



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

IALLY KIMBERLY DE ARRUDA COSTA

**Caracterização de rocha carbonática sintética a base de pó de calcários
laminados de afloramentos análogos**

RECIFE
2022

IALLY KIMBERLY DE ARRUDA COSTA

**Caracterização de rocha carbonática sintética a base de pó de calcários
laminados de afloramentos análogos**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil.
Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Analice França Lima Amorim

Coorientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes

Recife

2022

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

C837c Costa, Ially Kimberly de Arruda.
Caracterização de rocha carbonática sintética a base de pó de calcários laminados de afloramentos análogos / Ially Kimberly de Arruda Costa. - 2022.
86 folhas, il.; tab., abr., sigl. e símb.

Orientadora: Profa. Dra. Analice França Lima Amorim.
Coorientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

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. Epóxi. 4. Geomecânica. 5. Petrofísica. 6. Petrografia. 7. Calcário laminado. I. Amorim, Analice França Lima (Orientadora). II. Gomes, Igor Fernandes (Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2022-291

IALLY KIMBERLY DE ARRUDA COSTA

**CARACTERIZAÇÃO DE ROCHA CARBONÁTICA SINTÉTICA A BASE DE PÓ DE
CALCÁRIOS LAMINADOS DE AFLORAMENTOS ANÁLOGOS**

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

Aprovada em 22/07/2022

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Analice França Lima Amorim – UFPE

Coorientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes - UFPE

BANCA EXAMINADORA

participação por videoconferência
Prof. Dr. Tiago Siqueira de Miranda (examinador externo)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Dr.^a Flávia de Oliveira Lima Falcão (examinadora externa)
Petróleo Brasileiro

participação por videoconferência
Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães (examinador interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Para meus bisavós Manoel de Arruda Leite (*in memoriam*) e Maria Alves Leite.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus das Escrituras que criou os seres humanos e o universo no qual eles residem.

Aos meus pais Saulo André de Arruda Bernardo e Maria do Socorro de Arruda Costa pela proteção e provisão. Eles são um exemplo diário do que o amor faz.

Aos meus irmãos, Evilly Kimberly de Arruda Costa e Saulo André de Arruda Bernardo Filho. A vida teria muito menos sabor sem eles.

À minha orientadora professora Analice França Lima Amorim e ao meu coorientador professor Igor Fernandes Gomes pela confiança depositada no meu trabalho, assim como a oportunidade concedida e a disponibilidade em meio às dúvidas.

Aos técnicos Fábio Ferreira da Silva, Gutemberg Francisco Silva e Antônio Rodrigues Brito por todo direcionamento durante a realização dos ensaios. Suas dicas foram certas e sua amizade valiosa.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

“Pois assim é dito na Escritura: Eis que ponho em Sião uma pedra angular, escolhida e preciosa, e aquele que nela confia jamais será envergonhado”. (BÍBLIA, 1Pe, 2,6).

RESUMO

Rochas carbonáticas sintéticas vêm sendo empregadas para a análise de comportamento mecânico, hidráulico, químico e térmico como um complemento às rochas carbonáticas naturais que se encontram em reservatórios de petróleo e gás ao redor do mundo. Tais rochas são muito heterogêneas e têm alto custo de extração, dificultando o acesso para mais pesquisas. Características como porosidade, permeabilidade e resistência são essenciais na construção das rochas sintéticas para maior similaridade à rocha natural, o que pode ser especialmente alcançado adotando-se o pó de rocha carbonática em sua composição. Uma opção considerada para a matriz carbonática provém dos rejeitos da mineração de calcários laminados na Formação Crato, localizada no nordeste do Brasil. Essas rochas calcárias são consideradas análogas a algumas fácies das presentes em reservatórios carbonáticos em termos de natureza física e de idade. Nesse sentido, uma rocha sintética foi produzida misturando-se o pó de rocha dos calcários laminados e o epóxi, obtendo características petrofísicas, petrográficas e geomecânicas. A petrografia foi feita através da observação de lâminas finas de amostras dos plugues sintetizados e, assim como o MEV, apresentou boa representatividade com relação à rocha natural. A porosidade da rocha carbonática sintética, medida através de tomografia computadorizada, ficou em torno de 10%. A resistência uniaxial máxima e o módulos elásticos das rochas sintéticas variaram entre 64,5-101,8 MPa e 7-10,3 GPa, respectivamente. O ensaio de compressão diametral demonstrou resultados esperados da ordem de 10% do valor da resistência uniaxial. A rocha carbonática sintética produzida, portanto, mostrou-se representativa do ponto de vista geomecânico e petrofísico em relação à rocha natural, cujo protocolo de fabricação apresenta-se consolidado e em condições de permitir a incorporação de heterogeneidades mecânicas que existem em reservatórios carbonáticos como fraturas e concreções.

Palavras-chave: rocha carbonática sintética; epóxi; geomecânica; petrofísica; petrografia; calcário laminado.

ABSTRACT

Synthetic carbonate rocks have been used for the analysis of mechanical, hydraulic, chemical and thermal behavior as a complement to the natural carbonate rocks found in oil and gas reservoirs around the world. Such rocks are very heterogeneous and have a high extraction cost, making access for further research difficult. Characteristics such as porosity, permeability and resistance are essential in the construction of synthetic rocks for greater similarity to natural rock, which can be especially achieved by adopting carbonate rock powder in its composition. One option considered for the carbonate matrix comes from mining tailings of laminated limestone in the Crato Formation, located in northeastern Brazil. These limestone rocks are considered analogous to some facies of those present in carbonate reservoirs in terms of physical nature and age. In this sense, a synthetic rock was produced by mixing rock powder from laminated limestone and epoxy, obtaining petrophysical, petrographic and geomechanical characteristics. The petrography was carried out through the observation of thin sheets of samples of the synthesized plugs and, like the SEM, it showed good representation in relation to natural rock. The porosity of synthetic carbonate rock, measured by computed tomography, was around 10%. The maximum uniaxial strength and elastic modulus of synthetic rocks ranged from 64.5-101.8 MPa and 7-10.3 GPa, respectively. The diametral compression test showed expected results in the order of 10% of the uniaxial strength value. The synthetic carbonate rock produced, therefore, proved to be representative from a geomechanical and petrophysical point of view in relation to natural rock, whose manufacturing protocol is consolidated and capable of allowing the incorporation of mechanical heterogeneities that exist in carbonate reservoirs such as fractures and concretions.

Keywords: synthetic carbonate rock; epoxy; geomechanics; petrophysics; petrography; laminated limestone.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Origem dos reservatórios carbonáticos.	20
Figura 2 –	Exposição de rochas na Formação Ipubi, Nordeste do Brasil.	23
Figura 3 –	Distribuição mundial dos carbonatos.	25
Figura 4 –	Seções microscópicas de reservatórios carbonáticos. (A) um calcário granular bioclástico lixiviado com porosidade principalmente móldica; (B) um calcário granular oolítico com porosidade intergranular e microporosidade dentro dos grãos. Campo de visão em ambos cerca de 5 mm.	26
Figura 5 –	Taxa de magnitude da permeabilidade das rochas, com ênfase em vermelho para faixa de permeabilidade dos calcários, de acordo com a estimativa de Hearst et al. (2000).	27
Figura 6 –	Principais bacias sedimentares do Brasil. O retângulo vermelho indica a localização da Bacia do Araripe.	28
Figura 7 –	Modelo geológico da borda norte da Bacia do Araripe. Destaque para Formação Crato em azul.	29
Figura 8 –	Mapa de localização da Bacia do Araripe no interior da região Nordeste do Brasil. Com destaque para o quadrado azul, o qual aponta para localização dos calcários laminados da Formação Crato.	30
Figura 9 –	Amostra de laminito extraído no nível C6 na Formação Crato. Pode-se observar a variação de cores do plugue que vai de bege ao marrom na parte superior e do cinza ao cinza azulado na parte inferior.	31
Figura 10 –	Análise de XRF realizadas em amostras de laminitos da Formação Crato. Notar que na esquerda há predominância na lâmina da cor mais escura, enquanto na direita a cor mais clara.	32
Figura 11 –	Gráfico de correlação entre porosidade, permeabilidade e tamanho de grãos dos calcários laminados da Formação Crato.	32

Figura 12 –	Retirada de placas de calcário laminado por trabalhador, com a utilização de máquina de corte.	33
Figura 13 –	Exposição de um nível de calcário laminado (nível C6) da formação Crato, em uma pedreira na região de Nova Olinda, Ceará.	34
Figura 14 –	Fluxograma da fabricação de rochas artificiais.	35
Figura 15 –	Tamanho de grãos utilizados na confecção de amostras sintéticas baseados numa revisão de literatura.	37
Figura 16 –	Amostras sintéticas. a) Oliveira (2016) e b) Vieira (2018).	38
Figura 17 –	Micrografias de amostras de rochas carbonáticas sintéticas. a) AT-19, b)AT-20 e c)AT-21. A cor azul apresenta o espaço poroso.	39
Figura 18 –	Estrutura química do polímero epóxi.	40
Figura 19 –	Estrutura química do anel epóxido.	40
Figura 20 –	Diagrama de tensão versus deformação específica. A) Deformações resultantes de um ensaio de compressão; B) Curva tensão-deformação num ensaio de compressão mostrando a deformação elástica linear.	43
Figura 21 –	Deformações induzidas pela tensão uniaxial em uma amostra. A) Antes da aplicação da tensão; B) Após aplicação da tensão.	45
Figura 22 –	Diagramas esquemáticos de diferentes curvas tensão-deformação. A) Material elástico perfeito; B) Material frágil e dúctil.	45
Figura 23 –	Diagrama esquemático mostrando arranjos de carregamento para ensaio laboratorial de resistência da rocha. (a) tração uniaxial; (b) cisalhamento direto; (c) compressão uniaxial; (d) compressão biaxial; (e) compressão triaxial; e (f) compressão poliaxial.	48
Figura 24 –	Classificação do maciço rochoso quando a resistência uniaxial.	48
Figura 25 –	Métodos para calcular o módulo de Young de uma curva tensão-deformação axial. (a) Tangente do módulo para um	

	nível de tensão com uma porcentagem fixa, comumente 50% da força máxima. (b) Média da inclinação de porção linear da curva da tensão-deformação. (c) Módulo secante, de usualmente tensão zero para alguma porcentagem fixa da força máxima.	49
Figura 26 –	Principais fases do comportamento de uma rocha durante o ensaio de compressão simples. σ_{1a} - tensão de fecho das fissuras; σ_{1b} - tensão de início de fissuração; σ_{1c} - tensão limite de fissuração; σ_{1d} - tensão de resistência máxima (UCS).	50
Figura 27 –	Configuração proposta para realização do ensaio de tração.	52
Figura 28 –	Etapas da síntese da rocha carbonática.	53
Figura 29 –	Aquisição e preparo do material carbonático. A) Blocos de laminitos utilizados; B) Britador no qual os blocos foram lançados; C) Moinho; D) Detalhe para a rocha britada dentro do moedor; E) Diferença entre a rocha britada e moída; F) Resina epóxi e curador dentro de recipiente a serem misturados; G) Pó de análogo já peneirado a ser misturado com o epóxi; H) Compactação estática da mistura.	54
Figura 30 –	Rochas carbonáticas sintéticas.	55
Figura 31 –	Vista interna do tomógrafo no DEN.	56
Figura 32 –	Equipamento para realização do MEV/EDS. A) Vista externa do MEV com o EDS acoplado; B) Fragmentos da amostra sintética e pó de rocha sobre fita de carbono para realização da análise.	57
Figura 33 –	Arranjo na prensa para realização do ensaio uniaxial. A) Calcário laminado; B) Rocha carbonática sintética.	58
Figura 34 –	Testemunhos de calcários laminados.	59
Figura 35 –	Arranjo da prensa para realização do ensaio de compressão diametral em rochas sintéticas.	60
Figura 36 –	Resultado do ensaio de granulometria no pó do análogo.	62
Figura 37 –	Micrografias obtidas a partir da lâmina delgada de uma amostra de laminito. A) Matriz predominantemente	

- constituída por micrito; B) Laminação plano-paralela de cor amarronzada no centro (seta vermelha); C) Detalhe para nível de pirita; D) Fósseis podem ser encontrados na mesma, detalhe para o ostracode. 63
- Figura 38 – Micrografias obtidas a partir de lâminas delgadas da amostra sintética AMB. A) Fragmentos de laminito com diversos tamanhos (setas brancas), imersos na matriz composta pela resina épxi (E). B) Outro detalhe da matriz de resina (E) e de grãos dos laminitos desintegrados (setas brancas) flutuando na matriz de resina. C) Finos cristais isolados de pirita (Pi) estão flutuando na matriz de épxi. Um poro aparece no centro da imagem e deve ter se formado devido ao processo de mistura irregular da resina com o pó análogo. D) Detalhe de uma região da rocha sintética que é dominado pela matriz de resina de épxi, e onde finas partículas de laminitos estão dispersas flutuando na matriz no centro da foto. A distinção entre as arestas das finas partículas de laminitos (coloração clara) e a matriz (massa amorfa formada por finos cristais de coloração marrom) é facilitada pela diferença de cor desta última em relação aos componentes oriundos dos laminitos. 64
- Figura 39 – Porosidade de amostras carbonáticas sintéticas. 67
- Figura 40 – Imagens de MEV da amostra sintética AM38. A) e B) Detalhe da matriz criada pela resina de épxi com textura amorfa e muito fina. A resina envolveu pedaços do calcário laminado (seta branca) além de cristais desagregados durante o processo de moagem. C) Detalhe dos fragmentos líticos do laminito, bem como de cristais de calcita envolvidos pela matriz de épxi. D) As setas brancas mostram romboedros de calcita envolvidos pela matriz de épxi. 68
- Figura 41 – Análise química do material moído do calcário laminado (sem épxi) utilizando a EDS. 69
- Figura 42 – Análise química da rocha sintética utilizando a EDS. 69

Figura 43 –	Curvas de tensão <i>versus</i> deformação de amostras de calcário laminado (rocha natural).	71
Figura 44 –	Curvas de tensão <i>versus</i> deformação das amostras de rocha carbonática sintética.	73
Figura 45 –	Curvas de tensão <i>versus</i> deformação dos calcários laminados e rochas carbonáticas sintéticas, com destaque em vermelho para o trecho elástico (20-40 MPa).	75
Figura 46 –	Diferentes tipos de rupturas da rocha carbonática sintética. A) Fratura em diagonal; B) Múltiplas fraturas; C) Fratura axial.	75
Figura 47 –	Fratura em diagonal vista através das imagens da tomografia. A) e B) vistas laterais; C) topo da amostra.	76
Figura 48 –	Curvas tensão <i>versus</i> deformação do ensaio de compressão diametral nas rochas carbonáticas sintéticas.	76
Figura 49 –	Diferentes modos de ruptura observadas no ensaio de compressão diametral em rochas carbonáticas sintéticas. A) Apenas uma fratura; B) e C) Múltiplas fraturas.	77
Figura 50 –	Ensaio de compressão diametral em rocha carbonática sintética. A) Antes da ruptura; B) Após a ruptura.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Dimensões dos laminitos.	59
Tabela 2 –	Dimensões das amostras carbonáticas sintéticas para ensaios de tração.	60
Tabela 3 –	Peneiramento da pó análogo dos laminitos.	62
Tabela 4 –	Porosidade de um testemunho de laminito e das rochas carbonáticas sintéticas.	66
Tabela 5 –	Resultados dos ensaios uniaxiais nos laminitos (rocha natural).	70
Tabela 6 –	Coefficiente de Poisson para testemunhos de laminitos.	72
Tabela 7 –	Resultados dos ensaios de compressão diametral em rochas carbonáticas sintéticas.	73
Tabela 8 –	Coefficiente de Poisson para amostras carbonáticas sintéticas.	74
Tabela 9 –	Resultados dos ensaios de compressão diametral nas rochas carbonáticas sintéticas.	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASTM	Sociedade Americana para Testes e Materiais
DEN	Departamento de Energia Nuclear
DGEO	Departamento de Geologia
EDS	Estereoscopia da energia dispersiva de raio-X
FRX	Espectroscopia de fluorescência de raio-X
ISRM	Sociedade Internacional de Mecânica das Rochas
LDN	Laboratório de Dispositivos e Nanoestruturas
LGEOMEC	Laboratório de Geomecânica
LVDT	Transformador linear varável diferencial
MEV	Microscopia eletrônica de varredura
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	Tensão
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões
F	Força
A	Área
ε	Deformação específica
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformações
Δl	Dimensão deformada
l_0	Dimensão inicial
σ_x	Tensão média das forças atuando na direção x
E	Módulo de elasticidade (módulo de Young)
ε_x	Deformação específica axial
ν	Coefficiente de Poisson
ε_y	Deformação específica transversal
E_{sec}	Módulo de Young secante
E_{tan}	Módulo de Young tangente
$\Delta\varepsilon$	Incremento diferencial de deformação
σ_t	Tensão de tração indireta
P	Força máxima aplicada
T	Espessura da amostra
D	Diâmetro da amostra

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO	20
1.2	OBJETIVOS	21
1.2.1	Objetivo geral	21
1.2.2	Objetivos específicos	22
2	REFERENCIAL TEÓRICO	23
2.1	TIPOS DE ROCHAS	23
2.1.1	Rochas carbonáticas	24
2.2	CALCÁRIOS LAMINADOS	28
2.2.1	Localização e caracterização	28
2.3	ROCHA SINTÉTICA	34
2.3.1	Rocha carbonática sintética	35
2.3.1.1	<i>Material ligante: Epóxi</i>	40
2.4	COMPORTAMENTO MECÂNICO DAS ROCHAS	46
2.4.1	Ensaio mecânicos	46
2.4.1.1	<i>Ensaio de compressão uniaxial</i>	46
2.4.1.2	<i>Ensaio de compressão diametral</i>	50
3	METODOLOGIA	53
3.1	AQUISIÇÃO E PREPARO DO MATERIAL CARBONÁTICO	54
3.2	DOSAGEM DA MISTURA E PROTOCOLO DE COMPACTAÇÃO	55
3.3	CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA, TOMOGRÁFICA E MINERALOGICA DOS PLUGUES	56
3.4	ENSAIOS GEOMECÂNICOS	57
3.4.1	Ensaio de compressão uniaxial	57
3.4.2	Ensaio de compressão diametral	59
4	RESULTADOS	61
4.1	CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA, TOMOGRÁFICA E MINERALOGICA DOS PLUGUES	61
4.1.1	Granulometria	61
4.1.2	Petrografia	62
4.1.3	Tomografia	65

4.1.2	Microscopia eletrônica de varredura	67
4.2	ENSAIO DE COMPRESSÃO UNIAXIAL	70
4.2.1	Calcários laminados	70
4.2.2	Rocha carbonática sintética	72
4.3	ENSAIO DE COMPRESSÃO DIAMETRAL	76
5	CONCLUSÕES	79
	REFERÊNCIAS	81

1 INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera concentra parte de seus recursos econômicos em operações de extração de hidrocarbonetos e o domínio de tecnologias e métodos exploratórios é essencial para que se possa aproveitar ao máximo as reservas de óleo e gás. (OLIVEIRA, 2016)

Grande parte dessas reservas estão em arenitos e rochas carbonáticas (PGT, 2010), sendo que um reservatório convencional apropriado deve ser poroso, permeável e conter hidrocarbonetos suficientes para que seja economicamente viável sua exploração (AADNOY & LOOYEH, 2014).

No Brasil por exemplo, as maiores acumulações descobertas estão no pré-sal, que é uma formação rochosa localizada no subsolo da costa brasileira, o qual é composto por rochas reservatórios carbonáticas muito heterogêneas e possivelmente fraturadas (MIRANDA,2015).

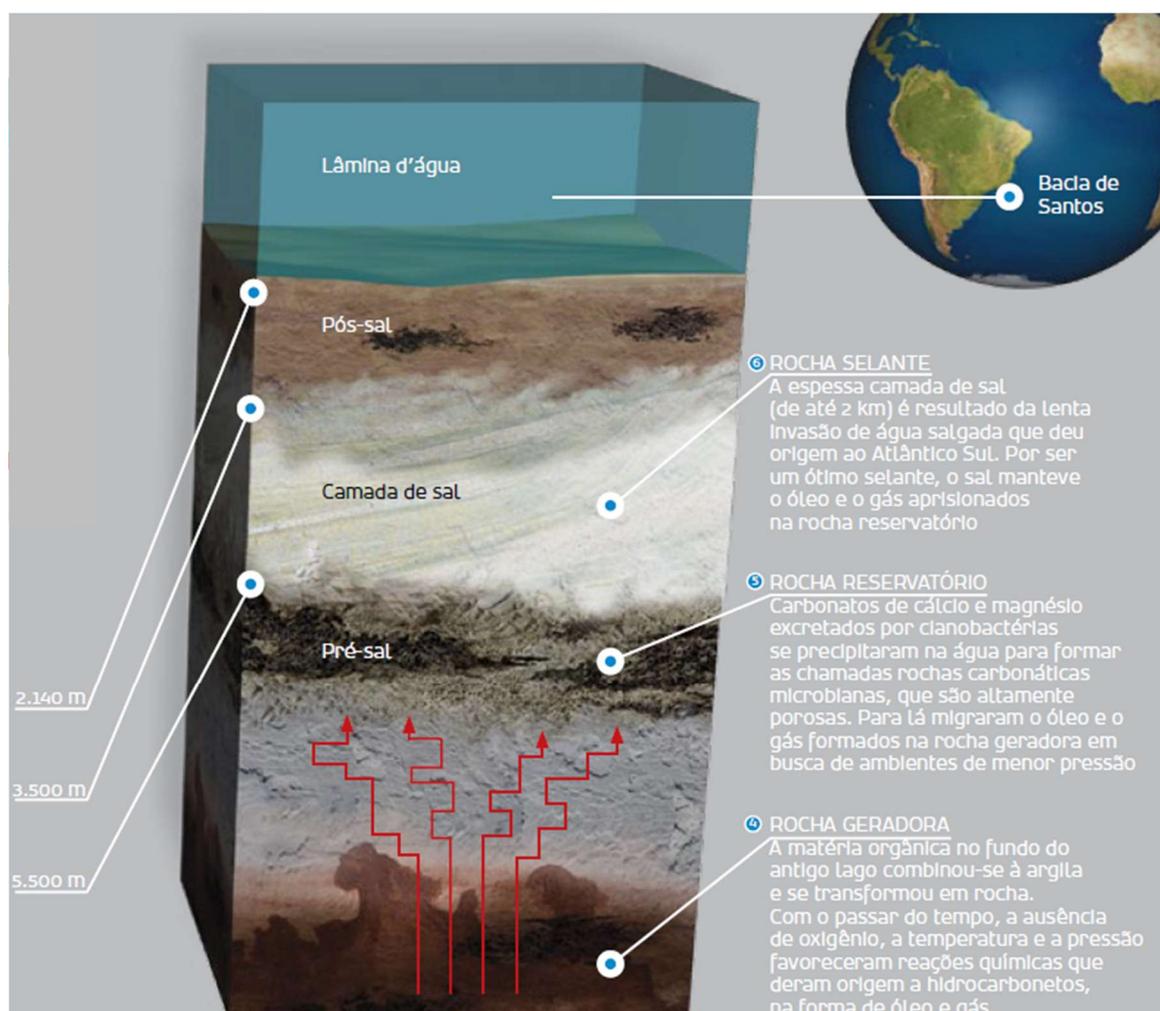
Na Figura 1, há a representação de um dos campos do pré-sal que é a Bacia de Santos. Essa bacia se estende por uma área de 149 mil quilômetros quadrados, possuindo uma das maiores reservas de petróleo do Brasil. Também é possível notar a extensa camada de sal, que atinge espessuras na ordem de 2 mil metros. (PETROBRAS, 2022)

A caracterização mecânica desse conjunto de rochas é muito importante, especialmente a rocha reservatório, pois leva à determinação de propriedades de resistência e das tensões máximas que a rocha suporta. Qualquer perturbação do sistema original rochoso impactará substancialmente na exploração e produção de hidrocarbonetos. Nesse sentido, são utilizados ensaios laboratoriais, como os ensaios uniaxial, triaxial e de compressão diametral, para obter propriedades mecânicas da rocha.

Existe, contudo, uma dificuldade relacionada à obtenção de amostras homogêneas e de boa repetibilidade de campo para ensaios em laboratório. Um meio alternativo para estudar essas propriedades são as amostras de afloramentos análogos carbonáticos. Tais amostras têm características similares das rochas reservatório carbonáticas, aliadas à facilidade de obtenção de amostras para ensaios.

Analogamente, a síntese de rochas carbonáticas vem ganhando cenário, pois, além do material carbonático como matriz, é possível ter um melhor controle quanto à repetibilidade das amostras no laboratório (OLIVEIRA, 2016).

Figura 1 - Rochas que compõem a subsuperfície de um dos campos do pré-sal, a Bacia de Santos.



Fonte: Modificado de Christante (2009).

Diante do exposto, o presente trabalho abordará esses dois meios alternativos: a adoção de afloramentos análogos como material principal; e este utilizado na composição de rochas carbonáticas sintéticas, com fim de fornecer contribuições nesse ramo do estudo científico.

1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

Reservatórios carbonáticos contém uma parte expressiva de reservas de óleo no mundo. Contudo, a produção desses reservatórios apresenta muitos desafios à indústria petrolífera, pois tais rochas possuem um sistema permoporoso complexo. Esses desafios se tornam mais significativos em ambientes marítimos a grandes profundidades. (PIZARRO *et al.*, 2012)

Existe um alto custo para extração de amostras na subsuperfície, associado à dificuldade de obtê-las de maneira representativa, pois elas são muito heterogêneas. Com isso, rochas carbonáticas sintéticas vêm sendo utilizadas como uma alternativa às rochas naturais, pois é possível predeterminar nelas características de rochas naturais com um custo menor. (FEDRIZZI *et al.*, 2018)

Assim, a finalidade é produzir rochas sintéticas com características físicas e mecânicas conhecidas, tais como: tamanho dos grãos, concentração de materiais cimentantes, composição mineralógica e comportamento mecânico, o que auxilia para maior entendimento dos efeitos a que tais rochas são submetidas em condições *in situ* (no ambiente original), buscando-se levar esses resultados para a grande escala.

Um ponto importante é a obtenção de uma matriz carbonática a ser empregada na construção da rocha sintética, e os afloramentos análogos podem ser a fonte deste material. A exemplo disso, na Bacia do Araripe, mais especificamente na Formação Crato, existem os afloramentos de calcários laminados, rochas estas consideradas análogas a algumas fácies das rochas de reservatórios carbonáticos (MIRANDA, 2015). Esses laminitos, como também são chamados, apresentam uma importante atividade econômica para região, pois são usados para diversos fins na construção civil através de minerações. Tal exploração resulta em significativa quantidade de rochas inutilizadas (rejeitos), descartadas na forma de pilhas no entorno da mineração.

Nesse sentido, foi utilizado o calcário laminado como matéria prima principal da rocha carbonática sintética produzida. Primeiro, porque os laminitos apresentam similaridade a algumas fácies dos reservatórios carbonáticos do pré-sal em termos de natureza física e de idade (MIRANDA, 2015), e, segundo, como uma forma de reutilizar o material descartado, pois pode ser aproveitado para outros fins na construção civil.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O presente estudo teve como principal objetivo fabricar e caracterizar uma rocha carbonática sintética, análoga a uma rocha natural, utilizando pó de calcário laminado.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desse trabalho foram:

1. Sintetizar rochas carbonáticas utilizando pó de calcário laminado com propriedades (tamanho de grão, mineralogia e cimentação) conhecidas, resistentes e representativas de rochas naturais;
2. Caracterizar as rochas carbonáticas sintéticas realizando ensaios petrográficos e petrofísicos;
3. Determinar parâmetros de resistência da rocha carbonática sintética através de ensaios de compressão uniaxial (UCS, módulo elástico e coeficiente de Poisson);
4. Realizar ensaios de compressão diametral para determinação da resistência à tração da rocha;
5. Obter parâmetros de resistência de amostras de calcário laminado com o objetivo de representar, conjuntamente, o comportamento da rocha natural e da rocha sintética;

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A base para o entendimento da metodologia e resultados da caracterização das rochas carbonáticas passa pelo entendimento dos tipos de rochas, com foco nas rochas calcárias, especialmente os calcários laminados utilizados como matriz na síntese das amostras. Uma revisão de literatura sobre rochas sintéticas e ensaios mecânicos também segue como fundamento para uma melhor discussão subsequente.

2.1 TIPOS DE ROCHAS

As rochas são agregados de uma ou mais espécies de minerais e constituem unidades mais ou menos definidas da crosta terrestre (Figura 2). Os minerais que a constituem são todas as substâncias inorgânicas naturais de composição química e estrutura definida. (CHIOSSI, 1979)

Figura 2 – Exposição de rochas da Formação Ipubi e da Formação Romualdo, na Mina Campevi, município de Araripina -PE.



Fonte: Miranda (2015).

As rochas podem ser mais resistentes, como o granito, calcários, sienitos e gabros, ou menos resistentes e friáveis como argilas, folhelhos e arenitos. Elas podem ser chamadas de simples ou compostas a depender de sua composição mineral. As rochas simples são constituídas por apenas um mineral, como o mármore, que é usualmente formado só de cristais de calcita (CaCO_3). As rochas compostas, no entanto, tem em sua composição mais de um mineral, como é o caso do granito, que é um conjunto de quartzo, feldspato e micas. (CHIOSSI, 1979)

A depender da sua origem, as rochas podem ser classificadas em três grandes grupos: rochas metamórficas, magmáticas e sedimentares.

As rochas metamórficas se originam das rochas sedimentares e magmáticas pela ação da pressão, da temperatura e de soluções químicas em outra rocha qualquer, e, como exemplo, tem-se os gnaisses e mármore. (CHIOSSI, 1979)

As rochas magmáticas são as formadas pelo magma, material que está em estado de fusão no interior da terra, mas consolidou em virtude do resfriamento. Exemplo seriam os granitos e basaltos. (CHIOSSI, 1979)

As rochas sedimentares são formadas por materiais derivados da decomposição e desintegração de qualquer rocha. Através de agentes transportadores, ocorre a deposição e consolidação dos sedimentos nas regiões de topografia mais baixa (bacias, vales e depressões). Depois, pelo peso das camadas ou pela ação diagenética, consolidam-se formando a rocha sedimentar. Também são chamadas de exógenas, por se formarem na superfície da terra e estratificadas por apresentarem normalmente camadas. (CHIOSSI, 1979)

2.1.1 Rochas carbonáticas

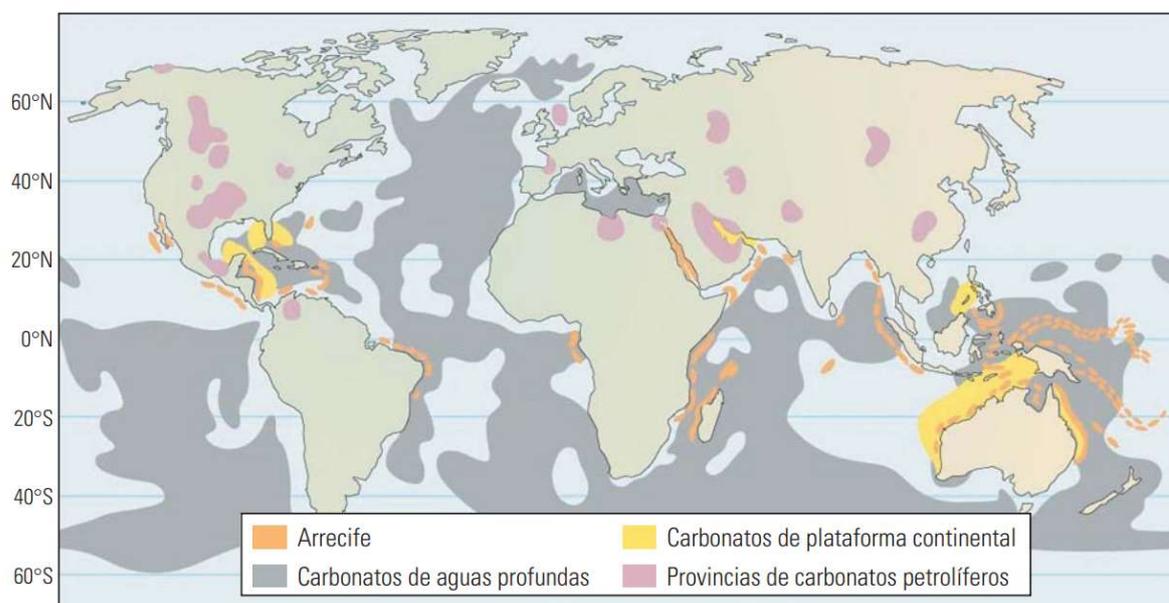
Dentre as rochas sedimentares existem as rochas carbonáticas. Elas podem ser detríticas, as quais são constituídas da erosão de rochas carbonáticas pré-existentes ou orgânicas, que são formadas por processos químicos ou bioquímicos nos ambientes de sedimentação. (PICO, 2015)

A rocha carbonática mais comum é o calcário, o qual pode ter origem continental ou marinha. A de origem marinha é mais abundante (Figura 3), onde os organismos tiveram uma importante função em criar os sedimentos que formaram as rochas. Esses organismos construíram conchas e estruturas de carbonato de cálcio

em vida e deixaram para trás essas partes sólidas quando morreram como sedimentos que formaram os calcários. (NICHOLS, 2009)

O principal componente dos calcários é o carbonato de cálcio (CaCO_3), que é o mais familiar e comum mineral carbonático. Contudo também há outros minerais carbonáticos que podem estar presentes, como a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), aragonita e siderita. (NICHOLS, 2009)

Figura 3 – Distribuição mundial dos carbonatos.



Fonte: AKBAR *et al.* (1995)

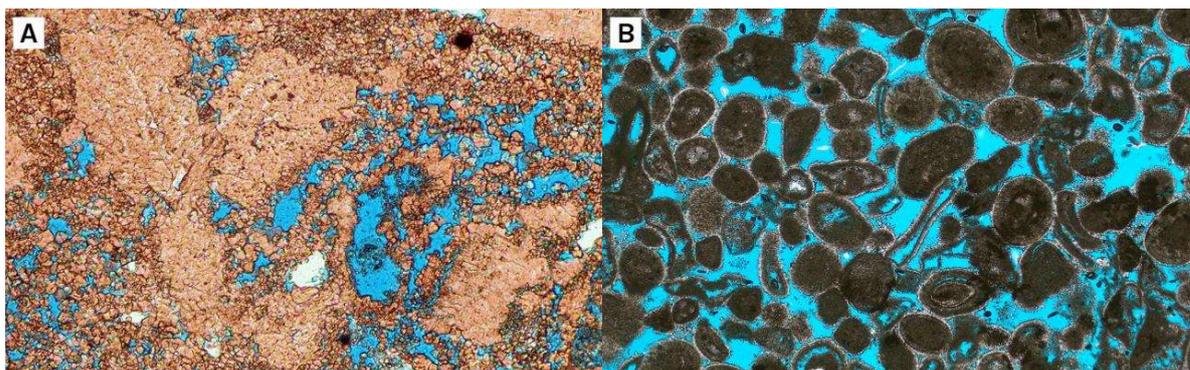
Segundo Xu e Payne (2009), as rochas carbonáticas abrigam cerca de 50% da produção de hidrocarbonetos ao redor do mundo. Alguns desses reservatórios são muito consolidados, compostos de rochas com canais e poros pequenos onde o maior volume de óleo fica armazenado, o que apresenta baixa taxa de perfuração e elevado custo de construções de poços (PICO, 2015).

Akbar *et al.* (1995) diz que principalmente determinados reservatórios carbonáticos apresentam um quadro de extremos. Os depósitos podem ser enormes, enquanto os poros são microscópicos. A permeabilidade pode ser muito baixa, enquanto que o fluxo de fluidos pode ocorrer expressivamente através das fraturas. Essas rochas, portanto, são heterogêneas (suas propriedades não são uniformes em todos os pontos que a constituem) e anisotrópicas (não apresentam as mesmas propriedades em qualquer direção) (AADNOY & LOOYEH, 2014).

A produtividade de um reservatório vai depender diretamente do tamanho, geometria e grau de conectividade dos poros, entre outros parâmetros. A porosidade (razão entre o volume de vazios ou poros e o volume total da rocha) pode ser medida diretamente, em amostras de testemunho, ou indiretamente, através de perfis elétricos. Ela pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%) ou muito boa (>20%). Em grande parte dos reservatórios a porosidade varia de 10 a 20%. (PGT, 2010)

A Figura 4 apresenta seções microscópicas de amostras de dois reservatórios carbonáticos diferentes, demonstrando suas heterogeneidades em escala de poros.

Figura 4 – Seções microscópicas de reservatórios carbonáticos. (A) calcário com porosidade principalmente gerada por efeito da dissolução dos grãos; (B) calcário com porosidade intergranular e microporosidade dentro dos grãos. Campo de visão em ambos cerca de 5 mm.



Fonte: Burchette (2019).

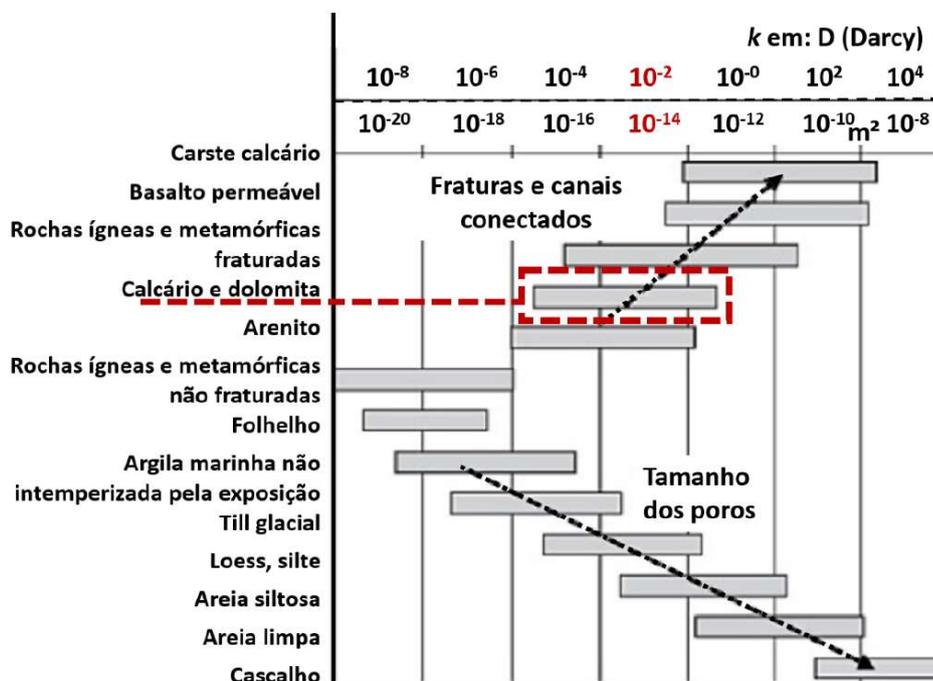
Existe a porosidade primária, formada durante a deposição dos sedimentos, a qual pode ser inter ou intragranular e diminui com a compactação mecânica e diagênese. Também há a porosidade secundária, formada após a deposição e resultante da dissolução de minerais, em que a calcita ou dolomita é lixiviada pelas águas subterrâneas, resultando cavidades com dimensões variando desde minúsculos poros até gigantescas cavernas (ROSA, 2006). Em arenitos o mais comum é a porosidade primária, enquanto que nos carbonáticos é a porosidade secundária. Todavia em ambos as fraturas desempenham uma importante contribuição na conectividade dos poros. (PGT, 2010)

Já a permeabilidade, que é a capacidade de um fluido escoar através de um meio poroso, tem uma relação proporcional com o tamanho da partícula, consolidação e cimentação da rocha. Nos casos em que há poros conectados, a presença de

partículas pequenas ocupando esses vazios, assim como alto grau de compactação e cimentação, geralmente reduzirá a permeabilidade. (FLOREZ *et al.*, 2019)

Dos estudos de Hearst *et al.* (2000) tem-se a Figura 5, que é o resultado dos intervalos de taxas de magnitude para permeabilidade em rochas. Para sedimentos clásticos a permeabilidade aumenta com o tamanho dos grãos (ligado ao tamanho dos poros). Já para rochas carbonáticas e magmáticas a permeabilidade aumenta intensamente como resultado das fraturas conectadas ou *vugs*.

Figura 5 - Taxa de magnitude da permeabilidade das rochas, com ênfase em vermelho para faixa de permeabilidade dos calcários, de acordo com a estimativa de Hearst *et al.* (2000).



Fonte: Oliveira (2016) modificado de Schön (2014).

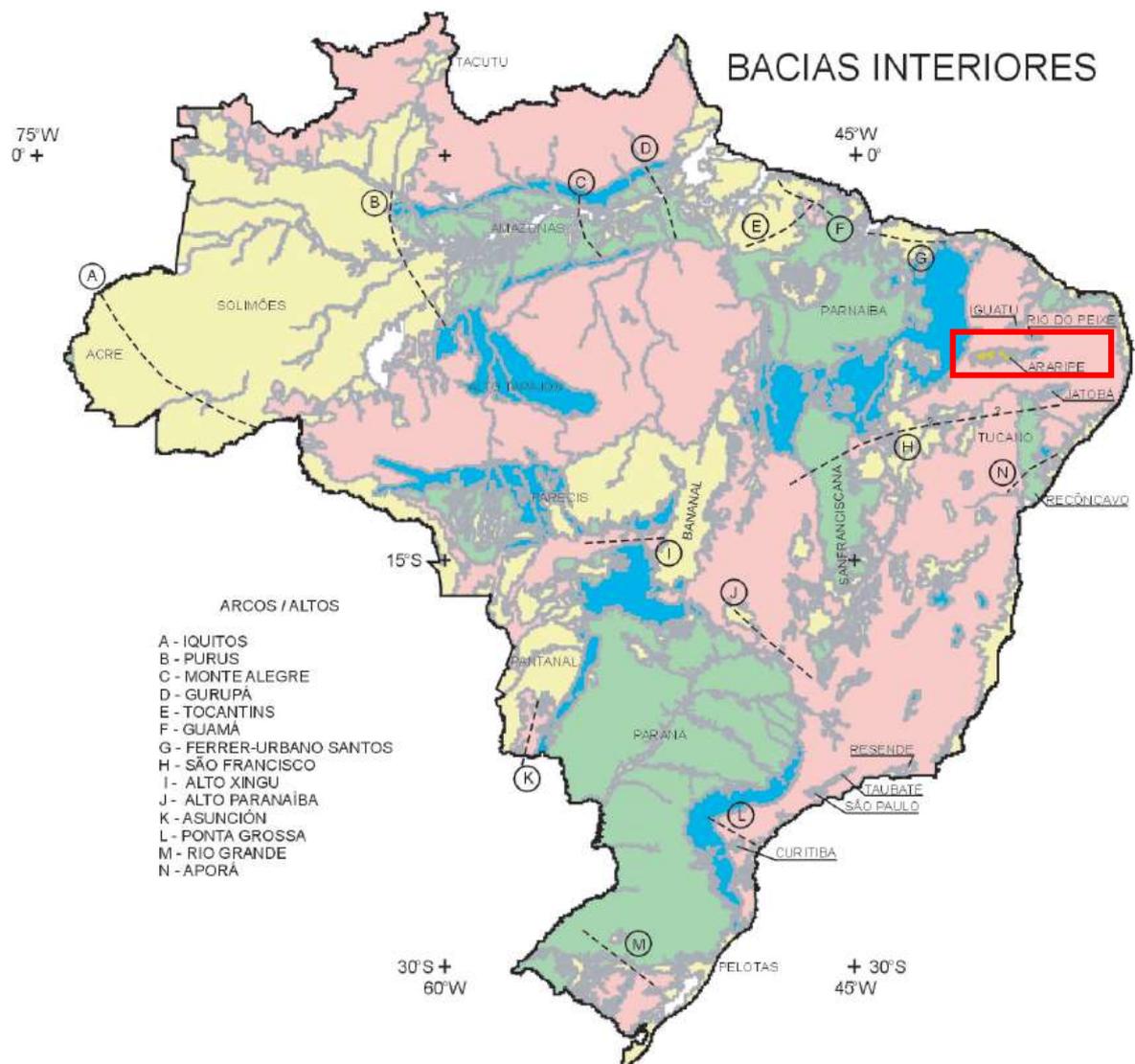
Assim sendo, tanto a porosidade como a permeabilidade são propriedades muito importantes nas rochas reservatórios, especialmente em reservatórios carbonáticos. Elas determinam o volume e distribuição dos fluidos contidos no meio poroso, como também a quantidade de fluidos que podem ser extraídos ou injetados. (MELO, 2012)

2.2 CALCÁRIOS LAMINADOS

2.2.1 Localização e caracterização

O Brasil possui diversas bacias sedimentares (Figura 6), que são porções compreendidas em depressões, na forma de um pacote de sedimentos com algumas centenas ou milhares de metros de espessura e, geralmente, com deposição em horizontes. Tais bacias apresentam grande representatividade na superfície terrestre. (BASTOS *et al.*, 2019)

Figura 6 – Principais bacias sedimentares do Brasil. O retângulo vermelho indica a localização da Bacia do Araripe.



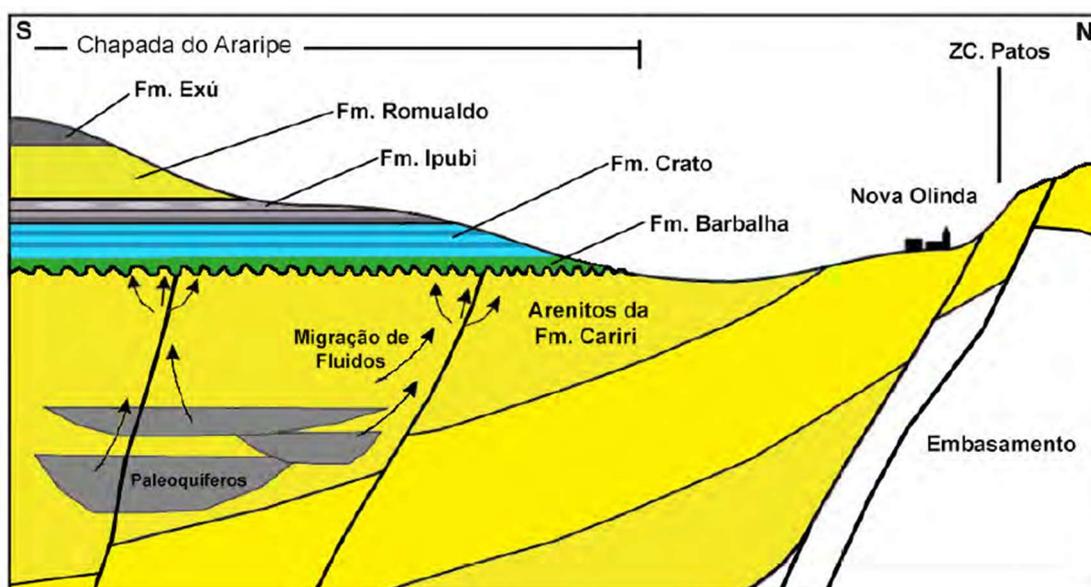
Fonte: Modificado de Silva *et al.* (2003).

Dentre as bacias brasileiras, destaca-se a Bacia do Araripe, que é mais extensa do interior Nordeste e compreende parte dos estados de Pernambuco, Ceará e Piauí. Quanto ao contexto geológico, está inserida no Domínio de zona Transversal da Província de Borborema. (BRITO NEVES *et al.*, 2000)

A Bacia do Araripe não se limita à Chapada do Araripe, ou seja, apenas a parte elevada, mas estende-se também pelo Vale do Cariri no total de 9.000 Km². Ela é alinhada na direção leste-oeste, com mergulho suave da chapada para oeste. (PONTE, 1996)

Os calcários laminados, rochas utilizadas como insumo na produção da rocha sintética do presente trabalho, foram extraídas da Formação Crato (Figura 7), uma das formações que compõem a Bacia do Araripe. Uma formação geológica é um conjunto de rochas ou minerais que tem características semelhantes de composição, idade e origem.

Figura 7 – Modelo geológico da borda norte da Bacia do Araripe. Destaque para Formação Crato, em azul.



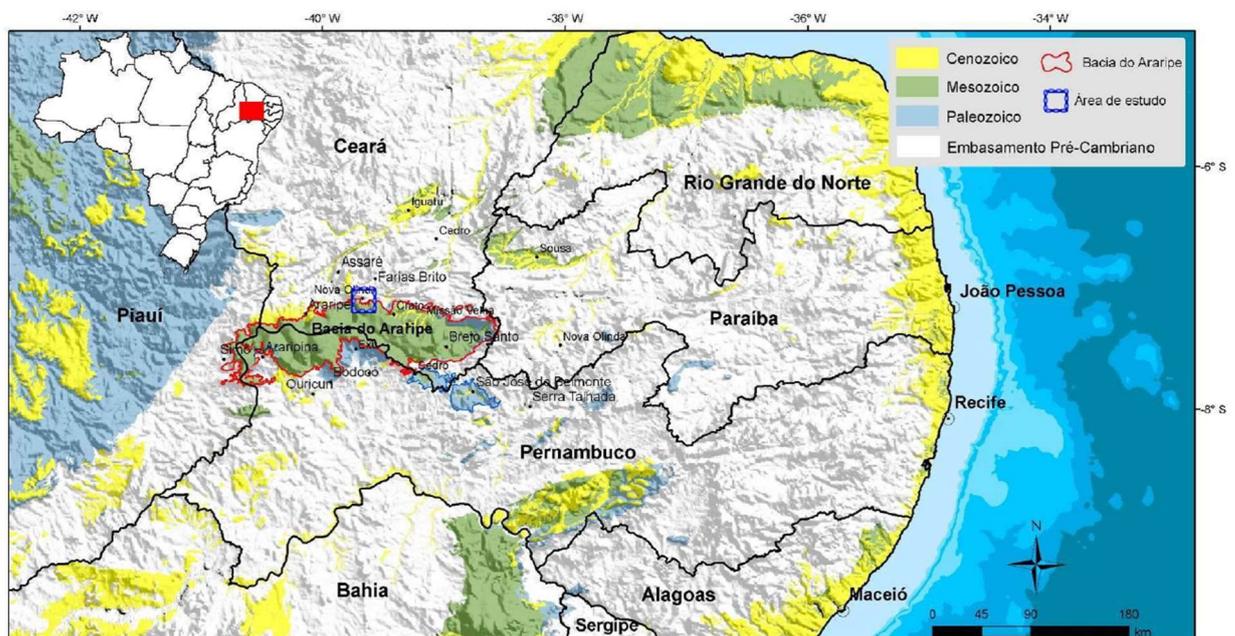
Fonte: Ramos (2020) modificado de Martill (2008).

A Bacia do Araripe despertou interesse quanto ao potencial petrolífero principalmente quando Rand & Manso (1984), através de dados gravimétricos, calcularam espessuras sedimentares totais de 2.400 m. Isso levou seis empresas nacionais a assinarem contratos com a Petrobras, para exploração de hidrocarbonetos. Mais tarde, através do mapeamento geológico da bacia, o

levantamento de 250 Km de linhas sísmicas e a perfuração de um poço profundo foi estimada uma espessura sedimentar da ordem de 1700 m (ASSINE, 1992). Até o presente momento, contudo, a bacia não apresentou hidrocarbonetos, mas seu estudo contribui como analogia a outras bacias petrolíferas, como exemplo à Potiguar (ALMEIDA, 2010) e demais unidades marginais brasileiras (MIRANDA, 2015).

Os calcários laminados estão localizados na borda norte da Bacia do Araripe, precisamente entre as cidades de Santana de Cariri e Nova Olinda no Ceará (Figura 8). Em determinado momento de classificação dessa unidade, Beurlen (1971) a chamou de Membro Crato. No entanto outros autores, como Neumann & Cabrera (1999), a classificaram como Formação Crato, termo que também foi adotado nesse trabalho. Essa Formação aflora nos paredões das encostas da chapada e em pedreiras, com espessuras da ordem de 90-100 m. (FAMBRINI *et al.* 2020)

Figura 8 – Mapa de localização da Bacia do Araripe no interior da região Nordeste do Brasil. Com destaque para o quadrado azul, o qual aponta para localização dos calcários laminados da Formação Crato.



Fonte: Mirada (2015).

A Formação Crato apresenta sedimentação carbonática e é constituída, principalmente, por seis unidades, denominadas C1 a C6, as quais estão separadas tanto lateral quanto verticalmente por folhelhos, siltitos e arenitos. O nível C6 é o mais extenso na sedimentação carbonática e corresponde essencialmente aos calcários

laminados (MIRANDA, 2015). Eles apresentam cores que variam de bege ao marrom e do cinza ao cinza azulado (Figura 9). (VIANA & NEUMANN, 2002)

Figura 9 – Amostra de laminito extraído no nível C6 na Formação Crato. Pode-se observar a variação de cores do plugue que vai de bege ao marrom na parte superior e do cinza ao cinza azulado na parte inferior.

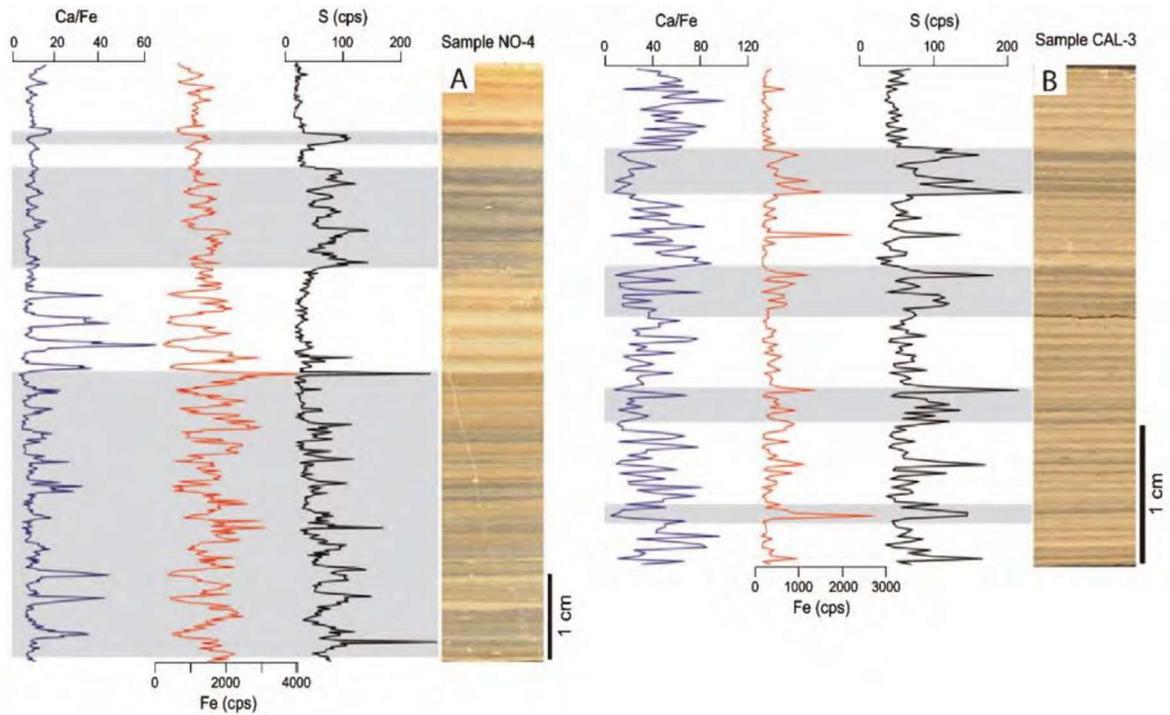


Fonte: A autora (2021).

Através de uma análise química utilizando a espectroscopia de fluorescência de raio-X (FRX) nos calcários laminados (Figura 10), Heimhofer *et al.* (2010) propôs que a variação de cores nas lâminas dos mesmos se deve a presença de concentrações maiores de ferro (Fe) e enxofre (S) nas cores mais escuras, e menor concentração da razão de cálcio (Ca)/ferro (Fe). As cores mais claras seriam o oposto, menor concentração de Fe e S, e maior quantidade da razão Ca/Fe.

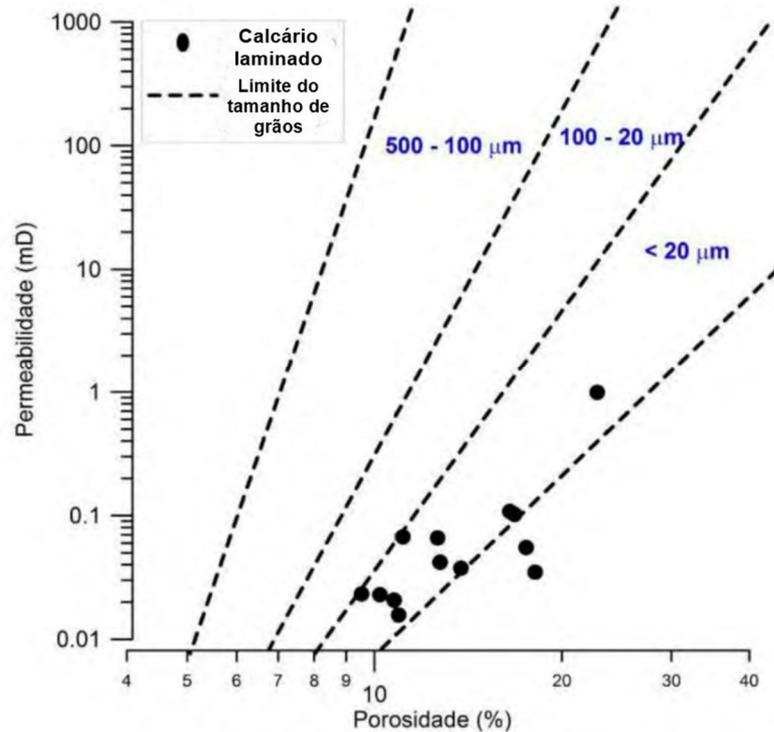
Essas rochas apresentam uma variação de porosidade de 4 a 22% (Figura 11), com uma média de 12%. A permeabilidade varia de 0 a 0,09 mD, com média de 0,04 mD, e tamanho de grãos predominantemente menor que 20 μm . (MIRANDA *et al.*, 2016)

Figura 10 – Análise de XRF realizadas em amostras de laminitos da Formação Crato. Notar que na esquerda há predominância na lâmina da cor mais escura, enquanto na direita a cor mais clara.



Fonte: Heimhofer *et al.* (2010).

Figura 11 – Gráfico de correlação entre porosidade, permeabilidade e tamanho de grãos dos calcários laminados da Formação Crato.



Fonte: Modificado de Miranda *et al.* (2016).

Na Formação Crato, precisamente nas pedreiras da região entre Nova Olinda e Santana de Cariri, ocorrem várias minerações artesanais ou semi-mecanizadas (máquinas de corte móveis com disco diamantado) de calcário laminado (Figura 12), as quais apresentam singular importância para região na indústria de rochas ornamentais. Na rodovia estadual CE-255, que liga as duas cidades citadas, afloram esses calcários laminados, que são explorados de maneira fácil em forma de placas para uso na construção civil (Figura 13). Podem ser usados como base, muros de casa ou rocha ornamental de revestimento para mesas e balcões. Dessa atividade são deixados pilhas de rejeitos, após a seleção das melhores placas (VIANA & NEUMANN, 2002).

Devido ao fato de que muitos trabalhadores não dispõem de nenhum tipo de mecanização, aliado a fatores como a estratificação em camadas de espessuras variáveis e planos de descontinuidade, é gerado uma grande quantidade de calcário inutilizado ao longo do tempo. Em 2007 o volume de perda chegava a representar 70% da produção, depositados como entulho nas frentes de lavras, margens de estradas, próximos a drenos e córregos. (CASTRO *et al.*, 2007).

Figura 12 – Retirada de placas de calcário laminado por trabalhador, com a utilização de máquina de corte.



Fonte: Leite *et al.* (2003).

Figura 13 – Exposição de um nível de calcário laminado (nível C6) da formação Crato, em uma pedreira na região de Nova Olinda, Ceará.



Fonte: Miranda (2015).

Alguns desses entulhos são aproveitados em aterros, melhoria de estradas em tempos chuvosos, e na composição do cimento. Também se estudou sua aplicação como calcário agrícola, ração animal, cerâmica (esmalte), agregado em revestimento asfáltico (CASTRO *et al.*, 2007) e argamassa (SILVA, 2008). Contudo, ainda é grande a quantidade de calcário inutilizada.

Diante disso, o presente trabalho também colabora para ampliar o uso deste rejeito como material para fabricação de rochas sintéticas, conhecendo assim suas propriedades mecânicas e físicas, levando a fins de uso na construção civil e pesquisas relacionadas à área de reservatórios de petróleo.

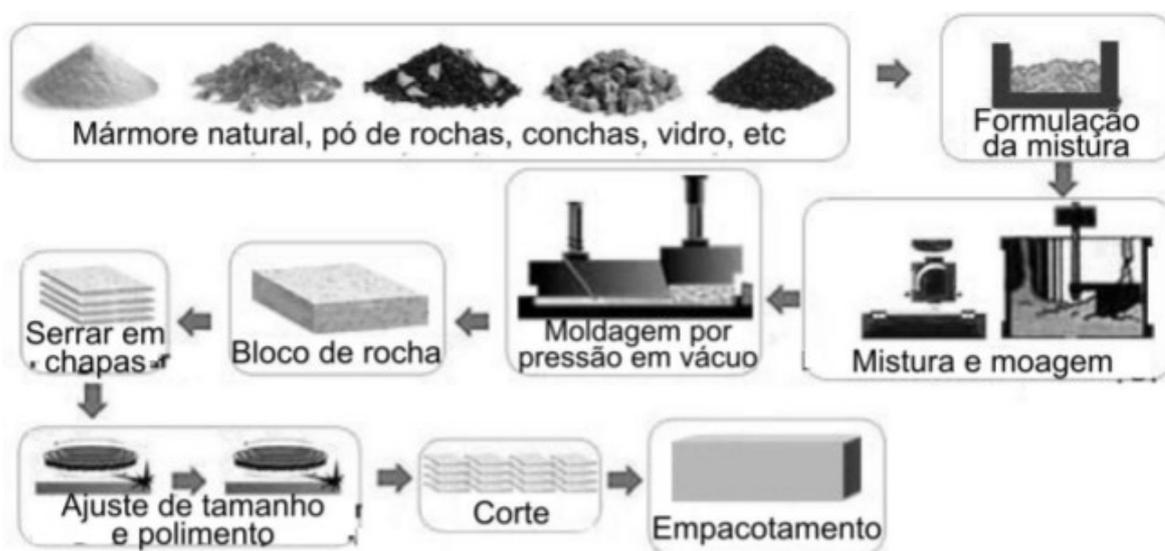
2.3 ROCHA SINTÉTICA

Existem diversos tipos de rochas artificiais, as quais geralmente são formadas pela mistura de pó, rochas naturais e cimento ou resina polimérica, obtendo assim uma resistência comparável a algumas rochas naturais após o processo de

consolidação. Elas podem ser usadas como material de construção em banheiros, cozinhas, pisos e paredes. (COSTALONGA, 2016)

Um exemplo de fabricação de rochas artificiais pode ser visto na Figura 14. Nesse processo o ligante pode ser inorgânico, como o caso do cimento, ou mesmo orgânico como resina fenólica, uréia, epóxi e poliéster. (COSTALONGA, 2016)

Figura 14 – Fluxograma da fabricação de rochas artificiais.



Fonte: COSTALONGA (2016).

Existe uma grande quantidade de rejeitos de mineração de rochas naturais que podem ser utilizados para o desenvolvimento de rochas sintéticas. Essa síntese tem vantagens do ponto de vista de suas propriedades, bem como a diminuição da quantidade de material a ser descartado na natureza, agregando valor ao resíduo indesejável (MOLINARI, 2007).

2.3.1 Rocha carbonática sintética

Além do uso na construção civil, a rocha sintética vem sendo estudada no meio científico devido aos altos custos e difícil obtenção de rochas naturais nos campos petrolíferos, de modo complementar à extração de testemunhos de rochas naturais.

Essas rochas naturais são altamente heterogêneas, com complexo sistema de poros, fazendo com que seja arriscada a extração de plugues de rochas representativos (FEDRIZZI *et al.*, 2018).

A principal vantagem, portanto, em utilizar rochas sintéticas para entender seu comportamento mecânico e outras propriedades relacionadas é que se podem tomar unidades reprodutíveis do fenômeno e elaborar leis que modelem o que foi observado (VIEIRA, 2018). Ou seja, devido a sua repetibilidade, a rocha sintética permite o entendimento de complexos fenômenos físicos ao isolar as heterogeneidades.

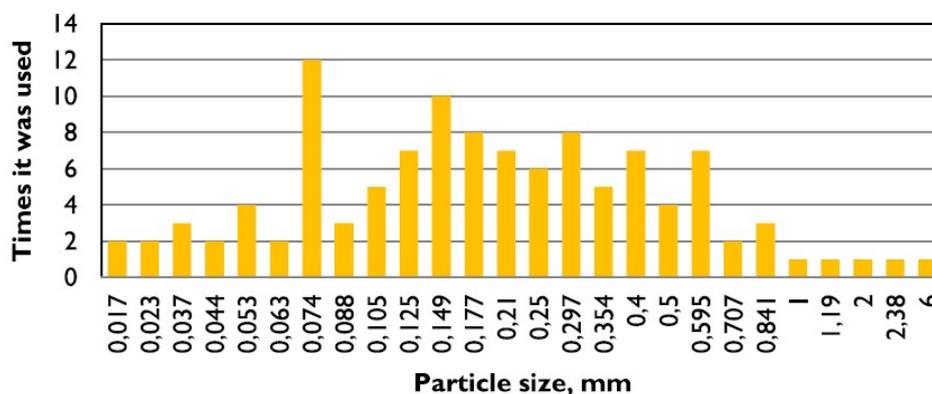
Existem vários estudos com arenitos sintéticos, mas são poucos os trabalhos que abordam a síntese de rochas carbonáticas (FEDRIZZI *et al.*, 2018), sendo necessário maior aprofundamento para entender suas características como porosidade, permeabilidade e resistência mecânica.

A metodologia comumente usada para consolidação de rochas sintéticas em pesquisas pode ser dividida em 5 grupos segundo Florez *et al.* (2019): Grupo 1: amostras não consolidadas; Grupo 2: Consolidadas por compactação; Grupo 3: consolidada por materiais ligantes (como cimento portland, epóxi e poliéster); Grupo 4: consolidada por precipitação de materiais (através de passagem de CO₂, bactérias e enzimas) e Grupo 5: consolidado por sinterização (tratamento térmico para unir as partículas).

Outro aspecto importante na síntese é a escolha do tamanho das partículas que irão compor a mistura. Florez *et al.* (2019) identificaram uma variação de 0,017 mm a 6 mm no tamanho das partículas em 81 artigos analisados (Figura 15) sobre construção de amostras sintéticas.

Dentre os trabalhos em síntese de rochas carbonáticas, destacam-se alguns como o de Niraula (2004), que utilizou como material ligante o cimento portland com sedimentos calcários (com diâmetro máximo de 2 mm) e água, os quais tiveram suas proporções variadas. A resistência à compressão das amostras variou de 0,9 a 3,8 MPa, valores similares aos encontrados para o seu calcário natural. A mistura dos materiais foi feita num misturador de tambor e compactada em moldes de 5 cm de diâmetro por 10 cm de altura, utilizando sonda vibratória.

Figura 15 – Tamanho de grãos utilizados na confecção de amostras sintéticas baseados numa revisão de literatura.



Fonte: Florez *et al.* (2019)

Husseiny & Vanorio (2013) misturaram grãos de carbonatos grosseiros (250 – 500 μm) e finos (<10 μm) para formar o pó micrítico em quantidades diferentes, submetendo tal mistura à prensagem a frio, para se obter amostras sintéticas sólidas. Ele manteve sob temperatura ambiente por sete dias, a uma pressão de 8 MPa. Eles investigaram o efeito da micrita nas velocidades acústicas e sua resposta à dissolução sobre a saturação com um fluido reativo.

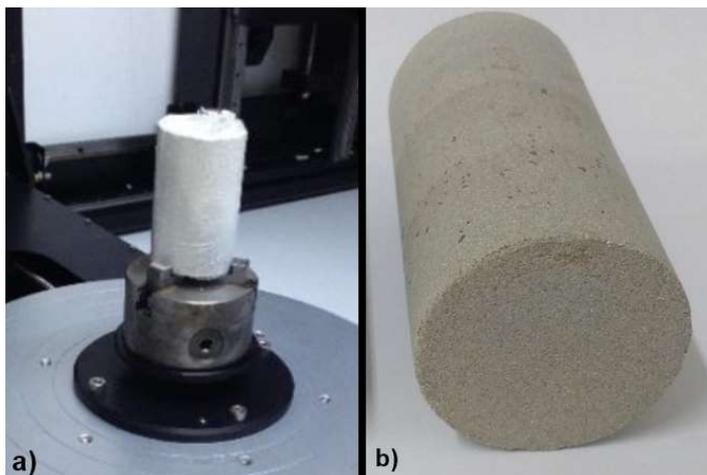
Melo (2012) utilizou halimeda (fragmentos calcários de algas marinhas), areia quartzosa e hidróxido de cálcio ao invés do cimento, se beneficiando da reação de cimentação que vem do contato desse composto com o gás carbônico. Foi utilizada uma compactação dinâmica, para submeter as amostras a um fluido reativo. A densidade final da amostra foi de 1,5 g/cm^3 .

Oliveira (2016) seguiu a metodologia de fabricação de Melo (2012), mas com uma compactação estática para realização de ensaios de dissolução. A carbonatação foi feita numa célula modificada, em que as amostras tiveram dimensão de 5 cm de diâmetro por 8 cm de altura (Figura 16a). Os resultados de resistência máxima foram 2 MPa, para uma porosidade de 40%.

Já Vieira (2018) sintetizou rochas com densidade de 1,73 g/cm^3 (Figura 16b), com halimeda, cimento e areia obtendo valores de resistência de 4 MPa (amostras com relação d/h de 5 cmx10 cm) para estudo das interações rocha-fluido reativo.

Galindo (2016) estudou tensões e deformações de uma rocha carbonática sintética durante a dissolução de minerais usando ensaios edométricos. Ela obteve valores de resistência em torno de 3,6 MPa, com uma densidade de 1,6 g/cm³, antes do processo de dissolução.

Figura 16 – Amostras sintéticas. a) Oliveira (2016) e b) Vieira (2018).

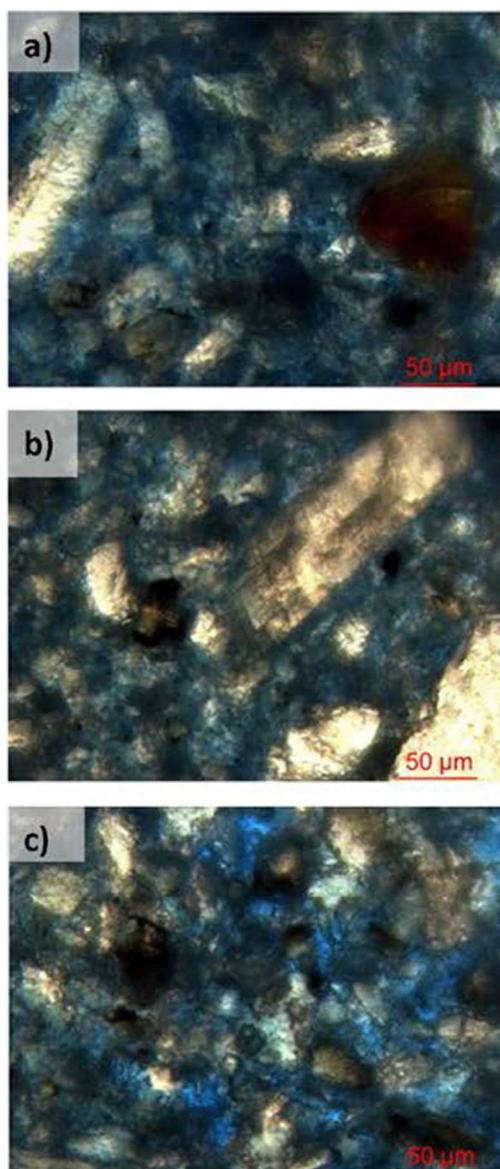


Fonte: Oliveira (2016) e Vieira (2018).

Fedrizzi *et al.* (2018) desenvolveram rochas carbonáticas com calcita, areia, cimento e água, variando os pesos de cimento e água. A porosidade para os testemunhos compactados mecanicamente a 25,8 MPa variou de 24,3 a 32,4 %. A Figura 17 mostra micrografias de amostras produzidas com aumento de 400 vezes. A cor azul representa o espaço poroso, mas não é fácil definir totalmente o contorno entre os grãos e os poros, devido à resolução não ser suficientemente clara. Os autores investigaram o comportamento da porosidade, permeabilidade e ondas P e S, comparando as características das rochas sintéticas com as de rochas naturais da Bacia de Campos.

Wang *et al.* (2015), valeram-se para seus estudos da preparação de 72 amostras carbonáticas sintéticas feitas a partir de uma mistura de rochas carbonáticas análogas (> 98% de calcita) e epóxi. Foram obtidos valores de velocidade de ondas P e S com relação à porosidade.

Figura 17 – Micrografias de amostras de rochas carbonáticas sintéticas. a) AT-19, b)AT-20 e c)AT-21. A cor azul apresenta o espaço poroso.



Fonte: Fedrizzi *et al.* (2018)

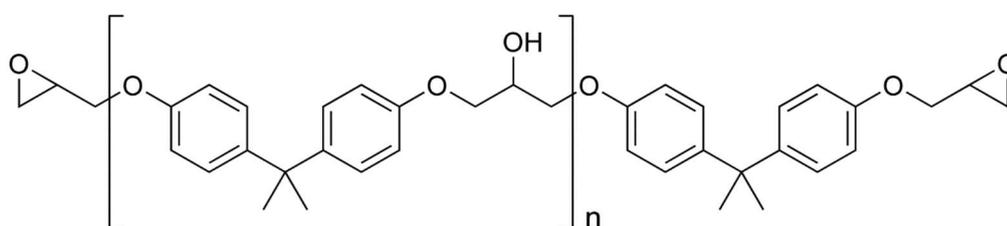
A síntese de rochas com epóxi, que é o material ligante utilizado nesse trabalho, não é recente. Em 1999, por exemplo, foi desenvolvido um dos primeiros estudos em síntese de rocha com esse material, através da aplicação de uma força uniaxial numa mistura de quartzo e resina epóxi, durante o processo de cura do epóxi, para avaliar sua resistência à compressão simples. (THOMPSON *et al.*, 1999 *apud* FLOREZ *et al.*, 2019)

2.3.1.1 Material ligante: Epóxi

Os materiais poliméricos são usados desde a antiguidade, entretanto apenas os materiais poliméricos naturais. Com o avanço da ciência orgânica, na segunda metade do século XIX, começaram a surgir polímeros modificados a partir de materiais naturais. E posteriormente, no início do século XX, é que de fato os processos de polimerização começaram a ser viabilizados, permitindo a síntese plena de polímeros e assim obtendo resinas cada vez mais sofisticadas a um baixo custo. (COSTALONGA, 2016)

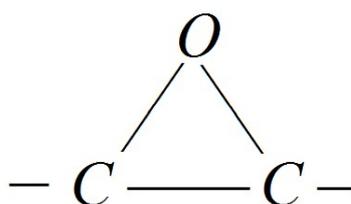
A resina epóxi é um polímero formado por longas cadeias moleculares, que contém pelo menos dois grupos epóxis terminais na molécula (Figura 18). Esses grupos terminais (Figura 19), são formados por dois átomos de carbono ligados a um átomo de oxigênio, com ângulo de ligações C-O equivalente a $61^{\circ}24'$. (COSTALONGA, 2016)

Figura 18 – Estrutura química do polímero epóxi.



Fonte: Wikipedia (2022).

Figura 19 – Estrutura química do anel epóxido.



Fonte: Coelho (2018).

Essa resina tem baixa densidade e pode ser utilizada sob as mais diversas solicitações mecânicas dadas as suas boas propriedades adesivas, rigidez, estabilidade dimensional, resistência química, boa fluidez antes da cura e resistência à degradação ambiental. (HAMID *et al.*, 2019; YAMINI & YOUNG, 1977 *apud* COSTALONGA, 2016)

Além disso, uma das vantagens da resina é sua baixa contração durante a polimerização, o que diminui as tensões internas (COOK *et al.*, 1999 *apud* COSTALONGA, 2016).

2.4 COMPORTAMENTO MECÂNICO DAS ROCHAS

As rochas que compõem a subsuperfície, mais especificamente as rochas reservatório, serão perturbadas de sua condição natural quando perfuradas por um poço. Equipamentos de exploração de petróleo precisam ser projetados para perfurar de forma adequada diferentes tipos de materiais rochosos e garantir, ao mesmo tempo, que as pressões que impõem não alterem a integridade da formação rochosa e afetem a estabilidade do poço perfurado. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

Nesse sentido, não só na exploração e produção de hidrocarbonetos, como também em escavações e minerações em rocha, o conhecimento das propriedades mecânicas é de fundamental importância, pois a mecânica das rochas diz respeito à deformação, compactação, fratura, colapso e ruptura em formações rochosas. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

A mecânica de rochas pode contribuir com a redução de custos na construção, operação e abandono de poços tanto em terra (*onshore*), quanto no mar (*offshore*). Mesmo após a bem sucedida e segura perfuração de um poço, outros desafios devem ser considerados com a exploração do petróleo como: fraturamento, colapso e rejeito de falha e subsidência. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

Conhecer as características mecânicas de uma rocha é analisar as propriedades elásticas e a resistência da mesma. Tal conhecimento vem da resposta deformacional da rocha a um carregamento externo ou alívio de pressão quando submetida à determinada condição de contorno e pode ser realizado através de

ensaios laboratoriais, como o ensaio de compressão uniaxial e triaxial, e o ensaio de compressão diametral, conhecido também como ensaio brasileiro.

Contudo, antes de tratar os ensaios com mais detalhes é necessário conhecer algumas definições como o conceito de tensão e deformação. Segundo Fjær *et al.* (2008):

- i) Tensão (σ): Força atuando sobre uma área.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (3)$$

onde σ é a tensão (Pa ou Psi), F é a força (N ou lbf) e A representa a área da superfície (m^2 ou in^2).

Para ser mais preciso, a tensão é um tensor que descreve a densidade das forças que atuam em todas as superfícies de um determinado ponto. As tensões agindo em um corpo homogêneo e isotrópico são descritas como um tensor de segundo grau com nove componentes, conforme a equação 4. (ZOBACK, 2007)

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{13} & \sigma_{23} & \sigma_{33} \end{pmatrix} \quad (4)$$

- ii) Deformação (ε): Deslocamento ocorrido quando um corpo é submetido a um carregamento.

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l_0} \quad (5)$$

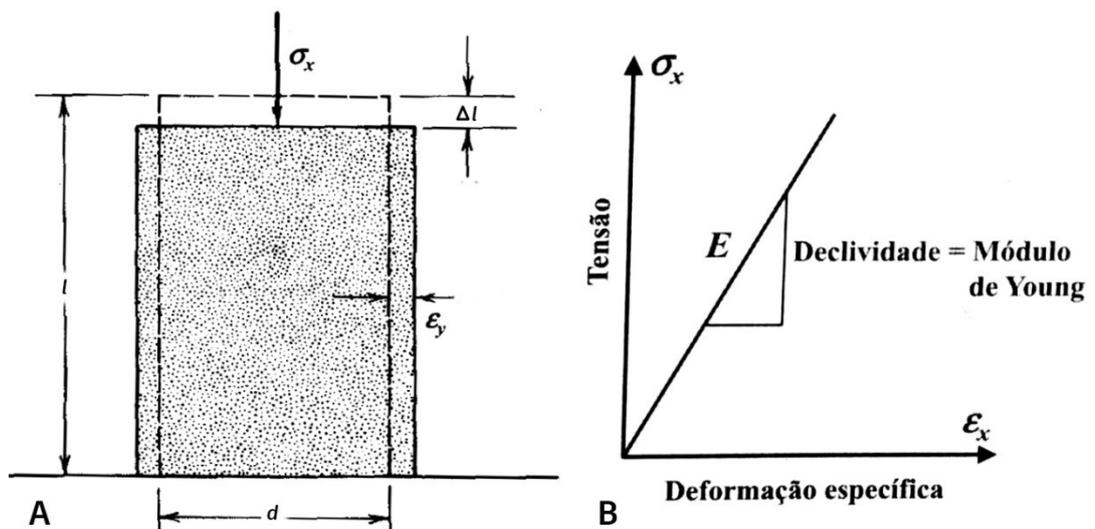
onde ε é a deformação específica (adimensional), Δl é a dimensão deformada (m ou in) e l_0 é a dimensão inicial (medida em m ou in).

O tensor de deformações é uma melhor descrição da deformação e é dado pela expressão abaixo, a qual representa o estado de deformações num dado ponto do corpo.

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \begin{pmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{12} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{13} & \varepsilon_{23} & \varepsilon_{33} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Quando uma determinada tensão aplicada gera consequente deformação específica de maneira linear num corpo de prova, dizemos que está no domínio da teoria da elasticidade linear (Figura 20). Essa teoria desempenha um papel importante na avaliação da integridade dos sistemas naturais estáveis que tem sido perturbados pelo homem, para que seja possível prevenir deformações resultantes excessivas e evitar a ocorrência de rupturas. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

Figura 20 – Diagrama de tensão *versus* deformação específica. A) Deformações resultantes de um ensaio de compressão; B) Curva tensão-deformação num ensaio de compressão mostrando a deformação elástica linear.



Fonte: Modificado de Goodman (1989) e Aadnoy & Looyeh (2014).

A lei de Hooke é a representação matemática dessa relação linear entre tensão-deformação específica e é expressa pela seguinte equação, para uma resposta unidimensional:

$$\sigma_x = E\varepsilon_x \quad (7)$$

onde σ_x é a tensão média das forças atuando na direção x , ε_x é a deformação ocorrida quando um corpo é submetido a um carregamento e E é o módulo de elasticidade (módulo de Young), que é a inclinação tangente da linha tensão-deformação específica.

Existe ainda a relação entre a deformação específica transversal ε_y e deformação específica axial ε_x , definida como relação ou coeficiente de Poisson e é expresso por:

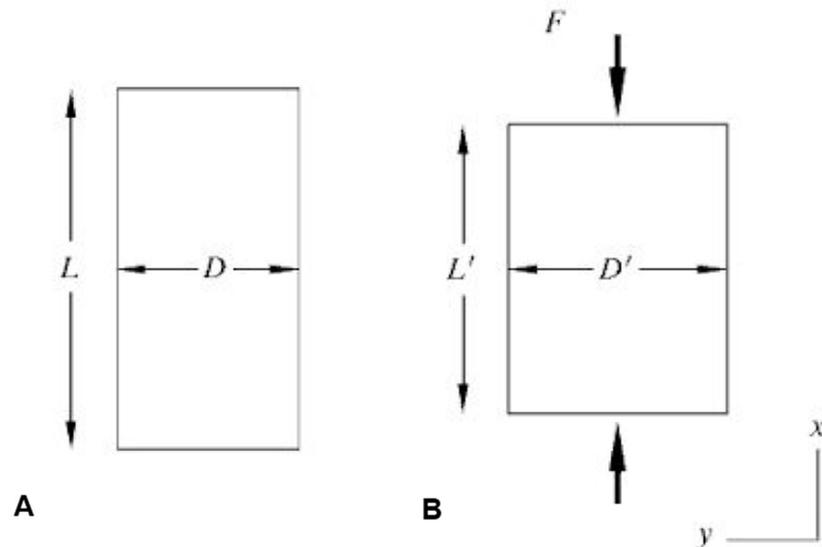
$$\nu = - \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (8)$$

onde $\varepsilon_y = (D-D')/D$, em que D' é o diâmetro final e D o diâmetro inicial da amostra. Geralmente $D' > D$ (Figura 21), portanto esse coeficiente majoritariamente é negativo.

A Equação 7 e 8 são definidas para um específico estado de tensões, onde $\sigma_x \neq 0$, $\sigma_y = \sigma_z = 0$.

Em calcários, conforme revisão de literatura feita por Aadnoy & Looyeh (2014), os valores de tensão máxima variam de 30 a 250 MPa e o módulo de elasticidade isotrópico de 1,2 a 99,4 GPa. Quanto ao coeficiente de Poisson, os calcários, por exemplo, apresentam valores que variam de 0,10 a 0,33. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

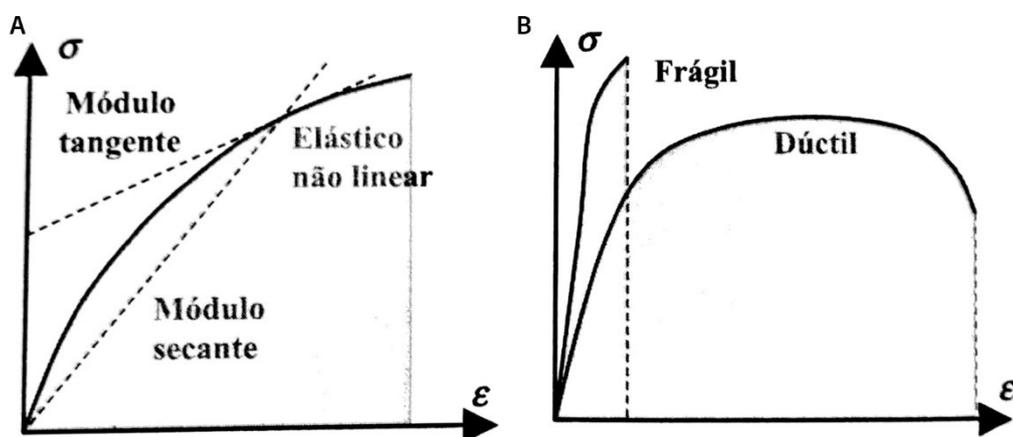
Figura 21 – Deformações induzidas pela tensão uniaxial em uma amostra. A) Antes da aplicação da tensão; B) Após aplicação da tensão.



Fonte: Fjær *et al.* (2008).

As rochas se deformam linearmente sob pequenas cargas, mas de forma não linear, ou plástica, sob carregamentos mais elevados (Figura 22). (AADNOY & LOOYEH, 2014)

Figura 22 – Diagramas esquemáticos de diferentes curvas tensão-deformação. A) Material elástico perfeito; B) Material frágil e dúctil.



Fonte: Aadnoy & Looyeh (2014).

Nos casos onde não há uma relação linear no comportamento tensão-deformação, também não há um único módulo de elasticidade. Dado um ponto na curva, pode-se ter um módulo secante, o qual parte do ponto inicial até um dado ponto na curva, ou o módulo tangente a um ponto da curva (Figura 2.21a).

Para a lei de Hooke, a depender do tipo de módulo analisado (secante ou tangente), haverá a equação 9 ou 10. Onde $E_{sec}(\varepsilon)$ é o valor no módulo de Young secante e $E_{tan}(\varepsilon)$ o valor do módulo de Young tangente. Os intervalos $\Delta\sigma$ e $\Delta\varepsilon$ representam incrementos diferenciais de tensão e deformação, quando ambas equações são escritas na forma diferencial. Mesclando as equações 9 e 10 chega-se a equação 11. (FJAER *et al.*, 2008)

$$\sigma = E_{sec}(\varepsilon)\varepsilon \quad (9)$$

$$\Delta\sigma = E_{tan}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (10)$$

$$E_{sec}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{tan}(\varepsilon) \Delta\varepsilon \quad (11)$$

2.4.1 Ensaio mecânicos

2.4.1.1 Ensaio de compressão uniaxial

O ensaio de compressão simples, ou ensaio de compressão uniaxial, é um experimento bastante comum em laboratórios de mecânica das rochas, sendo o mais simples de ser realizado para obter a resistência de ruptura (UCS) e propriedades elásticas do material. Ele também é largamente empregado para selecionar a técnica mais adequada em escavações (ASTM D7012-14).

Nesse ensaio a amostra é submetida a uma tensão axial até a ruptura, sendo determinada a resistência à compressão da rocha não confinada, ou seja, sem tensão lateral.

É verdade que grande parte das rochas estão submetidas *in situ* a um estado de tensões tridimensional ou multiaxial, e, nesse sentido, nenhum dos métodos de ensaio uniaxial pode ser usado com precisão para avaliar o complexo comportamento da rocha. Tal resposta seria melhor avaliada por um ensaio triaxial ou poliaxial (Figura 23f). Contudo, principalmente a compressão poliaxial em um equipamento, é complexa, sendo o ensaio triaxial (Figura 23e) o mais amplamente utilizado na indústria (AADNOY & LOOYEH, 2014). Além disso, no local de origem as rochas são influenciadas por juntas, falhas e planos de fraqueza, sendo necessário o emprego cuidadoso nas aplicações de engenharia (ASTM D7012-14) com um coeficiente de segurança.

A Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM) publica normas para realização de inúmeros ensaios de laboratório. Uma delas é a norma D 7012 – 14 (*Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures*), a qual trata dos procedimentos para a realização do ensaio uniaxial (Figura 23c) nos métodos C e D. Adicionalmente, a Sociedade Internacional de Mecânica das Rochas (ISRM) apresenta uma tabela para classificação de uma rocha a depender de sua resistência uniaxial (Figura 24).

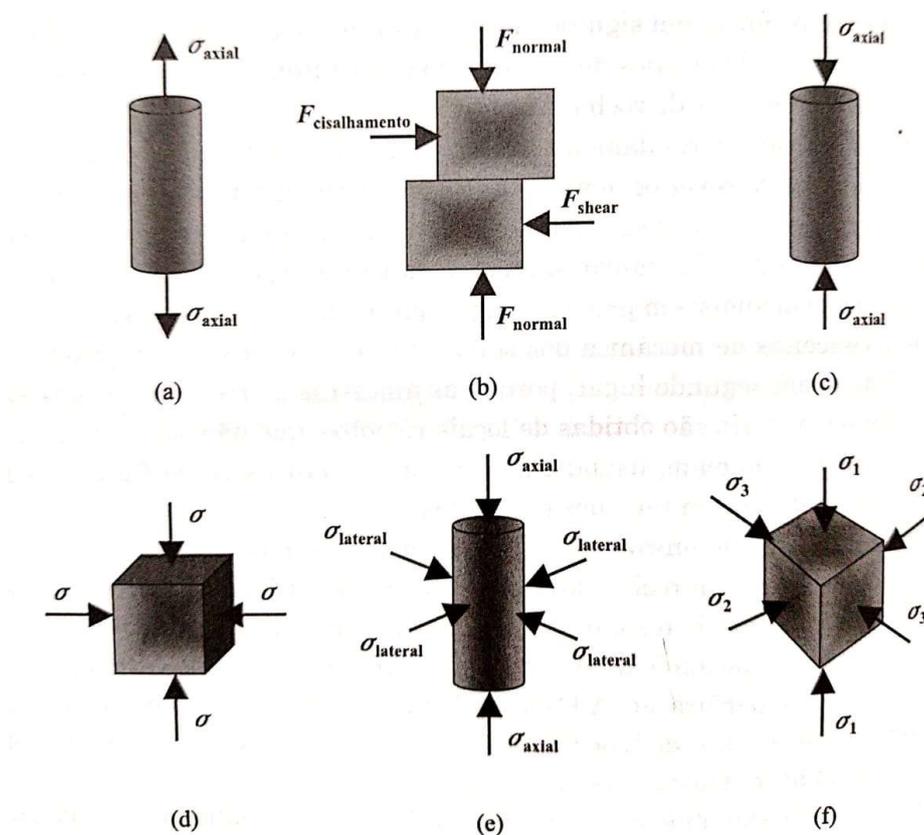
Segundo a ASTM D7012-14, a amostra que será submetida ao ensaio uniaxial deve ter uma razão de comprimento para diâmetro entre 2:1 e 2,5:1, e a velocidade de aplicação da carga deve ser tal que a ruptura ocorra em um intervalo de tempo entre 2 e 15 min.

Ainda segundo a norma supracitada, os métodos mais comuns empregados para medição do módulo de Young são (Figura 25):

- Tangente do módulo para um nível de tensão com uma porcentagem fixa, comumente 50% da força máxima.
- Média da inclinação de porção linear da curva da tensão-deformação.

- Módulo secante, de usualmente tensão zero para alguma porcentagem fixa da força máxima.

Figura 23 – Diagrama esquemático mostrando arranjos de carregamento para ensaio laboratorial de resistência da rocha. (a) tração uniaxial; (b) cisalhamento direto; (c) compressão uniaxial; (d) compressão biaxial; (e) compressão triaxial; e (f) compressão poliaxial.



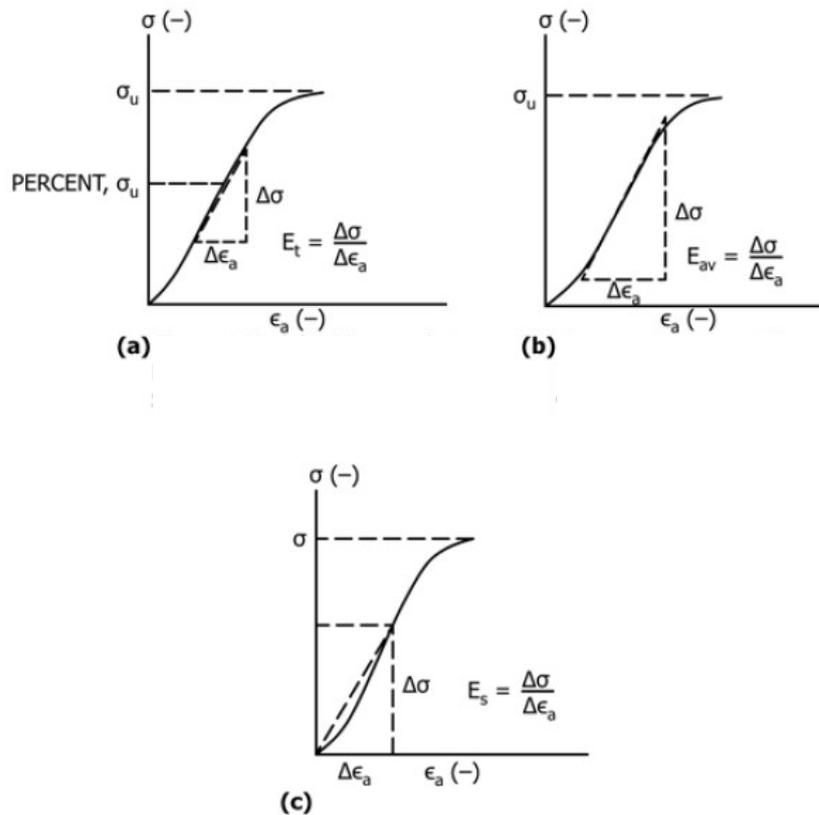
Fonte: Aadnoy & Looyeh (2014).

Figura 24 – Classificação do maciço rochoso quando a resistência uniaxial.

Grau de resistência	Descrição	Resistência uniaxial estimada (MPa)
R0	Extremamente branda e solos estruturados, coesivos, rijos a duros	0.25 – 1.0
R1	Rocha muito branda	1.0 – 5.0
R2	Rocha branda	5.0 – 25.0
R3	Rocha medianamente resistente	25.0 – 50.0
R4	Rocha resistente	50.0 – 100.0
R5	Rocha muito resistente	100.0 – 250.0
R6	Rocha extremamente resistente	> 250.0

Fonte: IRSM (1981).

Figura 25 – Métodos para calcular o módulo de Young de uma curva tensão-deformação axial. (a) Tangente do módulo para um nível de tensão com uma porcentagem fixa, comumente 50% da força máxima. (b) Média da inclinação de porção linear da curva da tensão-deformação. (c) Módulo secante, de usualmente tensão zero para alguma porcentagem fixa da força máxima.

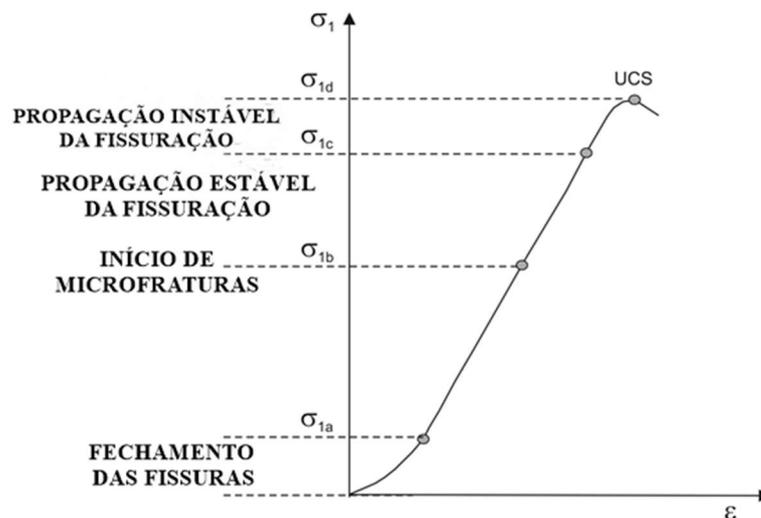


Fonte: ASTM D7012-14.

Na Figura 26 é possível observar o comportamento de uma amostra de rocha durante o ensaio de compressão uniaxial através do gráfico tensão *versus* deformação. O trecho inicial, que vai de $0 < \sigma_1 < \sigma_{1a}$, é caracterizado pelo fechamento progressivo de pequenas fissuras da rocha, obtendo assim um aumento do módulo de elasticidade, conseqüentemente um aumento de compacidade. Em seguida, no trecho entre $\sigma_{1a} < \sigma_1 < \sigma_{1c}$, ocorre muitas vezes um trecho retilíneo, que apresenta um módulo de elasticidade constante. No intervalo $\sigma_{1c} < \sigma_1 < \sigma_{1d}$ há um número crescente de zonas fraturadas, aumentando significativamente as deformações longitudinais. A tensão do limite elástico (também chamada de tensão de escoamento) é o nome dado à transição deste trecho com o anterior. Quando enfim é atingido o

valor máximo da tensão que a rocha suporta ($\sigma_1 = \sigma_{1d}$) ela rompe, pois ocorrem fraturas com dimensões da ordem de grandeza das dimensões da amostra. (MACIEL FILHO & NUMMER, 2014)

Figura 26 – Principais fases do comportamento de uma rocha durante o ensaio de compressão simples. σ_{1a} - tensão de fecho das fissuras; σ_{1b} - tensão de início de fissuração; σ_{1c} - tensão limite de fissuração; σ_{1d} - tensão de resistência máxima (UCS).



Fonte: Modificado de Maciel Filho & Nummer (2014).

Muitas rochas, ao atingirem seu pico máximo no ensaio uniaxial, rompem de maneira violenta e abrupta, sendo necessário tomar especial cuidado na realização do ensaio, usando uma proteção ao redor do equipamento para evitar que eventuais fragmentos de rocha possam atingir os operadores e observadores do experimento (ASTM D7012-14). De acordo com Pairiseau (2006), os corpos de provas podem romper de diversas maneiras, como por fratura axial, fratura de cisalhamento e múltiplas fraturas.

2.4.1.2 Ensaio de compressão diametral

O ensaio de compressão diametral é usado para medir a resistência à tração em amostras de rochas, pois é difícil obter tal resultado diretamente como na Figura

23a. O mais comum é usar o método indireto, conhecido como ensaio brasileiro ou método de Lobo carneiro, desenvolvido em 1943.

Ao se fazer ensaios comprimindo diametralmente corpos de prova de concreto, foi observado por Lobo Carneiro que a ruptura ocorria ao longo da direção da aplicação da carga, sugerindo ruptura por tração (THOMAZ, 2011). Ao carregar a amostra entre duas placas, a rocha torna-se elíptica, fazendo com que apareça uma tensão de tração do meio (AADNOY & LOOYEH, 2014).

Nas rochas, a resistência à tração é muito pequena, geralmente 10% da resistência a compressão, e, desta maneira, é mais provável um material rochoso romper sob tração do que compressão. Nos calcários esse valor de resistência é da ordem de 5 a 25 MPa. (AADNOY & LOOYEH, 2014)

A norma registrada na ASTM para o ensaio é a D3967-16 (*Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens*). Segundo a norma, para realização do ensaio a rocha deve ter formato cilíndrico, com a razão espessura diâmetro entre 0,2 e 0,75.

Durante o ensaio a amostra recebe uma tensão na direção de seu diâmetro, ao longo de sua espessura, como mostra a Figura 27, devendo-se usar uma velocidade adequada para romper a amostra em um intervalo de tempo entre 1 e 10 min. O ensaio brasileiro pode ser realizado no mesmo equipamento do ensaio uniaxial, sendo necessária apenas placas falsas que podem ser planas ou curvas.

Para a obter a tensão, no caso de placas planas, utiliza-se a equação abaixo:

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi t D} \quad (12)$$

Onde,

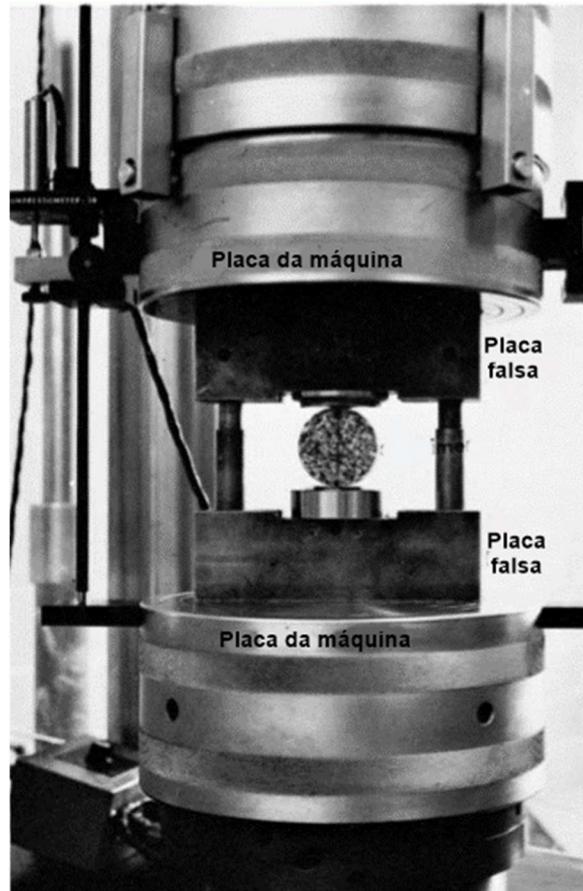
σ_t = Tensão de tração indireta (MPa);

P = Força máxima aplicada (N);

t = espessura da amostra (mm);

D = Diâmetro da amostra (mm);

Figura 27 – Configuração proposta para realização do ensaio de tração.



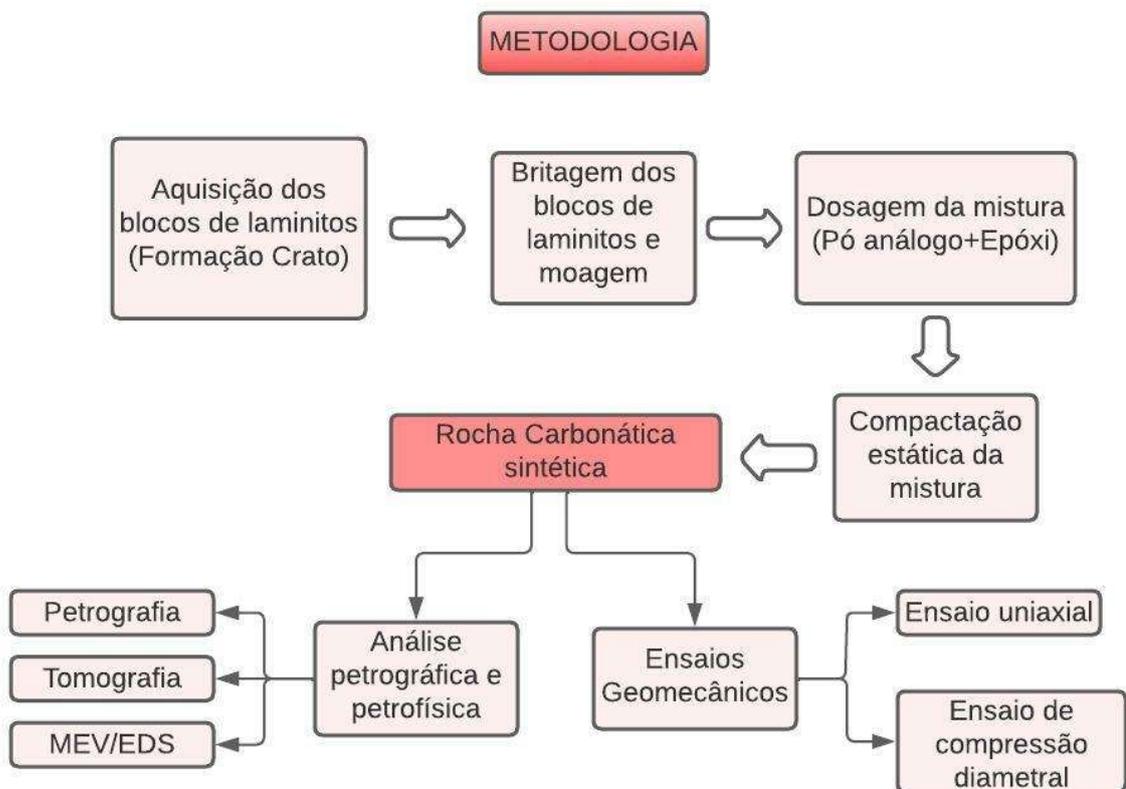
Fonte: Norma ASTM D3967-16.

3 METODOLOGIA

Para síntese da rocha carbonática foram desenvolvidas diversas etapas, como exemplificado na Figura 28. As principais fases do procedimento experimental foram a aquisição de blocos de calcários laminados da Formação Crato, o preparo e dosagem dos materiais constituintes da amostra, bem como o procedimento de compactação para formação dos plugues e sua respectiva análise petrofísica, petrográfica e geomecânica.

Paralelamente foram feitos petrografia e ensaios de resistência uniaxial em testemunhos de calcários laminados extraídos dos blocos com objetivo de representá-los juntos aos resultados da rocha carbonática sintética.

Figura 28 – Etapas da síntese da rocha carbonática.



Fonte: A autora (2022).

3.1 AQUISIÇÃO E PREPARO DO MATERIAL CARBONÁTICO

Para confecção da rocha carbonática sintética foram usados blocos de rochas de laminitos (Figura 29A) extraídos do nível C6 da Formação Crato.

Todo o material rochoso foi lançado em um britador de mandíbulas (Figura 29B), com a finalidade de transformá-lo em material triturado. Posteriormente, o material já triturado foi colocado num moinho de discos vibratórios (Figura 29C e D), com velocidade de rotação de 700 rpm, e permaneceu em moagem por 5 minutos, obtendo a consistência de pó, o qual foi passado na peneira #0.425 mm (Figura 29G).

Foi aproveitado todo o material que passou na peneira #0.425 mm para produção da rocha sintética. O tamanho dos grãos compreendeu o intervalo da peneira #0.075 mm a #0.420 mm e todos os finos que passaram da peneira #0.075 mm.

Figura 29 – Aquisição e preparo do material carbonático. A) Blocos de laminitos utilizados; B) Britador no qual os blocos foram lançados; C) Moinho; D) Detalhe para a rocha britada dentro do moedor; E) Diferença entre a rocha britada e moída; F) Resina epóxi e curador dentro de recipiente a serem misturados; G) Pó de análogo já peneirado a ser misturado com o epóxi; H) Compactação estática da mistura.



Fonte: A autora (2021).

3.2 DOSAGEM DA MISTURA E PROTOCOLO DE COMPACTAÇÃO

Para produção dos plugues foi feita uma mistura manual do pó análogo peneirado com o material ligante epóxi. A resina epóxi (Figura 29F) foi misturada numa razão de 2:1 com o curador, seguindo o manual do fabricante (Redelease – resina epóxi 2001 e endurecedor epóxi 3154). O percentual de epóxi mais curador na amostra foi de 15% de seu volume total.

Após a mistura do pó análogo calcário com o epóxi, todo o material foi colocado numa célula para compactação estática (Figura 29H) numa prensa com tensão vertical de 20 MPa durante 5 min, com exceção de três amostras que foram deixadas na prensa durante 24 h, afim de comparação da metodologia do tempo de compactação (AM14, 18 e 19). Retirada a amostra da célula, esta foi acomodada na estufa a 60°C, durante 24 h.

As dimensões das amostras foram de 8 cm de altura e 4 cm de diâmetro (Figura 30). A densidade inicial proposta foi de 2,2 g/cm³ e o volume de 100,53 cm³. Ao atingir a tensão de 20 MPa, no entanto, em algumas amostras a altura foi de 7,9 cm, devido a um pouco mais de compactação ou algum material perdido durante a confecção. O valor final da densidade das rochas sintéticas será apresentado nos resultados.

Esse valor proposto de densidade foi o valor ideal em que durante a compactação, a uma tensão de 20 MPa, as amostras atingem uma altura de 8 cm. Antes da densidade de 2,2 g/cm³, foram feitas 13 amostras com densidade inferior para obter sua resistência, mas que não foram listadas nos resultados por apresentarem valores inferiores de tensão máxima.

Figura 30 – Rochas carbonáticas sintéticas.



Fonte: A autora (2021).

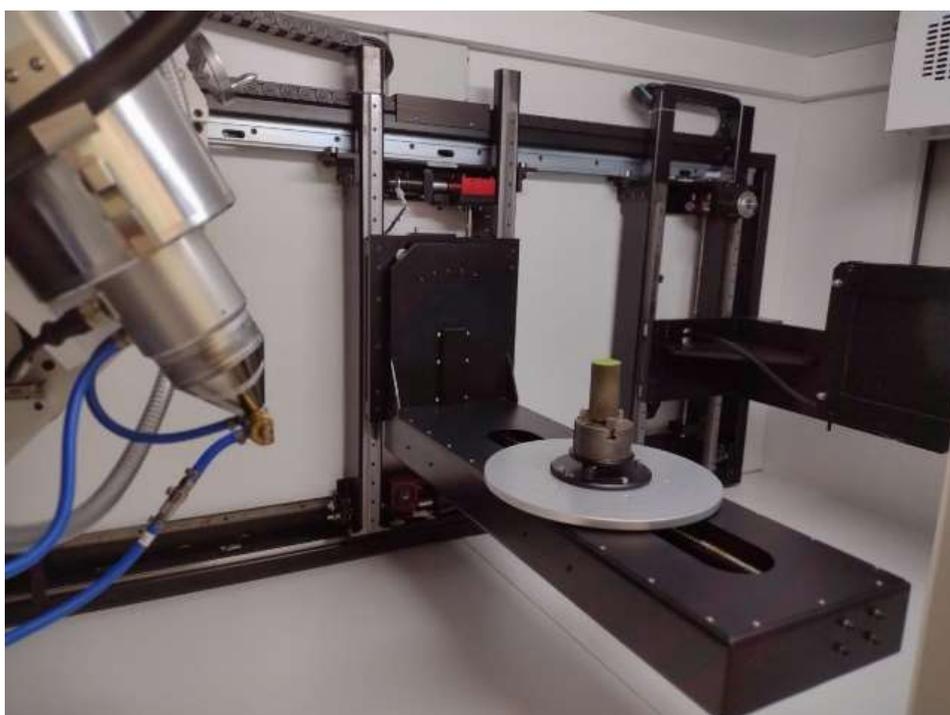
3.3 CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA, TOMOGRÁFICA E MINERALÓGICA DOS PLUGUES

Após o processo de construção dessas amostras, foi analisada sua porosidade no Departamento de Energia Nuclear da UFPE (DEN), através da tomografia computadorizada (Figura 31).

De forma complementar, foram feitas lâminas delgadas de uma amostra de calcário laminado e da rocha sintética abordada no presente estudo. As lâminas foram fotografadas de um microscópio petrográfico, no laboratório do Departamento de Geologia (DGEO-UFPE).

Estudos de microscopia eletrônica de varredura (MEV) com análise química acoplada através da estereoscopia da energia dispersiva de raio-X (EDS) foram efetuados em fragmentos da rocha sintética e no pó de rocha calcária usado como matriz (Figura 32). Esses fragmentos foram colocados sobre uma fita de carbono e depois revestiu-se toda a amostra com aspensão de grafite, para posterior análise no MEV.

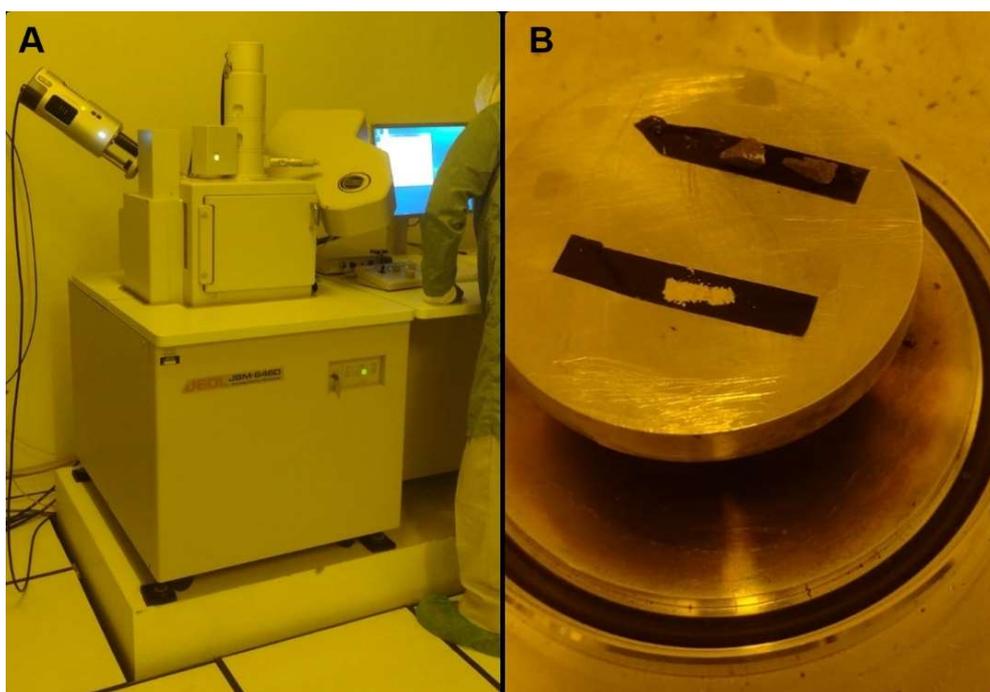
Figura 31 – Vista interna do tomógrafo no DEN.



Fonte: A autora (2021).

O microscópio eletrônico de varredura (MEV), que opera através da emissão de feixes de elétrons, encontra-se instalado no Laboratório de Dispositivos e Nanoestruturas (LDN) do Departamento de Engenharia eletrônica da UFPE.

Figura 32 – Equipamento para realização do MEV/EDS. A) Vista externa do MEV com o EDS acoplado; B) Fragmentos da amostra sintética e pó de rocha sobre fita de carbono para realização da análise.



Fonte: A autora (2022).

3.4 ENSAIOS GEOMECÂNICOS

3.4.1 Ensaio de compressão uniaxial

Os ensaios uniaxiais foram feitos no Laboratório de Geomecânica (LGEOMEC) da Universidade Federal de Pernambuco. A capacidade da prensa hidráulica é de 1 MN, com velocidade média de 2 KN/s. O deflectômetro, equipamento que mede deslocamentos, foi colocado na base da prensa para medir as deformações axiais durante o ensaio e também em duas extremidades opostas no meio das amostras para medir o coeficiente de Poisson (Figura 33).

Figura 33 – Arranjo na prensa para realização do ensaio uniaxial. A) Calcário laminado; B) Rocha carbonática sintética.



Fonte: A autora (2021).

Cinco amostras de calcários laminados foram ensaiadas para obter a resistência uniaxial e observar seus resultados graficamente junto as curvas tensão-deformação das amostras sintéticas. É importante frisar, no entanto, que a rocha natural esteve envolvida em diversos processos diagenéticos, diferentemente da rocha sintética, produzida em laboratório. Sendo assim, o objetivo desses ensaios não é tomá-las como iguais, pois seria impossível, mas usar a rocha natural como uma referência.

A direção de aplicação da carga foi perpendicular ao sentido da estratificação nas cinco amostras (Figura 34) e suas dimensões podem ser conhecidas na Tabela 1.

Figura 34 – Testemunhos de calcários laminados.



Fonte: A autora (2021).

Tabela 1 - Dimensões dos laminitos.

Amostra Natural	Diâmetro (cm)	Altura (cm)
R1	3,80	6,84
R2	3,80	7,09
R3	3,80	6,94
R4	3,80	7,00
R5	3,80	7,39

Fonte: A autora (2021).

3.4.2 Ensaio de compressão diametral

Para execução do ensaio de compressão diametral foi usada a prensa servocontrolada do Laboratório de Solos da Universidade Federal de Pernambuco. A capacidade do equipamento é de 50 KN, com uma constante de anel dinamométrico de 2,273 Kg/div e velocidade de 0,614 mm/min. Foi colocado um deflectômetro na base da prensa para medir deslocamentos axiais e o anel possui um deflectômetro para acompanhamento da carga aplicada (Figura 35).

Figura 35 – Arranjo da prensa para realização do ensaio de compressão diametral em rochas sintéticas.



Fonte: A autora (2022).

Duas amostras de rochas carbonáticas sintéticas foram repartidas em quatro amostras menores para realização dos ensaios de compressão diametral, totalizando 8 amostras com dimensões descritas na Tabela 2.

Tabela 2 - Dimensões das amostras carbonáticas sintéticas para ensaios de tração.

Amostra Sintética	Espessura (cm)	Diâmetro (cm)
T22.1	2,23	4,00
T22.2	1,72	4,00
T22.3	1,89	4,00
T22.4	1,85	4,00
T23.1	1,88	4,00
T23.2	2,06	4,00
T23.4	1,91	4,00
T23.4	1,72	4,00

Fonte: A autora (2021).

4 RESULTADOS

Os resultados da caracterização da rocha carbonática sintética são apresentados a seguir, juntamente com a caracterização de alguns testemunhos de laminitos.

Dentre os resultados há o tamanho de grãos que compõem a amostra sintética, a descrição de suas características estruturais, mineralógicas e químicas, a porosidade e, por fim, a resistência mecânica à compressão e tração, bem como módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson.

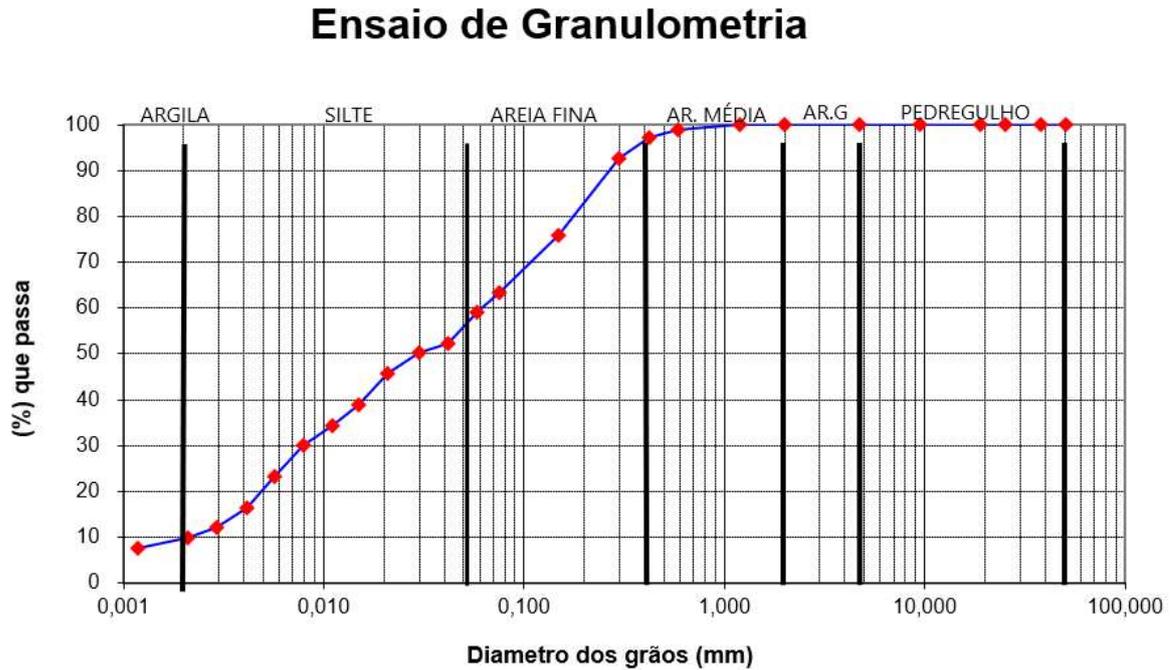
4.1 CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA, TOMOGRÁFICA E MINERALÓGICA DOS PLUGUES

4.1.1 Granulometria

A granulometria é o estudo da distribuição das dimensões dos grãos que compõem uma amostra de solo. Nesse sentido, ela foi feita no pó de análogo para obter o tamanho dos grãos constituintes da rocha sintética (Figura 36). Através do ensaio obteve-se que 56% de todo o material análogo pode ser definido como material fino (dimensões de grãos de argila e silte) e 44% como material de dimensões de grãos maiores (dimensões de grãos de área média e fina). Através do ensaio de picnômetro verificou-se também que o peso específico dos grãos foi de 2,762 g/cm³.

Na Tabela 3 vê-se o resultado do ensaio de peneiramento feito no pó análogo. Foi utilizado todo o material que passa na peneira #0.425 mm para síntese da rocha sintética. O ensaio de sedimentação no pó análogo obteve dimensões de tamanhos de grãos que variaram de 0,0012 mm a 0,0585 mm. Logo pode-se dizer que o tamanho de grãos que compõem a rocha sintética carbonática variaram de 0,0012 mm a 0,425 mm.

Figura 36 – Resultado do ensaio de granulometria no pó do análogo.



Fonte: A autora (2021).

Tabela 3 – Peneiramento da pó análogo dos laminitos.

PENEIRA		PESO RETIDO	PESO QUE PASSA	% QUE PASSA DA AMOSTRA TOTAL
POLEGADA	mm			
No. 16	1.190	0,05	69,81	99,91
No. 30	0.590	0,62	69,19	99,02
No. 40	0.420	1,33	67,86	97,12
No. 50	0.297	3,10	64,76	92,68
No. 100	0.149	11,75	53,01	75,86
No. 200	0.075	8,66	44,35	63,47

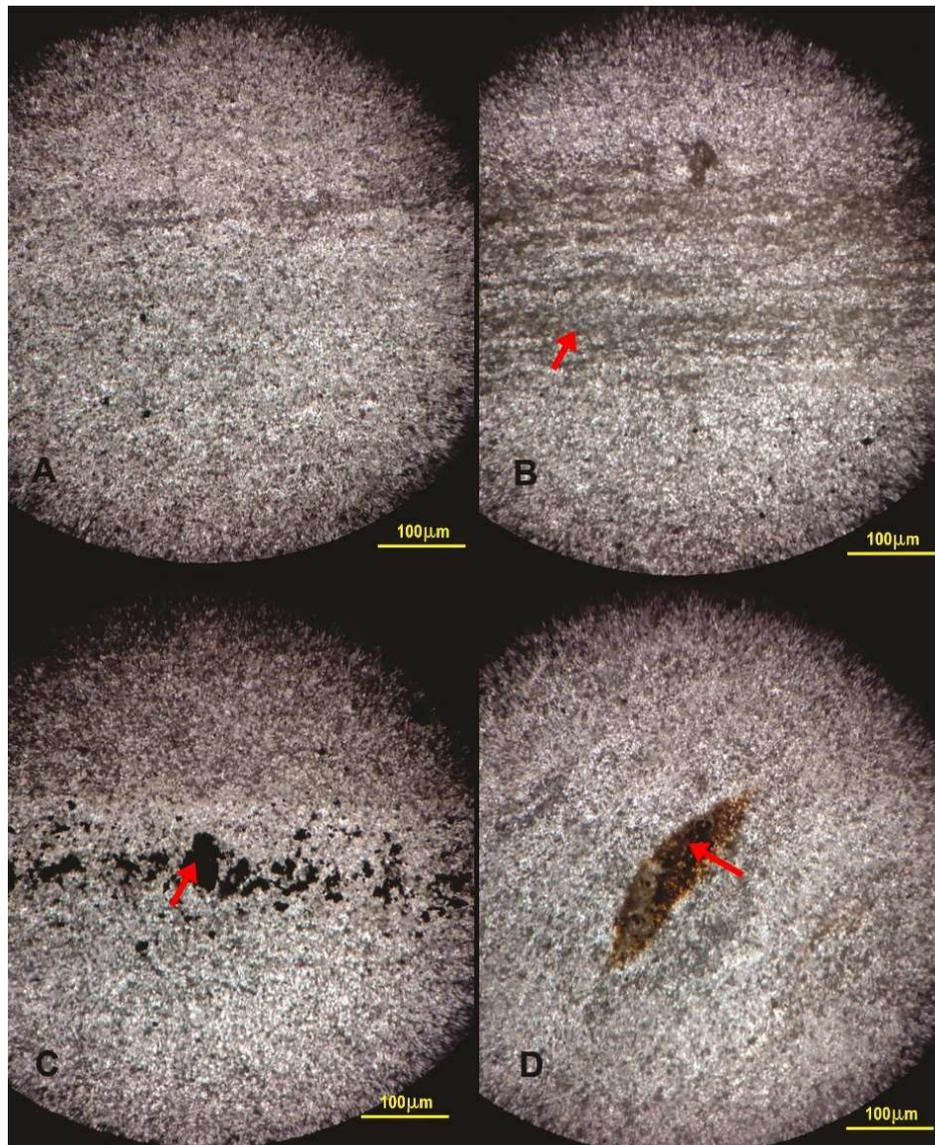
Fonte: A autora (2021).

4.1.2 Petrografia

Da análise da lâmina do calcário laminado, através do microscópio petrográfico, verificou-se que os grãos apresentam coloração bege, com alternância de lâminas

amarronzadas (Figura 37). A matriz é composta predominantemente por cristais de calcita (calcário micrítico), cujas dimensões variam de 2 a 4 μm . Cristais de pirita (FeS_2) aparecem de forma abundante e são associados à presença de matéria orgânica. Também há a presença de óxido de ferro substituindo a matriz micrítica, indicando a presença de água, a qual percolou por entre as rochas no passado. (RAMOS, 2020)

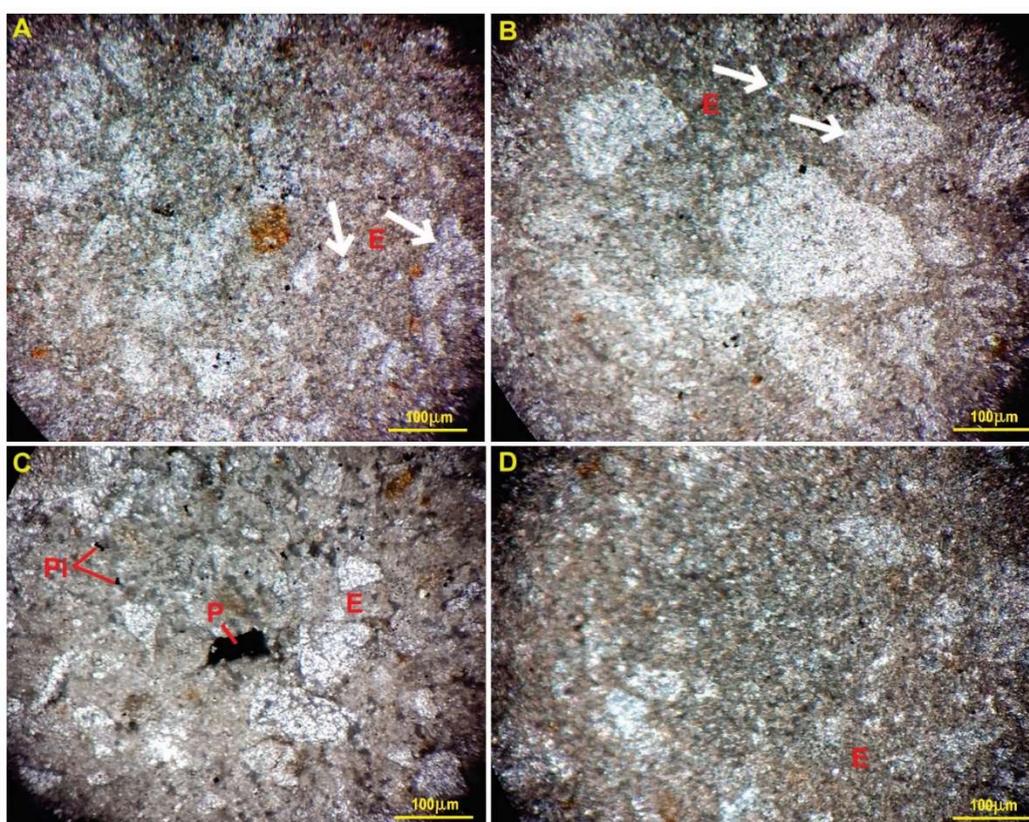
Figura 37 – Micrografias obtidas a partir da lâmina delgada de uma amostra de laminito. A) Matriz predominantemente constituída por micrito; B) Laminação plano-paralela de cor amarronzada no centro (seta vermelha); C) Detalhe para nível de pirita; D) Fósseis podem ser encontrados na mesma, detalhe para o ostracode.



Fonte: A autora (2021).

Já para as micrografias da rocha sintética (Figura 38), é importante frisar que o processo de moagem nos laminitos produziu fragmentos de diversos tamanhos. O peneiramento permitiu obter um material composto de cristais isolados criados pelo processo de desintegração, e pedaços do material dos laminitos compostos pela matriz micrítica, além de material acessório como agregados de cristais de pirita. O material também contém frações de matéria orgânica comum nas laminações que podem ocorrer oxidadas ou fosfatizadas.

Figura 38 - Micrografias obtidas a partir de lâminas delgadas da amostra sintética AMB. A) Fragmentos de laminito com diversos tamanhos (setas brancas), imersos na matriz composta pela resina époxi (E). B) Outro detalhe da matriz de resina (E) e de grãos dos laminitos desintegrados (setas brancas) flutuando na matriz de resina. C) Finos cristais isolados de pirita (Pi) estão flutuando na matriz de époxi. Um poro aparece no centro da imagem e deve ter se formado devido ao processo de mistura irregular da resina com o pó análogo. D) Detalhe de uma região da rocha sintética que é dominado pela matriz de resina de époxi, e onde finas partículas de laminitos estão dispersas flutuando na matriz no centro da foto. A distinção entre as arestas das finas partículas de laminitos (coloração clara) e a matriz (massa amorfa formada por finos cristais de coloração marrom) é facilitada pela diferença de cor desta última em relação aos componentes oriundos dos laminitos.



Fonte: A autora (2022).

Nesse sentido, a análise petrográfica da rocha sintética permitiu observar que o material pulverizado produzido foi envolvido pelo epóxi. A mistura manual fez com que alguns grãos da matriz micrítica se aglutinassem imersos na resina epóxi, enquanto outros ficassem isolados.

As micrografias demonstram que os fragmentos líticos maiores dos laminitos apresentam um aspecto brechóide, são angulosos e envolvidos pela matriz de coloração marrom-esverdeada. Grãos menores do que 10 μm são observados. Alguns cristais representados por zonas escuras, opacas e pontos de coloração clara indicam que são cristais separados, desagregados da matriz dos laminitos também imersos na resina, enquanto pontos de coloração marrom indicam fragmentos oxidados/fosfatizados de matéria orgânica.

4.1.3 Tomografia

Através da tomografia computadorizada, foram obtidos valores de porosidade em percentual para uma amostra de laminito e algumas amostras das rochas carbonáticas sintéticas ensaiadas (Tabela 4).

O cálculo da porosidade se deu em três partes da amostra: no topo, no centro e na base, para verificar a possível existência de não homogeneidade durante a compactação estática do material na prensa.

As porosidades tanto da amostra natural, quanto das amostras artificiais foram semelhantes, além de que não se verificou diferença na porosidade ao longo da altura das amostras sintéticas devido à compactação.

Foi feita uma média aritmética entre os valores de porosidade obtidas nas três posições, sendo estes similares àqueles referenciados anteriormente para os calcários laminados, de 4 a 22% (MIRANDA *et al.*, 2016).

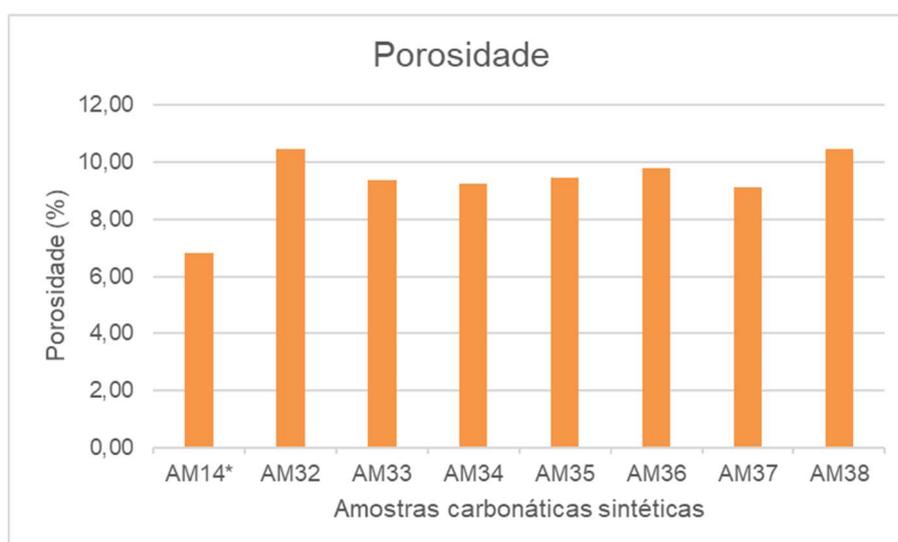
Tabela 4 – Porosidade de um testemunho de laminito e das rochas carbonáticas sintéticas.

AMOSTRA	POSIÇÃO	POROSIDADE (%)
ROCHA NATURAL	Topo	8,64
	Meio	6,94
	Base	14,49
	Média	8,64
AM14*	Topo	6,84
	Meio	5,30
	Base	9,18
	Média	6,84
AM32	Topo	9,11
	Meio	10,44
	Base	11,86
	Média	10,47
AM33	Topo	9,00
	Meio	9,57
	Base	9,56
	Média	9,38
AM34	Topo	8,29
	Meio	9,75
	Base	9,73
	Média	9,25
AM35	Topo	7,91
	Meio	9,58
	Base	10,85
	Média	9,45
AM36	Topo	11,66
	Meio	9,38
	Base	8,41
	Média	9,82
AM37	Topo	9,15
	Meio	10,76
	Base	7,49
	Média	9,13
AM38	Topo	11,62
	Meio	9,39
	Base	10,37
	Média	10,46

Fonte: A autora (2021).

Dentre as amostras sintéticas, a amostra AM14 apresentou porosidade inferior às demais (Figura 39). Esse resultado se deve, possivelmente, à metodologia de fabricação dessa amostra, pois ela passou 24 h na prensa recebendo uma compactação estática de 20 MPa, enquanto as outras amostras só passaram 5 min. Isso deve ter aglutinado ainda mais a mistura, diminuindo a porosidade. Tal metodologia foi usada para comparar se a resistência uniaxial muda substancialmente ao aumentar o tempo de compactação da mistura.

Figura 39 – Porosidade de amostras carbonáticas sintéticas.



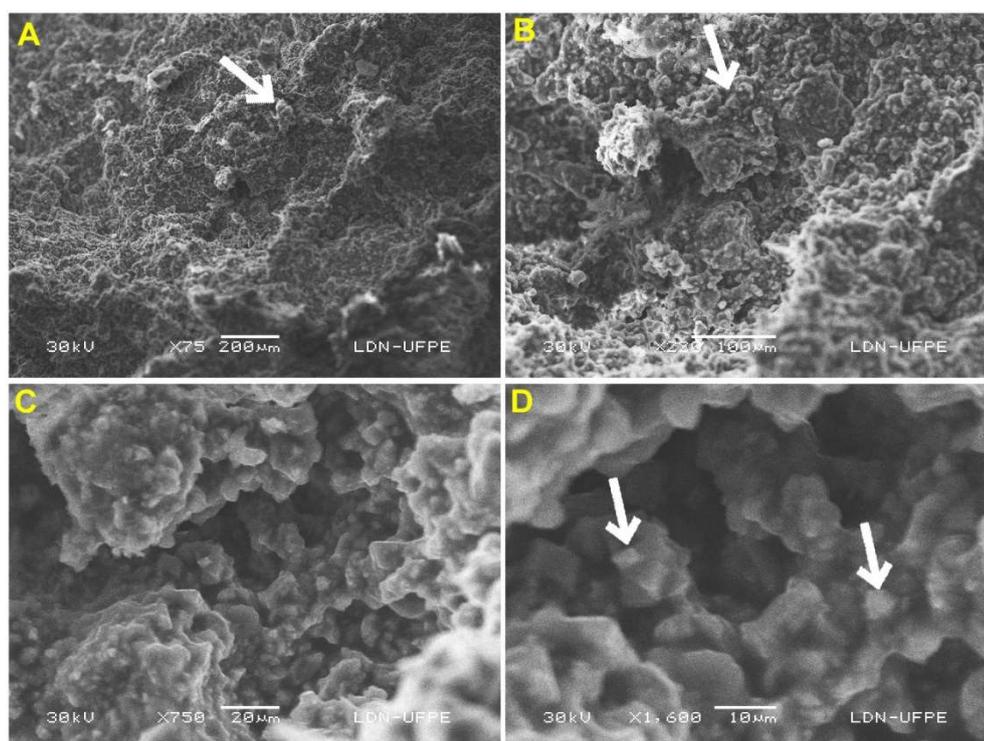
Fonte: A autora (2022).

4.1.4 Microscopia eletrônica de varredura

A análise de MEV permitiu verificar que a mistura das partículas do calcário laminado com a resina epóxi produziu um material de matriz muito fina que envolveu os fragmentos líticos e os cristais isolados desagregados pela moagem. É possível notar isso através da Figura 40, que representa um conjunto de imagens de um mesmo lugar do fragmento da amostra sintética, aumentando a escala de visualização gradativamente de x75 até x1.600.

A matriz apresentou pouca porosidade devido à solidificação da resina que formou um cimento amorfo, de acordo com o observado na tomografia ao se analisar a porosidade da rocha.

Figura 40 - Imagens de MEV da amostra sintética AM38. A) e B) Detalhe da matriz criada pela resina de époxi com textura amorfa e muito fina. A resina envolveu pedaços do calcário laminado (seta branca) além de cristais desagregados durante o processo de moagem. C) Detalhe dos fragmentos líticos do laminito, bem como de cristais de calcita envolvidos pela matriz de époxi. D) As setas brancas mostram romboedros de calcita envolvidos pela matriz de époxi.



Fonte: A autora (2022).

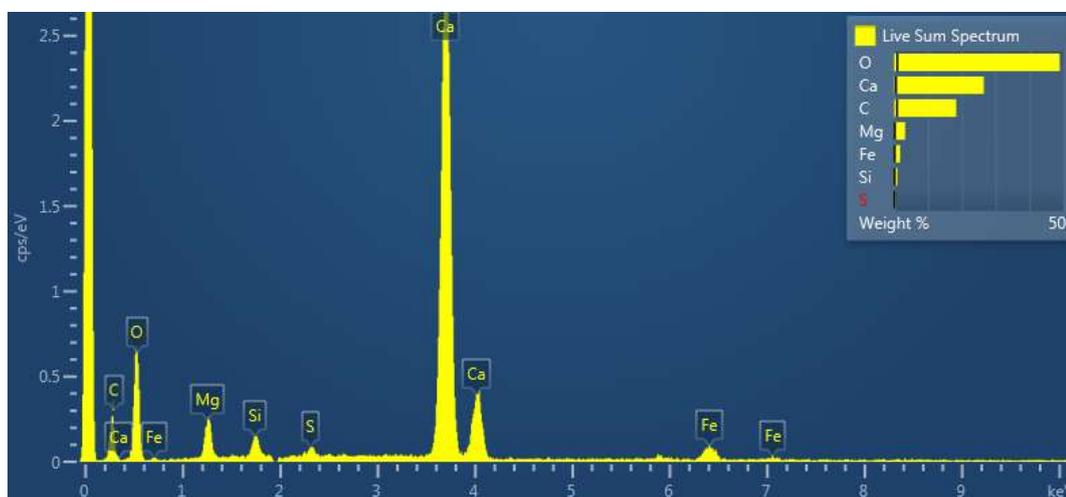
As Figuras 41 e 42 apresentam a análise química do material moído do calcário laminado (sem epóxi) e da rocha sintética, respectivamente. Tais resultados são expressos na abscissa por KeV (Mil elétrons-Volt) e na ordena por cps/eV (Contagem por segundo por elétron-Volt).

A análise química através da estereoscopia da energia dispersiva de raio-X (EDS) acoplada ao MEV, demonstrou os principais elementos químicos presentes no pó análogo (Figura 41) que são o cálcio (Ca), oxigênio (O) e carbono (C), como também os elementos em menor quantidade como magnésio (Mg), ferro (Fe) e silício

(Si). É possível perceber a grande quantidade de cálcio e oxigênio, elementos que constituem o carbonato de cálcio (CaCO_3), principal componente dos calcários.

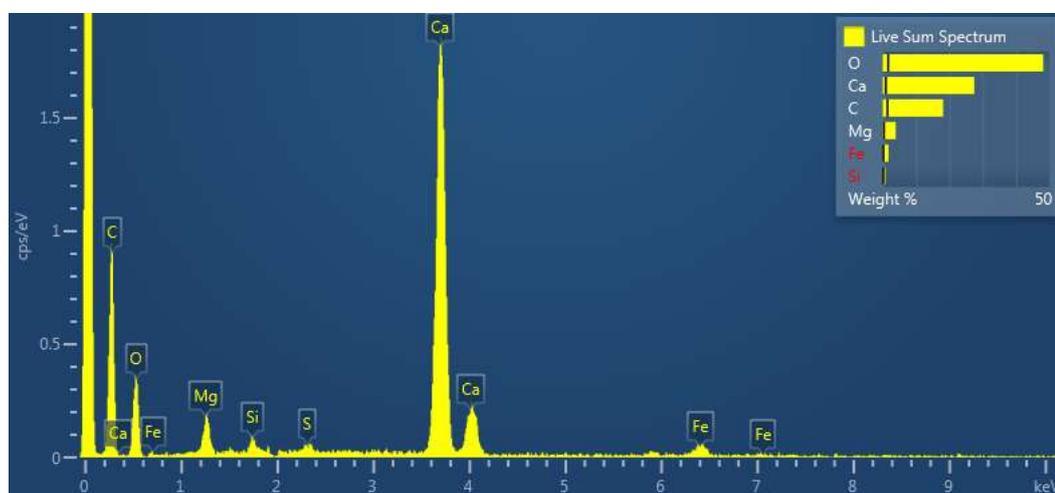
Na Figura 42 é possível notar os mesmos elementos químicos para o fragmento de rocha sintética, mas com uma quantidade maior de carbono em comparação à análise química do pó análogo. Isso pode ser explicado à luz da composição do epóxi, que é constituído por carbono, hidrogênio e oxigênio. O hidrogênio, no entanto, devido à sua leveza, não é identificado.

Figura 41 – Análise química do material moído do calcário laminado (sem epóxi) utilizando a EDS.



Fonte: A autora (2022).

Figura 42 – Análise química da rocha sintética utilizando a EDS.



Fonte: A autora (2022).

Deve-se levar em consideração, contudo, que todas as amostras foram revestidas com grafite para análise no equipamento, o que possivelmente eleva o valor final da quantidade de carbono nos resultados da estereoscopia.

4.2 ENSAIO DE COMPRESSÃO UNIAXIAL

4.2.1 Calcários laminados

O resultado dos ensaios uniaxiais nos laminitos se encontram na Tabela 5 e na Figura 43, podendo ser considerados, segundo a ISRM, como rochas resistentes. Existe uma grande variabilidade de tensão máxima registrada nos laminitos (48-137 MPa), demonstrando que é difícil estabelecer um valor padrão de tensão máxima para essas amostras através de ensaios uniaxiais devido a fissuras, micro fissuras e outras heterogeneidades que existem naturalmente nas rochas. Mas é possível notar que o comportamento das curvas no gráfico tensão-deformação é próximo na fase linear elástica, ou seja, seu módulo de elasticidade varia de 12 a 14 GPa, aproximadamente (com exceção da amostra R2 que apresentou valor de 9 GPa).

Na Figura 43 é possível ver o comportamento frágil dessas amostras, evidenciado pela pequena quantidade de deformação para altos valores de tensão. Primeiro há a fase de fechamento das pequenas fissuras (0 a 20 MPa), depois a fase linear elástica (20 a 40 MPa) e, por fim, fraturas maiores e a ruptura.

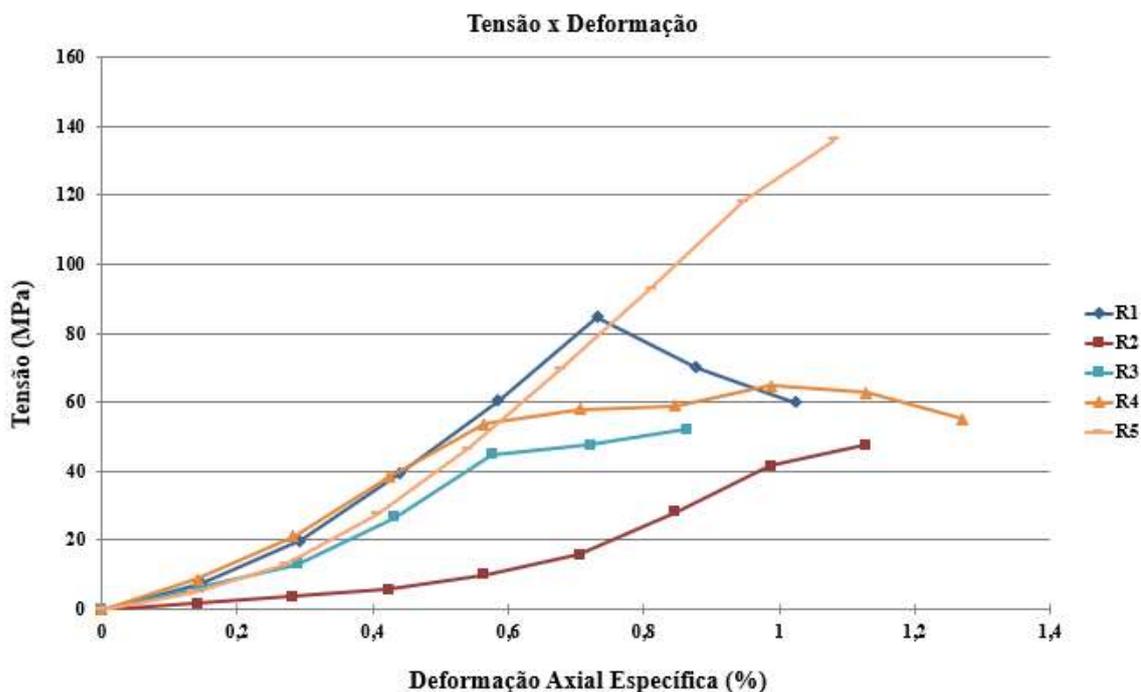
Tabela 5 - Resultados dos ensaios uniaxiais nos laminitos (rocha natural).

Amostra Natural	Densidade final (g/cm³)	UCS (MPa)	E (GPa)
R1	2,527	102,318	13,328
R2	2,477	48,046	9,136
R3	2,493	52,164	12,569
R4	2,473	65,699	12,071
R5	2,528	137,667	14,113

Fonte: A autora (2021).

Ainda em relação às curvas da Figura 43, o módulo de elasticidade foi tomado no trecho que vai de 20 a 40 MPa de resistência, como uma média da inclinação da porção linear da curva tensão-deformação das amostras ensaiadas.

Figura 43 – Curvas de tensão *versus* deformação de amostras de calcário laminado (rocha natural).



Fonte: A autora (2021).

Quatro das cinco amostras apresentaram semelhanças no desenvolvimento da curva. O fato de a amostra R2 ter comportamento diferente das outras se deve à maior velocidade do ensaio, devido ao menor tempo alcançado até a ruptura (2 min e 54 s) comparado com o tempo de ensaio das outras amostras.

O coeficiente de Poisson (Tabela 6), demonstrou resultados semelhantes ao que se devia esperar das rochas em campo (0,25 a 0,5). Segundo Aadnoy & Looyeh (2014) a maioria das rochas ensaiadas em laboratório tem um coeficiente de Poisson de 0,25 a 0,30. Esse valor maior do coeficiente possivelmente foi causado pela dificuldade com a utilização dos deflectômetros no meio da amostra, pois à medida que a carga é aplicada eles podem ser afetados, devendo ser utilizados, para fins de comparação de resultados, outros medidores, como por exemplo o LVDT.

Tabela 6 – Coeficiente de Poisson para testemunhos de laminitos.

Amostra Natural	Poisson
R2	0,400
R3	0,550

Fonte: A autora (2022).

Finalmente, no ensaio de compressão uniaxial, os laminitos apresentavam ruptura brusca com projeção de fraturamento e ocorrência de múltiplas fraturas, devendo-se ter especial cuidado na realização do ensaio para evitar acidentes.

4.2.2 Rocha carbonática sintética

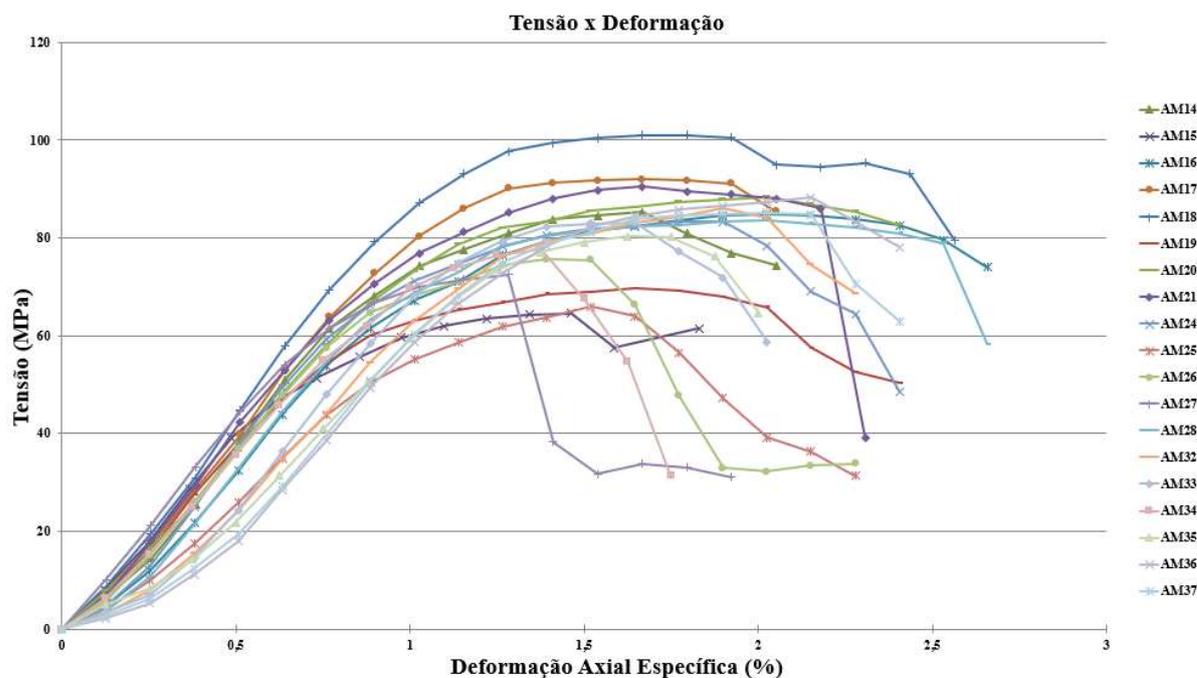
A mesma metodologia utilizada nos ensaios com os laminitos foi empregada para as rochas sintéticas. O resultado do ensaio uniaxial nas rochas sintéticas pode ser observado na Figura 44 e na Tabela 7. Foram ensaiadas 19 amostras, as quais apresentaram um intervalo de UCS de 64,5 a 101, 8 MPa. O módulo de elasticidade foi considerado no trecho linear do gráfico (de 20 a 40 MPa), antes que algumas rochas apresentassem comportamento curvilíneo, e variou de 7 a 10,3 GPa.

As amostras apresentaram comportamento semelhante durante o ensaio, podendo ser consideradas como rochas resistentes e dúcteis. Pode-se observar todas as fases do comportamento de uma rocha descrito anteriormente como fechamento progressivo de pequenas fissuras da rocha (0-20 MPa), trecho retilíneo (20-40 MPa), número crescente de zonas fraturadas (aumento significativo das deformações axiais) e tensão máxima que a rocha suporta até a ruptura. Também foi possível analisar o comportamento pós pico das amostras sintéticas, pois, diferentemente dos calcários laminados que rompem bruscamente na tensão de pico, essas rochas artificiais permitem a leitura de cargas após a ruptura.

As amostras que ficaram na prensa durante 24 h (AM14, AM18 e AM19) não apresentaram substanciais diferenças quanto à densidade, módulo de Young ou mesmo UCS, levando à conclusão de que a metodologia de construção dos plugues

em 5 min de compactação estática é mais simples e obtém iguais valores de resistência.

Figura 44 – Curvas de tensão *versus* deformação das amostras de rocha carbonática sintética.



Fonte: A autora (2021).

Tabela 7 - Resultados dos ensaios uniaxiais em rochas carbonáticas sintéticas.

Amostra Sintética	Densidade final (g/cm ³)	UCS (MPa)	E (GPa)
AM14*	2,232	85,960	10,359
AM15	2,126	64,537	9,011
AM16	2,158	84,846	8,766
AM17	2,199	92,135	8,829
AM18*	2,239	101,843	9,881
AM19*	2,195	69,654	8,625
AM20	2,209	88,665	8,75
AM21	2,234	90,464	9,512

AM24	2,221	83,437	10,234
AM25	2,212	66,527	7,047
AM26	2,207	75,678	8,637
AM27	2,236	72,853	9,049
AM28	2,214	83,763	9,103
AM32	2,218	86,286	7,82
AM33	2,216	83,254	9,517
AM34	2,191	77,787	8,323
AM35	2,182	80,477	7,69
AM36	2,213	88,267	7,883
AM37	2,219	85,450	8,087

Fonte: A autora (2021).

O coeficiente de Poisson para algumas dessas amostras podem ser observados na Tabela 8.

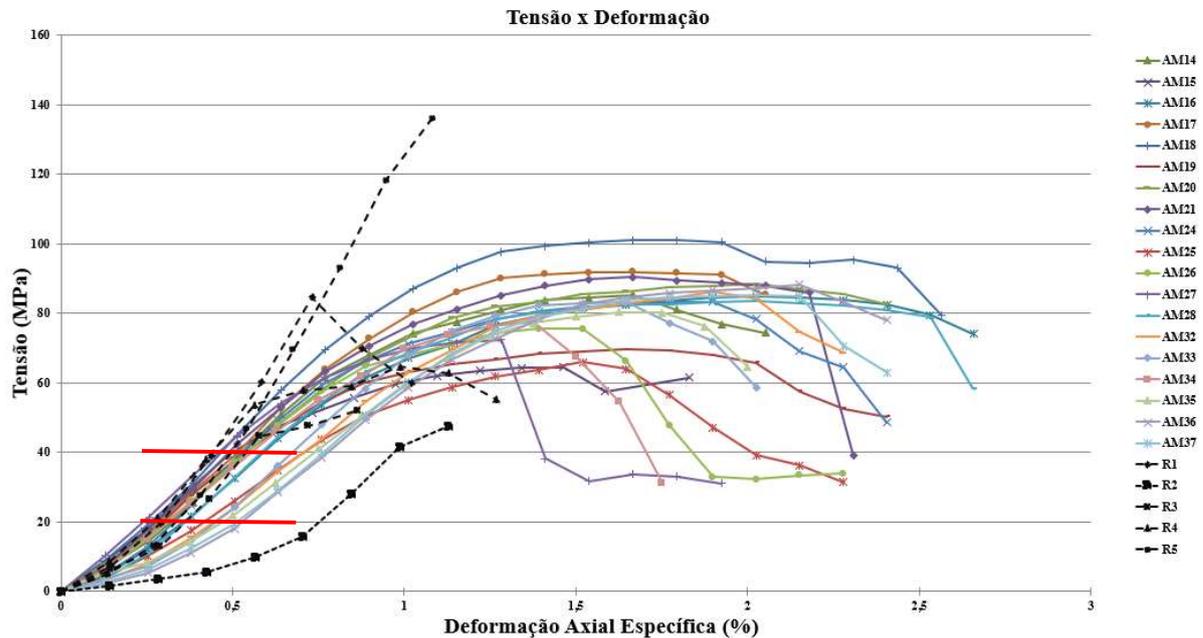
As curvas tensão *versus* deformação dos laminitos (rocha natural) juntamente com os resultados das rochas sintéticas podem ser vistas na Figura 45. Percebe-se que apresentam semelhança no crescimento da curva, bem como nos valores de resistência de pico e módulo elástico, mas seus comportamentos são totalmente diferentes na fase em que começa a fissuração. A rocha sintética também apresenta valores de deformação superiores aos laminitos.

Tabela 8 – Coeficiente de Poisson para amostras carbonáticas sintéticas.

Amostra Sintética	Poisson
AM24	0,465
AM25	0,395
AM28	0,506

Fonte: A autora (2022).

Figura 45 – Curvas de tensão *versus* deformação dos calcários laminados e rochas carbonáticas sintéticas, com destaque em vermelho para o trecho elástico (20-40 MPa).



Fonte: A autora (2021).

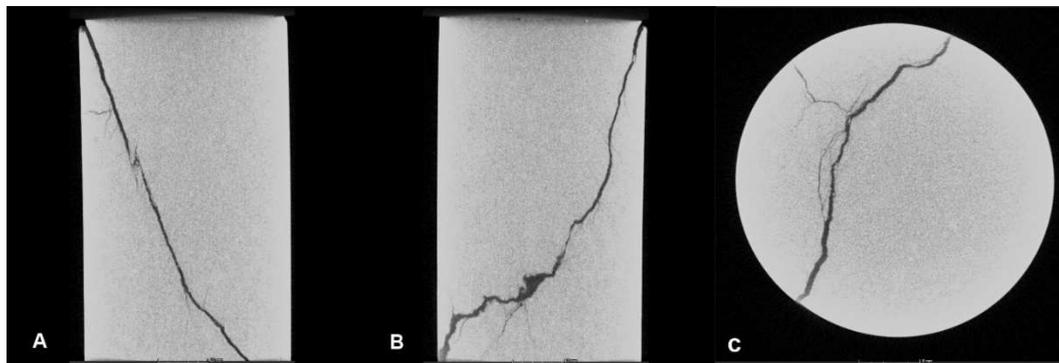
Além disso, as rochas sintéticas apresentaram diferentes modos de ruptura, como superfície de ruptura em diagonal (ou ruptura por cisalhamento), múltiplas rupturas e ruptura axial (Figura 46). Através da tomografia foi possível ver internamente a fratura em diagonal (Figura 47) de uma das amostras ensaiadas nos testes iniciais e que não foi listada junto às outras por possuir densidade inferior à finalmente proposta.

Figura 46 – Diferentes tipos de ruptura da rocha carbonática sintética. A) Superfície de ruptura em diagonal; B) Múltiplas rupturas; C) Ruptura axial.



Fonte: A autora (2021).

Figura 47 – Superfície de ruptura em diagonal vista através das imagens da tomografia. A) e B) vistas laterais; C) topo da amostra.

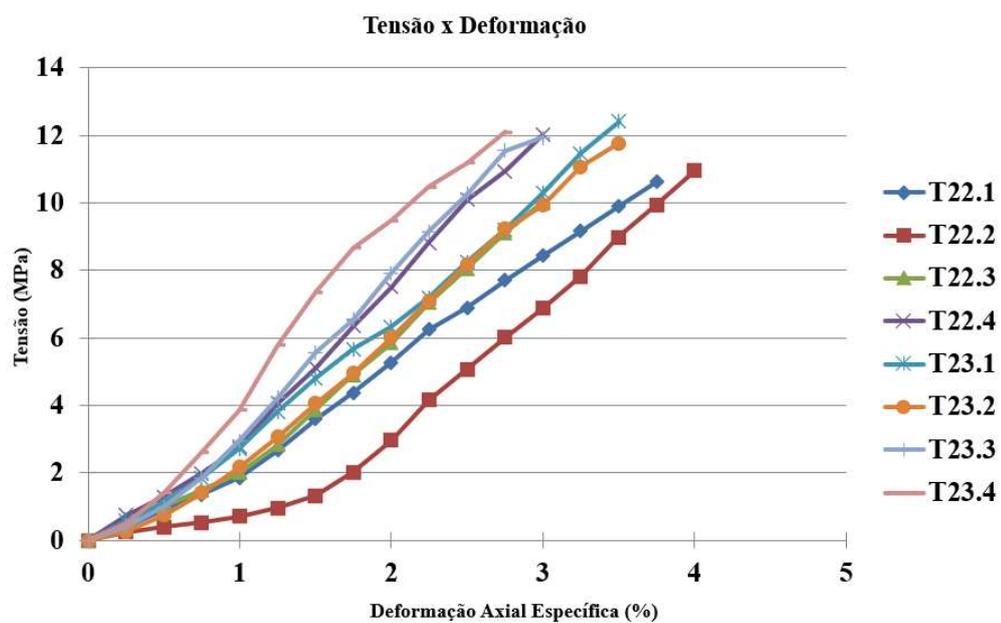


Fonte: A autora (2021).

4.3 ENSAIO DE COMPRESSÃO DIAMETRAL

Os resultados de resistência máxima à tração das rochas carbonáticas sintéticas variaram de 10 a 12,4 MPa (Figura 48 e Tabela 9), sendo portanto em torno de 10% da resistência à compressão máxima, conforme o esperado.

Figura 48 – Curvas tensão *versus* deformação do ensaio de compressão diametral nas rochas carbonáticas sintéticas.



Fonte: A autora (2021).

Apesar das tensões de tração máximas serem próximas, o gráfico de tensão *versus* deformação apresentou ligeira diferença entre as curvas, com deformações axiais que variaram de 2,75 a 4%.

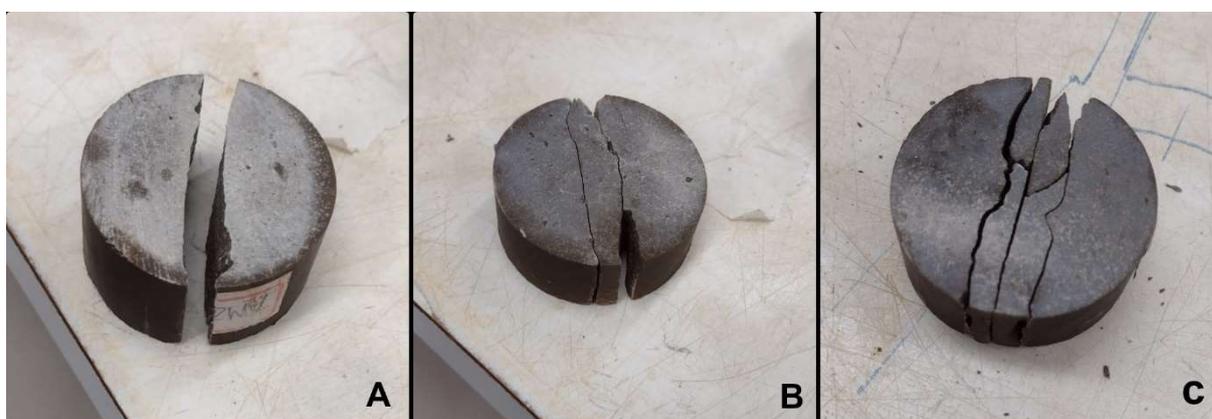
Durante o ensaio foi possível notar a ductilidade da rocha sintética, pois a medida que a carga foi aplicada, a área de contato do prato metálico com a amostra foi aumentando gradativamente, o que pode ser visto na quantidade de fraturas adjacentes a linha de aplicação da carga (Figura 49 e 50).

Tabela 9 – Resultados dos ensaios de compressão diametral nas rochas carbonáticas sintéticas.

Amostra Sintética	σ_t (MPa)
T22.1	10,63
T22.2	10,96
T22.3	10,01
T22.4	12,03
T23.1	12,41
T23.2	11,77
T23.4	11,93
T23.4	12,09

Fonte: A autora (2021).

Figura 49 – Diferentes modos de ruptura observadas no ensaio de compressão diametral em rochas carbonáticas sintéticas. A) Apenas uma fratura; B) e C) Múltiplas fraturas.



Fonte: A autora (2021).

Figura 50 – Ensaio de compressão diametral em rocha carbonática sintética. A) Antes da ruptura; B) Após a ruptura.



Fonte: A autora (2021).

5 CONCLUSÕES

O epóxi mostrou-se um excelente aliado na composição de rochas carbonáticas sintéticas. Tais rochas apresentaram considerável resistência mecânica quando comparadas à resistência das rochas sintéticas apontadas no referencial teórico.

Em relação aos laminitos (rochas naturais), elas apresentaram valores próximos de tensão de pico, bem como de módulo de Young no trecho linear elástico, mas com diferença substancial no desenvolvimento final da curva, a partir do momento de início da fissuração. Essas rochas carbonáticas sintéticas, portanto, podem ser aplicáveis a indústria do petróleo por apresentarem parâmetros da mesma ordem de grandeza de amostras do pré-sal.

Resultados de resistência à tração da rocha sintética são importantes e foram uma contribuição deste trabalho, visto que são escassos na literatura de rochas artificiais.

É difícil estabelecer um valor padrão de tensão máxima e módulo de elasticidade tanto para os laminitos, quanto para as rochas carbonáticas sintéticas ensaiadas. Nesse sentido, uma análise estatística com maior quantidade de amostras seria necessário e é uma sugestão para trabalhos futuros.

Foram obtidos bons resultados de porosidade, petrografia e microscopia eletrônica, sendo sugerido para próximos trabalhos o uso de um meio de mistura mais homogênea de materiais para composição da rocha sintética, e não manualmente, para evitar formação de poros maiores ou má distribuição do pó análogo, assim como melhorar a repetibilidade de resultados.

Foi possível obter valores de coeficiente de Poisson através de deflectômetros no meio da amostra, sendo uma sugestão futura realizar ensaios uniaxiais com o uso de sensores de deslocamento linear (LVDTs).

Adicionalmente, pode-se aumentar a densidade proposta na mesma tensão estática para verificar até que ponto os resultados de resistência máxima serão maiores e se o comportamento da amostra se tornará mais frágil frente a essa mudança. Mas deve-se ter um especial cuidado para que não haja esmagamento dos grãos devido à alta compactação.

A síntese de rochas carbonáticas com outra faixa granulométrica também é uma sugestão para futuras pesquisas e como isso irá influenciar na caracterização como um todo da amostra.

Finalmente, todo o processo de produção dessas rochas artificiais foi possível de maneira rápida e a um baixo custo. Sendo assim, elas podem ser facilmente fabricadas em próximos estudos, desta vez incorporando heterogeneidades presentes em reservatórios carbonáticos como fraturas e concreções.

Além disso, essas rochas artificiais podem ser avaliadas quanto ao uso na indústria de construção civil, tendo em vista os excelentes resultados de resistência e ductilidade. Há uma enorme quantidade de calcário inutilizado das minerações na Formação Crato, e seu aproveitamento para outros fins é sustentável e viável do ponto de vista econômico.

REFERÊNCIAS

AADNOY, B.; LOOYEH, R. **Mecânica das rochas aplicada: perfuração e projeto de poços**. 1ª ed. Rio de Janeiro: GEN LTC, 2014.

AKBAR, M.; ALGHAMDI, A.; VISSAPRAGADA, B.; ALLEN, D.; HERRON, M.; CARNEGIE, A.; DUTTA, D.; OLESEN, J. R.; CHOURASUYA, R.D.; LOGAN, D.; STIEF, D.; NETHERWOOD, R.; RUSSELL, S. D.; SAXENA, K. **Evaluación de yacimientos carbonatados**. Oilfield Review, v. 7, n. 1, p 38-57. 1995.

ALMEIDA, C. **Análise da Deformação Pós-Rifte na Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p 5. 2010.

ASTM - American Society for Testing and Materials. **D3967 – 16, Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens**. 2016. 5p

ASTM - American Society for Testing and Materials. **D7012 – 14, Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures**. 2014. 9p

ASSINE, M. L. **Análise estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil**. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 22, n. 3, p 289-300. 1992. <https://doi.org/10.25249/0375-7536.1992289300>.

BASTOS, F. H.; MAIA, R. P.; CORDEIRO, A. M. N. **Geografia**. 1ª Edição. Fortaleza: UECE, 2019.

BEURLIN, K. **As condições ecológicas e faciológicas da Formação Santana na Chapada do Araripe (Nordeste do Brasil)**. Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 43, p 411-415. 1971.

BÍBLIA, N.T. 1 Pedro. Português. In: **Bíblia Sagrada**. Nova versão internacional. Rio de Janeiro: Thomas Nelson Brasil, Cap. 2, vers.6.

BRITO NEVES, B. B.; SANTOS, E. J.; VAN SCHMUS, W. R. **Tectonic history of the Borborema Province, Northeastern Brazil**. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Ed.). Tectonic Evolution of South America. Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências. Rio de Janeiro, p. 151-182, 2000.

BURCHETTE T. **Are Carbonate Reservoirs ‘Difficult’?**. GeoExpro. Vol. 16, No. 5 - 2019. Disponível em: <<https://www.geoexpro.com/articles/2019/11/are-carbonate-reservoirs-difficult>> Acesso: 28 de Junho 2022.

CASTRO, N.F.; LIMA M.A.B.; VIDAL, F.W.H.; CORREIA, J.C.G.; RIBEIRO, R.C.C.; LESSA, M.V.L. **Estudo das aplicações industriais dos calcários do cariri cearense, no APL de base mineral**. XXII ENTMMME/VII MSHMT – Ouro Preto-MG. Centro de Tecnologia Mineral – CETEM/MCT. 2007.

CHIOSSI, N. J. **Geologia aplicada à engenharia**. 2º edição. São Paulo: Grêmio politécnico, 1979.

CHRISTANTE, L. **Pré-Sal: Desafios científicos e ambientais**. São Paulo, n. 3, p. 28-30, 2009.

COELHO, P. **Resina Epóxi – História, Processo de Produção, Propriedades e Usos**. Disponível em: <<https://www.engquimicasantosp.com.br/2018/08/resina-epoxi-historia-processo-producao-usos.html>>. Acesso: 25 de fevereiro de 2022.

COSTALONGA, M. **Desenvolvimento de rocha artificial com pó de rocha e aglomerante polimérico e geopolimérico**. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual do Norte Fluminense. Campos dos Goytacazes, 164p. 2016.

COOK, W.D.; MEHRABI, M.; EDWARD, G. **Ageing and Yielding in Model Epóxy Thermoset**. Polymer. v. 40, p. 1209-1218, 1999.

FAMBRINI, G. L.; SILVESTRE, D. C.; BARRETO JUNIOR, A. M.; SILVA-FILHO, W. F. **Estratigrafia da Bacia do Araripe: estado da arte, revisão crítica e resultados novos**. Revista do Instituto de Geociências – USP. São Paulo, v. 20, n. 4, p. 16-212, 2020.

FEDRIZZI, R. M.; CEIA, M. A. R.; MISSÁGIA, R.M.; SANTOS, V. H.; NETO, I. L. **Artificial carbonate rocks: Synthesis and petrophysical characterization**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V. 163, 2018, p 303-310, ISSN 0920-4105. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.089>

FJÆR, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN A.M.; RISNES, R. **Petroleum related rock mechanics**. 2ND Edition. Elsevier: Developments in petroleum science, 2008.

FLOREZ, J.J.A.; FERRARI, J. V.; MICHELON, M.; ULSEN, C. **Construction of synthetic carbonate plugs: A review and some recent developments**. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles v. 74, n. 29, 2019. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019001>

GALINDO, K. B. T. **Comportamento hidro-mecânico de rochas carbonáticas sintéticas submetidas à injeção de um fluido reativo**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 92 p. 2016.

GOODMAN, R. E. **Introduction to rock mechanics**. 2^a ed. New York: John. Wiley & Sons, 1989.

HAMID, N. H.; WAN BADERUL HISAN, W. S. I.; ABDULLAH, U. H.; ABDUL AZIM, A. A.; MD. TAHIR, P. **Mechanical properties and moisture absorption of epoxy composites mixed with amorphous and crystalline silica from rice husk**. BioRes, v. 14, n. 3, p. 7363-7374, 2019.

HEIMHOFER, U; ARIZTEGUI, D.; LENNIGER, M; HESSELBO, S. P.; MARTILL, D. M.; RIOS-NETTO, A. M. **Deciphering the depositional environment of the laminated Crato fossil beds (Early Cretaceous, Araripe Basin, North-eastern Brazil)**. Sedimentology, v. 57, n. 2, p. 677–694, 2010.

HEARST, J.; NELSON, P. H.; PAILLET, F. L. **Well logging for physical properties: A handbook for geophysicists, geologists and engineers**: West Sussex, England. 2000.

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.

ISRM. **Rock characterization testing and monitoring**. E.T.Brown, 211p. 1981.

LEITE, A.L.S.; SILVA, C.M.G.; BARBOSA, R.S. **Análise ergonômica no processo produtivo da extração de calcário laminado - estudo de caso**. XXIII Encontro Nac. de Eng. de Produção - Ouro Preto, MG, Brasil, 21 a 24 de out de 2003 ENEGEP. 2003.

MACIEL FILHO, C.L. & NUMMER, A.V. **Introdução à Geologia de Engenharia**. 5^a Edição. Brasília: companhia de pesquisa de recursos minerais UFSM. 2014. 456 p.

MARTILL, D. M.; LOVERIDGE, R. F.; HEIMHOFER, U. **Dolomite pipes in the Crato Formation fossil lagerstätte (Lower Cretaceous, Aptian), of northeastern Brazil**.

Cretaceous Research, v. 29, n. 1, p. 78–86, 2008.

MELO, L. M. P. **Análise Numérico-experimental de Rochas Carbonáticas Sintéticas Submetidas à Injeção de Um Fluido Reativo**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 92 p. 2012.

MIRANDA, T. S. **Caracterização geológica e geomecânica dos depósitos carbonáticos e evaporíticos da Bacia do Araripe, NE Brasil**. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Geociências do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 268p. 2015.

MIRANDA, T.; BARBOSA, J. A.; GOMES, I.; SOARES, A.; SANTOS, R.; MATOS, G.; MCKINNON, E.; NEUMANN, V.; MARRETT, R. **Petrophysics and petrography of Aptian tight carbonate reservoir, Araripe Basin, NE Brazil**. 78th EAGE Conference and Exhibition 2016: Efficient Use of Technology - Unlocking Potential, n. May, 2016.

MOLINARI, E.J. **Reutilização dos resíduos de rochas naturais para o desenvolvimento de compósitos poliméricos com matriz termofixa na manufatura de pedras industriais**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 132p. 2007.

NEUMANN, V. H. & CABRERA, L. **Una Nueva Propuesta Estratigráfica para la Tectonosecuencia post-rifte de la Cuenca de Araripe, Noreste de Brasil**. In: Bol. 5º Simpósio Sobre o Cretáceo do Brasil e 1º Simpósio Sobre el Cretácico de América Del Sur. Serra Negra-SP. UNESP, Rio Claro, p 279-285, 1999.

NICHOLS, G. **Sedimentology and Stratigraphy**. Second Edition. Wiley-blackwell, 2009.

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

OLIVEIRA, A. D. **Análise das alterações físico-químicas decorrentes de ensaios de dissolução em rochas carbonáticas sintéticas**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 117p. 2016.

PARISEAU, W.G. **Design analysis in rock mechanics**, 1st ed. Taylor & Francis, 2006.

PETROBRAS. **Comunicação bacia de santos**. Disponível em: <<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/conteudo/pr%C3%A9-sal-bacia-de-santos.html>>. Acesso: 03 de Janeiro, 2022.

PGT - Petroleum Geoscience Technology. **Geologia do Petróleo**. 24 p.

PICO, R. L. H. **Influência da microestrutura nas propriedades mecânicas de rochas carbonáticas usando imagens 3D de microtomografia de raios-X**. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 167p. 2015.

PIZARRO S.; OSCAR, J.; BRANCO C. C. **Challenges in Implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brasil**. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, April 2012. <https://doi.org/10.2118/155665-MS>

PONTE, F. C. **Arcabouço estrutural da Bacia do Araripe**. IV Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, p. 169-177. Águas de São Pedro: UNESP/IGC, 1996.

RAMOS, G. M. S. **Análise de concreções como ferramenta para o estudo de taxas de compactação em calcários laminados: aplicação à evolução diagenética de rochas reservatórios**. 2020. Programa de pós-graduação em geociências. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Geociências do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 141p. 2020.

RAND, H.M. & MANSO, V.A.V. 1984. **Levantamento gravimétrico e magnetométrico da Bacia do Araripe**. In: CONOR. BRAS. GEOL., 33. Rio de Janeiro, SBG. v. 4, p. 2011-2016, 1984.

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

SCHÖN, J. **Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia de Petróleo: Fundamentos Teóricos E Práticos**. Elsevier Brasil, 2014

SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C.; VASCONCELOS, A. M.; BAHIA, R. B. C. **Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores**. Capítulo II. 57 p. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. L. A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R. M. Vidotti e J. H. Gonçalves (eds.) CPRM, Brasília, 2003.

SILVA, A.S.A.S. **Aproveitamento de rejeito de calcário do cariri cearense na formulação de argamassa**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mineral do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 83p. 2008.

THOMAZ, E. C. S. **Ensaio de compressão diametral. Notas de aula do curso de Engenharia de Fortificação e Construção do Instituto Militar de Engenharia (IME)**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://aquarius.ime.eb.br/~webde2/prof/ethomaz/>>. Acesso em: 08 de Dez. 2021.

THOMPSON T.A.; DESHON P.A.; EVANS D.; EVANS B. **Stress-induced anisotropic properties of synthetic sandstone core**. Society of Exploration Geophysicists.1999.

VIANA, M. S. S.; NEUMANN, V. H. L. **Membro Crato da Formação Santana, chapada do Araripe, CE: Riquíssimo registro e flora do Cretáceo**. SIGEP 5. p 113-120, 2002.

VIEIRA, K. N. **Estudo experimental e numérico da dissolução ácida em rocha carbonática artificial utilizando cimento**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 106p. 2018.

WANG, Z.Z.; WANG, R.H.; WANG, F.F.; QIU, H.; LI, T.Y. **Experiment study of pore structure effects on velocities in synthetic carbonate rocks**. *Geophysics*. 2015. v. 80 n. 3, D207-D210. <https://library.seg.org/doi/10.1190/geo2014-0366.1>

WIKIPEDIA. **Epóxi**. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/wiki/Ep%C3%B3xi>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2022.

XU, S. ; PAYNE, M. A. **Modeling elastic properties in carbonate rocks**. *The Leading Edge*, Vol. 28, n.1, p 66-74, 2009. <http://dx.doi.org/10.1190/1.3064148>

YAMINI, S.; YOUNG, R.J. **Stability of crack propagation in epoxy resins**. *Polymer*. Vol. 18, n. 10, p. 1075-1080, 1977. [https://doi.org/10.1016/0032-3861\(77\)90016-7](https://doi.org/10.1016/0032-3861(77)90016-7).

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. 1^a ed. New York: Cambridge University Press, 2007.