



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS E MEIO AMBIENTE
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MARINA CHAVANTE SOEIRO

SIMULAÇÃO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
USANDO ROCHAS DIGITAIS

FORTALEZA
2025

MARINA CHAVANTE SOEIRO

SIMULAÇÃO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
USANDO ROCHAS DIGITAIS

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Dr. Madson Linhares Magalhães.
Coorientador: Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena.

FORTALEZA

2025

MARINA CHAVANTE SOEIRO

SIMULAÇÃO DA ESTOCAGEM DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
USANDO ROCHAS DIGITAIS

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: 15 /12 /2025.

BANCA EXAMINADORA

Dr. Madson Linhares Magalhães. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Daniel Vasconcelos Gonçalves
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Abel e Iracema, e à minha irmã
Lidia.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, por conceder-me esta oportunidade, conforme afirmado nas Escrituras: "porque sem mim nada podeis fazer" (João 15:5b).

Ao meu orientador, Prof. Madson, pela dedicação, orientação e incentivo ao longo destes anos, bem como por seu exemplo de excelência profissional e humana.

Ao Laboratório de Simulação e Modelagem 3D, pela infraestrutura disponibilizada e pelas oportunidades oferecidas.

Ao GPSA, pela confiança depositada em meu potencial e pela chance de ingressar no campo da pesquisa acadêmica.

À Universidade Federal do Ceará (UFC), pela transformação pessoal proporcionada e pelas experiências únicas que me foram possibilitadas durante minha trajetória.

À PETROBRAS e à ASTEF, pelo financiamento da pesquisa e pelas bolsas concedidas.

Aos professores que acompanharam minha jornada acadêmica, cujos ensinamentos transcenderam as fronteiras da sala de aula, expresso minha profunda gratidão. Em especial, aos professores Estevão, Talita, Nathália, Pedro Felipe, Andrea, Narelle, Glauber, Rafaelle e Célio, que contribuíram significativamente para minha formação como engenheira e pesquisadora.

Aos projetos dos quais tive a honra de participar, a Empresa Júnior Black Oil, o Laboratório de Escoamento em Meios Porosos e atualmente o Laboratório de Simulação e Modelagem 3D reconheço o papel fundamental que desempenharam em meu crescimento profissional e pessoal, proporcionando-me experiências enriquecedoras.

Aos amigos que me acompanharam desde o início, Ivis, Antony, Otávio, Taylon e Joabe, meu sincero agradecimento. Àqueles que tornaram esta jornada mais leve como Ana Clara, Bia, Gi, Let, Lucas, Victor, Maci minha gratidão pela companhia ao longo dos anos.

Aos amigos que fazem parte da minha vida em especial as integrantes do meu PG Ninho, que foram essenciais em meu desenvolvimento pessoal e espiritual.

Por fim, à minha família Abel, Iracema e Lídia, pelo apoio incondicional desde os primeiros passos de minha carreira acadêmica. O exemplo de vocês foi fundamental para a pessoa que me tornei hoje, e por isso, serei eternamente grata.

RESUMO

O aquecimento global exige estratégias urgentes de mitigação, com destaque para a Carbon Capture and Storage (CCS). Este trabalho objetivou investigar o comportamento do dióxido de carbono (CO_2) em reservatórios petrolíferos depletados, utilizando a simulação computacional, no software GeoDict, de duas rochas digitais de arenito. Inicialmente, a metodologia foi validada com dados da literatura, demonstrando a confiabilidade do método na predição de propriedades petrofísicas como porosidade e permeabilidade absoluta. A análise comparativa envolveu a simulação dos processos de drenagem e embebição, além da permeabilidade relativa. Os resultados de caracterização revelaram que a amostra 1 possui maior porosidade (22,5%) e maior permeabilidade absoluta (1,59 D) em comparação com a Amostra 2 (14,4% e 0,177 D, respectivamente). Em termos de segurança de armazenamento, a amostra 2 manifestou uma pressão capilar de entrada significativamente maior, indicando maior resistência à migração do gás. A análise das curvas de pressão capilar no processo de drenagem e embebição confirmaram a ocorrência de histerese. A amostra 1, que tem uma saturação máxima 48,5% maior que a da amostra 2, e apresenta um potencial de aprisionamento residual maior, sendo mais eficaz na imobilização do CO_2 a longo prazo, enquanto a amostra 2 oferece maior contenção estrutural e resistência ao fluxo. Conclui-se que a simulação em rochas digitais é uma ferramenta promissora para a otimização e segurança em projetos.

Palavras-chave: CCS - Carbon Capture and Storage; Rocha digital; Software GeoDict.

ABSTRACT

Global warming demands urgent mitigation strategies, with Carbon Capture and Storage (CCS) being a prominent one. This work aimed to investigate the behavior of carbon dioxide (CO₂) in depleted oil reservoirs, utilizing computational simulation in the GeoDict software on two digital sandstone rocks. Initially, the methodology was validated with literature data, demonstrating the method's reliability in predicting petrophysical properties such as porosity and absolute permeability. The comparative analysis involved the simulation of drainage and imbibition processes, in addition to relative permeability. The characterization results revealed that sample 1 has greater porosity (22.5%) and higher absolute permeability (1.59 D) compared to sample 2 (14.4% and 0.177 D, respectively). In terms of storage security, sample 2 exhibited a significantly higher capillary entry pressure, indicating greater resistance to gas migration. The analysis of the capillary pressure curves during the drainage and imbibition processes confirmed the occurrence of hysteresis. sample 1, which has a maximum saturation 48.5% greater than sample 2, presents a higher residual trapping potential, making it more effective in long-term CO₂ immobilization, while sample 2 offers greater structural containment and resistance to flow. It is concluded that simulation on digital rocks is a promising tool for optimization and security in CCS projects.

Keywords: Carbon Capture and Storage (CCS); Digital rocks; GeoDict software.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Segurança do armazenamento de CO ₂	17
Figura 2	– Representividade da porosidade em uma rocha.....	18
Figura 3	– Diferença da porosidade total e efetiva.....	19
Figura 4	– Exemplo do experimento de Henry Darcy.....	21
Figura 5	– Exemplo de um gráfico permeabilidade relativa.....	22
Figura 6	– Efeito do ângulo de contato de avanço e recuo.....	24
Figura 7	– Exemplo curva de drenagem e embebição com escoamento água e óleo.....	25
Figura 8	– Imagem da secção da amostra 1. Onde, poro (preto), quartzo (salmão) e minerais residuais (azul).....	27
Figura 9	– Imagem da secção da amostra 2. Onde, poro (preto), quartzo (salmão), feldspato (verde) e pirita (amarelo).....	28
Figura 10	– Curva de pressão capilar no processo de drenagem para validação.....	32
Figura 11	– Curva de pressão capilar no processo de embebição para validação	33
Figura 12	– Permeabilidade relativa da drenagem para validação.....	34
Figura 13	– Distribuição de tamanho de partículas (PSD) amostra 1.....	35
Figura 14	– Distribuição de tamanho de partículas (PSD) amostra 2.....	36
Figura 15	– Processo de drenagem da injeção de CO ₂ em água.....	38
Figura 16	– Avanço do processo de drenagem da amostra 1 na saturação 1,0 de água (a), 0,80 (b) e 0,61 (c); e da amostra 2 na saturação 1,0 de água (d), 0,80 (e) e 0,61 (f). Onde, CO ₂ invadindo (marrom escuro), água deslocada (azul escuro), água residual (azul claro).....	40
Figura 17	– Processo de embebição da injeção de CO ₂ em água	41

Figura 18	–	Imagens de secção no eixo y da amostra 1 no processo de embebição com saturação de água a 0,35 (a) e da amostra 2 na saturação de 0,38 (b). Onde, CO ₂ deslocado (marrom escuro), água invadindo (azul escuro), água residual (azul claro), CO ₂ residual (marrom claro).....	42
Figura 19	–	Visualização da histerese entre o processo de drenagem e embebição.....	43
Figura 20	–	Permeabilidade relativa da drenagem na amostra 1.....	44
Figura 21	–	Permeabilidade relativa da drenagem na amostra 2.....	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Propriedades utilizadas para o processo de drenagem.....	31
Tabela 2	– Pressão de Breakthrough e pressão máxima nas duas amostras para no processo de drenagem.....	38
Tabela 3	– Pressão e saturação máxima nas duas amostras no processo de embebição...	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EOR	Recuperação avançada de petróleo
CCS	Carbon Capture and Storage
μCT-SCAN	Microtomografia computadorizada de raios X 3D
LBM	Lattice Boltzmann Method

LISTA DE SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de carbono
%	Porcentagem
D	Darcy
mD	miliDarcy
k	Permeabilidade
u	Velocidade
μ	Viscosidade
p	Pressão
f	Força
M_i	Fluxo de momento
Φ	Porosidade
K_{rw}	Permeabilidade relativa à água
K_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás
K_{rwi}	Ponto terminal da curva de permeabilidade relativa à água experimental
K_{rgi}	Ponto terminal da curva de permeabilidade relativa ao gás experimental
S_w	Saturação de água
S_{wcr}	Saturação crítica de água
P_{krw}	Expoente modelo Corey para a água
P_{krg}	Expoente modelo Corey para o gás
p_c	Pressão capilar
σ	Tensão interfacial
r_p	Raio do poro
Θ	Ângulo de contato
K	Kelvin

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	OBEJETIVOS	15
2.1	Objetivo geral	15
2.2	Objetivo específico	16
3	REFERENCIAL TEÓRICO.....	16
3.1	Tecnologia e avanços na estocagem de CO ₂	16
3.2	Propriedades petrofísicas.....	18
3.2.1	<i>Porosidade</i>	18
3.2.2	<i>Permeabilidade</i>	20
3.3.3	<i>Processo de drenagem e embebição</i>	23
4	MATERIAIS E MÉTODOS	26
4.1	Obtenção da rocha	26
4.2	Modelagem matemática	28
4.2.1	<i>Porosidade e PSD</i>	28
4.2.2	<i>Permeabilidade absoluta</i>	29
4.2.3	<i>Permeabilidade relativa</i>	29
4.2.4	<i>Processo de drenagem e embebição</i>	30
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	30
5.1	Validação da simulação	30
5.1.1	<i>Validação da porosidade</i>	30
5.1.2	<i>Validação da permeabilidade absoluta</i>	31
5.1.3	<i>Validação do processo de drenagem</i>	31
5.1.4	<i>Validação do processo de embebição</i>	33
5.1.5	<i>Validação da permeabilidade relativa da drenagem</i>	34
5.2	Simulação da estocagem do CO ₂	35
5.2.1	<i>Simulação da porosidade</i>	35
5.2.2	<i>Simulação da permeabilidade absoluta</i>	37
5.2.3	<i>Simulação do processo de drenagem</i>	37
5.2.4	<i>Simulação do processo de embebição</i>	41
5.2.5	<i>Simulação da permeabilidade relativa da drenagem</i>	43
6	CONCLUSÃO	45

REFERÊNCIAS	47
--------------------------	-----------

1 INTRODUÇÃO

O aquecimento global configura-se como uma das principais questões ambientais da contemporaneidade, com impactos que transcendem fronteiras geopolíticas e exigem ações coordenadas em escala global (REIS, 2019). As projeções climáticas indicam que, na ausência de intervenções significativas, os efeitos cumulativos das emissões de poluentes poderão levar a um aumento médio de temperatura superior a 1,5°C ainda neste século, com consequências catastróficas para os ecossistemas e a sociedade humana (DE ALMEIDA, 2019). Nesse contexto, a comunidade científica tem enfatizado a urgência de estratégias de mitigação que atuem tanto na redução de novas emissões quanto no sequestro de gases de efeito estufa já presentes na atmosfera. Entre os diversos poluentes climáticos, o dióxido de carbono (CO₂) merece atenção especial devido, principalmente, ao seu processo de alteração do balanço radiativo terrestre (SBRISSA e KETZER, 2009).

O efeito estufa é um fenômeno natural que promove o aquecimento da Terra, necessário para a sobrevivência da vida. Parte da radiação irradiada no Planeta retorna para o Espaço, outra parte é retida pelos oceanos e uma parte é absorvida pelos gases do efeito estufa e assim aquece a superfície terrestre (JUNGES, 2018). Segundo Cavalcante (2009) o gás carbônico tem um tempo de residência na atmosfera de 120 anos, sendo assim o pior dos gases responsáveis pelo aumento do efeito estufa.

O setor de exploração e produção de hidrocarbonetos ocupa posição central nesta discussão, respondendo por aproximadamente 35,30% das emissões globais de CO₂ relacionadas à queima de combustíveis fósseis (GODOI, 2015). Esta dependência energética cria um paradoxo, onde a mesma indústria contribui significativamente para as mudanças climáticas, visto que no ciclo do carbono os combustíveis fósseis são os principais vilões, e detém o potencial para desenvolver soluções inovadoras de sequestro de carbono. Pesquisas recentes demonstram que técnicas de injeção de CO₂ em reservatórios petrolíferos podem oferecer uma solução, servindo tanto como método de recuperação avançada de petróleo (EOR) quanto como estratégia de armazenamento geológico de carbono (CCS - Carbon Capture and Storage) (ETTEHADTAVAKKOL et al., 2014).

Uma das vertentes é a utilização do CO₂ para estocagem em subsuperfície, onde o objetivo é manter o gás armazenado no reservatório depletado, ou seja um poço que não é economicamente viável para a produção (SILVA, 2024). Este trabalho abordará este processo, no qual é possível estudar o comportamento do CO₂ com a rocha reservatória.

Utilizando uma analogia, onde as rochas reservatório podem ser comparadas a um

sistema poroso complexo que funciona como armazenamento de hidrocarbonetos (Ganat, 2020). Sabendo que a viabilidade financeira de um campo de petróleo para produção está intrinsecamente ligada às suas propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade absoluta e relativa, e características de saturação de fluidos (GANAT, 2020; HAMZA et al., 2023). Para a determinação dessas propriedades, utilizam-se experimentos laboratoriais, realizados em amostras de rochas semelhantes às do reservatório (*Core*) (Al-MARZOUQI, 2018; JANI et al., 2023). Entretanto, esses métodos apresentam desafios para a sua realização, pois demandam um extenso tempo de preparação e análise. Uma alternativa é a utilização de simulação computacional como meio de encontrar as propriedades petrofísicas.

Para o uso de simulação é preciso a obtenção da rocha em modelo digital, que é possível com a microtomografia computadorizada de raios X 3D (μ CT-SCAN) que tem sido empregada para a geração de modelos digitais de rochas. Assim, é possível a simulação computacional de propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade e comportamento em processos de drenagem e embebição, além disso, ainda mantém a integridade da rocha e permite resultados mais rápidos, dependendo apenas do processamento computacional (SARAF; BERA, 2021; BERA et al., 2025; LIN, 2018).

Portanto, a injeção de CO₂ em reservatórios petrolíferos configura-se como uma estratégia, capaz de contribuir para a redução de emissões de poluentes atmosféricos. A utilização de modelos digitais de rochas, associada a simulações computacionais, apresenta-se como uma ferramenta promissora para a otimização desse processo, permitindo análises mais ágeis e economicamente viáveis.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Investigar utilizando rocha digital como análoga ao reservatório e simulação computacional, o comportamento do gás carbônico durante o processo de armazenamento geológico em reservatórios petrolíferos depletados, com o fito de contribuir para a estratégia de captura e armazenamento de carbono.

2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar digitalmente as propriedades petrofísicas fundamentais da rocha digital, como porosidade, permeabilidade absoluta e permeabilidade relativa. Utilizando o software GeoDict;
- Validar o método de simulação computacional que será utilizado neste trabalho;
- Simular computacionalmente o processo de armazenamento de CO₂ no meio poroso, analisando o comportamento dos fluidos e a saturação nas amostras digitais dos arenitos;
- Comparar os resultados obtidos pelas simulações computacionais das duas amostras de rochas.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Tecnologia e avanços na estocagem de CO₂.

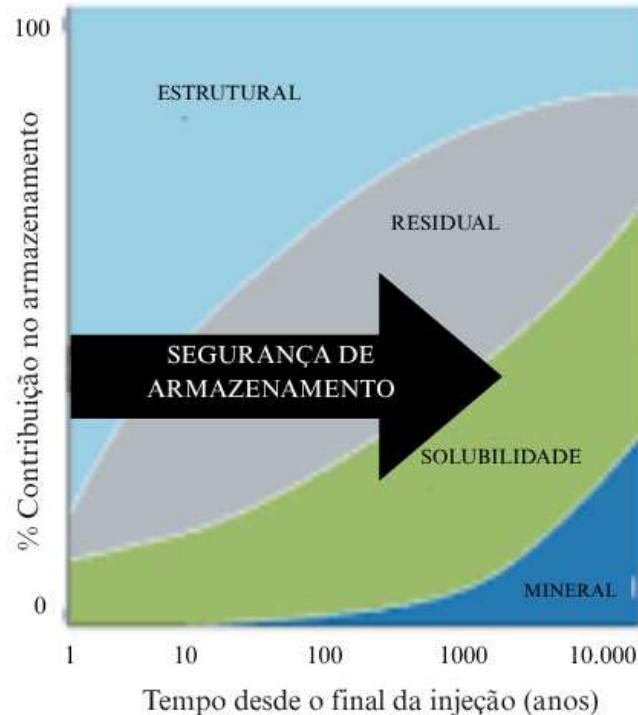
A estocagem de CO₂ pode ser efetuada de algumas formas: puro (líquido ou supercrítico), dissolvido na água ou como gás (AJAIY et al., 2019). Uma das formas de armazenamento do dióxido de carbono é por solubilidade. Inicialmente, o CO₂ é aprisionado por rochas impermeáveis e, com o passar dos anos, dissolve-se na água e pode formar carbonatos, o que aumenta o nível de segurança do seu armazenamento (ORITA et al., 2022).

A estocagem de CO₂ está normalmente atrelada a rochas sedimentares porosas, porém, a interação do gás com o aquífero salino pode ser mais vantajosa quando comparada ao volume, segundo ORITA et al. (2022). Além deste método, tem-se estudado a possibilidade de armazenar o dióxido de carbono por meio da carbonatação mineral in-situ em rochas (MATTER et al., 2016; SNÆBJÖRNSDÓTTIR, 2020). Entretanto, este trabalho focará no método de armazenamento mais convencional, em rocha reservatório.

Visto que a estocagem em subsuperfície traz alguns fatores importantes a serem considerados, são eles: a contenção, a capacidade do reservatório e a injetividade do gás (TOÉ, 2025). Normalmente, os estudos focam em um desses fatores para abordar e expor avanços, como o estudo feito por BARBOSA MACHADO (2023), que relata sobre o papel das fraturas no armazenamento, transformando-as de um risco em uma vantagem. Tradicionalmente vistas como arriscadas devido ao potencial de vazamento de CO₂ pelas fraturas, as rochas carbonáticas (compostas por minerais reativos como calcita e dolomita) apresentam uma oportunidade única, e utilizando a interação do CO₂ injetado com a salmoura e a matriz rochosa, pode servir como

um selante para a fratura e assim permitir uma maior segurança contra o vazamento do gás (BARBOSA MACHADO, 2023; XU et al., 2014).

Figura 1 – Segurança do armazenamento de CO₂.



Fonte: Ajaiy et al.(2019, com adaptações).

Vale ressaltar, as duas formas de selo, contenção que ocorrem no processo de estocagem, como mostrado na Figura 1. O aprisionamento estrutural funciona como uma tampa, o CO₂ é injetado em um reservatório, que é uma camada de rocha porosa, e fica aprisionado abaixo de uma camada de rocha impermeável, selante, que impede a sua migração (AJAIY et al., 2019). Outra forma, segundo AJAIY et al. (2019), é a contenção residual, que ocorre no caso do CO₂ injetado, onde ele preenche os poros da rocha, deslocando a água que estava contida. Após a interrupção da injeção, uma parte desse gás fica aprisionada nos poros menores por meio de forças capilares, formando pequenas bolhas de gás presas, o que reduz drasticamente a sua mobilidade (ORITA et al., 2022).

É válido ressaltar que o uso do gás carbônico na indústria do petróleo pode ter duas vias: a que já foi descrita anteriormente, que é o foco deste trabalho, e casos onde se utiliza para aplicações de métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR).

Estudos de caso realizados na bacia do Recôncavo mostram onde o dióxido de carbono (CO₂) utilizado no projeto era proveniente de uma unidade industrial produtora de fertilizantes. Após sua captação, o gás passava por um processo de compressão e era

transportado até o local de injeção por meio de uma rede de dutos especialmente projetada para essa finalidade. O período de operação foi de 1991 até 2005, e registrou-se a injeção cumulativa de aproximadamente 600 mil toneladas de CO₂ no reservatório. Os resultados operacionais demonstraram uma relação média de 2,58 toneladas de CO₂ injetadas para cada metro cúbico adicional de petróleo recuperado. Esse fenômeno de recirculação do CO₂ destacou a importância de sistemas de captura e reinjeção para melhorar a eficiência econômica e ambiental do processo (DA SILVA GASPAR, 2007; DA SILVA et al., 2022).

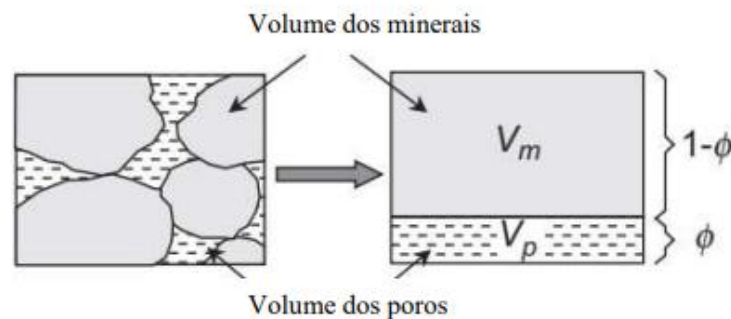
3.2 Propriedades petrofísicas.

Algumas propriedades petrofísicas são essenciais e precisam ser descritas para realizar qualquer processo no sistema de um reservatório. Por isso, entender tais propriedades é fundamental.

3.2.1 Porosidade

Primeiramente, a porosidade (ϕ) é uma propriedade que é calculada de forma direta, determinando a razão entre o volume de poros (V_p) e o volume total da amostra, como mostra na Figura 2 (ECHEVERRI, 2024). Este cálculo, Equação 1, é utilizado no modelo de rocha digital, diferenciando os minerais do espaço poroso e permitindo uma contagem do volume de poros (KHIMULIA e KAREV, 2024; HENKEL et al., 2016).

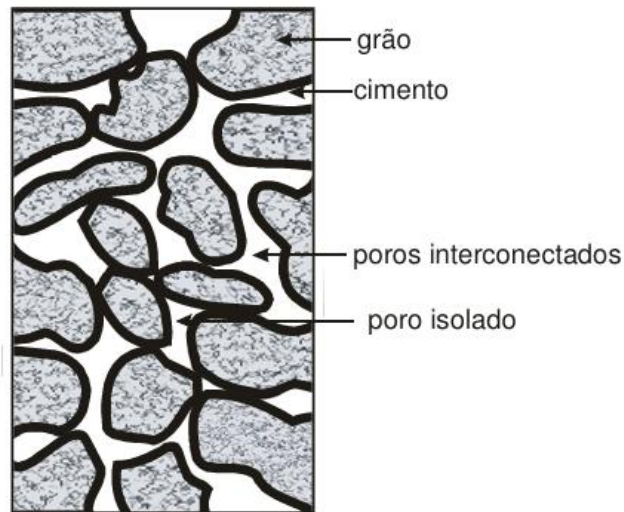
Figura 2 – Representividade da porosidade em uma rocha.



Fonte: Mafra (2022).

$$\phi = \frac{\text{Volume de poros } (V_p)}{\text{Volume total da amostra}} \quad (01)$$

Figura 3 – Diferença da porosidade total e efetiva.



Fonte: Rosa et al. (2006).

O cálculo da porosidade pode ser realizado para a porosidade total que representa o volume total de vazios em relação ao volume total da rocha, englobando todos os espaços, sejam eles interconectados ou isolados, como mostrado na Figura 3, onde os poros não apresentam ser conectados. Por outro lado, a porosidade efetiva é a fração do volume total da rocha que é ocupada apenas pelos poros que estão interconectados entre si. Esta última é a propriedade que governa o fluxo de fluidos, sendo o valor relevante para o cálculo da permeabilidade. Embora a porosidade total seja crucial para o volume teórico, é a porosidade efetiva que determina a viabilidade e a performance de um projeto.

Além disso, pode realizar a Distribuição do Tamanho de Partículas (PSD), é uma ferramenta para a caracterização física de meios porosos, como os arenitos utilizados em reservatórios. Ela descreve a proporção, em volume, de diferentes tamanhos de grãos, que compõem a matriz da rocha, sendo geralmente representada por um histograma de frequência (MAFRA, 2022). É válido ressaltar que o histograma da PSD descreve os grãos sólidos da rocha, e não diretamente os poros. No entanto, é possível inferir as características dos poros a partir da PSD, pois a geometria do espaço poroso é determinada pela forma como os grãos se empacotam.

Dessa forma, as partículas maiores demonstram uma predominância de partículas grandes e tendem a criar poros e gargantas, a parte mais estreita que controlam o fluxo. Isso geralmente resulta em uma maior permeabilidade absoluta. Entretanto, as partículas menores tendem a ter uma concentração de partículas pequenas e uniformes, e assim conseguem a preencher o espaço, resultando em poros e gargantas menores (ECHEVERRI, 2024, MAFRA, 2022).

3.2.2 Permeabilidade

Outra propriedade importante é a permeabilidade, que estabelece a dificuldade do fluido escoar no meio poroso. Sendo uma propriedade intrínseca da rocha, ela utiliza a unidade de Darcy (RAMANDI et al., 2017; ROSA et al, 2006). A permeabilidade absoluta é caracterizada quando o fluxo dos fluidos está saturado por apenas um fluido (MUHAMMED et al., 2022). Quando essa propriedade é representada digitalmente, as equações de fluxo são resolvidas numericamente, geralmente pela técnica de Lattice Boltzmann Method (LBM) ou por solucionadores de Navier-Stokes, para calcular a permeabilidade absoluta (NALIN et al., 2007).

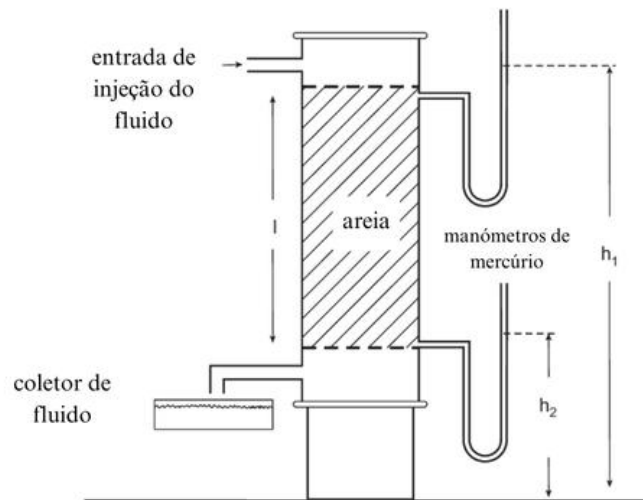
No caso das equações de Navier-Stokes, elas são aplicadas diretamente na estrutura porosa e, assim, preveem exatamente como o fluido se comporta (ROCHA, 2020). As equações de Navier-Stokes são mais tradicionais, com Girault e Raviart (1986) sendo as referências para a utilização dessas equações com elementos finitos. Ao resolver tais equações, obtêm-se os campos de velocidade e pressão e, com isso, é possível aplicar a Lei de Darcy, que rege o cálculo da permeabilidade (ROCHA, 2020).

A Lei de Darcy foi formulada a partir da análise do escoamento de fluidos através de filtros de areia, realizada por Henry Darcy em 1856. Ele percebeu que a vazão do fluido era proporcional à área da seção transversal do duto, à diferença de pressão e a uma constante (que atualmente é conhecida como permeabilidade), e isso é inversamente proporcional ao comprimento do tubo (BROWN, 2002). Isso pode ser bem representado na Figura 4 e na Equação 2.

$$\nabla p = \mu k^{-1} \vec{u} + \vec{f} \quad (02)$$

Onde k é a permeabilidade do meio, u é o vetor velocidade, μ é a viscosidade do fluido, p é a pressão do fluido e f é uma força de corpo.

Figura 4 – Exemplo do experimento de Henry Darcy.



Fonte: Dake (1978, com adaptações).

Além disso, pode-se utilizar o modelo de LBM, que modela o fluxo a partir do movimento e colisões de falsas partículas, tornando-se um ótimo método para lidar com os caminhos complexos e com os obstáculos dos poros da rocha (YANG et al., 2019; BAZARIN, 2018).

Neste caso, existem variações do Método de Boltzmann de Redes que se correlacionam com a Lei de Darcy, onde a média das velocidades anterior e posterior à colisão e o momento gerado pela força aplicada ao fluido são correlacionados. Nessa situação, o fluxo é calculado durante a colisão em cada passo (NALIN et al., 2007).

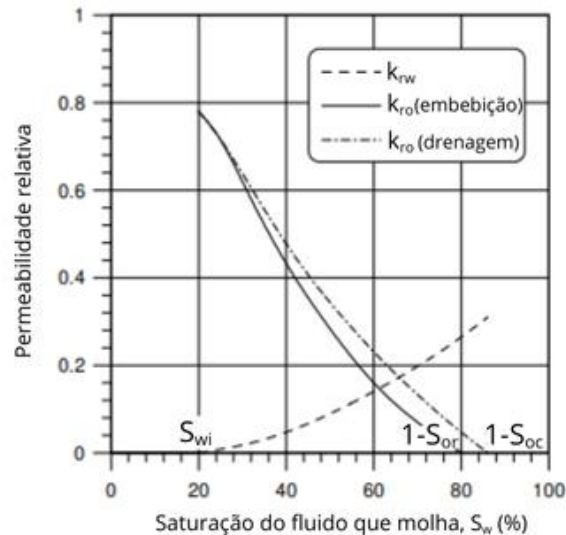
Isso pode ser mostrado na Equação 3, em que a permeabilidade absoluta na direção i (x, y, z) se relaciona com o produto entre o somatório do fluxo de momento M_i , a porosidade (ϕ) e a viscosidade (μ), divididos pelo somatório do momento adicional causado pela força aplicada (CHEN e DOOLEN, 1998).

$$k_i = \frac{M_i \phi \mu}{F_i} \quad (03)$$

No entanto, a caracterização de um reservatório não se restringe ao escoamento de um único fluido, pelo conceito de permeabilidade absoluta, a qual investiga exclusivamente um fluido em condição de saturação total. Em contraposição, a permeabilidade efetiva descreve a capacidade de fluxo de um fluido específico na presença de outros fluidos imiscíveis, sob condições de saturação simultânea (ROSA et al, 2006). Quando normalizada esta propriedade adimensional é denominada permeabilidade relativa (MUÑOZ, 2020). Assim, cada fluido é considerado um sistema de escoamento distinto e independente (ROSA et al, 2006).

Para determinar a permeabilidade relativa, existem alguns métodos que utilizam ensaios laboratoriais de injeção em amostras de rocha (DANDEKAR, 2013). A partir dos dados desse teste, é possível identificar a saturação crítica, que é o ponto onde se inicia o fluxo da fase não molhante, como mostrado por um exemplo didático na Figura 5 (PARIS, 2009).

Figura 5 – Exemplo de um gráfico de permeabilidade relativa.



Fonte: Rosa et al. (2006, com adaptações).

A curva representa um escoamento de água e óleo pode retirar algumas informações importantes sobre a saturação de um fluido, que é a fração do volume total de poros da rocha ocupada por aquele fluido (ROSA et al., 2006). Existem dois pontos críticos de saturação que são essenciais para a análise do escoamento e do aprisionamento. A saturação crítica (S_{oc}) é a saturação mínima de um fluido, neste caso do óleo, necessária para que ele se torne móvel e comece a escoar através da rede de poros, e está relacionada a curva da permeabilidade relativa da drenagem. Também existe a saturação residual (S_{or}) é a saturação máxima de um fluido, neste caso óleo, que fica aprisionado e imóvel após ser deslocado por outro fluido, e está relacionada a permeabilidade relativa da embebição (ROSA et al., 2006).

Além disso, é possível extrair informações sobre a molhabilidade dos fluidos, visto que o fluido molhante geralmente tem maior mobilidade em baixas saturações. A curva do fluido molhante, água nesse exemplo, tende a ser mais convexa (curva mais acentuada) (ROSA et al., 2006).

Existem diversos modelos numéricos, como o de Ibrahim e Koederitz (2001), que utilizam regressão linear. Esse modelo foi desenvolvido para escoamentos de gás-óleo ou água-óleo, em regimes permanente e transiente, e requer dados experimentais para sua aplicação.

Por outro lado, o modelo de Corey (1954), utilizado neste trabalho, parametriza os dados experimentais para obter as curvas de permeabilidade relativa por meio das Equações 4 e 5 listadas a seguir (ROCHA, 2023).

$$K_{rw} = K_{rwi} \left(\frac{S_w - S_{wer}}{1 - S_{wer} - S_{grw}} \right)^{pkrw} \quad (04)$$

$$K_{rg} = K_{rgi} \left(\frac{1 - S_{grw} - S_w}{1 - S_{wcon} - S_{grw}} \right)^{pkr g} \quad (05)$$

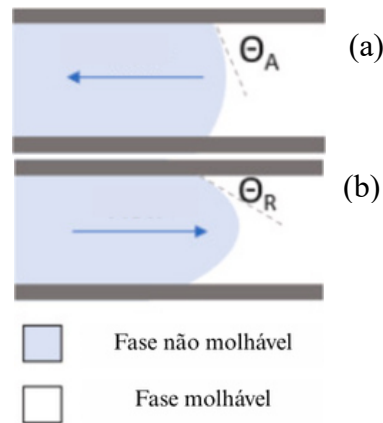
Onde, K_{rw} e K_{rg} são as permeabilidades relativas à água e ao gás, respectivamente; K_{rwi} e K_{rgi} são pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa dos dados experimentais; S_w é a saturação de água na amostra; S_{wer} é a saturação crítica de água; e $pkrw$ e $pkr g$ os expoentes do modelo de Corey.

3.2.3 Processo de drenagem e embebição

O processo de drenagem em meios porosos é caracterizado pelo deslocamento de uma fase fluida molhante por uma fase não molhante (AL-MENHALI et al., 2015). A molhabilidade do meio é uma das propriedades que descrevem esse processo, pois ela estabelece a preferência de uma superfície sólida por um fluido em relação a outro (AL-MENHALI et al., 2015; MORROW, 1975).

Para quantificar essa propriedade, utiliza-se o ângulo de contato, que é o ângulo formado na superfície da fase sólida, entre a fase molhante e a fase não molhante (WILLEMIJN et al., 2022). Um ângulo de contato $< 90^\circ$ indica que o sólido é preferencialmente molhado por essa fase, enquanto um ângulo $> 90^\circ$ indica a preferência pela outra fase (WILLEMIJN et al., 2022). Conforme mostrado na Figura 6.a, a molhabilidade relacionada aos ângulos de contato de avanço quando está relacionado ao processo de drenagem, onde o corre o avanço do fluido não molhante, como exemplo o H_2 em relação a água, fluido molhante. Na Figura 6.b apresenta o ângulo de recuo que está relacionado ao processo de embebição, quando o H_2 está sendo escoado (BROSETA, 2012; SURAMAIRY, 2025).

Figura 6 – Efeito do ângulo de contato de avanço e recuo.



Fonte: Van Rooijen (2022, com adaptações).

A tensão interfacial é outra propriedade para o processo de drenagem. Ela representa a energia na interface entre dois fluidos imiscíveis e é uma medida da força entre as moléculas de cada fase (HEUER e GEORGE, 1957; HARRISON, 1996). Segundo Hebach et al. (2002), em uma análise experimental, foi possível provar que, em altas pressões, a tensão interfacial aumenta ligeiramente com a temperatura, devido à maior influência da compressibilidade do CO₂. A relação entre a tensão interfacial, a molhabilidade e a geometria dos poros define as forças capilares no meio poroso (LAKE et al., 2014).

A pressão capilar é a diferença de pressão entre a fase não molhante e a fase molhante, sendo um dos principais mecanismos que orientam o fluxo em meios porosos (BASILE, 2015; BROOKS, 1965). Durante a drenagem, a pressão capilar atua para o movimento do fluido não molhante para dentro dos poros menores (BASILE, 2015). A Lei de Young-Laplace descreve essa relação, indicando que a pressão capilar é inversamente proporcional ao raio do poro e diretamente proporcional à tensão interfacial e ao ângulo de contato, conforme a Equação 6 (LAPLACE, 1805; SING e WILLIAMS, 2011; YOUNG, 1805). Desse modo, a força capilar, que atua na interface entre o CO₂ (fase não molhante) e a água da formação (fase molhante), é capaz de aprisionar o CO₂ em pequenos poros, garantindo o armazenamento seguro por longos períodos de tempo (SAYAGH, 2011).

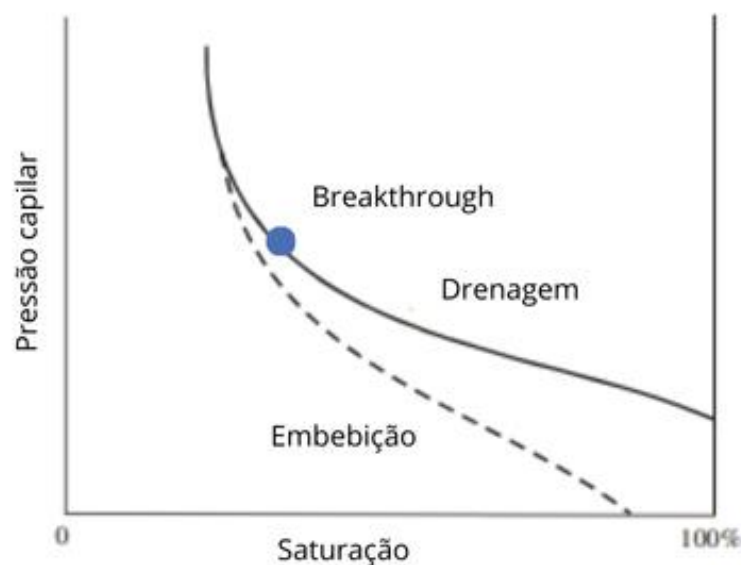
$$p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_p} \quad (06)$$

Onde, a pressão capilar é função da tensão interfacial (σ), raio do poro (r_p) e do ângulo de contato do fluido molhante e não molhante.

Relacionada ao processo de drenagem e às curvas de pressão capilar está a pressão e a saturação de *breakthrough*. A pressão de *breakthrough*, representada por um ponto azul na Figura 7, também conhecida como pressão de entrada, segundo LI et al. (2015) é o valor mínimo de pressão que o CO₂ precisa atingir para começar a se mover através dos poros da rocha, deslocando a água. A saturação de água de *breakthrough* é a quantidade de água que ainda resta no reservatório no momento em que a injeção de CO₂ é suficiente para iniciar esse fluxo contínuo.

O processo de embebição é o fenômeno inverso da drenagem e tem uma relevância central para a segurança da estocagem geológica de CO₂ em reservatórios depletados, como mostrado na Figura 7 (LAKE et al., 2014). Neste processo, a fase molhante avança e desloca a fase não molhante (o CO₂ injetado), sendo orientada pelo princípio físico da pressão capilar negativa (BASILE, 2015). A ação capilar, que atua como uma força de sucção do fluido molhante para os poros menores, é o motor desse movimento (BROOKS, 1965). A intensidade dessa força é descrita, em sua base, pela Lei de Young-Laplace (Equação 6), indicando que a pressão é inversamente proporcional ao raio dos poros (LAPLACE, 1805; YOUNG, 1805). Na prática da estocagem, a embebição é o mecanismo primário de aprisionamento residual de CO₂, onde o fluido não molhante é imobilizado em poros desconectados, garantindo o armazenamento seguro e de longo prazo (SAYEGH, 2011).

Figura 7 – Exemplo curva de drenagem e embebição com escoamento de água e óleo.



Fonte: Rosa et al. (2006, com adaptações).

Pela leitura das curvas utilizadas de exemplo na Figura 7, é possível averiguar que o ponto onde a curva de embebição se inicia representa a saturação mínima de água, saturação

de água irreduzível, alcançada ao final do ciclo de drenagem. O foco da análise na embebição é a saturação residual, o volume que fica aprisionado, que é o ponto final da curva de embebição onde a pressão capilar se aproxima de zero, mas vale ressaltar que a saturação de breakthrough da água na embebição é o ponto onde o óleo aprisionado é totalmente desconectado e o fluxo de água é predominante (ROSA et al., 2006).

A histerese é um fenômeno que descreve a relação dos processos de drenagem e embebição do meio poroso, onde uma propriedade, nesse trabalho será a pressão capilar, depende não apenas do valor atual da saturação de fluidos, mas também do caminho ou histórico de saturação percorrido (LAND, 1968; CARLSON, 1981). A manifestação mais significativa desse efeito é observada na comparação das curvas obtidas durante a drenagem (fase não molhante invadindo) e a subsequente embebição (fase molhante invadindo).

Essa mudança de um processo para o outro reduz drasticamente a permeabilidade relativa do CO₂ para uma mesma saturação, caracterizando o aprisionamento residual (SAYEGH, 2011). É por essa razão que os modelos de simulação de CO₂ não podem negligenciar a histerese, pois ela governa a eficácia do aprisionamento de gás, sendo uma parte fundamental nas previsões de segurança e capacidade de estocagem do reservatório (KOWSARI et al., 2022).

A integração de dados de rocha digital com modelos de escoamento em escala macroscópica permite uma melhor quantificação de incertezas e a otimização de estratégias de injeção e monitoramento, assegurando a segurança e a longevidade dos projetos de estocagem.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

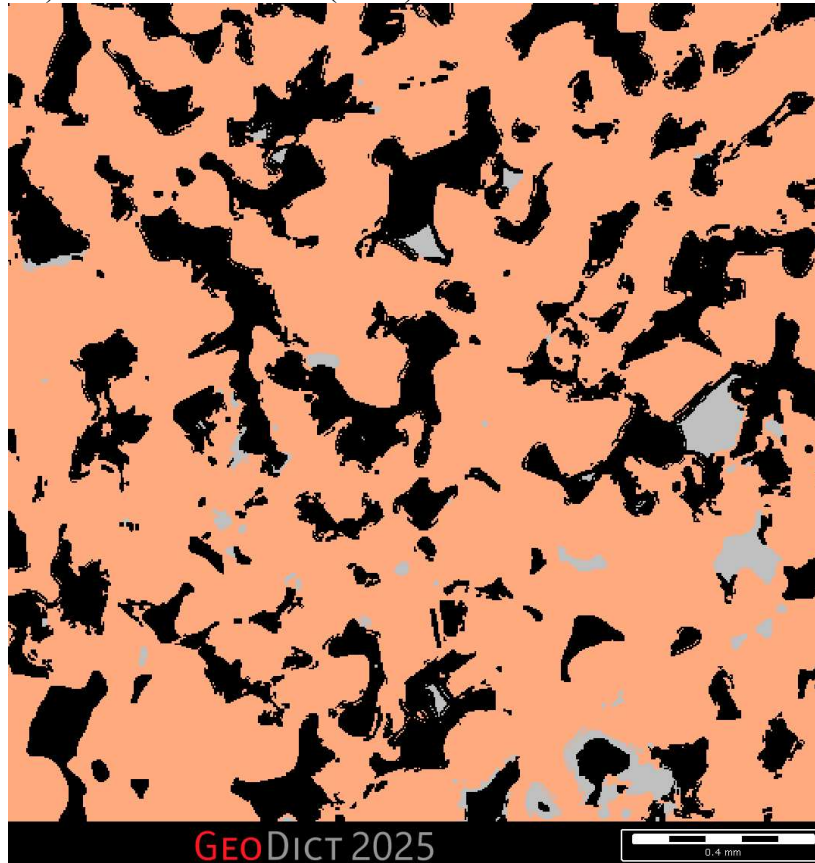
4.1 Obtenção da rocha.

A imagem de microtomografia computadorizada (μ CT-SCAN) de arenito foi utilizada para as simulações deste trabalho. Foram utilizados duas amostras de rochas similares a reservatório (amostra 1 e amostra 2).

A amostra 1, arenito bentheimer, tem uma composição original da rocha é de 98% de quartzo, 1% de caulinita/clorita e 1% de microclina, conforme descrito por LIN et al. (2018.a), onde a imagem foi retirada do banco de dados Digital Porous Media Portal (LIN et al., 2018.b). Contudo, para otimizar o processamento das simulações, a imagem da amostra 1 foi simplificada por meio da análise do histograma de pixel da imagem, em que é possível dividir a rocha em duas fases de minerais e uma fase porosa e em uma dimensão de

500×500×1800 μm e 3,587 $\mu\text{m}/\text{voxel}$, e então sendo possível trabalhar com um esforço computacional bom o suficiente para manter a representividade da rocha. Essa representação simplificada do sistema rochoso é mostrada na Figura 8.

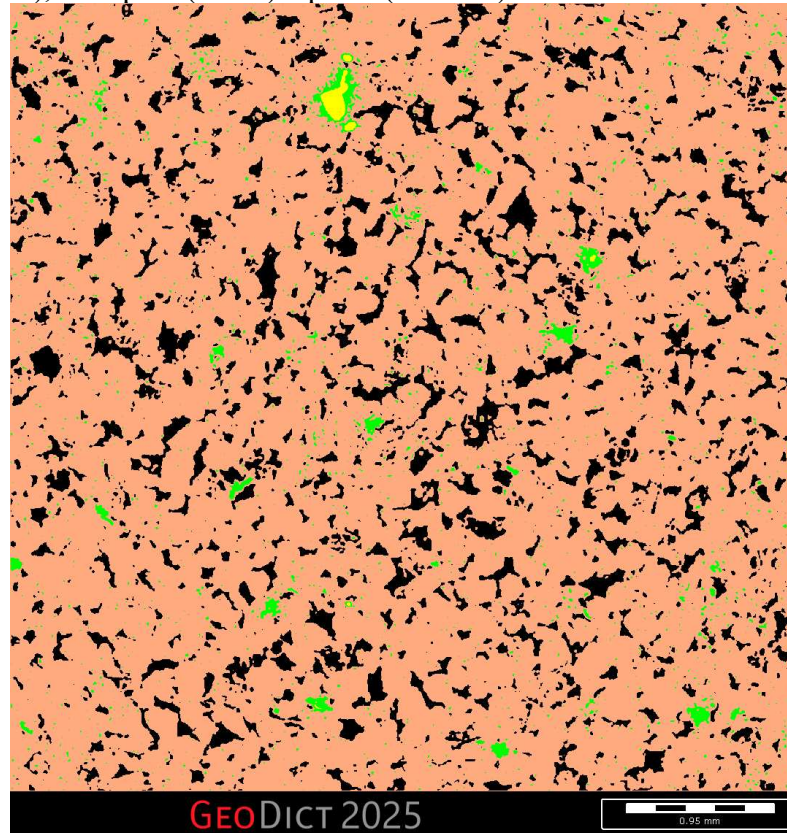
Figura 8 – Imagem da secção da amostra 1. Onde, poro (preto), quartzo (salmão) e minerais residuais (cinza).



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Enquanto, a amostra 2, arenito de ensaios laboratoriais, é composta com 48% quartzo, 10% feldspato e 1% pirita como minerais, tendo todas essas como fases e adicionada do poro, como mostrado na Figura 9. O experimento do μCT -SCAN foi realizado pelo Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo e Energia (LCPETRO) da Universidade Federal do Pará no Campus Solinópolis, onde as imagens foram geradas em diferentes regiões da amostra e assim a faixa escolhida foi a que teve uma melhor representividade da rocha completa. Além disso, foi feito um corte nas dimensões, mas mantendo a representividade da rocha, sendo utilizadas as dimensões 5x5 x7,72 μm com uma resolução de 5 $\mu\text{m}/\text{voxel}$, feito isso para melhorar a otimização do tempo de simulação.

Figura 9 – Imagem da secção da amostra 2. Onde, poro (preto), quartzo (salmão), feldspato (verde) e pirita (amarelo).



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

As imagens recebidas foram tratadas utilizando o histograma da escala de cinzas do Software Geodict, com o fito de definir as fases que são representadas na rocha digital, onde cada pixel é considerado uma fase da amostra.

4.2 Modelagem matemática.

As simulações foram realizadas por meio do GeoDict que é um software de simulação digital utilizado para a pesquisa e o desenvolvimento de materiais. Permitindo a modelagem tridimensional de microestruturas a partir de imagens de tomografia computadorizada, no caso desse trabalho, para simular e prever propriedades dos materiais. Sua interface é composta por módulos.

4.2.1 Porosidade e PSD

O módulo PoroDict do GeoDict foi utilizado para calcular a porosidade e a distribuição do tamanho de poros (PSD) da rocha digital. Usando algoritmos que consideram a

transformação de distância euclidiana, o software calcula para cada voxel dentro do espaço poroso, a distância até o limite sólido mais próximo e utilizando o conceito de esferas máximas que podem ser inscritas no espaço poroso, onde o diâmetro de uma esfera inscrita em um ponto dentro do poro representa o tamanho do poro naquela localização (SAITO e TORIWAKI, 1994; SILIN e PATZEK, 2006). Esses métodos ajudam a mapear o espaço poroso da rocha, entendendo a geometria e o volume dos poros de uma forma mais precisa. Sendo o ponto de partida para qualquer análise de reservatório.

4.2.2 Permeabilidade absoluta

Para o cálculo da permeabilidade absoluta utiliza-se o módulo FlowDict. Partindo das equações Navier-Stokes-Brinkman e de equilíbrio de massa que são essenciais para entender como o fluido escoar nos poros da rocha (TRITTON, 2006; PARTANKAR, 1980). O objetivo é simular o fluxo do fluido utilizando a Equação 7. Onde, para solucionar tal problema é utilizado o método LIR (Left Identity Right), que partindo de uma malha adaptativa não-uniforme é utilizada para solucionar problemas em regime laminar e turbulento. Partindo do cálculo do campo de velocidade e da queda de pressão ao longo do meio poroso o valor da permeabilidade absoluta da amostra é obtido usando a equação de Darcy como foi mostrada na Equação 2 (HILDEN et al., 2021).

$$-\mu\Delta\vec{u} + (\rho\vec{u}\cdot\nabla)\vec{u} + \frac{\mu}{K}u + \nabla p = \vec{f} \quad (07)$$

Onde $\vec{u}$ o vetor velocidade, p a pressão, ρ a densidade do fluido, μ a viscosidade dinâmica, f as forças externas ao fluido e K o tensor da permeabilidade. Sendo ideal para estruturas complexas como o caso desse trabalho.

4.2.3 Permeabilidade relativa

As mesmas equações utilizadas para o cálculo da permeabilidade absoluta são a fonte do processo no caso da permeabilidade relativa. Entretanto, diferença é que o módulo SatuDict permite simular o fluxo de dois fluidos imiscíveis ao mesmo tempo, considerando as interações e a saturação de cada um. O objetivo é calcular as curvas de permeabilidade relativa de cada fase em diferentes níveis de saturação. Além da utilização do módulo SatuDict, os

resultados foram aplicados e foi feito um aperfeiçoamento das curvas pelo modelo de Corey demonstrado nas Equações 4 e 5.

4.2.4 Processo de drenagem e embebição

Para simular o processo de drenagem e embebição, também utiliza o módulo SatuDict, porém desta vez com o foco na dinâmica entre os fluidos molhantes e não molhantes. Este módulo é capaz de modelar o avanço de um fluido, como o CO₂, através de um meio poroso já saturado por outro fluido, como a água. A simulação é baseada na equação de Young-Laplace (Equação 6), que relaciona a pressão capilar com a tensão interfacial, o raio dos poros e o ângulo de contato do fluido. Essa abordagem nos permite prever o comportamento do aprisionamento de CO₂ nos poros da rocha, que é um mecanismo fundamental de segurança para o armazenamento a longo prazo.

5 RESULTADO E DISCUSSÕES

5.1 Validação das simulações

Antes de analisar os resultados, é necessário validar a metodologia da simulação. Assim, é preciso garantir que o modelo digital represente de forma confiável as propriedades da rocha. Por isso, os resultados da amostra 1 foram comparados aos resultados já publicados na literatura com rochas semelhantes.

5.1.1 Validação da porosidade

A primeira propriedade a validar é a porosidade. A simulação da amostra 1 usando o módulo PoroDict resultou em uma porosidade efetiva de 22,5%. Sabendo que o valor foi validado com o estudo utilizando simulação de LIN et al. (2018), que obteve um valor de 24% para a mesma rocha e segundo RAEESI et al. (2014) um estudo realizado de forma experimental com tal amostra representou uma porosidade de 23%. Assim, mostrando que a amostra 1 obteve um erro padrão de 2% comparado ao resultado mais próximo da literatura. Sendo esse, um valor irrisório e validando a simulação da porosidade.

5.1.2 Validação da permeabilidade absoluta

O valor obtido na simulação para a permeabilidade absoluta foi de 1,59 D. Assim, encontra-se em coerência com os resultados reportados na literatura, que indicam valores de 1,48 D (LIN et al., 2018) e 1,94 D (RAEESI et al., 2014). A análise comparativa revelou um erro padrão de apenas 7% em relação ao valor de referência mais próximo (1,48 D), o que confere a validação para a utilização do módulo de simulação na determinação da permeabilidade absoluta deste estudo.

5.1.3 Validação do processo de drenagem

Para o processo de drenagem e obtenção das curvas de pressão capilar, antes de realizar as simulações foi necessário obter os parâmetros para realizar o processo, tais como tensão interfacial e ângulo de contato. No caso da tensão interfacial, esta foi obtida com base no estudo de RAEESI et al., 2014, que realiza ensaios experimentais de drenagem injetando N₂ em salmoura, sendo esse a base para validar o módulo da simulação para processos de drenagem. No caso do ângulo de contato, por tratar de um estudo experimental, não é necessário relatar no trabalho, logo, precisamos utilizar uma equação para prever esse parâmetro. O processo envolve a comparação entre a curva de pressão capilar obtida a partir do estudo experimental e a curva gerada por uma simulação sintética inicial. Essa simulação é executada com um ângulo de contato arbitrário e representativo, no caso deste trabalho foi de 176° para a água (fluido molhante), pois seu principal objetivo não é reproduzir fielmente o sistema, mas sim fornecer os dados simulados iniciais necessários.

Esses dados, juntamente com os dados experimentais, foram então utilizados para calcular o verdadeiro ângulo de contato que é aplicado nas simulações subsequentes, por meio da aplicação da Equação 8 (LAPLACE, 1805; SING e WILLIAMS, 2011; YOUNG, 1805). Onde tal equação é resultante da Equação 6, a Lei de Young-Laplace, sabendo que o raio poroso é o mesmo, logo é possível desenvolver uma relação entre as duas pressões.

$$p_2 = \frac{\sigma_2 \cos \theta_2}{\sigma_1 \cos \theta_1} p_1 \quad (08)$$

Onde p_2 é a pressão do sistema original e p_1 é a pressão do sistema a ser obtido os dados. As tensões σ_1 e σ_2 , são as do sistema novo e do anteriormente conhecido,

respectivamente. Por fim, os ângulos de contato do sistema conhecido (θ_2) e do novo sistema (θ_1).

Após a aplicação da Equação 8 encontramos o de ângulo de contato no valor de 140° (Tabela 1) que foi utilizado para as simulações. Assim, está de acordo com MILLS et al. (2011), que realizou experimentos com N_2 e salmoura apresentando um ângulo de contato na faixa de 145° a 148° . Vale ressaltar que o erro padrão equivale a 3,44%, sendo aceitável o uso do valor encontrado e utilizado nas simulações.

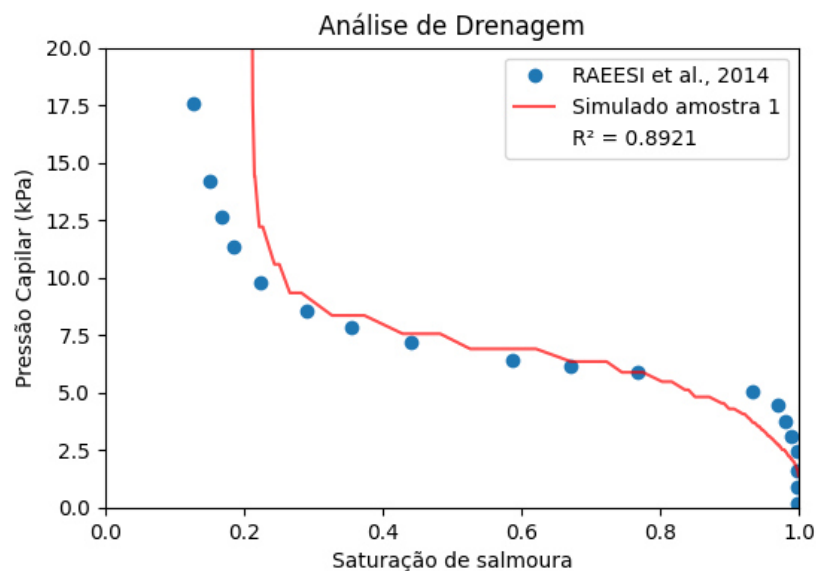
Com isso, conseguimos realizar o processo de drenagem injetando N_2 em salmoura conforme é relatado no ensaio experimental. Os resultados são demonstrados pelas curvas de pressão capilar e podem ser apresentados na Figura 10.

Tabela 1 – Propriedades utilizadas para o processo de drenagem.

Rocha	Tensão Interfacial (mN/m)	Ângulo de contato
Amostra 1	71	140°
BEHROOZ et al., 2014	71	-

Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Figura 10 – Curvas de pressão capilar no processo de drenagem para validação.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

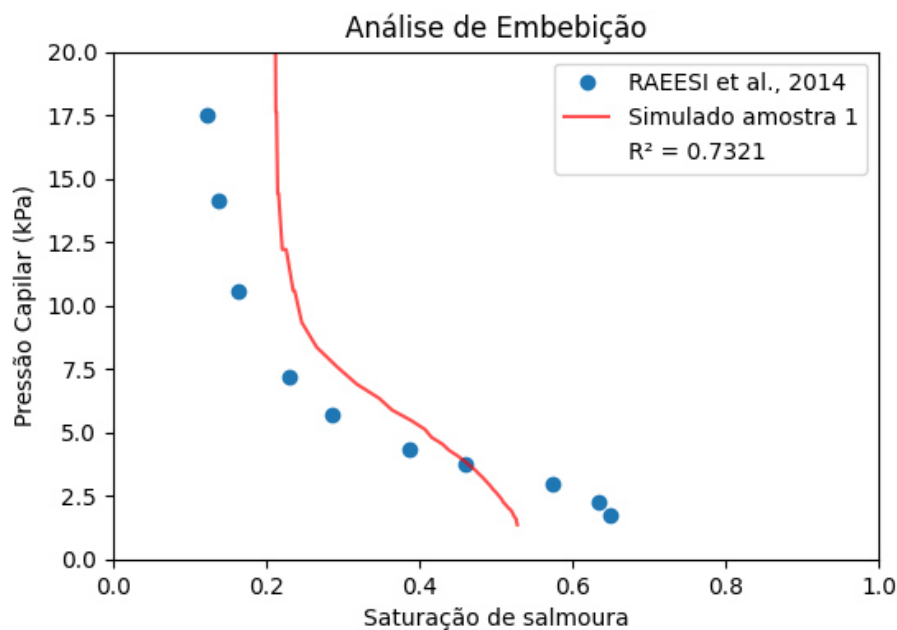
Então, é possível observar que a curva da simulação segue conforme a curva de referência em grande parte do processo de drenagem, especialmente na faixa de saturação de salmoura entre aproximadamente 0,3 e 0,8. Sendo observado, também que a pressão de

breakthrough está em 2,3 kPa e a saturação de salmoura em 0,984, próximo da saturação (0,3 a 0,8) de maior conformidade. Além disso, o valor do erro ao quadrado, que foi feito por meio da interpolação dos dados, assim criando uma curva e realizando uma análise polinomial. Sendo um bom modelo estatístico para descrever a relação entre saturação de salmoura e pressão capilar nos dados da simulação e o seu valor pode ser explicado devido à complexidade do modelo. É válido ressaltar, também, que se trata de imagens computacionais e que a sua qualidade interfere nos resultados das simulações. Isso mostra que o modelo digital está com o comportamento do fluido no meio poroso em conformidade com o previsto na literatura e assim validando o processo de drenagem.

5.1.4 Validação do processo de embebição

Para a simulação do processo de embebição, foram utilizados os mesmos parâmetros de tensão interfacial e ângulo de contato da simulação da drenagem. Assim, pôde ser realizado a simulação da embebição e comparada com os ensaios experimentais realizados por BEHROOZ et al., 2014.

Figura 11 – Curvas de pressão capilar no processo de embebição para validação.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Analisando as curvas, é possível validar a utilização do software para processos de embebição, visto que os resultados simulados se assemelham aos experimentais no decorrer do processo. Embora, o erro ao quadrado, que também foi feito por meio da interpolação dos dados, assim criando uma curva e realizando uma análise exponencial e gerou um valor de 73,21% da variação na pressão capilar da embebição simulada, e isso demonstra que este processo possui uma precisão menor do que a observada na drenagem.

Essa diferença de precisão nos dois processos pode ser explicada pelo fato de a curva da pressão capilar na embebição ser afetada pela molhabilidade de recuo, ângulo de contato de recuo, que é mais difícil de medir e modelar do que o ângulo de avanço usado na drenagem. Contudo, o ângulo de contato usado na simulação de embebição foi o mesmo da drenagem, assim a precisão do modelo será limitada, contribuindo para uma representividade com um erro ao quadrado com esse valor. Além disso, é válido relatar que os pontos experimentais estão mais dispersos o que é esperado no laboratório devido à instabilidade do fluxo durante a inversão de direção e à dificuldade em atingir o equilíbrio em cada etapa da embebição e com isso qualquer modelo de ajuste matemático terá dificuldade, pois o modelo não consegue capturar toda a variância inerente aos dados experimentais.

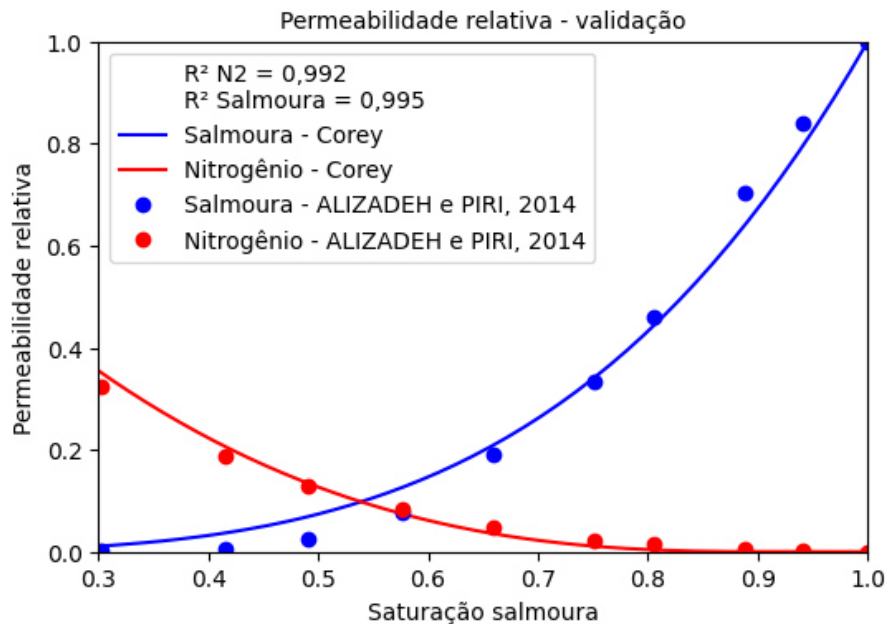
Entretanto, ainda pode ser considerado um bom ajuste para os fins de avaliação. Dessa forma, é possível validar a simulação pelo software em questão e assim torna-se viável realizar, também, análises de histerese.

5.1.5 Validação da permeabilidade relativa da drenagem

A obtenção da permeabilidade relativa é composta por dois procedimentos. O primeiro consiste na realização da simulação da permeabilidade relativa utilizando os dados da simulação do processo de drenagem, sendo essa parte realizada pelo software Geodict. Logo depois, com os dados obtidos da simulação da permeabilidade relativa, aplica-se o modelo de Corey ajustando as curvas.

A comparação com a literatura foi por meio do estudo de ALIZADEH e PIRI (2014), onde realizaram ensaios experimentais de permeabilidade relativa da drenagem com uma rocha semelhante a amostra 1 e por meio da publicação dos seus resultados que, assim, obteve-mos a comparação mostrado na Figura 12, onde é possível comprovar a validação desse método de aquisição da permeabilidade relativa.

Figura 12 – Curvas da permeabilidade relativa da drenagem para validação.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Partindo da análise da simulação da permeabilidade relativa da drenagem é possível reafirmar que a simulação do processo de drenagem está adequado ao conforme esperado devido ao bom ajuste que obteve na permeabilidade relativa. Podendo ser comprovado pelos valores dos erros ao quadrado estarem com valores aceitáveis para uma validação.

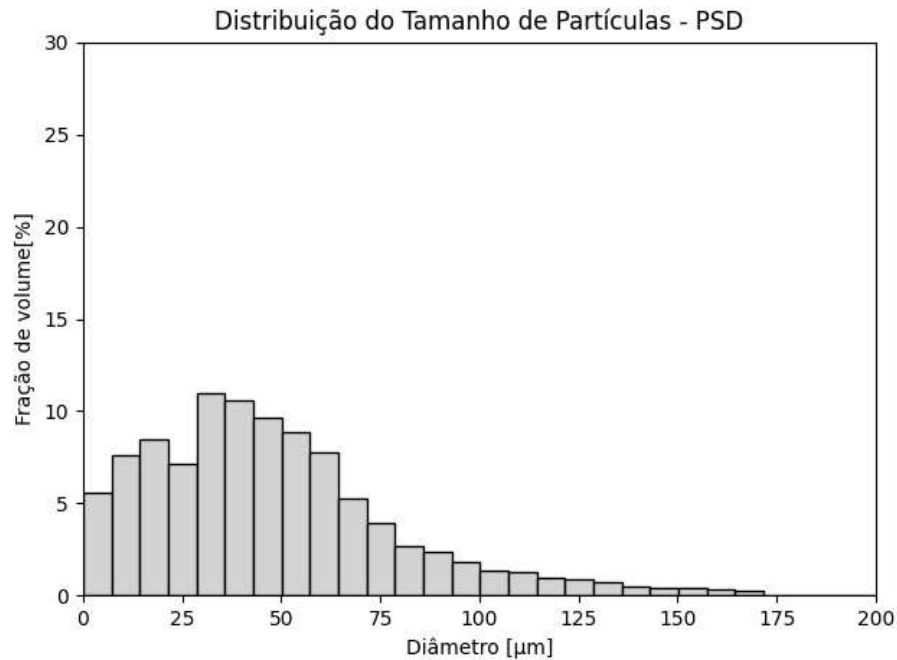
5.2 Simulações da estocagem de CO₂

5.2.1 Simulação da porosidade

Anteriormente a qualquer análise de estocagem de CO₂ é preciso caracterizar a rocha digital, assim como feito para a amostra 1, então, foi realizado para a amostra 2. A primeira propriedade a ser obtida em questão é a porosidade, onde os resultados mostraram que a amostra 2 possui uma porosidade de 14,4%, um valor significativamente menor quando comparado com a porosidade de 22,5% da amostra 1.

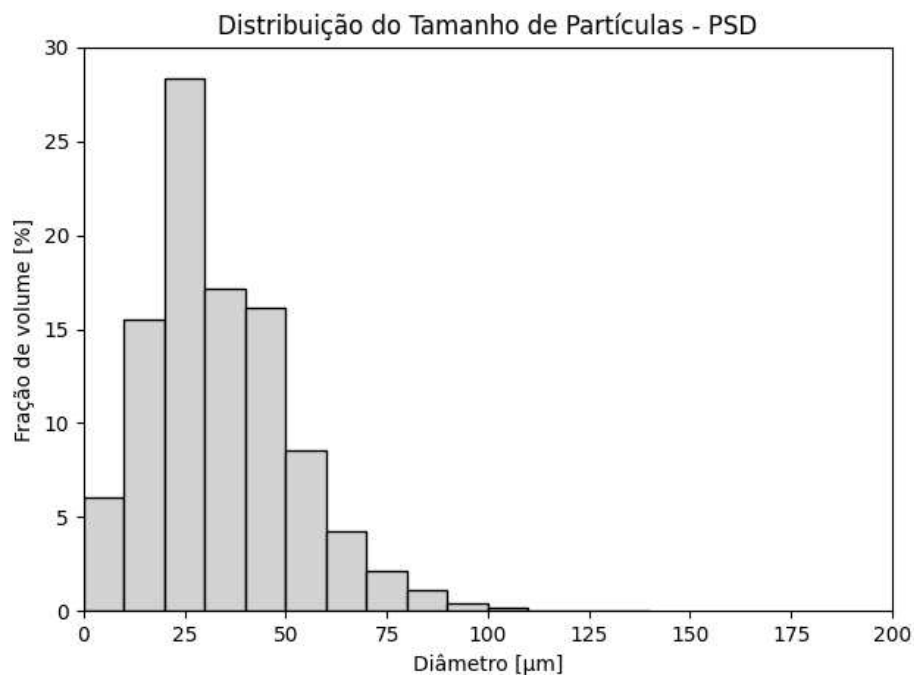
Essa diferença de 8,1% indica que a amostra 2 é uma rocha com uma matriz com menos espaço poroso, o que impacta diretamente seu potencial como estocagem. Essa análise inicial é crucial para entender que a amostra 2 terá um comportamento de armazenamento de CO₂ diferente da amostra 1.

Figura 13 – Distribuição de tamanho de partículas (PSD) amostra 1.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Figura 14 – Distribuição de tamanho de partículas (PSD) amostra 2.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

A amostra 1 apresenta uma distribuição de tamanho de partículas (PSD) mais ampla e com uma moda mais suave e dispersa na faixa de 25 a 50 μm , como mostra a Figura 13 e é possível verificar que nessa faixa tem-se 38,4% da fração de volume. Enquanto, comparado a amostra 2 (Figura 14) para a mesma faixa possui uma fração de volume de 61,7%, assim, é

possível validar, juntamente com a análise visual da imagem, que a amostra 1 possui uma menor concentração de poros com diâmetro menores. Sabendo que poros maiores e mais variados facilitam o escoamento do CO₂ e que as forças capilares atuarão de forma menos uniforme no caso da amostra 1, pois a presença de poros grandes sendo representadas no histograma por se estender até 200 µm, tende a criar poros e gargantas maiores.

Em comparação a amostra 2 apresenta uma PSD (Figura 14) mais estreita e concentrada. Dessa forma, é possível validar que possui um volume de poros mais homogêneo e uma menor conectividade, pois as partículas menores tendem a preencher o espaço, sendo um indicativo de maior pressão capilar de entrada. A concentração alta no pico 25 a 50 µm contribui para uma estrutura de poros mais fina e homogênea, o que se correlaciona com uma provável baixa permeabilidade absoluta.

5.2.2 Simulação da permeabilidade absoluta

A permeabilidade absoluta, que indica a capacidade de um fluido escoar através da rocha, apresentou uma grande diferença entre as duas amostras. A amostra 1, com maior porosidade, teve uma permeabilidade absoluta de 1,59 D. Já a amostra 2, com a porosidade menor, apresentou uma permeabilidade absoluta significativamente reduzida, de 0,177 D. Essa diferença confirma que a conectividade dos poros e a geometria da rocha na amostra 2 são menos eficientes para o fluxo de fluidos do que na amostra 1, impactando diretamente o potencial de injeção de CO₂.

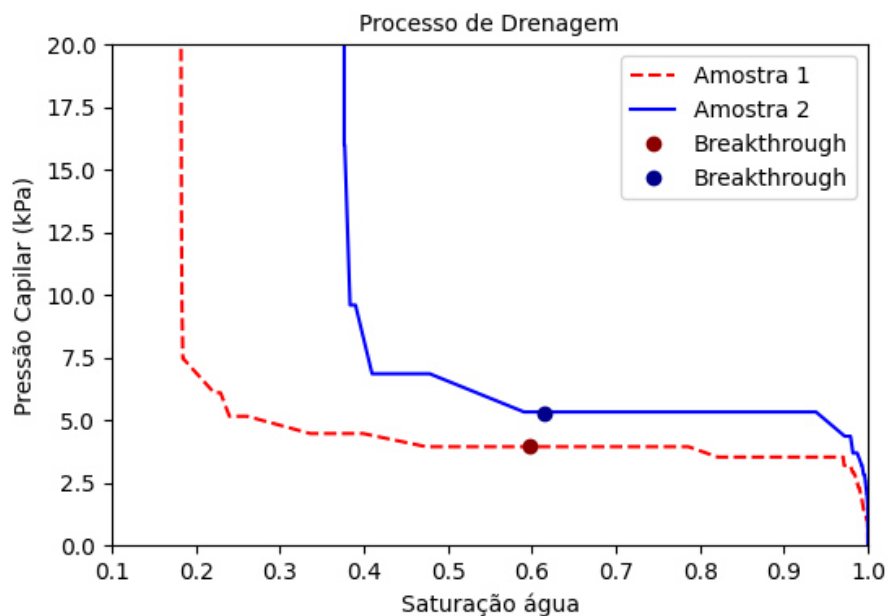
No entanto, a alta permeabilidade absoluta na amostra 1 implica que, caso a contenção estrutural falhe, uma provável falha na rocha selante responsável pelo aprisionamento estrutural, o CO₂ teria uma maior mobilidade para escapar, representando um risco. Enquanto, no caso da amostra 2 essa baixa permeabilidade se mostra como um benefício para a segurança. O tempo estimado para o CO₂ percorrer uma distância significativa, como atingir o limite superior do reservatório, é mais longo quanto menor a permeabilidade. Isso aumenta a eficácia dos mecanismos de contenção residual e estrutural, pois a própria baixa permeabilidade da rocha atua como uma barreira adicional contra o movimento do CO₂. Quanto maior a segurança fornecida pela baixa permeabilidade da rocha, isso reduz os custos gerais para a contenção, especialmente os relacionados à mitigação de riscos.

5.2.3 Simulação do processo de drenagem

A simulação do processo de drenagem requer anteriormente os parâmetros de tensão interfacial e ângulo de contato. Segundo GEORGIADIS et al. (2010) e SHIGA et al. (2023), há estudos da tensão interfacial com fluxos de CO_2 e água, trazendo valores de 75 mN/m para uma condição de aproximadamente 8,4 Mpa, sendo esse valor o utilizado para as simulações. Outro parâmetro necessário é o ângulo de contato que foi previsto antes pela literatura em valor de aproximadamente 155° (ESPINOZA e SANTAMARINA, 2010; LI et al., 2005). Vale ressaltar que as simulações foram realizadas em uma temperatura de 298,15 K.

Assim, foram realizadas as simulações da drenagem, a injeção do CO_2 e o deslocamento da água e são representadas pelas as curvas de pressão capilar para as amostras 1 e 2, mostradas na Figura 15 abaixo. Sendo a análise desta pressão uma das formas de observar a magnitude de segurança do armazenamento, pois é o mecanismo que aprisiona o CO_2 nos poros da rocha.

Figura 15 – Processo de drenagem da injeção de CO_2 em água.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Tabela 2 – Pressão de Breakthrough e pressão máxima nas duas amostras no processo de drenagem.

Rocha	Breakthrough		Condição Máxima	
	Pressão (kPa)	Saturação água	Pressão (kPa)	Saturação água
Amostra 1	4,0	0,5983	67	0,1821
Amostra 2	5,3	0,6154	48	0,3766

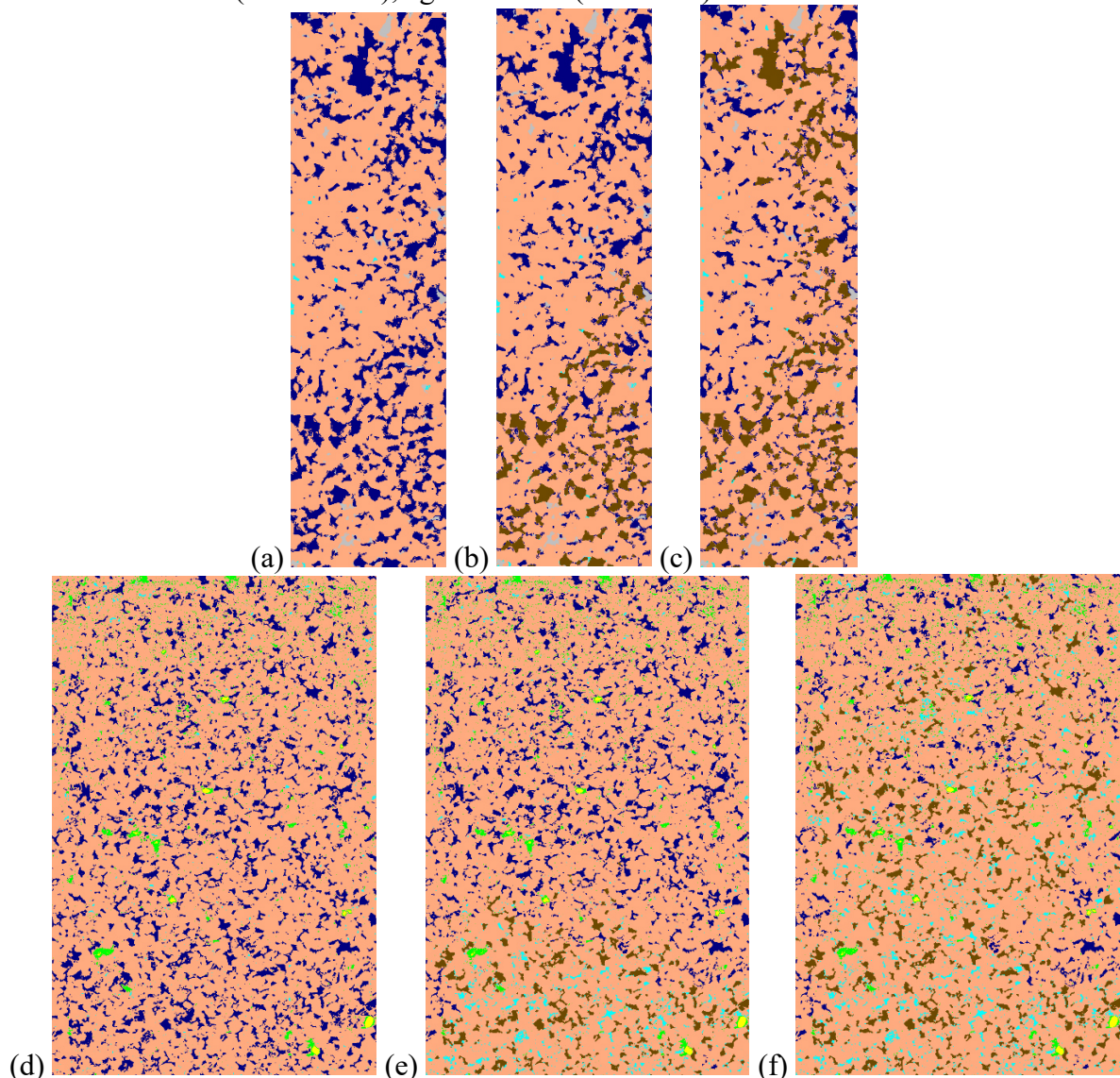
Fonte: Elaborado pela autora (2025).

A avaliação das curvas de pressão capilar durante a drenagem, ilustradas na Figura 15, é fundamental para determinar a facilidade com que o CO₂ consegue avançar e estabelecer um fluxo contínuo na rocha, superando a resistência capilar da água. O ponto de *breakthrough* é a manifestação física da rocha, sendo a pressão mínima exigida pelo gás para iniciar o deslocamento.

A diferença nos valores de *breakthrough* é uma consequência direta das propriedades petrofísicas previamente analisadas. A amostra 1, com maior porosidade e uma Distribuição do Tamanho de Partículas (PSD) ampla, possui poros e gargantas maiores e mais heterogêneos. Por exigir apenas 4,0 kPa, esta amostra facilita a injeção do CO₂, demonstrando melhor injetividade e permitindo que o gás avance mais facilmente. Em contraste, a amostra 2, com menor porosidade, exige uma pressão maior de 5,3 kPa. Essa resistência superior reflete uma rede de poros mais estreita, que oferece maior oposição à invasão do gás, um fator que é vital para a segurança de contenção.

Apesar de a amostra 1 oferecer maior injetividade, a amostra 2 possui uma contenção capilar superior, atuando como uma barreira mais eficaz contra a migração inicial do gás. O CO₂ injetado é melhor deslocado na amostra 1, como exemplificado na Figura 16, devido à sua estrutura menos restritiva, o que facilita o avanço do gás. Em última análise, a maior pressão de entrada da amostra 2 configura como uma rocha mais segura em termos de resistência à fuga e de contenção estrutural capilar do gás armazenado.

Figura 16 – Avanço do processo de drenagem da amostra 1 na saturação 1,0 de água (a), 0,80 (b) e 0,61 (c); e da amostra 2 na saturação 1,0 de água (d), 0,80 (e) e 0,61 (f). Onde, CO₂ invadindo (marrom escuro), água deslocada (azul escuro), água residual (azul claro).



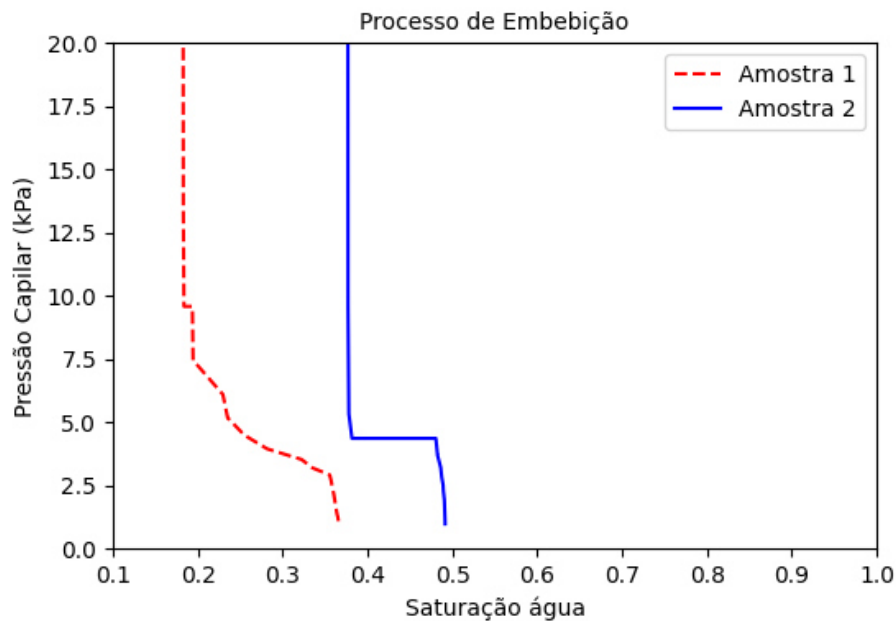
Fonte: Elaborado pela autora (2025).

A alta pressão capilar é um fator de segurança importante, pois significa que a própria rocha resiste mais à migração do gás, o que ajuda a prevenir o seu vazamento. Portanto, em termos de segurança, a amostra 2 é mais segura para o armazenamento de CO₂. A maior pressão capilar e a menor permeabilidade dessa amostra garantem que a contenção residual seja mais eficiente.

5.2.4 Simulação do processo de embebição

Este processo, no contexto da estocagem de CO₂, é impulsionado pela pressão capilar negativa, que permite à fase molhante invadir e aprisionar a fase não molhante (CO₂). A análise comparativa das curvas (Figura 17) é crucial para avaliar as diferenças das rochas e o potencial de aprisionamento residual entre as amostras.

Figura 17 – Processo de embebição da injeção de CO₂ em água.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Tabela 3 – Pressão e saturação máxima nas duas amostras no processo de embebição.

Rocha	Condição Máxima	
	Pressão (kPa)	Saturação água
Amostra 1	67	0,1821
Amostra 2	48	0,3766

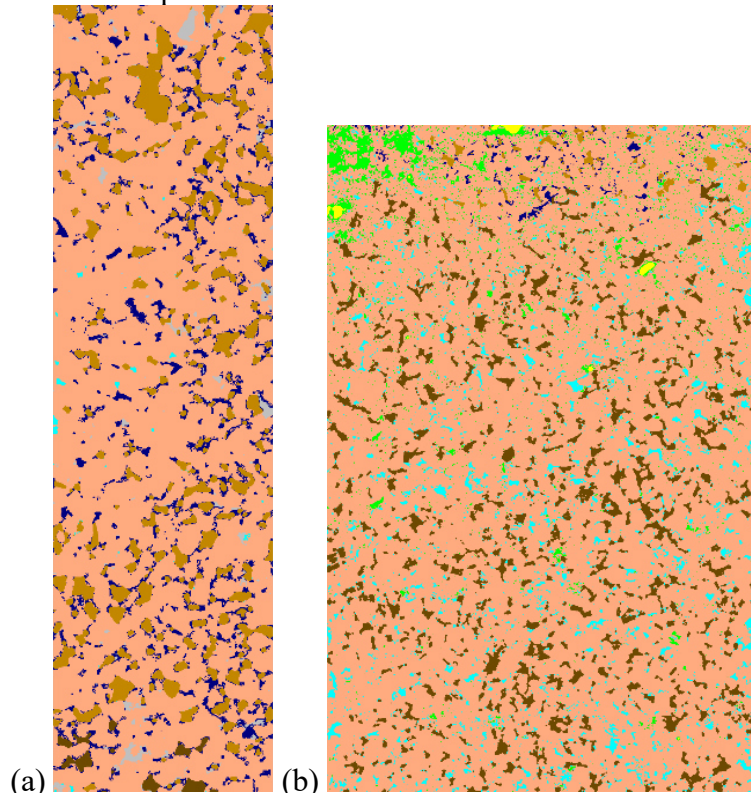
Fonte: elaborado pela autora (2025).

No caso da amostra 1 a embebição inicia em uma saturação de água relativamente baixa, com uma pressão capilar de entrada de aproximadamente 9,8 kPa. Esta curva se desenvolve em uma ampla faixa de saturação, sugerindo uma rede porosa que permite o avanço da água com menor restrição capilar, possivelmente devido à presença de poros e gargantas maiores. Consequentemente, a saturação final de água é mais baixa em comparação com a amostra 2, o que implicaria em uma maior saturação residual de CO₂ (gás aprisionado).

Por outro lado, na amostra 2 a curva vertical indica que o processo de invasão da água ocorre em uma faixa estreita de saturação. Este perfil é devido à rocha com poros e gargantas menores e mais uniformes, que resistem mais à entrada da água. O ponto final da embebição demonstra que esta amostra tem um maior volume preenchível por água, o que, sob condições ideais, resultaria em uma menor saturação residual de CO_2 após a reversão do fluxo. Essas diferenças são vitais para a caracterização do reservatório, pois a maior pressão capilar de entrada na amostra 2 sugere uma melhor capacidade da estrutura rochosa de impedir a migração vertical do CO_2 aprisionado.

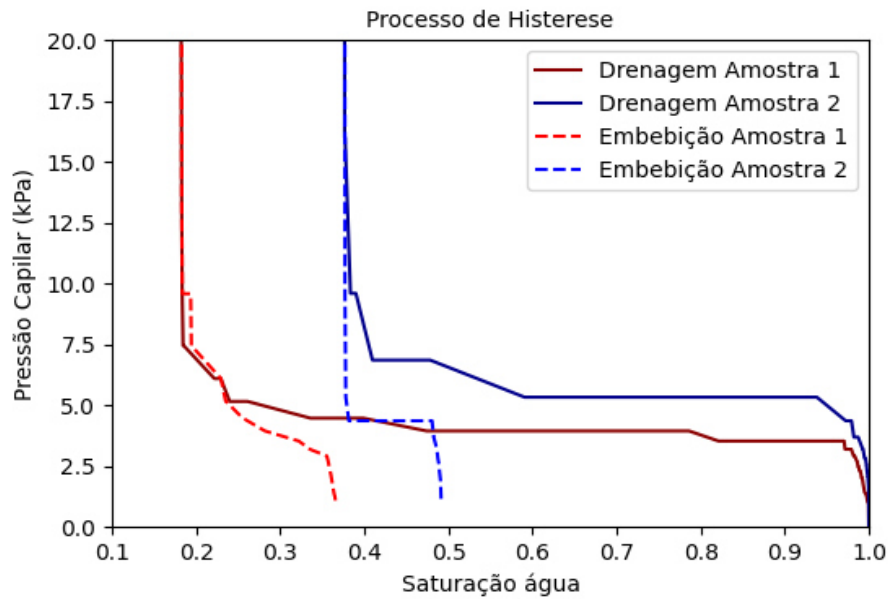
Por fim, comparando o processo de drenagem (Figura 15) com o processo de embebição (Figura 17) é possível analisar a histerese da pressão capilar existente nas amostras em estudo. Para uma mesma saturação de água, a pressão capilar durante a drenagem é maior do que a pressão capilar durante a embebição.

Figura 18 – Imagens de secção no eixo y da amostra 1 no processo de embebição com saturação de água a 0,35 (a) e da amostra 2 na saturação de 0,38 (b). Onde, CO_2 deslocado (marrom escuro), água invadindo (azul escuro), água residual (azul claro), CO_2 residual (marrom claro). Na temperatura $X^\circ\text{C}$ e pressão Y.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Figura 19 – Visualização da histerese entre o processo de drenagem e embebição.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

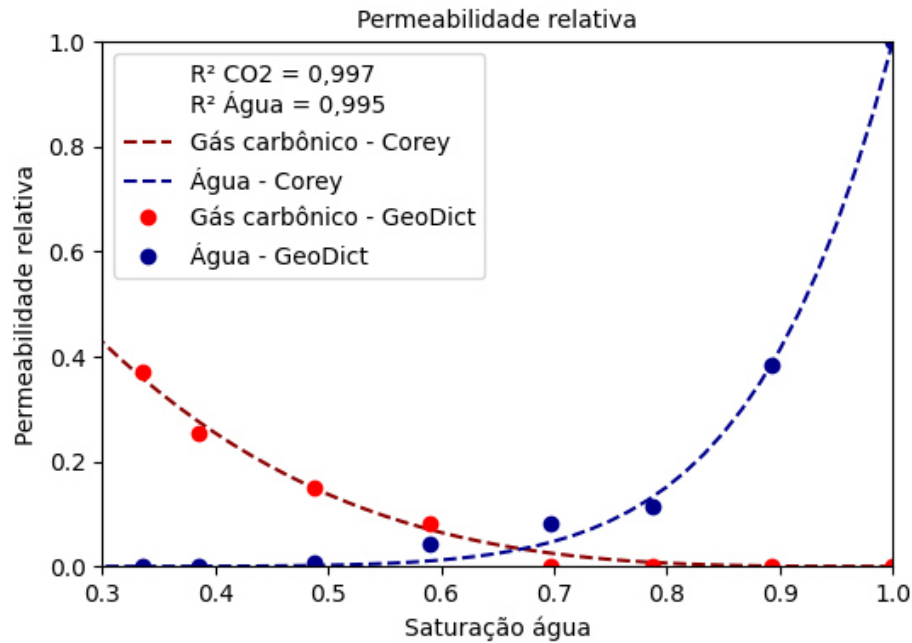
Pode ser visto na Figura 18 onde é analisada a embebição e visualizada a histerese, em saturações de água parecidas pode ser visto que o CO₂ residual é maior na amostra 1. Complementado com a análise da Figura 19 é possível visualizar O ponto onde a curva de embebição atinge o eixo zero de pressão capilar é o ponto de saturação residual, observando que, a drenagem começa com 100% de água, a embebição termina com uma quantidade significativa de CO₂ ainda preso na rocha. Sendo, esse gás imobilizado o benefício direto da histerese, comprovando que uma vez injetado, o CO₂ não retornará totalmente se a água da formação avançar, garantindo que o gás permaneça armazenado de forma segura no reservatório.

Com a comparação das duas amostras é possível verificar que na amostra 1 uma proporção maior do gás injetado foi imobilizada e não poderá migrar para a superfície, aumentando a segurança e a longevidade do armazenamento.

5.2.5 Simulação da permeabilidade relativa da drenagem

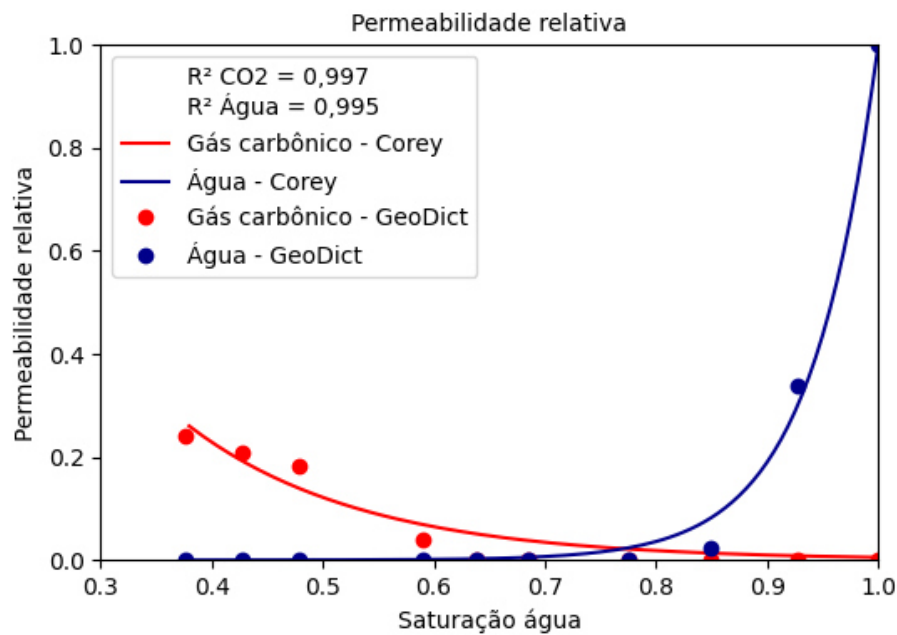
A última análise a ser realizada nesse trabalho é em relação à permeabilidade relativa da drenagem, sendo realizada conforme a validação. Tendo a base da simulação, foi traçado um ajuste dos dados simulados utilizando a metodologia do Corey, que nas Figuras abaixo é possível comprovar que as curvas obtiveram um bom ajuste, nas duas amostras, sendo comprovado por um erro ao quadrado alto o suficiente.

Figura 20 – Permeabilidade relativa da drenagem na amostra 1.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

Figura 21 – Permeabilidade relativa da drenagem na amostra 2.



Fonte: Elaborado pela autora (2025).

As curvas de permeabilidade demonstram que, conforme a água se move nos poros da rocha, a permeabilidade relativa do CO_2 diminui, tornando-se praticamente nula em altas saturações de água e é válido a análise desse comportamento para a segurança da estocagem.

A amostra 1 apresenta (Figura 20) que a curva de permeabilidade relativa para o CO_2 alcança um valor máximo mais alto e se estende por uma faixa de saturação mais ampla.

Este perfil indica uma alta mobilidade e eficiência de escoamento do gás, sugerindo uma rede porosa com poros mais maiores ou melhor conectados.

Em contraste, a amostra 2 (Figura 21) exibe uma permeabilidade relativa máxima para o CO₂ notavelmente menor, alcançando a saturação residual crítica de maneira mais rápida. Essa mobilidade reduzida é um reflexo de uma menor porosidade e de uma rocha mais homogênea, que induz um aprisionamento mais eficaz do CO₂ à medida que a saturação de água aumenta.

Esses resultados demonstram o conceito de aprisionamento residual, um dos mecanismos mais eficazes para o armazenamento de CO₂ a longo prazo. Embora, a amostra 1 possua maior permeabilidade geral, imobilização do CO₂ no meio poroso, facilitada pela alta pressão capilar da amostra 2, garante que o gás não migre para a superfície, e a segurança do projeto de estocagem.

4 CONCLUSÃO

Este trabalho investigou o comportamento do dióxido de carbono durante o armazenamento geológico em reservatórios petrolíferos depletados, utilizando simulação computacional em modelos de rochas digitais de arenito, com o objetivo de contribuir para a estratégia de Carbon Capture and Storage (CCS). Inicialmente, o método de simulação foi validado, demonstrando que os resultados de porosidade, permeabilidade absoluta, processos de drenagem e embebição, e permeabilidade relativa da amostra 1 apresentam desvios aceitáveis em relação aos dados da literatura, confirmando a confiabilidade do software GeoDict e da metodologia adotada.

A análise comparativa entre as amostras 1 e 2 destacou diferenças significativas nas propriedades petrofísicas e no comportamento dos fluidos. A amostra 2 apresentou porosidade e permeabilidade absoluta consideravelmente menores (14,4% e 0,177 D, respectivamente) em comparação com a amostra 1 (22,5% e 1,59 D). Esta baixa permeabilidade na amostra 2 é uma característica de segurança, atuando como uma barreira natural que dificulta tanto a injeção quanto a potencial migração ascendente do CO₂.

Em relação aos mecanismos de contenção, as curvas de pressão capilar (na drenagem e na embebição) confirmaram o fenômeno da histerese, crucial para o aprisionamento residual. A amostra 2 apresentou maior pressão capilar de *breakthrough* na drenagem, indicando maior resistência à entrada do CO₂ e, conseqüentemente, forças capilares mais intensas para a contenção. Apesar disso, pela a embebição foi analisado o aprisionamento residual, que indicou

a amostra 1 com um potencial de aprisionamento significativamente maior de CO₂ residual na saturação máxima de água.

Em conclusão, a amostra 1 é a mais promissora em termos de capacidade de aprisionamento residual, devido à sua maior saturação residual de CO₂, o que garante a imobilização de uma maior proporção do gás a longo prazo. Contudo, a amostra 2 oferece maior segurança contra a migração vertical do CO₂ devido à sua alta pressão capilar e baixa permeabilidade, que resistem ao movimento do gás.

Vale ressaltar que este trabalho foi realizado para uma análise técnica e pontual. Para a aplicação em campo será necessário mais análises como quantificar a segurança da contenção, a capacidade do aprisionamento residual e relacionar com os custos operacionais para a realização de cada operação.

REFERÊNCIAS

- AJAIY, T. et al. Uma revisão do armazenamento de CO₂ em formações geológicas com ênfase em abordagens de modelagem, monitoramento e estimativa de capacidade. **Petroleum Science**, v. 16, p. 1028–1063, 2019.
- AL-MENHALI, A. et al. Capillarity and wetting of carbon dioxide and brine during drainage in Berea sandstone at reservoir conditions. **Water Resources Research**, v. 51, n. 10, p. 7895-7914, 2015.
- ALIZADEH, A. H.; PIRI, M. The effect of saturation history on three-phase relative permeability: An experimental study. **Water Resources Research**, v. 50, n. 2, p. 1636–1664, 2014.
- ARAÚJO, S. V. **Diffusion and swelling of CO₂/light oil mixtures using pressure decay and CT-scan**. 2014. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- BARBOSA MACHADO, M. V.; DELSHAD, M.; SEPEHRNOORI, K. Modeling Self-Sealing Mechanisms in Fractured Carbonates Induced by CO₂ Injection in Saline Aquifers. **ACS Omega**, v. 8, n. 51, p. 48925-48937, 2023.
- BASILE, F. R. **Avaliação da Injeção de WAG-CO₂ para a Recuperação de Petróleo e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono**. 2015. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- BAZARIN, R. L. M. et al. Estudo numérica do processo de deslocamento de fluidos em meio poroso heterogêneo usando o método de Lattice Boltzmann. **Anais do CONEM**, 2018.
- BECKER, J.; WIEGMANN, A.; SCHULZ, V. Design of fibrous filter media based on the simulation of pore size measures. In: FILTECH CONFERENCE, 2007, Wiesbaden. **Proceedings...** Wiesbaden, 2007.
- BECKER, J.; SCHULZ, V.; WIEGMANN, A. Numerical determination of two-phase material parameters of a gas diffusion layer using tomography images. **Journal of Fuel Cell Science and Technology**, v. 5, n. 2, p. 021006, 2008.
- BERA, A.; SHUKLA, B.; JOGANI, D. A perspective review of applications of the computed tomography (CT) scan imaging technique for microscopic reservoir rock characterization. **Deep Underground Science and Engineering**, 2025.
- BROSETA, D.; TONNET, N.; SHAH, V. Are rocks still water-wet in the presence of dense CO₂ or H₂S? **Geofluids**, v. 12, n. 4, p. 280-294, 2012.
- BROWN, G. O. Henry Darcy and the making of a law. **Water Resources Research**, v. 38, n. 7, p. 11-1-11-12, 2002.
- CARLSON, Francis M. **"Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase."** Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1981. doi: <https://doi.org/10.2118/10157-MS>

CAVALCANTE, F. S. S. **O estado da arte da captura e armazenamento geológico de CO₂ como forma de mitigação das mudanças climáticas**. 2009. Monografia (Graduação) - Instituto de Química, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

CHAI, X. et al. Integrated hierarchy-correlation model for evaluating water-driven oil reservoirs. **ACS Omega**, v. 6, n. 50, p. 34460-34469, 2021.

CHEN, S.; DOOLEN, G. D. Lattice Boltzmann method for fluid flows. **Annual Review of Fluid Mechanics**, v. 30, p. 329-364, 1998.

COREY, A. T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. **Producers Monthly**, v. 19, n. 1, p. 38-41, 1954.

DAKE, L. P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. Amsterdã: Elsevier, 1978.

DANDEKAR, A. Y. **Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties**. 2. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2013.

DA SILVA GASPAR, A. T. F. **Modelagem tecnico-economica de sequestro de CO₂ considerando injeção em campos maduros**. 2007. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

DA SILVA, D. P. M. et al. Recuperação avançada de petróleo associada à captura e armazenamento de carbono. **Research, Society and Development**, v. 11, n. 1, p. e16511124599-e16511124599, 2022.

DE ALMEIDA, J. R. L. **Armazenamento De Dióxido De Carbono Em Camadas De Carvão Na Bacia Do Paraná**. 2019. Tese (Doutorado) – Universidade Fernando Pessoa, Portugal, 2019.

ECHEVERRI, A. D. C. M. et al. Análise da porosidade do arenito por meio de imagens digitais. **Observatorio de la Economía Latinoamericana**, v. 22, n. 12, p. e8322, 2024.

ESPINOZA, D. N.; SANTAMARINA, J. C. Water-CO₂-mineral systems: Interfacial tension, contact angle, and diffusion—Implications to CO₂ geological storage. **Water Resources Research**, v. 46, n. 7, 2010.

ETTEHADTAVAKKOL, A.; LAKE, L. W.; BRYANT, S. L. CO₂-EOR and storage design optimization. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 25, p. 79-92, 2014.

GANAT, T. A. A. O. **Fundamentals of reservoir rock properties**. Cham, Suíça: Springer, 2020.

GAOL, C. L. et al. Real structure micromodels based on reservoir rocks for enhanced oil recovery (EOR) applications. **Lab on a Chip**, v. 20, n. 12, p. 2197-2208, 2020.

GEORGIADIS, A. et al. Interfacial Tension Measurements of the (H₂O + CO₂) System at Elevated Pressures and Temperatures. **Journal of Chemical and Engineering Data**, v. 55, n. 10, p. 4168-4175, 2010.

GIRAULT, V.; RAVIART, P. A. **Finite Element Methods for Navier-Stokes Equations**. Berlin: Springer-Verlag, 1986.

GODOI, J. M. A. **Uma contribuição do sistema energético do petróleo à mitigação das mudanças climáticas: recuperação secundária especial de óleo com estocagem geológica de CO₂ no reservatório**. 2015. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

HAMZA, A.; HUSSEIN, I. A.; MAHMOUD, M. **Introduction to reservoir fluids and rock properties**. In: **Developments in Petroleum Science**. v. 78, p. 1-19. Elsevier, 2023.

HARO, H. A. V. **Simulação de Injeção de CO₂ em Reservatórios de Petróleo para EOR e Armazenamento de Carbono**. 2014. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

HARRISON, K. L. **Interfacial tension measurements of CO₂-polymer and CO₂-water systems and formation of water-in-CO₂ microemulsions**. 1996. Tese (Mestrado) – The University of Texas at Austin, Austin, 1996.

HEBACH, A. et al. Interfacial tension at elevated pressures measurements and correlations in the water+ carbon dioxide system. **Journal of Chemical & Engineering Data**, v. 47, n. 6, p. 1540-1546, 2002.

HENKEL, S. et al. Análises de TC de raios X, modelos e simulações numéricas: uma comparação com análises petrofísicas em um estudo experimental de CO₂. **Solid Earth**, v. 7, p. 917-927, 2016.

HEUER JR, G. J. **Interfacial tension of water against hydrocarbon and other gases and adsorption of methane on solids at reservoir temperatures and pressures**. 1957. Tese (Mestrado) – The University of Texas at Austin, Austin, 1957.

HILDEN, J.; LINDEN, S.; PLANAS, B. **FLOWDICT User Guide GeoDict release 2021**. Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), 2021.

HILPERT, M.; MILLER, C. T. Pore-morphology-based simulation of drainage in totally wetting porous media. **Advances in Water Resources**, v. 24, p. 243-255, 2001.

IBRAHIM, M. N.; KOEDERITZ, L. F. Two-Phase Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability Prediction Models. **SPE-68065-MS**, 2001.

JASSIM, A. A. et al. Water Injection for Oil Recovery in Mishrif Formation for Amarah Oil Field. **Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering**, v. 21, n. 1, p. 39–44, 2020.

JANI, A. et al. Evaluation of Porous Media Using Digital Core Analysis by Pore Network Modeling Method: A Comprehensive Review. **Journal of Chemical and Petroleum Engineering**, v. 57, n. 2, p. 249-285, 2023.

JUNGES, A. L. et al. Efeito estufa e aquecimento global: uma abordagem conceitual a partir da física para educação básica. **Experiências em Ensino de Ciências**, v. 13, n. 5, p. 126-151, 2018.

KHIMULIA, V. V.; KAREV, V. I. Pore-Scale Computational Study of Permeability and Pore Space Geometry in Gas Condensate Reservoir Rocks. In: **Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes**. Springer, 2024.

KOWSARI, M., JAMES, L. A., and R. D. HAYNES. "The Effect of Relative Permeability Hysteresis on the Design of an Optimal Water-Alternating-Gas (WAG) Process." *SPE Res Eval & Eng* 25 (2022): 125–145. doi: <https://doi.org/10.2118/208583-PA>

LAKE, L. W. et al. **Fundamentals of Enhanced Oil Recovery**. Society of Petroleum Engineers, 2014.

LAND, Carlon S.. "Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties." *SPE J.* 8 (1968): 149156. doi: <https://doi.org/10.2118/1942-PA>

LAPLACE, P. S. de. **Supplément au dixième livre du Traité de Mécanique Céleste**. In: **Traité de Mécanique Céleste**. Paris: Courcier, 1805. v. 4, p. 1–79.

LI, S. et al. Gas breakthrough pressure for hydrocarbon reservoir seal rocks: implications for the security of long-term CO₂ storage in the Weyburn field. **Geofluids**, v. 5, n. 4, p. 326-334, 2005.

LI, X. F. et al. Capillary-pressure-dependent permeability and two-phase flow in porous media. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 120, n. 11, p. 7708-7727, 2015.

LIN, Q., Bijeljic, B., Pini, R., Blunt, M. J., & Krevor, S. (2018.a). **Imaging and measurement of pore-scale interfacial curvature to determine capillary pressure simultaneously with relative permeability**. *Water Resources Research*, 54, 7046–7060. <https://doi.org/10.1029/2018WR023214>

LIN, Q., Bijeljic, B., Pini, R., Blunt, M., Krevor, S. (2018.b). **Pore-scale imaging of multiphase flow at steady state for a Bentheimer sandstone [Dataset]**. Digital Porous Media Portal. <https://www.doi.org/10.17612/P7167R>

LINDEN, S.; WIEGMANN, A.; HAGEN, H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations. **Graphical Models**, v. 82, p. 58–66, 2015.

MAFRA, Maurício Gabriel Lacerda. **Dependência da porosidade e da permeabilidade com o tamanho ea forma de grãos em sedimentos não consolidados**. 2022.

MILLS, John; RIAZI, Masoud; SOHRABI, Mehran. **Wettability of common rock-forming minerals in a CO₂-brine system at reservoir conditions**. In: International symposium of the society of core analysts. Society of Core Analysts Fredericton, Canada, 2011. p. 19-21.

MATTER, J. M. et al. Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. **Science**, v. 352, n. 6291, p. 1312-1314, 2016.

MORROW, N. R. The Effects of Surface Roughness On Contact: Angle With Special Reference to Petroleum Recovery. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 14, n. 4, p. 1-8, 1975.

MUHAMMED, N. S. et al. A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. **Energy Reports**, v. 8, p. 461-499, 2022.

MUÑOZ, J. A. T. **Estudo da permeabilidade relativa do sistema água-CO₂ em condições de reservatório para carbonatos**. 2020. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020.

NALIN, D. et al. **DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA UTILIZANDO O MÉTODO DE BOLTZMANN PARA REDES**. In: CONGRESSO NACIONAL DE ESTUDANTES DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2007. **Anais**. Salvador, BA, 2007.

ORITA, G. K. L. et al. **CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CO₂...** **Geosciences=Geociências**, v. 41, n. 3, p. 779-795, 2022.

PARIS, M. P. **Fundamentos de ingenieria de yacimientos**. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2009.

PATANKAR, S. V. **Numerical Heat Transfer and Fluid Flow**. New York: Hemisphere Publishing Corporation, 1980.

RAEESI; MORROW, N. R.; MASON, G. Capillary Pressure Hysteresis Behavior of Three Sandstones Measured with a Multistep Outflow–Inflow Apparatus. **Vadose Zone Journal**, v. 13, n. 3, p. 1–12, 2014.

REIS, C. V. **Emissões de Co₂ e Aquecimento Global: Desenvolvimento de Tecnologias de Captura e Armazenamento de Co₂**. 2013. Tese (Mestrado) – Universidade NOVA de Lisboa, Portugal, 2013.

ROCHA, E. D. L. P. **Determinação da permeabilidade absoluta em meios porosos através da Solução da Equação de Navier-Stokes na escala de poros**. 2020. Monografia (Especialização) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

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

SAITO, T.; TORIWAKI, J. New Algorithms for Euclidean Distance Transformation of an n-dimensional digitized picture with Applications. **Pattern Recognition**, v. 27, n. 11, p. 1551–1565, 1994.

SARAF, S.; BERA, A. A review on pore-scale modeling and CT scan technique to characterize the trapped carbon dioxide in impermeable reservoir rocks during sequestration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 144, p. 110986, 2021.

SAYEGH, S. Capillary Trapping of CO₂ in Saline Aquifers and Its Importance for Long-Term Storage. **Journal of the Canadian Petroleum Technology**, v. 50, n. 2, p. 162-169, 2011.

SBRISSA, G. F.; KETZER, J. M. M. Geoquímica e Integridade Mineralógica do Sistema CO₂-rocha-fluído em Reservatórios da Formação Rio Bonito–Bacia do Paraná. In: MOSTRA DE PESQUISA DA PÓS-GRADUAÇÃO, 4., 2009, Porto Alegre. **Anais...** Porto Alegre, 2009.

SCHULZ, V. P. et al. Pore-morphology-based simulation of drainage in porous media featuring a locally variable contact angle. **Transport in Porous Media**, v. 107, n. 1, p. 13-25, 2014.

SHIGA, M. et al. Interfacial tension of carbon dioxide-water under conditions of CO₂ geological storage and enhanced geothermal systems: A molecular dynamics study on the effect of temperature. **Fuel**, v. 337, p. 127219, 2023.

SILVA, F. L. D. **Integração de modelo geomecânico 1D e modelo com acoplamento fluxo-geomecânico para estudo da estocagem de CO₂ em um reservatório de gás depletado da Bacia do Parnaíba**. 2024. Tese (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024.

SILIN, D.; PATZEK, T. Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. **Physica A**, v. 371, p. 336–360, 2006.

SILIN, D. et al. Microtomography and Pore-Scale Modeling of Two-Phase Fluid Distribution. **Transport in Porous Media**, v. 86, p. 495–515, 2011.

SING, K. S. W.; WILLIAMS, R. T. Historical aspects of capillarity and capillary condensation. **Microporous and Mesoporous Materials**, v. 154, p. 3-8, 2011.

SNÆBJÖRNSDÓTTIR, S. Ó. et al. Carbon dioxide storage through mineral carbonation. **Nature Reviews Earth & Environment**, v. 1, n. 2, p. 90-102, 2020.

SURAMAIRY, R. et al. Impact of reservoir organic acid and brine salinity on CO₂-rock interfacial tension and wettability in carbonate rocks: Insights for geological CO₂ storage. **Results in Engineering**, v. 27, p. 105983, 2025.

TOÉ, L. A. F. et al. Aspectos gerais da tecnologia de CCS com foco na etapa de armazenamento geológico do CO₂: uma revisão bibliométrica. **Revista DELOS**, v. 18, n. 66, p. e4591-e4591, 2025.

TRITTON, D. J. **Physical fluid dynamics**. 2. ed. Oxford: Claredon Press, 2006.

WIEGMANN, A. Computation of the permeability of porous materials from their microstructure by FFF-Stokes. **Fraunhofer-Institut für Industrial Mathematics (ITWM) report**, n. 129, 2007.

WIEGMANN, A.; BECKER, J. Virtual characterization of the pore structure of nonwoven. In: INTERNATIONAL NONWOVEN TECHNICAL CONFERENCE, 2007, Atlanta. **Proceedings...** Atlanta, 2007.

WILLEMIJN VAN ROOIJEN et al. Microfluidics-based analysis of dynamic contact angles relevant for underground hydrogen storage. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 164, p. 104221, 2022.

XU, T. et al. Using natural CO₂ reservoir to constrain geochemical models for CO₂ geological sequestration. **Applied Geochemistry**, v. 43, p. 22-34, 2014.

YANG, N. et al. Pore-Scale Modeling and Simulation in Shale Gas Formations. In: CAI, J.; HU, X. (Eds.). **Petrophysical Characterization and Fluids Transport in Unconventional Reservoirs**. Elsevier, 2019. p. 217-246.

YOUNG, T. An essay on the cohesion of fluids. **Philosophical Transactions of the Royal Society of London**, v. 95, p. 65–87, 1805.