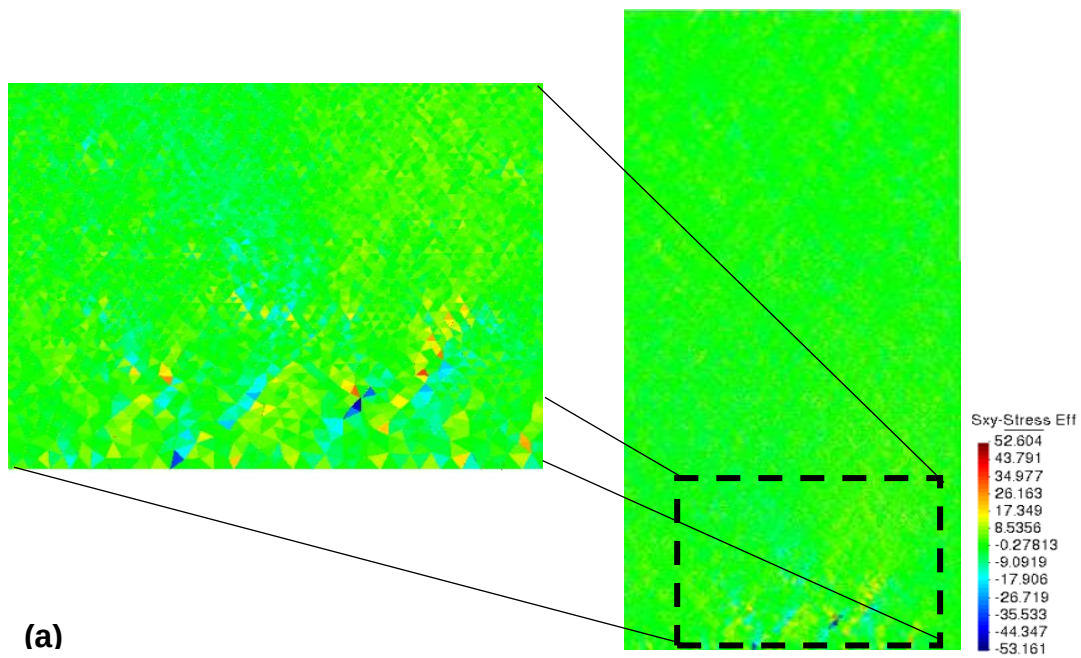
Figura 22 – Distribuição de tensões horizontais – (a) No início do fraturamento; (b) Instante do avanço do fraturamento

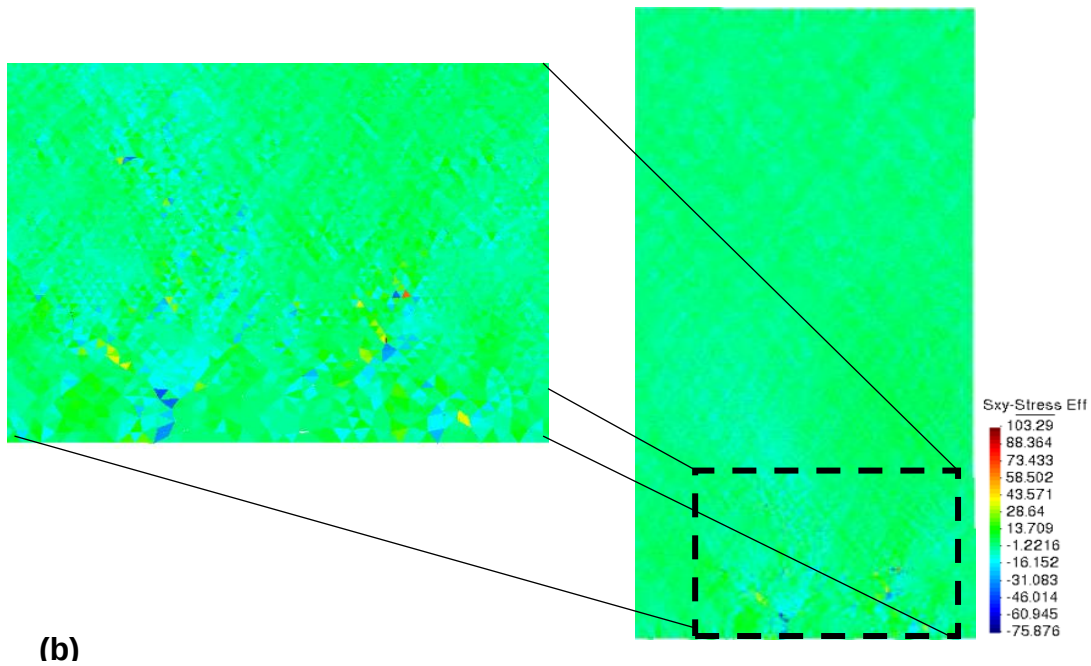




Fonte: A autora (2022).

Figura 23 – Distribuição de tensões cisalhantes – (a) No início do fraturamento; (b) Após o fraturamento

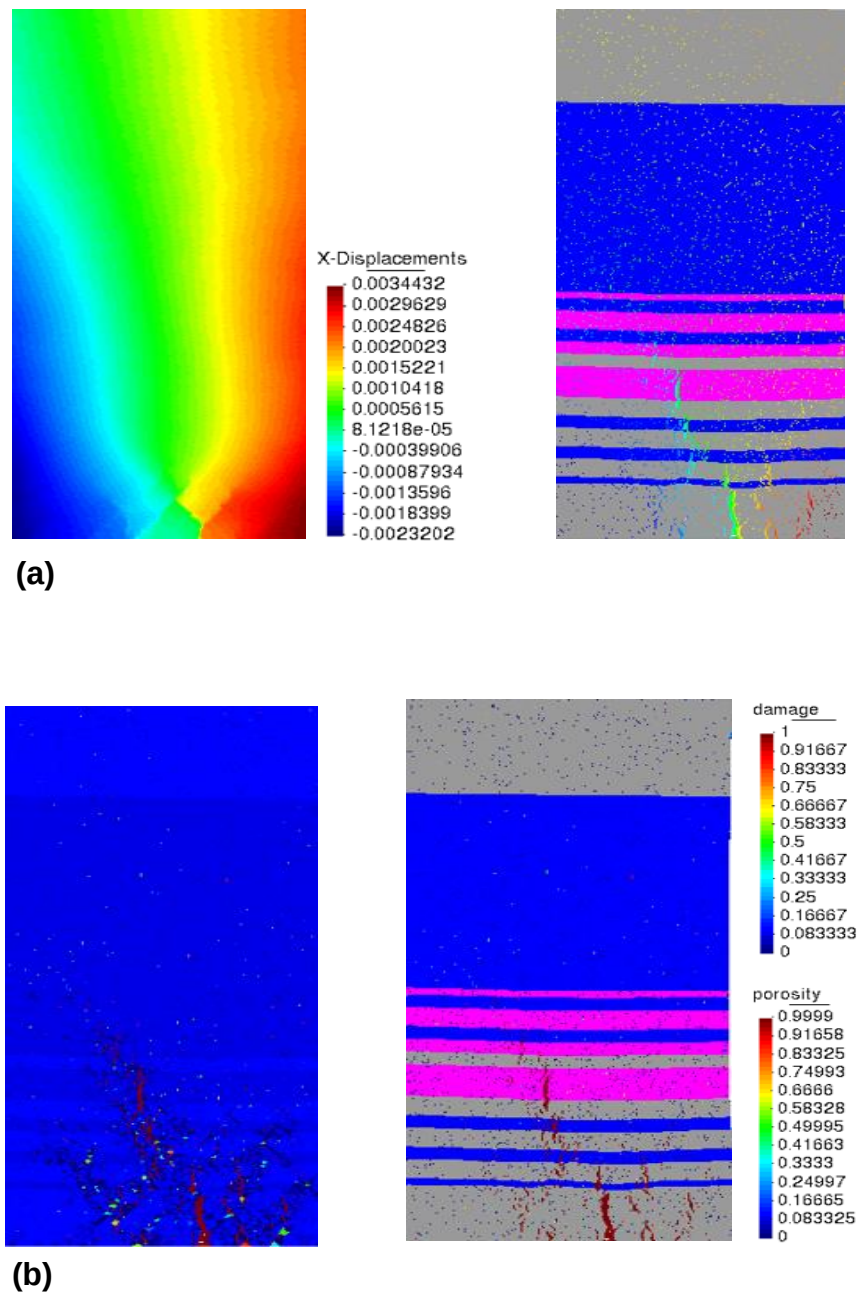




Fonte: A autora (2022).

O campo final de deslocamentos é apresentado na Figura 24 (a), sendo possível observar que essa variação condiz com a distribuição das fraturas geradas, sendo assim, os valores de deslocamentos são, consideravelmente, associados às aberturas das fraturas. Também é possível evidenciar, na Figura 24 (b), a porosidade da amostra e fazer uma associação à variável de dano, notando que quando essa variável atinge o valor máximo, ou seja, o valor unitário que leva à degeneração total do módulo elástico do material de interface provocando a geração de fraturas, a porosidade assume um valor equivalente a 100%.

Figura 24 – Distribuição de variáveis para o momento posterior ao fraturamento – (a) Campo de deslocamento; (b) Variável de dano e porosidade



Fonte: A autora (2022).

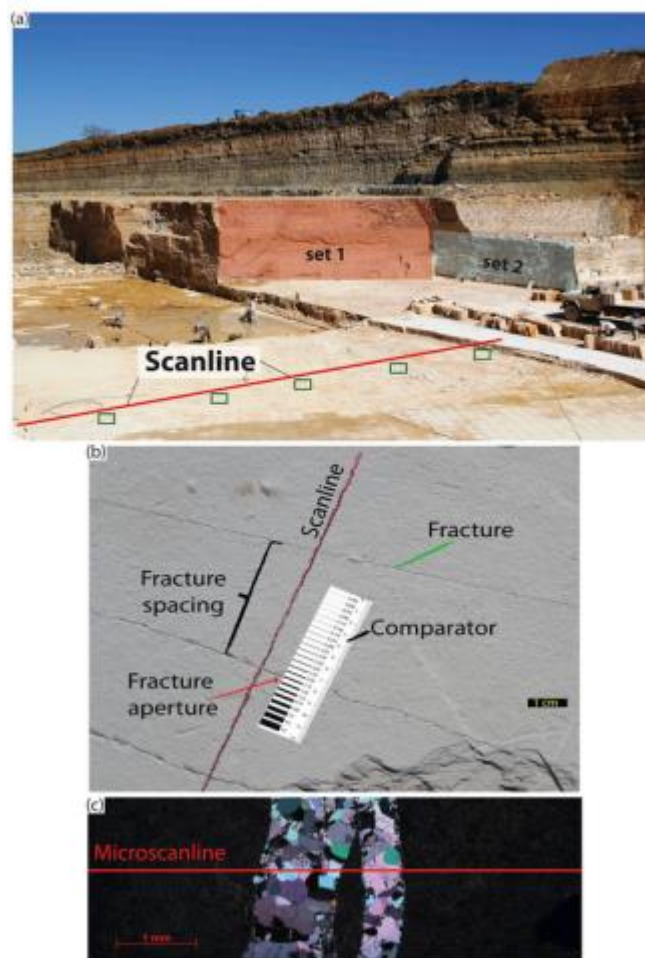
Muitas técnicas são utilizadas para identificar e caracterizar fraturas em reservatórios petrolíferos, uma delas é a *scanline*, tratando-se de uma técnica de campo que mede, em linha reta de comprimento especificado, valores da direção, abertura e distância a um referencial, bastante usada para caracterizar padrões de fraturamentos em afloramentos. O método de *scanline* é simples e muito utilizado para prever a

frequência de fraturas que poderia ser observado em qualquer direção (Priest, 1993; Grossenbacher et al., 1997; Mauldon & Mauldon, 1997; Mauldon et al., 2001; Ortega et al., 2006).

Neste trabalho, é realizado um estudo das *scanlines* na simulação. As principais medidas feitas com essa técnica são, distância entre as fraturas e a abertura das fraturas. A Figura 26, mostra a análise realizada através de *scanlines* traçadas ao longo da extensão das feições que apresentaram fraturas com aberturas mais representativas. Este é um estudo demonstrado na amostra CNOW_9. No total foram oito *scanlines*, uma para cada camada como mostrado da Figura 26 (a), utilizando a metodologia proposta por Ortega et al. (2006), que consiste em encontrar a frequência acumulada em função dos tamanhos das aberturas das fraturas. Fazendo uso da lei de potência por melhor se aplicar em sistemas que apresentam comportamentos diferenciados e variáveis que interagem de maneira não linear.

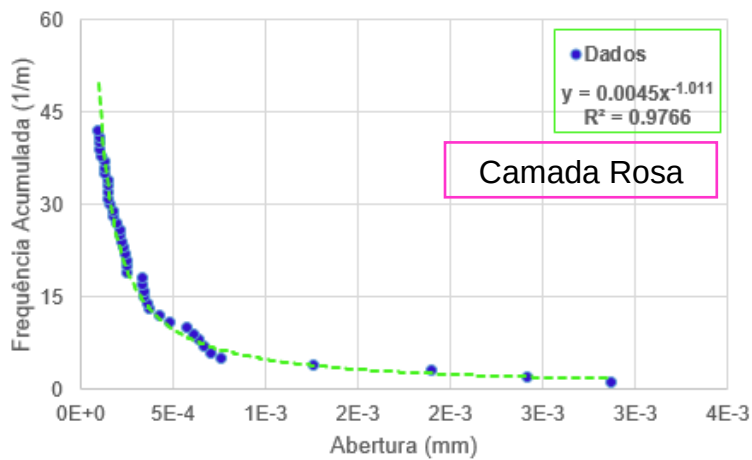
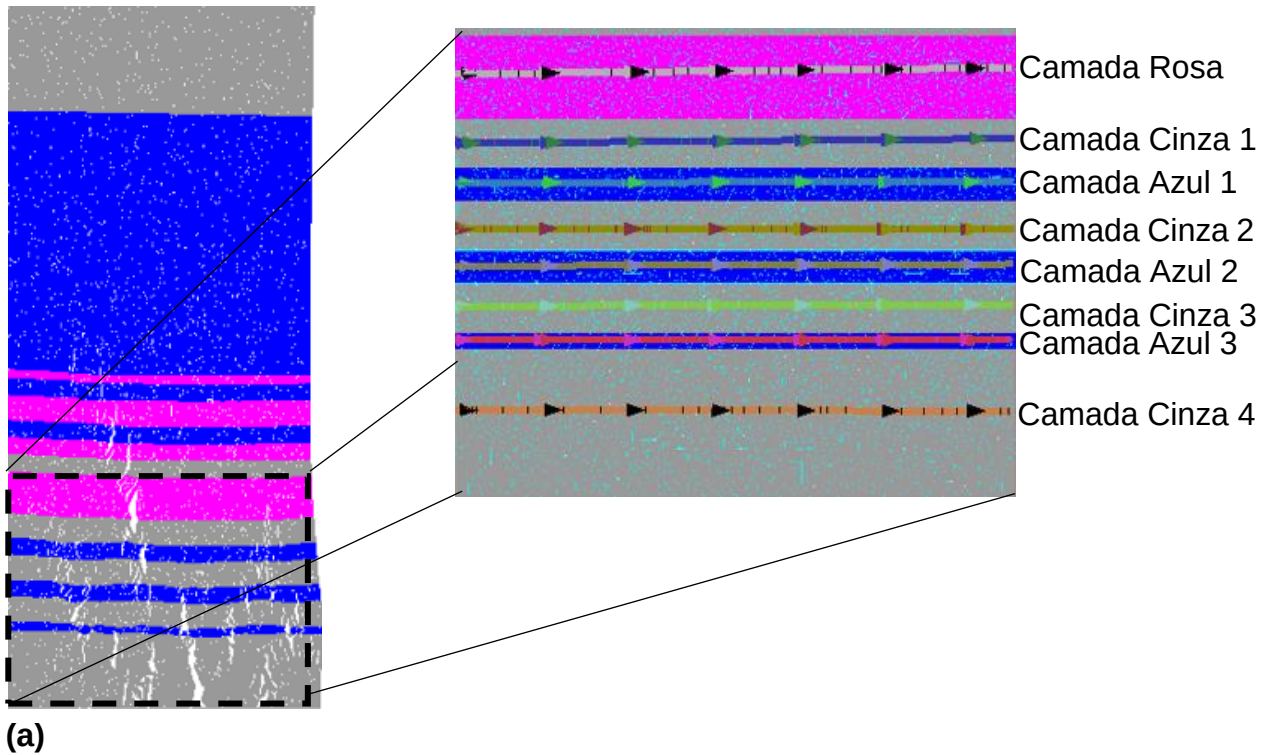
Os gráficos que seguem, mostram, numericamente, os padrões das fraturas que ocorrem na amostra CNOW_9, especificamente, mas, se aplica para todas elas. É possível observar uma ocorrência de fraturas com abertura entre 10^{-2} e 10^{-4} mm, com uma maior relevância de fraturas com aberturas na ordem de 10^{-3} e 10^{-4} mm. Verifica-se que o coeficiente de variação da lei de potência fica no intervalo obtido por Araújo (2019), onde é feita uma comparação da média das *scanlines* realizadas em campo com a obtenção numérica da distribuição dessas fraturas. Os resultados também são consistentes com os padrões de abertura de fraturas da Fm. Crato, para as microscanlines realizadas e apresentadas por Miranda et al. (2018), onde foram realizados micro e macro *scanlines* no afloramento com intervalos de aberturas entre 0,004 e 30mm. A Figura 25 mostra a linha de varredura linear e os detalhes de abertura e espaçamento de fraturas, por Miranda et al. (2018), sendo a *microscanline* aplicada no set 1.

Figura 25 - (a) Visão panorâmica de um afloramento de laminitos localizado na Pedreira Três Irmãos mostrando um exemplo da linha de varredura linear. (b) Detalhes de abertura e espaçamento de fratura e um comparador desenvolvido por Ortega *et al.* (2006) para uso em campo. (c) Exemplo de *microscanline* usando seção fina petrográfica.

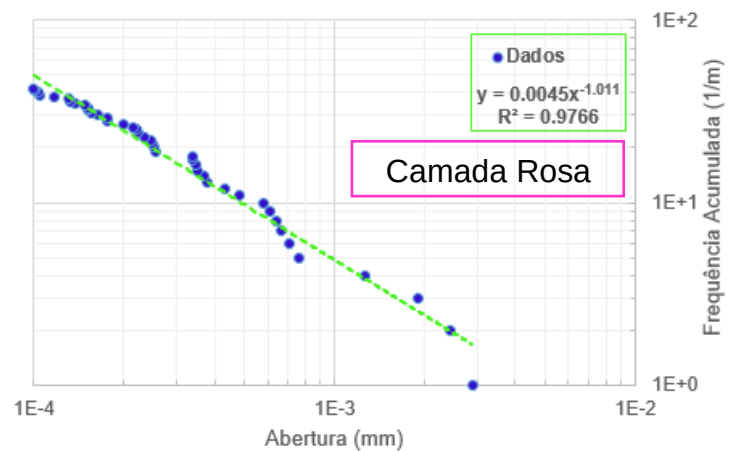


Fonte: Miranda *et al.* (2018).

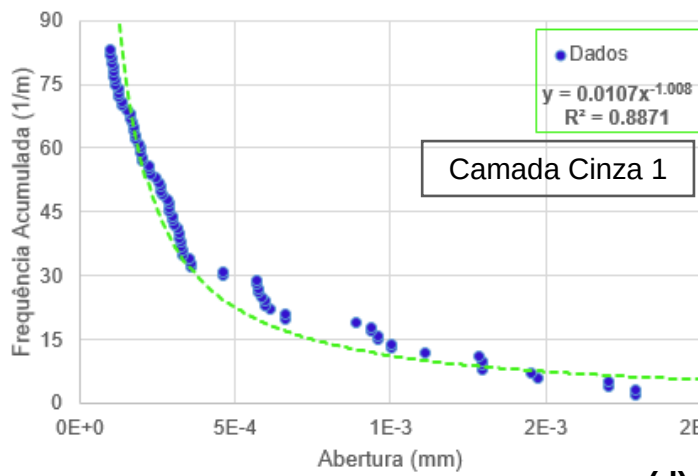
Figura 26 - Estudo das *scanlines* lineares na simulação - (a) *Scanlines* distribuídas ao longo das feições; (b), (d), (f), (h), (j), (l), (n), (p) Dados ajustados em escala linear, *scanline* nas camadas rosa, cinza 1, azul 1, cinza 2, azul 2, cinza 3, azul 3 e cinza 4, respectivamente; (c), (e), (g), (i), (k), (m), (o), (q) Dados ajustados em escala log-log para as camadas rosa, cinza 1, azul 1, cinza 2, azul 2, cinza 3, azul 3 e cinza 4, respectivamente



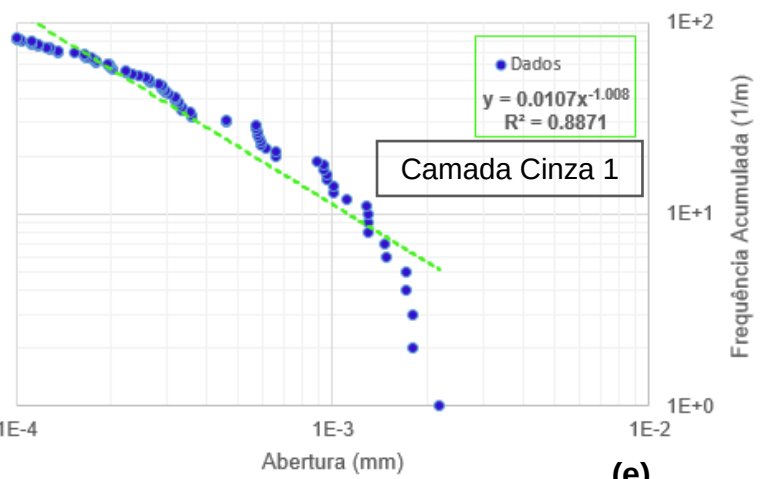
(b)



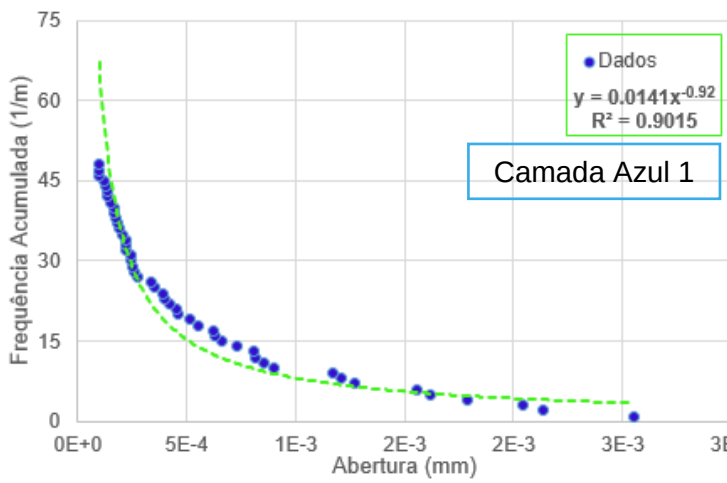
(c)



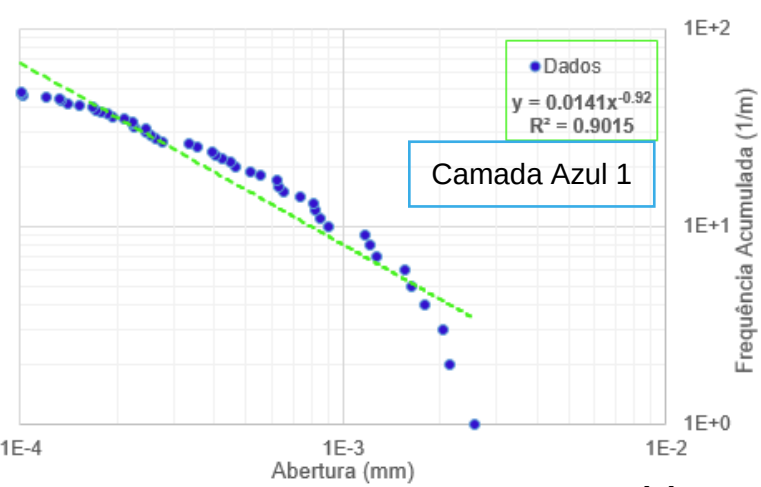
(d)



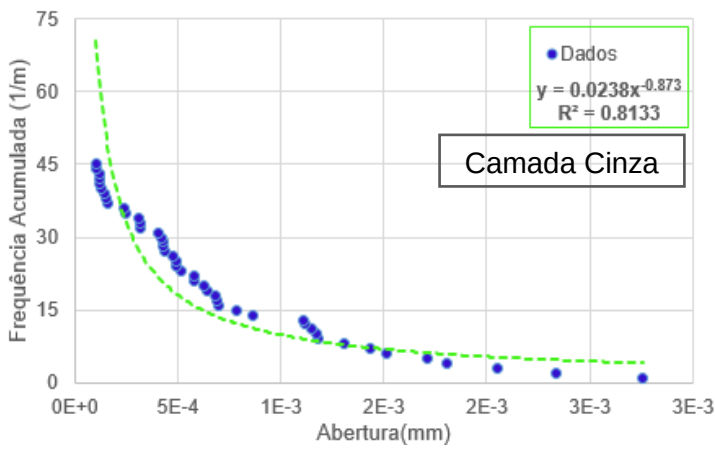
(e)



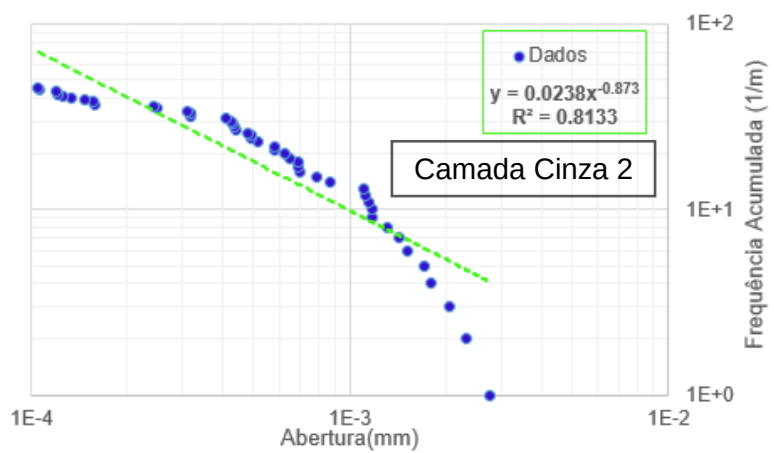
(f)



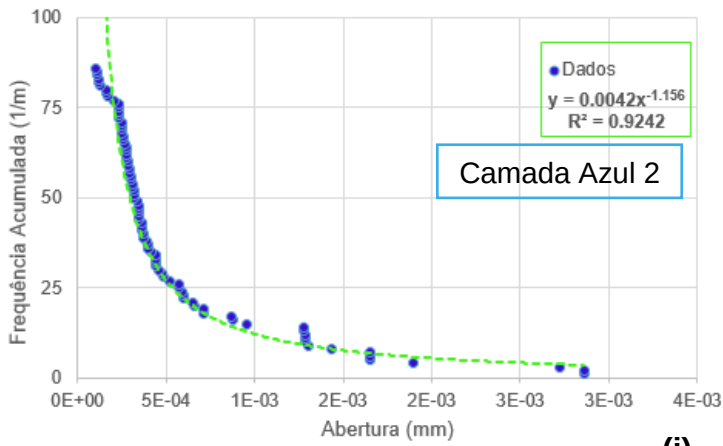
(g)



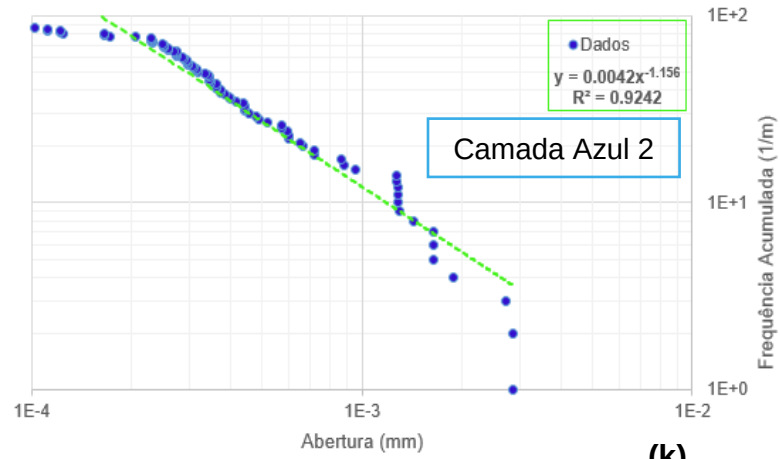
(h)



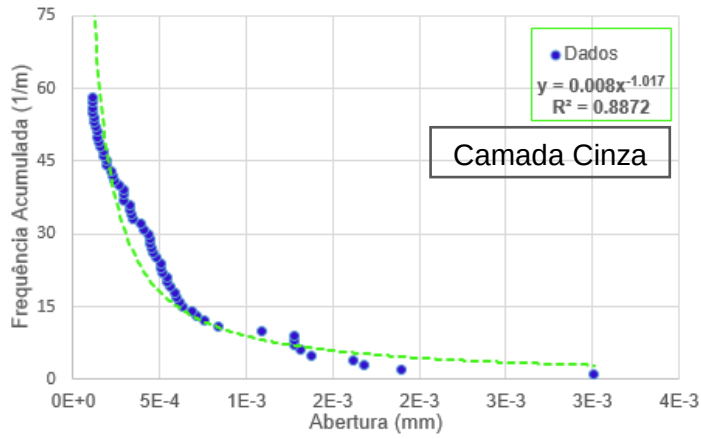
(i)



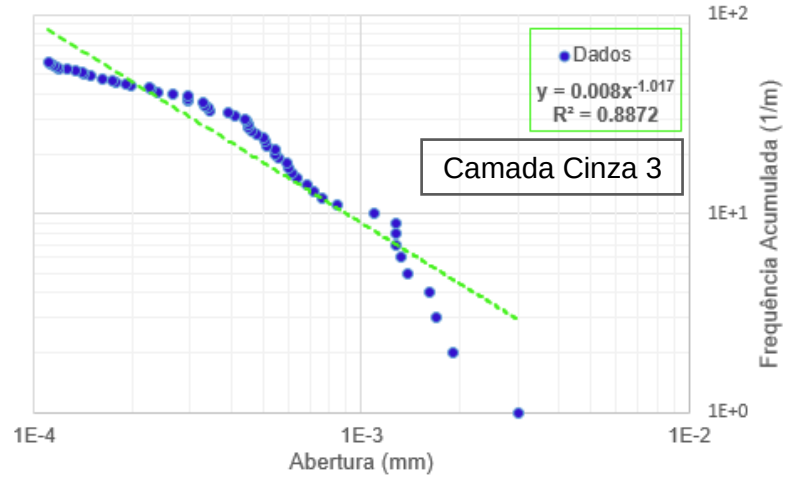
(j)



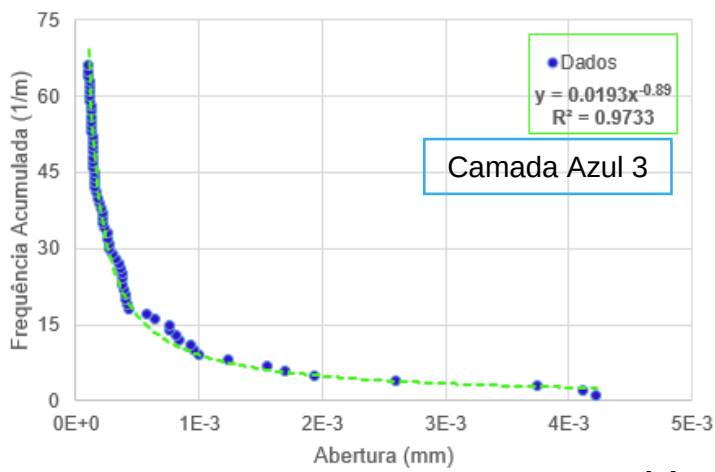
(k)



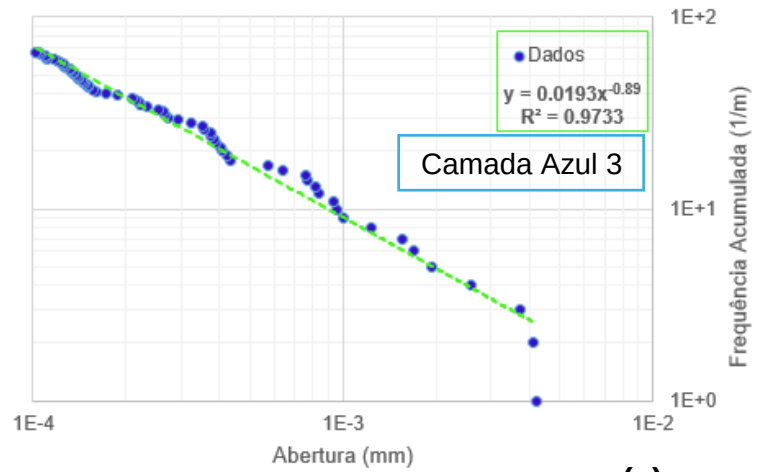
(l)



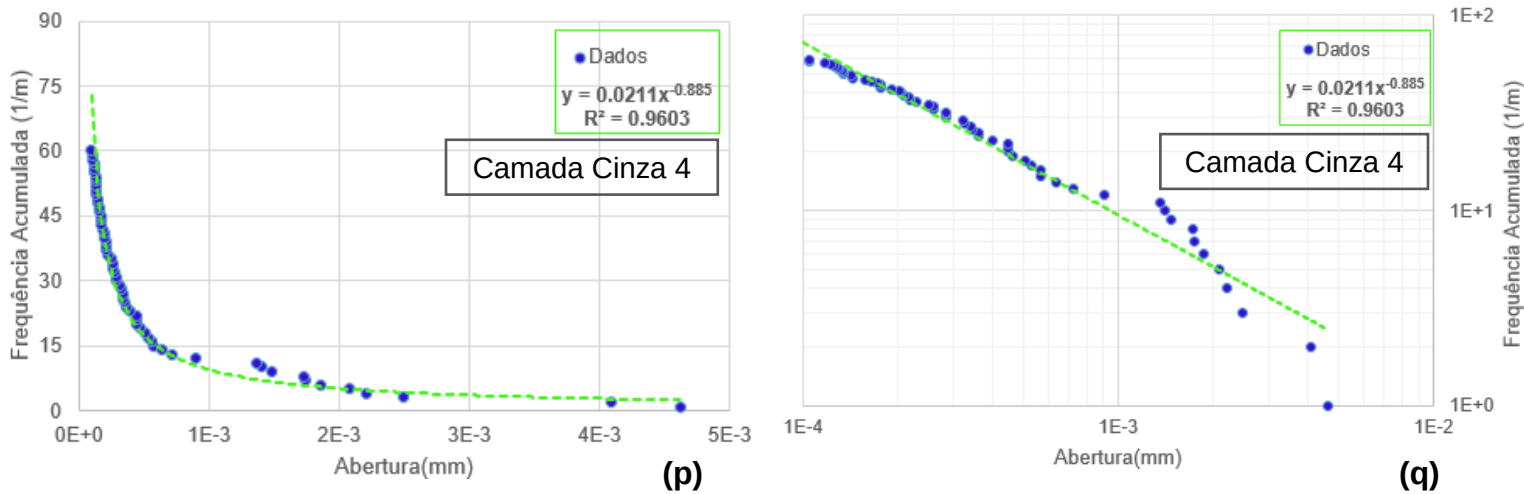
(m)



(n)



(o)



Fonte: A autora (2022).

Para dados oriundos da metodologia desenvolvida por Gonçalves (2020) foram adotadas as propriedades mecânicas de módulo de Young (E) e coeficiente de Poisson (ν) a partir dos resultados de ensaios elastodinâmicos em amostras de laminitos da Formação Crato realizado no Laboratório de Petrofísica da UFCG estudados por Soares *et. al* (2015). Os valores expostos por Soares *et. al* (2015), referentes ao módulo de Young dinâmico, variam entre 25 GPa e 55 GPa. Empregando a equação desenvolvida no estudo de Bastos *et. al* (1995) para a obtenção do módulo elástico estático, $E_{est} = 0,675 E_{din} - 3,84$, é possível adquirir valores entre 10 GPa e 34 GPa. Tendo Gonçalves (2020) assumido esses valores em seu trabalho, o presente estudo sustenta sua metodologia através dos resultados obtidos nos ensaios de compressão uniaxial, onde identificou-se valores médios aproximados e pertencentes ao intervalo considerado por Gonçalves (2020). Com relação ao coeficiente de Poisson, este estudo também assumiu valores obtidos por Soares *et. al* (2015).

Desta forma, uma vez que Gonçalves (2020) obteve valores equivalentes ao que foi definido neste estudo, todas as análises já realizadas anteriormente estendem-se e complementam sua metodologia.

6 CONCLUSÕES

A presente dissertação apresenta um estudo numérico, de cenários sintéticos, e experimental do ensaio de compressão uniaxial, apresentando a geração e propagação de fraturas por tração de calcários laminados característicos da formação Crato.

A submissão das amostras ao ensaio de compressão uniaxial resultou nos módulos de elasticidades que foram considerados na simulação. Além disso, foi possível o registro de dados que levaram a análises comparativas no processo de simulação, como a evolução de tensão com o tempo. No ensaio de compressão uniaxial, uma amostra com camadas verticalmente configuradas foi analisada, a qual, apresentou uma maior resistência à carga aplicada, até sua ruptura, sugerindo concluir que isso acontece devido uma melhor distribuição de carga entre as camadas, tendo em vista que a tensão aplicada também é vertical. Ainda neste ensaio foi possível observar a taxa de deformação de cada amostra, onde, de forma geral, obteve-se respostas diferentes, porém esperadas, tornando evidente a heterogeneidade mecânica nos calcários laminados da formação Crato.

A técnica de fragmentação de malha com elementos finitos de elevada razão de aspecto, baseada na teoria de Aproximação Contínua de Descontinuidades Fortes (ACDF), conseguiu reproduzir cenários sintéticos de forma muito significativa. A simulação consistiu em considerar as rochas com suas respectivas heterogeneidades entregando resultados muito satisfatórios, pois, conseguiu capturar fraturas de tração com padrões similares ao que ocorre nos ensaios realizados em laboratórios. As curvas de evolução de tensão vertical foram comparadas com as obtidas no ensaio e percebeu-se uma boa correspondência, uma vez que, as curvas referentes às simulações se apresentaram dentro do intervalo das respostas experimentais, dessa forma, a resposta mecânica se mostrou adequada.

Para estudar a abertura e espaçamento das fraturas, nos cenários sintéticos, foram geradas *scanlines* nas camadas com fraturas mais evidenciadas, de uma das amostras. Esses dados foram estudados e comparados com os resultados obtidos por Araújo, A. I. (2019), a qual, fez um estudo comparativo com a média de *scanlines* de campo. E, Miranda *et al.* (2018), significando dizer que a distribuição das fraturas geradas

na simulação é correspondente a média de distribuição das fraturas existentes na formação Crato.

Além disso, obteve-se análises de diferentes padrões de fraturas, evidenciando a forma de como as fraturas eram geradas e propagadas. Em rochas laminadas, com heterogeneidades composicionais, geomecânicas e petrofísicas associadas, não há propagação de fraturas isentas de desvios, puramente contínuas e uniformes. As fraturas se propagam demonstrando alguns “saltos” (efeito *en échelon*) entre as camadas, devido às concentrações de tensões ocasionadas no processo de compressão. As fraturas percorram a interface entre as camadas até encontrar um caminho livre de acúmulos de tensões e consiga propagar-se para a camada adjacente.

Também foi possível perceber que houveram situações de ocorrência de fraturamento em camadas mais resistentes e em outras situações, camadas com mesmas propriedades não fraturaram. Dessa forma, é possível afirmar que a configuração das camadas é muito relevante ao processo de propagação de fraturas. Esse fato deve ser levado em conta nas execuções de fraturamento hidráulico em reservatórios de petróleo. Sendo necessário, dessa forma, analisar as formações presentes nas proximidades do sistema petrolífero não convencional, pois as mesmas, podem influenciar no processo de distribuição de tensão, ocasionando fraturamento de camadas fora do planejado, levando a situações desagradáveis no que concerne ao meio ambiente.

Diante dos resultados obtidos e relacionando-os com a classificação de tipos de reservatórios assumida por Nelson (2001), é possível afirmar que reservatórios que apresentam comportamentos similares aos demonstrados neste trabalho, mesmo em uma escala muito menor, podem classificar-se como tipo 1 ou tipo 2, ou seja, reservatórios onde as fraturas são atuantes no armazenamento e fluxo de fluidos, considerando serem reservatórios com porosidade e permeabilidade muito baixas a baixas, respectivamente.

A metodologia adotada foi satisfatória, pois conseguiu gerar um meio fraturado com fraturas extensionais e permitindo análises de *scanlines*, as quais, enunciaram um padrão de distribuição fraturas que segue o mesmo padrão das fraturas distribuídas em

campo, formação Crato, portanto, as simulações são muito relevantes como parâmetro de dados numéricos das fraturas geradas nesta formação.

6.1 RECOMENDAÇÕES

- Continuar esta temática realizando simulações de rochas com características de calcários laminados da formação Crato, mas, com uma configuração de laminações na vertical.
- Desenvolver e aplicar outros métodos constitutivos.

REFERÊNCIAS

- AGUILERA, R. **Controversial: Is It Possible to Have Two (or More) Different, Well-defined, Water-oil Contacts Within a Single, Closed, Naturally Fractured Reservoir?** Annual Technical Meeting, June 14 - 18, Calgary, Alberta. P. 17, 1995.
- ALMEIDA, F. F. M. **Origem e Evolução da Plataforma Brasileira.** Departamento Nacional de Produção Mineral, Divisão de Geologia e Mineralogia, 1967.
- ALMEIDA, F. F. M., HASUI, Y., BRITO NEVES, B. B., FUCK, R. A. **Brazilian Structural Provinces: an introduction.** Earth Sci. Rev., v. 17, n. 1-2, p. 1-29, 1981.
- ARAÚJO, A. F. L. **Estratigrafia Mecânica de Laminitos Aptianos da bacia do Araripe: aplicação à caracterização de reservatórios naturalmente fraturados.** Dissertação de Mestrado, 2020.
- ARAÚJO, A. I. P. **Simulação de geração e propagação de fraturas em rochas empregando técnicas especiais em elementos finitos.** Tese de Doutorado, 2019.
- ASFORA, V. K. **Fluorescência de Raios X por Dispersão de energia aplicada à Caracterização de Tijolos de sítios Históricos de Pernambuco.** Dissertação de Mestrado, 2010, 105p.
- ASSINE, M. L. **Análise estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil.** Revista Brasileira de Geociências. Curitiba, 22 (3): 289-300, 1992.
- ASSINE, M. L., 2007, **Bacia do Araripe.** Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, p. 371–389.
- ASSINE, M.L., PERINOTTO, J. A. J. NEUMANN, V.H., CUSTÓDIO, M.A., VAREJÃO, F.G., MESCOLOTTI, P.C. **Sequências Depositionais do Andar Alagoas (Aptiano superior) da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil.** Boletim de Geociências da Petrobras, v. 22, p. 1, p. 3–28, 2014.
- ASTM - American Society for Testing and Materials. **D7012 – 14, Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures.** 2014. 9p
- AYDIN, A., BASU, A. **The Schmidt Hammer in rock Material Characterization.** Engineering Geology, n. 81, p. 1-14, 2005.
- Barton, C.A., Zoback, M.D., 1992. **Self-similar distribution and properties of macroscopic fractures at depth in crystalline rock in the Cajon Pass Scientific Drill Hole.** Journal of Geophysical Research 97, 5181e5200.

BESERRA, L. de S., **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico via Elementos Finitos com Descontinuidades Fortes Incorporadas**. Tese de Doutorado, UFPE, Recife, 2015.

BIOT, M. A. **Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid**. The Journal of the Acoustical Society of America, Acoustical Society of America, v. 28, n. 2, p. 168-191, 1956.

BOGGS Jr., S. **Petrology of Sedimentary Rocks**. New York, USA: Cambridge University Press, 2009, 2ed, 600p.

BOYD, A., SOUZA, A., CARNEIRO, G., MACHADO, V., TREVIZAN, W., SANTOS, B., ... & BERTOLINI, A. **Presalt carbonate evaluation for Santos Basin, offshore Brazil**. Petrophysics, v. 56, n. 06, p. 577-591, 2015.

BOURBIAUX, B. **Fractured reservoir simulation: A challenging and rewarding issue: Oil & Gas Science and Technology**—Revue de l'Institut Français du Pétrole, v. 65, n. 2, p. 227–238, 2010. Doi: 10.2516/ogst/2009063.

BRITO NEVES, B. B. **Regionalização tectônica do precambriano nordestino**. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, p. 189, 1975.

BUYUKSAGIS, I. S., & GOKTAN, R. M. **The effect of Schmidt hammer type on uniaxial compressive strength prediction of rock**. International journal of rock mechanics and mining sciences, v. 44, n. 2, p. 299-307, 2007.

CABRAL, F. A. A. **Caracterização das Microfácies e Evolução Diagenética dos Calcários do topo da Formação Crato, Bacia do Araripe, NE do Brasil**. Dissertação de Mestrado, 2017, 72p.

CACAS, M. C., DANIEL, J. C. & LETOUZEY, J. 2001. **Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs**. Petroleum Geoscience, 7, S43–S52.

CATTO, B., JAHNERT, R. J., WARREN, L. V., VAREJÃO, F. G., ASSINE, M. L. **The Microbial Nature of Laminated Limestones: Lessons from the Upper Aptian, Araripe Basin, Brazil**. Sedimentary Geology, v. 341, p. 304-315, 2016. Doi: 10.1016/j.sedgeo.2016.05.007.

CHAGAS, B. D. **Litoestatigrafia da Bacia do Araripe: Reavaliação e propostas para revisão**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências e Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista, Campus de Rio Claro, 2006.

CHESHOMI, A., & SHESHDE, E. A. **Determination of uniaxial compressive strength of microcrystalline limestone using single particles load test.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 111, p. 121-126, 2013.

COATES, D. F. (1973). **Fundamentos de Mecanica de Rocas**, Madrid. p 577.

FARIAS, F. A. **Petrogênese de Carbonatos Acamadados da Formação Barra Velha, Aptiano da Bacia de Santos.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, p. 244, 2018.

Gillespie, P.A., Howard, C.B. Walsh J.J., Watterson J. **Mensurement and characterization of spatial distributions of fractures.**Tectonophysics.Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, 1993.

GIUFFRIDA, A., LA BRUNA, V., CASTELLUCCIO, P., PANZA, E., RUSTICHELLI, A., TONDI, E., GIORGIONI, M., AGOSTA, F. **Fracture simulation parameters of fractured reservoirs: Analogy with outcropping carbonates of the Inner Apulian Platform, southern Italy.** Journal of Structural Geology, v. 123, n. June 2018, p. 18–41, 2019.

GONÇALVES, F. V. R. **Utilização de Tomografia Computadorizada de Raios X na estimativa de Densidade e Porosidade de Calcários Laminados da Formação Crato.** Dissertação de Mestrado, 2020.

GROSSENBACHER, K., KARASAKI, K., BAHAT, D., 1997. **Curved scanline theory.** Mathematical Geology 29, 629-651.

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

GURJÃO, K.G.R., SOARES, J.A. FIGUEIREDO, A.N. et al. **Petrophysics of carbonatic and evaporitic rocks from Araripe Basin.** 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013, 2013.

HANCOCK, P. L. 1985. **Brittle microtectonics: principles and practice.** Journal of Structural Geology, 7, 437–457.

HANDIN, J. **On the Coulomb-Mohr failure criterion.** Journal of Geophysical Research 74, 5343–5348, 1969. <https://doi.org/10.1029/jb074i022p05343>.

HEALY, D., JONES, R., HOLDSWORTH, R. E. 2006. **Three-dimensional brittle shear fracturing by tensile crack interaction.** Nature Leterrs, 439: 64-67. doi: 10.1038/nature04346.

HESSE, R., FONG, C., & SCHUMANN, D. **Origin of spherulitic and cone-in-cone concretions in Cambro-Ordovician black shales, St Lawrence Estuary, Quebec, Canada.** Geological Magazine, v. 156, n. 10, p. 1793-1804, 2019.

HOOKE, J.N., GOMEZ, L.A., LAUBACH, S.E., GALE, J.F.W., MARRETT, R. **Effects of diagenesis (cement precipitation) during rocks fracture opening on fracture aperture-size scaling in carbonate rocks.** Geological Society, Special Publications, 2012. Doi 10.1144/SP370.9.

JACOMO, J. C. P. **Os Hidrocarbonetos não-convencionais: Uma análise da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à luz da experiência Norte-americana.** Dissertação de mestrado, Instituto Alberto Luiz Coimbra. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

JENKINS, R. et alii - **Quantitative X-ray Spectrometry.** Marcel Dekker, Nova Iorque, 1981, 588 pag.

JOHANN, P.R.S. & MONTEIRO, R.C. **Geophysical Reservoir Characterization and Monitoring at Brazilian PreSalt Oil Fields.** In: Offshore Technology Conference, PETROBRAS, 2016.

KNOLL, G. F. **Radiation Detection and Measurement.** 3th Ed. New York: Ed. John Wiley & Sons, 2000.

LAMA, R.D., VUTUKURI, V.S., 1978, **Handbook on Mechanical Properties of Rocks - Testing Techniques and Results- Volume III**, 1 ed. Clausthal, Germany, Trans Tech Publications.

LAUBACH, S. E., J. E. O., GROSS., M. R. **Mechanical and fracture stratigraphy.** AAPG Bulletin, v. 93, p. 1413–1426, 2009.

LAVENU, A. P.C., OTAL, B. D. M., GAUTHIER, T., LAMARCHE, J. M. **How sedimentary facies and diagenesis are controlling carbonates mechanical properties and fracturing ?** Journal of Volcanology and Geothermal Research, v. 148, n. 1-2, p. 98-115, 2013.

LAVENU, A. P. C., LAMARCHE, J., TEXIER L., MARIÉ, L., GAUTHIER, B. D. M. **Background fractures in carbonates: inference on control of sedimentary facies, diagenesis and petrophysics on rock mechanical behavior. Example of the Murge plateau (southern Italy).** Italy Journal Geosciences, v. 134, p. 535-555, 2015. Doi: 10.3301/IJG.2014.58).

LEMAITRE, J.; CHABOCHE, J.-L. **Mechanics of solid materials.** Cambridge: Cambridge University Press, 1994. 582 p.

LIU, A. Q., TANG, D. J., SHI, X. Y., ZHOU, L. M., ZHOU, X. Q., SHANG, M. H., ... & SONG, H. Y. **Growth mechanisms and environmental implications of carbonate**

concretions from the Ga Xiamaling Formation, North China. Journal of Palaeogeography, v. 8, n. 1, p. 20, 2019.

LOBATO, K. C. R. **Simulação Física e Numérica de Problemas de Estabilidade de Poços.** Dissertação de Mestrado. 2010.

MACIEL, B. M. C. M. **Aplicação da técnica de fragmentação de malha com elementos finitos de alta razão de aspecto para simulação de faturamento hidráulico.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

MAEDO, M. A. **Simulação computacional por elementos finitos de múltiplas fissuras em sólidos usando técnica de fragmentação da malha.** Dissertação de mestrado: Mestrado em Engenharia Mecânica, UNESP, Bauru-SP, 2015.

MÄKEL, G. H. **The modelling of fractured reservoirs: Constraints and potential for fracture network geometry and hydraulics analysis.** Geological Society, London, Special Publications 2007, v.292; p375-403.

MANZOLI, O. L. et al. **Modeling of interfaces in two-dimensional problems using solid finite elements with high aspect ratio.** Computers & Structures, Elsevier, v. 94, p. 70-82, 2012.

MARQUES, F.O., NOGUEIRA, F.C.C., BEZERRA, F. H. R., DE CASTRO, D. L. **The Araripe Basin in NE Brazil: An Intracontinental Graben Inverted to a High-Standing Horst.** Tectonophysics, v. 630, p. 251-264, 2014.

MATOS, R. M. D. **The Northeast Brazilian Rift System.** Tectonics, Washington, DC., v. 11, n. 4, p. 766- 791, 1992.

MAULDON, M. DUNNE, W.M., ROHRDAUGH Jr., M.B., **Circular scanlines and circular windows: new tools for characterizing the geometry of fracture traces.** Journal of structural Geology, 2001.

MAULDON, M., MAULDON, J.G., 1997. **Fracture sampling on a cylinder: from scanlines to boreholes and tunnels.** Rock Mechanics and Rock Engineering 30, 129-144.

MCBRIDE, E. F., PICARD, M. D., & MILLIKEN, K. L. **Calcite-cemented concretions in Cretaceous sandstone, Wyoming and Utah, USA.** Journal of Sedimentary Research, v. 73, n. 3, p. 462-483, 2003.

MERCADIER, C. G. & MAKEL, G. H. 1991. **Fracture patterns of Natih Formation outcrops and their implications for the reservoir modelling of the Natih field, North Oman.** Society of Petroleum Engineers Paper, 21377.

MIRANDA, T. S., BARBOSA, J. A., GOMES, I. F., NEUMANN, V. H., SANTOS, R. F. V. C., MATOS, G. C., GUIMARAES, L. J. N., FLORENCIO, R. Q., ALENCAR, M. L. **Aplicação da Técnica de Scanline à Modelagem Geológica/Geomecânica de Sistemas de Fraturamento nos Depósitos Carbonáticos e Evaporíticos da Bacia do Araripe, NE do Brasil.** Boletim de Geociências da Petrobras, v. 20, p. 305-326, 2012.

MIRANDA, T. S. **Caracterização Geológica e Geomecânica dos Depósitos Carbonáticos e Evaporíticos da Bacia do Araripe, NE do Brasil.** Tese de Doutorado, 2015, 269p.

MIRANDA, T., BARBOSA, A., GOMES, I., SOARES, A., SANTOS, R., MATOS, G., MCKINNON, E., NEUMANN, V., MARRETT, R. **Petrophysics and Petrography of Aptian Tight Carbonate Reservoir, Araripe Basin, NE Brazil.** 78th EAGE Conference & Exhibition, Vienna, Austria, 30 May, 2016.

MIRANDA, T.S., SANTOS, R.F. BARBOSA, J.A. et al. **Quantifying aperture, spacing and fracture intensity in a carbonate reservoir analogue: Crato Formation, NE Brazil.** Marine and Petroleum Geology, v. 97, p. 556-567, 2018.

NASCIMENTO FILHO, V. F et al. **Técnicas Analíticas Nucleares de Fluorescência de Raios X por Dispersão de Energia (ED-XRF) e por Reflexão Total (TXRF).** Publicação Técnica do Laboratório de Física Nuclear Aplicada. 2. ed. Londrina, 2004.

NELSON, R. A. 2001. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs.** Gulf Professional Publishing, Boston.

NEUMANN, V. H. M. L. 1999. **Estratigrafía, Sedimentología, Geoquímica y Diagénesis de los Sistemas Lacustres Aptienses-Albienses de la Cuenca de Araripe (Noreste de Brasil).** Tese de Doutorado. Universidade de Barcelona. Barcelona. 244p.

NEUMANN, V. H.; CABRERA, L. **Una nueva propuesta estratigráfica para la tectonosecuencia postrifte de la Cuenca de Araripe, Noreste de Brasil.** In: Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, Rio Claro. Boletim... Rio Claro: UNESP, p. 279-285, 1999.

NEUMANN, V. H. & ASSINE, M. L. **Stratigraphic proposal to the post-rift I tectonic-sedimentary sequence of Araripe Basin, Northeastern Brazil.** In: Strati 2015 - 2nd International Congress on Stratigraphy, Graz (Austria), p. 274, 2015.

ODLING, N. E., GILLESPIE, P., BOURGINE, B. ET AL. 1999. **Variations in fracture systems geometry and their implications for fluid flow in fractured reservoirs.** Petroleum Geoscience, 5, 373–384.

OLIVEIRA, R. G. **Arcabouço Geofísico, Isostasia e Causas do Magmatismo Cenozóico da Província Borborema e de Sua Margem Continental.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2008.

OLIVELLA, S. et al. **Numerical formulation for a Simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media.** Engineering Computations, 13 (1996) 87-112.

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

OLIVER, J. et al. **Two-dimensional modeling of material failure in reinforced concrete by means of a continuum strong discontinuity approach.** Comput. Methods Appl. Mech. Engrg, 197 (2008) 332-348.

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

PONTE, F. C. **Origem e evolução das pequenas bacias cretáceas do interior do Nordeste do Brasil.** Simpósio sobre as bacias cretáceas Brasileiras, v. 2, p. 55-58, 1992.

PONTE F. C & PONTE FILHO F. C. 1996. **Evolução tectônica e classificação da Bacia do Araripe.** In: Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, 4. Águas de São Pedro, 1996. Boletim... Rio Claro, UNESP / IGCE, p.123 - 133.

PRIEST, S. D., 1993. **Discontinuity Analysis for Rock Engineering.** Chapman & Hall, New York.

PRIEST, S. D., and J. A. HUDSON, 1976, **Discontinuity spacing in rock.** International Journal of Rock Mechanics, Mining Science, and Geomechanics Abstracts, v. 13, p. 135–148.

RODRIGUES, E. A. **Um modelo constitutivo de dano composto para simular o comportamento de materiais quase-frágeis.** 2011. 98 f. Dissertação (Mestrado)– Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Bauru, Bauru, 2011.

SÁNCHEZ, M., MANZOLI, O. L.; GUIMARÃES, L. **Modeling 3-D desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique.** Computers and Geotechnics, 62, 27–39.2014.

SANTOS, RAFAEL F.V.C., MIRANDA, TIAGO S. BARBOSA, JOSÉ A. et al. **Characterization of natural fracture systems: Analysis of uncertainty effects in linear scanline results.** AAPG Bulletin, v. 99, n. 12, p. 2203-2219, 2015.

SANTOS, R.F.V.C., GOMES, I., MIRANDA, T., BARBOSA, J.A., NEUMANN, V., GUIMARÃES, L.J.N., MCKINNON, E., MARRETT, R. **Numerical modeling of naturally fractured carbonate reservoir based on outcrops of Crato Formation, NE Brazil.** In: 78th EAGE Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 2016. Doi: 10.3997/2214-4609.201601447.

SANTOS, R. F. V. C. **Análise estatística de parâmetros de sistemas fraturados aplicados à modelagem de fluxo**. Tese de doutorado, UFPE, Recife, 2017.

SCHLUMBERGER. **Carbonates reservoir**, 2017. Disponível em: http://www.slb.com/services/technical_challenges/carbonates.aspx. Acesso em: 02 de Agosto de 2021.

SEIXAS, M. G. **Modelagem hidromecânica do fraturamento hidráulico de rochas via elementos finitos com elementos especiais de interface**. Recife: UFPE, 2015.

SHACKLETON, J., COOKE, M., SUSSMAN, A. **Evidence for temporally changing mechanical stratigraphy and effects on joint-network architecture**. *Geology*, p. 33, 2005. Doi:10.1130/G20930.1

SILVA, A. L. & NEUMANN, V.H. 2002. **Estratigrafia Física e Deformação do Sistema Lacustre Carbonático Aptiano-Albiano da Bacia do Araripe**. Boletim do 2º Workshop PRH-ANP/MCT dos Programas de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo e Gás da UFPE. Recife, 15-18.

SILVA, A. L.; NEUMANN, V. H.; Cabrera, L. 2002. **Fácies Carbonáticas Laminadas da Formação Crato (Aptiano), Bacia do Araripe: Litofácies, Microfácies e Microestruturas**. In: Bol. 6º Simpósio Sobre o Cretáceo do Brasil e 3º Simpósio Sobre el Cretácico de América Del Sur. São Pedro-SP. UNESP, Rio Claro, 37-41.

SIMO; JU. **Stress and strain based continuum damage models: I Formulation**. *Int. J. Solids Struct*, 15 (1987) 821–840.

SOARES, J. A., GARCIA, A.J.V., BEZERRA, FRANCISCO & FRIEDRICH, ANELISE & CAZARIN, CAROLINE & TABOSA, LOUIS & COURA, RAYSSA. (2015). **Petrophysics and Rock Physics of Carbonates from Brazil and Portugal**. 10.13140/RG.2.1.1609.0326.

SPOONER, V. (2021). **Flow diagnostics for naturally fractured reservoirs** (Unpublished doctoral dissertation). Edinburgh, UK: Heriot-Watt University.

SPOONER, V., GEIGER, S., & ARNOLD, D. (2019). **Flow diagnostics for naturally fractured reservoirs**. *Petroleum Geoscience*, 25(4), 490–500. <https://doi.org/10.1144/petgeo2018-136>.

TEIXEIRA, J. C.; MACIEL, B. M. C. M. **p3MatPac: Pre- and Post-Processing MATLAB package**. Recife: [s.n.], v. 2, 2017. Disponível em: <https://bitbucket.org/jontateixeira/p3matpac>.

TERRA, G. J. S., SPADINI, A. R., FRANÇA, A. B., SOMBRA, C. L., ZAMBONATO, E. E., JUSCHAKS, L. C. S., ARIENTI, L. M., ERTHAL, M. M., BLAUTH, M., FRANCO, M. P., MATSUDA, N. S., SILVA, N. G. C., MORETTI JUNIOR, P. A., D'AVILA, R. S. F., SOUZA,

R. S., TONETTO, S. N., ANJOS, S. M. C., CAMPINHO, V. S., WINTER, W. R. **Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras.** Boletim de Geociências da Petrobras, v. 18, n. 1, p. 9-29, 2010.

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

THOMPSON, D. L., STILWELL, J. D., & HALL, M. **Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-salt coquinas of Brazil and West Africa.** Gondwana Research, v. 28, n. 1, p. 26-51, 2015.

WARREN, J. E., & ROOT, P. J. (1963). **The behavior of naturally fractured reservoirs.** Society of Petroleum Engineers, 3(3), 245–255. <https://doi.org/10.2118/426-PA>.

WATKINS, H. BOND, C. E., HEALY, D., BUTLER, R. W. H. **Appraisal of fracture sampling methods and a new workflow to characterize heterogeneous fracture networks at outcrop.** Journal of Structural Geology, v. 72, p. 67-82, 2015.

WENBERG, O. P., CASINI, G., JONOU, S., PEACOCK, D. C.P. **The characteristics of open fractures in carbonate reservoirs and their impact on fluid flow: A discussion.** Petroleum Geoscience, v. 22, n. 1, p. 91–104, 2016.

VAN DIJK, J.-P. 1998. **Analysis and modelling of fractured reservoirs.** Society of Petroleum Engineers Paper, 50570

ZIHMS S. G., MIRANDA, T., LEWIS, H., BARBOSA, J. A., NEUMANN, V. H., SOUZA, J. A. B., FALCÃO T. C. **Crato Formation laminites - a representative geomechanical pre-salt analogue?** In: 5th Atlantic Conjugate Margins Conference Porto de Galinhas, Pernambuco, Brazil, 2017.

ZIHMS, STEPHANIE G., LEWIS, HELENSIQUEIRA DE MIRANDA, TIAGO et al. **Fracture Reconstruction and Analysis of Low Permeability Carbonates using x-ray Tomography for Comparison with Outcrop Data.** 2018.