



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

MARIA CAMILLA FARIAS CABRAL DE MIRANDA

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO DE
FRATURAS EM ROCHAS CARBONÁTICAS SINTÉTICAS**

Recife

2022

MARIA CAMILLA FARIAS CABRAL DE MIRANDA

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO DE
FRATURAS EM ROCHAS CARBONÁTICAS SINTÉTICAS**

Dissertação submetida ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco como parte integrante dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil.

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

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

Coorientadora: Prof. Dra. Analice França Lima Amorim.

Recife

2022

Catálogo na fonte:
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4/1502

M672a Miranda, Maria Camilla Farias Cabral de.
 Análise experimental do comportamento geomecânico de fraturas em rochas
 carbonáticas sintéticas. / Maria Camilla Farias Cabral de Miranda. – 2022.
 97 f.: il.

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

 Coorientadora: Profa. Dra. Analice França Lima Amorim.

 Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
 Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2022.

 Inclui referências.

 1. Engenharia civil. 2. Rocha carbonática sintética. 3. Fratura induzida.
 4. Resistência ao cisalhamento. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento
 (orientador). II. Amorim, Analice França Lima (coorientadora). III. Título.

624 (22. ed.)

UFPE
BCTG/2023-77

MARIA CAMILLA FARIAS CABRAL DE MIRANDA

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO DE
FRATURAS EM ROCHAS CARBONÁTICAS SINTÉTICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para a 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

Prof. Dr. José Agnelo Soares (Examinador Externo)
Universidade Federal de Campina Grande

Prof^a. Dr^a. Cecília Maria Mota Silva Lins (Examinadora Externa)
Universidade Federal Rural de Pernambuco

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

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus pelo dom da vida, sem ele eu não estaria aqui. Principalmente por me amparar e me dar força e ânimo através da minha fé, que em momento algum enfraqueceu.

A toda minha família, minha mãe, meu irmão, tias, tios, primos, por estarem sempre do meu lado, por me amarem como eu sou e principalmente por nunca desistir de mim. Minha gratidão especialmente a minha avó Maria Eutícia por todas as orações, conselhos e generosidade durante esse caminho.

A todos meus amigos e amigas por estarem ao meu lado em todos os momentos dessa jornada, me apoiando e torcendo por mim, em especial a Renata, Jéssica e Priscila. Quero também agradecer aos colegas do LMCG Yago, Carlos, Lucas, Ially por compartilharem suas experiências e me auxiliarem ao longo das atividades realizadas.

Ao grupo do Laboratório de Métodos Computacionais e Geomecânica (LMCG), em especial, ao meu orientador, Prof. Dr. Leonardo Guimarães, pela oportunidade, ensinamento e atenção, que foram fundamentais para o resultado final desse projeto.

A professora coorientadora, Dr^a. Analice Amorim, pelo comprometimento e auxílio que foram fundamentais ao longo de todo esse percurso.

Ao técnico do laboratório Fábio pela disponibilidade e atenção em me acompanhar nos ensaios realizados, aos técnicos do grupo de resíduos sólidos (GRS), Antônio Brito e Gutemberg pelo auxílio e apoio. Agradeço também aos pesquisadores do DEN, em especial a Daniel.

A Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFPE, a FADE pelo suporte financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa.

Meus sinceros agradecimentos a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização desta etapa da minha vida.

RESUMO

O estudo das propriedades das rochas carbonáticas é de grande importância, porque estão associadas a reservas significativas de petróleo e gás em todo o mundo. Reservatórios carbonáticos se revigoraram no Brasil após a descoberta do pré-sal, como consequência disso, há a importância de se analisar em laboratório amostras destas rochas e, dada a dificuldade de dispor de grande número de testemunhos, bem como seu custo de aquisição, tem sido de grande importância o desenvolvimento e estudo de rochas sintéticas. Dessa forma o objetivo da síntese de rochas carbonáticas em laboratório é simular a matriz natural da rocha carbonática em relação aos principais fatores envolvidos no processo de litificação, como tamanho e formato dos grãos, dimensões da amostra, pressão aplicada na compactação, entre outros. Com isso, permite-se que a fabricação de amostras consiga reproduzir rochas com características pré-determinadas para serem usadas em ensaios com condições extremas, substituindo alguns obstáculos de obter amostras naturais de alto custo. Sob o ponto de vista geomecânico, as fraturas atuam como agentes relevantes para propriedades mecânicas e o estudo da contribuição dessas fraturas (naturais ou induzidas) em rochas carbonáticas pondera sobre a eficiência dos reservatórios em função da natureza dessas rochas. Com essa finalidade, o objetivo principal foi analisar os parâmetros de resistência ao cisalhamento direto na superfície de fraturas induzidas artificialmente de rochas carbonáticas sintéticas. Dessa forma, para cumprir o objetivo deste trabalho foram realizados ensaios de caracterização da rocha sintética e para determinação dos parâmetros de resistência foram realizados ensaios de cisalhamento direto. Nas análises de caracterização o valor da resistência à compressão simples da rocha sintética a classificou como uma rocha carbonática moderadamente dura, estando de acordo com o propósito do trabalho. Foram utilizadas tomografias computadorizadas para o entendimento da estrutura interna das rochas antes e após o cisalhamento, também foram feitas análises pelo ensaios de porosimetria e adsorção a gás. Foi feito o estudo do critério de Mohr-Coulomb para determinação da resistência através do ensaio de cisalhamento direto com uma célula de cisalhamento, projetada para acoplar a amostra cilíndrica de rocha com fratura induzida na prensa de cisalhamento. A campanha de ensaios realizada permitiu a determinação dos parâmetros de resistência do material estudado com base no critério de Mohr-Coulomb.

Palavras-chave: rocha carbonática sintética; fratura induzida; resistência ao cisalhamento.

ABSTRACT

The study of the properties of carbonate rocks is of great importance, because they are associated with significant oil and gas reserves all over the world. Carbonate reservoirs were reinvigorated in Brazil after the discovery of the pre-salt layer, as a consequence of this, it is important to analyze samples of these rocks in the laboratory and, given the difficulty of having a large number of cores, as well as their acquisition cost, it has the development and study of synthetic rocks has been of great importance. Thus, the objective of the synthesis of carbonate rocks in the laboratory is to simulate the natural matrix of the carbonate rock in relation to the main factors involved in the lithification process, such as grain size and shape, sample dimensions, pressure applied in compaction, among others. With this, it is possible that the fabrication of samples can reproduce rocks with predetermined characteristics to be used in tests with extreme conditions, replacing some obstacles of obtaining high cost natural samples. From a geomechanical point of view, fractures act as relevant agents for mechanical properties and the study of the contribution of these fractures (natural or induced) in carbonate rocks considers the efficiency of reservoirs as a function of the nature of these rocks. For this purpose, the main objective was to analyze the parameters of resistance to direct shear on the surface of artificially induced fractures of synthetic carbonate rocks. Thus, to fulfill the objective of this work, tests were carried out to characterize the synthetic rock and to determine the strength parameters, direct shear tests were carried out. In the characterization analysis, the value of the simple compressive strength of the synthetic rock classified it as a moderately hard carbonate rock, in accordance with the purpose of the work. Computed tomography scans were used to understand the internal structure of the rocks before and after shearing, as well as analyzes by porosimetry and gas adsorption tests. The study of the Mohr-Coulomb criterion was carried out to determine the strength through the direct shear test with a shear cell, designed to couple the cylindrical rock sample with induced fracture in the shear press. The test campaign carried out allowed the determination of the strength parameters of the material studied based on the Mohr-Coulomb criterion.

Keywords: synthetic carbonate rock; induced fracture; direct shear strength.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Relação entre o grau de rugosidade e o JRC.....	24
Figura 2 –	Esquema do ensaio de cisalhamento direto	25
Figura 3 –	Critério de ruptura de Mohr-Coulomb	26
Figura 4 –	Fluxograma utilizado na metodologia experimental	29
Figura 5 –	Localizações das regiões onde foram realizadas as coletas de halimeda	30
Figura 6 –	Halimeda coletada	30
Figura 7 –	Preparação da halimeda para ser usada na rocha sintética. (a) Resíduos da Halimeda; (b) Halimeda após lavagem; (c) Detalhe do moinho utilizado na moagem e (d) Detalhe da peneira utilizada na escolha do tamanho das Halimedas.....	31
Figura 8 –	Material cimentante utilizado nas rochas carbonáticas sintéticas. (a) Resina epóxi e (b) Endurecedor.....	32
Figura 9 –	Preparação da mistura dos componentes da rocha sintética. (a) Mistura resina e curador; e (b) Todos os materiais homogeneizados.	33
Figura 10 –	Processo de preparação e consolidação da rocha sintética. (a) Material depositado na célula de bronze e (b) Prensa mecânica para compactação e consolidação da amostra.....	34
Figura 11 –	Amostra de rocha sintética.....	34
Figura 12 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL(iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X.....	37
Figura 13 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 10X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 10X.....	37
Figura 14 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X.....	38
Figura 15 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X.....	39
Figura 16 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X.....	39
Figura 17 –	Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X.....	40

Figura 18 –	Ensaio de porosimetria a adsorção a gás. (a) Porosímetro e (b) interface do programa utilizado no equipamento.	42
Figura 19 –	(a) Tomógrafo modelo XT H 225 ST da Empresa Nikon Metrology; (b) Amostra ensaiada; (c) Posicionamento entre o tubo de raios-X e a amostra.	43
Figura 20 –	Escaneamento das amostras	43
Figura 21 –	Imagens tomográficas do (a) CP1 e (b) CP2 (corte XZ da rocha sem fratura)	46
Figura 22 –	Escaneamentos tomográficos do CP1 fraturado com vistas frontal (a) e topo (b)	46
Figura 23 –	Escaneamentos tomográficos do CP2 fraturado com vistas frontal (a) e topo (b)	47
Figura 24 –	Prensa utilizada para o ensaio de compressão simples.....	48
Figura 25 –	Comportamento tensão versus deformação específica das rochas carbonáticas sintéticas submetidas ao ensaio compressão simples.....	50
Figura 26 –	Classificação das rochas de acordo com o valor de UCS.....	51
Figura 27 –	Rupturas das amostras após ensaio de compressão simples	51
Figura 28 –	Ensaio de compressão diametral para indução da fratura nas amostras de rochas sintéticas.....	52
Figura 29 –	Procedimento de indução de fratura na rocha carbonática através do ensaio de compressão diametral.....	52
Figura 30 –	Amostras com indução da fratura.....	53
Figura 31 –	Identificação dos corpos de prova.....	53
Figura 32 –	Escaneamentos tomográficos do CP1 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a),Topo (b), visão 3D (c).	55
Figura 33 –	Escaneamentos tomográficos do CP2 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a),Topo (b), visão 3D (c).	55
Figura 34 –	Escaneamentos tomográficos do CP3 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).	56
Figura 35 –	Escaneamentos tomográficos do CP4 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a),Topo (b), visão 3D (c).	56
Figura 36 –	Escaneamentos tomográficos do CP5 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).	56

Figura 37 –	Escaneamentos tomográficos do CP6 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).	57
Figura 38 –	Escaneamentos tomográficos do CP7 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).	57
Figura 39 –	Escaneamentos tomográficos do CP8 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).	57
Figura 40 –	Escaneamentos tomográficos do CP9 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).	58
Figura 41 –	Parte externa da célula	60
Figura 42 –	Fixação superior (a), suporte superior deslizante (b).	60
Figura 43 –	Suporte inferior	60
Figura 44 –	Anel dinamométrico	61
Figura 45 –	Base magnética utilizada para fixar os extensômetros durante o ensaio de cisalhamento direto.....	62
Figura 46 –	Prensa com a célula de cisalhamento direto.....	63
Figura 47 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-01.....	65
Figura 48 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-02.....	66
Figura 49 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-03.....	68
Figura 50 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-04.....	69
Figura 51 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-05.....	71
Figura 52 –	(a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-06.....	72

Figura 53 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-07.	74
Figura 54 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-08.	75
Figura 55 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-09.	77
Figura 56 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 200$ kPa.....	78
Figura 57 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 400$ kPa	79
Figura 58 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 600$ kPa.....	79
Figura 59 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 200$ kPa.....	80
Figura 60 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 400$ kPa.....	80
Figura 61 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 600$ kPa.....	81
Figura 62 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 200 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica.....	82
Figura 63 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 400 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica.....	82
Figura 64 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 600 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica.....	83
Figura 65 – Valores de ângulo de atrito obtidos para as cinco amostras ensaiadas.....	85
Figura 66 – Valores de coesão obtidos para as cinco amostras ensaiadas.....	86
Figura 67 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 200 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática.....	87
Figura 68 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 400 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática...	87
Figura 69 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 600 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática...	88
Figura 70 – Valores de ângulo de atrito obtidos para as quatro amostras ensaiadas....	89
Figura 71 – Valores de coesão obtidos para as quatro amostras ensaiadas.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Principais determinações e referências	36
Tabela 2 –	Volumes para classificação dos vazios.	45
Tabela 3 –	Valores das tensões de cada corpo de prova	49
Tabela 4 –	Valores médios de tensão cisalhantes	83
Tabela 5 –	Resumo dos valores de ângulo de atrito e coesão da rocha carbonática sintética.....	86
Tabela 6 –	Valores médios de tensão cisalhantes	88
Tabela 7 –	Resumo dos valores de ângulo de atrito e coesão.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de normas técnicas
c'	Intercepto coesivo efetivo
ϕ'	Ângulo de atrito interno efetivo
Tan	Tangente
σ_1	Máxima tensão normal
σ_3	Mínima tensão normal
JRC	Joint Roughness Coefficient
t	Resistência tangencial de pico
σ	Tensão normal
JCS	Joint Wall Compressive Strength
ϕ	Ângulo de atrito residual
γ	Peso volúmico da rocha
R	Valor do ressalto do Martelo de Schmidt
UCS	Uniaxial Compressive Strength
kPa	Quilopascal
Mpa	Mega Pascal
Vp	Volume Poro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.2	OBJETIVOS.....	17
1.2.1	Objetivo geral.....	17
1.2.2	Objetivos Específicos.....	17
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	ROCHAS CARBONÁTICAS.....	19
2.1.1	Rochas carbonáticas artificiais	20
2.2	RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS FRATURADOS	21
2.3	CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS DAS ROCHAS.....	22
2.3.1	Descontinuidades em rochas.....	23
2.3.2	Rugosidade	24
2.4	RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DE ROCHAS FRATURADAS	25
2.4.1	Critérios de resistência ao cisalhamento.....	26
2.4.2	Critério de Barton.....	27
3	PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS SINTÉTICAS	29
3.1	COLETA DE MATERIAIS PARA PREPARAÇÃO DA ROCHA CARBONÁTICA SINTÉTICA.....	29
3.1.2	Preparação das amostras de rochas sintéticas.....	31
3.2	CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA DAS ROCHAS SINTÉTICAS	35
3.3	POROSIDADE	40
3.3.1	Ensaio de porosimetria de adsorção a gás.....	41
3.3.2	Ensaio tomográfico	42
3.4	ANÁLISE DA RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO SIMPLES	47
3.5	PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA INDUÇÃO DA FRATURA NAS AMOSTRAS SINTÉTICAS.....	52
3.5.1	Identificação das amostras.....	53
4	REPRESENTAÇÃO TOMOGRÁFICA DAS AMOSTRAS CISALHADAS	55
5	PARÂMETROS DE RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS.	59
5.1	ENSAIO DE CISALHAMENTO DIRETO E MODIFICADO	59

5.1.1	Ensaio de cisalhamento direto com instrumentação analógica.....	61
5.1.2	Ensaio de cisalhamento direto com instrumentação automática	63
5.2	DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB	64
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES DAS CURVAS DE RESISTÊNCIA PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB	81
5.3.1	Resultados de Resistência ao Cisalhamento – instrumentação analógica...	81
5.3.2	Resultados de Resistência ao Cisalhamento – equipamento com instrumentação automática.....	86
6	CONCLUSÕES	91
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	93
	REFERÊNCIAS.....	94

1 INTRODUÇÃO

As rochas carbonáticas têm grande importância para a indústria petrolífera mundial, sendo responsáveis por aproximadamente 50% da produção total de hidrocarbonetos no mundo (Xu e Payne, 2009). Essas rochas carbonáticas constituem os reservatórios dos maiores campos petrolíferos do mundo, incluindo os localizados no Pré-sal brasileiro que, no que diz respeito ao aumento no potencial dessas reservas, possibilita um crescimento na economia do país (Robert & Crowe, 2000). Estas rochas são depositadas naturalmente em ambientes marinhos ou continentais de águas claras, cálidas e rasas, também podem se formar pela erosão ou lixiviação e posterior transporte do material carbonático de zonas de dissolução a zonas de precipitação que leva à sedimentação destas rochas em camadas paralelas e horizontais. (Acocella & Turrini, 2010). Contudo, os carbonatos abrangem uma variada gama de fácies deposicionais e um complexo meio poroso, no qual é necessária uma ampla compreensão de suas características petrofísicas. (Oliveira, 2016).

Além disso, pode-se evidenciar a importância do comportamento geomecânico de rochas fraturadas e como as fraturas submetidas a diferentes campos de tensões se comportam. Segundo Nelson (2001), a fratura de um reservatório é ocorrência natural de uma descontinuidade macroscópica plana na rocha devido a deformação ou diagênese física.

Do ponto de vista puramente geomecânico, as fraturas podem ser definidas como descontinuidades do maciço rochoso, superfícies que sofreram a perda de coesão. Desta maneira as fraturas são planos com perda de coesão devido a algum estado de tensão pelo qual a rocha foi submetida, sem evidência de grandes movimentações por estes planos (CACCIARI, 2014).

A fratura em rochas ocorre quando as tensões presentes são grandes o suficiente para transpassar as propriedades de resistência das rochas e causar deformações permanentes. Os dois principais tipos de ruptura são fratura por cisalhamento e fratura por tração (FERNANDES, 2017).

A presença de fraturas, dependendo de suas características, pode ter um efeito positivo ou negativo sobre o fluxo em um reservatório. Quando são abertas e bem orientadas, facilitam o fluxo, aumentando assim a permeabilidade do meio. Por outro lado, podem conter sedimentos e agirem como barreiras ao fluxo, aumentando a anisotropia e heterogeneidade do meio (HANSFORD & FISHER, 2009).

De uma maneira mais geral, as propriedades das fraturas, tais como abertura, tamanho, distribuição, orientação, serão definidas pela relação de tensões, tipos de rocha, condições estruturais, tensão de sobrecarga, litologia, espessura da camada e demais propriedades do maciço rochoso (GENESIS, 2018).

A indústria petrolífera aprimora cada vez mais os estudos ligados ao comportamento das fraturas no reservatório, especialmente durante a fase de perfuração por fatores como perda de circulação e mudança de taxa de penetração. Isto conduz a uma série de incertezas na inferência das propriedades do reservatório. Uma caracterização mais precisa desse tipo de reservatório é imprescindível para que se tenha uma previsão mais acurada do seu comportamento no decorrer do tempo, uma vez que esses dados irão influenciar na otimização do processo de produção.

Nesse contexto, ensaios em laboratórios com fraturas induzidas artificialmente em rochas carbonáticas podem colaborar no estudo de técnicas que permitam simular os principais parâmetros de resistência ao cisalhamento: coesão e ângulo de atrito.

1. 2 OBJETIVOS

A seguir vão ser apresentados os objetivos gerais e específicos da dissertação no tópico 1.2.

1.2.1 Objetivo geral

A presente pesquisa tem a finalidade de avaliar, através de ensaios em laboratório o comportamento da resistência ao cisalhamento direto após a indução da fratura na rocha carbonática sintética e investigar os parâmetros mecânicos utilizando uma célula de cisalhamento modificada.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Desenvolvimento de metodologia e dosagem de construção de rocha carbonática sintética;
- Sintetizar a rocha carbonática em laboratório com procedimentos bem definidos;
- Realizar ensaios petrográficos para caracterização da rocha carbonática sintética;
- Realizar ensaios de porosimetria a adsorção a gás para determinar a porosidade das rochas;
- Realizar ensaios tomográficos para verificar as imagens internas das amostras e calcular através da utilização de programas a porosidade;
- Determinar parâmetros de resistência à compressão simples da rocha carbonática sintética para verificar sua influência no comportamento mecânico;
- Executar ensaios de cisalhamento direto em uma célula modificada para determinar os parâmetros de resistência da rocha;
- Analisar a resistência ao cisalhamento direto pelo critério de Mohr-Coulomb.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está organizada na seguinte ordem:

Capítulo 1: Apresentação das considerações iniciais e os objetivos geral e específicos.

Capítulo 2: Apresentação de uma revisão bibliográfica sobre os temas relacionados com esta pesquisa, relatando os conceitos de rocha carbonática sintética, fraturas em rochas, mecânica das rochas em petróleo, resistência ao cisalhamento.

Capítulo 3: Descrição da preparação e caracterização petrográfica das amostras sintéticas carbonáticas, a coleta dos sedimentos utilizados nas sínteses delas e a preparação das amostras carbonáticas, o ensaio de compressão simples assim como a preparação da fratura artificialmente induzida.

Capítulo 4: Descrição da célula de cisalhamento direto, a instrumentação, metodologia do ensaio e resultados obtidos pelo critério de Mohr-Coulomb.

Capítulo 5: Descrição do equipamento. A metodologia do ensaio de porosidade (tomografia e porosímetro) e apresentação dos resultados dos ensaios.

Capítulo 6: São apresentadas as conclusões do trabalho e os trabalhos futuros sugeridos.

CAPÍTULO 2

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, são apresentados tópicos sobre os principais conceitos de rochas carbonáticas com evidência para as artificiais, reservatórios carbonáticos fraturados, as características mecânicas das rochas no que se refere as descontinuidades e rugosidade. Dessa forma, levando em consideração a resistência ao cisalhamento de rochas fraturadas com ênfase aos critérios de resistência (Mohr Coulomb e Barton).

2.1 ROCHAS CARBONÁTICAS

Rochas carbonáticas são tipos de rochas sedimentares de origem química ou bioquímica, que compõem um expressivo volume na crosta terrestre, de 25 a 35% das seções estratigráficas, e um enorme espectro de variedade. Os principais minerais carbonáticos componentes dessas rochas são a calcita (CaCO_3), a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) e a aragonita (CaCO_3). Os minerais siderita (FeCO_3), magnesita (MgCO_3) e a ankerita ($\text{Ca}(\text{Mg}, \text{Fe})(\text{CO}_3)_2$) também são considerados minerais do grupo carbonatos, porém apresentam menores quantidades na composição dessas rochas (SUGUIO, 1980).

Segundo Suguio (2003) o mineral calcita (CaCO_3) constitui cerca da metade do volume de rochas carbonáticas, gerando rochas de origem química ou bioquímica. Dentre as rochas de origem química, podemos citar os calcários, que são rochas compostas em sua maioria por elementos depositados por precipitação dos carbonatos. A precipitação ocorre majoritariamente por mudança das condições de pressão, temperatura e concentração hidrogeniônica, o que altera o limite de solubilidade do carbonato na água, fazendo com que este saia do estado de solução e se precipite (SUGUIO, 2003).

As rochas carbonáticas são heterogêneas e extremamente complexas e por isso uma descrição detalhada dessas rochas é necessária para uma exploração eficiente. Através disso, o objetivo da geologia de reservatórios é descrever e quantificar parâmetros geologicamente controlados de reservatórios e prever a variação lateral deles (JAHN et al., 2012).

A classificação das rochas carbonáticas é variada devido à diversidade dos ambientes deposicionais e diagenéticos – mares rasos, lagunas, deltas, plataformas marinhas, dentre outros. Diversos autores propuseram classificações variadas com base em atributos

envolvendo a gênese, textura, matriz, origem, forma dos grãos constituintes, tipo de precipitação, tipo de porosidade gerada e o tipo de rocha que a combinação destes fatores gera. A proposição de Folk (1962) envolveu terminologias diferentes baseadas em três aspectos: o primeiro refere-se à abundância e aos tipos de grãos (aloquímicos), à matriz (micrita) e ao cimento (espática) ou ao espaço poroso; o segundo aspecto leva em conta o grau de classificação e o arredondamento dos grãos; e o terceiro aspecto refere-se ao tamanho dos grãos ou tamanho dos cristais da rocha (SCHOLLE & ULMER-SCHOLLE 2003).

Mello (2020) estudou através de um conjunto de dados de um determinado campo petrolífero uma proposta de caracterização de rochas carbonáticas do pré-sal a partir de parâmetros elásticos, agrupando-as em até seis litotipos, que são os reservatórios dominados por calcita, baixo teor de calcita, pobre em quartzo, rico em quartzo, dominado por dolomita e dominado por quartzo, levando em consideração a composição mineral de cada um deles. Destes seis litotipos, apenas dois são descritos como rocha não reservatório, o estudo mostrou uma comparação entre diferentes metodologias para a classificação Bayesiana em escala de perfil, visando estimar as probabilidades de ocorrência de cada litotipo a partir da impedância acústica e da razão V_p/V_s .

Sabe-se que o interesse econômico nas rochas carbonáticas pode ser explicado pelo fato de que mais de 50% dos reservatórios mundiais de petróleo estão localizados nesse tipo de rocha, incluindo o Pré-Sal brasileiro. Contudo, entender e caracterizar reservatórios desse tipo requer um vasto conhecimento das complexidades que o sistema carbonático apresenta, devido à heterogeneidade do sistema.

2.1.1 Rochas carbonáticas artificiais

A síntese de rochas carbonáticas artificiais em ambiente de laboratório é produzida devido à dificuldade de obter testemunhos naturais devido ao seu alto custo, portanto essas amostras são fabricadas com características pré-determinadas análogas às rochas naturais, porém com custo relativamente mais baixo. Além disso, a fabricação de modelos físicos com sistema poroso conhecido permite aos pesquisadores simular matrizes naturais em relação aos principais fatores de litificação como tamanho e formato do grão, concentração de materiais cimentantes e pressão de compressão.

Niraula (2004) em seu trabalho com rochas artificiais carbonáticas utilizou uma mistura de sedimentos de calcário, com diâmetro máximo de dois mm, como material cimentante o cimento Portland e água. Todos os constituintes tiveram suas proporções

variadas em busca de alcançar resistência à compressão, que variou desde 0,9 a 3,8 MPa. Para produzir seus testemunhos porosos, pesou-se inicialmente a massa requerida de calcário, já peneirado e seco. As proporções de hidróxido de cálcio foram baseadas no peso seco do agregado, enquanto que as porcentagens de água basearam-se na soma dos pesos de agregado e de cimento. Dessa forma, Niraula (2004), verificou que quando o teor de água é de pelo menos 20% em peso com relação à mistura de materiais das amostras artificiais, suas resistências adquiriam reprodutibilidade. No entanto, as amostras com menos de 20% de água tiveram grande variabilidade no valor da resistência à compressão, provavelmente devido a quantidade inadequada de água.

Foi baseada nessa metodologia de síntese, que Fedrizzi (2015) optou pela síntese de corpos de prova artificiais que desenvolvesse propriedades acústicas e petrofísicas parecidas às das rochas carbonáticas naturais. Em seus experimentos, foi adicionado areia e foram sintetizadas quatro amostras com diferentes pesos de cimento: 20%, 30%, 40% e 50% com 10%, 15%, 20% e 30% de água, respectivamente, conseguindo resultados de permeabilidade inicial do meio sintético próximos a valores de rochas carbonáticas do Pré-sal.

Husseiny & Vanorio (2013) prepararam suas amostras a partir da mistura de grãos finos e grossos de calcitas em variadas proporções sob prensagem a frio à temperatura ambiente por sete dias a pressão de oito MPa.

Em Melo (2012), o mecanismo foi diferente, pois se utilizou o hidróxido de cálcio como matéria-prima, e sua boa reação de cimentação quando entra em contato com gás carbônico, ou seja, fornecendo estruturação à amostra artificial sólida. A composição das rochas foi de 50 % areia quartzosa, 25 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$ e 25 % de halimeda, com densidade de 1,5 g/cm³.

Em vista disso, podemos observar que os estudos com tema relacionado na síntese de rochas carbonáticas sintéticas vêm contribuindo para as pesquisas concernentes à indústria petrolífera, pois através desses experimentos é possível simular situações extremas e um melhor controle quanto à repetibilidade.

2.2 RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS FRATURADOS

Fraturas são traços característicos de reservas constituídas por calcários (DEHLER et al., 2008), que impactam diretamente no nível de heterogeneidade interna do reservatório e, assim, na avaliação das propriedades físicas do sistema, uma vez que tornam o meio poroso muito complexo. Devido a isso, as fraturas que estão conectadas entre si podem permitir a

circulação de fluidos em seu interior, melhorando o desempenho do reservatório e, consequentemente, sua viabilidade econômica (BUST et al., 2011).

O conjunto composto pela identificação e localização das fraturas, reconhecimento da influência dos processos diagenéticos e as mudanças no conjunto de características específicas das rochas carbonáticas, identifica-se como um dos maiores 12 obstáculos para a indústria petrolífera, pois esses fatores aumentam o grau de incerteza das análises petrofísicas (SANCEVERO, 2007).

Todos os reservatórios de petróleo possuem fraturas sejam naturais ou induzidas e em diferentes escalas. As fraturas são resultantes das interações das tensões atuantes no subsolo e de fatores geológicos, como por exemplo, condições de soterramento e composição mineralógica da rocha. Nos reservatórios convencionais as fraturas artificiais podem aumentar consideravelmente o índice de produtividade de um poço.

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

Os reservatórios carbonáticos fraturados geralmente são compostos por uma matriz da rocha e o sistema de fraturas e a porosidade dessa matriz rochosa define a capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos, as fraturas agem no mecanismo de escoamento de fluidos dentro do reservatório de petróleo. A simulação desse modelo de reservatório fraturado deve incluir todo o conjunto que o efeito das fraturas atuam no meio rochoso como por exemplo o modelo de duplas porosidade e permeabilidade.

2.3 CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS DAS ROCHAS

O comportamento mecânico das rochas durante a etapa de perfuração de um poço de petróleo é bastante relevante devido à existência de inúmeros poços que atravessam as formações fraturadas em rochas carbonáticas no Brasil. Avaliar a estabilidade dessas rochas fraturadas, é de grande interesse para indústria nacional de petróleo e com isso soluções práticas estão sendo aprimoradas para o desenvolvimento da fase final da operação.

O conhecimento das propriedades mecânicas é imprescindível no planejamento das fases de exploração e produção e essas especificações serão cruciais para determinar a viabilidade da execução das etapas do processo.

A mecânica das rochas para petróleo diz respeito à previsão de deformação, compactação, fratura, colapso e falhamento de formações rochosas em reservatórios de petróleo e gás que são causados pela perfuração e produção. A descrição correta e a simulação de fenômenos como fraturamento, colapso e reativação de falhas, com ensaios laboratoriais são a principal área de estudo realizada no âmbito da mecânica de rochas para entender o desempenho do maciço rochoso.

Um exemplo dessas características mecânicas a serem analisadas nas rochas é a resistência à compressão uniaxial (UCS), que é determinada através de ensaios laboratoriais em amostras cilíndricas, que corresponde à carga axial no momento da ruptura da amostra dividido pela área da amostra e a partir desse ensaio é possível obter o módulo de Young e coeficiente de Poisson.

A presença de descontinuidades no maciço rochoso é um fator muito importante no controle da resistência mecânica e deformabilidade, em alguns estudos foi possível observar que a resistência de uma rocha depende mais das descontinuidades presentes do que da própria resistência da rocha intacta, levando em conta fatores como abertura, espaçamento, rugosidade, orientação.

2.3.1 Descontinuidades em rochas

A descontinuidade é considerada como um plano de fraqueza das rochas, onde o material rochoso é descontínuo e apresenta menor resistência ao cisalhamento, podendo até não existir dependendo da natureza da descontinuidade. Podem ser de vários tipos como fraturas, falhas, juntas de alívio, dentre outros. Porém, também existem as que têm origem de processos de formação e evolução de rochas, assim como, por exemplo, os acamamentos, contatos geológicos.

Conveniente ao grande interesse das descontinuidades no comportamento dos maciços, elas influenciam de forma direta na resistência e no comportamento geomecânico, justamente porque a maioria das rupturas acontece ao longo destes referidos planos de fraqueza, dessa forma é fundamental conhecer suas propriedades físicas, geométricas e mecânicas.

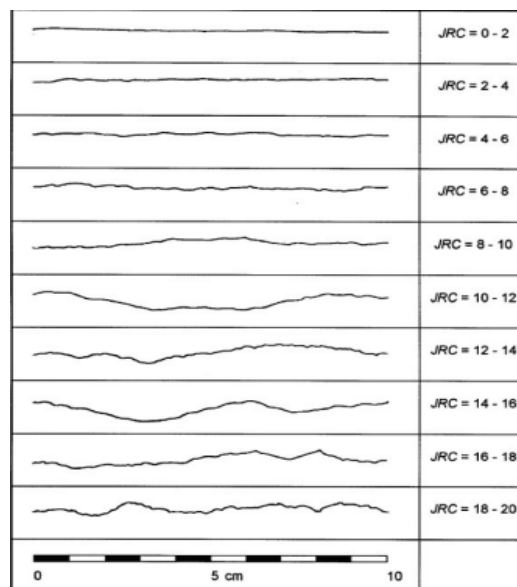
Para Oliveira e Brito (1998), a orientação preferencial depende da relação existente entre a natureza mecânica e os estados de tensões geológicas que atuavam no momento em que as estruturas estavam se formando. Estes autores afirmam que o posicionamento espacial de uma estrutura planar pode ser definido por meio da direção (consiste no ângulo em que o

local em que o plano da descontinuidade e o plano horizontal se interceptam faz com o norte) e do ângulo de mergulho da camada (consiste no ângulo que a inclinação do plano da camada faz com o plano horizontal). A reta que representa o mergulho é perpendicular à reta que representa a direção. Estes autores defendem que a orientação espacial característica das descontinuidades influencia a estabilidade de uma encosta rochosa ou pode ocasionar deslocamentos excessivos.

2.3.2 Rugosidade

A rugosidade é a propriedade que indica a irregularidade ou aspereza da parede da descontinuidade, cuja medida tem como principal objetivo avaliar sua resistência ao cisalhamento. Ela pode ser correlacionada com o JRC (coeficiente de rugosidade das juntas, dado em graus e que varia de 0 até 20), de acordo com a Figura 1. Ela representa o quanto à parede da descontinuidade possui aspecto liso e uniforme ou o quanto sua superfície se desvia em relação a esse aspecto e apresenta uma ondulação e aspereza. O ângulo da rugosidade é chamado de dilatância.

Figura 1 – relação entre o grau de rugosidade e o JRC



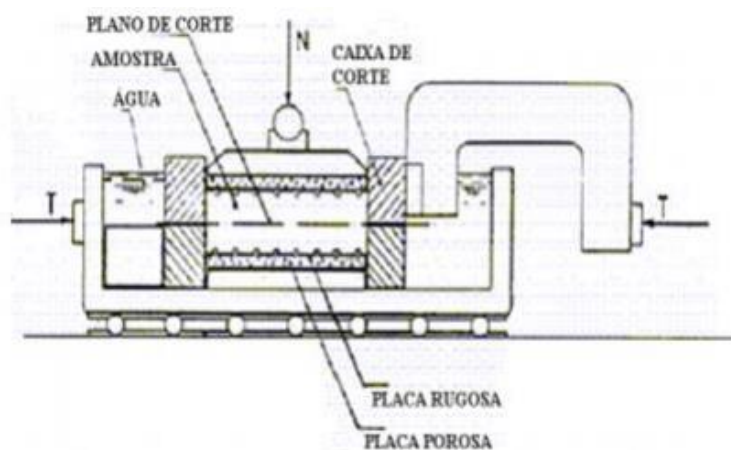
Fonte: Barton e Choubey (1977)

2.4 RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DE ROCHAS FRATURADAS

Ao provocar um deslizamento de uma parte sobre a outra da rocha mobiliza-se uma resistência contra o movimento chamada de atrito. Segundo Lama (1972), o atrito se baseia nas considerações geométricas e em termos de micro-rugosidades presentes na superfície, ele também explica o atrito como resultado da atração molecular entre dois sólidos. Outro atributo justifica o atrito à interpenetração de rugosidade de um sólido no outro, assim que o movimento se inicia a resistência é desenvolvida deformando o material em torno das rugosidades.

O ensaio de cisalhamento consiste, em uma caixa bipartida onde colocamos a amostra, fixamos a parte inferior e movimentamos a superior no sentido de se fazer o corte da amostra, medindo o esforço necessário para tal. Esse ensaio em laboratório permite identificar a resistência ao cisalhamento e pode ser interpretado pelo critério de Mohr-Coulomb. Aplica-se uma tensão normal num plano e verifica-se a tensão cisalhante que provoca a ruptura. Para o ensaio, um corpo de prova do solo é colocado parcialmente numa caixa de cisalhamento, ficando com sua metade superior dentro de um anel (PINTO 2006). Aplica-se inicialmente uma força vertical N . Uma força tangencial T é aplicada ao anel que contém a parte superior do corpo de prova, provocando seu deslocamento e medindo-se a força suportada pelo solo. As forças T e N , divididas pela área da seção transversal do corpo de prova, indicam as tensões σ e τ que nele estão ocorrendo. A tensão τ pode ser representada em função do deslocamento no sentido do cisalhamento. O deslocamento vertical durante o ensaio também é registrado, indicando se houve diminuição ou aumento de volume durante o cisalhamento.

Figura 2 – Esquema do ensaio de cisalhamento direto



Fonte: Stoll, W.J , et al 2019

Deste modo, a tensão cisalhante de uma determinada rocha, considerando as condições de tensão efetiva, variam linearmente com a tensão normal, de acordo com os dois parâmetros apresentados na Equação 1 a seguir, a coesão e o ângulo de atrito interno efetivo.

$$\tau = c' + \sigma_n \tan (\phi') \quad \text{Equação (1)}$$

2.4.2 Critério de Barton

O critério não linear de Barton refere-se a uma equação obtida empiricamente visando obter a resistência ao cisalhamento de picos das discontinuidades (juntas). A equação empírica está descrita pela Equação (2).

$$\tau_p = \sigma \tan \left(JRC \log_{10} \left(\frac{JCS}{\sigma} \right) + \phi_b \right) \quad \text{Equação (2)}$$

Onde τ é a resistência tangencial de pico, σ a tensão normal, JRC (*Joint Roughness Coefficient*) é um coeficiente relativo à rugosidade das paredes da discontinuidade, JCS (*Joint-wall Compressive Strength*) representa o valor da resistência à compressão simples do material da parede da discontinuidade e ϕ_b é o valor do ângulo de atrito básico.

Posteriormente Barton e Choubey (1977) modificam a equação (2) para as superfícies alteradas:

$$\tau_p = \sigma \tan \left(JRC \log_{10} \left(\frac{JCS}{\sigma} \right) + \phi_r \right) \quad \text{Equação (3)}$$

Em que o ϕ_r é o ângulo de atrito residual, o qual pode ser estimado a partir da seguinte expressão:

$$\phi_r = (\phi_b - 20^\circ) + 20 \frac{r}{R} \quad \text{Equação (4)}$$

Onde R é o valor do rebote do esclerômetro ou martelo de Schmidt, sobre uma superfície da parede da junta sã, não alterada, e r é o valor do rebote do esclerômetro sobre a superfície da parede da junta alterada.

O parâmetro JCS, que depende da resistência à compressão do material rocha e do estado de alteração do mesmo, é determinado pela correlação apresentada por Barton e

Choubey (1977), com base no ensaio do martelo de Schmidt, e definido pela seguinte equação:

$$\log_{10} JCS = 0,00088 \gamma r + 1,01 \quad \text{Equação (5)}$$

Onde γ corresponde ao peso específico da rocha (em KN/m³), r é o valor do ressalto do martelo de Schmidt e o JCS a correspondente resistência das superfícies da descontinuidade (em MPa).

O parâmetro JRC permite quantificar a rugosidade por meio de uma comparação da aparência de uma superfície de descontinuidade com perfis padrões. Dessa forma, os valores de JRC e JCS são influenciados pelo efeito de escala, tal que, com o incremento da extensão da descontinuidade ocorre uma diminuição nos valores de JRC e JCS.

Portanto, uma aproximação alternativa ao problema de predizer a resistência ao cisalhamento das juntas rugosas foi proposta por Barton e Choubey (1977), que baseou-se em testes executados em juntas rugosas naturais.

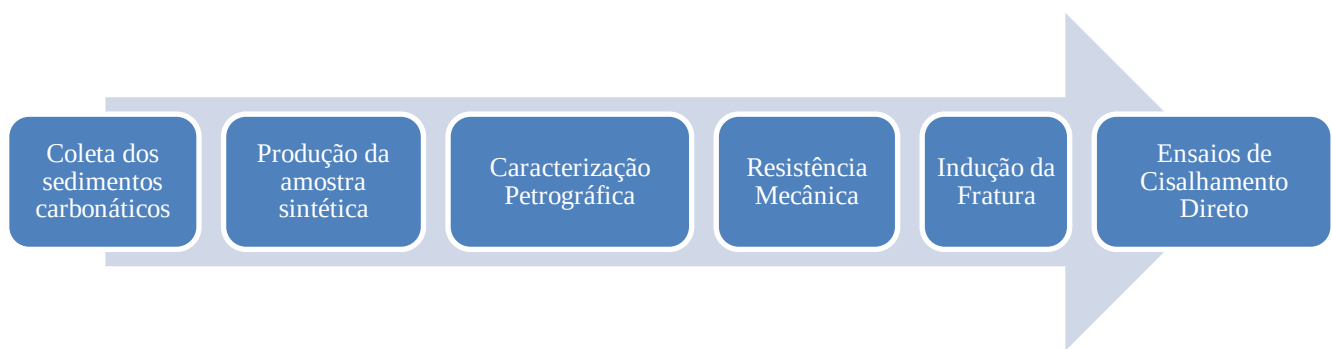
CAPÍTULO 3

3 PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS SINTÉTICAS

Neste capítulo, será abordado todo o desenvolvimento para preparação da rocha carbonática sintética, a descrição da coleta dos sedimentos, a caracterização petrográfica da amostra, a resistência da rocha, o procedimento para indução da fratura na amostra, a identificação dos corpos de prova.

A seguir, na Figura 4, é apresentado o fluxograma que descreve a sequência experimental utilizada neste trabalho.

Figura 4 – Fluxograma utilizado na metodologia experimental

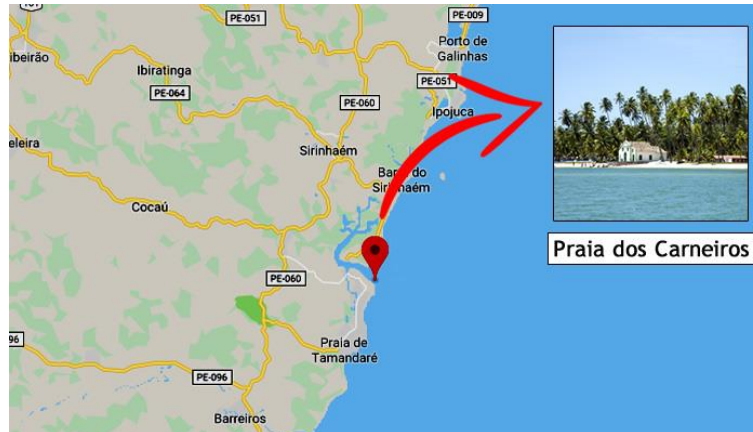


Fonte: A Autora (2022)

3.1 COLETA DE MATERIAIS PARA PREPARAÇÃO DA ROCHA CARBONÁTICA SINTÉTICA

A coleta dos sedimentos carbonáticos que foram utilizados para preparação da rocha sintética foram feitas na Praia de Carneiros (PE), localizada no município de Tamandaré, cerca de 100 km de Recife. A Figura 5 mostra o mapa da localização das regiões onde foram realizadas as coletas dos sedimentos carbonáticos, como a halimeda.

Figura 5 – Localizações das regiões onde foram realizadas as coletas de halimeda



Fonte: Google My Maps

Os sedimentos carbonáticos encontrados na Praia dos Carneiros apresentaram pedaços e fragmentos calcários de algas marinhas, mais conhecidas como halimeda, fonte de calcita e alternativa ideal para a produção de uma rocha sintética com características carbonáticas. A Figura 6 mostra a forma que a halimeda foi coletada na região apresentada.

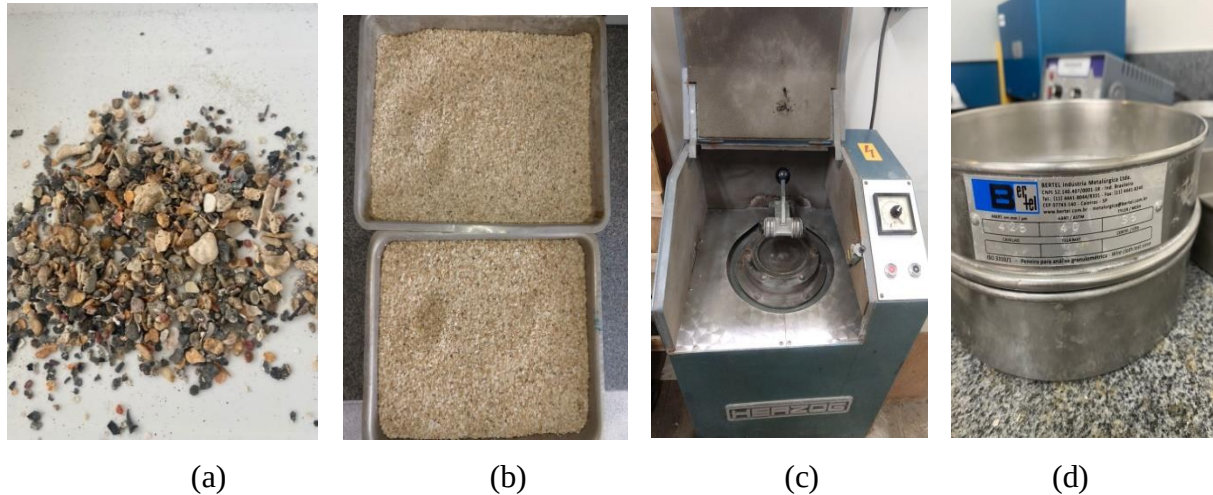
Figura 6 – Halimeda coletada



Fonte: A Autora (2022)

Seguindo o mesmo procedimento de Melo (2012), após a coleta, foi feita a limpeza da halimeda com a retirada dos resíduos presentes nos fragmentos, conforme apresenta a Figura 7a. Em seguida, iniciou-se o processo de lavagem da halimeda com água destilada, deixando em imersão na água quente por 30 minutos, até ser colocada na estufa à 65° C por um tempo mínimo de 24 h. Com a halimeda seca mostrada na Figura 7b, é feita a moagem em moinho vibratório de disco orbital MA 365 apresentado na Figura 7c. O material é processado cerca de 7 minutos até obter granulometria expressamente inferior à da halimeda em estado inicial. Em seguida, separou-se o material da fração passante da peneira 0,42 mm (NBR 7181/88), peneira apresentada na Figura 7d, sendo esse material pronto para ser utilizado na preparação das amostras sintéticas.

Figura 7 – Preparação da halimeda para ser usada na rocha sintética. (a) Resíduos da Halimeda; (b) Halimeda após lavagem; (c) Detalhe do moinho utilizado na moagem e (d) Detalhe da peneira utilizada na escolha do tamanho das Halimedas.



Fonte: A Autora (2022)

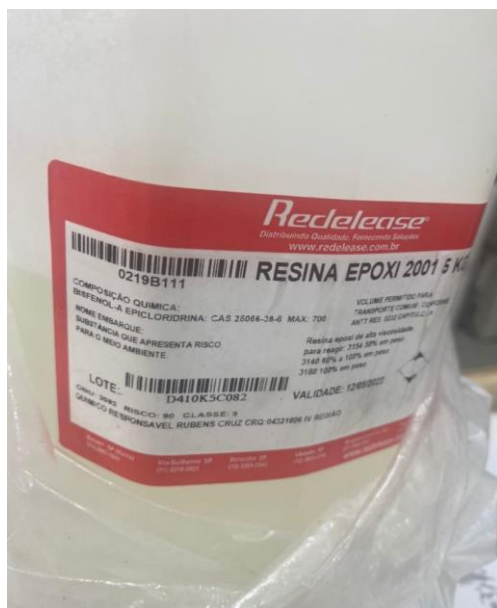
3.1.2 Preparação das amostras de rochas sintéticas

Segundo a metodologia de Melo (2012), foram realizadas várias tentativas de procedimentos para preparo da amostra, a partir da adaptação dos procedimentos empregados por Carvalho (2009). No entanto, não foi obtido êxito com relação à resistência do corpo de prova, apresentando fragilidade e formação de fraturas na sua estrutura logo após a preparação.

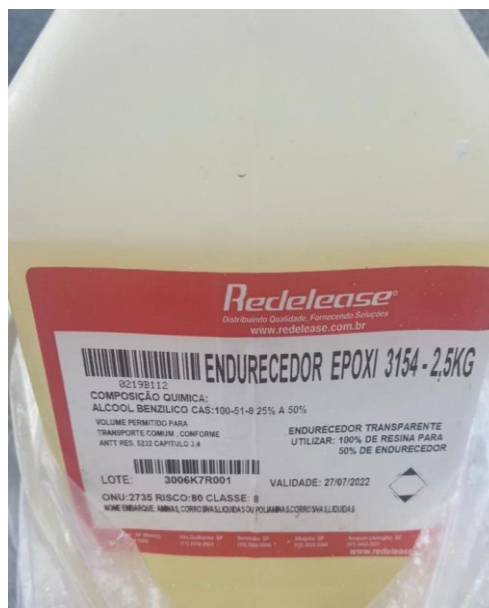
Assim, as rochas utilizadas nos ensaios a seguir foram preparadas em laboratório embasando-se nos procedimentos empregados por Melo (2012) para preparação das rochas carbonáticas sintéticas, mas com alterações no material com a finalidade de alcançar resistência elevadas.

As rochas carbonáticas preparadas para os ensaios foram compostas de halimeda, resina epóxi e endurecedor, na pesagem de 162,5 g de halimeda, 19,008 g de resina epóxi e 9,65 g de curador, respectivamente. Utilizou-se a resina tipo termorrígida epóxi transparente 2001 de alta viscosidade e endurecedor 3154 da fabricante Redelease, conforme apresenta a Figura 8. A proporção utilizada foi de 2:1 (100 % resina: 50% endurecedor) e a cura foi realizada em temperatura ambiente. Segundo a fabricante Redelease (2021), o produto apresenta alta resistência química e mecânica, possui baixa contração, boa adesão, estabilidade a ciclos térmicos e impactos, boa fluidez e não libera subprodutos na sua utilização.

Figura 8 – Material cimentante utilizado nas rochas carbonáticas sintéticas. (a) Resina epóxi e (b) Endurecedor.



(a)

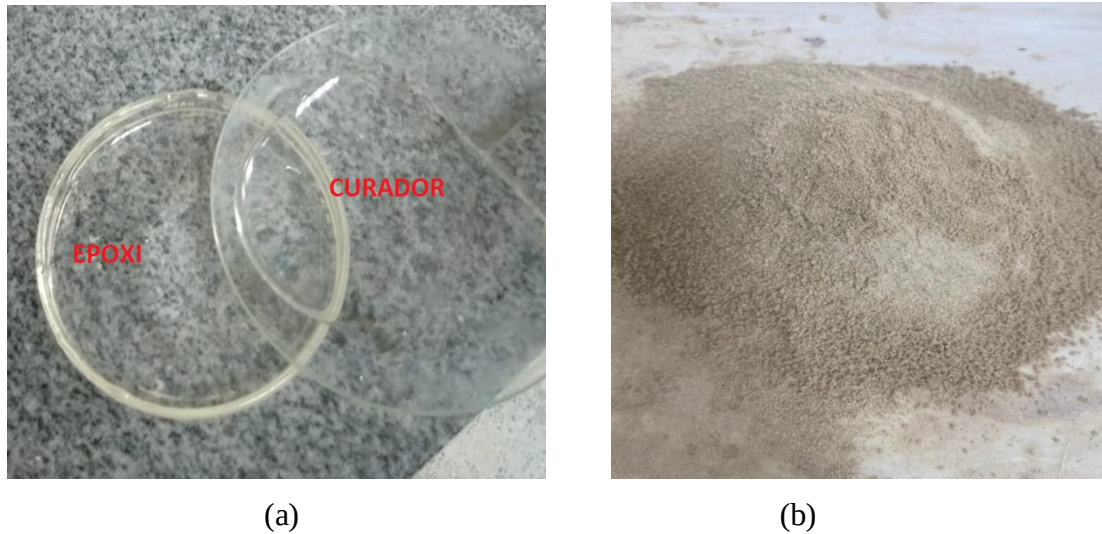


(b)

Fonte: A Autora (2022)

Inicialmente os materiais foram pesados em uma balança semi-analítica e logo após a pesagem foram misturados e homogeneizados. Primeiramente foram misturados o curador com a resina durante 2 minutos (Figura 9a), realizando movimentos circulares e evitando a formação de bolhas de ar e depois colocou-se a massa de halimeda. Com todos os materiais juntos, foi realizado o destorroamento com o auxílio de uma peneira comum. O material homogeneizado com todos os componentes apresenta-se na Figura 9b.

Figura 9 – Preparação da mistura dos componentes da rocha sintética. (a) Mistura resina e curador; e (b) Todos os materiais homogeneizados.

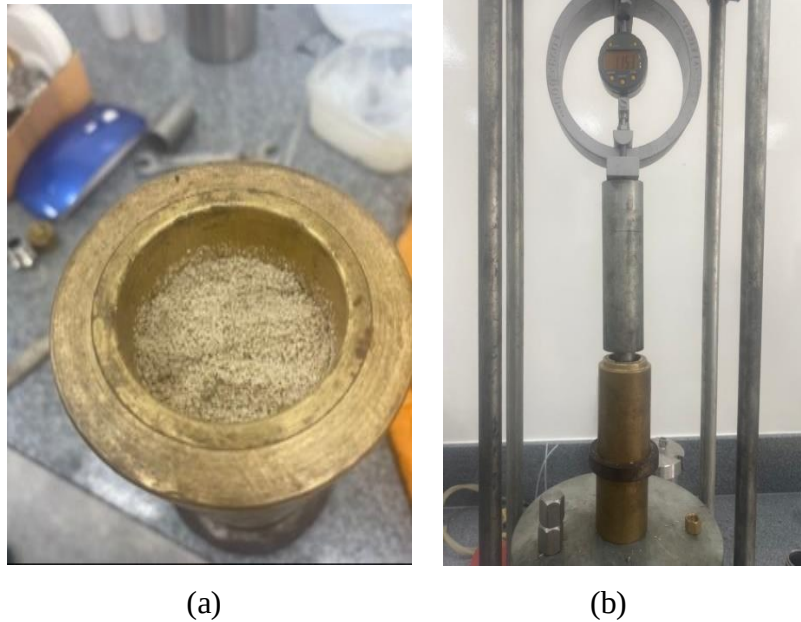


Fonte: A Autora (2022)

Posteriormente, o material homogeneizado foi depositado na célula de bronze onde foi realizado a compactação dinâmica em três camadas, onde em cada camada foram aplicados 26 golpes com a energia do proctor normal, atendendo a norma NBR 7182, como mostra a Figura 9a. O valor estabelecido como critério para altura da amostra compactada foi de oito centímetros, com um volume resultante de aproximadamente $100,48 \text{ cm}^3$ em cada corpo de prova.

Após a preparação do material na célula de bronze, este conjunto foi colocado em uma prensa mecânica da marca Via Test com anel dinamométrico com capacidade máxima de 5.000 kg para o processo de consolidação final da amostra durante um tempo de 5 minutos, até que alcançasse uma altura de oito centímetros, altura padrão da amostra, como apresenta a Figura 10b.

Figura 10 – Processo de preparação e consolidação da rocha sintética. (a) Material depositado na célula de bronze e (b) Prensa mecânica para compactação e consolidação da amostra.



Fonte: A Autora (2022)

Logo após a prensa mecânica, a amostra foi extraída do molde e levada à estufa a uma temperatura de 60 °C por 24 horas para o término da preparação e endurecimento do material cimentante. Essa temperatura é indicada pelo fabricante para reação do epóxi, pois acima dessa temperatura afirma-se que o material pode perder a resistência. Os corpos de prova sintetizados neste trabalho apresentaram densidade de 1,86 g/cm³. A Figura 11 apresenta a amostra de rocha carbonática sintética que foi fabricada para ser utilizada nos ensaios.

Figura 11 – Amostra de rocha sintética.



Fonte: A Autora (2022)

3.2 CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA DAS ROCHAS SINTÉTICAS

A descrição petrográfica presente tem como objetivo principal a caracterização microscópica de uma amostra de rocha e, conseqüentemente, sua caracterização mineralógica e classificação quanto ao tipo de rocha. A partir do corte realizado na amostra, foi confeccionada uma seção delgada para descrição petrográfica. Esta seção delgada foi confeccionada no Laboratório de Laminação do GEOLAB-Soluções no departamento de Geologia da UFPE. Na confecção foi utilizada Alumina nas granas 180-1000 para desbaste e polimento, além de cola Epoxiglass.

A descrição petrográfica foi realizada no mesmo laboratório, com o auxílio de microscópio petrográfico equipado com sistema de luz transmitida (Olympus BX40). As abreviaturas minerais aqui utilizadas (tabela 1) têm como referência a lista de Siivola e Schmid (2007), recomendada pela *International Union of Geological Sciences* (IUGS). As propriedades dos minerais foram descritas com base no Banco de Dados do Museu de Minerais, Minérios e Rochas Heinz Ebert (2020) e no Guia de Minerais Transparentes ao Microscópio Petrográfico (2018).

Um resumo dos parâmetros determinados para a caracterização das amostras de rocha está apresentado na Tabela 1, descrevendo a matriz, os componentes da rocha, bem como algumas referências.

Tabela 1 – Principais determinações e referências

Referência do Microscópio:	Olympus BX40
Matriz:	Micrita
Cimento:	Não observado
Porosidade estimada visualmente*: (*necessário testar com outros métodos)	Menor que 15%
Componentes da rocha:	Fragmentos de quartzo policristalinos (~5%), matéria orgânica oxidada, fragmentos algálicos dispersos (~25%) na matriz carbonática.
Nome da Rocha segundo a classificação de Grabau (1904)	Calcilutito
Nome da Rocha segundo Dunham (1962)	Wackstone
Nome da Rocha segundo Folk (1962)	Calcário micrítico

Fonte: A Autora (2022)

De acordo com escala de Wentworth (1922), a rocha carbonática neste trabalho sustentada por matriz de micrita tamanho variando de silte médio a fino apresentam grãos dispersos menores que 5% de quartzos policristalinos compactados que apresentam sua típica extinção ondulante, aproximadamente 25% de bioclastos (algas) de composição mais provável calcítica e dolomítica –romboedral- com alta cor de birrefringência de segunda ordem variando entre tons de rosa, verde e azul e matéria orgânica oxidada com cor uma típica castanha ferruginosa.

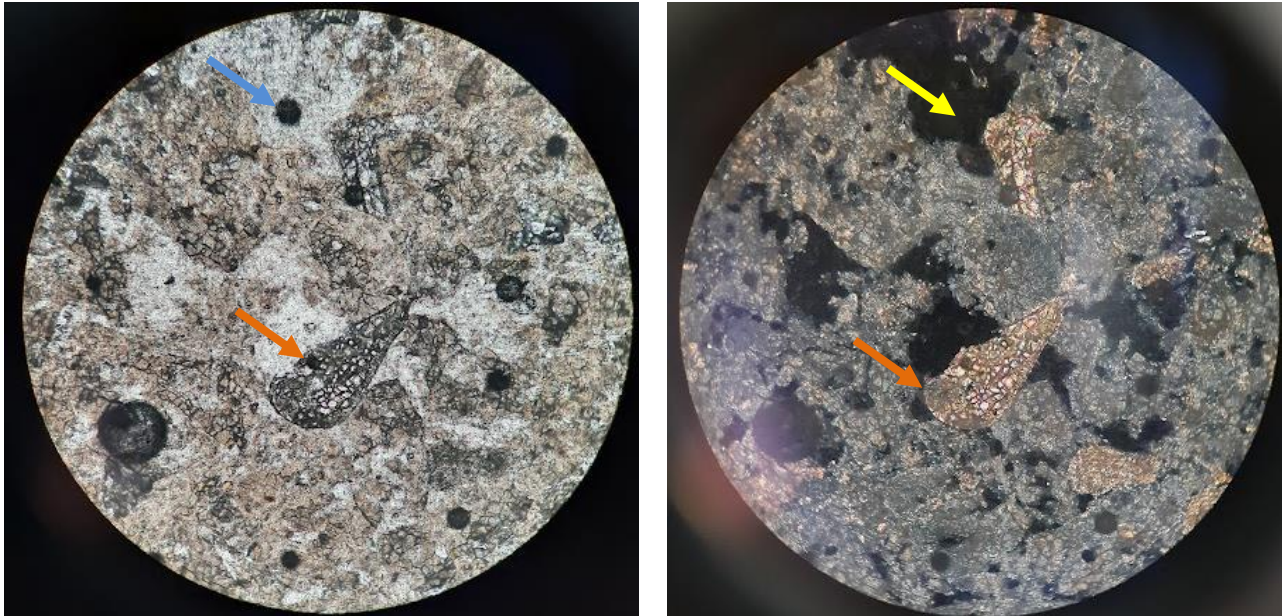
A caracterização física do meio poroso apresentou uma rocha com porosidade fraca a média a depender da região analisada na lâmina, com permeabilidade média a boa, devido provavelmente à compactação e fraturamento de alguns grãos. Há evidência de porosidade secundária devido à dissolução de determinados grãos, principalmente os bioclastos.

As bordas da lâmina tendem a aparentar mais porosas, mas isto é natural, devido ao processo de desbaste para a confecção da mesma, não devendo ser confundido com porosidade.

A seguir são apresentadas algumas imagens do estudo petrográfico das rochas na Figura 12. A imagem da Figura 12(a) apresenta fragmentos de algas de composição dolomítica indicada pela seta laranja. No centro da foto, os pequenos círculos pretos são apenas bolhas de ar na lâmina (seta azul), não devendo ser confundido com porosidade. Na

Figura 12 (b) pode-se observar que além do fragmento algálico (seta laranja), pode-se destacar também os espaços porosos em cor preta (seta amarela).

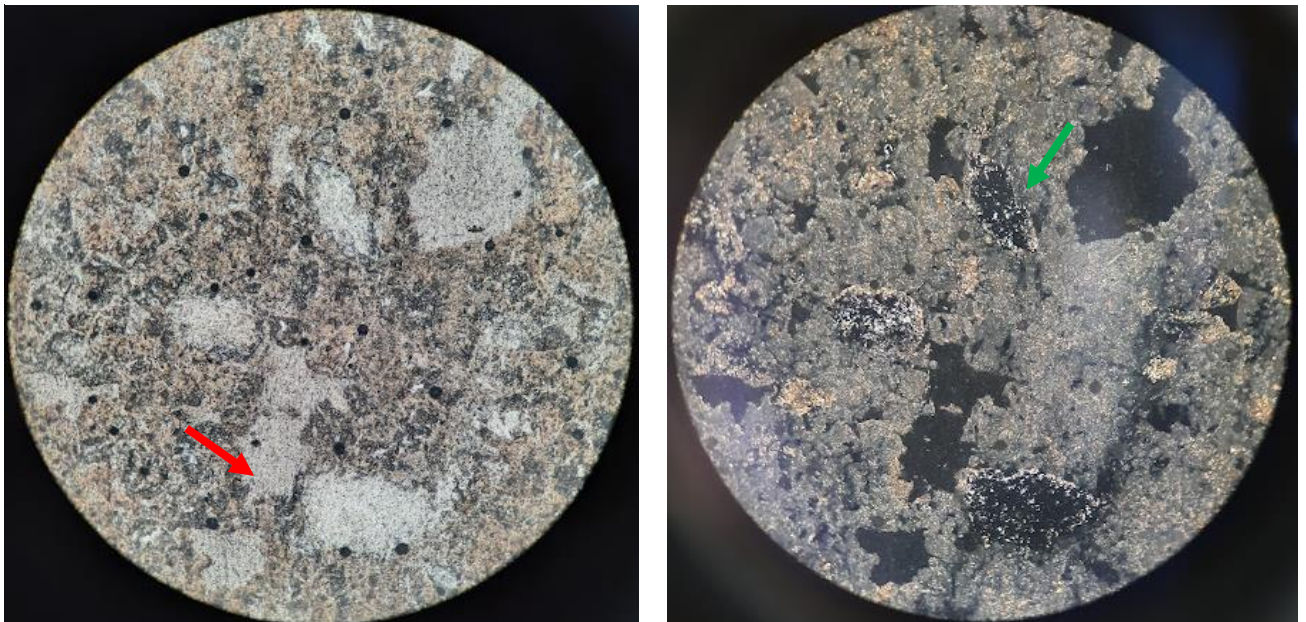
Figura 12 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X



Fonte: A autora (2022)

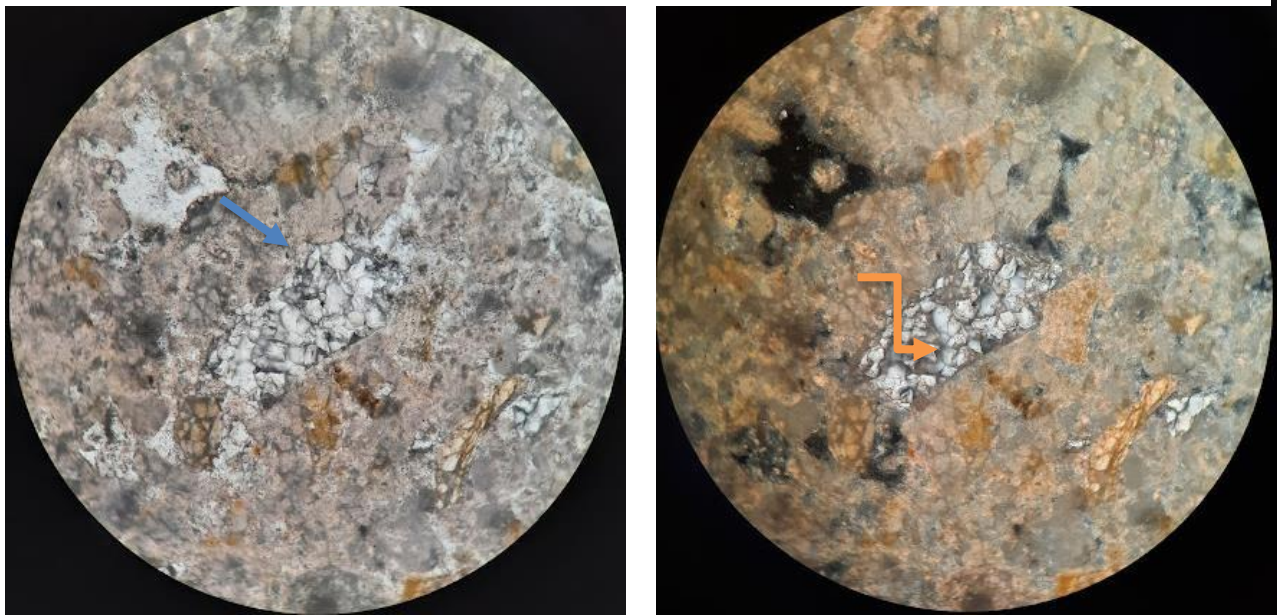
A Figura 13 apresenta outras imagens do ensaio petrográfico onde mostra os espaços porosos em cor mais clara comparado à matriz micrítica (Figura 13 (a) seta vermelha). Na Figura 13 (b) é possível observar na imagem a evidência de dissolução dos bioclastos indicado pela seta verde, gerando porosidade secundária.

Figura 13 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 10X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 10X.



No centro da imagem da Figura 14 (a) é possível observar um grão de quartzo policristalino (seta azul) fraturado com sinais de compactação, gerando espaço poroso. Na imagem da Figura 14 (b) a nicóis cruzados é possível observar sinais da típica extinção ondulante no quartzo (seta laranja).

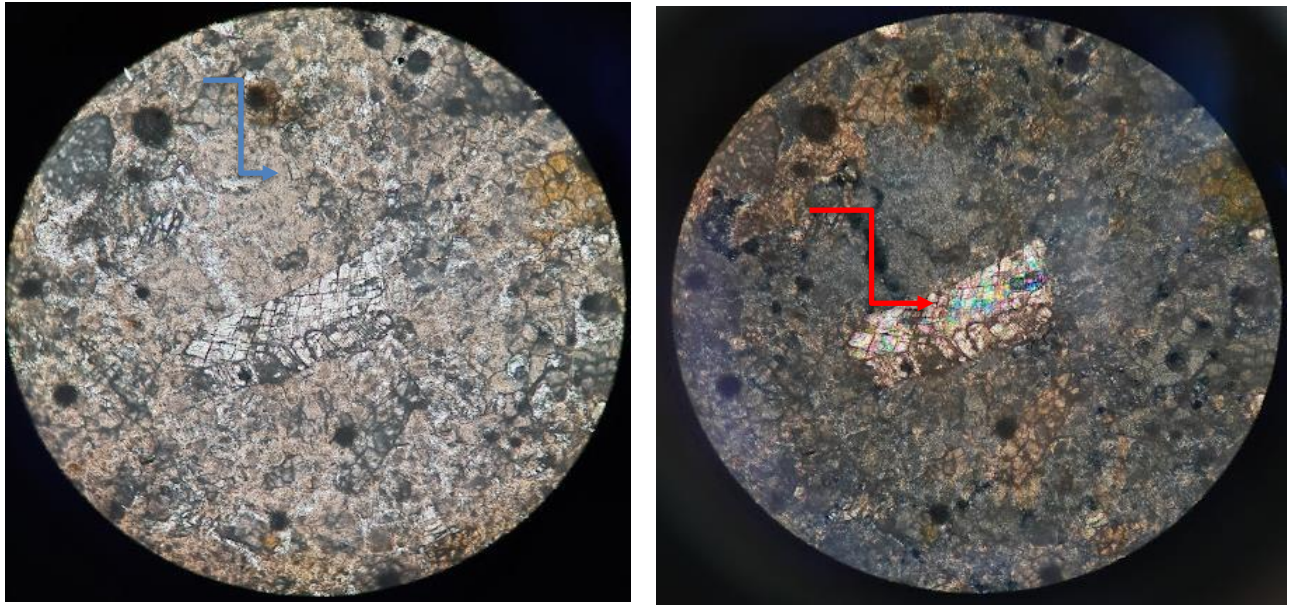
Figura 14 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X



Fonte: A autora (2022)

A Figura 15 (a) apresenta na imagem fragmento de alga de composição dolomítica no centro da foto (seta azul) e na imagem da Figura 15 (b) é possível observar bem os romboedros de dolomita com alta cor de intercalação entre amarelo, azul e verde de segunda ordem (seta verde).

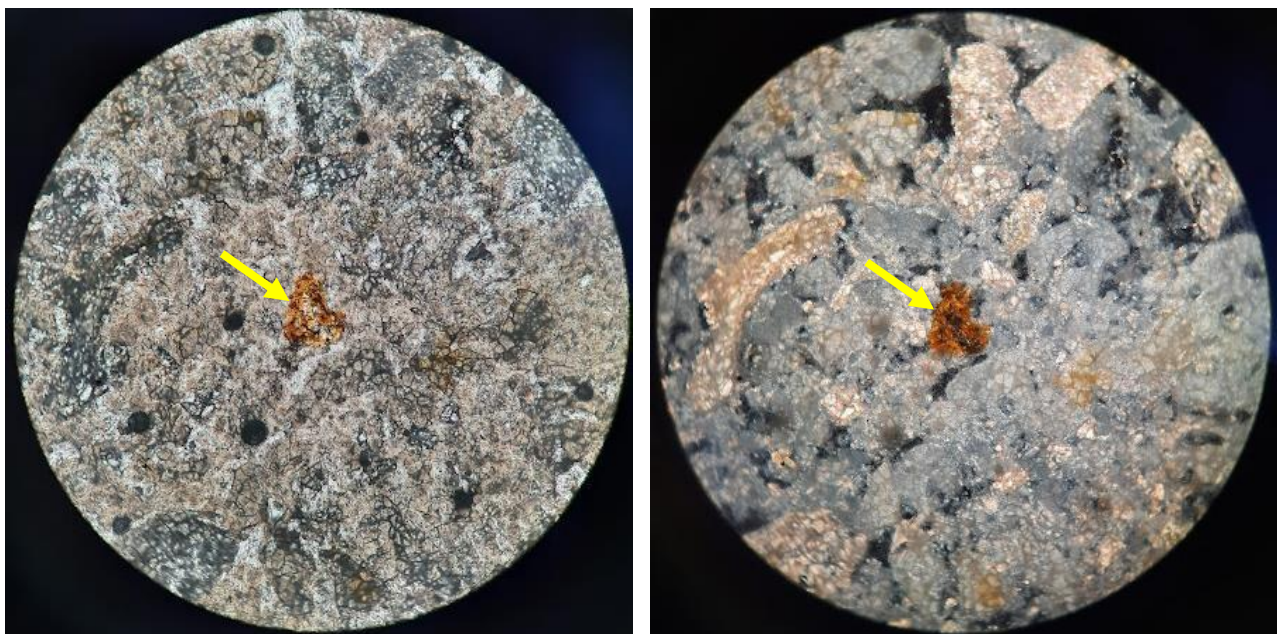
Figura 15 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X



Fonte: A autora (2022)

No centro da imagem da Figura 16 (a) e 16 (b) mostra-se evidência da matéria orgânica oxidada, indicada pela seta amarela.

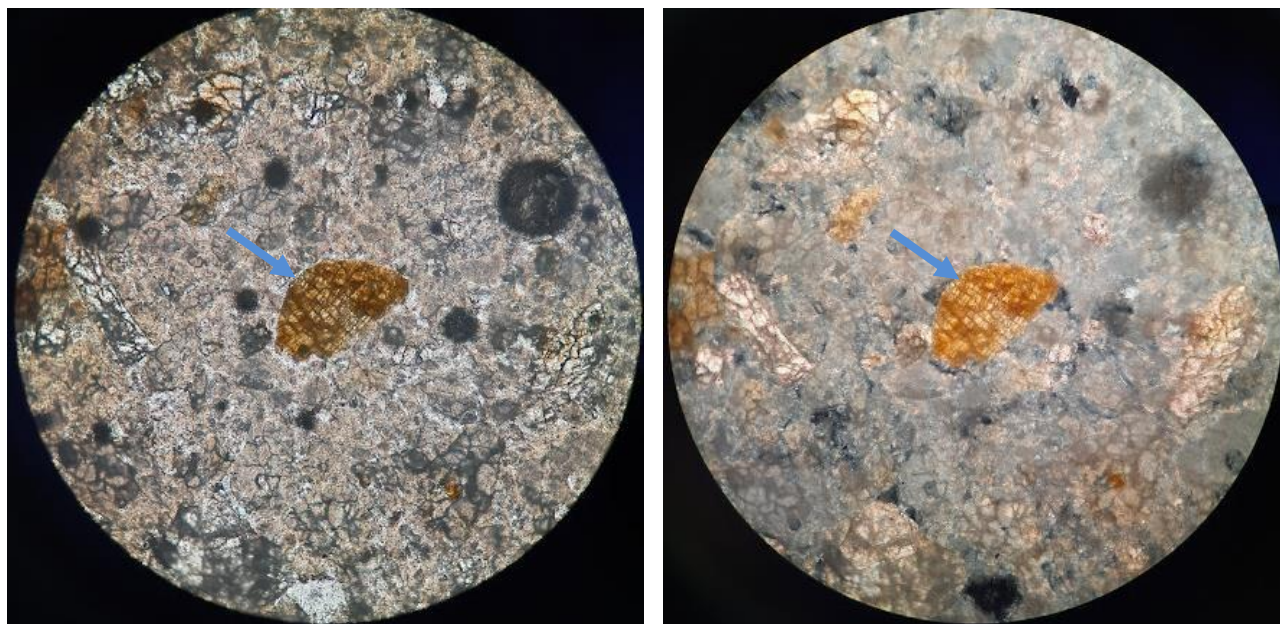
Figura 16 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X



Fonte: A autora (2022)

Na Figura 17 (a) e (b) é possível observar fragmentos algálicos com sinais de oxidação (seta azul).

Figura 17 – Imagens do estudo petrográfico. (a) PPL (iluminação plano polarizada) – 20X e (b) XPL (iluminação com polarizadores cruzados) – 20X



Fonte: A autora (2022)

Portanto, através da análise petrográfica realizada nesse estudo, a caracterização está compatível com uma rocha carbonática, apresentando na sua composição fragmentos de quartzo policristalinos, matéria orgânica oxidada e fragmentos algálicos dispersos na matriz carbonática.

3.3 POROSIDADE

Existem vários métodos que são usados para descrever estruturas porosas, qualitativamente e quantitativamente, no entanto, cada um desses métodos possui uma série de particularidades e algumas limitações, sendo necessário muitas vezes usar uma combinação de métodos para definir e analisar com mais detalhe a estrutura porosa a ser estudada. Para caracterização do meio poroso foram realizados ensaios laboratoriais para definir as propriedades físicas da rocha sintética.

Neste trabalho, fez-se o desenvolvimento do ensaio de porosimetria com adsorção a gás e análise de imagens por tomografia computadorizada.

3.3.1 Ensaio de porosimetria de adsorção a gás

Inicialmente, a porosidade (Φ) foi calculada em amostras sintéticas de dimensões 7,40 x 3,80 cm (altura x diâmetro), utilizando-se o porosímetro a gás hélio modelo ULTRA-PORE 300, da fabricante Core Laboratories®. Com design de bancada, este porosímetro por expansão de gás hélio é usado com copo matriz (Matrix Cup) para amostras de 1" (25,4 mm) ou 1½" (38,1 mm) de diâmetro e até 3" (76,2 mm) de comprimento, como mostra a Figura 17. Este equipamento para medição de porosidade utiliza um transdutor de alta precisão funcional entre 0-200 psi com linearidade e histerese inferior a $\pm 0,11\%$ da escala completa. O sistema pode ser usado no modo de medição de volume de grãos ou de volume de poros, dependendo da configuração que o porta amostras será montado. O uso exclusivo de válvulas controladas pelo computador permite o controle automatizado do processo de medição. Diversos volumes de referência incorporados ao sistema permitem que este seja usado para pequenos discos, (cuttings), plugues e amostras de diâmetro completo. O programa utilizado no ensaio controla a medição da amostra e exige que o sistema seja calibrado e o equilíbrio térmico seja estabelecido antes do início do ensaio, os arquivos de saída são fáceis de serem visualizados.

O equipamento obedece a Lei de Boyle que é enunciada: “Para uma quantidade fixa de um gás ideal mantido a uma temperatura constante, a pressão P e o volume V são inversamente proporcionais”, essa lei foi base para o cálculo da porosidade, cujo enunciado acima afirma que, para uma devida massa de gás confinado num sistema fechado, o produto entre a pressão e o volume é constante, enquanto a temperatura for constante.

Por meio do seu sistema, o equipamento injeta gás hélio (H_2) em toda a estrutura da amostra, que está confinada em uma célula metálica (*matrix cup*) a uma pressão de 120 psi ($\cong 827,3$ kPa), preenchendo seus poros e medido o volume de vazios e de grãos presentes em sua estrutura, determinando-se, posteriormente, sua porosidade. Portanto, os valores de volume de poros são obtidos pela lei de Boyle-Mariotte, que relaciona a variação de volume e pressão de um gás ideal em temperatura constante. A Figura 18 (a) apresenta o porosímetro com adsorção a gás e a Figura 18 (b) mostra a interface do programa com o resultado da porosidade.

Figura 18 – Ensaio de porosimetria a adsorção a gás. (a) Porosímetro e (b) interface do programa utilizado no equipamento.



Fonte: A Autora (2022).

A partir do ensaio que foi realizado na amostra, a Figura 18(b) apresenta o arquivo de saída com o resultado do volume de grãos, densidade de grãos, volume de poros e porosidade em porcentagem. O valor da porosidade da rocha carbonática sintética foi de $\Phi = 24,24 \%$.

3.3.2 Ensaio tomográfico

Um tomógrafo de raios X consiste em um conjunto detector - fonte de raios X e um sistema que permita a rotação da amostra. O princípio fundamental da tomografia computadorizada é a aquisição de imagens bidimensionais, de um objeto em diferentes posições. A amostra é rotacionada em torno de um eixo vertical enquanto o conjunto fontedetector permanece estacionário. A cada incremento angular é registrada uma projeção 2D, uma radiografia, onde cada pixel representa a atenuação sofrida pelo feixe naquele ponto (KETCHAM & CARLSTON, 2001).

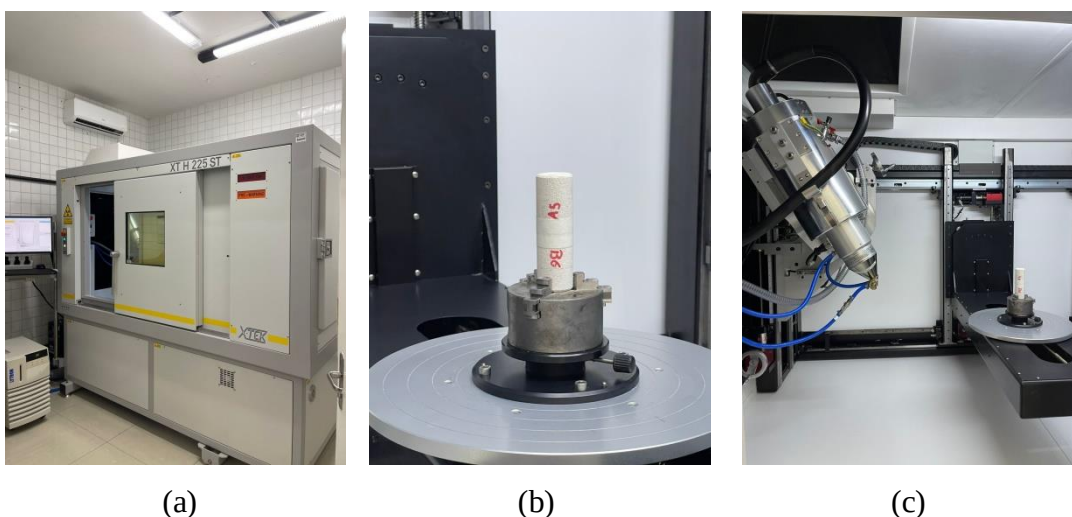
As amostras deste trabalho foram escaneadas através de tomografia computadorizada com a finalidade de avaliar a porosidade e o volume da rocha carbonática. Os ensaios foram realizados no Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios-X (LTC-RX) do Departamento de Energia Nuclear (DEN), da UFPE, com o tomógrafo de terceira geração da marca X-TEK, modelo NIKON XT H 225 ST (Figura 18), com uma tensão máxima do feixe de 225 keV, corrente máxima de 2000 μA e possui um detector plano retangular de 1520 pixels na vertical por 1900 na horizontal, possibilitando uma imagem com resolução de até 5 μm em amostras na escala milimétrica e resolução de algumas dezenas de micrometros para um objeto com dimensões centimétricas. As amostras utilizadas são plugs cilíndricos de 3,80 cm de diâmetro e altura variando entre 3 e 10 cm com uma aquisição com resolução de 40

μm . O equipamento conta ainda com uma gama de filtro físicos (Al, Cu, Sn e Ag) de diferentes espessuras.

As definições utilizadas no equipamento para os ensaios deste trabalho foi uma resolução de 30 μm , tensão de 150 kV, corrente de 200 μA e tempo de exposição de 500 ms. Após os escaneamentos (Figura 19), as imagens foram reconstruídas com o programa VGStudio, o qual possibilitou uma melhor visualização do material interno da rocha, auxiliando na posterior análise quantitativa da porosidade e uma visualização interna da amostra após o cisalhamento.

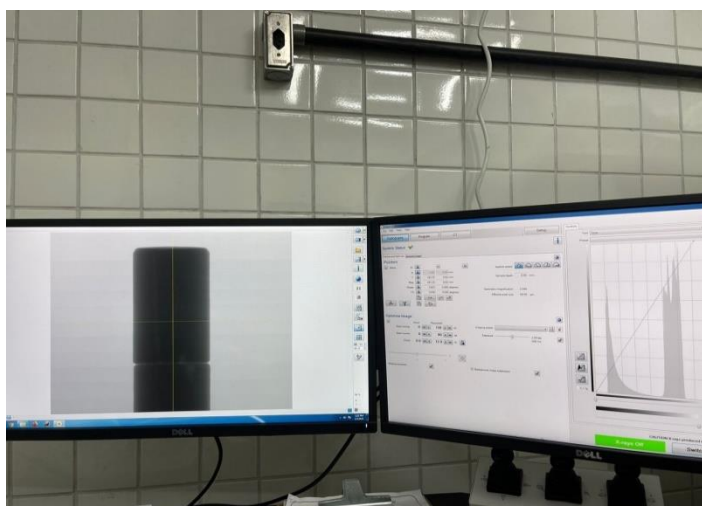
A Figura 19 mostra o tomógrafo utilizado, a amostra que foi submetida a tomografia e o posicionamento entre o tubo de raios X e a amostra.

Figura 19 – (a) Tomógrafo modelo XT H 225 ST da Empresa Nikon Metrology; (b) Amostra ensaiada; (c) Posicionamento entre o tubo de raios-X e a amostra.



Fonte: A Autora (2022)

Figura 20 – Escaneamento das amostras



Fonte: A Autora (2022)

O resultado da etapa de aquisição consiste em uma série de projeções radiológicas da amostra em diversas posições. Em seguida é realizada a reconstrução matemática destas projeções permitindo que as imagens das seções transversais reconstruídas do objeto possam ser combinadas para a visualização tridimensional do mesmo (VAZ et al., 2014).

Costa (2016) propôs uma metodologia que foi usada nesse trabalho, onde fez uma análise da variação da radiodensidade ao longo do comprimento dos corpos de prova e para o processamento das imagens utilizou os programas: IMAGEJ 1.50e (Rasband 1997-2015) e uma rotina de Matlab (Matrix Laboratory) desenvolvida para fixar gaussianas aos histogramas de imagens no intuito de calcular os valores dos picos (médias) e suas variâncias.

Através da análise das imagens se determina que a fase dos vazios difere-se das fases da rocha, pela densidade e cores na escala por tons mais claros ou mais escuros, isso é uma análise importante na etapa de segmentação das imagens para localização das fases dos voxels puros e mistos.

Para este trabalho, não foi detalhada as funções utilizadas no programa, pois não é o objetivo específico desta dissertação, porém é apresentado de forma geral como é realizado o processamento e análise das faces dos corpos de prova escaneados.

A avaliação do perfil da radiodensidade para este trabalho foi feita para três situações diferentes: (a) amostra sem indução de fratura, (b) amostra com indução de fratura e (c) amostra com indução de fratura e após ensaio de cisalhamento direto.

Na primeira etapa foi feita a extração dos voxels puros (PVE) onde as imagens possuem histogramas multimodais, nos quais cada curva gaussiana representa as fases em que esses voxels estão inseridos. Em seguida foi realizada a segmentação em três fases e após a segmentação o processo de análise dos poros começou a ser desenvolvido. Para análise de partículas, os vazios foram classificados em três faixas de tamanho: pequenos (P), médios (M) e grandes (G). Costa (2016) apresenta os volumes adotados para cada faixa de classificação de vazios para uma resolução de 40 μm . A Tabela 2 apresenta a classificação dos macroporos relacionado com número de voxel.

Tabela 2 – Volumes para classificação dos vazios.

Classificação dos macroporos	Nº de Voxels
Pequeno	0 – 8
Médio	9 – 100000
Grande	≥100001

Fonte: Modificado de Costa (2016).

A porosidade foi calculada pela relação entre a soma dos volumes dos vazios (P, M e G) (Equação 7) e o subvolume reconstruído da amostra (Equação 8). Para isso, os volumes dos poros (mm³) foram calculados como sendo a multiplicação do volume (em voxel) fornecido pelo plug-in e a resolução da imagem (tamanho do voxel) (Equação 6).

$$V_{\text{poro}} = V_{\text{voxel}} \cdot (\text{voxel}^3) \quad \text{Equação (6)}$$

$$V_{\text{total de poros}} = \sum V_{\text{poro}} (P) + \sum V_{\text{poro}} (M) + \sum V_{\text{poro}} (G) \quad \text{Equação (7)}$$

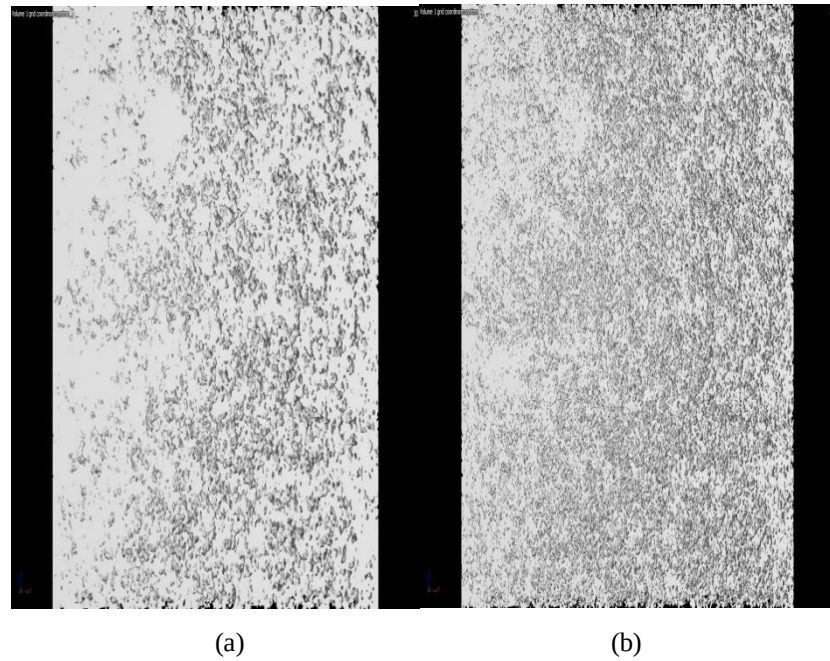
$$\phi = \frac{V_{\text{total}}}{V_{\text{subvolume}}} \times 100 \quad \text{Equação (8)}$$

Nesse contexto, a análise da porosidade através de tomografia computadorizada é relevante para este trabalho para o entendimento do estado da superfície interna das rochas e para analisar o comportamento das fraturas induzidas.

Na análise qualitativa da porosidade serão mostradas neste capítulo as imagens para cada amostra ensaiada no tomógrafo: sem indução de fratura e com indução de fratura.

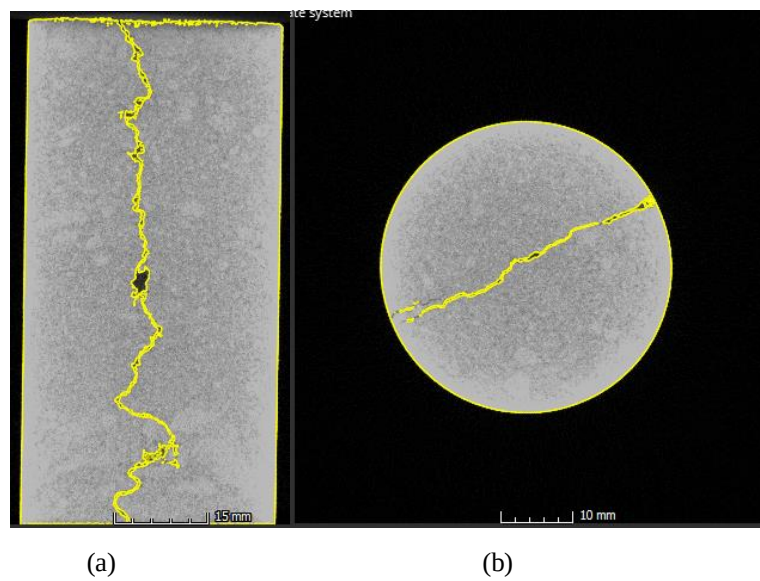
A Figura 21 mostra uma representação visual da rocha carbonática sintética sem indução de fratura preparada em laboratório, onde é possível observar o arranjo intergranular da rocha. As Figuras 22 e 23 apresentam as imagens tomográficas realizadas após a indução da fratura. O valor da porosidade da amostra apresentada na Figura 21 (a) foi de 15,4 % sem indução da fratura.

Figura 21 – Imagens tomográficas do (a) CP1 e (b) CP2 (corte XZ da rocha sem fratura)



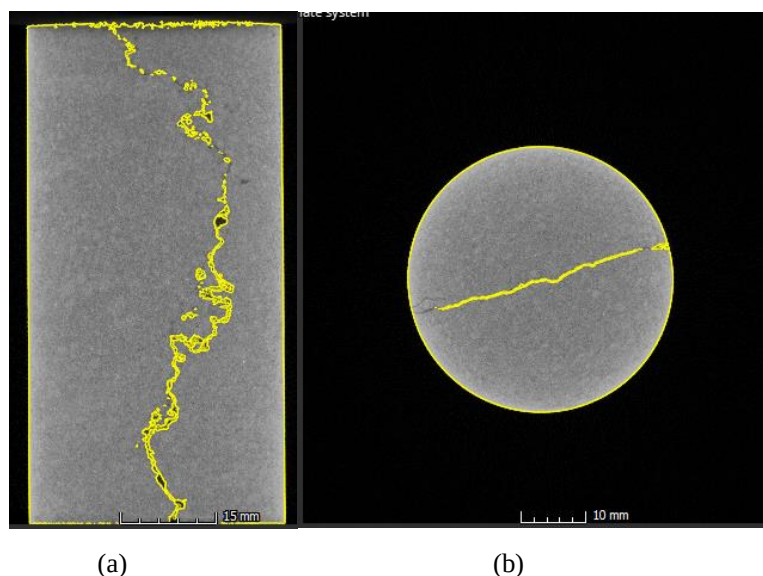
Fonte: A Autora (2022)

Figura 22 – Escaneamentos tomográficos do CP1 fraturado com vistas frontal (a) e topo (b)



Fonte: A Autora (2022)

Figura 23 – Escaneamentos tomográficos do CP2 fraturado com vistas frontal (a) e topo (b)



Fonte: A Autora (2022)

Observa-se que, em geral, a porosidade total medida por análise de imagens através do ensaio de tomografia é inferior àquela determinada por meio de ensaios físicos. Isto ocorre devido à presença de poros menores do que a resolução adotada, que não são observadas durante a análise visual de uma seção da amostra (Diógenes, 2009).

Neste estudo, pode-se observar que o resultado da porosidade pelo ensaio de tomografia foi de 15,4 %, enquanto que o valor da porosidade pelo ensaio de porosimetria de adsorção a gás foi de 24,24 %.

No entanto, o valor do resultado da porosidade pelo ensaio tomográfico está dentro da classificação geral das rochas carbonáticas. Em um cenário com rochas dotadas de grande quantidade de porosidade interligada – como é comum em carbonatos com alta taxa de dissolução de minerais – assume-se que valores entre 20 e 25% são considerados ótimos para armazenamento de fluidos, estando os atuais reservatórios de petróleo com valores de 5 a 30% de porosidade, ocorrendo mais comumente na faixa de 10 a 20% (TUCKER e DIAS BRITO, 2017).

3.4 ANÁLISE DA RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO SIMPLES

As análises mecânicas foram realizadas através do ensaio de compressão simples com a finalidade de obter a resistência à compressão simples, usualmente chamada de UCS (*Uniaxial Compressive Strength*) ou a resistência de pico das amostras de rocha. Nesse ensaio,

as amostras de rochas foram submetidas a uma tensão vertical (σ_1) crescente, à velocidade constante, sem tensão confinante ($\sigma_3 = 0$), distribuída de modo uniforme em toda a seção transversal do corpo de prova.

Para o procedimento deste ensaio, foi utilizada uma prensa servocontrolada instron modelo CCE1MN com anel dinamométrico com capacidade de 1MN e deflectômetro para medir o deslocamento do anel e, assim, determinar a tensão máxima. Para isso, esse anel foi previamente calibrado com pesos pre-determinados, para que cada deslocamento realizado pelo anel fosse correspondente a uma carga. A prensa tem um sistema controlado por um motor que sobe uma plataforma à velocidade controlada. A amostra fica entre esta plataforma localizada na base da prensa e o anel dinamométrico.

À medida que a plataforma sobe a amostra vai sendo comprimida pelo anel dinamométrico até ocorrer a sua ruptura. Durante os ensaios, os deslocamentos verticais foram medidos para determinar a deformação vertical da amostra. A Figura 24 mostra a prensa utilizada para o ensaio de compressão simples. A cada 10 mm deslocado tem-se o valor relacionado à tensão. A prensa tem um sistema controlado por um motor que sobe uma plataforma à velocidade controlada, de 0,122 mm/min.

Figura 24 – Prensa utilizada para o ensaio de compressão simples



Fonte: A Autora (2022)

Para obtenção do UCS, os ensaios foram realizados em oito amostras de rochas carbonáticas com dimensões de 4 cm de diâmetro e 8 cm de altura. Iniciado o ensaio, obteve-se a leitura dos valores dos dois extensômetros (de carga e de deslocamento) até que se verificasse a ruptura do corpo de prova, caracterizada pela queda no valor do extensômetro do anel dinamométrico, ou seja, assim que houve a queda do valor do extensômetro do anel foi confirmada a ruptura do corpo de prova.

O interesse em se obter a resistência à compressão simples neste trabalho é apenas para classificação da rocha carbonática estudada e prosseguir para o processo de indução de fratura. O gráfico de tensão *versus* deformação geralmente é utilizado para mostrar o comportamento típico das rochas, até a carga de ruptura do material.

A Tabela 3 apresenta os valores de UCS de cada amostra ensaiada. Os dados para os valores de tensão foram calculados até o momento em que as amostras apresentaram ruptura.

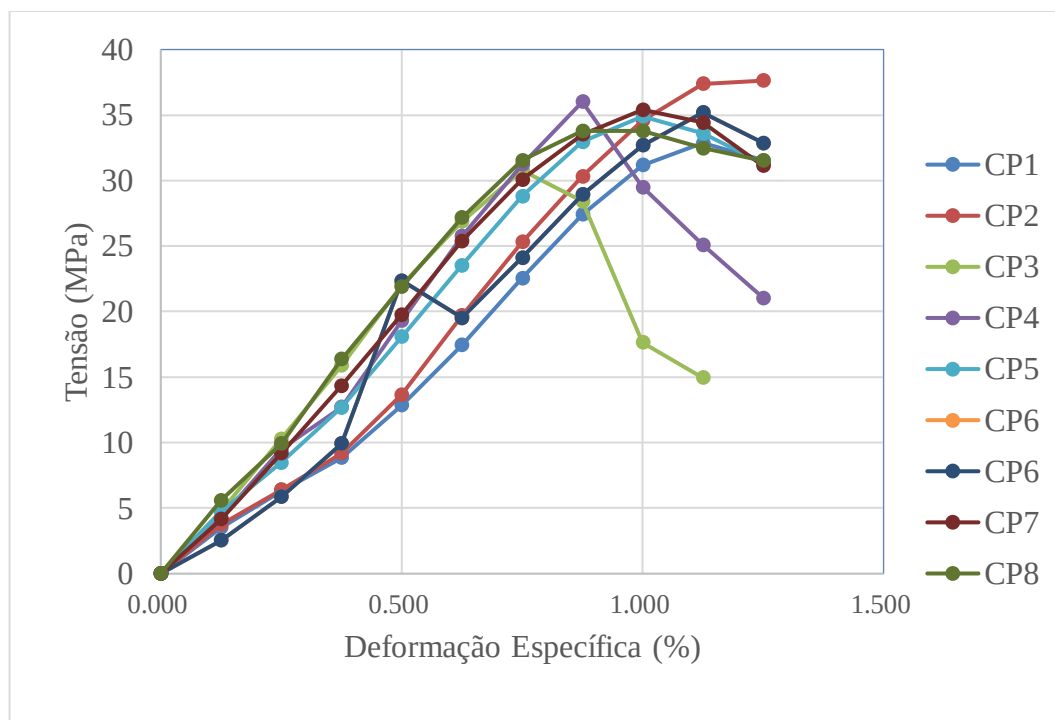
Tabela 3 – Valores das tensões de cada corpo de prova

Amostras	UCS (MPa)
CP1	32,86
CP2	37,63
CP3	30,77
CP4	36,00
CP5	34,89
CP6	35,18
CP7	35,40
CP8	33,79

Fonte: A Autora (2022)

A Figura 25 apresenta a evolução da tensão *versus* deformação das amostras ensaiadas quando submetidas à compressão simples.

Figura 25 – Comportamento tensão versus deformação específica das rochas carbonáticas sintéticas submetidas ao ensaio compressão simples.



Fonte: A Autora (2022)

O valor de UCS médio calculado foi de aproximadamente 35 MPa, valor esse que é considerado uma rocha moderadamente dura (ISRM 1981). Onde as diferenças de resposta mecânica entre uma rocha dura e uma rocha branda mostram que a pequena deformabilidade do primeiro tipo está associada a uma ruptura súbita com uma resistência residual praticamente nula. As rochas brandas são as que exibem maior deformabilidade, sobretudo no início do carregamento.

Portanto, o valor de resistência da rocha sintética deste trabalho é classificada como uma rocha carbonática moderadamente dura, estando de acordo com o trabalho proposto, sendo esse valor considerado favorável para ser considerada uma rocha carbonática sintética.

A Figura 26 mostra a classificação das rochas segundo a (ISRM 1981), onde são descritas a identificação do campo, os valores de referência da UCS e exemplos de tipos de rocha.

Figura 26 – Classificação das rochas de acordo com o valor de UCS.

ISRM R Strength	Description	Field Identification	Uniaxial Compressive Strength (psi)	Examples
R0	Extremely Weak Rock	Indented by thumbnail	35-150	Stiff fault gouge
R1	Very Weak Rock	Crumbles under firm blows with a geological hammer	150-725	Highly weathered or altered rock
R2	Weak Rock	Can be peeled with a pocket knife, shallow indentations made by firm blow of a geological hammer	725-3500	Chalk, rocksalt, potash
R3	Medium Strong Rock	Cannot be scraped or peeled with a pocket knife, specimen can be fractured with a single firm blow of a geological hammer	3,500-7,500	Concrete, limestone shale, siltstone, coal, schist
R4	Strong Rock	Specimen requires more than one blow of a geological hammer to fracture	7,500-15,000	Limestone, marble, phyllite, sandstone, shale, dolomite
R5	Very Strong Rock	Specimen requires several blows of a geological hammer to fracture	15,000-35,000	Basalt, gneiss, granite, dolomite
R6	Extremely Strong Rock	Specimen can only be chipped with geological hammer	+35,000	Quartzite, chert, granite, gneiss

Fonte: ISRM suggested methods

A seguir, a Figura 27 apresenta as amostras sintéticas após o ensaio de compressão simples, onde pode-se observar as fraturas ocasionadas pelo processo de compressão.

Figura 27 – Rupturas das amostras após ensaio de compressão simples

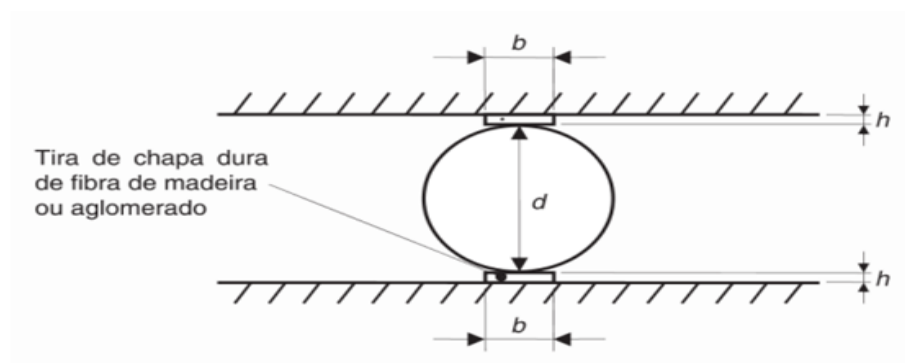


Fonte: A Autora (2022)

3.5 PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA INDUÇÃO DA FRATURA NAS AMOSTRAS SINTÉTICAS

A etapa de indução da fratura na rocha carbonática foi realizada através do ensaio de compressão diametral. O ensaio foi adaptado segundo a NBR 7222 (ABNT, 2011), o ensaio consiste basicamente em colocar um corpo de prova na posição horizontal apoiado por duas chapas sobre o prato da máquina de compressão, conforme é observado na Figura 28.

Figura 28 – Ensaio de compressão diametral para indução da fratura nas amostras de rochas sintéticas



Fonte: NBR 7222 (ABNT, 2011, p. 3).

A Figura 29 apresenta o processo de indução da fratura, que com o auxílio de um fio metálico foi feita a fratura por tração na direção desejada.

Figura 29 – Procedimento de indução de fratura na rocha carbonática através do ensaio de compressão diametral



Fonte: A Autora (2022)

A seguir, na Figura 30 são mostradas as amostras após a indução da fratura.

Figura 30 – Amostras com indução da fratura.



Fonte: A Autora (2022)

3.5.1 Identificação das amostras

A identificação das amostras é um fator importante para as próximas fases do trabalho, principalmente para os ensaios de cisalhamento direto. Por isso a importância de manter a orientação das amostras (identificada como CP-A-B), onde CP é a sigla utilizada para definir o corpo de prova, e A/B define os lados das faces.

As letras A e B determinam as duas faces que ficam na parte superior (face A) e parte inferior (face B) do equipamento de cisalhamento direto. A Figura 31 demonstra a identificação dessas faces a serem analisadas.

Figura 31 – Identificação dos corpos de prova.



Fonte: A Autora (2022)

Em seguida esses corpos de prova foram encaminhados para o ensaio de cisalhamento direto que será discutido no Cap 5.

4 REPRESENTAÇÃO TOMOGRÁFICA DAS AMOSTRAS CISALHADAS

As Figuras a seguir representam as nove amostras utilizadas como base neste trabalho, após o ensaio de cisalhamento direto. Dessa forma, são mostradas as imagens tomográficas da amostra com vistas das seção frontal, topo e uma representação da fratura em visualização 3D.

Ressalta-se que nenhuma medição foi realizada, sendo os escaneamentos uma ferramenta de observação da estrutura interna da rocha e do comportamento da fratura que foi induzida. Analisando as imagens abaixo, notou-se que, em algumas imagens, houve caminhos descontínuos da fratura e na imagem 3D é evidente o grau de aspereza e rugosidade altas.

Os valores altos de coesão e ângulo de atrito que foram obtidos no ensaio de cisalhamento direto, pode ser evidenciado pelas imagens da superfície do corpo de prova 3D, onde é possível ver uma representação da rugosidade da amostra. Portanto, a rugosidade teve grande influência nos valores de coesão e ângulo de atrito.

Figura 32 – Escaneamentos tomográficos do CP1 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).

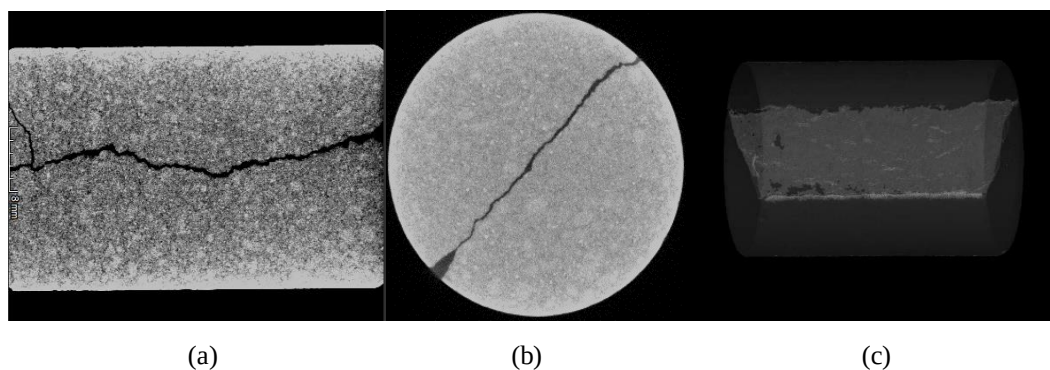


Figura 33 – Escaneamentos tomográficos do CP2 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).

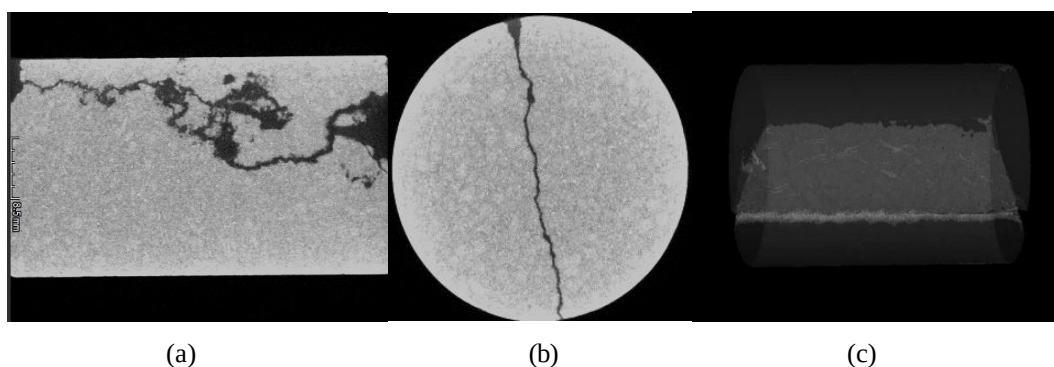


Figura 34 – Escaneamentos tomográficos do CP3 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).

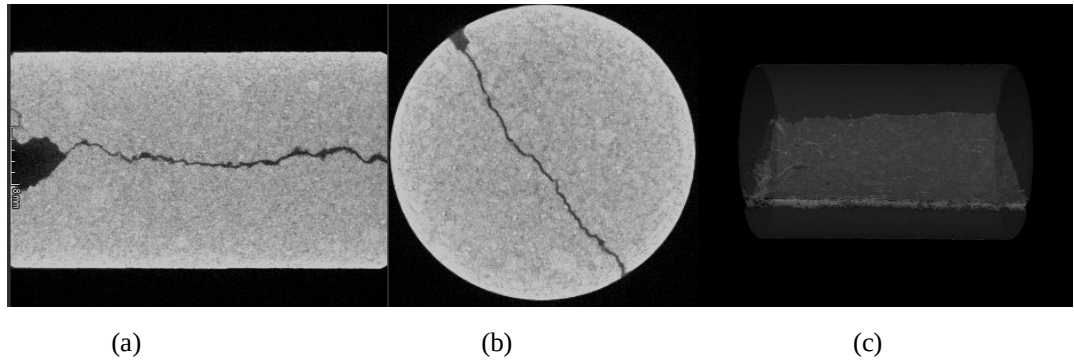


Figura 35 – Escaneamentos tomográficos do CP4 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a),Topo (b), visão 3D (c).

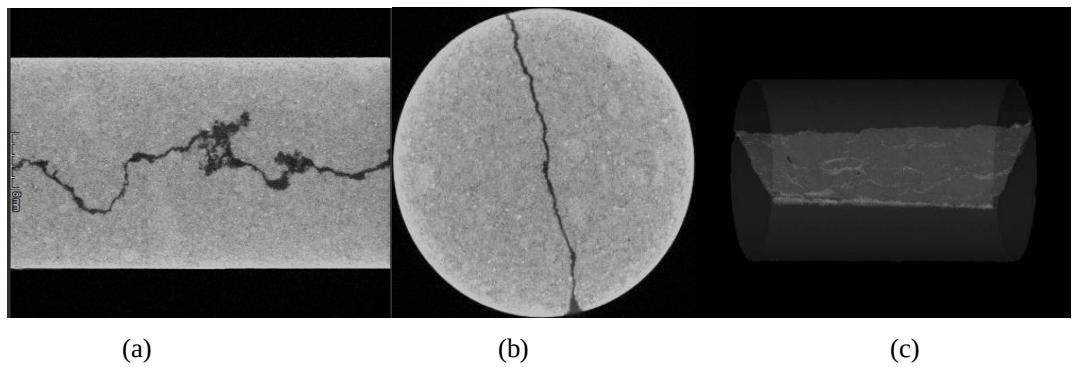


Figura 36 – Escaneamentos tomográficos do CP5 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).

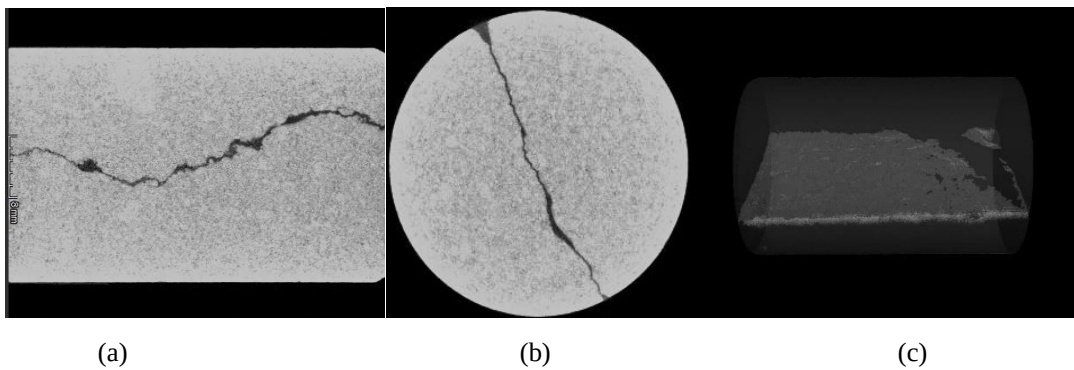


Figura 37 – Escaneamentos tomográficos do CP6 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), Topo (b), visão 3D (c).

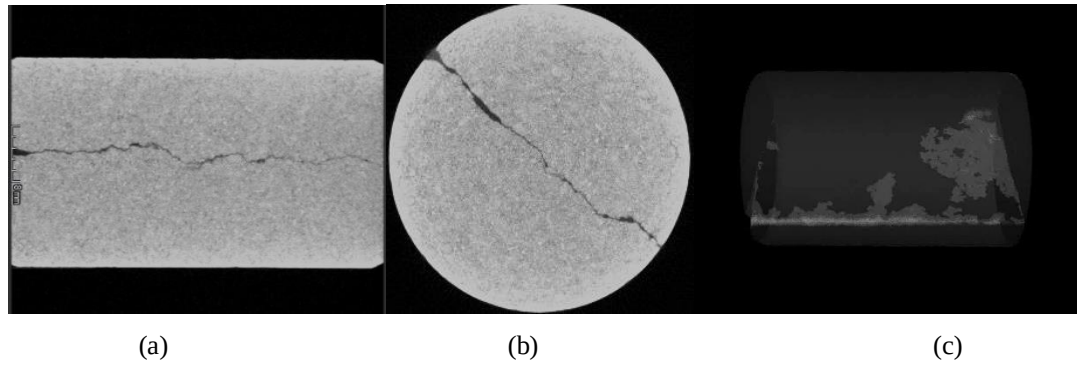


Figura 38 – Escaneamentos tomográficos do CP7 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).

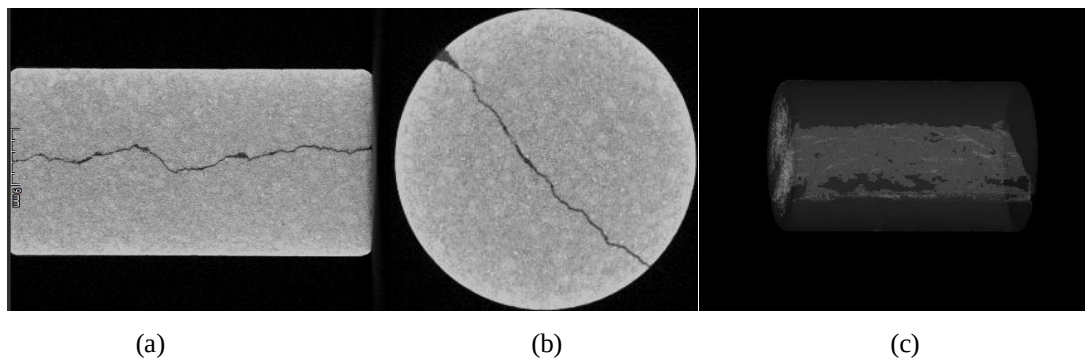


Figura 39 – Escaneamentos tomográficos do CP8 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).

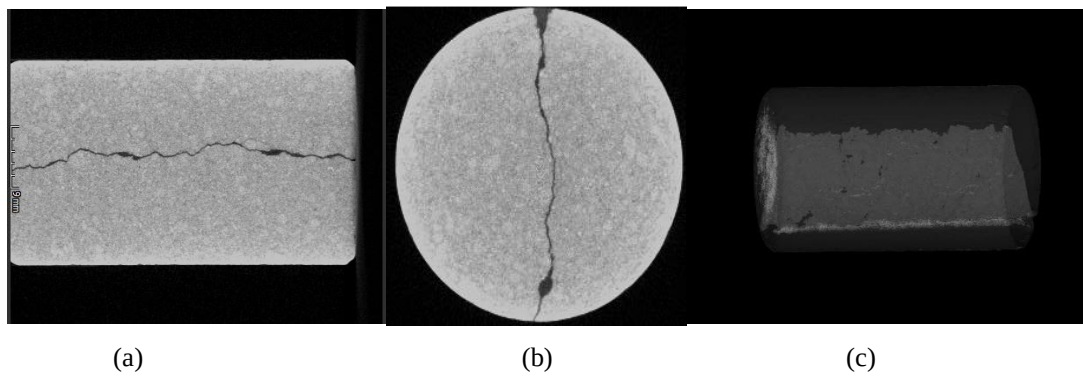
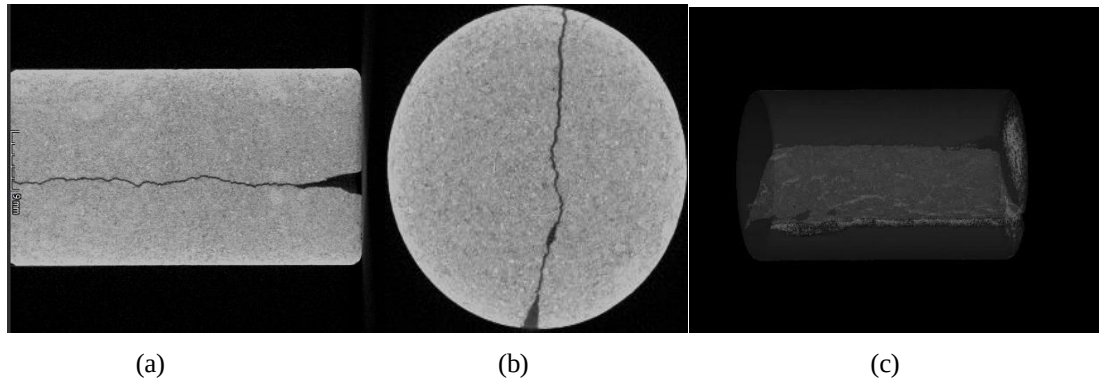


Figura 40 – Escaneamentos tomográficos do CP9 após o cisalhamento direto com vistas frontal (a), topo (b), visão 3D (c).



CAPÍTULO 5

5 PARÂMETROS DE RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS.

A seguir serão apresentados, a descrição do ensaio de cisalhamento direto modificado, o projeto da célula de cisalhamento direto, o funcionamento da célula, os mecanismos para o desenvolvimento do ensaio e a determinação da resistência ao cisalhamento através do critério de Mohr-Coulomb.

Existem diversos métodos de laboratório para obter os parâmetros de resistência ao cisalhamento, os mais conhecidos são os ensaios de compressão simples, cisalhamento direto e compressão triaxial (DAS, 2011). Ao se realizar o ensaio de cisalhamento direto para diversas tensões normais diferentes consegue-se construir a envoltória de ruptura, a partir de parâmetros registrados durante do ensaio.

Segundo Marangon (2009), para a perfeita execução do ensaio deve-se registrar além da tensão cisalhante e o deslocamento horizontal, a deformação vertical do CP para verificar se houve variação de volume no CP. Nesse trabalho, foram monitoradas todas essas variáveis para uma melhor análise de cada CP.

Pinto (2000) afirma que critérios de resistência são formulações que procuram refletir as condições em termos de tensões em que ocorre a ruptura dos materiais, a partir disso, o critério de Mohr-Coulomb consiste na base teórica utilizada para o ensaio de cisalhamento direto, e este critério foi escolhido para as análises dos resultados desta dissertação.

5.1 ENSAIO DE CISALHAMENTO DIRETO E MODIFICADO

A célula foi dimensionada por Oliveira (2019), para analisar o comportamento de rochas com fraturas induzidas com dimensões de 3 cm de diâmetro e 5 cm de altura. A célula é composta por uma base com 5 cm de altura e 19 cm de largura, corpo cilíndrico com 8 cm de altura e 15 cm de diâmetro externo, suporte inferior fixo, suporte superior deslizante que registra a resistência ao cisalhamento na superfície fraturada a partir do deslocamento horizontal e o topo. Mais detalhes sobre o projeto da célula de cisalhamento direto encontra-se em Oliveira, (2019). A Figura 41 apresenta a parte externa da célula.

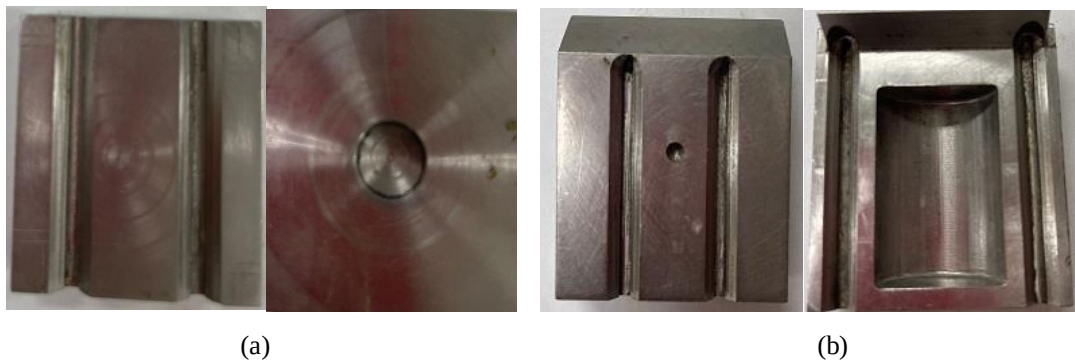
Figura 41 – Parte externa da célula



Fonte: A Autora (2022)

A figura 42 apresenta a fixação superior (a) e o suporte superior deslizante (b) e a Figura 43 apresenta o suporte inferior da célula de cisalhamento direto.

Figura 42 – Fixação superior (a), suporte superior deslizante (b).



Fonte: A Autora (2022)

Figura 43 – Suporte inferior



Fonte: A Autora (2022)

O ensaio de cisalhamento direto foi realizado no laboratório de geotecnia, localizado no Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). O ensaio foi dividido em duas fases: a primeira fase foi realizada com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica sendo ensaiadas cinco amostras de rocha carbonática sintética com fraturas induzidas e a segunda fase do ensaio prosseguiu-se com o equipamento com instrumentação automática, ensaiando outras quatro amostras restantes.

5.1.1 Ensaio de cisalhamento direto com instrumentação analógica

O ensaio de cisalhamento direto com instrumentação analógica consiste em medir a força cisalhante através do anel dinamométrico, com capacidade de suportar até 500 kgf, marca Ronald Top S/A, nº 0.2, constante de 0,12 kg/dv, e dois extensômetros para medir o deslocamento vertical e o deslocamento horizontal.

O anel integra parte da prensa mecânica de cisalhamento e serve como balizador durante o ensaio de cisalhamento direto, de tal forma que cada variação no deslocamento do dinamômetro integrado ao anel, equivale à determinada pressão em gf.

A Figura 44 representa a imagem do anel dinamométrico utilizado durante os ensaios da primeira fase. Este tem a função de relacionar o deslocamento do corpo de prova com a carga aplicada.

Figura 44 – Anel dinamométrico



Fonte: A Autora (2022)

Uma base magnética foi utilizada durante os ensaios para fixar os extensômetros para medição dos deslocamentos horizontais e verticais. Seu acionamento é feito através de uma chave mecânica giratória onde o campo magnético é ligado ou desligado sem a necessidade

do uso de energia elétrica. A Figura 45 apresenta a base magnética utilizada durante os ensaios.

Figura 45 – Base magnética utilizada para fixar os extensômetros durante o ensaio de cisalhamento direto.



Fonte: A Autora (2022)

O princípio fundamental do ensaio consiste em medir a resistência ao cisalhamento, através dos valores dos deslocamentos verticais e horizontais e da tensão cisalhante. As faces da amostra fraturada foram inseridas entre o suporte inferior e o superior, entre os dois suportes foram colocadas esferas metálicas para a movimentação do suporte superior durante o cisalhamento. Foi utilizada pasta de vaselina entre os dois suportes para ajudar no deslizamento. O conjunto da célula de cisalhamento com amostra foi colocada na prensa de cisalhamento direto.

As tensões normais aplicadas durante os ensaios foram de 200 kPa, 400 kPa e 600 kPa ao pistão acoplado no topo da célula de cisalhamento através de pesos colocados em um pórtico e apoiado pontualmente no pistão por uma esfera de aço, conforme pode ser visto na Figura 46.

Todos os ensaios foram realizados com uma velocidade controlada de 0,0487 mm/min.

No decorrer do ensaio foram medidos analogicamente, os valores de força cisalhante com o anel dinamométrico e valores de deslocamentos vertical e horizontal com os extensômetros. A máxima deformação permitida pela célula de cisalhamento é de 5 mm. A

tensão de cisalhamento foi obtida dividindo-se a força horizontal pela área do corpo de prova a um determinado deslocamento.

Figura 46 –Prensa com a célula de cisalhamento direto



Fonte: A Autora (2022)

5.1.2 Ensaio de cisalhamento direto com instrumentação automática

Análogo ao ensaio com instrumentação analógica, o mecanismo do ensaio com instrumentação automática apresenta o mesmo propósito, porém algumas mudanças foram realizadas no funcionamento da célula de cisalhamento. Ao invés de ser utilizado o anel dinamométrico, a força cisalhante é medida por uma célula de carga modelo Zx com capacidade de até 500 kg, confeccionada em inox (ZX), sensibilidade de 2.000 +/- 0,1% MV/V, capacidade para suportar temperatura variando de -5^o a +60^oC, sobrecarga máxima de 150 kg, sobrecarga de ruptura 300 kg, tamanho compacto e mantém boa rejeição de cargas excêntricas ou laterais, mesmo em condições adversas de operação.

Para medir o deslocamento horizontal e vertical, se utilizou dois transdutores LVDTs: um instalado paralelamente ao plano de cisalhamento para medir deslocamento horizontal e um instalado verticalmente no centro da amostra para medir deslocamento vertical. Os

LVDTs são constituídos por dois fios de 4-20 mA, com capacidade de corrente de até 20mA e faixa de medição estendida até 5 mm, com excelente repetitividade $< 0,15 \mu\text{m}$.

Para registrar os valores das leituras da célula de carga e dos dois LVDTs foi utilizado o programa IMPACLOG08 série 046711, desenvolvido pela Impac Comercial e Tecnologia Ltda, mesmo programa desenvolvido e utilizado no trabalho de OLIVEIRA (2019). Além da aquisição dos dados, também se pode controlar o intervalo de tempo para uma melhor definição das curvas do ensaio, bem como, controlar a calibração dos sensores, colocando as constantes de calibração. O programa disponibiliza os dados armazenados em arquivo texto, podendo importá-los para análises futuras e a conexão com o computador ocorre por meio de porta USB.

5.2 DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB

Os resultados dos ensaios de cisalhamento direto foram interpretados pelo critério de Mohr-Coulomb para determinar sua resistência ao cisalhamento. Todas as características da superfície de descontinuidade, que pode influenciar sua resistência ao cisalhamento, devem ser avaliadas de acordo com a metodologia descrita no ISRM-Sugerido Método para a descrição quantitativa de descontinuidades em maciços rochosos (ISRM 2007).

Foram gerados gráficos para avaliar os parâmetros de resistência a partir do critério de Mohr-Coulomb que é um dos modelos de envolvente de ruptura utilizados para os resultados de ensaios de cisalhamento em rochas com descontinuidades. Neste caso, os parâmetros deste critério de ruptura linear são definidos da seguinte forma:

$$\tau = c + \sigma_n \tan \phi \quad \text{Equação (9)}$$

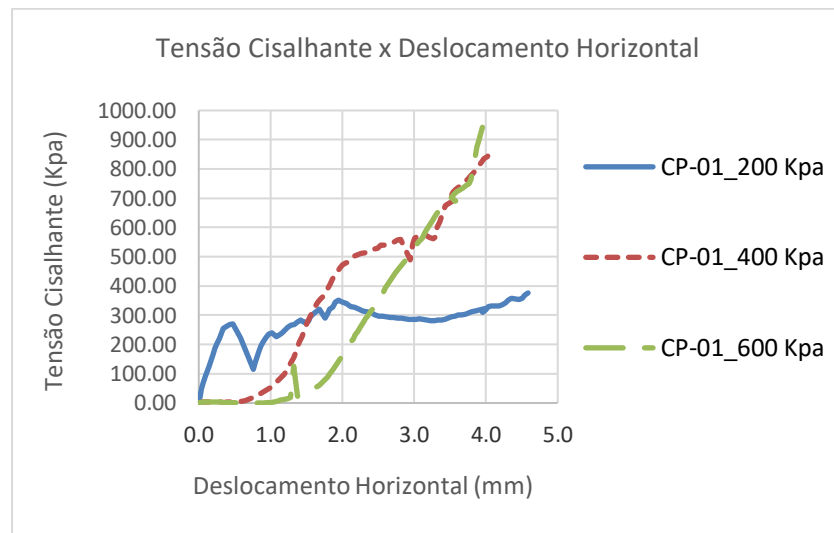
Onde τ é a resistência ao cisalhamento, c é o intercepto coesivo efetivo, σ_n é a tensão normal e ϕ é o ângulo de atrito interno.

Os valores de resistência ao cisalhamento para cada valor da tensão normal aplicado (200 kPa, 400 kPa e 600 kPa) foram obtidos através das curvas de tensão cisalhantes x deslocamento horizontal. Também foram geradas curvas de deslocamento vertical x deslocamento horizontal para cada variação de tensão normal.

As Figuras 47 a 55 apresentam as curvas de tensão cisalhante x deslocamento horizontal, deslocamento vertical x deslocamento horizontal e tensão cisalhante x tensão

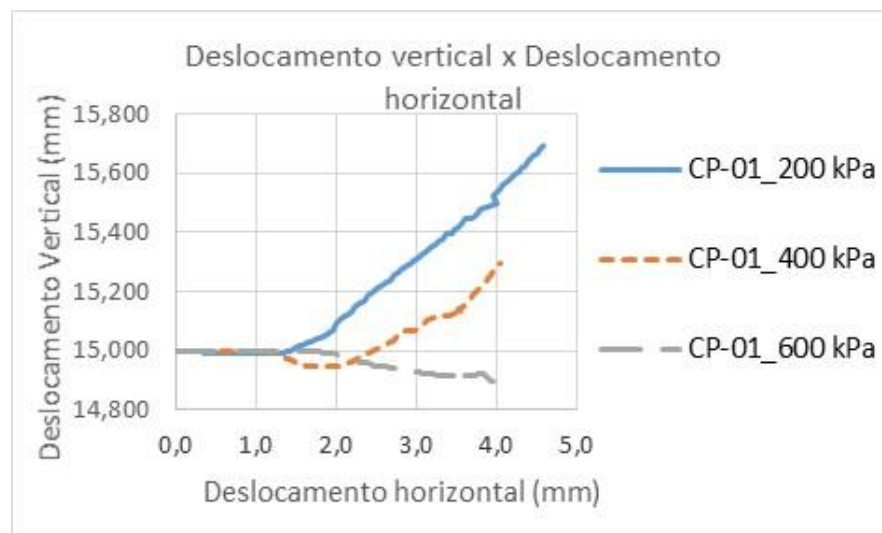
normal, dos corpos de prova de 1 a 9 ensaiados na célula de cisalhamento direto. As amostras de 1 a 5 foram ensaiadas no equipamento com instrumentação analógica e as amostras de 6 a 9 foram ensaiadas no equipamento com instrumentação automática.

Figura 47 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-01.



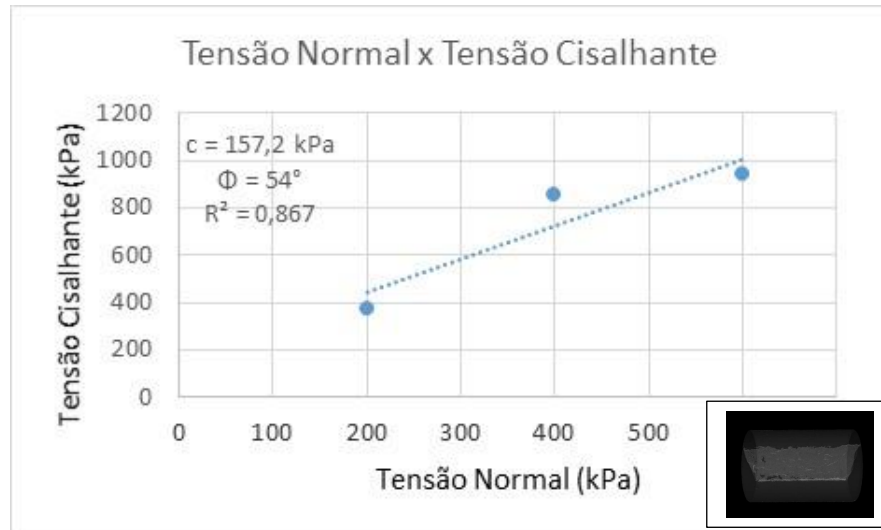
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

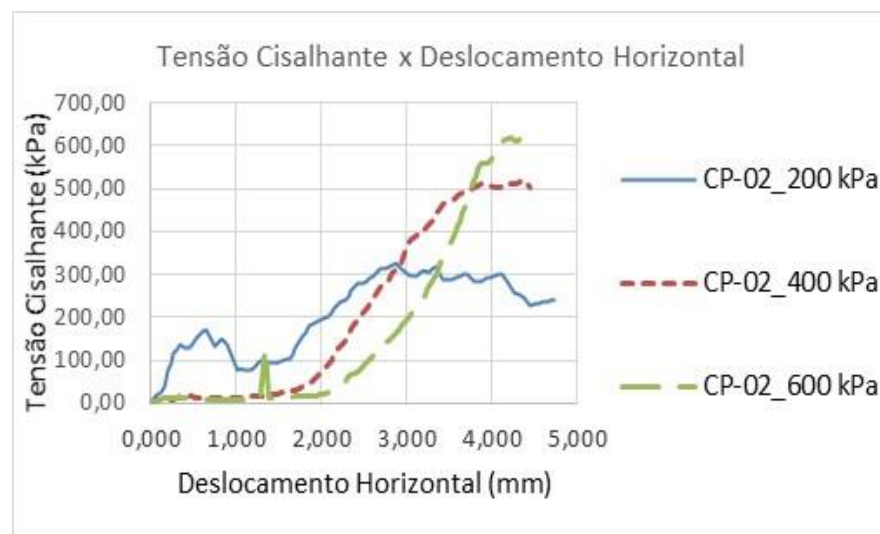
Fonte: A Autora (2022)



(c)

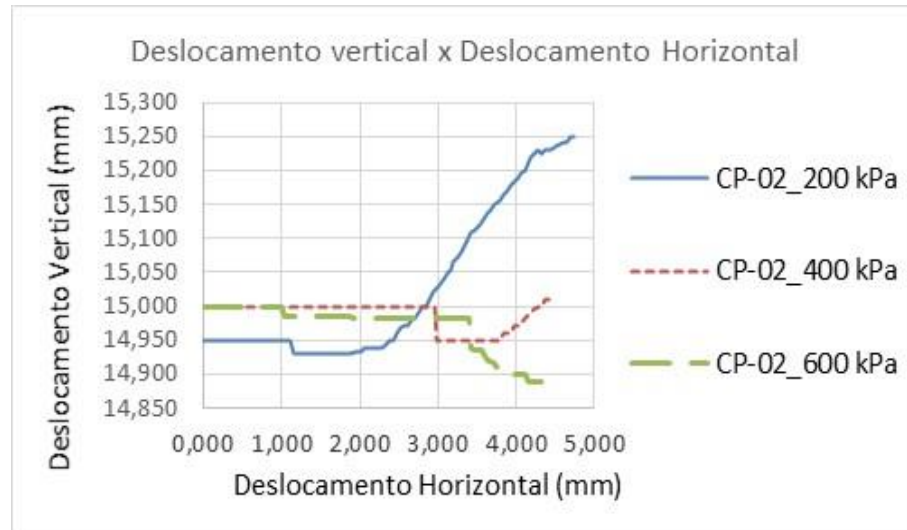
Fonte: A Autora (2022)

Figura 48 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-02.



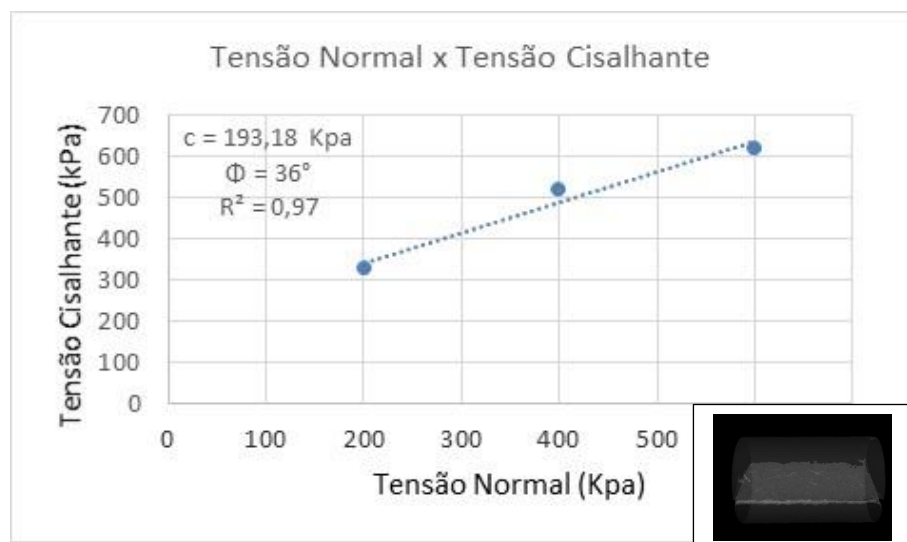
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

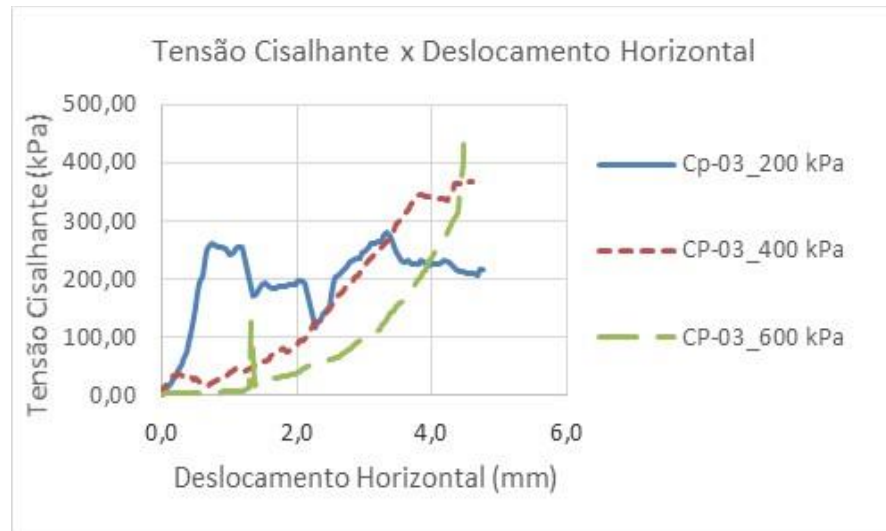
Fonte: A Autora (2022)



(c)

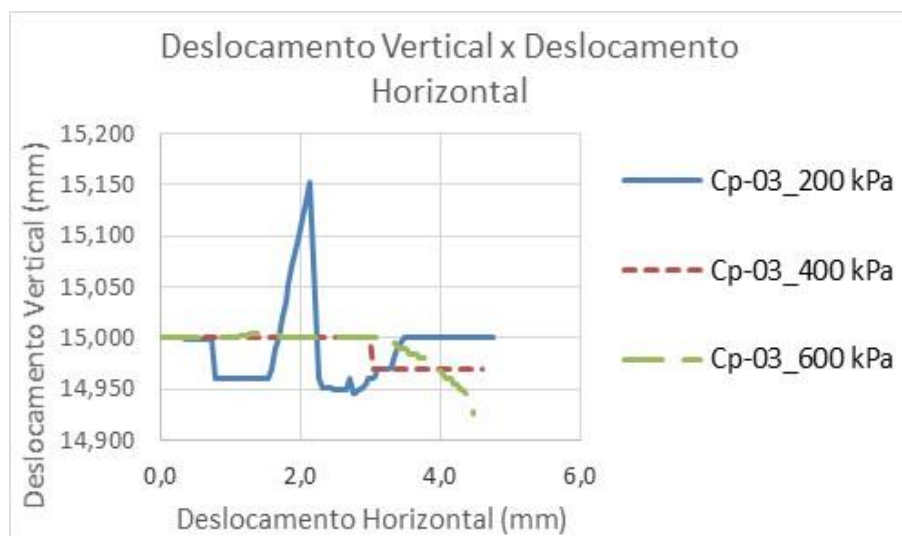
Fonte: A Autora (2022)

Figura 49 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-03.



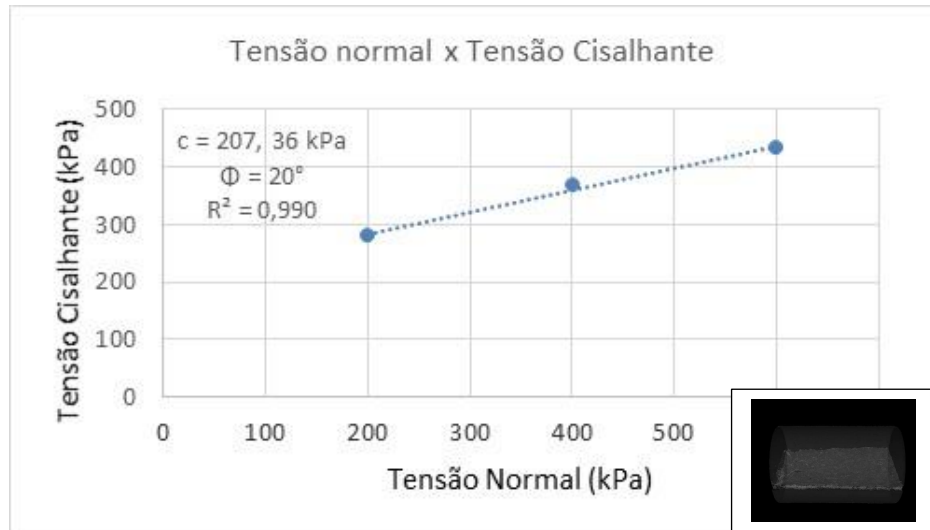
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

Fonte: A Autora (2022)



(c)

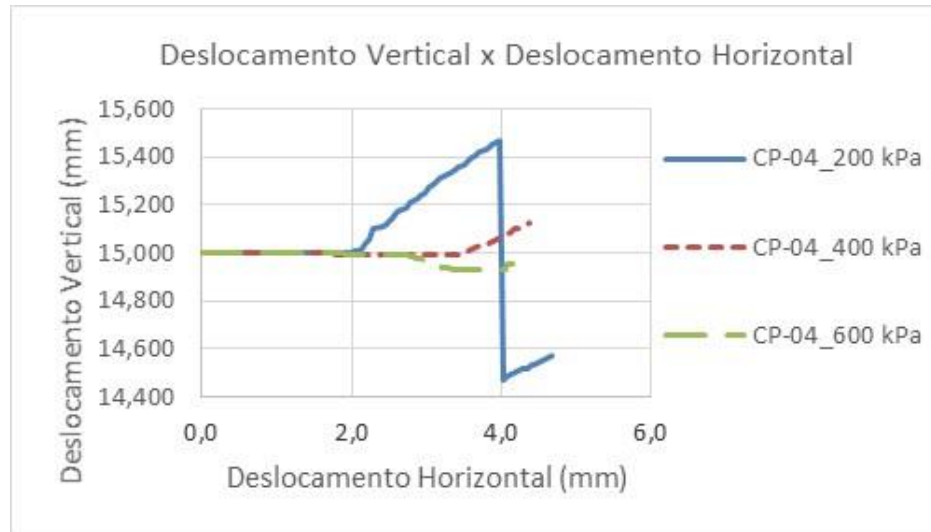
Fonte: A Autora (2022)

Figura 50 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-04.



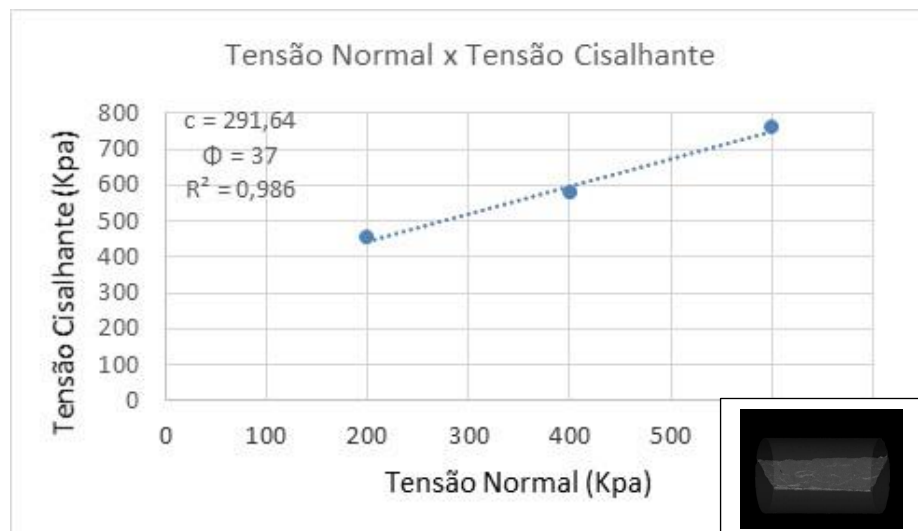
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

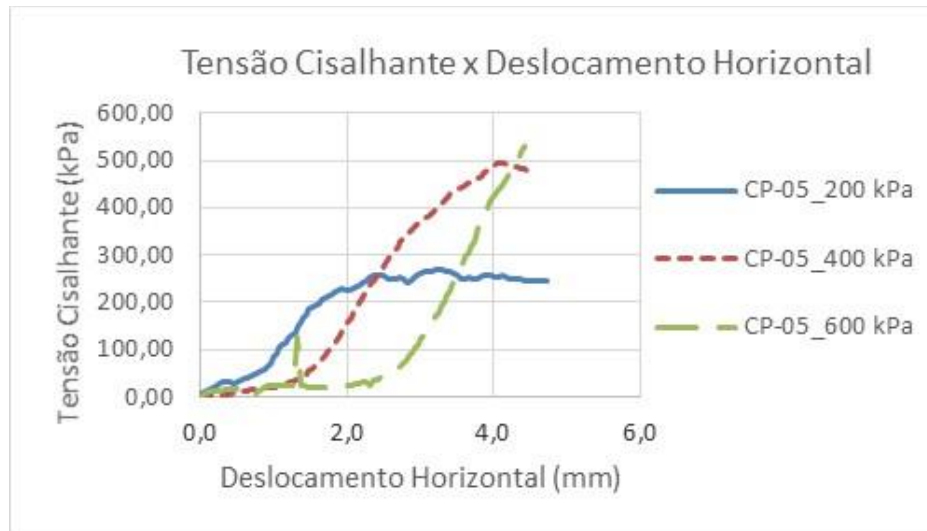
Fonte: A Autora (2022)



(c)

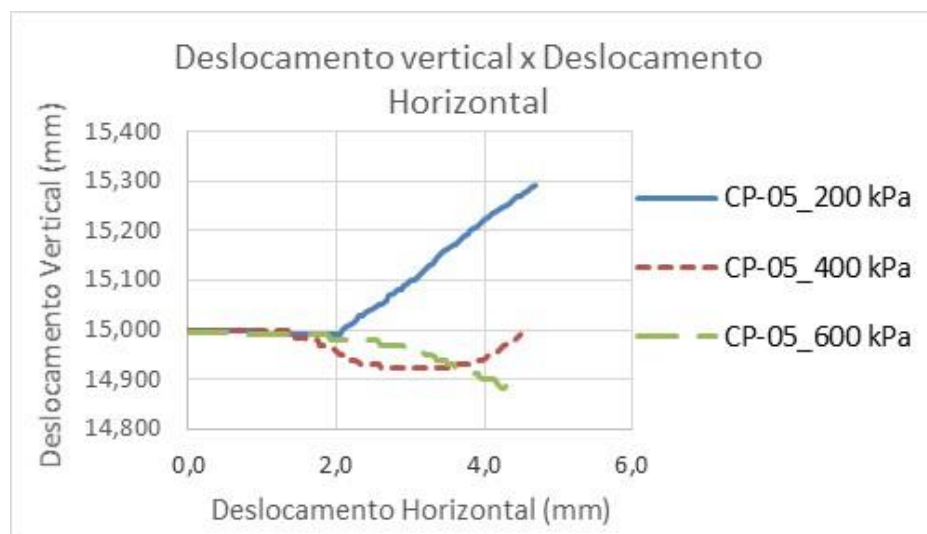
Fonte: A Autora (2022)

Figura 51 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-05.



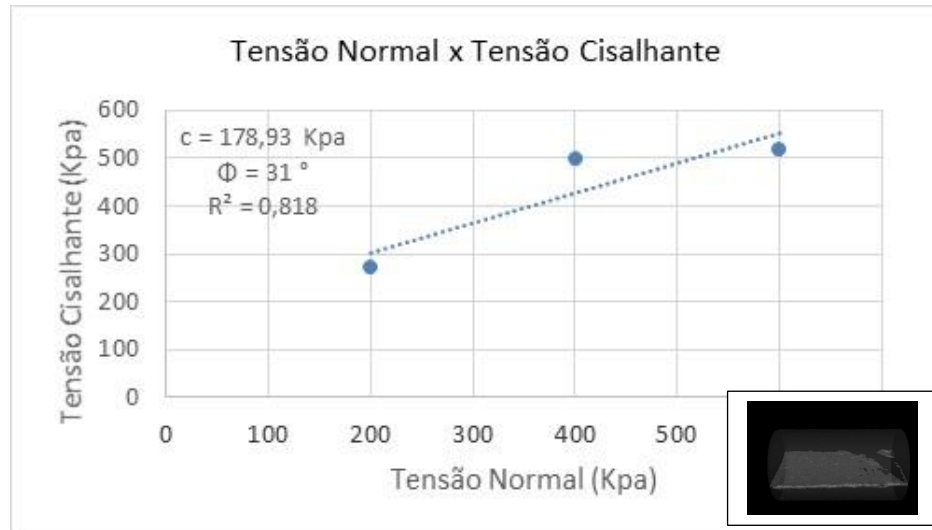
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

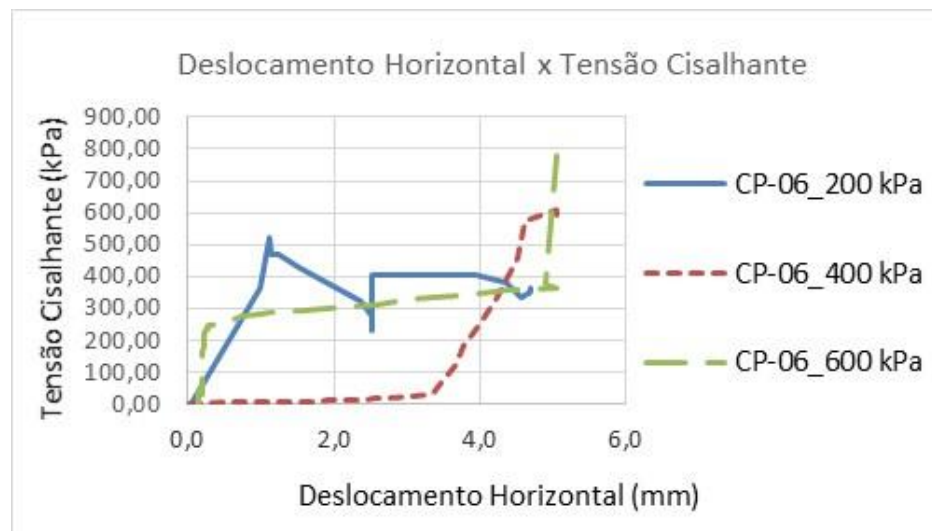
Fonte: A Autora (2022)



(c)

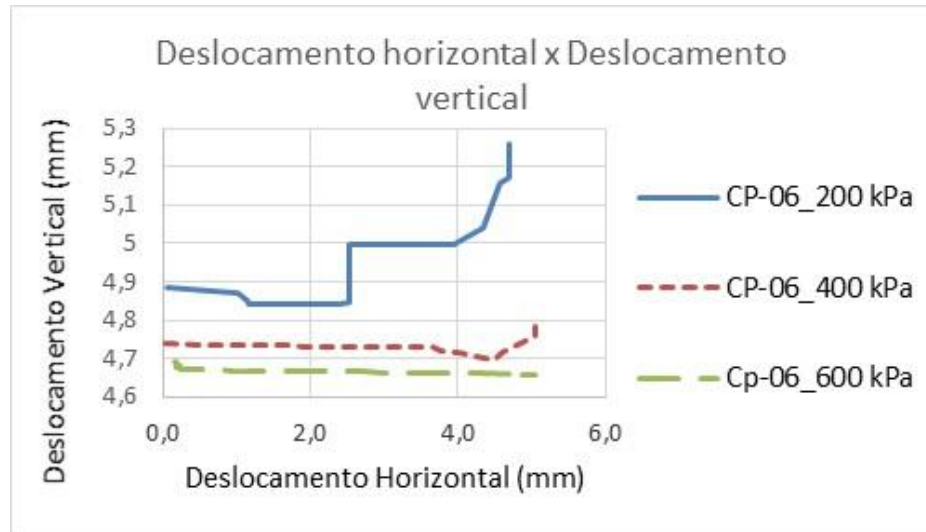
Fonte: A Autora (2022)

Figura 52 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-06.



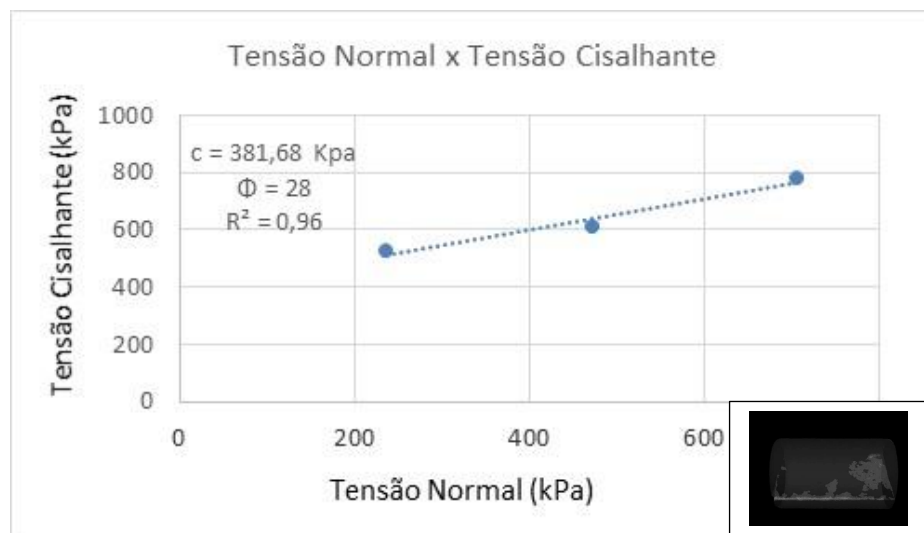
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

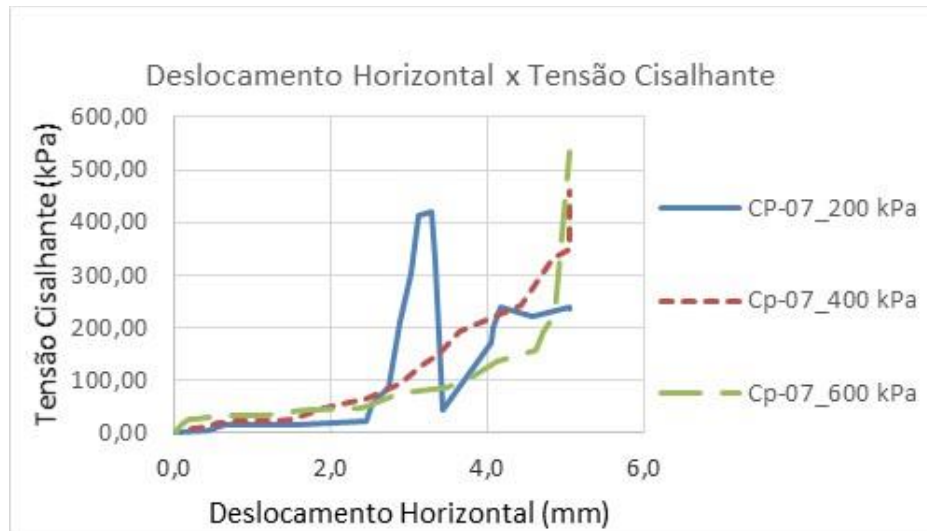
Fonte: A Autora (2022)



(c)

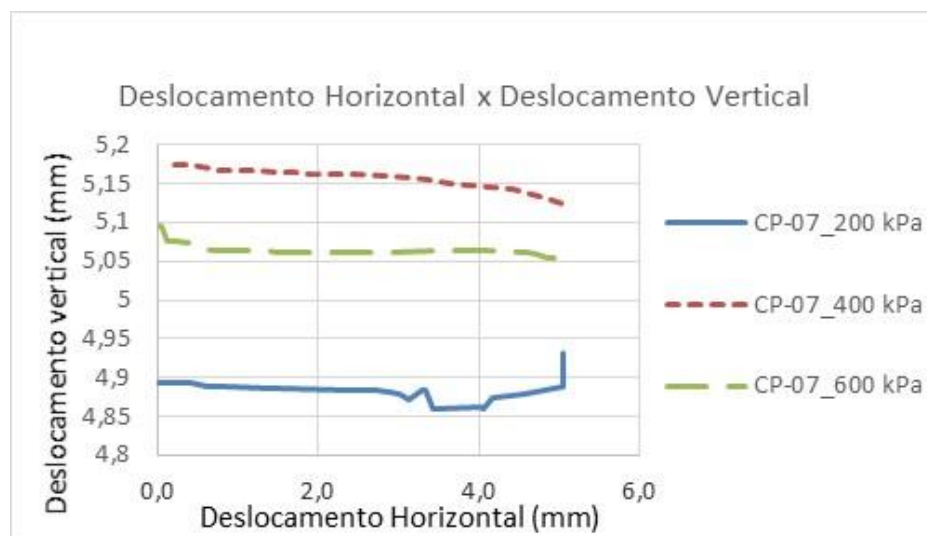
Fonte: A Autora (2022)

Figura 53 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-07.



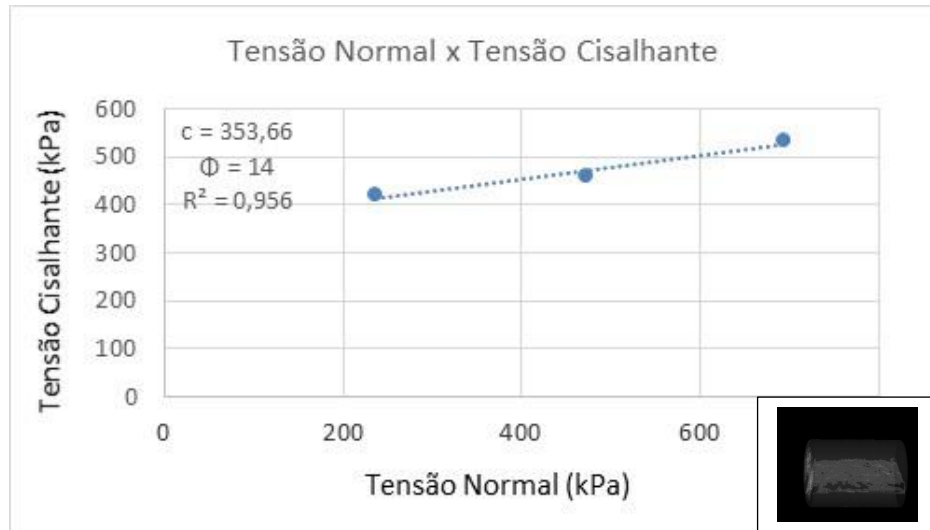
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

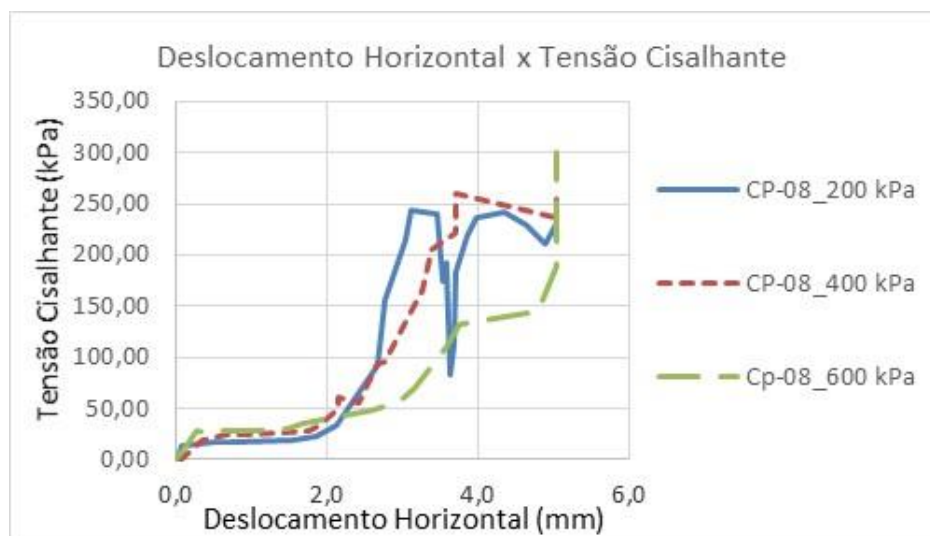
Fonte: A Autora (2022)



(c)

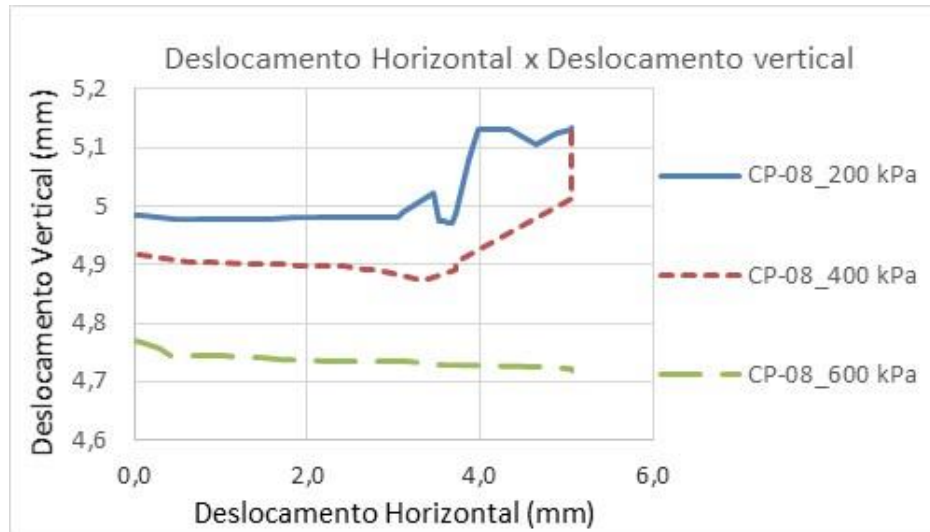
Fonte: A Autora (2022)

Figura 54 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-08.



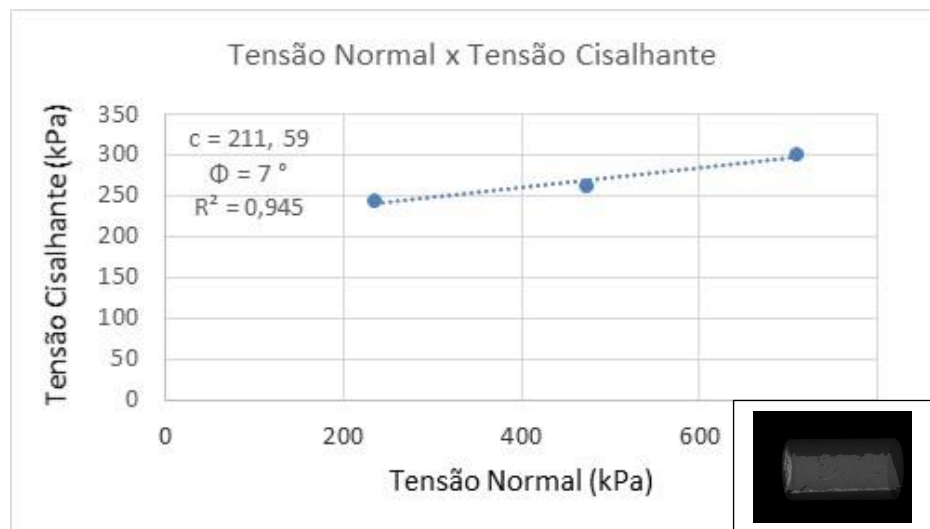
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(c)

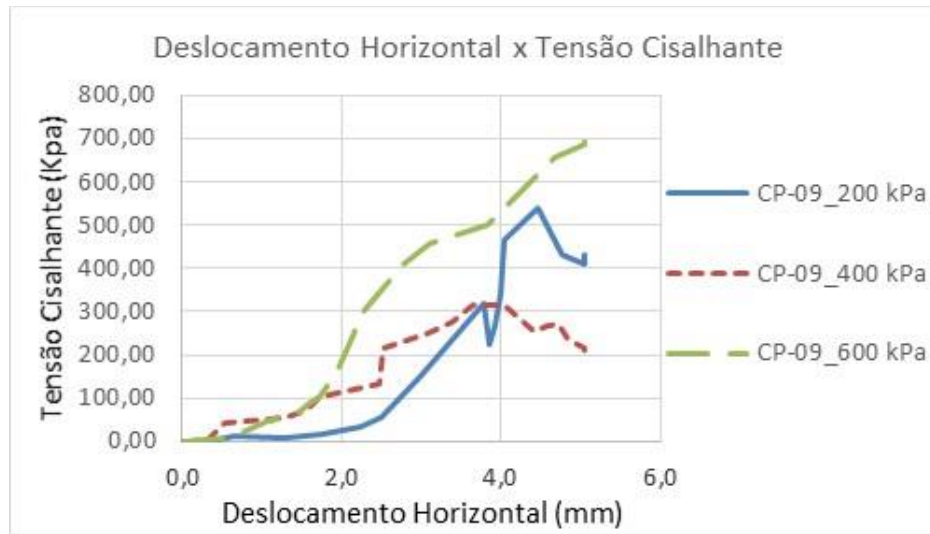
Fonte: A Autora (2022)



(c)

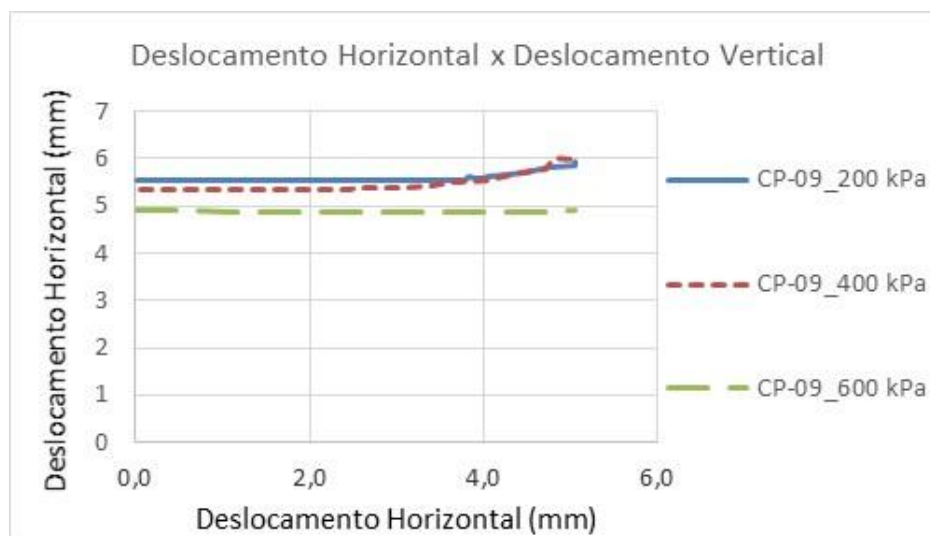
Fonte: A Autora (2022)

Figura 55 – (a) Tensão cisalhante x deslocamento horizontal, (b) deslocamento vertical x deslocamento horizontal e (c) tensão cisalhante x tensão normal do CP-09.



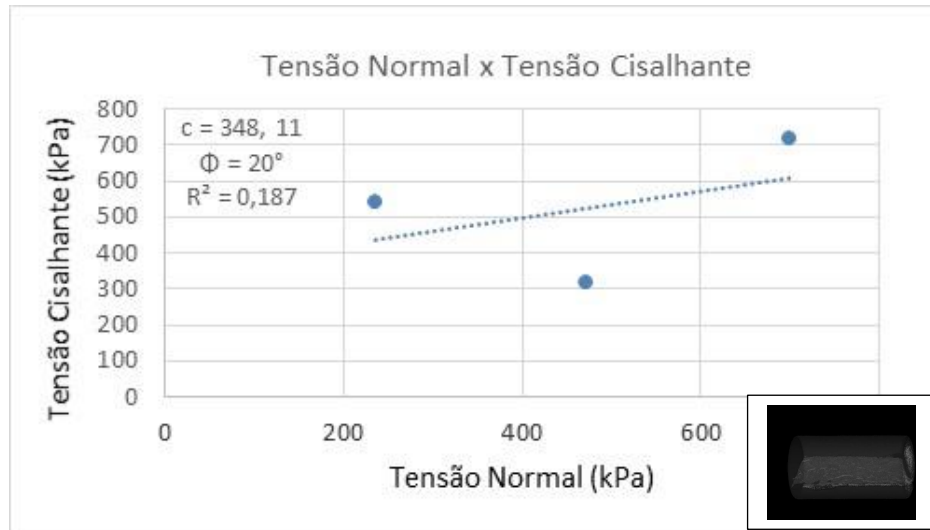
(a)

Fonte: A Autora (2022)



(b)

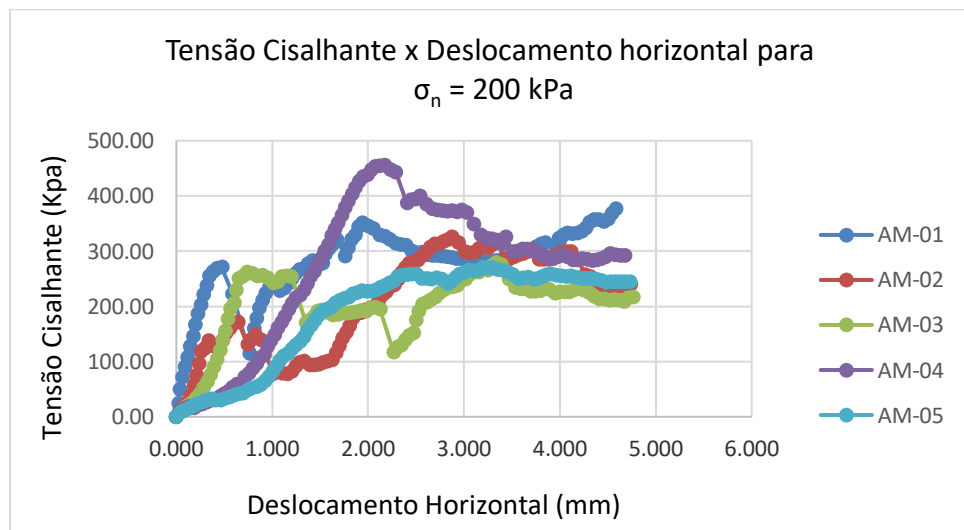
Fonte: A Autora (2022)



(c)

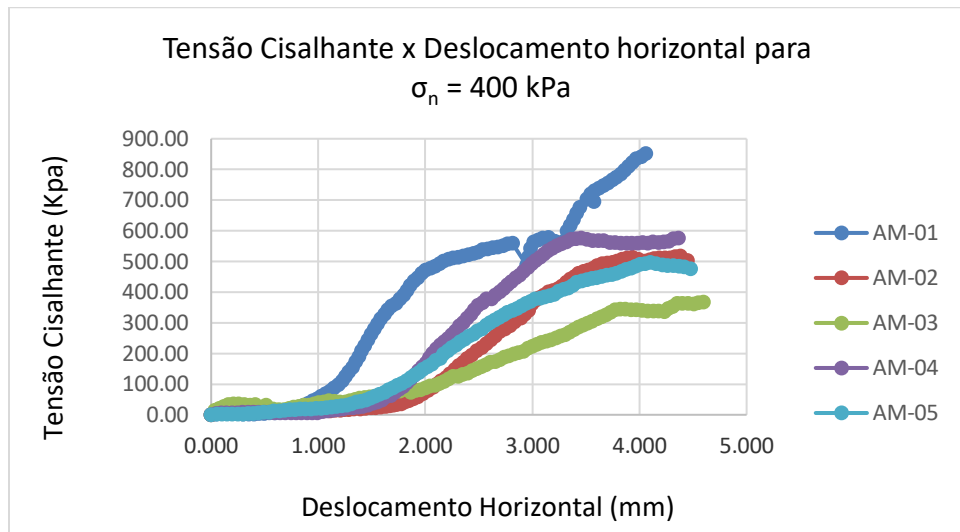
Fonte: A Autora (2022)

A seguir são mostradas as envoltórias reunidas das amostras (1 à 9) submetidas as tensão normal de 200 kPa, 400 kPa e 600 kPa, respectivamente, definindo as curvas de tensão cisalhante x deslocamento horizontal. A partir das curvas juntas é possível observar o comportamento de cada corpo de prova.

Figura 56 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 200$ kPa

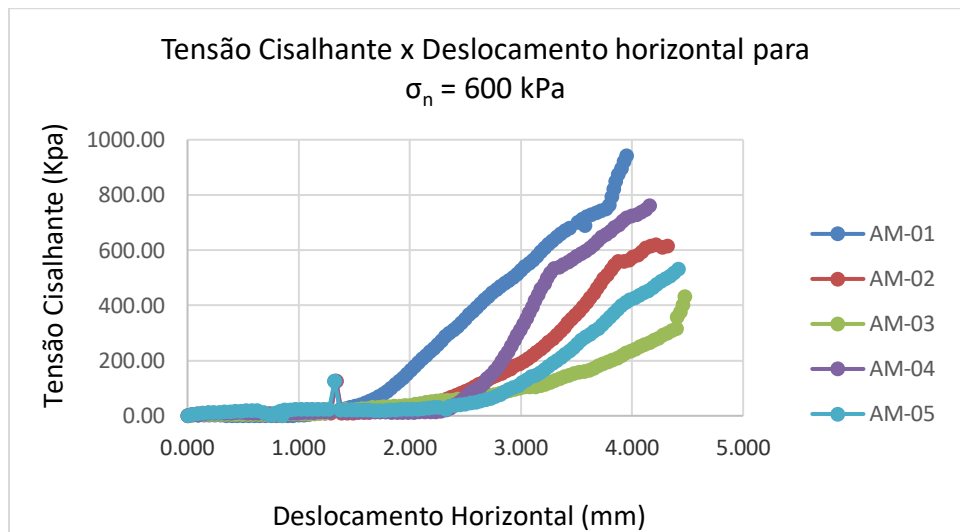
Fonte: A autora (2022)

Figura 57 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 400$ kPa



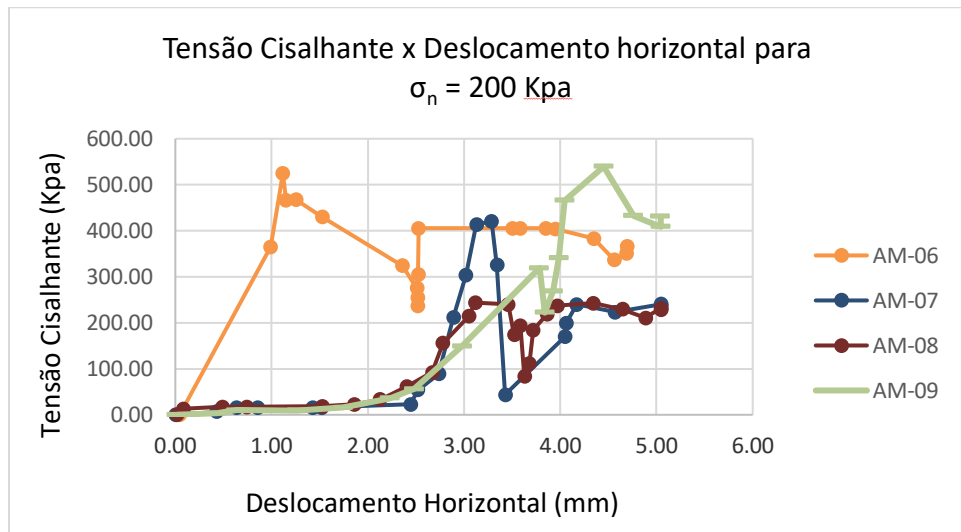
Fonte: A autora (2022)

Figura 58 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 600$ kPa



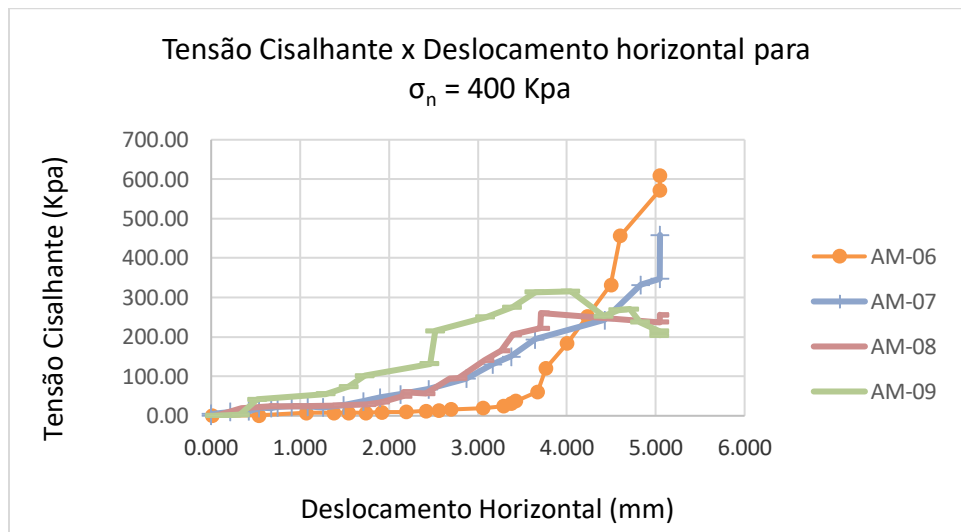
Fonte: A autora (2022)

Figura 59 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 200$ kPa



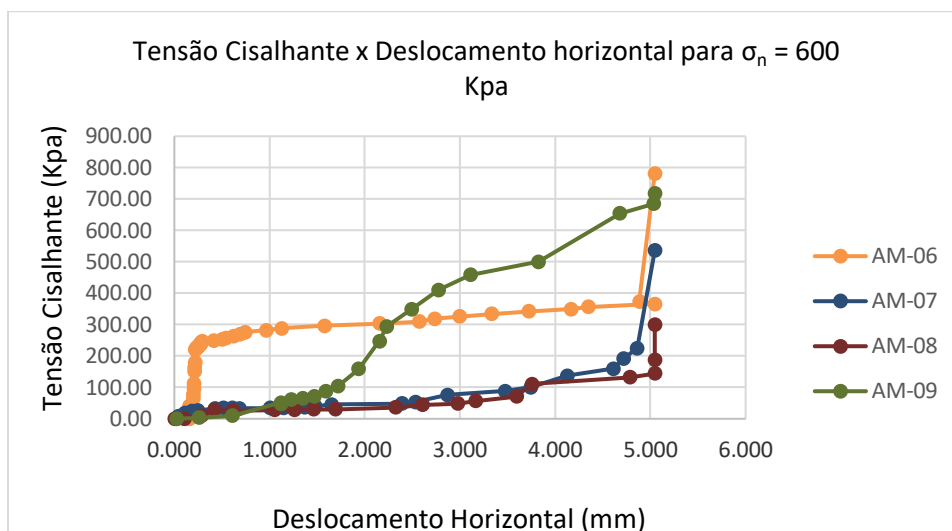
Fonte: A autora (2022)

Figura 60 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 400$ kPa



Fonte: A autora (2022)

Figura 61 –Tensão cisalhante x deslocamento horizontal para $\sigma_n = 600$ kPa



Fonte: A autora (2022)

No tópico a seguir serão analisados os valores de resistência ao cisalhamento obtidos pelas envoltórias acima, assim como os valores de coesão e ângulo de atrito para todos os corpos de prova, pela instrumentação analógica e posteriormente pela instrumentação automática.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES DAS CURVAS DE RESISTÊNCIA PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB

Este item aborda os resultados e discussões de resistência ao cisalhamento pela instrumentação analógica e automática.

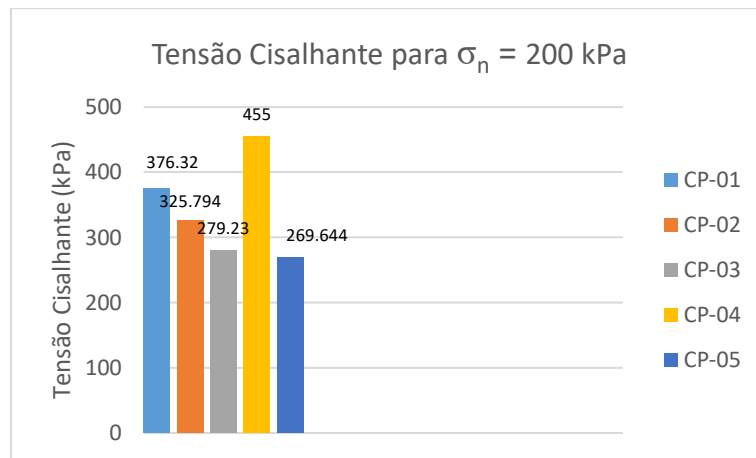
5.3.1 Resultados de Resistência ao Cisalhamento – instrumentação analógica

Inicialmente foram divididos os resultados para os CP ensaiados pelo equipamento com instrumentação analógica do equipamento com instrumentação automática. É interessante fazer essa comparação devido à distinção da instrumentação utilizada.

Assim sendo, a partir do gráfico da tensão normal x tensão cisalhante máxima, foi possível determinar a coesão e o ângulo de atrito pelo critério de Mohr-Coulomb.

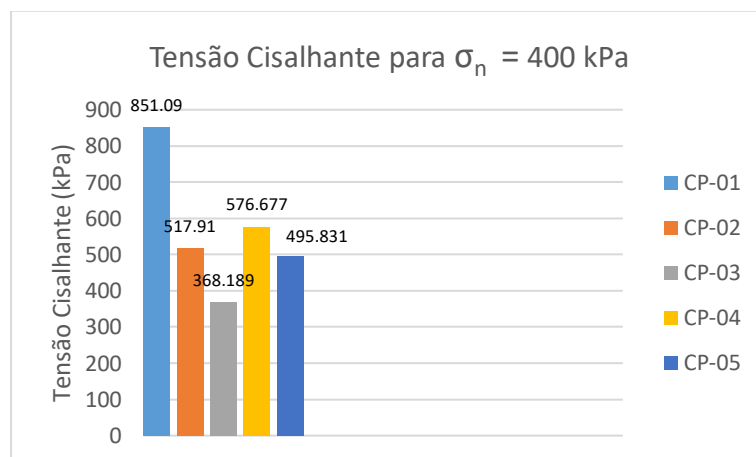
As Figuras 62, 63 e 64 mostram os resultados dos valores máximos de resistência ao cisalhamento para cada variação de tensão normal e para os cinco corpos de prova ensaiados com o equipamento com instrumentação analógica.

Figura 62 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 200 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica.



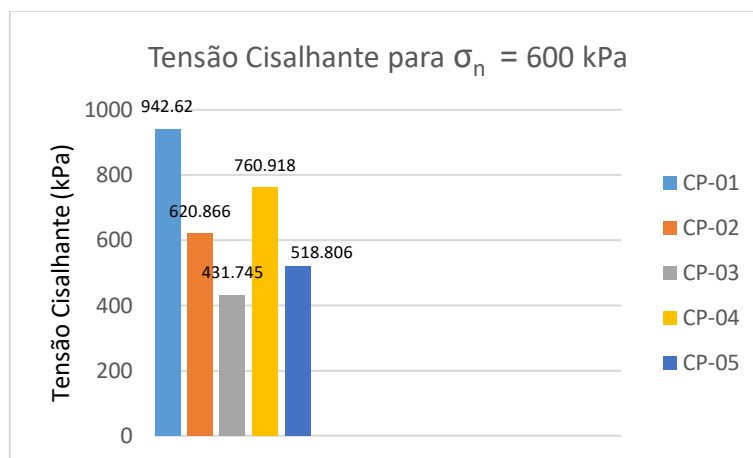
Fonte: A Autora (2022)

Figura 63 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 400 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica.



Fonte: A Autora (2022)

Figura 64 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 600 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação analógica



Fonte: A Autora (2022)

Os valores médios de tensão cisalhantes para cada valor da tensão normal aplicado (200 kPa, 400 kPa e 600 kPa) são apresentados na Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Valores médios de tensão cisalhantes

Tensão Normal	Valores médios de tensão cisalhantes
200 kPa	341 kPa
400 kPa	561 kPa
600 kPa	654 kPa

Fonte: A autora (2022)

As Figuras 62, 63 e 64 apresentaram os valores da tensão cisalhante máxima para as cinco amostras ensaiadas e para as três tensões normais aplicadas, respectivamente. Pode-se observar que este valor depende da rugosidade da descontinuidade (como o ângulo e inclinação) e da área de contato entre as faces, como será explicado posteriormente.

A relação da tensão normal com a tensão cisalhante é notória (Figuras 47a, 48a, 49a, 50a, 51a), pois as maiores tensões cisalhantes foram observadas no ensaio com a tensão normal de 600 kPa. A medida que a tensão normal aumenta observa-se que a tensão cisalhante também cresce, o que é esperado, porque haverá maior contato entre as faces superior e inferior e por isso uma maior força terá que ser aplicada para deslizar a face superior com a face inferior.

Também observa-se nas Figuras 47a, 48a, 49a, 50a, 51a que com o aumento da tensão normal a influencia da rugosidade da fratura diminui em relação ao comportamento da curva

tensão cisalhante x deformação horizontal, mostrando curvas mais continuas, sem variação da tensão.

Analisando os valores dos gráficos e das tabelas, observa-se que o valor máximo da tensão cisalhante foi de 942,62 kPa referente ao CP-01 para tensão normal de 600 kPa. No entanto, o menor valor foi de 269,64 kPa referente ao CP-5 para tensão normal de 200 kPa. Destacando os máximos valores de tensão cisalhante para primeira tensão de 200 kPa foram o CP4 com 455 kPa, para tensão normal de 400 kPa destaca-se o maior valor para o CP1 com 851,09 kPa.

Por outro lado, foi possível observar que os valores das tensões cisalhantes variam de um corpo de prova para outro, apresentando, por exemplo, valores de 431,745 kPa (CP-3) a 760,918 kPa (CP-4), para a tensão normal de 600 kPa. Esse fato pode ser justificado pela superfície da fratura que foi induzida, visto que cada corpo de prova apresentou as faces da superfície rugosa distinta umas das outras.

A dilatância é um fator importante na análise do gráfico deformação vertical x deformação horizontal, visto que pequenas tensões normais facilitam o deslizamento de uma rugosidade sobre a outra, favorecendo o efeito da dilatância. Porém, quanto maior a tensão normal menos efeitos da dilatância é observado. Pode ser verificado nos gráficos de tensão normal de 200 kPa um aumento do volume, caracterizado pela dilatância em função da rugosidade.

As discontinuidades podem apresentar material de preenchimento localizado entre suas paredes e, nesta condição, a resistência ao cisalhamento dependente das propriedades físicas e mecânicas do material de preenchimento. A resistência ao cisalhamento de discontinuidades sem material de preenchimento é função do nível de tensão normal efetivo nos planos de cisalhamentos, propriedades das paredes das discontinuidades, tipo de rocha, grau de rugosidade, tamanho da discontinuidade (efeito de escala), grau de intemperismo, presença de água. (STEFFENS, 2018).

A coesão e o ângulo de atrito são parâmetros de resistência que foram obtidos a partir do gráfico tensão normal x tensão cisalhante através da envoltória de ruptura de Mohr-Coulomb.

O ângulo de atrito é composto de uma componente de atrito da rocha (ϕ_b), de uma componente (i) relacionada às irregularidades ou asperezas da superfície e a razão entre a resistência da rocha com a tensão normal aplicada. O ângulo que a reta do gráfico tensão normal x tensão cisalhante forma com o eixo das abcissas, denomina-se ângulo de atrito interno (ϕ) e a ordenada na origem é o intercepto de coesão (c). Resumidamente pode-se

afirmar que a resistência ao cisalhamento varia linearmente com a tensão normal, sendo o coeficiente de atrito, o respectivo coeficiente de proporcionalidade.

A Figura 65 mostra os valores de ângulo de atrito obtidos através da curva tensão normal x tensão cisalhante para as cinco amostras ensaiadas.

Figura 65 – Valores de ângulo de atrito obtidos para as cinco amostras ensaiadas

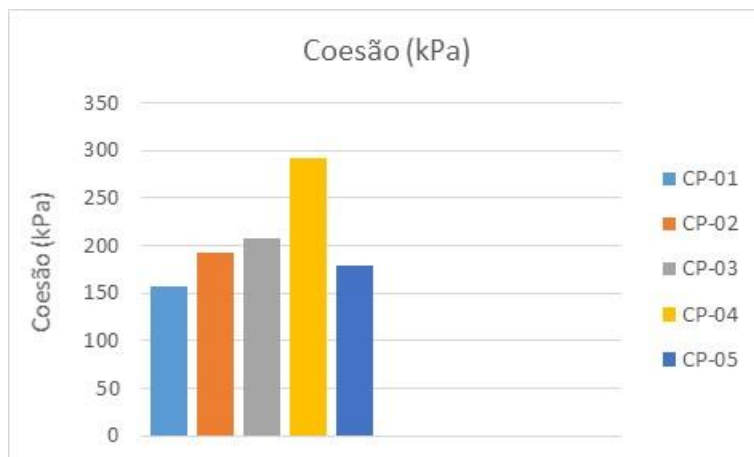


Fonte: A Autora (2022)

Observa-se na Figura 65 que o valor máximo do ângulo de atrito foi de 54° para o CP-1. Os valores do ângulo de atrito variam de forma discrepante de um corpo de prova para outro, apresentando, por exemplo, valores de 54° para o CP-1 e 20° para CP-3. A explicação dessa discrepância pode ser evidenciada pela descontinuidade que foi induzida nas rochas, tendo estas descontinuidades características diferentes para cada amostra, como foi comentado anteriormente. Então o valor do ângulo de atrito está muito influenciado pela rugosidade das faces que dependendo de seu ângulo de inclinação podem aumentar significativamente este valor.

A Figura 66 mostra os valores de coesão obtidos através da curva tensão normal x tensão cisalhante para todos os corpos de prova. E a Tabela 7 apresenta um resumo dos valores do ângulo de atrito e coesão.

Figura 66 – Valores de coesão obtidos para as cinco amostras ensaiadas



Fonte: A Autora (2022)

Tabela 5 – Resumo dos valores de ângulo de atrito e coesão da rocha carbonática sintética

CP	Coesão (kPa)	Ângulo de atrito (graus)
1	157,2	54
2	193,18	36
3	207,36	20
4	291,64	37
5	178,93	31

Fonte: A Autora (2022)

Analisando os valores de coesão da Tabela 5 e do gráfico da Figura 66, é possível observar que o maior valor de coesão corresponde a 291,64 kPa referente ao CP-4 e o menor valor de coesão 157,2 kPa do CP-1.

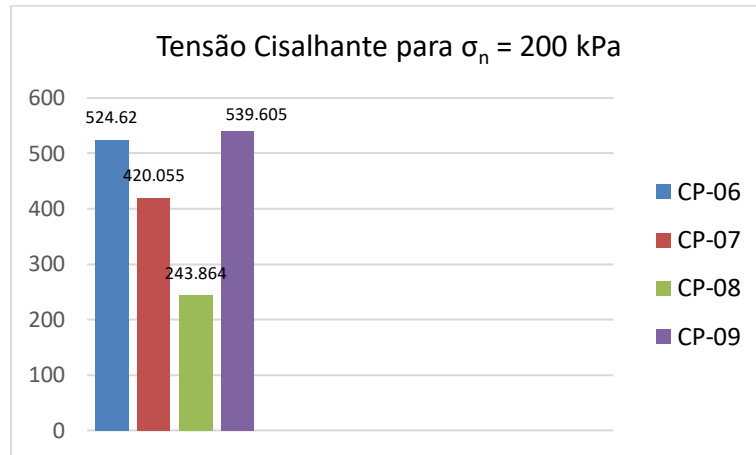
A aparente presença da coesão em rochas fraturadas resulta do “embricamento” entre as irregularidades e seu valor reflete no esforço necessário para rompê-las, sobre determinado carregamento normal. Nesse caso dos corpos de prova ensaiados, obteve-se valores altos de coesão.

5.3.2 Resultados de Resistência ao Cisalhamento – equipamento com instrumentação automática

Equitativamente, neste subitem serão apresentados os resultados dos valores máximos de tensão cisalhante para cada variação de tensão normal e para os últimos quatro corpos de prova ensaiados no equipamento com instrumentação automática. As Figuras 67, 68 e 69

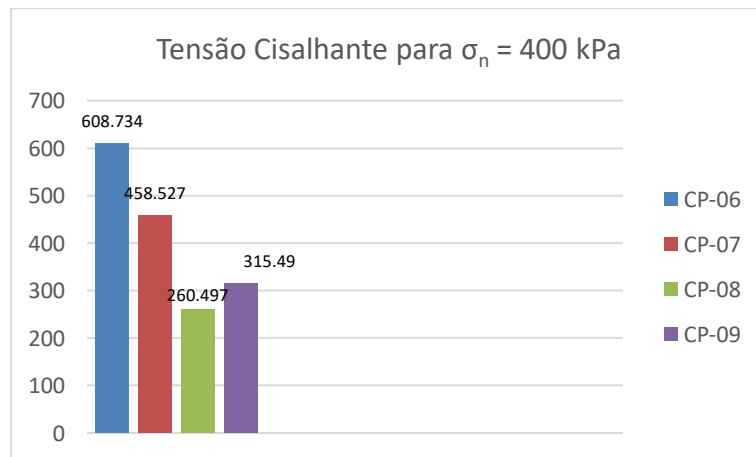
mostram os resultados da tensão cisalhante para cada tensão normal aplicada, para as quatro amostras.

Figura 67 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 200 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática.



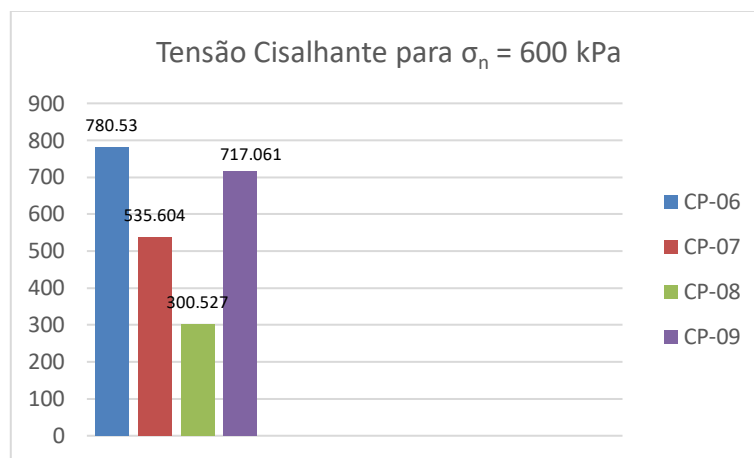
Fonte: A Autora (2022)

Figura 68 – Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 400 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática.



Fonte: A Autora (2022).

Figura 69 –Valores de tensão cisalhante para tensão normal de 600 kPa com o equipamento de cisalhamento direto com instrumentação automática.



Fonte: A Autora (2022)

Tabela 6 – Valores médios de tensão cisalhantes

Tensão Normal	Valores médios de tensão cisalhantes
200 kPa	432 kPa
400 kPa	410 kPa
600 kPa	583 kPa

Fonte: A autora (2022)

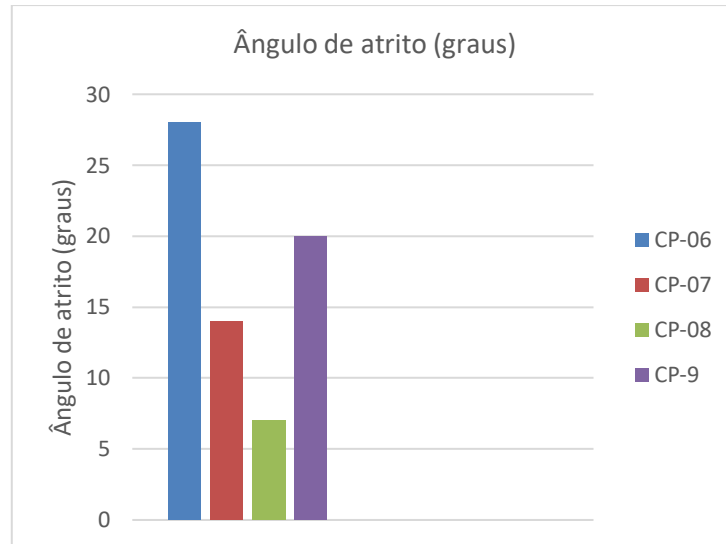
Analisando os valores dos gráficos e das tabelas, observa-se que o valor máximo da tensão cisalhante para tensão normal de 200 kPa foi de 539,605 kPa (CP9) e o menor valor de 243 kPa (CP8). Para tensão normal de 400 kPa o valor máximo da tensão cisalhante foi de 608,734 kPa (CP6) e o menor valor de 260 kPa (CP8). Para tensão normal de 600 kPa o valor máximo da tensão cisalhante foi de 780,53 kPa (CP6) e o menor valor de 300 kPa (CP8). Portanto, pode-se perceber que para todas as tensões aplicadas o CP-8 foi o que apresentou a menor tensão cisalhante e o CP-6 apresentou o maior valor.

Foi possível observar que os valores das tensões cisalhantes variam de forma discrepante de um corpo de prova para outro, como por exemplo, 524,62 kPa (CP6) para 243 kPa (CP8), para tensão de 200 kPa, 608,734 kPa (CP6) para 260,497 kPa (CP8), para tensão normal de 400 kPa e 780 kPa (CP6) para 300 kPa (CP8). Isso pode ser justificado pela circunstância da superfície da fratura induzida, visto que cada corpo de prova apresentou as faces da superfície rugosa distinta umas das outras, algumas com maior rugosidade e outras menos ásperas.

As alegações gerais sobre variações dos valores das tensões cisalhantes foram discutidas no tópico 5.4.1, assim como as propriedades dos parâmetros analisados do ensaio.

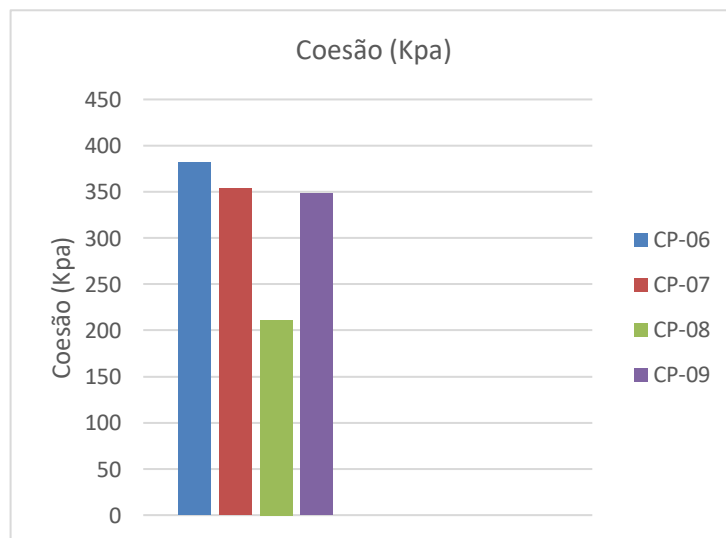
A seguir são mostrados os valores de ângulo de atrito e coesão obtidos através da curva tensão normal x tensão cisalhante, nas Figuras 70 e 71. E um resumo desses valores mostrados na Tabela 7.

Figura 70 –Valores de ângulo de atrito obtidos para as quatro amostras ensaiadas



Fonte: A Autora (2022)

Figura 71 – Valores de coesão obtidos para as quatro amostras ensaiadas



Fonte: A Autora (2022)

Tabela 7 – Resumo dos valores de ângulo de atrito e coesão

CP	Coesão (kPa)	Ângulo de atrito (graus)
6	381,68	28
7	353,66	14
8	211,59	7
9	348,11	20

Fonte: A Autora (2022)

Analisando a Figura 70, nota-se que o valor máximo para o ângulo de atrito foi de 28° para o CP-6 e o menor valor de 7° para o CP-8, da mesma forma que foi relatado sobre a tensão cisalhante, ou seja, esse comportamento já era esperado.

A explicação dessa discrepância pode ser evidenciada pela descontinuidade das rochas, e pelas aparezas que aumentam o ângulo de atrito das descontinuidades da superfície da amostra fraturada.

As descrições gerais sobre o ângulo de atrito e coesão foram discutidas no tópico 5.3.1.

Os valores máximos de coesão foram de 381,68 kPa para o CP-6 e o mínimo de 211 kPa para o CP-8.

Portanto, o CP-6 foi o que apresentou valores maiores de tensão cisalhante, ângulo de atrito e coesão e contrariamente o CP-8 apresentou valores menores desses parâmetros apresentados.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSÕES

O principal objetivo da presente dissertação foi avaliar o comportamento de cisalhamento direto após a indução de fraturas induzidas artificialmente em rochas carbonáticas sintéticas, para um entendimento mais amplo do comportamento mecânico de rochas sintéticas, utilizando para isso um equipamento de cisalhamento direto.

A metodologia cumprida de construção das amostras se mostrou adequada, ocasionando em um corpo de prova com características de rocha carbonática e a repetibilidade alcançada foi convincente, permitindo o uso de amostras sintéticas para ensaios mecânicos.

No ensaio de resistência mecânica, a resistência média à compressão axial (UCS) encontrada foi de, aproximadamente, 35 MPa, dentro da classificação de rocha carbonática, sendo considerada uma rocha carbonática moderadamente dura.

Os resultados obtidos a partir da análise petrográfica mostraram que os principais componentes presentes nas amostras eram sustentados por matriz de micrita, com fragmentos de quartzo policristalinos, matéria orgânica oxidada e fragmentos algálicos dispersos na matriz carbonática.

A metodologia proposta para a indução da fratura nos corpos de prova se mostrou adequada através do ensaio de compressão diametral, seguindo as normas da NBR 7222.

De acordo com os resultados encontrados para os nove ensaios de cisalhamento direto realizados, constatou-se que as rochas sintéticas carbonáticas apresentaram valores altos de tensão cisalhante para as três tensões normais aplicadas (200 kPa, 400 kPa e 600 kPa). Nos experimentos, foi observado um resultado com comportamento geral esperado e semelhantes comparando-se um método para o outro.

Este trabalho apresentou finalidades puramente mecânicas, sem a utilização do uso de fluido reativo, dessa forma os parâmetros geomecânicos reproduzem o conjunto de propriedades necessárias para representar as características de resistência ao cisalhamento direto e o comportamento das rochas fraturadas submetidas a esse tipo de ensaio.

O critério adotado para analisar a resistência ao cisalhamento das rochas fraturadas foi o de Mohr-Coulomb, e a partir dos resultados de tensão cisalhante, deslocamento vertical, deslocamento horizontal, conclui-se que a resistência cisalhante depende da distribuição e transmissão de cargas, no que lhe concerne é função da orientação de fraturas, rugosidade,

descontinuidades da superfície, geometria das irregularidades, da variação da tensão normal, etc.

A coesão e ângulo de atrito definem envoltórias intrínsecas de cisalhamento, nas condições de resistência de pico e residual, basicamente a presença de coesão na superfície da rocha fraturada deve-se ao “embricamento” entre as rugosidades e seu valor reflete o esforço necessário para rompê-las, sobre determinado carregamento normal.

Por conseguinte, os ensaios de cisalhamento direto, apresentaram valores elevados de tensão cisalhante, coesão, ângulo de atrito, devido a superfície rugosa da amostra.

Por fim, conclui-se que os fatores que causaram o aumento desses valores pelo comportamento geomecânico das rochas fraturadas dependem da área de contato entre as superfícies rugosas, amplitude e inclinação das descontinuidades, o atrito e a coesão ao longo das fraturas, distribuição de cargas, dentre outros.

Numa análise das medidas das propriedades petrofísicas das amostras sintéticas, os valores iniciais das porosidades foram obtidos pelo ensaio do porosímetro e em seguida análises de tomografias computadorizadas foram feitas para estimar a porosidade. A porosidade foi de 24,24 % para o porosímetro e 15,4 % para o tomógrafo, valores bem representativos para a classe de rochas carbonáticas.

Os valores de porosidade encontrados estão associados a alguns fatores como a seleção dos grãos, a forma dos grãos, a granulometria, etc. Ressalta-se que nenhuma medição foi realizada para os corpos de prova pós-cisalhamento, sendo feito apenas os escaneamentos dos nove corpos de prova para observação da fratura.

O conjunto de análises deste trabalho destinou conhecimento aos eventos decorrentes no processo geomecânico de rochas carbonáticas, estudando o plano de fraturas e agregando informação à recente tendência da utilização de ensaio de cisalhamento em rochas sintéticas, estimulando conhecimento a área de petrolífera.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Aperfeiçoar o processo de preparação de rochas carbonáticas, a fim de obter maior rebitabilidade dos ensaios e resultados mais confiáveis;
- Projetar e executar uma célula de dissolução para injeção de um fluido reativo na rocha carbonática fraturada artificialmente e analisar a influência do fluido reativo na superfície fraturada da rocha;
- Aperfeiçoar equipamento de cisalhamento direto para que seja capaz de realizar a fratura na rocha sintética diretamente no equipamento e realizar ensaios nessa situação;
- Analisar a resistência ao cisalhamento direto pelo critério de Barton;
- Realizar produção de mais amostras sintéticas e desempenhar um tratamento estatístico dos resultados obtidos;
- Realizar simulações numéricas do ensaio de cisalhamento direto utilizando códigos baseados no método dos elementos finitos.

REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT): NBR 7181 (1984) – **Análise Granulométrica.**
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT): NBR 7182 (1986) – **Solo - Ensaio de Compactação.**
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT): NBR 7222 (2011) - **Determinação da resistência à tração por compressão diametral de corpos de prova cilíndricos**
- ACOCELLA, A.; TURRINI, D. **Formation, appearance and characterization of travertine: in Sienese travertine.** Alinea, Florence, 2010, 303p.
- BARTON, N.; CHOUBEY, V. **The shear strenght of rock joints in the theory and practice.** 1977. Rock mechanics felsmechanik 10, 1-54.
- BUST, V. K.; OLETU, J. U.; WORTHINGTON, P. F. **The Challenges for Carbonate Petrophysics in Petroleum Resource Estimation.** SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 14, n. 01, p. 25–34, 2011.
- CACCIARI, P.P. **Estudo de um túnel de um maciço rochoso fraturado por investigação geológico-geotécnica e análises pelo método dos elementos distintos.** Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica, São Paulo, 2014.
- CARVALHO, L. C. (2009). **Estudio Experimental del Comportamiento Mecánico de Suelos cementados no Saturados.** Phd Thesis, Geosciences Department, Technical University of Catalunya, Spain.
- COSTA, L. F. **Tomografia computadorizada de raios-x aplicada à caracterizaçãodo espaço poroso do solo.** 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2016.
- DAS, B.M. **Fundamentos de Engenharia Geotécnica.** Tradução: All Tasks. São Paulo, SP, Thomson Learnings 2011.
- DEHLER, N. M; JR, D.Z; HATUSHIKA, R; GOMES, L. **Structural Analysis of a Core on Fractured Carbonate Reservoir : Implications for Exploration and Reservoir Modeling.** Search and Discovery Article, v. 40408, p. 10, 2008.
- DIÓGENES, A. N. **Reconstrução tridimensional de meios porosos utilizando técnicas de simulated annealing.** Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2009.
- DUNHAM, R.J. **Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture.** Memoir AAPG 1, 1962.

FEDRIZZI, R. M. **Síntese e caracterização das propriedades físicas de rochas carbonáticas artificiais**. 2015. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) - Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2015.

FERNANDES, M.A. **Simulação do estado de tensões em reservatórios carbonáticos utilizando a geomecânica das rochas e o método dos elementos finitos**. 2017. (Trabalho de conclusão de curso) – Departamento de engenharia química e de petróleo, Univeridade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2017.

FOLK, R. L. **Spectral subdivision of limestones types**. In Ham, W.E. (Ed.) Classification of carbonate rocks: Tulsa. 1962. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1.

GENESIS, G. **Estudo numérico dos efeitos das fraturas em reservatórios de petróleo**. 2018. 110 f. Dissertação (Mestrado em física aplicada)- Centro de Ciências exatas e da natureza, Universidade Federal Rural de Pernambuco, Recife, 2018.

GERSCOVICH, D. M. S. **Estabilidade de taludes**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

GRABAU, A. W. **On the classification of sedimentary rocks**. American Geologist 33, 1904, p: 228-247.

GUIA DE MINERAIS TRANSPARENTES AO MICROSCÓPIO PETROGRÁFICO. Porto Alegre, UFRGS. Departamento de Mineralogia e Petrologia, 213 p. Apostila, 2018.

HANSFORD, J., & FISHER, Q. 2009. **The Influence of Fracture Closure from Petroleum Production from Naturally Fractured Reservoirs: A Simulation Modeling Approach**. AAPG Annual Convention, 40442.

HUSSEINY, A. EL; VANORIO, T. **Synthesis of micritic carbonate analogs: Effect on velocity-pressure sensitivity and dissolution**. SEG Technical Program Expanded Abstracts, p. 2797–2801, 2013.

INTERNATIONAL SOCIETY FOR ROCK MECHANICS. The complete ISRM suggested methods for rock characterization, testing and monitoring: 1974-2006. In: Ulusay, R. & Hudson, J.A. (eds.), suggested methods prepared by the Commission on Testing Methods, ISRM. Ankara, Turkey. 2007. 628 p.

ISRM (1981). **Rock characterization, testing & monitoring: ISRM suggested methods**. Oxford: Published for the Commission on Testing Methods, International Society for rock Mechanics, editor Brown, E. T & by Pergamon Press.

JAHN, F. COOK, M; GRAHAM M; FERREIRA,D. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

KETCHAM, R.A. AND CARLSON, W.D. **Acquisition, Optimization and Interpretation of X-Ray Computed Tomographic Imagery: Applications to the Geosciences**. Computers and Geosciences, 27, 381-400, 2001.

LAMA R. D. **Mechanical behavior of jointed rock mass.** Inst. soil mech. & rock mech., Univ. Karlsruhe, Karlsruhe, Rep. K-126, 1972.

MARANGON, M. **Resistência ao Cisalhamento dos Solos.** 2009. Disponível em:
< <https://www.ufjf.br/nugeo/files/2013/06/MARANGON-M.-Dez-2018-Cap%C3%ADtulo-05-Resist%C3%A2ncia-ao-Cisalhamento-dos-Solos.pdf>>

MELLO, V.L. **Classificação de rochas carbonáticas do pré-sal com relação à composição mineralógica a partir de parâmetros elásticos.** 2020. Dissertação de Mestrado. Departamento de geologia e geofísica, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2020.

MELO, L. M. P. **Análise Numérico-experimental de Rochas Carbonáticas Sintéticas Submetidas à Injeção de Um Fluido Reativo.** 2012. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, 2012.

MUSEU HEINZ EBERT. **Museu de Minerais, Minérios e Rochas Heinz Ebert.** Rio Claro, Departamento de Petrologia e Metalogenia, Universidade Estadual Paulista, 2020.

NELSON, R. A. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs.** 2001. Gulf Professional Publishing. 352p.

NIRAULA, L. D. **Development of modified t-z curves for large diameter piles/drilled shafts in limestone for FB-pier.** 2004. 151 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Universidade da Flórida, 2004.

OLIVEIRA, A. D. **Análise das alterações físico-químicas decorrentes de ensaios de dissolução em rochas carbonáticas sintéticas.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2016.

OLIVEIRA, S.M.F. **Estudo do comportamento geomecânico e químico das fraturas de rochas carbonáticas.** 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2019.

OLIVEIRA, A. M. S.; BRITO, S. N. A. **Geologia de engenharia.** São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia, 1998.

PINTO, C. S. **Curso Básico de Mecânica dos Solos.** 1 ed. Oficina de Testes. São Paulo. 355 p. 2000.

PINTO, Carlos Sousa. **Curso Básico de Mecânica dos Solos,** 3. ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2006.

ROBERT, J.A. and Crowe, C.W. 2000. **Carbonate Acidizing Design.** In Reservoir Stimulation, ed. Economides, M.J. and Nolte, K.G., Chap. 17, 1-15, third edition. Chichester, England: Wiley.

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

SANCEVERO, S. S. **Estudo de aplicação de métodos quantitativos em dados sísmicos no processo de caracterização integrada de reservatórios.** 2007, Tese (Doutorado em Administração e Política dos Recursos Minerais) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

SCHOLLE P.A. & ULMER-SCHOLLE D.S. 2003. **A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis.** American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 77. 474 p.

SHIVOLA, J. SCHMID, R. 2007. **Recommendations by the IUGS Subcommittee on the Systematics of Metamorphic Rocks:** List of mineral abbreviations. Web version 01/02/2007.

STEFFENS, A.H.D. **Resistência de juntas de rochas naturais e alteradas artificialmente.** 2018, (Dissertação de Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

STOLL, W. J; NASCIMENTO, V. H; SANTOS, G.P. **Resistência ao cisalhamento dos solos aplicados na Engenharia Civil**, IV colóquio estadual de pesquisa multidisciplinar, II congresso nacional de pesquisa multidisciplinar, Ciência e tecnologia em busca de inovações empreendedoras, 2019.

SUGUIO, Kenitiro. **Rochas sedimentares: propriedades, gênese, importância econômica.** [S.l: s.n.], 1980.

SUGUIO, K. 2003. **Geologia Sedimentar.** Edgard Blücher Ltda./EDUSP, São Paulo, SP, 400pp.

TUCKER M.E & DIAS-BRITO D. 2017. **Petrologia Sedimentar Carbonática: iniciação com base no serviço geológico do Brasil.** Rio Claro, UNESP- IGCE-UNESPetro, Obra 3, 206 p.

VAZ, C. M. P.; CRESTANA, S.; NAIME, J. de M.; CRUVINEL, P. E. **Tomografia computadorizada de raios X ou gama**, Embrapa Instrumentação, 2014.

WENTWORTH; GRAIN SIZE CLASSIFICATION - "**A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments**", 1922.

XU S, PAYNE MA. **Modeling elastic properties in carbonate rocks.** Lead Edge. 2009;28(1):66–74. <https://doi.org/10.1190/1.3064148>.