



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE MATERIAIS

Ingrid Bertin Carneiro

**Determinação computacional da permeabilidade de sistemas porosos
multiescalares: aplicação a carbonatos do carste Jandaíra, Bacia Potiguar**

Florianópolis, SC
2024

Ingrid Bertin Carneiro

Determinação computacional da permeabilidade de sistemas porosos multiescalares: aplicação a carbonatos do carste Jandaíra, Bacia Potiguar

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de doutor em Ciência e Engenharia de Materiais.

Orientador: Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.

Florianópolis, SC

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Carneiro, Ingrid Bertin

Determinação computacional da permeabilidade de sistemas porosos multiescalares: aplicação a carbonatos do carste Jandaíra, Bacia Potiguar / Ingrid Bertin Carneiro ; orientador, Celso Peres Fernandes, 2024.

92 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Ciência e Engenharia de Materiais. 2. Simulação numérica na escala do poro. 3. Microtomografia de Raios X. 4. Rochas carbonáticas. 5. Composição multiescala. I. Fernandes, Celso Peres. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. III. Título.

Ingrid Bertin Carneiro

Determinação computacional da permeabilidade de sistemas porosos multiescalares: aplicação a carbonatos do carste Jandaíra, Bacia Potiguar

O presente trabalho em nível de doutorado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Francisco Hilário Rego Bezerra, Dr.
Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

Willian Godoy de Azevedo Lopes da Silva, Dr.
Equinor Brasil

Iara Frangiotti Mantovani, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de doutor em Ciência e Engenharia de Materiais.

Coordenação do Programa de
Pós-Graduação

Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.
Orientador

Florianópolis, SC, 2024.

Aos meus pais, Claudionei e Denilza.

AGRADECIMENTOS

A Deus, Nossa Senhora Aparecida e São Jorge, por me darem força nos momentos que eu mais precisei e orei.

Aos meus pais por todo apoio, carinho e conselhos importantes durante todo o doutorado.

Ao meu namorado Diego T. Volpato por toda ajuda, paciência, colaboração e ter ficado ao meu lado durante toda a execução deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Celso Peres Fernandes por toda atenção, auxílio, sugestões e amizade durante a execução deste trabalho.

Aos professores da pós-graduação por toda contribuição na minha formação.

À coordenação do PGMAT por toda atenção e ajuda.

Aos meus amigos Dayana Cristine dos Santos, Renato Borsetti, Márcio Belleza, Lucas dos Anjos, Felipe Otávio dos Santos, Andreas Hellmann, Germano Yoneda Pereira Lima, Barbara Andrade da Silva Teixeira e Keronlainy Silva Salvatte Nunes por me ouvirem e me ajudarem a tornar esta trajetória mais leve e divertida.

Aos meus amigos do Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT), Iara F. Mantovanni, Anderson Camargo Moreira e Rodrigo Nagata por toda ajuda e amizade durante este trabalho.

Ao CNPq, Petrobras e ANP pelo apoio financeiro.

Por fim, a todos que, mesmo indiretamente contribuíram com este trabalho.

“No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade.”
(EINSTEIN, 1879-1955)

RESUMO

As rochas carbonáticas detêm mais de 50% das reservas de óleo provadas do mundo. O sistema poroso destas rochas é complexo, apresentando-se fortemente heterogêneo, com amplo espectro de tamanhos de poros e variados tipos de porosidade, como por exemplo intergranular, móldica e vugular, resultantes dos processos de deposição, compactação e diagênese que impactam na morfologia e na conectividade da rede de poros e, conseqüentemente, nas suas propriedades petrofísicas. Dentre estas propriedades, a permeabilidade absoluta é fundamental na caracterização dos reservatórios petrolíferos, em cálculos da estimativa da taxa de produção de óleo. Ela é normalmente determinada experimentalmente em ensaios de laboratório em amostras extraídas de testemunhos das rochas reservatório. Estes ensaios podem ser complementados, ou mesmo substituídos, fazendo-se uso da técnica chamada de rocha digital. Esta técnica é atualmente bastante sofisticada devido aos avanços em microtomografia de raios X aliado ao contínuo aumento da capacidade computacional. São obtidos volumes representativos de rocha, imagens 3D, permitindo aplicar leis físicas na escala de poro. Em imagens binárias (segmentadas em fases poro e sólido) determina-se a permeabilidade a partir da simulação numérica do escoamento monofásico de fluido governado pela equação de Stokes. Por outro lado, em geral, carbonatos apresentam larga distribuição de tamanhos de poros, quer dizer, são sistemas porosos multiescalares, compostos de múltiplas porosidades. A descrição destes sistemas porosos necessita da quantificação de duas, ou mais, escalas espaciais, cada uma com seu comprimento característico. Com microtomografia de raios X, isto implica na obtenção de imagens em diferentes resoluções espaciais de forma a descrever, até o limite de resolução, a distribuição dos menores poros. O objetivo deste trabalho é aplicar abordagens multiescalares para a descrição do sistema poroso e realizar a simulação numérica do fluxo de fluidos para a determinação da permeabilidade absoluta longitudinal (K_{abs}) de amostras de carbonatos oriundos de afloramentos da formação Jandaíra, Bacia Potiguar. Em uma primeira abordagem foram utilizadas imagens obtidas em duas resoluções espaciais. A imagem de menor resolução foi segmentada em regiões de poros e sólidos bem definidos e em uma região indefinida nesta resolução a qual foi composta com dados (porosidade e permeabilidade) quantificados em uma imagem de maior resolução. Uma segunda abordagem foi utilizada para casos onde a imagem obtida, com resolução da ordem de micrômetro, é de rochas onde um volume significativo de poros se encontra abaixo do limite de resolução espacial do microtomógrafo utilizado. A solução encontrada para descrever esta porosidade sub-resolução consistiu na obtenção das curvas de pressão capilar com intrusão de mercúrio (MICP) medindo-se a porosidade e estimando-se a permeabilidade para compor com a imagem 3D. Em ambas as abordagens, o problema foi modelado com o uso das equações de Stokes-Brinkman que foram resolvidas com o software OpenFOAM. Os resultados obtidos mostram a importância da abordagem multiescala na determinação da permeabilidade para as amostras de rochas estudadas. A não consideração da porosidade associada aos menores poros pode subestimar a permeabilidade. Isto ocorre pois estes poros constituem pontes (conexões) com os maiores poros e não considerá-los altera de forma significativa a conectividade da rede de poros.

Palavras-chave: Microporosidade. Processamento de imagem 3D. Simulação na escala do poro.

ABSTRACT

Carbonate rocks contain over 50% of the world's oil reserves. Their porous system is highly complex and heterogeneous, with a wide range of pore sizes and various types of porosity, such as intergranular, moldic and vugular. These characteristics result from deposition, compaction, and diagenesis processes, which affect the morphology and connectivity of the pore network, and diagenesis processes, which affect the morphology and connectivity of the pore network and, consequently, its petrophysical properties. Among these properties, absolute permeability is crucial for characterizing oil reservoirs and estimating oil production rates. Permeability is typically determined through laboratory tests on samples extracted from reservoir rock cores. These tests can be complemented or even replaced by a technique called digital rock analysis. This technique has advanced significantly due to progress in X-ray microtomography and increasing computational power. Representative volumes of rocks are obtained, 3D images, allowing physical laws to be applied at the pore scale. In Binary images (segmented into pore and solid phases), permeability is estimated through numerical simulations of single-phase fluid flow governed by the Stokes Equation. Carbonate rocks generally exhibit a wide distribution of pore sizes, making them multiscale porous systems with multiple porosities. Describing these systems necessitates quantifying two or more spatial scales, each with its characteristic length. X-ray microtomography images at different spatial resolutions are used to detail the distribution of the smallest pores up to the resolution limit. The objective of this study is to apply multiscale approaches to describe the porous system and simulate fluid flow to determine the absolute permeability (K_{abs}) of carbonate rocks from outcrops of the Jandaíra Formation, Potiguar Basin. The first approach used images obtained at two spatial resolutions. The lower-resolution image was segmented into regions of well-defined pores, solids, and an undefined region at this resolution, which was then combined with porosity and permeability data quantified from a higher-resolution image. The second approach was used for cases where the image obtained, with a resolution of the order of micrometers, is of rocks where a significant volume of pores is below the spatial resolution limit of the microtomography used. To describe this subresolution porosity, capillary pressure curves obtained through mercury intrusion (MICP) were used to measure porosity and estimate permeability, which were then integrated with the 3D image. In both approaches, the problem was modeled using the Stokes-Brinkman equations solved with OpenFOAM software. The results indicate that a multiscale approach is essential in determining the permeability of the studied rock samples. Ignoring the porosity associated with the smallest pores can lead to an underestimation of permeability values, as these small pores form connections with larger pores, and excluding them significantly alters the connectivity of the pore network.

Keywords: Microporosity. 3D image processing. Pore scale simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reservatórios do pré-sal.	17
Figura 2 – Exemplo de rocha danificada.	18
Figura 3 – Esquema conceitual ilustrando a simulação multiescala usando dois domínios.	19
Figura 4 – Representação da porosidade (ε_{micro}) em uma simulação multiescalar.	20
Figura 5 – Resolução dos dados versus proporção do reservatório coberto pelo dado.	24
Figura 6 – Versão simplificada do mapa geológico da Bacia de Potiguar.	26
Figura 7 – Exemplo de carste epigênico.	27
Figura 8 – Estrutura cristalina dos três principais minerais carbonáticos.	28
Figura 9 – Substituição de grãos de calcita por dolomita. ¹	29
Figura 10 – Tipos de poros predominantes em rochas carbonáticas.	30
Figura 11 – Representação do modelo multiescalar para 3 escalas espaciais.	32
Figura 12 – Variação da porosidade sobre o crescente volume do meio poroso.	33
Figura 13 – Sequência de tamanho de escalas de um meio poroso.	34
Figura 14 – Esquema conceitual ilustrando a simulação multiescala usando dois domínios.	36
Figura 15 – Representação de ε_{micro} em uma simulação multiescalar.	38
Figura 16 – Resumo das etapas de aquisição e reconstrução de imagens obtidas por microtomografia de raios-X.	39
Figura 17 – Esquema do Non-Local Means.	42
Figura 18 – Condições de contorno aplicadas nas simulações.	44
Figura 19 – Fluxograma do algoritmo SIMPLE.	45
Figura 20 – Fluxo de trabalho de rocha digital empregado neste trabalho.	48
Figura 21 – Plugs F e B2 do afloramento PFJ03 e PFJ07.	49
Figura 22 – Plug PFJ03F2 extraído do plug PFJ03F.	49
Figura 23 – Plug PFJ07B2-1 extraído do testemunho PFJ07B2.	49
Figura 24 – Subamostra PFJ03F2.	50
Figura 25 – Subamostra PFJ07B2-1.	50
Figura 26 – Tomógrafo VERSA XRM-500 usado na aquisição da imagem microCT.	51
Figura 27 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ03F2.	52
Figura 28 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 27,75 μm	53

Figura 29 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 8,68 μm	54
Figura 30 – Exemplo de uma seção 2D da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 27,75 μm antes e após a etapa de filtragem.	55
Figura 31 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional binário da amostra PFJ03F2.	56
Figura 32 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional binário da amostra PFJ07B2-1 com 8,68 μm de tamanho de voxel.	57
Figura 33 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional ternário da amostra PFJ07B2-1 com 27,75 μm de tamanho de voxel.	58
Figura 34 – Fluxo de trabalho utilizado para a estimativa de K_{abs} multiescalar na primeira abordagem.	60
Figura 35 – Fluxo de trabalho utilizado para a estimativa de K_{abs} multiescalar na segunda abordagem.	60
Figura 36 – Malha computacional da imagem PFJ07B2-1 com 8.68 μm	61
Figura 37 – Condição de pressão	62
Figura 38 – Campos de velocidade e pressão obtidos após a simulação.	62
Figura 39 – Mapeamento da porosidade e permeabilidade para o cômputo da permeabilidade no plugue.	63
Figura 40 – Condição de pressão	64
Figura 41 – Campo de velocidade resultante	64
Figura 42 – Exemplo $50 \times 50 \times 50$ mostrando a ligação entre a porosidade de sub-resolução (em azul) com a porosidade resolvida (em laranja).	65
Figura 43 – Campos de velocidade e pressão obtidos considerando apenas a porosidade resolvida para a imagem microCT da amostra PFJ07B2-1.	66
Figura 44 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional do primeiro recorte binário extraído da amostra PFJ03F2.	67
Figura 45 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional do segundo recorte binário extraído da amostra PFJ03F2.	68
Figura 46 – Volume poroso dos recortes extraído da imagem PFJ03F2.	68
Figura 47 – Cálculo do VER a partir das medidas de porosidade nos volumes de interesse de PFJ03F2.	69
Figura 48 – Cálculo da DTP realizado em cada recorte da amostra PFJ03F2.	69
Figura 49 – Distribuição do raio de garganta de poro obtida por MICP.	70
Figura 50 – Malha construída a partir da porosidade efetiva dos dois recortes.	71
Figura 51 – Condição de pressão estabelecida nos recortes da amostra PFJ03F2.	71

Figura 52 – Campo de velocidade obtido para cada um dos recortes da amostra PFJ03F2.	72
Figura 53 – Campo de pressão obtido para cada um dos recortes da amostra PFJ03F2.	72
Figura 54 – Representação da abordagem multiescala empregada.	73
Figura 55 – Campo de velocidade obtido para o primeiro recorte da amostra PFJ03F2.	74
Figura 56 – Campo de velocidade obtido para o segundo recorte da amostra PFJ03F2.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dimensões e tamanho do voxel das imagens microCT.	51
Tabela 2 – Dimensões e tamanho do voxel das imagens microCT após o recorte da área externa.	55
Tabela 3 – Parâmetros do escoamento.	59
Tabela 4 – Dados de porosidade e permeabilidade	63
Tabela 5 – Dados de porosidade e permeabilidade obtidos após a simulação de Stokes-Brinkman em comparação com os resultados experimentais.	65
Tabela 6 – Dados de porosidade e permeabilidade.	66
Tabela 7 – Dados de porosidade e permeabilidade usado na simulação multiescalar.	70
Tabela 8 – Resultados de porosidade e permeabilidade considerando apenas a porosidade resolvida.	73
Tabela 9 – Resultados de porosidade e permeabilidade.	75
Tabela 10 – Parâmetros de aquisição das amostras estudadas neste trabalho.	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DTP	Distribuição de tamanho de poros
MICP	Porosimetria por Intrusão de Mercúrio
microCT	Microtomografia Computadorizada de Raios X
PSD	distribuição de tamanho de gargantas de poros
SEC	Securities and Exchange Commission
SPE PRMS	Society of Petroleum Engineers Petroleum Resource Management System
VER	Volume Elementar Representativo

LISTA DE SÍMBOLOS

K_{abs}	Permeabilidade absoluta ou intrínseca do meio poroso (meio poroso isotrópico)
ε_{micro}	Porosidade de sub-resolução
ϕ	Porosidade
u	Velocidade de Darcy
μ	Viscosidade dinâmica do fluido
∇p	Gradiente de pressão
\mathbf{K}_{abs}	Tensor permeabilidade absoluta do meio poroso
ρ	Massa específica do fluido
α_{BJ}	Comprimento de deslizamento
k_{micro}	Permeabilidade de sub-resolução
V	Volume da malha
L_z	Altura da malha gerada a partir da microCT
d_p	Diâmetro do poro
γ_{Hg}	tensão superficial do mercúrio
θ_c	Ângulo de contato entre o sólido e o mercúrio
P	Pressão
r	raio característico

SUMÁRIO

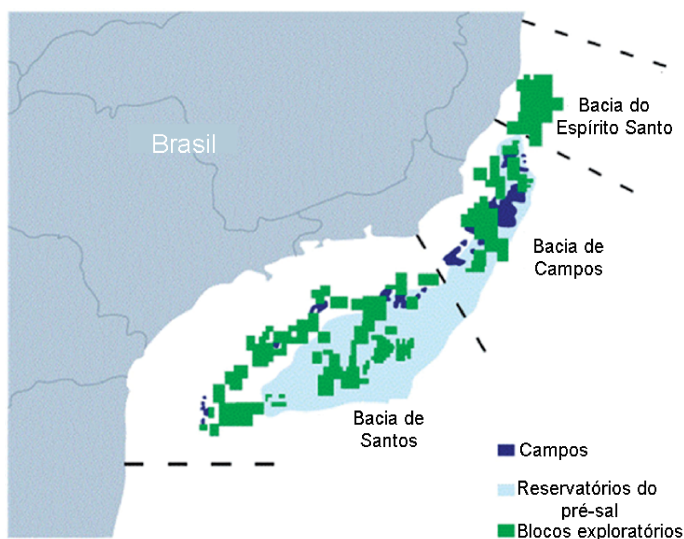
1	INTRODUÇÃO	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	RESERVATÓRIOS ANÁLOGOS E FORMAÇÃO JANDAÍRA	23
2.1.1	Definição de Análogo - SEC	24
2.1.2	Definição de Análogo - SPE PRMS	25
2.1.3	Formação Jandaíra	25
2.1.4	Dinâmica do Carste	26
2.2	ROCHAS CARBONÁTICAS	27
2.3	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	29
2.3.1	Porosidade	29
2.3.1.1	Tipo de poros presentes em rochas carbonáticas	30
2.3.2	Permeabilidade absoluta	31
2.4	COMPOSIÇÃO MULTIESCALA DE POROSIDADE	32
2.5	VOLUME ELEMENTAR REPRESENTATIVO	33
2.6	MODELAGEM DO PROBLEMA	34
2.6.1	Modelo do escoamento na escala do poro	34
2.6.2	Modelo do escoamento na escala do plugue	35
2.6.3	Modelo de duplo domínio	36
2.6.4	Modelo de único domínio (microcontínuo)	37
2.7	TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE	39
2.7.1	Microtomografia computadorizada de raio-X	39
2.7.2	Porosimetria por intrusão de mercúrio (MICP)	40
2.8	PRÉ-PROCESSAMENTO DAS IMAGENS MICROCT	41
2.8.1	Filtro Non-Local Means (NLM)	41
2.8.2	Filtro Unsharp Masking	42
2.9	CÓDIGOS E SOFTWARES UTILIZADOS	42
2.9.1	Thermo Scientific Avizo Software versão 8.1	42
2.9.2	OpenFOAM	43
2.9.2.1	Utilitário <i>BlockMesh</i>	43
2.9.2.2	Condições de contorno	43
2.9.2.3	Solver <i>SimpleFOAM</i>	44
2.9.3	PoreFOAM	46
2.9.4	Visualização das imagens	46
2.9.4.1	ParaView	46
2.9.4.2	GeoSlicer	46
2.9.5	Códigos criados	46

3	MATERIAIS E MÉTODOS	48
3.1	SELEÇÃO DAS AMOSTRAS	48
3.2	AQUISIÇÃO E RECONSTRUÇÃO DAS IMAGENS MICROCT	50
3.3	PRÉ-PROCESSAMENTO E SEGMENTAÇÃO	54
3.4	GERAÇÃO DA MALHA COMPUTACIONAL	58
3.5	SIMULAÇÃO DE FLUXO	59
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	60
4.1	ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE UTILIZANDO POROSIDADE E PERMEABILIDADE DE SUB-RESOLUÇÃO A PARTIR DA IMAGEM DE SEGUNDA ESCALA	60
4.2	ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE COMBINANDO IMAGEM 3D COM DADOS DE MICP	67
4.2.1	Resultados obtidos para a amostra PFJ03F2	67
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	76
5.1	TRABALHOS FUTUROS	76
	REFERÊNCIAS	78
	APÊNDICE A – PARÂMETROS DE AQUISIÇÃO	91
	APÊNDICE B – LISTAS DE TRABALHOS ELABORADOS DURANTE O DOUTORADO	92
B.1	TRABALHOS APRESENTADOS EM CONGRESSOS	92
B.2	ARTIGO PUBLICADO	92

1 INTRODUÇÃO

Reservatórios carbonáticos armazenam mais de 50% das reservas de petróleo e gás mundial. No Brasil, o estudo deste tipo de rocha têm se intensificado nos últimos anos, devido à maior parte dos campos produtores do pré-sal serem constituídos por este tipo de rocha (Figura 1). Diferentemente das siliciclásticas, as rochas carbonáticas apresentam uma ampla faixa de tipos e tamanhos de poros com distribuição bi ou tri-modal presentes da escala do poro à escala do reservatório, resultantes dos processos de sedimentação e diagênese que impactam na conectividade do poro e conseqüentemente, nos valores de permeabilidade absoluta (ARNS *et al.*, 2005; VIK; BASTESSEN; SKAUGE, 2013).

Figura 1 – Reservatórios do pré-sal.



Fonte: Adaptado de Machado Filho, Ebecken, Marília MF de Oliveira *et al.* (2015).

Extrair amostras do poço de petróleo é um processo caro. Como alternativa estudam-se os reservatórios análogos, como os afloramentos. Extrair amostras nestes afloramentos é mais barato e eles fornecem a oportunidade de conhecer mais de perto a rocha e fazer análises diversas relacionando com as rochas reservatório em maior profundidade (REYER, 2014).

A permeabilidade absoluta é fundamental na caracterização de reservatórios, sendo possível estimar a taxa de produção e prever sua performance. Por exemplo, para que haja produção de óleo é necessário pelo menos uma permeabilidade de 0,1 *mD* (LUCIA, 1999). Geralmente é obtida experimentalmente em plugues, podendo ser dispendioso no tempo e economicamente, além disso exige amostra de plugue em condições íntegras. Já a microtomografia e a simulação podem ser realizados em

fragmentos de rocha ou amostras danificadas como a da Figura 2, desde que esses sejam estatisticamente representativos (ISLAM; CHEVALIER; SASSI, 2018; HERTEL *et al.*, 2018; VIANNA *et al.*, 2020; MENKE; MAES; GEIGER, 2021).

Figura 2 – Exemplo de rocha danificada.

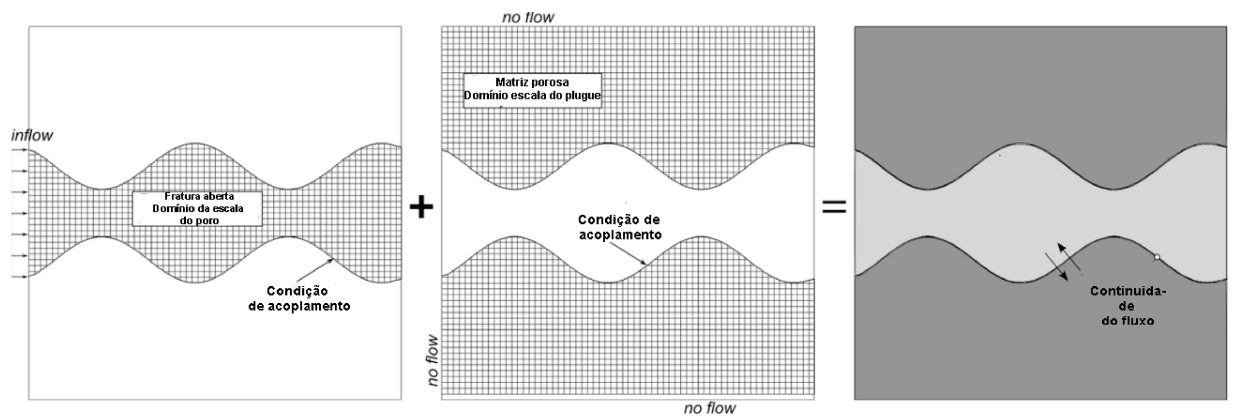


Fonte: Jouini *et al.* (2023).

Com os recentes avanços na área de microtomografia computadorizada de raios-X (microCT) e com o aumento da capacidade computacional, trabalhos envolvendo a simulação direta do escoamento a partir de imagens tem sido feitos como complemento aos resultados experimentais (ZHANG; KLIMENTIDIS; BARTHELEMY, 2012; MOSTAGHIMI; BIJELJIC; BLUNT, 2012; BIJELJIC *et al.*, 2013; MOSTAGHIMI; BLUNT; BIJELJIC, 2013; PENG; MARONE; DULTZ, 2014; STARNONI; POKRAJAC; NEILSON, 2017; DA WANG *et al.*, 2019; RASAEI; FIROOZPOUR, 2019; SONG *et al.*, 2019; CALLOW *et al.*, 2020). Entretanto, considerar apenas uma resolução espacial pode ser insuficiente para capturar a variedade de poros presente na rocha carbonática, sendo necessário a adoção de uma abordagem multiescalar. As abordagens multiescalares se dividem em duas: a abordagem de duplo domínio computacional e a abordagem de único domínio.

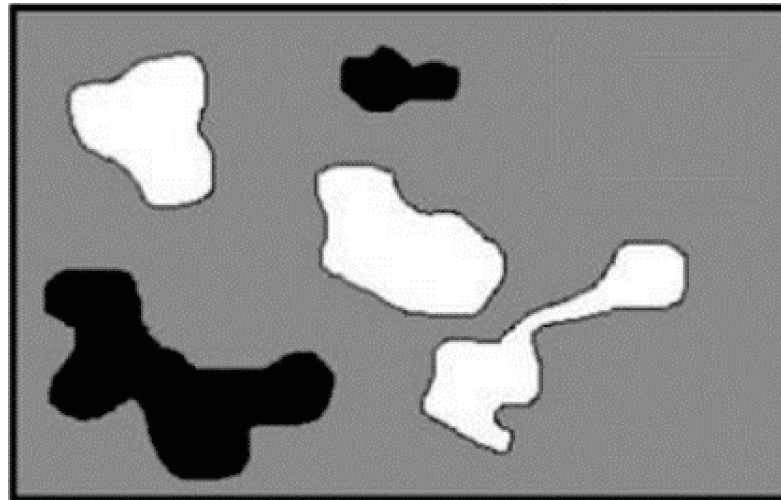
Na primeira abordagem, utilizada no trabalho de Molins *et al.* (2019), existe um domínio para resolver o escoamento dentro dos poros resolvidos na microCT (representado pela fratura aberta na Figura 3) e outro domínio para resolver o escoamento abaixo da resolução da microCT (representado pela matriz porosa na Figura 3), sendo estes domínios conectados através de condições de contorno adequadas.

Figura 3 – Esquema conceitual ilustrando a simulação multiescala usando dois domínios.



Fonte: Adaptado de Molins *et al.* (2019).

Já na abordagem de único domínio, um único conjunto de equações é utilizado para modelar o problema na porosidade resolvida e na porosidade abaixo da resolução, sendo cada problema resolvido em função da porosidade estabelecida em cada célula da malha computacional (Figura 4). Esta abordagem tem sido utilizada com sucesso para simular o fluxo, considerando a porosidade de sub-resolução em imagens microCT de mais baixa resolução (APOURVARI; ARNS, 2014; SCHEIBE *et al.*, 2015; SOULAINÉ *et al.*, 2016; ABU-AL-SAUD *et al.*, 2020).

Figura 4 – Representação da porosidade (ϵ_{micro}) em uma simulação multiescalar.

$\epsilon_{micro} = 1 \rightarrow$ Poros (branco)

$\epsilon_{micro} = 0 \rightarrow$ Sólidos (preto)

$\epsilon_{micro} =]0,1[\rightarrow$ Não-resolvido (cinza)

Fonte: Adaptado de Mantovani (2013).

Apourvari e Arns (2014) quantificaram o efeito da porosidade de sub-resolução na permeabilidade absoluta (intrínseca) em meios porosos sintéticos homogêneos e duas amostras de arenitos. O fluxo foi simulado solucionando-se a equação de Brinkman usando o método de Lattice Boltzmann. Eles concluíram que negligenciar a porosidade de sub-resolução pode resultar em interpretações erradas das propriedades petrofísicas em rochas carbonáticas.

Scheibe *et al.* (2015) usaram o modelo multiescala em um volume obtido por Tomografia Computadorizada de Raios-X após segmentação ternária, isto é, processo pelo qual a imagem é dividida em três categorias distintas com base na intensidade de cor ou textura. Os resultados obtidos foram condizentes com as observações experimentais.

Soulaine *et al.* (2016) estudaram o impacto da porosidade de sub-resolução na permeabilidade absoluta em uma imagem microCT de arenito Berea. Ele mostrou que mesmo para uma fração de 2% de fase microporosa, há aumento de permeabilidade, o que mostra que existe uma parte de macroporos que é conectada somente quando considerada a microporosidade e não considerar esta região pode levar à valores de permeabilidade subestimados.

Abu-Al-Saud *et al.* (2020) estudaram o impacto da porosidade de sub-resolução na permeabilidade de cinco imagens microCT de rochas carbonáticas. Neste estudo, a porosidade de sub-resolução é dada em função do nível de cinza presente na imagem

e a permeabilidade de sub-resolução é estimada usando a correlação de Kozeny-Carman (KOZENY, 1927; CARMAN, 1937). Os resultados obtidos neste estudo foram comparados considerando a região microporosa como sólido e como porosidade resolvida e mostram que, considerar como sólido gera uma permeabilidade subestimada e considerar como porosidade resolvida gera uma permeabilidade superestimada. Já considerar como um mapa de porosidade em função do nível de cinza, gera um valor dentro da faixa obtida experimentalmente.

Nos trabalhos citados anteriormente há o uso de correlações empíricas e semi-empíricas para estimar a permeabilidade da porosidade de sub-resolução, o que pode não ser acurado: a maior parte destas correlações foram construídas para arenitos e, em geral, o sistema poroso de rochas carbonáticas é mais complexo, apresentando forte heterogeneidade. Portanto, o objetivo deste trabalho é aplicar abordagens multiescalares para a descrição do sistema poroso e realizar a simulação numérica do fluxo de fluidos para a determinação da permeabilidade absoluta longitudinal (K_{abs}) de amostras de carbonatos oriundos de afloramentos da formação Jandaíra, Bacia Potiguar. No presente trabalho, constituindo-se uma contribuição ao estudo de sistemas porosos multiescalares, foram utilizadas duas abordagens. Em um primeiro caso, foram utilizadas imagens tridimensionais (3D) adquiridas em duas resoluções espaciais (tamanho do voxel) distintas e complementares para a descrição do espaço poroso. Na imagem com melhor resolução determinou-se a porosidade efetiva e a permeabilidade (simulação numérica do escoamento viscoso laminar). Estas informações foram usadas para compor, com a imagem da escala dos maiores poros (a de menor resolução) para a estimativa da permeabilidade (associada ao volume do plugue) valendo-se da formulação de Stokes-Brinkman. Em um segundo caso, considerou-se a imagem 3D constituída dos maiores poros, contudo, uma porosidade de volume significativo não foi possível passível de descrição por estar abaixo do limite de resolução do microCT utilizado. Para a aplicação da formulação de Stokes-Brinkman, o dado experimental de porosidade e uma estimativa da permeabilidade foram determinados a partir da curva de pressão capilar com intrusão de mercúrio. Todas as imagens estudadas neste trabalho, bem como os dados de pressão capilar com intrusão de mercúrio foram obtidos a partir de amostras de rochas carbonáticas extraídas de afloramentos da Formação Jandaíra. Vários trabalhos de pesquisa têm sido desenvolvidos no carste Jandaíra (CARNEIRO *et al.*, 2015; FERNANDES JR *et al.*, 2015; BERTOTTI *et al.*, 2017; PEREIRA GOMES *et al.*, 2019; BAGNI, 2021; BAGNI *et al.*, 2020; RABELO *et al.*, 2020; ARAÚJO, R. E. *et al.*, 2021). As amostras do presente trabalho são parte de um lote extraído e utilizado nos trabalhos de (BAGNI *et al.*, 2020) e (BAGNI, 2021).

Além deste capítulo introdutório, esta tese contém mais 4 capítulos. No Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica dos tópicos relevantes para o entendimento desta tese. Já no Capítulo 3, são apresentadas as amostras utilizadas neste estudo, bem

como é detalhado as etapas de microtomografia, pré-processamento e segmentação das imagens obtidas. Além disso, neste mesmo capítulo são apresentadas as configurações e ajustes feitos no OpenFOAM para realizar as simulações. No capítulo 4 são mostrados os principais resultados obtidos dos casos estudados. Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões obtidas deste trabalho e são apresentadas sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica dos conceitos relevantes para o entendimento do estudo aqui proposto. Na primeira seção, será apresentada a definição de um reservatório análogo, bem como será apresentada uma breve descrição da Formação Jandaíra e de estudos a ela associados. Por último, será feita a definição de Carste. Na segunda seção são apresentadas as definições de porosidade (e seus tipos) e de permeabilidade absoluta (lei de Darcy). Nas terceira e quarta seções apresentam-se um modelo de composição multiescalar para a porosidade e distribuição de tamanho de poros e o conceito de volume elementar representativo. Na quinta seção, mostra-se a formulação de Stokes-Brinkman, o modelo que será empregado neste trabalho para o cálculo numérico da permeabilidade em um sistema multiescalar. Na sexta seção é apresentado um resumo dos filtros empregados nas etapas de pré-processamento das imagens. Por último, na última seção, são apresentados os códigos e softwares utilizados neste trabalho.

2.1 RESERVATÓRIOS ANÁLOGOS E FORMAÇÃO JANDAÍRA

Os reservatórios análogos têm sido amplamente utilizados na indústria de petróleo durante as fases de exploração e produção de um campo. O uso durante estas fases se justifica pela ausência ou pouca presença de informações sobre a estrutura geológica das rochas reservatório e seu potencial para a extração de hidrocarbonetos, sendo esses dados amplamente necessários na geração de modelos de reservatórios (HOWELL; MARTINIUS; GOOD, 2014). Os modelos de reservatórios são utilizados em todo o ciclo de vida de um campo para monitorar e prever a produção do campo. Howell, Martinius e Good (2014) citam em seu trabalho o desafio em gerar modelos de reservatórios representativos, visto que a maioria dos poços apenas provê perfis de poços, que fornece informações em uma região limitada ao redor do poço e dados de sísmica, cuja resolução obtida é grosseira a ponto de não capturar os padrões estratigráficos e estruturais que controlam o escoamento dentro de reservatórios heterogêneos (Figura 5).

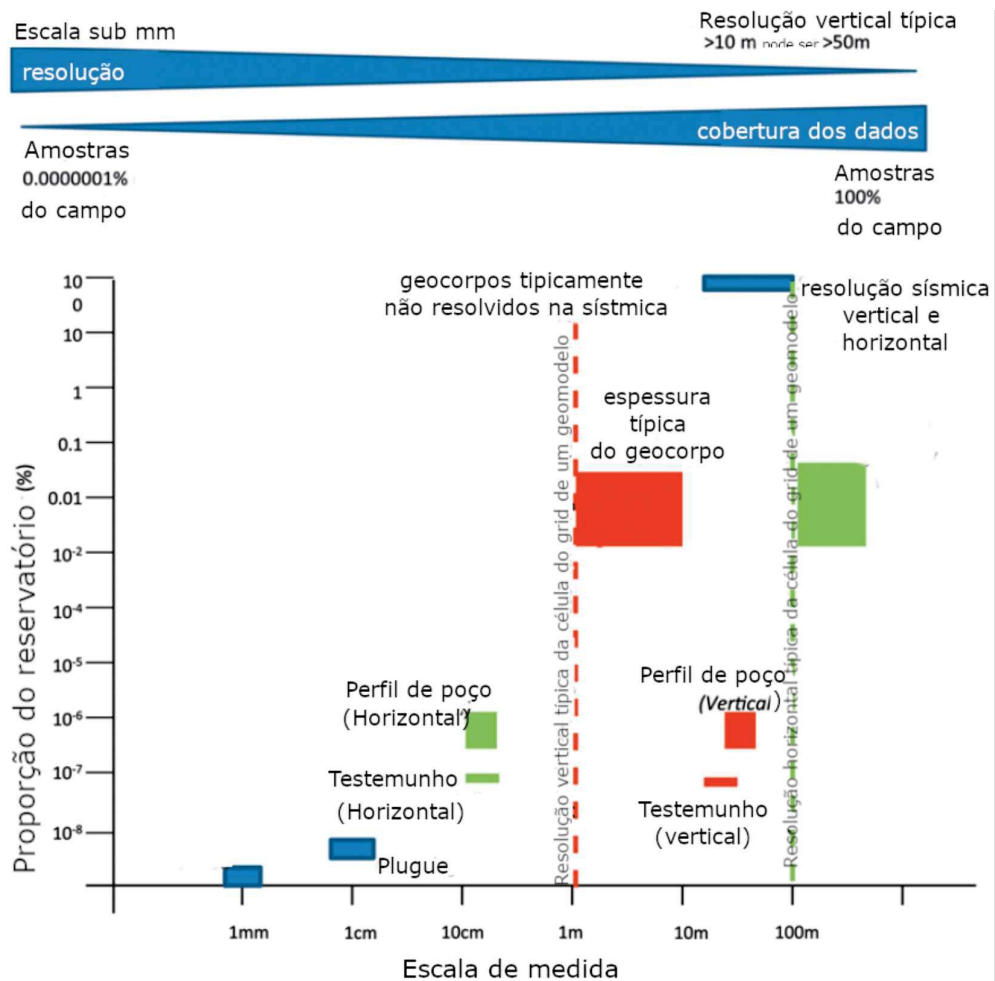


Figura 5 – Resolução dos dados versus proporção do reservatório coberto pelo dado.

Fonte: Howell, Martinius e Good (2014)

Vários autores citam duas definições para reservatórios análogos, sendo a primeira apresentada pela *US Securities and Exchange Commission* (SEC) e a outra apresentada pela *Society of Petroleum Engineers Petroleum Resource Management System* (SPE PRMS). Portanto, as duas definições serão apresentadas nas próximas subseções.

2.1.1 Definição de Análogo - SEC

Em 2008, a SEC descreveu um reservatório análogo como um reservatório que possui propriedades de rocha e fluido, condições de reservatório (temperatura, profundidade e pressão) e mecanismos de produção similares, entretanto estão em um estágio mais avançado de desenvolvimento que o reservatório de interesse e assim, podem fornecer conceitos que auxiliam na interpretação de dados limitados e na estimativa de recuperação. Para reservas provadas, um reservatório análogo deve compartilhar as seguintes características com um reservatório de interesse: (i)

Mesma formação geológica (mas, não necessariamente, em comunicação através da pressão com o reservatório de interesse), (ii) Mesmo ambiente de deposição, (iii) Similar estrutura geológica e (iv) mesmo mecanismo de produção.

2.1.2 Definição de Análogo - SPE PRMS

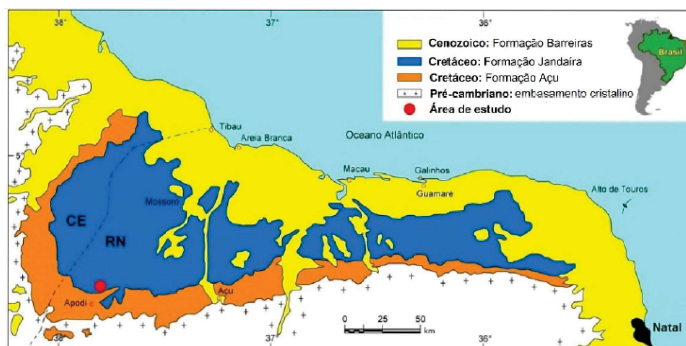
Em 2007, A SPE PRMS descreveu um reservatório análogo com a mesma definição da SEC apresentada na subseção anterior. Entretanto, além das propriedades, condições de reservatório e mecanismos de produção, os reservatórios análogos devem ser formados pelos mesmos processos, ou por processos muito semelhantes, com relação à sedimentação, diagênese, pressão, temperatura, histórico mecânico e químico e deformação estrutural.

Segundo Howell, Martinius e Good (2014) e Popova (2018), não há uma metodologia padronizada para a seleção de um reservatório análogo, sendo dependente das preferências e experiência do profissional e quais aspectos do sistema ele deseja entender e relacionar com o reservatório de interesse. Por exemplo, um petrofísico, que deseja utilizar um reservatório análogo para auxiliar na interpretação de perfis de poços, vai procurar no análogo a proximidade espacial, tipo de argila, composição litológica do reservatório, etc. Já um geólogo interessado em estimar o volume de hidrocarbonetos *in place* em uma acumulação com poucos dados disponíveis, irá considerar como parâmetros a idade da formação, condições sedimentares, histórico do desenvolvimento geológico da região, entre outros.

2.1.3 Formação Jandaíra

A Bacia Potiguar (Figura 6) está localizada na região nordeste brasileira, abrangendo os estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Esta Bacia possui origem e deposição da ruptura da Pangea que resultou nos continentes América do Sul e África, e na abertura do Oceano Atlântico (PEREIRA GOMES *et al.*, 2019; BAGNI *et al.*, 2020). Ela possui uma área de aproximadamente 48.000 km^2 , sendo 21.500 km^2 (45%) emersos e 26.500 km^2 (55%) submersos. Além disso, ela faz parte dos sistema de Rift Recôncavo-Tucano-Jatobá. (VITAL *et al.*, 2014; BATISTA DOS SANTOS FILHO *et al.*, 2015; MORAIS *et al.*, 2023).

Figura 6 – Versão simplificada do mapa geológico da Bacia de Potiguar.



Fonte: Pereira Gomes *et al.* (2019).

Em relação à litoestratigrafia, a Bacia Potiguar está dividida em três grupos: Areia Branca, Apodi e Agulha (CARVALHO JÚNIOR; MELO, 2000; VITAL *et al.*, 2014). Neste trabalho estudamos as amostras obtidas da Formação Jandaíra, pertencente ao grupo Apodi.

A Formação Jandaíra constitui a mais extensa área de afloramento de carbonatos fanerozóicos do país. As principais rochas presentes nos afloramentos da Formação Jandaíra são os dolomitos e os calcários gerados a partir da deposição de sedimentos carbonáticos marinhos de água rasas e agitadas. Dentre os calcários, podemos destacar a presença de calcarenitos com bioclastos de moluscos, algas verdes, briozoários e equinóides, calcilutitos com marcas de raízes e dismicritos com gretas de contração (SILVA, L. d. S., 2022).

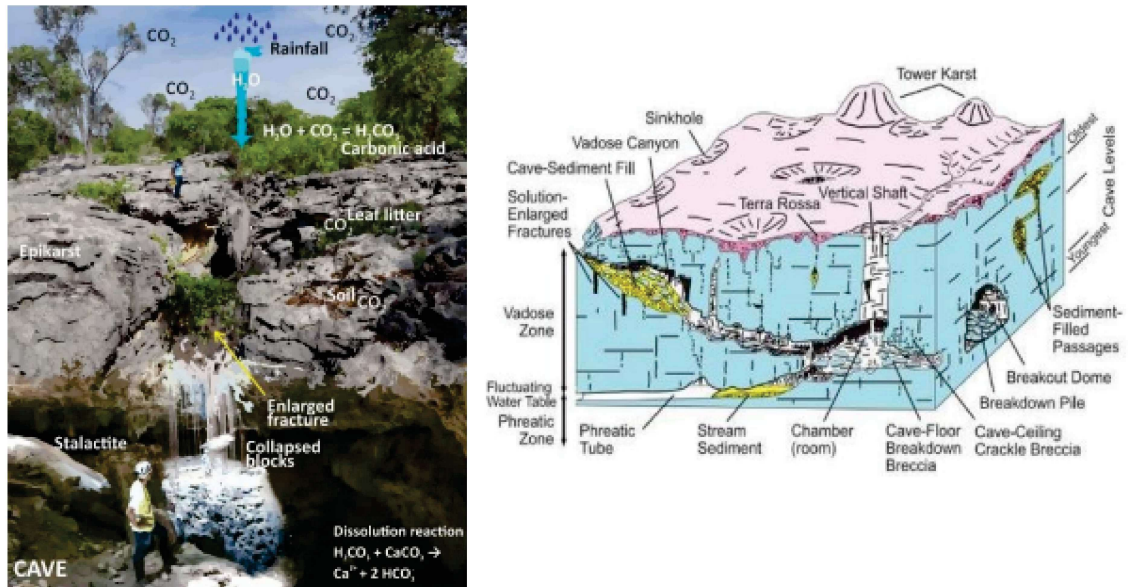
As rochas presentes nesta Formação estão fortemente erodidas e carstificadas dispostas frequentemente na forma de lajedos (VITAL *et al.*, 2014).

2.1.4 Dinâmica do Carste

O termo Carste deriva do alemão *Karst* que significa pedra dura em linguagem pré-indo-europeia (SILVA, O. d. L., 2016). Segundo Romanov, Gabrovšek e Dreybrodt (2003), Pike (2010a) e Bagni (2021), o Carste é um tipo de paisagem caracterizado por feições superficiais, como as dolinas, e por um sistema complexo de cavernas, condutos e águas subterrâneas, que se desenvolve a partir da ação de dissolução de rochas solúveis tais como: calcário, dolomito, mármore, gipsita e anidrita. O processo cárstico pode acontecer através da dissolução de rochas expostas seja por soerguimento tectônico ou por rebaixamento da sua base em períodos de seca, pelo contato da mesma com a água meteórica rica em dióxido de carbono, sendo esse processo também conhecido como carste epigênico (Figura 7), ou pelo contato da rocha com fluidos subterrâneos ascendentes, conduzido pela pressão hidrostática ou outra fonte

de energia, ricos em dióxido de carbono ou ácido sulfídrico, processo conhecido como carste hipogênico. Ambos processos levam a modificações significativas da estrutura interna da rocha, como: alargamento dos poros, geração de vugs e formação de cavernas (KLIMCHOUK, 2007; CAZARIN, 2021).

Figura 7 – Exemplo de carste epigênico.



Fonte: Bagni (2021).

Na Formação Jandaíra dentre os processos descritos acima, a carstificação é do tipo epigênica, com planos de falhas e fraturas que atuam como condutos para a água meteórica, gerando a dissolução da rocha (SILVA, L. d. S., 2022).

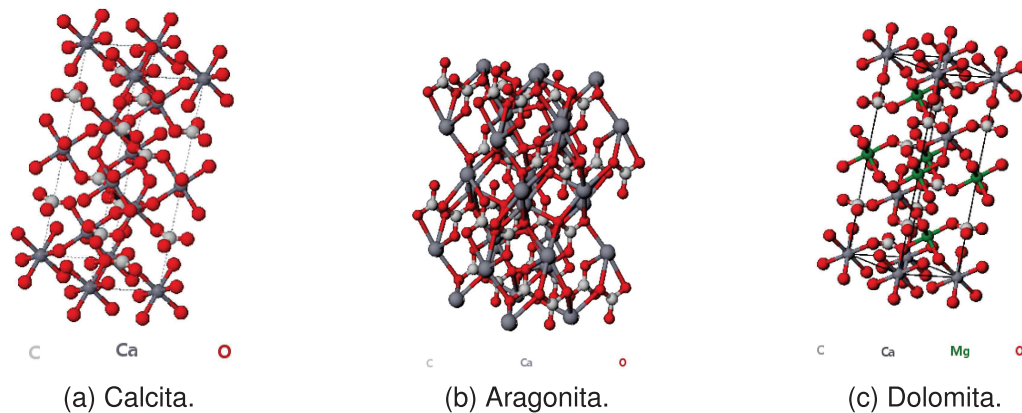
2.2 ROCHAS CARBONÁTICAS

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares que contém mais de 50% de minerais carbonáticos (SINGHAL; GUPTA, 1999; JIMOH *et al.*, 2018), sendo a calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) e aragonita (CaCO_3) os minerais mais comuns. Uma rocha carbonática com 50% ou mais de calcita ou aragonita é denominada calcário, enquanto que a que é composta predominantemente por dolomita é conhecida como dolomito ou calcário dolomítico.

A calcita e a aragonita, apesar de possuírem mesma fórmula molecular (CaCO_3), apresentam estruturas cristalinas distintas. A aragonita possui estrutura cristalina ortorrômbica (Figura 8b) e a calcita possui estrutura romboédrica (trigonal) (Figura 8a). A dolomita também possui estrutura cristalina romboédrica (trigonal) como a calcita,

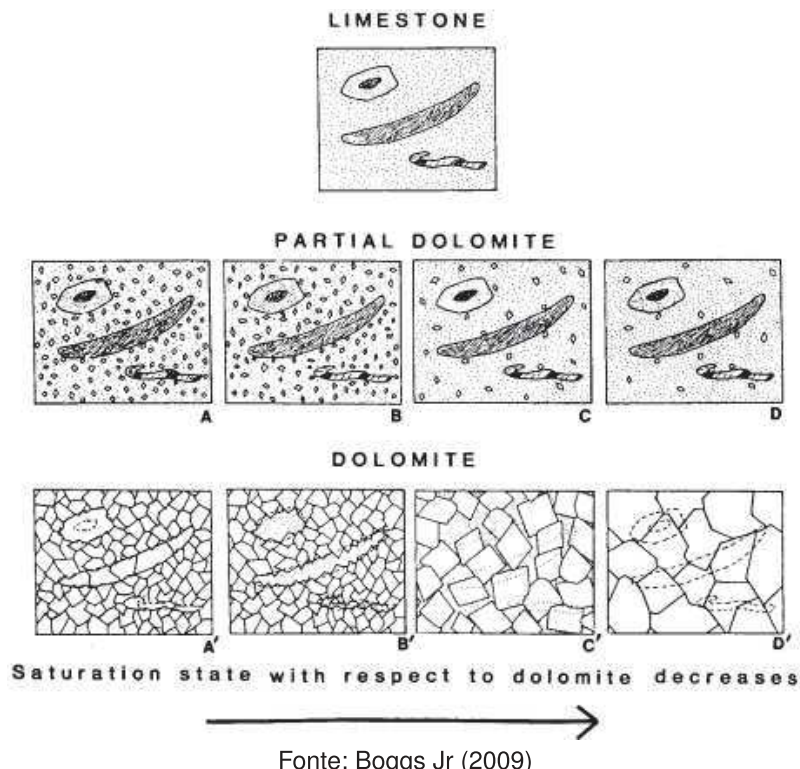
porém em uma dolomita ideal, os cátions (Ca^{2+}) e (Mg^{2+}) estão situados em planos diferentes (Figura 8c). Essa diferença nas estruturas cristalinas da aragonita em relação à calcita acarreta em uma maior solubilidade da aragonita de cerca de 1,5 vezes a da calcita (KRAUSKOPF, 1979; MACKENZIE, 2003).

Figura 8 – Estrutura cristalina dos três principais minerais carbonáticos.



Fonte: Barak e Nater (2021).

Minerais do tipo dolomita, são formados de três diferentes formas: (1) Por **dolomitização**, que é a substituição de $CaCO_3$ por $CaMg(CO_3)_2$ (Figura 9) , (2) por **sedimentação dolomítica** que é a precipitação da dolomita da solução aquosa dentro dos poros primários ou secundários, e (3) por precipitação da solução aquosa para formar os depósitos sedimentares ("**dolomita primária**").

Figura 9 – Substituição de grãos de calcita por dolomita.¹

Fonte: Boggs Jr (2009)

As rochas carbonáticas possuem como característica a baixa solubilidade em água pura, porém esta solubilidade é revertida na presença de soluções ácidas, principalmente, na presença do ácido carbônico² (H_2CO_3) (WALTHAM *et al.*, 2005; HUDSON, 1975). Esta solução ácida explora quaisquer juntas ou fraturas existentes no interior da rocha, dissolvendo gradualmente o seu interior, criando aberturas maiores ou condutos, que após milhões de anos tornam-se cavernas ou sistemas de drenagem subterrânea. Também pode ocorrer a precipitação da calcita no teto das cavernas, formando estalactites e estalagmites (PIKE, 2010b; HOLMAN; STONE, 2001).

2.3 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

2.3.1 Porosidade

Segundo os autores Rosa, Souza Carvalho e Xavier (2006), Chen (2007), Bahadori, Nwaoha e Clark (2013), Speight (2016) e Hommel, Coltman e Class (2018) a porosidade está diretamente relacionada à capacidade de uma rocha armazenar fluidos em seus poros, que no caso de um reservatório petrolífero, pode ser água, óleo ou

¹ Note que a textura final do carbonato está relacionado à saturação do fluido dolomitizante com respeito à dolomita, que diminui à direita do diagrama. D e D' estão expostos à uma solução com baixa saturação de dolomita, porém a um longo tempo, gerando uma dolomita de baixa porosidade. Note que C' e D' possuem fantasmas de fósseis.

² ácido fraco formado pela reação da água com o gás carbônico

gás natural. Matematicamente, ela é definida como a razão entre o volume de poros contidos na rocha e o volume total da mesma (Volume de poros + sólidos) multiplicado por 100, como pode ser visto na Equação (1).

$$\phi = \frac{\text{Volume de poros}}{\text{Volume de poros} + \text{Volume de sólidos}} \times 100, \quad (1)$$

onde ϕ é a porosidade.

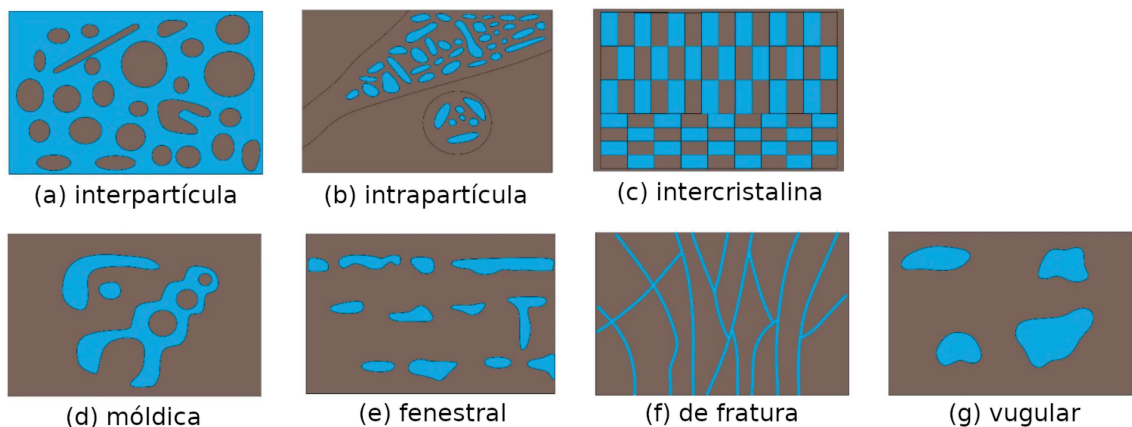
O volume de poros considerado no cômputo da porosidade depende do tipo de porosidade, que pode ser total ou efetiva. A **porosidade total** inclui no cálculo do volume de poros, o espaço poroso interconectado e o espaço poroso isolado, enquanto que a **porosidade efetiva** considera somente os poros interconectados no mesmo cálculo (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006; CHEN, 2007).

Além disso, a porosidade total pode ser subdividida no que diz respeito à formação da rocha em **porosidade primária** e **secundária**. A porosidade primária consiste no espaço poroso formado durante o processo deposicional da rocha, como a diagênese e a sedimentação. Já a porosidade secundária, consiste no espaço poroso formado após os processos pós-deposicionais, tais como: precipitação, dissolução e fraturamento (ARTIOLA; PEPPER; BRUSSEAU, 2004).

2.3.1.1 Tipo de poros presentes em rochas carbonáticas

Segundo Choquette e Pray (1970), para rochas carbonáticas, objeto de estudo deste trabalho, a porosidade pode ser de 15 tipos básicos, porém os 7 tipos mais comuns encontrados são: interpartícula, intrapartícula, intercrystalina, móldica, fenestral, de fratura e vugular. A ilustração destes tipos de poros pode ser vista na Figura 10.

Figura 10 – Tipos de poros predominantes em rochas carbonáticas.



Fonte: Adaptado de Janjuhah *et al.* (2021).

- **Porosidade interpartícula:** Porosidade resultante do espaçamento entre os grãos após a deposição dos sedimentos.
- **Porosidade intrapartícula:** Porosidade localizada dentro do grão.
- **Porosidade intercristalina:** Porosidade que ocorre entre os cristais da rocha.
- **Porosidade móldica:** Porosidade remanescente resultante da dissolução de grãos aloquímicos e ou bioclastos.
- **Porosidade fenestral:** Porosidade resultante do ressecamento provocado pela passagem de fluido gasoso.
- **Porosidade de fratura:** Resultam comumente de esforços tectônicos de deformação, escorregamento e deslizamento.
- **Porosidade vugular:** Apresenta poros com diâmetros maiores que 1/16 mm e representam a ampliação de porosidades intragranular e intergranular.

2.3.2 Permeabilidade absoluta

A permeabilidade absoluta pode ser definida como a capacidade da rocha transmitir fluidos através de seus poros interconectados, ou seja, uma rocha permeável é aquela cuja porosidade efetiva é diferente de zero (CHEN, 2007; MA, 2015; NAN *et al.*, 2019; VIANNA *et al.*, 2020; SANTOS *et al.*, 2022). Ela é a propriedade mais importante da área de reservatórios petrolíferos, pois ela dita a conectividade e como o fluido escoar em um meio poroso (CHEN, 2007). Assim como a porosidade, a permeabilidade sofre a influência de fatores deposicionais e diagenéticos, com destaque para a compactação e cimentação que a reduzem, enquanto que grãos mais grosseiros e de tamanhos variados tendem a gerar rochas mais permeáveis. A lei de Darcy foi introduzida como uma relação empírica para a descrição do escoamento monofásico de água em filtros de areia pelo engenheiro francês Henry Darcy em sua célebre publicação no ano de 1856 (Darcy, 1856). Em sua forma geral é escrita como:

$$\mathbf{u} = -\frac{\mathbf{K}_{ABS}}{\mu} \nabla p, \quad (2)$$

onde \mathbf{u} é o vetor velocidade de Darcy, μ é a viscosidade do fluido, ∇p é o gradiente de pressão e \mathbf{K}_{abs} é a permeabilidade absoluta, um tensor relacionado as quantidades vetoriais \mathbf{u} e ∇p . O sinal negativo na Lei de Darcy indica que o fluido escoar da alta para a baixa pressão. Assim definida, a permeabilidade é uma propriedade intrínseca do meio poroso não dependendo do fluido que o satura.

2.4 COMPOSIÇÃO MULTIESCALA DE POROSIDADE

O conceito de composição multiescalar de porosidade foi introduzido no trabalho de tese de doutorado de Mantovani (2013). Neste trabalho é definido que, se uma amostra foi adquirida em três resoluções espaciais denominadas Escala 1 (E_1) e Escala 2 (E_2) e Escala 3 (E_3), com E_3 uma subamostra contida em E_2 e E_2 contida em E_1 , com resolução em cada uma da escala $r_3 \ll r_2 \ll r_1$.

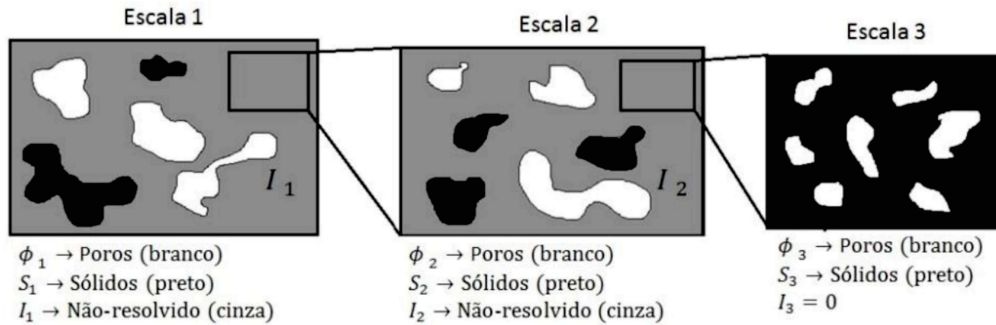
A escala E_1 é constituída da fase poro (ϕ_1), sólido (S_1) e uma fase não-resolvida (I_1), onde a resolução r_1 não é suficiente para fazer a distinção entre poro e sólido nesta fase, sendo portanto, necessário ir para uma escala E_2 . Nesta escala, admite-se a hipótese de que I_1 apresenta distribuição espacial homogênea, de forma que um sub-volume representativo é suficiente para a análise. Nesta escala, deve-se respeitar que $\phi_1 + S_1 + I_1 = 1$.

A Escala E_2 , é constituída das mesmas fases da Escala 1, sendo representadas como ϕ_2 , S_2 e I_2 , onde também admite-se a hipótese de I_2 homogêneo e $\phi_2 + S_2 + I_2 = 1$.

A escala E_3 representa a última escala, onde só temos a fase poro (ϕ_3) e sólido (S_3) e nenhuma fase indefinida ($I_3 = 0$), portanto nesta escala $\phi_3 + S_3 = 1$.

A porosidade total no modelo multiescalar deve obedecer a seguinte relação:

Figura 11 – Representação do modelo multiescalar para 3 escalas espaciais.



Fonte: Mantovani (2013).

$$\phi_T = \phi_1 + \phi_2 I_1 + \phi_3 I_1 I_2, \quad (3)$$

com, ϕ_i , onde $i = 1$ e 2 e, I_j , onde $i = 1, 2$ e 3, dados por:

$$\phi_i = \frac{V_{iP}}{V_{iT}}, \quad (4)$$

$$I_i = \frac{V_{(i+1)T}}{V_{iT}}, \quad (5)$$

onde, $V_{(i+1)\mathcal{T}}$, $V_{i\mathcal{T}}$ são os volumes totais das imagens das escalas $(i + 1)$ e da escala i , e V_{ip} o volume de poros da escala i .

Além da composição multiescalar da porosidade, no trabalho de Mantovani (2013) também foi realizado a composição multiescalar para a Distribuição de Tamanho de Poros. A equação final obtida está presente na Equação (6).

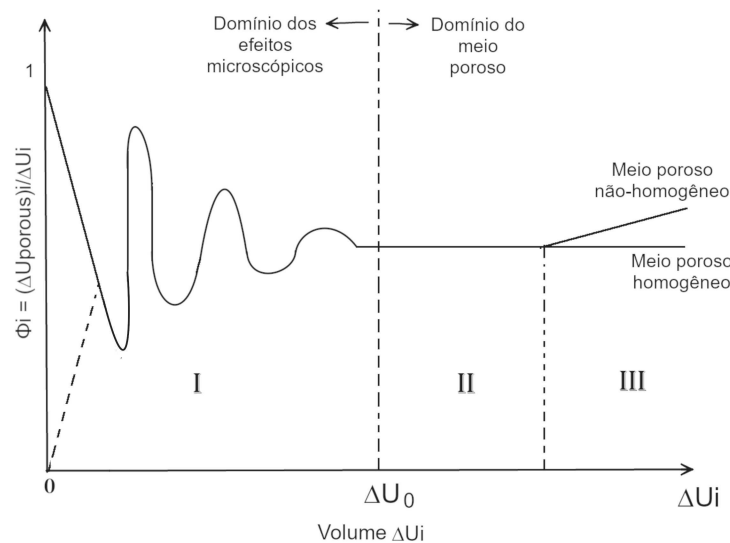
$$f_{ij}^* = \frac{\left(f_{ij} \phi_i \prod_{k=1}^{i-1} l_k \right)}{\phi_{\mathcal{T}}}, \quad (6)$$

onde, f_{ij} são as frações volumétricas da escala i e para cada classe j de tamanho de poros.

2.5 VOLUME ELEMENTAR REPRESENTATIVO

O conceito de Volume Elementar Representativo (VER) foi introduzido primeiramente por BEAR (1972) e pode ser definido como o menor volume da amostra necessário para se ter valores representativos de uma certa propriedade, ou seja, onde a partir deste volume, as propriedades do meio são constantes, quer dizer definidas (Região II da Figura 12) (SARI, 2021). É importante observar que a dimensão do VER é dependente da propriedade em questão. Em função do custo computacional envolvido na determinação do VER para propriedades como a permeabilidade, no presente trabalho o VER foi determinado apenas para a porosidade. (AL-RAOUSH; PAPAPOPOULOS, 2010; ARAÚJO, O. de *et al.*, 2018).

Figura 12 – Variação da porosidade sobre o crescente volume do meio poroso.

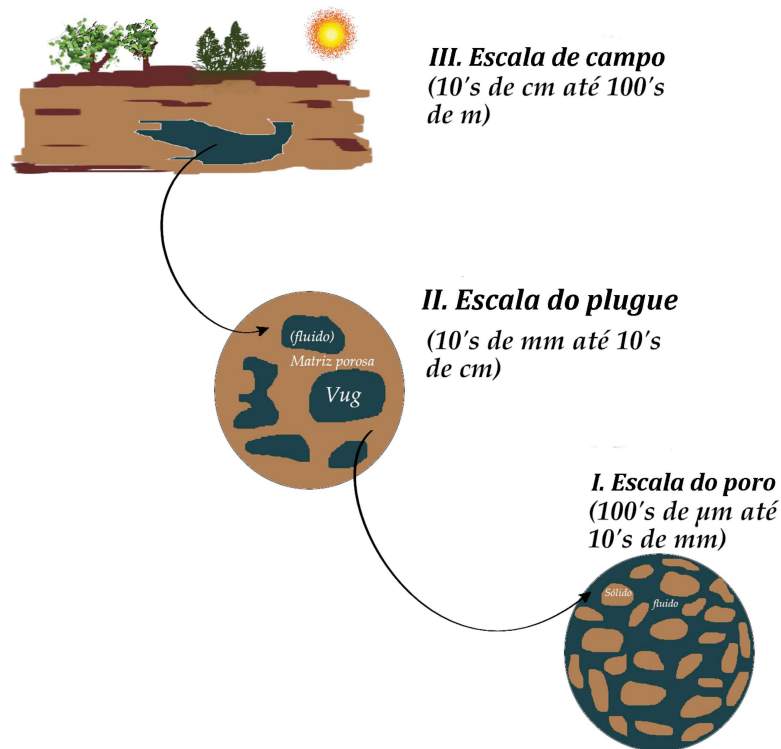


Fonte: Baseada em Molins (2015).

2.6 MODELAGEM DO PROBLEMA

A escolha do conjunto de equações a ser utilizado depende do contínuo de referência. Por exemplo, em meios porosos, quando tanto a fase fluida quanto a fase sólida são tratados como contínuos separados, esta escala de observação é conhecida como escala do poro, enquanto que quando o meio poroso (poros + sólidos) é o contínuo, esta escala é definida como a escala de Darcy (Figura 13). As equações em ambas as escalas são descritas nas próximas subseções.

Figura 13 – Sequência de tamanho de escalas de um meio poroso.



Fonte: Baseada no trabalho de Golfier, Lasseux e Quintard (2015).

2.6.1 Modelo do escoamento na escala do poro

As equações de Navier-Stokes podem ser usadas para descrever o escoamento em um meio poroso. Sendo estas equações dadas por:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0, \quad (7)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} \right) = -\nabla p + \mu \Delta \mathbf{u} + \rho \mathbf{F}, \quad (8)$$

onde, \mathbf{u} é a velocidade de fluido, ρ a massa específica do fluido, μ a viscosidade dinâmica, ∇p é o gradiente de pressão e \mathbf{F} representa a gravidade. Considerando um fluido percolante incompressível e desprezando os efeitos gravitacionais, estas equações podem ser simplificadas para:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (9)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} \right) = -\nabla p + \mu \Delta \mathbf{u}, \quad (10)$$

onde, a Equação (9) é a equação da continuidade (conservação da massa). (OLIVEIRA FORTUNA, 2000). O lado esquerdo da Equação (10) descreve as forças inerciais e o lado direito inclui o gradiente de pressão ∇p e as forças viscosas. As forças viscosas refletem a fricção entre as moléculas de água e são responsáveis pela dissipação de energia, enquanto que as forças inerciais refletem a aceleração convectiva do fluido e como ele escoar no meio poroso (MOLINS, 2015). Quando as forças viscosas dominam (ou seja, para baixos números de Reynolds), as equações acima são simplificadas para as equações de Stokes, dadas por:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (11)$$

$$0 = -\nabla p + \mu \Delta \mathbf{u}, \quad (12)$$

As Equações (9) e (10), e (11) e (12) são resolvidas dentro do espaço poroso ocupado pela fase fluida e delimitado por interfaces fluido-sólido.

2.6.2 Modelo do escoamento na escala do plugue

Na escala do plugue, o meio poroso é tratado como um contínuo. Isso significa que, ao considerar um VER, as propriedades do meio, como porosidade e permeabilidade, podem ser assumidas constantes. O escoamento nesta escala pode ser modelado pelas equações (13) e (14) (POPOV; EFENDIEV; QIN, 2009; MOLINS; KNABNER, 2019). Estas equações podem ser derivadas das Equações (11) e (12) como demonstrado no trabalho de (NARSILIO *et al.*, 2009).

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (13)$$

$$-\nabla p + \frac{\mu}{K_{ABS}} \mathbf{u} = 0. \quad (14)$$

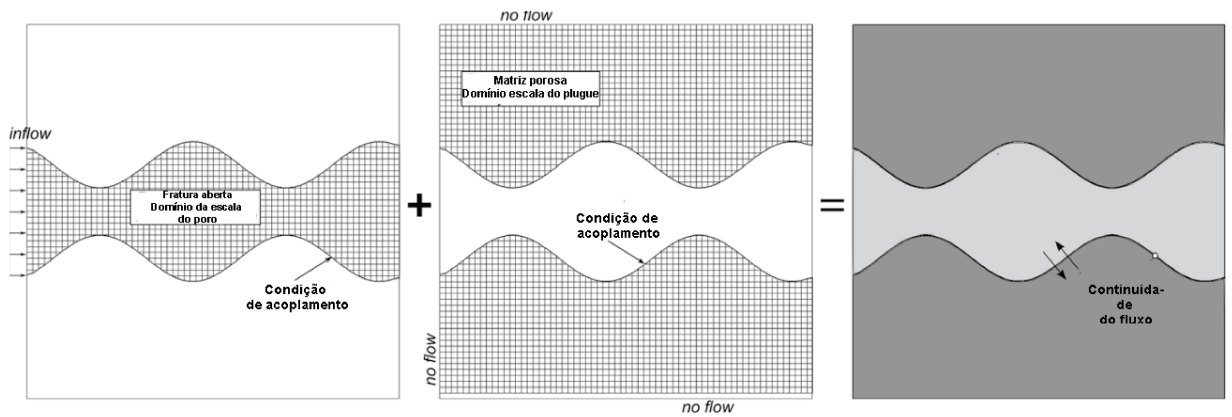
onde, ∇p é o gradiente de pressão, μ é a viscosidade dinâmica do fluido, K_{ABS} é o tensor permeabilidade absoluta (intrínseca) e \mathbf{u} é o vetor velocidade de Darcy, representando a velocidade média do fluxo do fluido através do meio poroso.

Como as rochas de interesse deste trabalho são as rochas carbonáticas com poros de diversos tamanhos e presentes em várias escalas espaciais, é necessário um modelo híbrido que englobe os dois modelos descritos anteriormente. Dentre os modelos híbridos destacam-se os modelos de duplo domínio e o modelo de um único domínio chamado de micro-contínuo. Ambos os modelos são descritos nas seções a seguir.

2.6.3 Modelo de duplo domínio

Molins *et al.* (2019) desenvolveram em seu trabalho um modelo híbrido para a simulação do transporte reativo em meios porosos fraturados. Nesta abordagem, o domínio de meio poroso é subdividido em dois subdomínios, um subdomínio modelado pelas equações da escala do poro, composto pela fratura aberta e um subdomínio modelado pelas equações da escala de plugue, formado pelo espaço poroso e a fase sólida que formam um contínuo, onde as propriedades podem ser definidas. Para um melhor entendimento, esta abordagem foi adaptada para ilustrar o caso quando temos poros resolvidos, modelado pela escala do poro e onde temos a porosidade de sub-resolução, modelado pela escala do plugue e está presente na Figura 14.

Figura 14 – Esquema conceitual ilustrando a simulação multiescala usando dois domínios.



Fonte: Adaptado de Molins *et al.* (2019).

Para o escoamento monofásico, as condições de acoplamento entre os dois domínios consistem de: (a) A continuidade das velocidade, isto é, a velocidade do fluido deve ser contínua na interface, garantindo que não há perda ou ganho de massa na interface (Equação (15)) e (b) Condição de acoplamento de Beavers-Joseph (BEAVERS; JOSEPH, 1967), dado na (Equação (16)), assumindo um escoamento bidimensional (2D) na direção x .

$$\mathbf{u}_{poro} = \mathbf{u}_{Darcy} \quad (15)$$

$$\frac{\partial \mathbf{u}_{poro}}{\partial y} = \frac{\alpha_{BJ}}{\sqrt{\mathbf{K}_{ABS}}} \left(\mathbf{u}_{poro} - \mathbf{u}_{Darcy} \right) \quad (16)$$

onde α_{BJ} , é denominado coeficiente de Beavers-Joseph, \mathbf{u}_{Darcy} é a velocidade na escala do plugue, \mathbf{u}_{poro} é a velocidade na escala do poro, \mathbf{K}_{ABS} é a permeabilidade absoluta do meio poroso e $\frac{\partial \mathbf{u}_{poro}}{\partial y}$ é a derivada parcial da velocidade do meio poroso com relação à direção normal y .

2.6.4 Modelo de único domínio (microcontínuo)

Soulaine *et al.* (2016) propuseram em seu trabalho uma formulação que faz uso de um único domínio computacional para resolver o problema multiescala, denominada como microcontínua. A abordagem microcontínua assume a existência de um meio poroso contínuo em escalas espaciais muito pequenas. Esta hipótese é válida sobre volumes porosos em que as propriedades do meio estão continuamente distribuídas na Figura 12: Região II, portanto a Lei de Darcy é válida como equação governante para o escoamento nesta região microporosa (MOLINS, 2015).

No modelo proposto por Soulaine *et al.* (2016), um único conjunto de equações de Stokes-Brinkman é utilizado sobre todo o domínio de simulação e as regiões poro e sólido são distinguidas em função da fração volumétrica de espaço vazio dentro de cada célula (ε_{micro}), denominada também campo de porosidade da célula. Assumindo escoamento incompressível, as equações da continuidade e de Stokes-Brinkman podem ser escritas como:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (17)$$

$$-\nabla p + \frac{\mu}{\varepsilon_{micro}} \Delta \mathbf{u} - \frac{\mu}{k_{micro}} \mathbf{u} = 0, \quad (18)$$

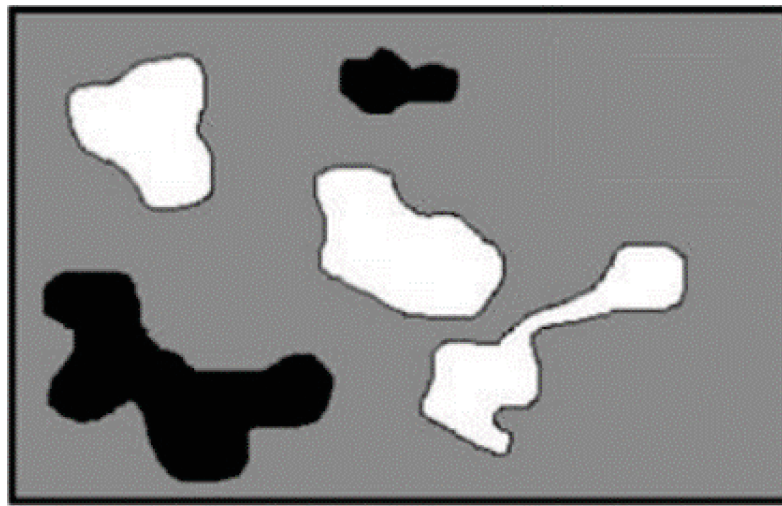
onde ∇p é o gradiente de pressão, μ é a viscosidade do fluido, $\mathbf{u} = (u_x, u_y, u_z)$ é o vetor velocidade do fluido, ε_{micro} é a porosidade de sub-resolução e k_{micro} representa

a permeabilidade de sub-resolução. A porosidade de sub-resolução varia de acordo com a Equação (19).

$$\varepsilon_{micro} = \begin{cases} 1, & \text{se a célula está ocupada por fluido somente,} \\ 0, & \text{se a célula está ocupada por sólido somente,} \\]0,1[, & \text{se a célula está ocupada por sólido/fluido.} \end{cases} \quad (19)$$

Para ilustrar a Equação (19), a Figura 15 mostra como seria construído ε_{micro} na presença de 3 fases em uma imagem.

Figura 15 – Representação de ε_{micro} em uma simulação multiescalar.



$\varepsilon_{micro} = 1 \rightarrow$ Poros (branco)

$\varepsilon_{micro} = 0 \rightarrow$ Sólidos (preto)

$\varepsilon_{micro} =]0,1[\rightarrow$ Não-resolvido (cinza)

Fonte: Adaptado de Mantovani (2013).

onde, nas regiões de ε_{micro} igual a 1 (branco), as Equações (17) e (18) se tornam as Equações (11) e (12). Enquanto que, nas regiões de ε_{micro} seja igual a 0, não há escoamento e por último, quando $\varepsilon_{micro} =]0,1[$ (cinza), as Equações (17) e (18) são resolvidas. Neste trabalho, o valor de $\varepsilon_{micro} =]0,1[$ é obtido na imagem de maior escala ou por porosimetria de intrusão de mercúrio.

Com relação à k_{micro} , ele varia no intervalo de $k_{micro} = 0 \text{ mD}$ que significa que o meio é impermeável (somente sólido) até $k_{micro} = \infty \text{ mD}$ que significa que o meio é completamente permeável (poros definidos). Uma vez que as equações (17) e (18) são resolvidas, com os valores de velocidade e pressão, conseguimos obter K_{abs} resolvendo a equação (20).

$$K_{abs} = \mu \left(\frac{L_z}{\Delta p} \right) \left(\frac{1}{V} \int_V u_z dV \right), \quad (20)$$

onde, V é o volume total da malha computacional, L_z é a altura da malha computacional e $\left(\frac{L_z}{\Delta p} \right)$ é a perda de pressão na direção longitudinal (z).

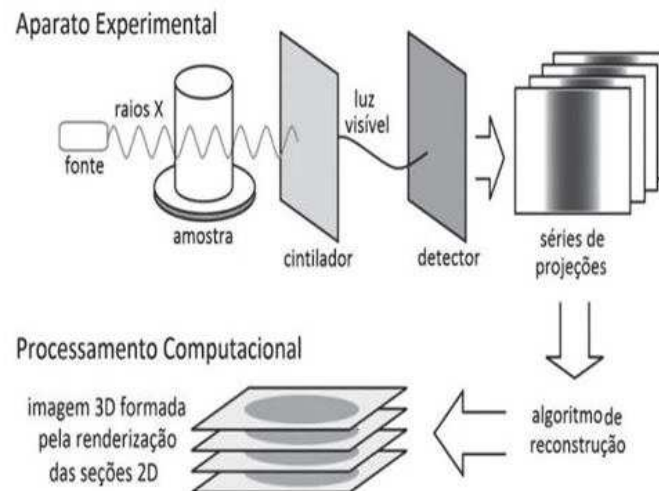
2.7 TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE

2.7.1 Microtomografia computadorizada de raio-X

Dentre as técnicas de imageamento tomográfico, a microtomografia computadorizada de raio-X (microCT) se destaca pela alta resolução espacial e boa capacidade de penetração na amostra, sendo a técnica mais adequada para a reconstrução de amostras de meios porosos com gargantas na ordem de microns (PILLER *et al.*, 2014; BULTREYS; DE BOEVER; CNUUDE, 2016; BLUNT, 2017).

Um típico microtomógrafo é constituído por uma fonte, um detector digital (câmera CCD) usado para capturar o dado da intensidade do raio-X convertido em luz visível pelo cintilador e um sistema de rotação de alta precisão (Figura 16). A amostra é colocada no sistema de alta rotação e rotacionada em pequenos ângulos e cada ângulo gera uma projeção. Após a aquisição de todas as projeções, o algoritmo de reconstrução as converte em um conjunto de seções 2D, que após serem empilhadas geram a imagem 3D (CUNHA *et al.*, 2013).

Figura 16 – Resumo das etapas de aquisição e reconstrução de imagens obtidas por microtomografia de raios-X.



Fonte: Mantovani (2013).

A atenuação de raio-X obedece a lei de Beer-Lambert (SIEGBAHN, 2012) que diz que existe uma relação logarítmica entre a transmissão do raio através do objeto e a distância que ele viaja:

$$\ln \left(\frac{I_o}{I_i} \right) = \int_L \mu(l, E) dL, \quad (21)$$

onde, μ é o coeficiente de atenuação linear do material, I_o é a intensidade do feixe incidente, I_i é a intensidade do feixe emergente da amostra e L é a espessura da amostra.

2.7.2 Porosimetria por intrusão de mercúrio (MICP)

Além das imagens de microtomografia de Raio-X citadas anteriormente, para a composição multiescalar envolvendo a imagem microCT da amostra PFJ03F2, foram utilizados os dados medidos de porosidade e de permeabilidade obtidos pela técnica MICP. Segundo Nagata, Dos Reis e Appoloni (2023), esta técnica é simples e rápida, sendo amplamente utilizada para analisar materiais porosos. Esta técnica é baseada na injeção de mercúrio nos poros de amostras limpas e secas em alta pressão.

A técnica se baseia no fato de que o mercúrio é um fluido não-molhante, ou seja, onde o ângulo de contato fluido-sólido é maior que 90° , em relação à maioria das substâncias. Portanto, o mercúrio só entra nos poros sendo injetado em alta pressão, sendo necessário uma pressão igual ou superior a 60000 Psi (414 MPa) para penetrar poros de 2 nm, por exemplo (DEWERS; HEATH; SÁNCHEZ, 2019). A porosidade efetiva é obtida medindo-se o volume de mercúrio que penetrou na amostra. Além da porosidade, a partir dos dados de MICP também é possível fazer o gráfico da distribuição de tamanho de gargantas de poros (PSD) através da equação de Washburn (CAI; HU, 2019), dada pela Equação (22).

$$d_p = \frac{4\gamma_{Hg} \cos(\theta_c)}{P}, \quad (22)$$

onde, d_p é o diâmetro do poro, γ_{Hg} é a tensão superficial do mercúrio, θ_c é o ângulo de contato entre o sólido e o mercúrio e P é a pressão.

A permeabilidade absoluta pode ser estimada a partir de dados da curva de pressão capilar de mercúrio. Com este fim, diversos modelos foram propostos, sendo bastante utilizado o de Katz-Thompson (KATZ, A.; THOMPSON, A., 1987, 1986). No presente trabalho, por questões de praticidade, estimou-se a permeabilidade modelando-se o um sistema poroso de porosidade efetiva ϕ como um feixe de capilares com um determinado raio característico r . Neste caso, a permeabilidade absoluta K_{abs} é dada pela Equação (23). Sendo esta permeabilidade absoluta e a porosidade efetiva utilizados como k_{micro} e ε_{micro} na composição multiescalar.

$$K_{abs} = \phi \frac{r^2}{8}. \quad (23)$$

2.8 PRÉ-PROCESSAMENTO DAS IMAGENS MICROCT

Segundo Gonzalez e Woods (2000) e Mantovani (2013), uma imagem digital bidimensional monocromática é uma representação discretizada em forma de matriz $N \times M$ de uma imagem contínua $f(x,y)$ como mostrado na Equação (24).

$$f(x,y) = \begin{bmatrix} f(0,0) & f(0,1) & \cdots & f(0,M-1) \\ f(1,0) & f(1,1) & \cdots & f(1,M-1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f(N-1,0) & f(N-1,1) & \cdots & f(N-1,M-1) \end{bmatrix} \quad (24)$$

onde, $f(0,0) \cdots f(N-1,M-1)$ são denominados *pixels* (abreviação de *picture element*).

As imagens microCT frequentemente contém ruídos devido à interação entre a fonte de raios X e a amostra (ORHAN, 2019). Para facilitar a etapa de segmentação, na qual ocorre a separação entre poros e matriz rochosa (segmentação biária) ou entre poros, matriz porosa e região microporosa ou de porosidade de sub-resolução (segmentação ternária), filtros são aplicados. Neste trabalho, dois filtros do software Avizo 8 foram utilizados, *Non-local Means* e *Unsharp Masking*. Um resumo de ambos os filtros está presente nas subseções a seguir.

2.8.1 Filtro Non-Local Means (NLM)

O filtro Non-Local Means, introduzido por Buades, Coll e Morel (2005), é um filtro voltado para a remoção de ruídos que substitui a cor de um *pixel* na imagem por uma média ponderada de *pixels* semelhantes, que não precisam estar próximos. Na Figura 17, observa-se que os pixels q_1 e q_2 são mais semelhantes a p do que q_3 , portanto os pesos $w(p,q_1)$ e $w(p,q_2)$ são maiores do que $w(p,q_3)$.

Figura 17 – Esquema do Non-Local Means.



Fonte: Buades, Coll e Morel (2005).

No software Avizo, para determinar o novo valor do *pixel* atual, o algoritmo compara os *pixels* vizinhos de todos os *pixels* dentro de uma janela de busca com a vizinhança do *pixel* atual. Desta forma, *pixels* que possuem vizinhos mais similares aos vizinhos do *pixel* atual possuem um peso maior. Este filtro é eficaz em imagens ruidosas enquanto preserva as bordas.

2.8.2 Filtro Unsharp Masking

Após a passagem do filtro para a redução de ruídos, as bordas entre o poro e a matriz perdem a definição, sendo necessário a aplicação de um filtro de realce (ORHAN, 2019). Dentre os filtros de realce, o *Unsharp Masking* (SHEPPARD; SOK, Robert M; AVERDUNK, 2004) se destaca por realçar as bordas sem aumentar o ruído da imagem.

No Avizo, este filtro primeiro aplica um filtro Gaussiano a uma cópia da imagem original e a mescla com a original. As bordas são corrigidas utilizando-se uma máscara que aplica os realce nestas regiões, onde o gradiente está acima de um determinado limiar.

2.9 CÓDIGOS E SOFTWARES UTILIZADOS

Nesta seção são apresentados os softwares e os códigos utilizados em todo este trabalho.

2.9.1 Thermo Scientific Avizo Software versão 8.1

O software Avizo[®] é uma plataforma 3D versátil e robusta, voltado para a visualização, manipulação e análise de dados científicos e industriais de diversas áreas, tais como: ciência de materiais, geologia, engenharia da computação, biomedicina e outras

(WESTENBERGER, 2010). Neste trabalho, o software Avizo foi usado nas etapas de pré-processamento e segmentação.

2.9.2 OpenFOAM

O OpenFOAM[®] (Open-source Field Operation and Manipulation) é um software livre e gratuito de fluidodinâmica computacional, amplamente utilizado em diversos estudos na área de Rocha Digital (BIJELJIC *et al.*, 2013; SOULAINÉ; TCHELEPI, 2016; SOULAINÉ *et al.*, 2016, 2017, 2018; OLIVEIRA, T. D.; BLUNT; BIJELJIC, 2019; ABU-AL-SAUD *et al.*, 2020; PAULO FERREIRA *et al.*, 2020a, 2020c), onde tem demonstrado excelente desempenho. Neste software, as equações diferenciais parciais são resolvidas através do método dos volumes finitos co-localizado, onde as propriedades são armazenadas em um único ponto dentro da célula (OPENFOAM WIKI, 2010).

Nos casos modelados utilizando Stokes-Brinkman, a malha foi gerada através do utilitário *BlockMesh*. O solver *SimpleFOAM* foi empregado para solucionar o problema modelado pelas Equações (11) e (12), ambos descritos a seguir.

2.9.2.1 Utilitário *BlockMesh*

O *BlockMesh* é um utilitário do OpenFOAM destinado à criação de malhas compostas de 1 ou mais blocos hexaédricos 3D. As arestas desses blocos podem ser linhas retas, arcos ou splines, A malha é especificada pelo número de células em cada direção de cada bloco (OPENCDF, 2024). A malha no OpenFOAM é colocalizada, ou seja, as propriedades dinâmicas do fluido são armazenadas em um único ponto dentro do volume de controle. No OpenFOAM, esse ponto está no centróide da célula. Nesta tese, como criamos a malha a partir de uma imagem microCT, ela é cúbica em todos as abordagens estudadas.

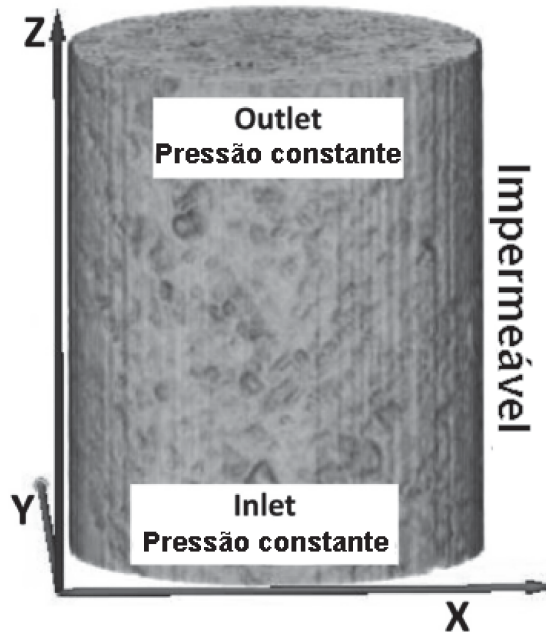
2.9.2.2 Condições de contorno

Nas simulações realizadas neste trabalho, as condições de contorno para pressão *inlet/outlet* foram estabelecidas da seguinte forma:

1. Pressão *inlet*: A pressão *inlet* é constante na entrada.
2. Pressão *outlet*: A pressão *outlet* é constante na saída.

As laterais dos plugues foram consideradas impermeáveis, como mostrada na Figura 18.

Figura 18 – Condições de contorno aplicadas nas simulações.



Fonte: Paulo Ferreira *et al.* (2020b).

2.9.2.3 Solver *SimpleFOAM*

O *SimpleFOAM* é um solver do *OpenFOAM* voltado para simulações de escoamentos incompressíveis em regime permanente, modelado pelas Equações (11) e (12). Ele é utilizado para a solução de problemas de escoamentos de fluidos newtonianos ou não-newtonianos monofásicos, podendo ser laminares ou turbulentos, sob condições isotérmicas. O solver usa algoritmo SIMPLE (do inglês *Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equation*) para o acoplamento pressão-quantidade de movimento (ABBAS, 2020).

Os principais passos do algoritmo são descritos abaixo e ilustrados na Figura 19. Primeiramente, a Equação (12) é convertida em um sistema matricial do tipo:

$$MU = -\nabla p \quad (25)$$

onde, M é a matriz coeficiente das velocidades. No *OpenFOAM*, a matriz M é convertida em duas matrizes uma matriz diagonal A e uma com elementos fora da diagonal H . Logo, a Equação (25) se torna:

$$AU - H = -\nabla p \quad (26)$$

A partir da Equação (26), temos:

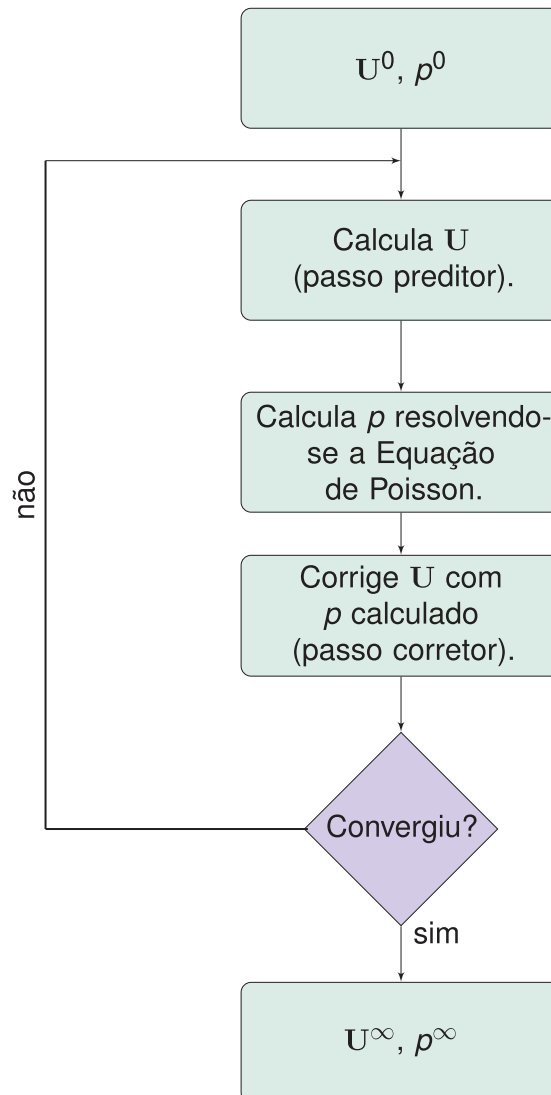
1. Primeiramente, U é obtido como solução da Equação (26). Este passo é denominado passo preditor.

2. \mathbf{U} obtido anteriormente, não satisfaz as equações da continuidade. Para corrigir, a Equação (26) é inserida na Equação (11), tornando-se a Equação de Poisson. O campo de pressão é calculado resolvendo-se esta equação.

$$\nabla \cdot (\nabla p/\mathbf{A}) = \nabla \cdot (\mathbf{H}/\mathbf{A}) \quad (27)$$

3. A Pressão calculada utilizando (27) é usada para corrigir a velocidade que agora satisfaz a continuidade, mas não satisfaz mais a equação da quantidade de movimento, sendo necessário iteração até a convergência da solução.

Figura 19 – Fluxograma do algoritmo SIMPLE.



Fonte: Baseado no trabalho de Mühlhäußer (2022).

Para problemas modelados pelas Equações de Stokes-Brinkman, o SimpleFOAM foi

adaptado para incorporar o termo $\frac{\mu}{k_{micro}} \mathbf{u}$ e a porosidade de sub-resolução (ε_{micro}) na equação da conservação da quantidade de movimento.

2.9.3 PoreFOAM

Nas abordagens com fluxo modelado por Stokes, a malha computacional é gerada usando o código voxelToFoam presente no repositório PoreFOAM (RAEINI, 2020). Esse código converte as células da fase poro em células cúbicas com o mesmo tamanho de voxel, considerando apenas os poros conectados e poupando recurso computacional.

2.9.4 Visualização das imagens

Além das imagens serem visualizadas no Avizo apresentado anteriormente, neste trabalho os softwares ParaView e GeoSlicer também foram utilizados.

2.9.4.1 ParaView

O ParaView é uma aplicação livre voltado para a análise e visualização de dados. O ParaView suporta uma ampla gama de formatos de dados, dentre eles o formato vtk que é gerado pelo OpenFOAM. O ParaView tem uma interface gráfica intuitiva que permite a aplicação de filtros nas imagens, como por exemplo o filtro *Integrate variables* que permite a integração no volume total do campo de velocidade da imagem gerada, necessário no cálculo de estimativa de permeabilidade absoluta presente na Equação (20).

2.9.4.2 GeoSlicer

O software GeoSlicer é uma plataforma baseada no software 3D Slicer, voltada para processamento de rocha digital em todas as escalas, sendo desenvolvida em conjunto entre LTrace, Petrobras e Equinor. O GeoSlicer possui várias ferramentas para o processamento e orientação de múltiplas cores, segmentação textural, extração e visualização de image logs, pore network simulation, etc.

2.9.5 Códigos criados

Dado a necessidade de geração dos campos k_{micro} e ε_{micro} , bem como conversões de formatos, dois repositórios foram criados:

- **Criação dos arquivos de porosidade e permeabilidade:** https://github.com/ingridbertin/openfoam_porosity_and_permeability_construction.git

- **Conversão de VTK para tif para visualização do campo de velocidade após a simulação de Brinkman:** https://github.com/ingridbertin/vtk_to_tif.git

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Com os recentes avanços na área de microtomografia computadorizada de raios-X (microCT) e com o aumento da capacidade computacional, estimar a permeabilidade absoluta a partir de imagens se tornou uma alternativa aos ensaios experimentais, principalmente quando a amostra tem algum tipo de dano que inviabiliza o ensaio experimental. O fluxo de trabalho de rocha digital empregado neste trabalho envolve os estágios de seleção das amostras, aquisição e reconstrução da imagem microCT tridimensional, pré-processamento, segmentação, geração da malha computacional e simulação de fluxo, como ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Fluxo de trabalho de rocha digital empregado neste trabalho.



Fonte: Autor.

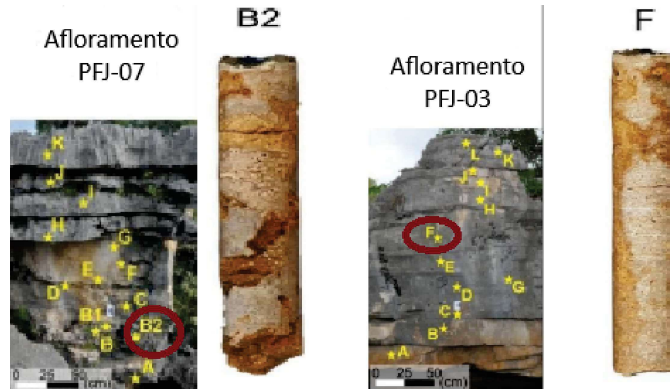
Neste capítulo, cada um desses estágios será detalhado nas próximas seções, dentro do contexto em que foram utilizados no presente trabalho.

3.1 SELEÇÃO DAS AMOSTRAS

No trabalho de Bagni (2021), foram extraídos 130 plugs de 2,54 cm (1 polegada) de diâmetro e 10 – 15 cm de comprimento de 11 afloramentos da Formação Jandaíra, objetivando entender os controles geológicos que definem a ocorrência e a concentração da carstificação, e seu impacto na distribuição de porosidade e permeabilidade. Neste trabalho, após a análise de dados geológicos, geofísicos e de laboratório, foi concluído que eventos de exposição subaérea, falhas e fraturas influenciam bastante na carstificação das rochas carbonáticas da Formação Jandaíra.

Dentre as amostras trabalhadas por Bagni (2021), no presente trabalho foram estudadas as amostras de plugues PFJ03F2 (Figura 22) e PFJ07B2-1 (Figura 23) extraídos dos plugues F e B2 obtidos dos afloramentos PFJ-03 e PFJ-07 da Formação Jandaíra, como pode ser visto na Figura 21. A partir de cada plugue, foram extraídos duas subamostras representados nas Figuras 24 e 25.

Figura 21 – Plugs F e B2 do afloramento PFJ03 e PFJ07.



Fonte: Adaptado de Bagni (2021).

Figura 22 – Plug PFJ03F2 extraído do plug PFJ03F.



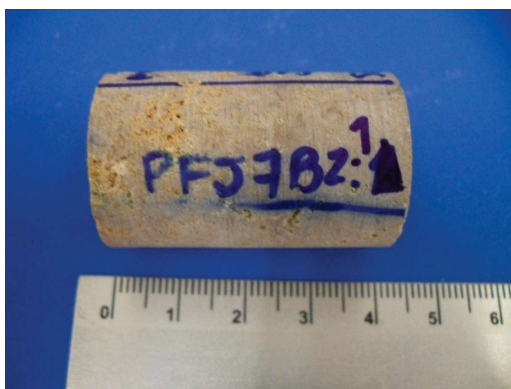
(a) Comprimento da amostra PFJ03F2.



(b) Diâmetro da amostra PFJ03F2.

Fonte: Autor.

Figura 23 – Plug PFJ07B2-1 extraído do testemunho PFJ07B2.



(a) Comprimento da amostra PFJ07B2-1.



(b) Diâmetro da amostra PFJ07B2-1.

Fonte: Autor.

Figura 24 – Subamostra PFJ03F2.

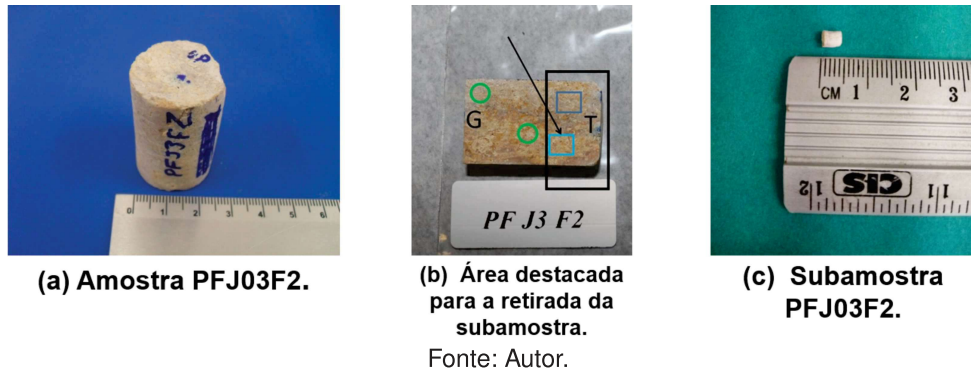
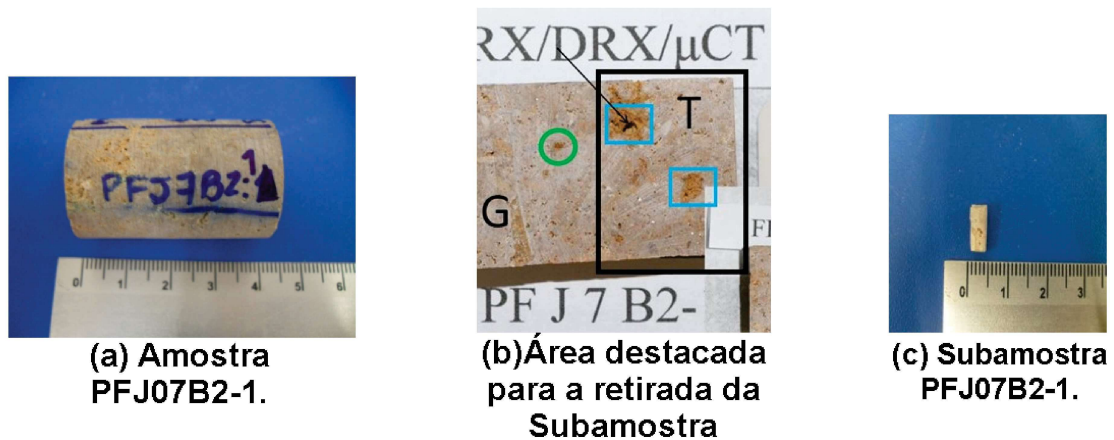


Figura 25 – Subamostra PFJ07B2-1.



Fonte: Autor.

Segundo a análise feita por Bagni (2021), essas amostras possuem porosidade predominante do tipo vulgar e de fratura.

3.2 AQUISIÇÃO E RECONSTRUÇÃO DAS IMAGENS MICROCT

O microtomógrafo modelo Versa XRM-500 (Figura 26) foi utilizado para gerar as imagens de Microtomografia Computadorizada de Raios X (microCT) tridimensionais das amostras PFJ03F2 e PFJ07B2-1, cujas dimensões e tamanhos de voxel são dados na Tabela 1. Os parâmetros de aquisição das imagens microtomográficas estão presentes no Apêndice A. Alguns exemplos de seções 2D e volume tridimensional de cada uma das amostras podem ser vistas nas Figuras 27, 28 e 29.

Tabela 1 – Dimensões e tamanho do voxel das imagens microCT.

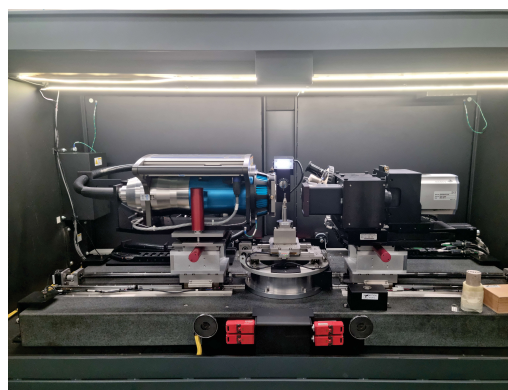
Imagem microCT	PFJ03F2	PFJ07B2-1	PFJ07B2-1
Tamanho do voxel (μm)	3,62	27,75	8,68
Dimensões (voxel ³)	988 × 1012 × 996	1004 × 1024 × 1018	1004 × 1022 × 1778

Fonte: Autor.

Figura 26 – Tomógrafo VERSA XRM-500 usado na aquisição da imagem microCT.



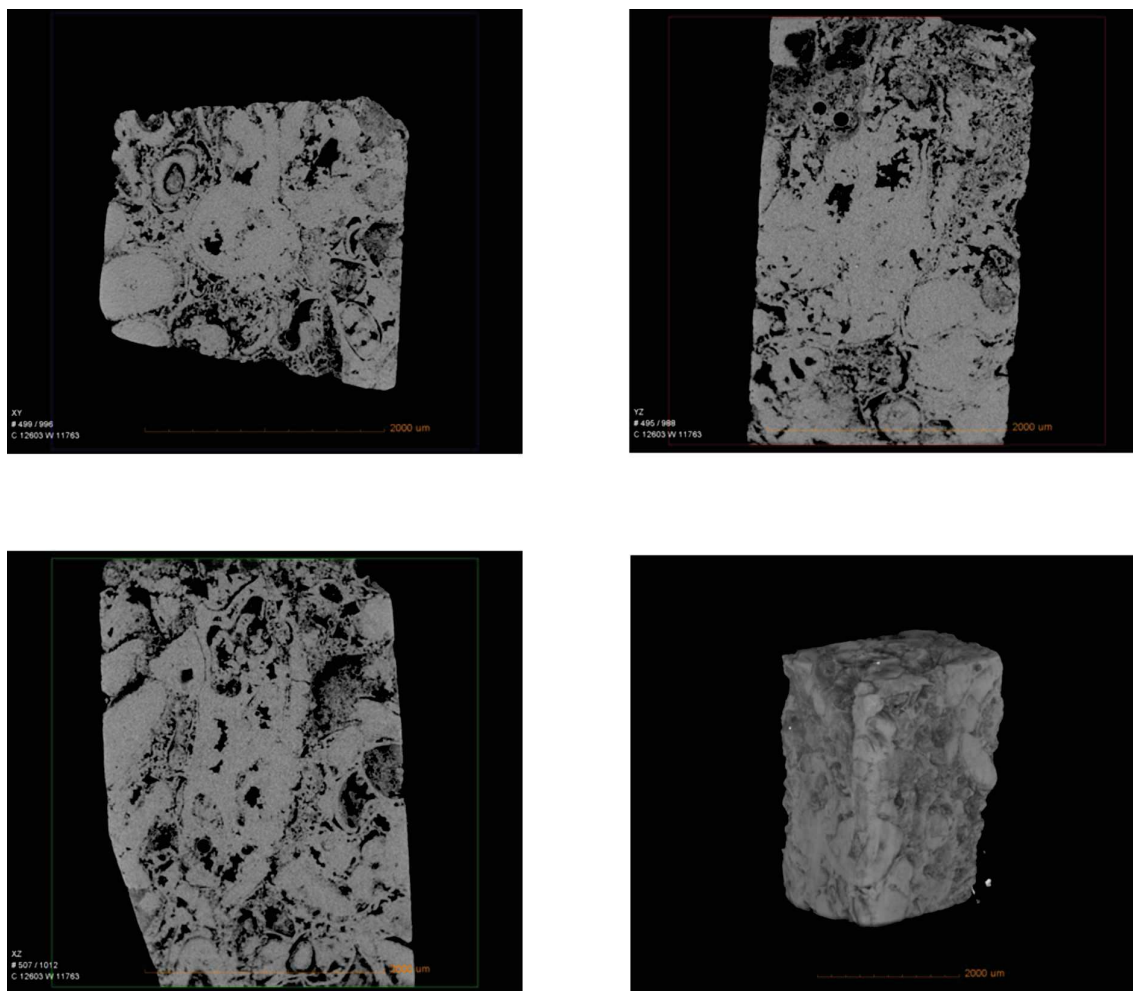
(a) Visão da parte externa do tomógrafo.



(b) Visão da parte interna do tomógrafo.

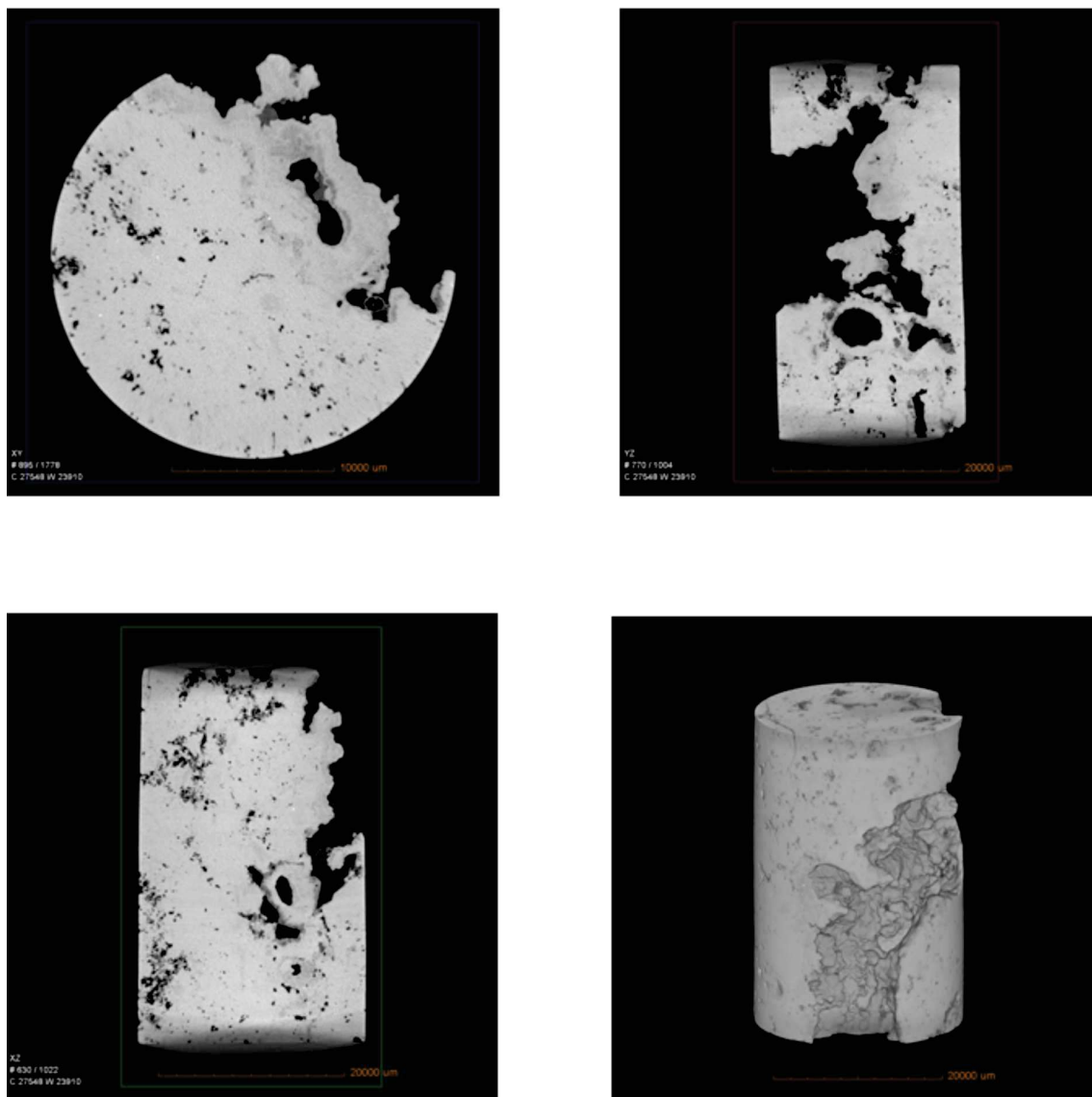
Fonte: Autor.

Figura 27 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ03F2.



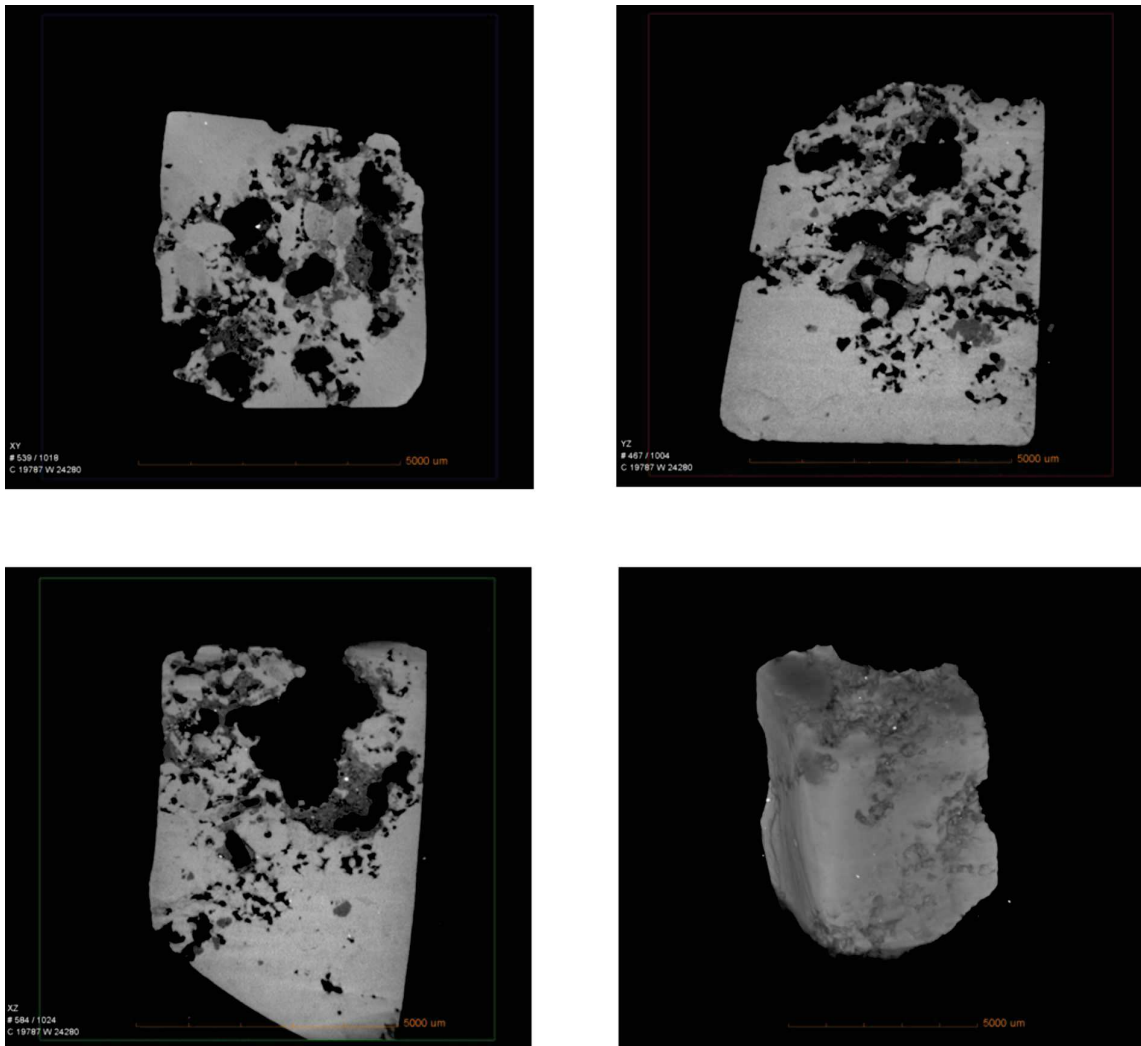
Fonte: Autor.

Figura 28 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 27,75 μm .



Fonte: Autor.

Figura 29 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de $8,68 \mu\text{m}$.



Fonte: Autor.

3.3 PRÉ-PROCESSAMENTO E SEGMENTAÇÃO

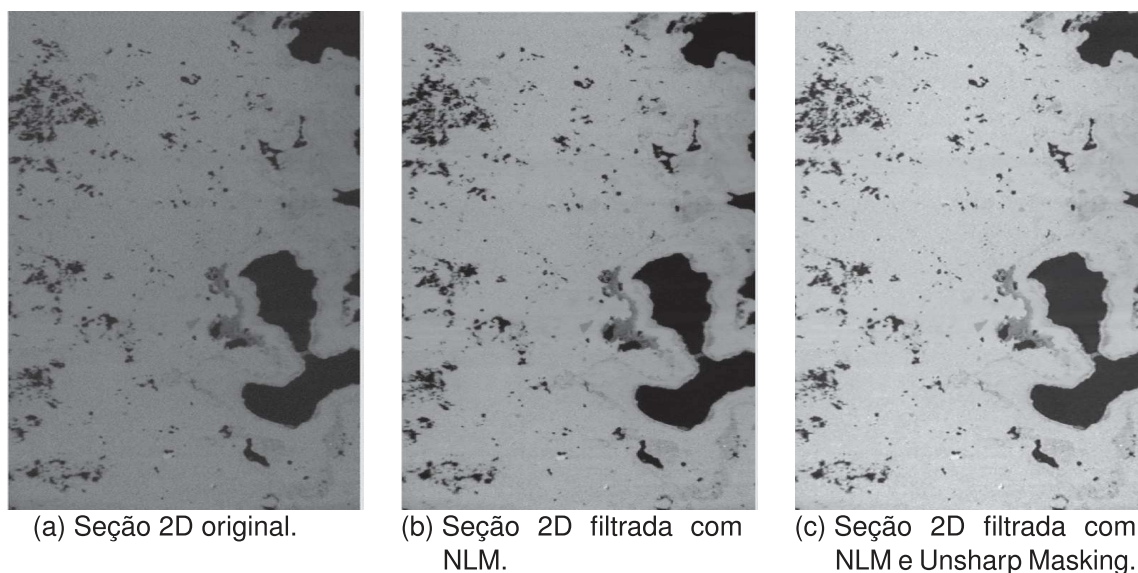
Antes da segmentação, as imagens 3D da amostra PFJ07B2-1 em duas escalas e da subamostra PFJ03F2 foram recortadas em formato de paralelepípedo, abrangendo a maior área possível para remover a parte externa. As novas dimensões e o tamanho do voxel podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2 – Dimensões e tamanho do voxel das imagens microCT após o recorte da área externa.

Imagem microCT	PFJ03F2	PFJ07B2-1	PFJ07B2-1
Tamanho do voxel (μm)	3,62	27,75	8,68
Dimensões (voxel ³)	350 × 400 × 900	600 × 500 × 1200	400 × 400 × 570

Fonte: Autor.

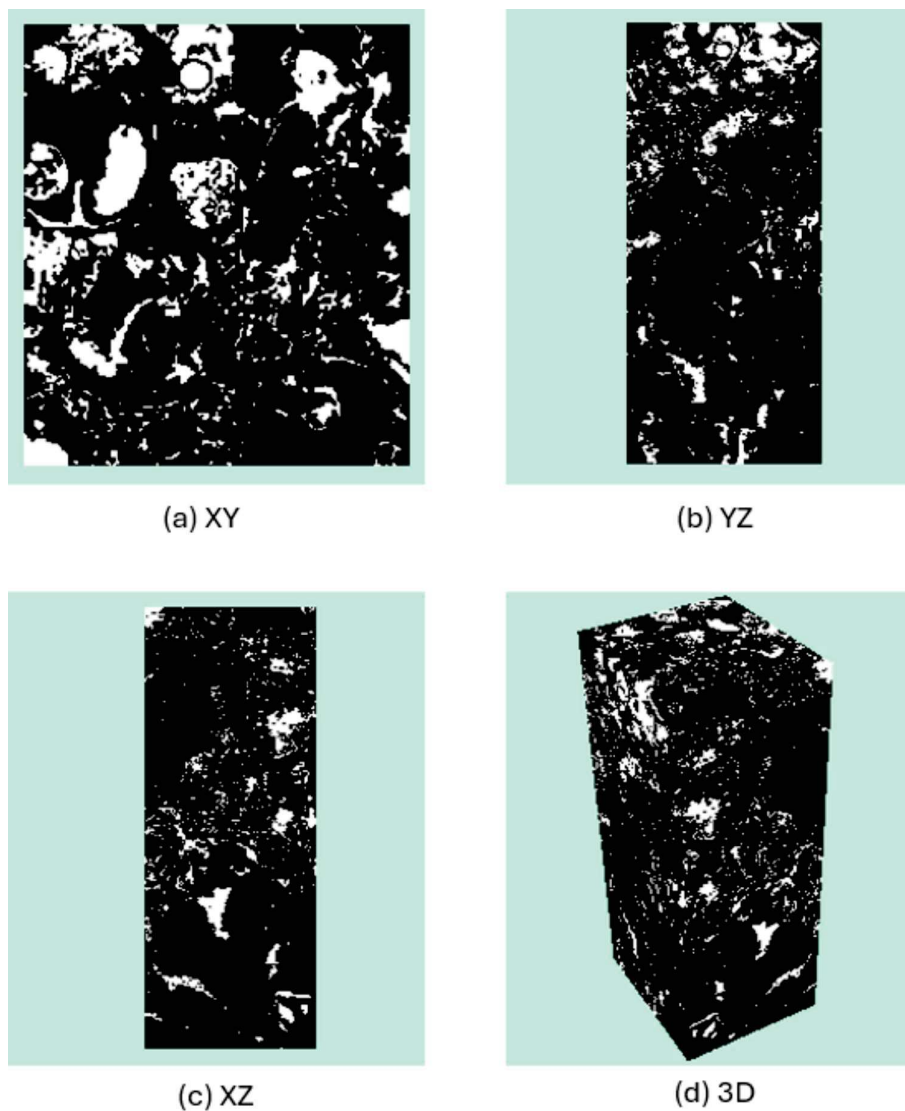
Após o recorte, as imagens foram submetidas a um pré-processadas utilizando os filtros Non-Local Means e Unsharp Masking (descritos na seção 2.8), ambos aplicados com o software comercial Avizo[®] 8.1 (FEI, 2014). Um exemplo de uma seção 2D da imagem 3D da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 27,75 μm está presente na Figura 30.

Figura 30 – Exemplo de uma seção 2D da amostra PFJ07B2-1 com tamanho de voxel de 27,75 μm antes e após a etapa de filtragem.

Fonte: Autor.

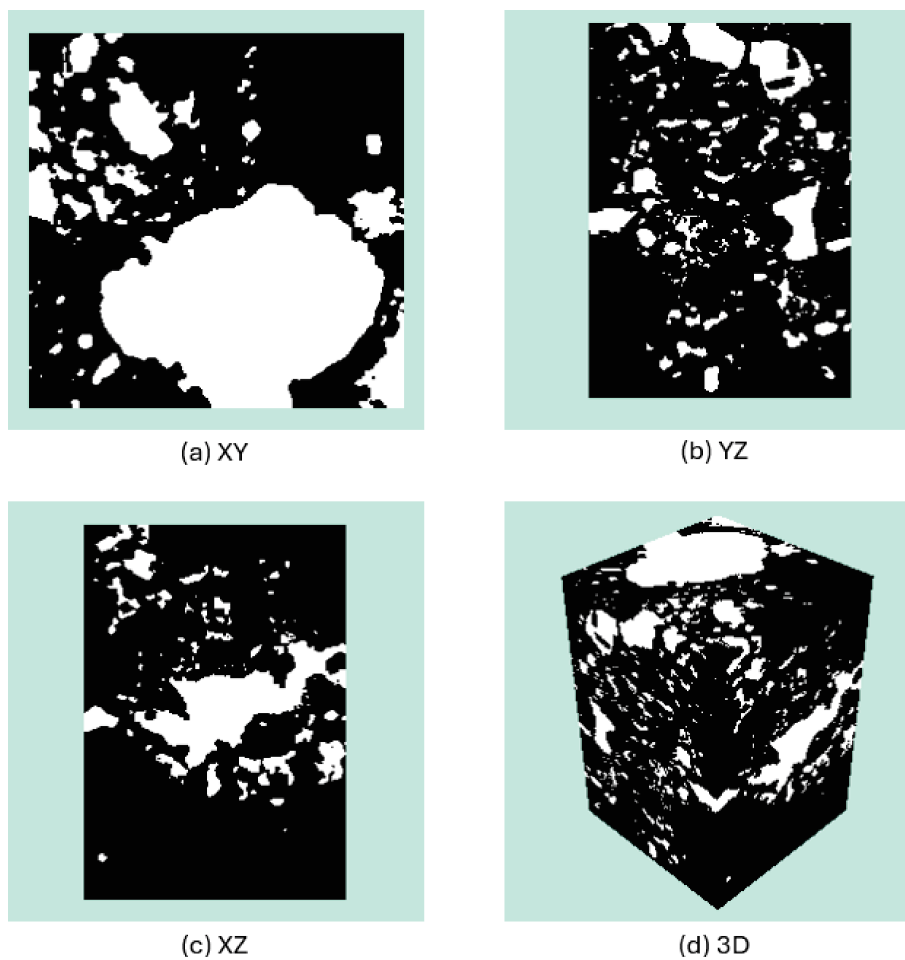
Após a etapa de filtragem, as imagens das subamostras dos plugues PFJ03F2 e PFJ07B2-1 são segmentadas em duas fases (binária): fase poro (branco) e matriz (preto) como pode ser visto nas Figuras 31 e 32. Já a imagem da amostra PFJ07B2-1 com 27,75 μm de tamanho de voxel foi segmentada em 3 fases (ternária): fase poro (branco), fase microporosa (cinza) e matriz (preto), como visto na Figura 33.

Figura 31 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional binário da amostra PFJ03F2.



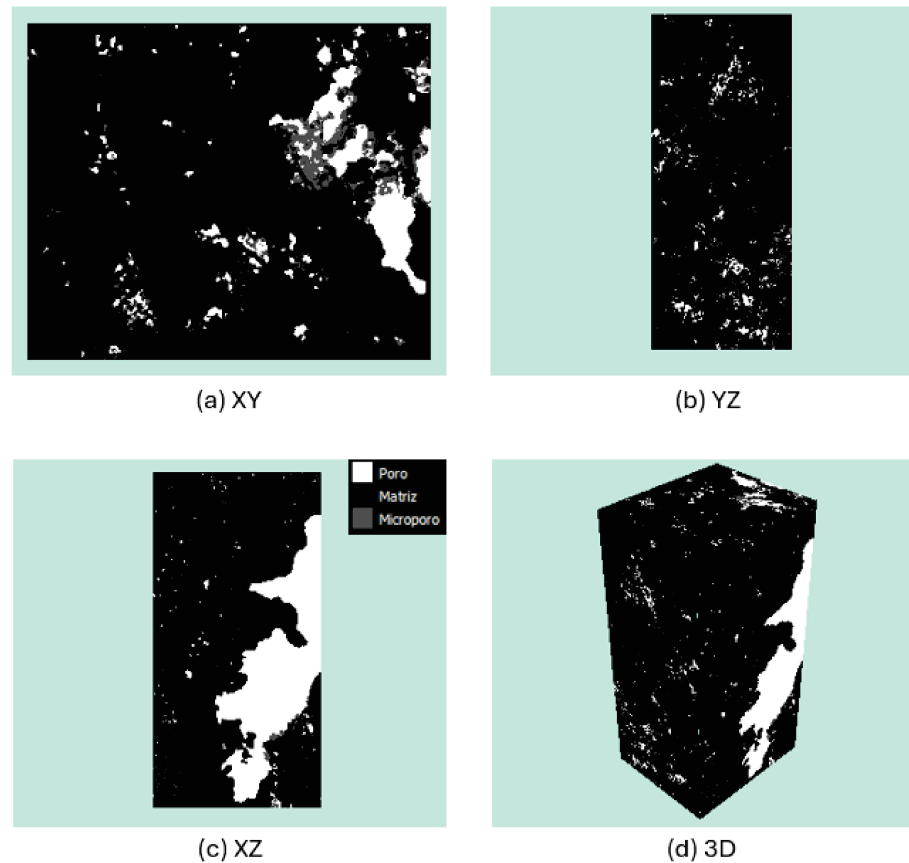
Fonte: Autor.

Figura 32 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional binário da amostra PFJ07B2-1 com $8,68 \mu\text{m}$ de tamanho de voxel.



Fonte: Autor.

Figura 33 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional ternário da amostra PFJ07B2-1 com $27,75 \mu\text{m}$ de tamanho de voxel.



Fonte: Autor.

3.4 GERAÇÃO DA MALHA COMPUTACIONAL

Nas imagens binárias, com fluxo modelado por Stokes, o domínio computacional é gerado usando o código `voxelToFoam` presente no repositório <https://github.com/ImperialCollegeLondon/porefoam/tree/master/src/libvoxel>. Esse código converte as células da fase poro em células cúbicas com o mesmo tamanho de voxel, considerando apenas os poros conectados, e assim, poupando recurso computacional. Já na imagem ternária e nas imagens binárias com fluxo modelado por Stokes-Brinkman, o domínio computacional é gerado usando o `blockMesh` do OpenFOAM® (OPENFOAM, 2022) para criar a malha computacional com células cúbicas de tamanho igual a do voxel. Nesses casos, a malha é mapeada pelo campo de porosidade, ε_{micro} , cujos valores são iguais a 1 se o voxel contém vazio (poro) apenas, sendo o escoamento governado pelas equações de Stokes. Na região de porosidade de sub-resolução, também chamada de fase não-resolvida na imagem de maior tamanho de voxel, porosa e percolante em escala de menor tamanho de voxel, o escoamento é governado pela Lei de Darcy, sendo os valores de ε_{micro} e k_{micro} obtidos de uma imagem de menor

tamanho de voxel, onde essas fases estão claramente resolvidas ou vindos de intrusão de mercúrio.

3.5 SIMULAÇÃO DE FLUXO

O modelo matemático composto pelas Equações (17) e (18) é resolvido adicionando-se o termo de Darcy e a porosidade de sub-resolução ao solver de estado estacionário SimpleFOAM. O solver mencionado anteriormente está disponível no OpenFOAM e foi descrito em maiores detalhes na seção 2.9.2.3.

As simulações foram realizadas em uma Workstation com 2 processadores Intel(R) Xeon(R) Silver 4114 CPU @ 2.20GHz e 256 GB de memória RAM. A convergência é alcançada quando os resíduos de pressão e velocidade estão abaixo de 10^{-6} . Os fatores de relaxação α_p e α_u foram considerados iguais a 0,9. As simulações numéricas consideraram a água como fluido de escoamento, sendo a sua massa específica e viscosidade presentes na Tabela 3, contudo, deve ser lembrado que a permeabilidade absoluta independe do fluido.

Tabela 3 – Parâmetros do escoamento.

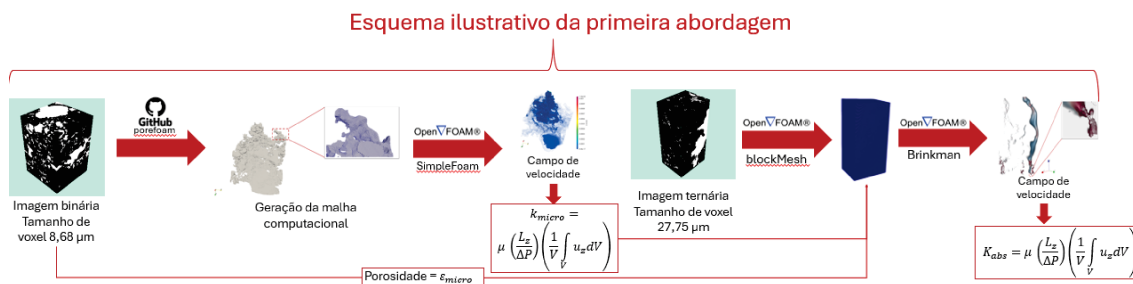
Viscosidade cinemática (m^2/s)	Massa específica (kg/m^3)
10^{-6}	1000

Fonte: Autor.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

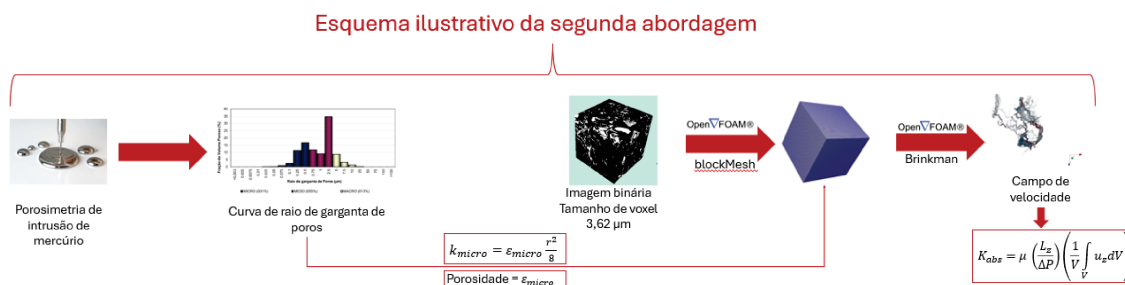
Neste capítulo apresentam-se os principais resultados obtidos nas amostras do carste Jandaíra estudadas considerando-se as duas abordagens multiescalares: na primeira, as regiões indefinidas contidas na imagem dos maiores poros (maior tamanho de voxel) são descritas em uma imagem de menor tamanho de voxel (Figura 34); na segunda, dados obtidos a partir de ensaios de intrusão de mercúrio são usados na composição com uma imagem representativa dos maiores poros (Figura 35). Um caso foi estudado considerando-se a primeira abordagem e dois casos a segunda. Os resultados são interpretados considerando-se as características principais do sistema poroso em cada escala espacial e das propriedades resultantes.

Figura 34 – Fluxo de trabalho utilizado para a estimativa de K_{abs} multiescalar na primeira abordagem.



Fonte: Autor.

Figura 35 – Fluxo de trabalho utilizado para a estimativa de K_{abs} multiescalar na segunda abordagem.



Fonte: Autor.

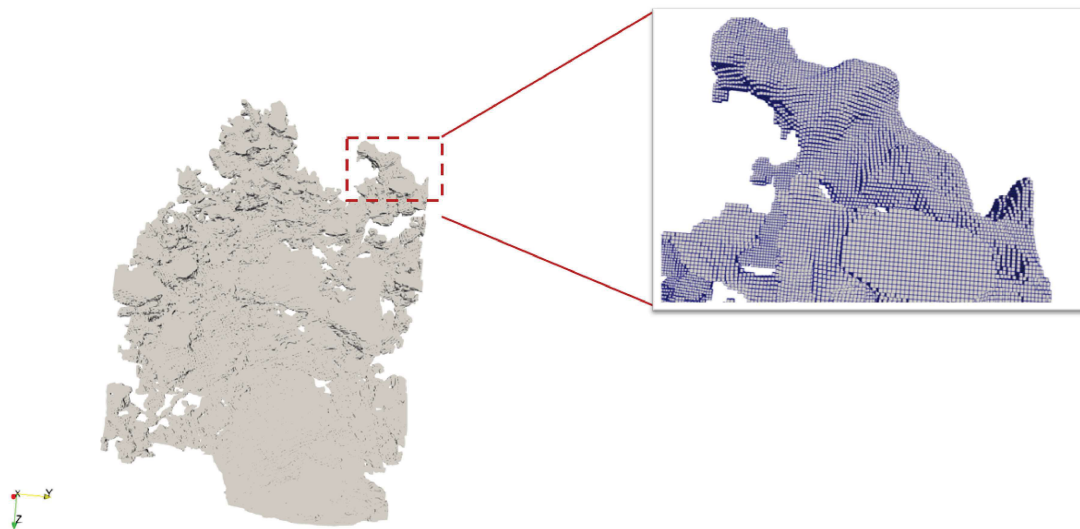
4.1 ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE UTILIZANDO POROSIDADE E PERMEABILIDADE DE SUB-RESOLUÇÃO A PARTIR DA IMAGEM DE SEGUNDA ESCALA

Neste estudo de caso, foi utilizada a porosidade e permeabilidade absoluta obtida a partir da imagem de segunda escala, com tamanho de voxel de 8,68 μm ,

para estimar a permeabilidade na imagem extraída do plugue de tamanho de voxel de $27,75 \mu\text{m}$. Este caso é aqui considerado, muito embora, os volumes de rocha em questão (representado pelas imagens das duas escalas espaciais), não se constituam volumes elementares representativos mesmo para a porosidade. Isto significa que não se pode associar a permeabilidade como uma propriedade macroscópica desta rocha. A vazão de fluido será apropriadamente computada e os resultados, com esta ressalva, serão apresentados em termos da permeabilidade. Além disso, vale ressaltar que a imagem de $27,75 \mu\text{m}$ de tamanho de voxel é não-percolante se considerarmos apenas a porosidade resolvida.

A imagem binária de segunda escala representada na Figura 32 foi processada pelo algoritmo *voxelToFoam* presente no repositório de Raeini (2020), que converte imagens com extensão *tif*, *raw* e *am* em malha OpenFOAM, onde neste caso o tamanho da célula da malha computacional é igual à resolução (tamanho de voxel) da imagem, neste caso $8,68 \mu\text{m}$. Como apenas a porosidade efetiva é relevante ao fluxo, este algoritmo despreza os poros isolados, não sendo estes convertidos em malha (Figura 36).

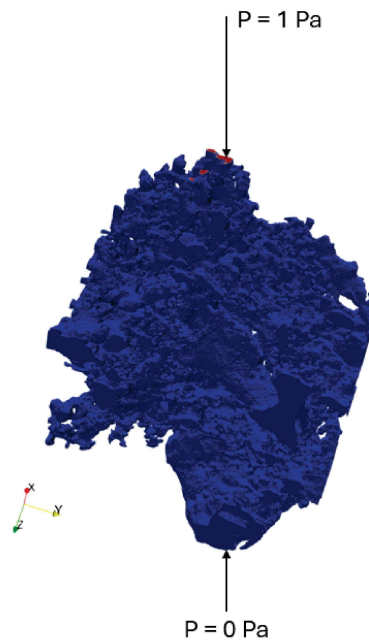
Figura 36 – Malha computacional da imagem PFJ07B2-1 com $8.68 \mu\text{m}$.



Fonte: Autor.

Após a criação da malha foi estabelecida a direção preferencial do fluxo como sendo a direção longitudinal da subamostra e foi estabelecida e condição de pressão em cada uma das faces (Figura 37), como descrito na subseção 2.9.2.2.

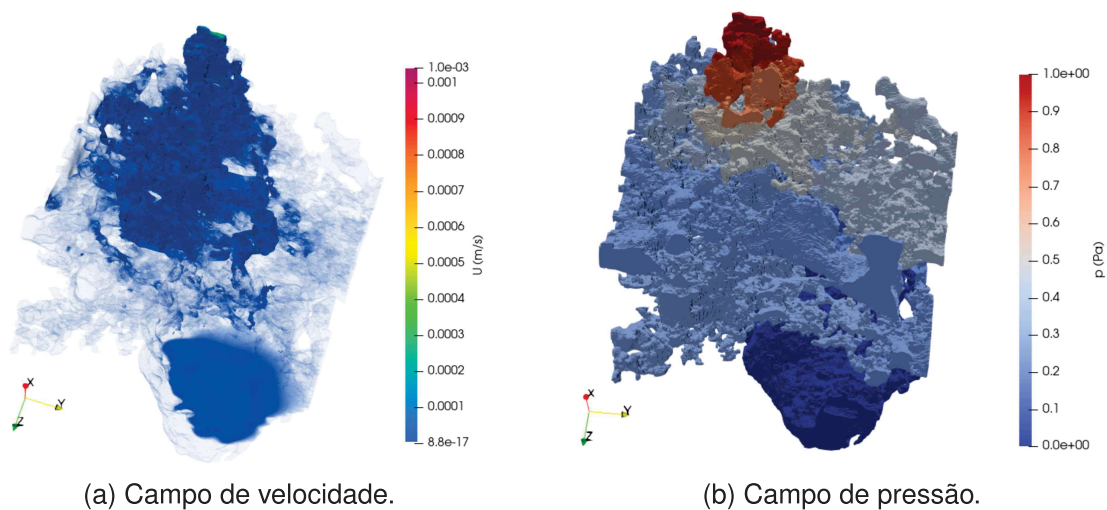
Figura 37 – Condição de pressão



Fonte: Autor.

Com a condição inicial de pressão estabelecida, o escoamento foi simulado utilizando-se o solver SimpleFOAM presente no software livre OpenFOAM. O solver resolve o problema de Stokes modelado pelas Equações (11) e (12) na escala do poro. Os campos de pressão e velocidades obtidos estão presentes na Figura 38.

Figura 38 – Campos de velocidade e pressão obtidos após a simulação.



Fonte: Autor.

Com o resultado do campo de velocidade, é possível estimar a permeabilidade utilizando a Equação (20). O valor estimado da permeabilidade, juntamente com os resultados de porosidade total e efetiva obtidos a partir da imagem binária Figura 29 e estimados usando o algoritmo de geração de malha voxelToFOAM, estão presentes na Tabela 4.

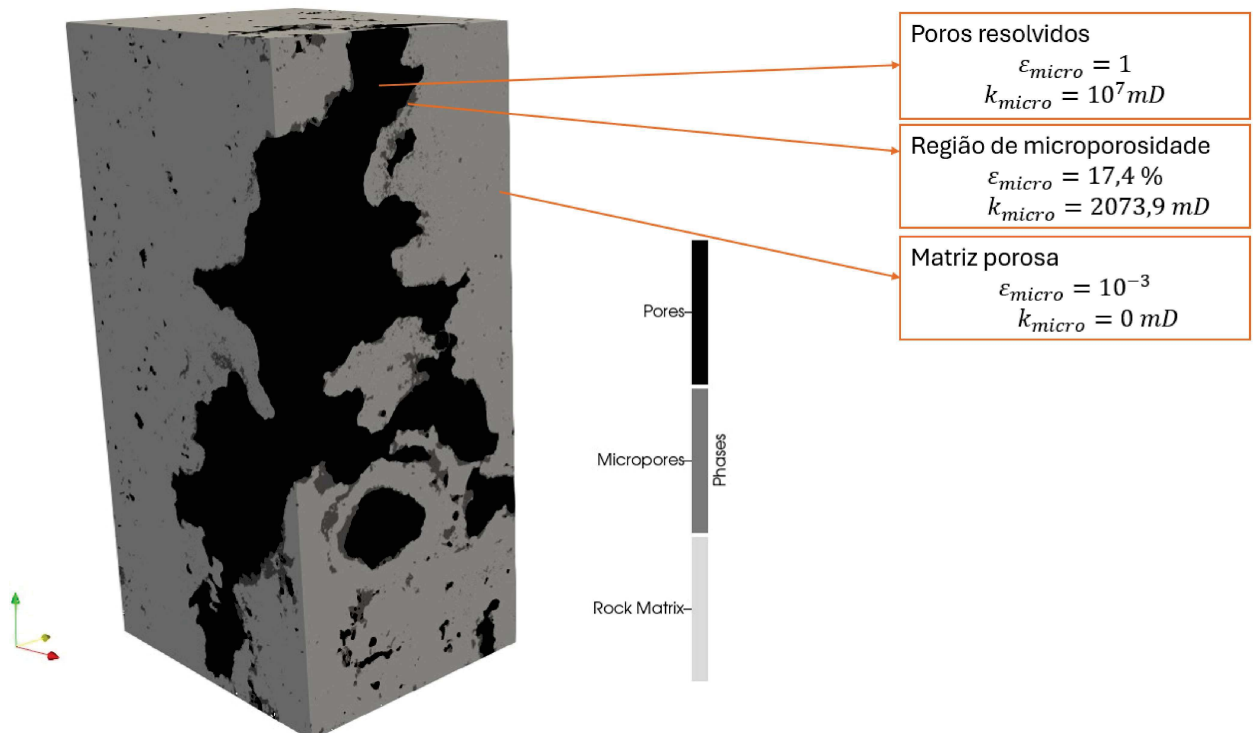
Tabela 4 – Dados de porosidade e permeabilidade .

Porosidade total (%)	Porosidade efetiva (%)	Permeabilidade (mD)
20,6	17,4	2073,9

Fonte: Autor.

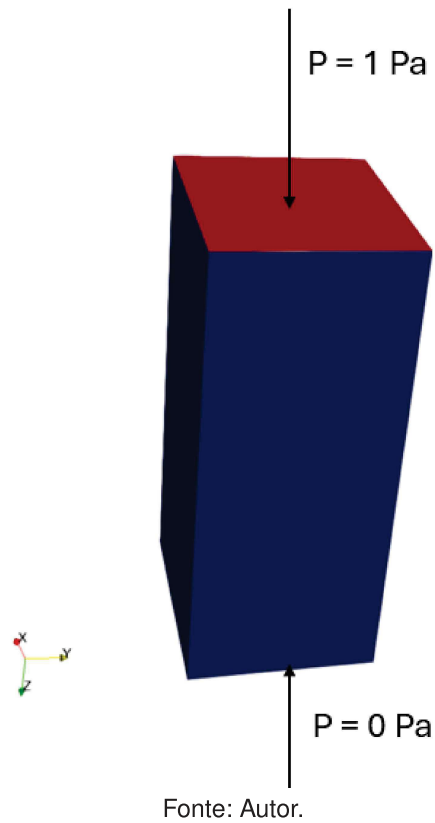
Os dados de porosidade efetiva e permeabilidade estimados são usados como ϵ_{micro} e k_{micro} da região de microporosidade no modelo multiescala modelados pelas Equações (17) e (18) para calcular a permeabilidade a partir da imagem microCT do plugue com $27,75 \mu\text{m}$ de resolução (Figura 39). Além disso, como condição inicial foi considerada a direção preferencial como sendo a direção longitudinal e estabelecida $p = 1 \text{ Pa}$ em uma das faces e $p = 0 \text{ Pa}$ na outra, como mostrado na Figura 40.

Figura 39 – Mapeamento da porosidade e permeabilidade para o cômputo da permeabilidade no plugue.



Fonte: Autor.

Figura 40 – Condição de pressão



A partir do campo de velocidades mostrado na Figura 41, a permeabilidade pode ser estimada pela solução da Equação (20), onde o termo de integral do campo de velocidade é obtido utilizando-se o filtro *Integrate variables* presente no pacote Paraview (PARAVIEW, 2020). Os resultados de porosidade, calculada pela Equação (3), e permeabilidade estão presentes na Tabela 5.

Figura 41 – Campo de velocidade resultante

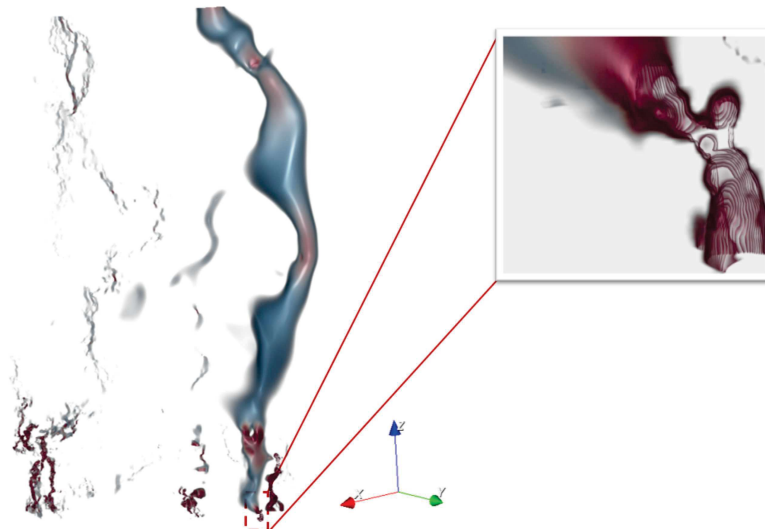


Tabela 5 – Dados de porosidade e permeabilidade obtidos após a simulação de Stokes-Brinkman em comparação com os resultados experimentais.

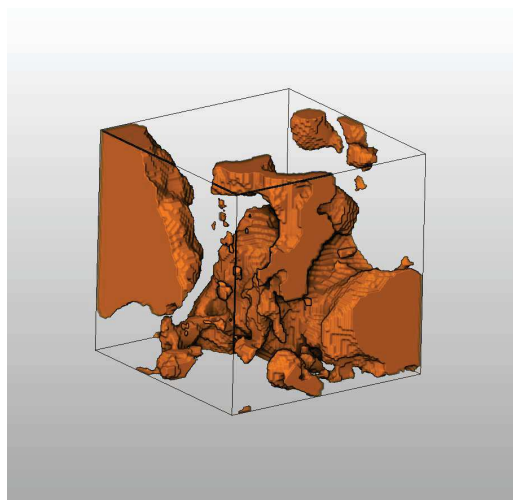
Porosidade total (%)	Permeabilidade (mD)	Porosidade experimental (%)	Permeabilidade experimental (mD)
13	16,91	7,45	14,72

Fonte: Autor.

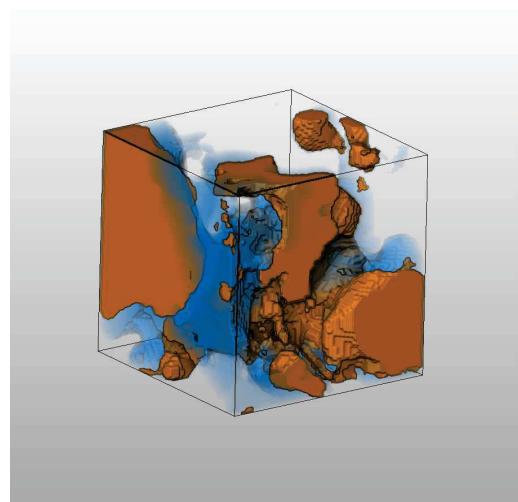
Observando os dados presentes na Tabela 5 e a Figura 41, verifica-se que a permeabilidade obtida com a simulação de Stokes-Brinkman fica próxima do valor experimental, apesar de não ser VER. Além disso, a porosidade de sub-resolução garante o escoamento, pois se considerarmos apenas a porosidade resolvida na Figura 39, temos permeabilidade nula (sistema poroso não percolante).

O resultado obtido neste estudo está condizente com a análise presente nos trabalhos de Apourvari e Arns (2014) e Soulaire *et al.* (2016) que afirmam que a porosidade de sub-resolução pode agir como uma ponte entre poros resolvidos (Figura 42) e se a desconsiderarmos os valores de permeabilidade absoluta obtidos podem estar subestimados.

Figura 42 – Exemplo $50 \times 50 \times 50$ mostrando a ligação entre a porosidade de sub-resolução (em azul) com a porosidade resolvida (em laranja).



(a) Poros resolvidos.



(b) Porosidade de sub-resolução conectando poros resolvidos.

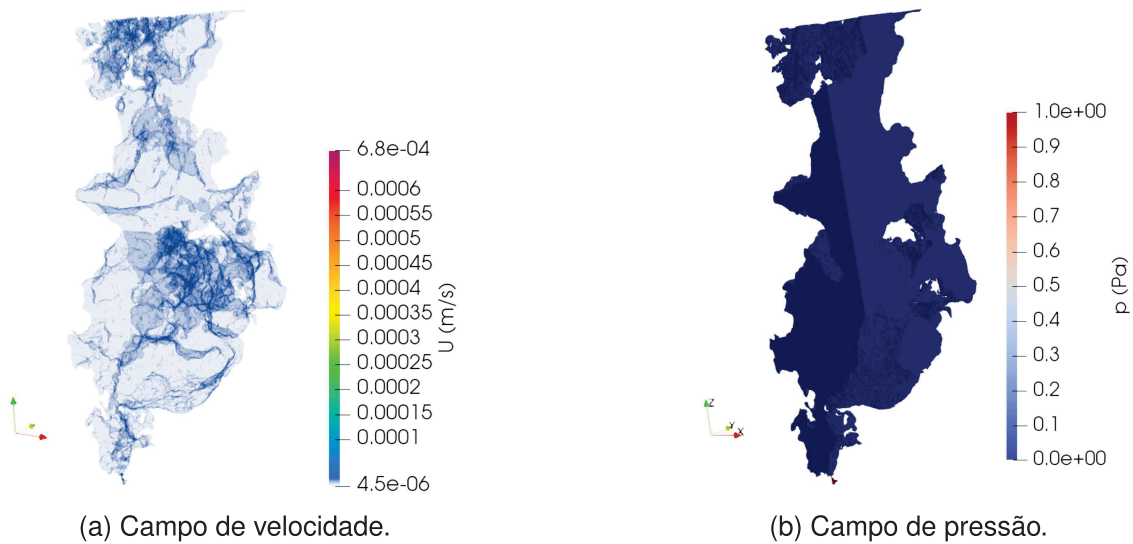
Fonte: Autor.

De forma a se ter um melhor entendimento deste caso e verificar se o valor de K_{abs} está dentro de um limitante superior, já que a imagem com $27,75 \mu\text{m}$ de resolução não é percolante considerando-se somente os poros resolvidos. Então, um novo teste foi criado onde, nas últimas 30 fatias da imagem, a fase de porosidade

de sub-resolução foi convertida em fase poro, garantindo, assim a percolação. Este número de fatias foi escolhido para garantir que a percolação ocorresse.

Desta forma, o problema foi resolvido considerando-se apenas a porosidade efetiva, sendo modelado pelas equações de Stokes na escala do poro (Equações (11) e (12)). Os resultados dos novos campos de velocidade e pressão, estão presentes na Figura 43.

Figura 43 – Campos de velocidade e pressão obtidos considerando apenas a porosidade resolvida para a imagem microCT da amostra PFJ07B2-1.



Fonte: Autor.

A partir do campo de velocidade obtido, a permeabilidade é computada e está presente na Tabela 6, juntamente com o valor de porosidade.

Tabela 6 – Dados de porosidade e permeabilidade.

Porosidade total (%)	Porosidade efetiva (%)	Permeabilidade (mD)
12,6	10,3	81,4

Fonte: Autor.

Ao analisarmos os resultados da Tabela 6, podemos ver que o resultado obtido pela integração multiescala está na mesma ordem de grandeza deste resultado obtido alterando a porosidade em 30 fatias, mostrando coerência com o resultado simulado com a equação de Stokes-Brinkman e dados da porosidade de sub-resolução. Visto que, a porosidade multiescalar precisa ficar abaixo deste valor.

Deve ser observado que o valor de permeabilidade medido em laboratório com o plugue desta amostra, aproximadamente 15 mD, também indica que seus grandes

vazios, que podem ser vistos na imagem de maior tamanho de voxel, não são percolantes, quer dizer, o escoamento de fluido é governado pelas conexões existentes na porosidade de sub-resolução.

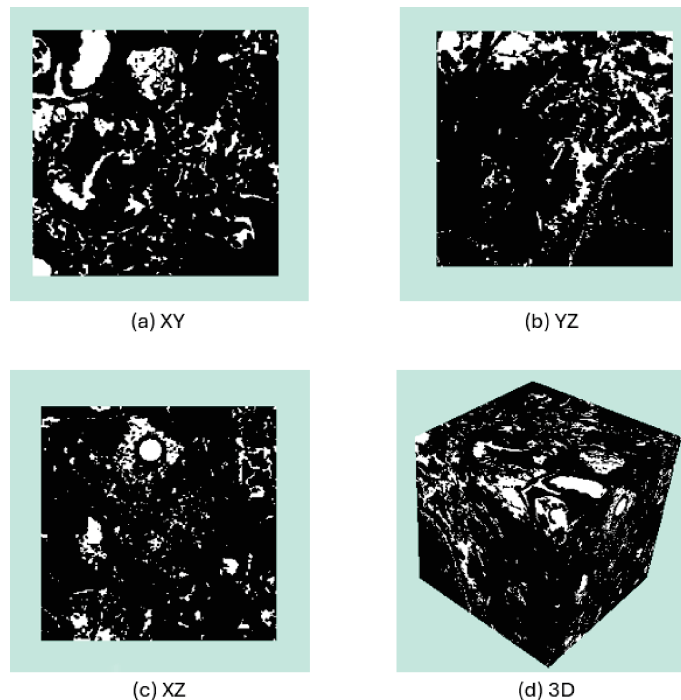
4.2 ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE COMBINANDO IMAGEM 3D COM DADOS DE MICP

Nesta seção será apresentada a estimativa da permeabilidade multiescalar em recortes das imagens microCT da subamostra PFJ03F2, compondo-se as imagens dos maiores poros com dados medidos de porosidade e estimados de permeabilidade a partir dos resultados de MICP para a escala dos menores poros (porosidade sub-resolução). O detalhamento deste processo está presente nas seções 4.2.1.

4.2.1 Resultados obtidos para a amostra PFJ03F2

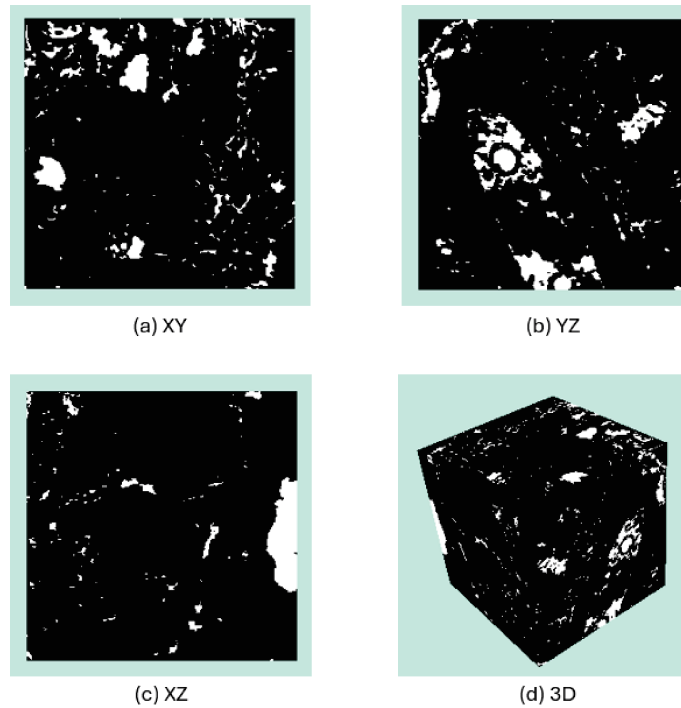
Como discutido anteriormente, o uso de VER de amostras é importante para fazer o *upscaling* das propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade. Visando calcular as propriedades em amostras VER, duas regiões de interesse de tamanho $300 \times 300 \times 300$ (Figura 44 e 45) foram extraídas da Figura 31 binária. O volume poroso de cada uma dessas subamostras está presente na Figura 46.

Figura 44 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional do primeiro recorte binário extraído da amostra PFJ03F2.



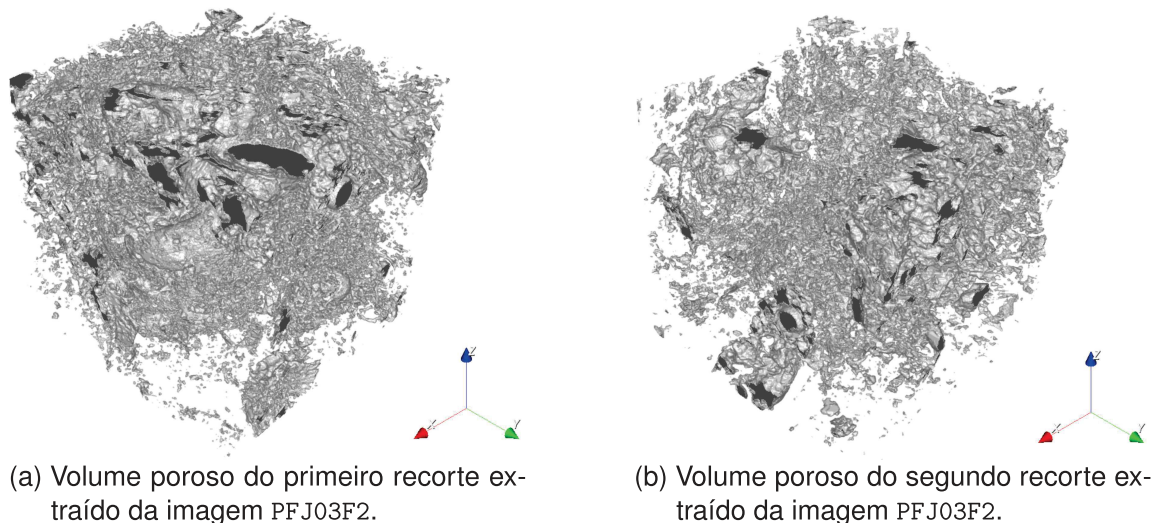
Fonte: Autor.

Figura 45 – Exemplo de uma seção 2D em cada um dos três eixos e volume tridimensional do segundo recorte binário extraído da amostra PFJ03F2.



Fonte: Autor.

Figura 46 – Volume poroso dos recortes extraído da imagem PFJ03F2.

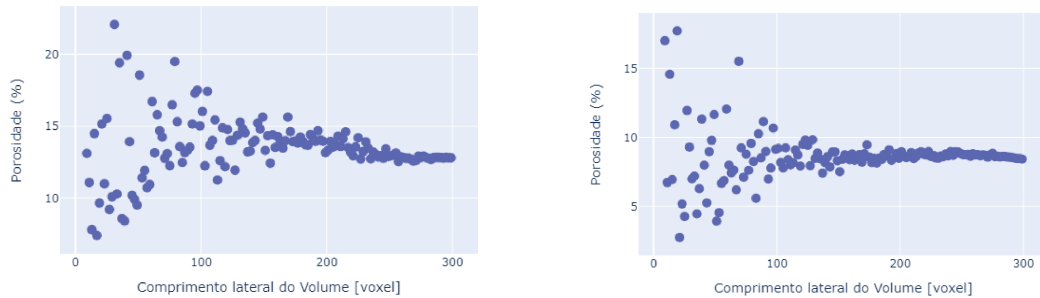


Fonte: Autor.

O VER e a distribuição de tamanho de poros (DTP) foram calculados para cada um dos recortes usando-se o software denominado imago3D, o mesmo empregado em estudos anteriores, como os de (ARENHART *et al.*, 2019; STOCHERO *et al.*, 2020; BORDIN *et al.*, 2021; MOREIRA *et al.*, 2023), e estão presentes nas Figuras 47 e 48.

O algoritmo utilizado para o cálculo da DTP é baseado na operação de morfologia matemática chamada de abertura, que consiste na erosão seguida de dilatação. Na operação de erosão, os objetos em uma imagem são reduzidos, enquanto a dilatação os expande.

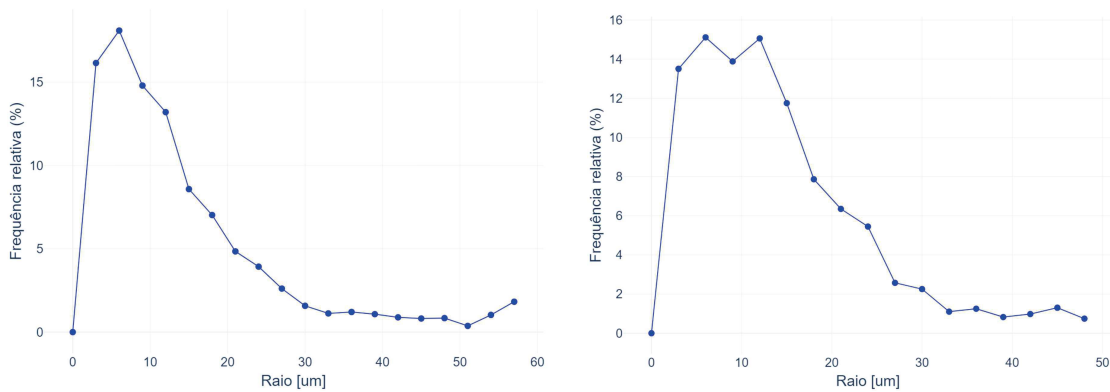
Figura 47 – Cálculo do VER a partir das medidas de porosidade nos volumes de interesse de PFJ03F2.



(a) VER do primeiro recorte extraído da imagem PFJ03F2. (b) VER do segundo recorte extraído da imagem PFJ03F2.

Fonte: software Imago do laboratório LMPT.

Figura 48 – Cálculo da DTP realizado em cada recorte da amostra PFJ03F2.

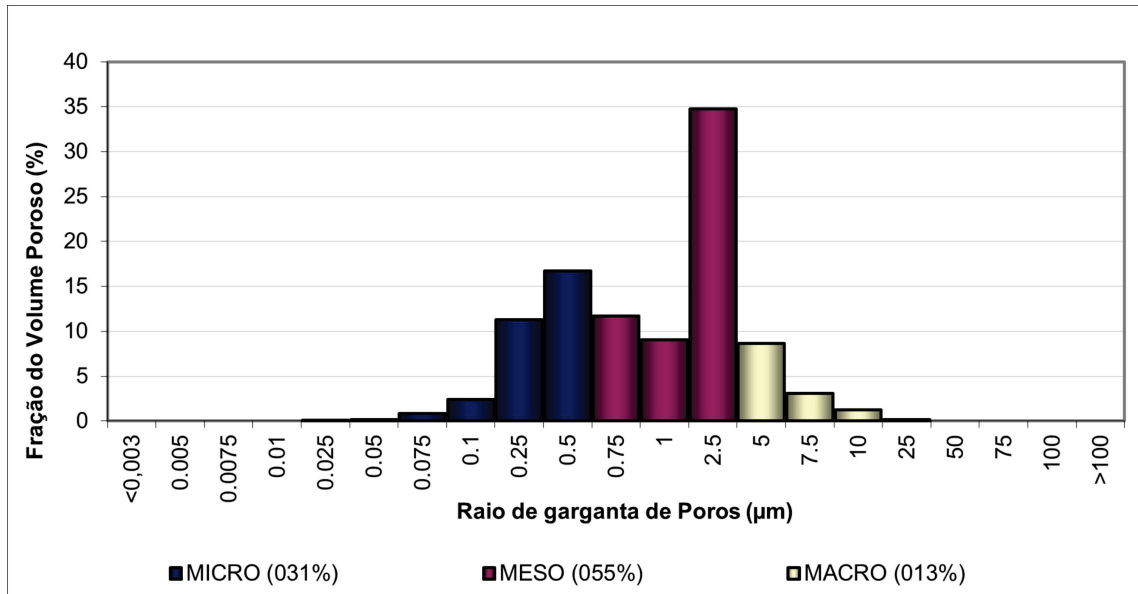


(a) DTP do primeiro recorte extraído da imagem PFJ03F2. (b) DTP do segundo recorte extraído da imagem PFJ03F2.

Fonte: software Imago do laboratório LMPT.

Podemos ver na Figura 47 que os tamanhos selecionados são VER em relação à porosidade, pois com o aumento da imagem tem-se uma estabilização dos valores para ambos os recortes. Entretanto, vale ressaltar que VER de porosidade não significa VER de permeabilidade, pois o VER depende da propriedade, como afirmado na seção 2.5. A distribuição de raio de garganta de poro (MICP) é mostrada na Figura 49.

Figura 49 – Distribuição do raio de garganta de poro obtida por MICP.



Fonte: Adaptado de Bagni (2021).

Podemos observar um volume poroso significativo com raios de gargantas de poro iguais ou menores a $2,5 \mu\text{m}$, ou seja, abaixo da resolução das imagens recortadas que é de $3,62 \mu\text{m}$. A partir da Figura 49, estima-se que 7 % da porosidade está abaixo da resolução e, com esta informação, obtemos k_{micro} resolvendo a Equação (23). Ambos os valores estão presentes na Tabela 7.

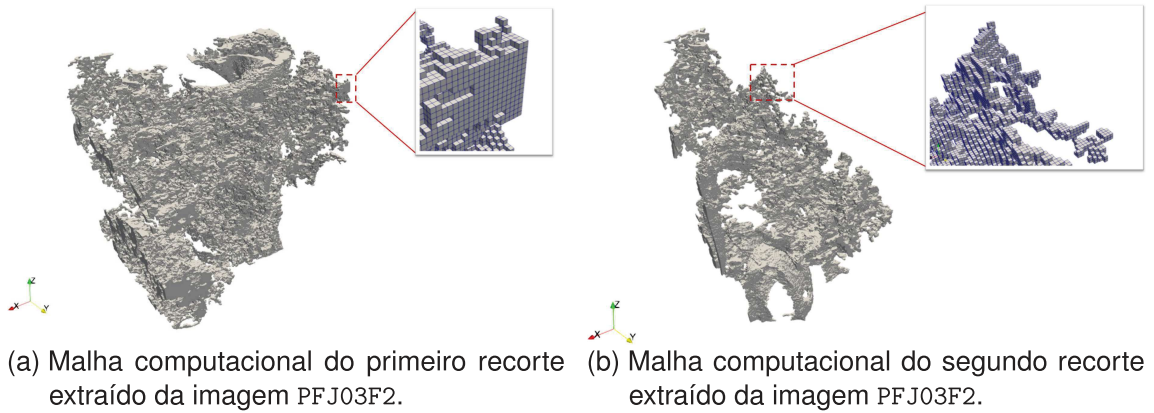
Tabela 7 – Dados de porosidade e permeabilidade usado na simulação multiescalar.

ϵ_{micro} (%)	k_{micro} (mD)
7	5

Fonte: Autor.

Novamente, deseja-se avaliar o impacto da permeabilidade de sub-resolução no valor da permeabilidade multiescalar (amostra PFJ03F2). Entretanto, primeiramente, antes de calcular a permeabilidade multiescalar e para fins de comparação, considerando apenas a porosidade resolvida, a partir dos volumes porosos apresentados na Figura 46, foram criadas as malhas computacionais de células cúbicas com tamanho igual ao do voxel da microCT ($3,62 \mu\text{m}$), como pode ser visto na Figura 50. A conversão de voxel para malha foi feita usando a aplicação *voxelToFoam* presente no repositório de Raeini (2020).

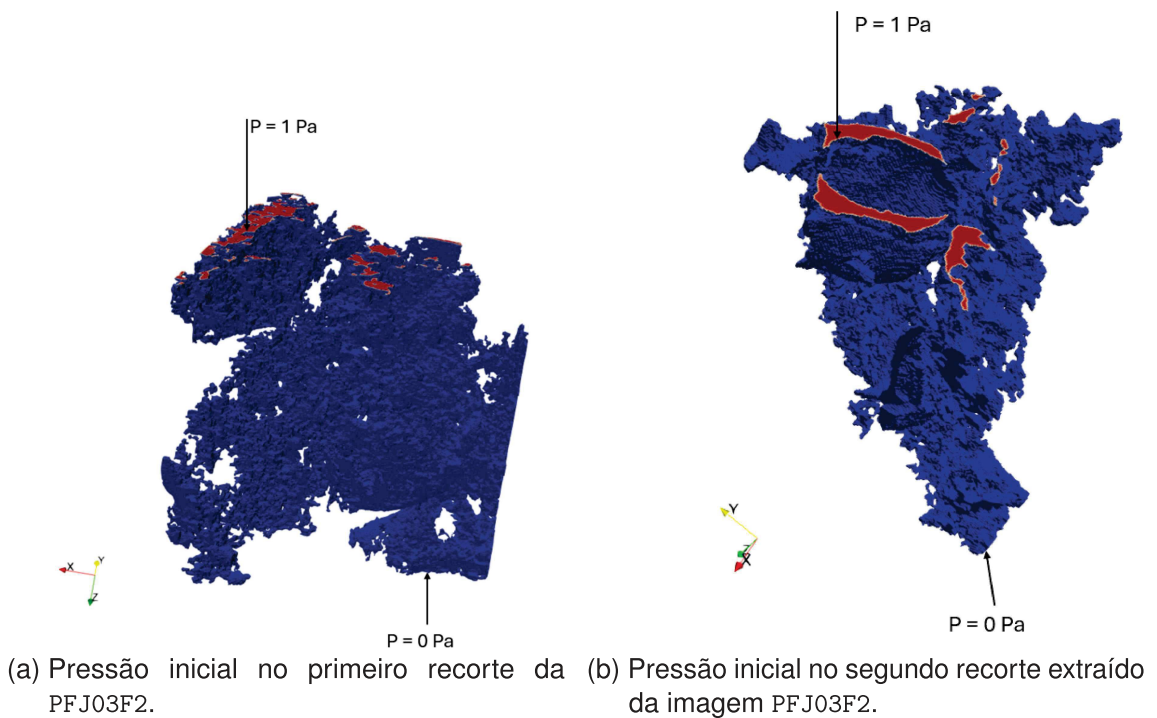
Figura 50 – Malha construída a partir da porosidade efetiva dos dois recortes.



Fonte: Autor.

Após a criação da malha, foi estabelecido a direção preferencial do escoamento como sendo a direção longitudinal, onde foi estabelecida a condição de pressão em cada uma das faces, como visto na Figura 51.

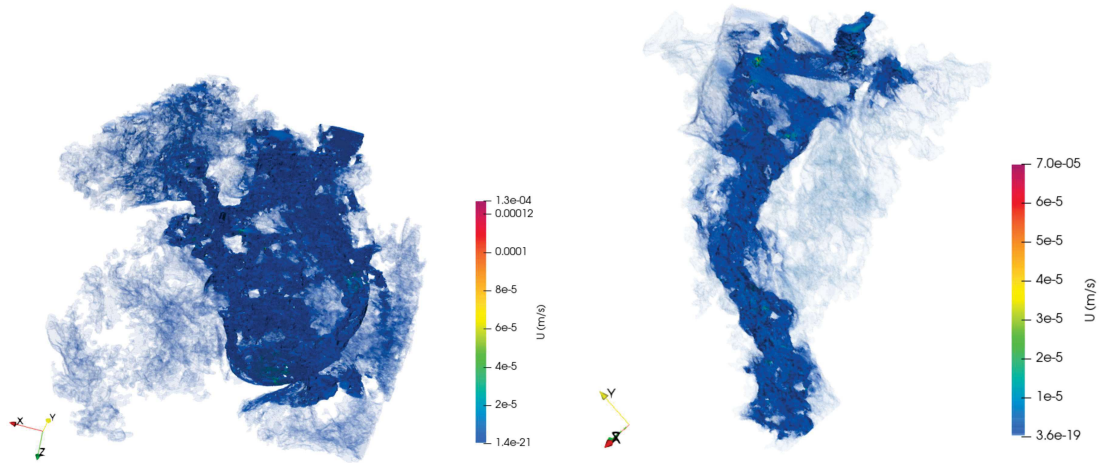
Figura 51 – Condição de pressão estabelecida nos recortes da amostra PFJ03F2.



Fonte: Autor.

Com a condição inicial de pressão estabelecida, o escoamento foi simulado e os campos de pressão e velocidades obtidos estão presentes na Figura 52 e Figura 53.

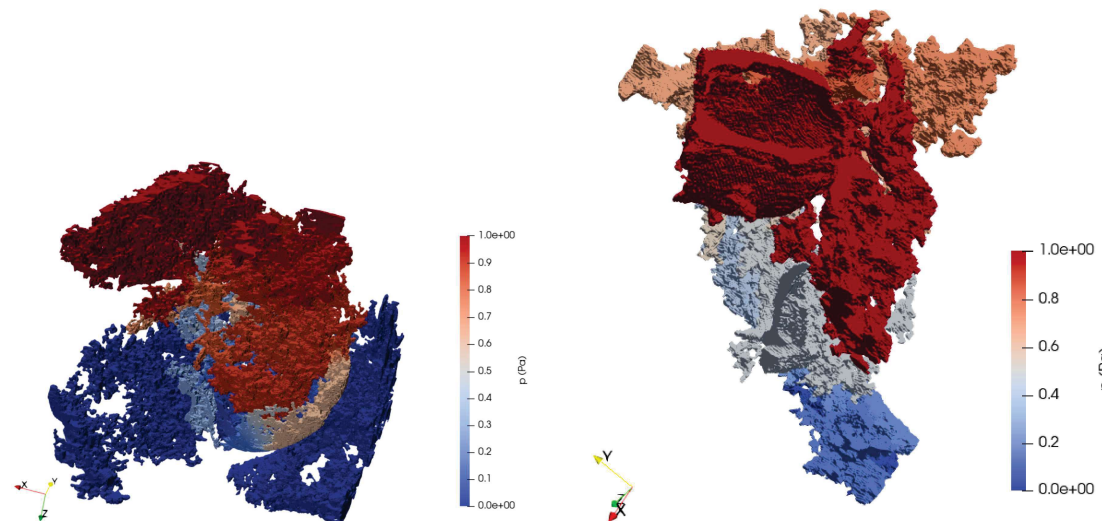
Figura 52 – Campo de velocidade obtido para cada um dos recortes da amostra PFJ03F2.



(a) Campo de velocidade do primeiro recorte da imagem PFJ03F2. (b) Campo de velocidade do segundo recorte extraído da imagem PFJ03F2.

Fonte: Autor.

Figura 53 – Campo de pressão obtido para cada um dos recortes da amostra PFJ03F2.



(a) Campo de pressão do primeiro recorte da imagem PFJ03F2. (b) Campo de pressão do segundo recorte extraído da imagem PFJ03F2.

Fonte: Autor.

A partir do campo de velocidade de cada um dos recortes, a permeabilidade pode ser estimada pela solução da Equação (20), onde o termo de integral do campo de velocidade é obtido utilizando-se o filtro *Integrate variables* presente no pacote

Paraview (PARAVIEW, 2020). Os resultados de porosidade e permeabilidade estão presentes na Tabela 8.

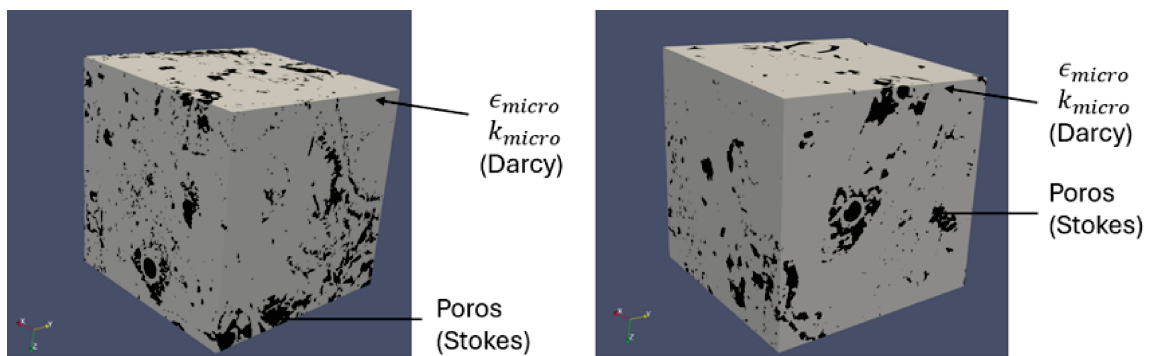
Tabela 8 – Resultados de porosidade e permeabilidade considerando apenas a porosidade resolvida.

Recorte	Porosidade total (%)	Porosidade efetiva (%)	Permeabilidade (mD)
Recorte 1	12,8	9,49	27
Recorte 2	8,4	3,07	11,7

Fonte: Autor.

Agora considerando os dados apresentados na tabela Tabela 7, simulações foram realizadas em ambos os recortes usando a abordagem multiescala descrita na subseção 2.4, onde a matriz de ambos os recortes foi considerada como um contínuo com porosidade (ϵ_{micro}) e permeabilidade (k_{micro}) dados na Tabela 7. Esta abordagem está ilustrada na Figura 54.

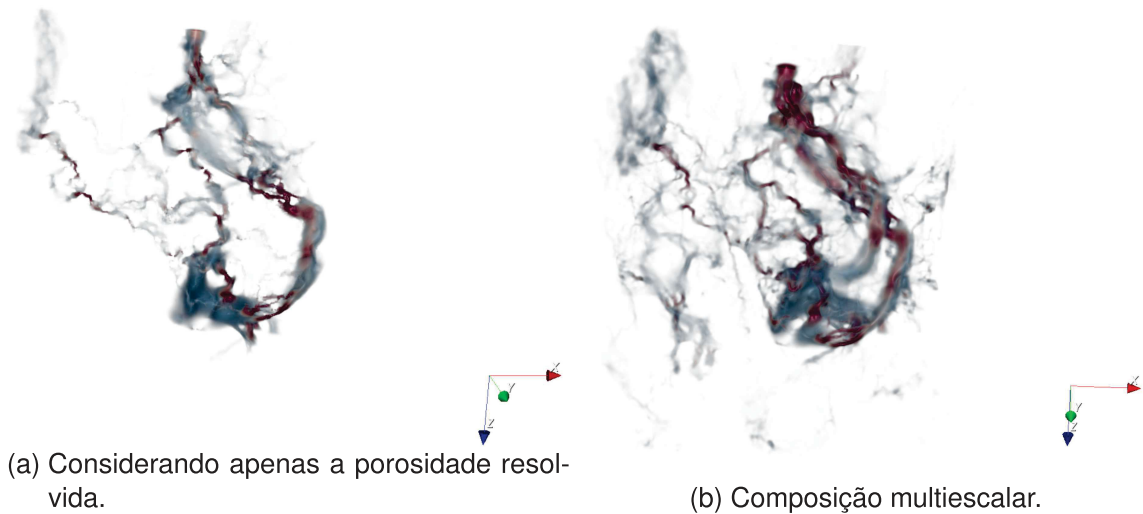
Figura 54 – Representação da abordagem multiescala empregada.



Fonte: Autor.

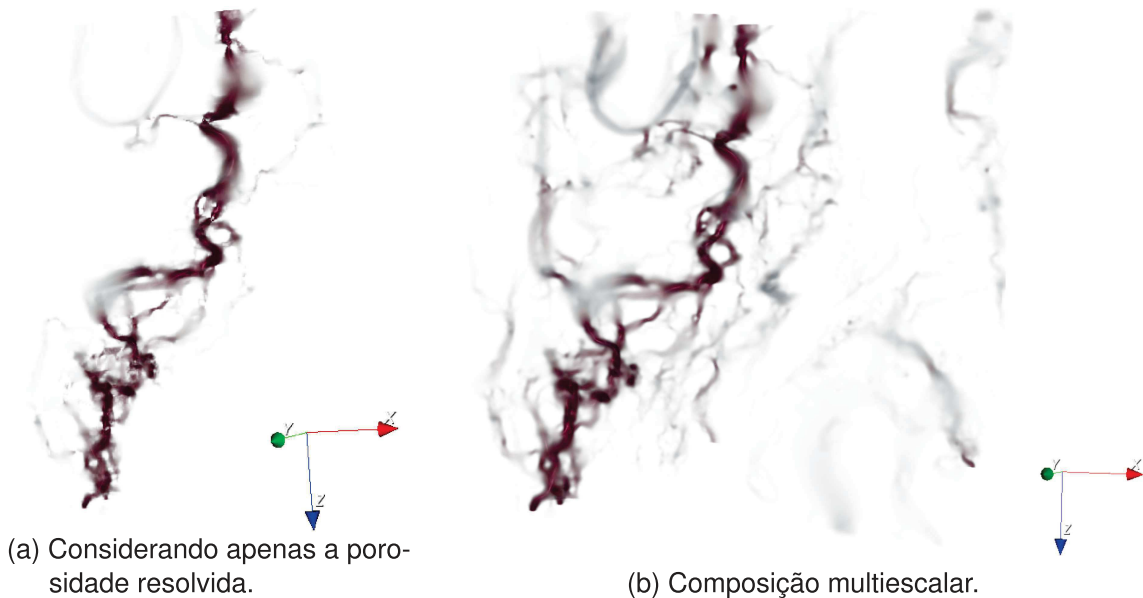
Os resultados dos campos de velocidade obtidos foram comparados com os obtidos na Figura 52 e estão presentes nas Figuras 55 e 56.

Figura 55 – Campo de velocidade obtido para o primeiro recorte da amostra PFJ03F2.



Fonte: Autor.

Figura 56 – Campo de velocidade obtido para o segundo recorte da amostra PFJ03F2.



Fonte: Autor.

Visualmente, podemos observar a criação de novos caminhos de fluxo que antes não estavam presentes. Estes caminhos foram gerados pela conexões criadas. A partir dos campos de velocidade, a permeabilidade de cada um dos recortes foi calculada e está disposta na Tabela 9, juntamente da porosidade total, calculada pela Equação (3), e dos dados experimentais.

Tabela 9 – Resultados de porosidade e permeabilidade.

Recorte	Porosidade total (%)	K_{abs} (mD)	Porosidade experimental (%)	K_{abs} experimental (mD)
Recorte 1	18,9	48,4	16	19,27
Recorte 2	15	21,8	16	19,27

Fonte: Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 9, podemos verificar que os valores de porosidade e permeabilidade obtidos com a composição de escalas a partir do segundo recorte, apesar de não serem VER, ficaram próximos dos valores experimentais da amostra PFJ03F2. Os resultados de composição das escalas obtidos a partir do primeiro recorte foram superiores aos experimentais. Entretanto, ambos os resultados mostram o impacto da porosidade de sub-resolução na permeabilidade de sistemas multiescalares, pois em ambos os testes, considerar tais conexões provocaram um aumento no valor de permeabilidade absoluta, resultante das novas conexões criadas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As rochas carbonáticas são constituídas de sistemas porosos complexos, heterogêneos, apresentando larga distribuição de tamanhos de poros, os quais podem ser de diferentes tipos de porosidade. Neste sentido, em geral, são sistemas porosos multi-escalares, constituídos de múltiplas porosidades. Neste trabalho foram estudadas duas amostras as quais foram coletadas em afloramentos do carste Jandaíra, Bacia Potiguar, caracterizadas por serem intensamente carstificadas, erodidas e parcialmente recobertas por depósitos aluviais-eluviais. As amostras foram estudadas considerando-se duas escalas espaciais com duas abordagens: em uma primeira, foram consideradas imagens microCT 3D em duas resoluções espaciais (tamanho de voxel); na segunda, a rocha apresentou um volume de porosidade abaixo da maior resolução possível de ser obtida com o equipamento de microCT utilizado e a solução encontrada foi a de utilizar dados oriundos de curvas de pressão capilar com intrusão de mercúrio.

A abordagem 1 mostrou a importância de se considerar duas escalas espaciais características: a segunda escala tornou o sistema poroso percolante, governando o fluxo de fluido. O resultado de permeabilidade absoluta simulada levando-se em conta as duas escalas ficou coerente com o valor experimental. Já na abordagem 2, os dados de porosidade e permeabilidade vindos de MICP aumentaram a permeabilidade final obtida sem a composição multiescalar.

Pode-se concluir então que, não considerar esta região de porosidade de sub-resolução pode levar a um valor de permeabilidade subestimado, pois estariam ignorando as pontes entre os poros resolvidos. Além disso, a microtomografia de raios X (microCT) juntamente com o processamento e caracterização das imagens 3D obtidas mostraram-se cruciais para a descrição do sistema poroso fortemente heterogêneo das rochas carbonáticas carstificadas.

Por último, para rochas com espectro de tamanhos de poros inferiores ao limite de resolução espacial do equipamento de microCT em questão, conjugar imagens 3D com medidas de porosidade e estimativas de permeabilidade a partir das curvas de pressão capilar com intrusão de mercúrio se apresenta importante, permitindo-se obter dados com rapidez e confiabilidade.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Uma primeira ideia reside, naturalmente, na obtenção de imagens 3D com resolução espacial sub-micrométrica de forma a simular o escoamento e determinar a permeabilidade diretamente nestas imagens em vez de estimar a permeabilidade a partir de dados de MICP. Para tanto, pode-se pensar na utilização de nanotomografia de raios X (tamanho de voxel em torno de 60nm) ou no uso de nano ou microtomografia de raios X em linha de luz síncrotron. Uma segunda ideia, pensando-se em

modelos estatísticos, pode-se subdividir as imagens de maior tamanho de voxel em partes, determinado-se para cada parte a porosidade e a permeabilidade na tentativa de estabelecer uma correlação entre a porosidade e permeabilidade e usar esta correlação no lugar do valor de permeabilidade estimado pelo mercúrio ou pela imagem de segunda escala. Alternativamente, pode-se pensar em unir as duas abordagens para unir dados de três escalas, sendo as duas primeiras escalas imagens de microCT e a última escala utilizando-se dado de MICP. Por último, pode-se obter imagens 2-D da porosidade sub-micrométrica com microscopia eletrônica de varredura procedendo-se a sua reconstrução estocástica 3D com técnicas de, por exemplo, truncamento de campos gaussianos ou estatística de múltiplos pontos (VAHRENKAMP *et al.*, 2012; BELILA, 2018).

REFERÊNCIAS

ABBAS, Mustafa. **The SimpleFOAM Implementation Explained**. 2020. Disponível em: <https://medium.com/@mustafaabbs2/the-simplefoam-implementation-explained-61fcc54ab24d>. Acesso em: 4 set. 2024.

ABU-AL-SAUD, Moataz; GMIRA, Ahmed; AL-ENEZI, Sultan; YOUSEF, Ali *et al.* Pore-Scale Simulation of Fluid Flow in Carbonates using Micro-CT Scan Images. *In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE*. INTERNATIONAL Petroleum Technology Conference. [S.l.: s.n.], 2020.

APOURVARI, Saeid Norouzi; ARNS, Christoph H. An assessment of the influence of micro-porosity for effective permeability using local flux analysis on tomographic images. *In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS*. IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference. [S.l.: s.n.], 2014. cp–395.

ARAÚJO, O.M.O. de; SHARMA, K.V.; MACHADO, A.S.; SANTOS, T.M.P.; FERREIRA, C.G.; STRAKA, R.; TAVARES, F.W.; LOPES, R.T. Representative elementary volume in limestone sample. **Journal of Instrumentation**, v. 13, n. 10, p. c10003, 2018.

ARAÚJO, Renata EB; LA BRUNA, Vincenzo; RUSTICHELLI, Andrea; BEZERRA, Francisco HR; XAVIER, Milton M; AUDRA, Philippe; BARBOSA, José A; ANTONINO, Antônio CD. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, Elsevier, v. 123, p. 104753, 2021.

ARENHART, Rafael Guntzel; MOREIRA, Anderson Camargo; BELLINI, Odair José; TONIETTO, Sandra Nelis; FERNANDES, Celso Peres; TERMOFÍSICAS–LMPT, Propriedades; MELLO-PETROBRAS, Miguez de. CARACTERIZAÇÃO DE REDE DE POROS EM ROCHAS RESERVATÓRIO POR SEGMENTAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DE FATORES DE FORMA, 2019.

ARNS, Christoph H *et al.* Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography. **Spe Journal**, SPE, v. 10, n. 04, p. 475–484, 2005.

ARTIOLA, Janick; PEPPER, Ian L; BRUSSEAU, Mark L. **Environmental monitoring and characterization**. [S.l.]: Academic Press, 2004.

BAGNI, Fábio L. **O Carste Jandaíra, Bacia Potiguar, e suas implicações para a qualidade de reservatórios**. 2021. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

BAGNI, Fábio L; BEZERRA, Francisco H; BALSAMO, Fabrizio; MAIA, Rubson P; DALL'AGLIO, Marcello. Karst dissolution along fracture corridors in an anticline hinge, Jandaíra Formation, Brazil: implications for reservoir quality. **Marine and Petroleum Geology**, Elsevier, v. 115, p. 104249, 2020.

BAHADORI, Alireza; NWAHOA, Chikezie; CLARK, Malcolm William. **Dictionary of oil, gas, and petrochemical processing**. [S.l.]: CRC Press, 2013.

BARAK, Philip; NATER, Edward. **The Virtual Museum of Minerals and Molecules**. [S.l.: s.n.], 2021. Disponível em: <http://virtual-museum.soils.wisc.edu>. Acesso em: 10 fev. 2021.

BATISTA DOS SANTOS FILHO, Marcos Antonio; PIOVESAN, Enelise Katia; FAUTH, Gerson; SRIVASTAVA, Narendra Kumar. Paleoenvironmental interpretation through the analysis of ostracodes and carbonate microfacies: study of the Jandaíra Formation, Upper Cretaceous, Potiguar Basin. **Brazilian Journal of Geology**, SOC BRASILEIRA GEOLOGIA CAIXA POSTAL 11348, SAO PAULO, SP 05422-970, BRAZIL, v. 45, n. 1, p. 23–34, 2015.

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

BEAVERS, Gordon S; JOSEPH, Daniel D. Boundary conditions at a naturally permeable wall. **Journal of fluid mechanics**, Cambridge University Press, v. 30, n. 1, p. 197–207, 1967.

BELILA, Aline Maria Poças. **Caracterização do sistema poroso de rochas carbonáticas utilizando ressonância magnética nuclear e microtomografia computadorizada de raios-x**. 2018. Tese de Doutorado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

BERTOTTI, Giovanni; GRAAF, Stefan de; BISDOM, Kevin; OSKAM, Brigit; VONHOF, Hubert B; BEZERRA, Francisco HR; REIJMER, John JG; CAZARIN, Caroline L. Fracturing and fluid-flow during post-rift subsidence in

carbonates of the Jandaíra Formation, Potiguar Basin, NE Brazil. **Basin Research**, European Association of Geoscientists & Engineers, v. 29, n. 6, p. 836–853, 2017.

BIJELJIC, Branko; RAEINI, Ali; MOSTAGHIMI, Peyman; BLUNT, Martin J. Predictions of non-Fickian solute transport in different classes of porous media using direct simulation on pore-scale images. **Physical Review E**, APS, v. 87, n. 1, p. 013011, 2013.

BLUNT, Martin J. **Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective**. [S.l.]: Cambridge university press, 2017.

BOGGS JR, Sam. **Petrology of Sedimentary Rocks**. 2. ed. [S.l.]: Cambridge University Press, 2009.

BORDIN, Fernando Moreira; MANTOVANI, Iara Frangiotti; MOREIRA, Anderson Camargo; ARAUJO, Lucas Marra; WEINGAERTNER, Walter Lindolfo; FERNANDES, Celso Peres. X-ray microtomography for conventional grinding wheel structure analysis. **The International Journal of Advanced Manufacturing Technology**, Springer, v. 113, p. 2943–2950, 2021.

BUADES, Antoni; COLL, Bartomeu; MOREL, J-M. A non-local algorithm for image denoising. *In*: IEEE. 2005 IEEE Computer Society Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR'05). [S.l.: s.n.], 2005. v. 2, p. 60–65.

BULTREYS, Tom; DE BOEVER, Wesley; CNUUDE, Veerle. Imaging and image-based fluid transport modeling at the pore scale in geological materials: A practical introduction to the current state-of-the-art. **Earth-Science Reviews**, Elsevier, v. 155, p. 93–128, 2016.

CAI, Jianchao; HU, Xiangyun. **Petrophysical characterization and fluids transport in unconventional reservoirs**. [S.l.]: Elsevier, 2019.

CALLOW, Ben; FALCON-SUAREZ, Ismael; MARIN-MORENO, Hector; BULL, Jonathan M; AHMED, Sharif. Optimal X-ray micro-CT image based methods for porosity and permeability quantification in heterogeneous sandstones. **Geophysical Journal International**, Oxford University Press, v. 223, n. 2, p. 1210–1229, 2020.

CARMAN, P. C. Fluid Flow through Granular Beds. **Trans. Inst. Chem. Eng.**, v. 15, p. 150–166, 1937.

CARNEIRO, Mikaelle Araujo; BEZERRA, Francisco Hilário Rego; SILVA, Carlos César Nascimento da; PINHEIRO, Rubson; CAZARIN, Caroline Lessio. Controle estrutural do sistema cárstico epigenético na formação Jandaíra, bacia potiguar. **Geosciences= Geociências**, v. 34, n. 2, p. 199–209, 2015.

CARVALHO JÚNIOR, Edeweis Rodrigues de; MELO, José Geraldo de. Comportamento hidrogeológico do aquífero açú na região de Apodi–RN. **Águas Subterrâneas**, 2000.

CAZARIN, Caroline Lessio. **Tectônica, controle estratigráfico e circulação de fluidos na formação do carste hipogênico-Bacia de Irecê, Cráton São Francisco**. 2021. Tese (Doutorado) – Universidade de Brasília, Brasília.

CHEN, Zhangxin. **Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery**. [S.l.]: SIAM, 2007.

CHOQUETTE, Philip W; PRAY, Lloyd C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **AAPG bulletin**, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), v. 54, n. 2, p. 207–250, 1970.

CUNHA, AR; MOREIRA, AC; KRONBAUER, DP; MANTOVANI, IF; FERNANDES, CP. Determination of petrophysical properties of rocks via simulation: an interdisciplinary way. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, SciELO Brasil, v. 34, p. 4315, 2013.

DA WANG, Ying; CHUNG, Traiwit; ARMSTRONG, Ryan T; MCCLURE, James E; MOSTAGHIMI, Peyman. Computations of permeability of large rock images by dual grid domain decomposition. **Advances in water resources**, Elsevier, v. 126, p. 1–14, 2019.

DEWERS, Thomas; HEATH, Jason; SÁNCHEZ, Marcelo. **Shale: Subsurface Science and Engineering**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2019. v. 245.

FEI. **Avizo 8 Software**. [S.l.]: FEI, 2014.

FERNANDES JR, Antonio L; MEDEIROS, Walter E; BEZERRA, Francisco HR; OLIVEIRA JR, Josibel G; CAZARIN, Caroline L. GPR investigation of karst guided by

comparison with outcrop and unmanned aerial vehicle imagery. **Journal of Applied Geophysics**, Elsevier, v. 112, p. 268–278, 2015.

GOLFIER, Fabrice; LASSEUX, D; QUINTARD, M. Investigation of the effective permeability of vuggy or fractured porous media from a Darcy-Brinkman approach. **Computational Geosciences**, Springer, v. 19, n. 1, p. 63–78, 2015.

GONZALEZ, Rafael C; WOODS, Richard E. **Processamento de imagens digitais**. [S./]: Editora Blucher, 2000.

HERTEL, Stefan A; RYDZY, Marisa; ANGER, Benjamin; BERG, Steffen; APPEL, Matthias; JONG, Hilko de. Upscaling of digital rock porosities by correlation with whole-core CT-scan histograms. **Petrophysics**, SPWLA, v. 59, n. 05, p. 694–702, 2018.

HOLMAN, J.S.; STONE, P. **Chemistry**. [S./]: Nelson Thornes Limited, 2001. (Nelson Science Series). ISBN 9780748762392.

HOMMEL, Johannes; COLTMAN, Edward; CLASS, Holger. Porosity–permeability relations for evolving pore space: a review with a focus on (bio-) geochemically altered porous media. **Transport in Porous Media**, Springer, v. 124, n. 2, p. 589–629, 2018.

HOWELL, John A; MARTINIUS, Allard W; GOOD, Timothy R. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. **Geological Society, London, Special Publications**, The Geological Society of London London, v. 387, n. 1, p. 1–25, 2014.

HUDSON, JD. Carbon isotopes and limestone cement. **Geology**, Geological Society of America, v. 3, n. 1, p. 19–22, 1975.

ISLAM, Amina; CHEVALIER, Sylvie; SASSI, Mohamed. Structural characterization and numerical simulations of flow properties of standard and reservoir carbonate rocks using micro-tomography. **Computers & geosciences**, Elsevier, v. 113, p. 14–22, 2018.

JANJUHAH, Hammad Tariq; KONTAKIOTIS, George; WAHID, Abdul; KHAN, Dost Muhammad; ZARKOGIANNIS, Stergios D; ANTONARAKOU, Assimina. Integrated porosity classification and quantification scheme for enhanced carbonate

reservoir quality: Implications from the miocene malaysian carbonates. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI, v. 9, n. 12, p. 1410, 2021.

JIMOH, Onimisi A; ARIFFIN, Kamar Shah; HUSSIN, Hashim Bin; TEMITOPE, Adesuji E. Synthesis of precipitated calcium carbonate: a review. **Carbonates and Evaporites**, Springer, v. 33, n. 2, p. 331–346, 2018.

JOUINI, Mohamed Soufiane; ALABERE, Abdulquadri O; ALSUWAIDI, Mohammad; MORAD, Sadoon; BOUCHAALA, Fateh; AL JALLAD, Osama A. Experimental and digital investigations of heterogeneity in lower cretaceous carbonate reservoir using fractal and multifractal concepts. **Scientific reports**, Nature Publishing Group UK London, v. 13, n. 1, p. 20306, 2023.

KATZ, A. J.; THOMPSON, A. H. Quantitative prediction of permeability in porous rock. **Phys. Rev. B**, American Physical Society, v. 34, p. 8179–8181, 11 1986.

KATZ, AJ; THOMPSON, AH. Prediction of rock electrical conductivity from mercury injection measurements. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, Wiley Online Library, v. 92, B1, p. 599–607, 1987.

KLIMCHOUK, Alexander Borisovich. Hypogene speleogenesis: Hydrogeological and Morphogenetic Perspective NCKRI-Special Paper 1. National Cave e Karst Research Institute, 2007.

KOZENY, J. Uber Kapillare Leitung der Wasser in Boden. **Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I**, v. 136, p. 271–306, 1927.

KRAUSKOPF, K.B. **Introduction to Geochemistry**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1979. (International series in the Earth sciences). ISBN 9780070354470.

LUCIA, F.J. **Carbonate Reservoir Characterization**. [S.l.]: Springer, 1999. (Environmental science). ISBN 9783540637820.

MA, Jianjun. Review of permeability evolution model for fractured porous media. **Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering**, Elsevier, v. 7, n. 3, p. 351–357, 2015.

MACHADO FILHO, Otto M; EBECKEN, Nelson FF; OLIVEIRA, Marilia MF de *et al.* Santos Basin Wind Patterns for Planning Offshore Pre-Salt Activities. **Journal of**

Environmental Protection, Scientific Research Publishing, v. 6, n. 10, p. 1134–1138, 2015.

MACKENZIE, Fred T. Carbonate mineralogy and geochemistry. *In: Encyclopedia of Sediments and Sedimentary Rocks*. Edição: Gerard V. Middleton, Michael J. Church, Mario Coniglio, Lawrence A. Hardie e Frederick J. Longstaffe. Dordrecht: Springer Netherlands, 2003. P. 93–100. ISBN 978-1-4020-3609-5.

MANTOVANI, Iara Frangiotti. **Microtomografia e nanotomografia de raios X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos**. 2013. Tese de Doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

MENKE, Hannah P; MAES, Julien; GEIGER, Sebastian. Upscaling the porosity–permeability relationship of a microporous carbonate for Darcy-scale flow with machine learning. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group UK London, v. 11, n. 1, p. 2625, 2021.

MOLINS, Sergi. Reactive interfaces in direct numerical simulation of pore-scale processes. **Reviews in Mineralogy and Geochemistry**, Mineralogical Society of America, v. 80, n. 1, p. 461–481, 2015.

MOLINS, Sergi; KNABNER, Peter. Multiscale approaches in reactive transport modeling. **Reviews in mineralogy and geochemistry**, Mineralogical Society of America, v. 85, n. 1, p. 27–48, 2019.

MOLINS, Sergi; TREBOTICH, David; ARORA, Bhavna; STEEFEL, Carl I; DENG, Hang. Multi-scale model of reactive transport in fractured media: diffusion limitations on rates. **Transport in Porous Media**, Springer, v. 128, n. 2, p. 701–721, 2019.

MORAIS, Érica T; BARBERES, Gabriel A; SOUZA, Igor Viegas AF; LEAL, Fabiano G; GUZZO, Jarbas VP; SPIGOLON, André LD. Pearson Correlation Coefficient Applied to Petroleum System Characterization: The Case Study of Potiguar and Reconcavo Basins, Brazil. **Geosciences**, MDPI, v. 13, n. 9, p. 282, 2023.

MOREIRA, Anderson Camargo; GIARETTON, Maurício Vitor Kozerski; MANTOVANI, Iara Frangiotti; FREDEL, Marcio Celso; CASTRO HENRIQUES, Bruno Alexandre Pacheco de; FABRIS, Douglas; NAGATA, Rodrigo; FERNANDES, Celso Peres. Tridimensional characterization of

- open cells and hollow strut cavities from SiC and ZrO₂ foams: A study accomplished with open-source software tools. **Open Ceramics**, Elsevier, v. 16, p. 100475, 2023.
- MOSTAGHIMI, Peyman; BIJELJIC, Branko; BLUNT, Martin J. Simulation of flow and dispersion on pore-space images. **SPE Journal**, OnePetro, v. 17, n. 04, p. 1131–1141, 2012.
- MOSTAGHIMI, Peyman; BLUNT, Martin J; BIJELJIC, Branko. Computations of absolute permeability on micro-CT images. **Mathematical Geosciences**, Springer, v. 45, p. 103–125, 2013.
- MÜHLHÄUSSER, Markus. Partitioned flow simulations with preCICE and OpenFOAM, 2022.
- NAGATA, Rodrigo; DOS REIS, Paulo José; APPOLONI, Carlos Roberto. Multi-scale approach to assess total porosity and pore size in four different kinds of carbonate rocks. **Micron**, Elsevier, v. 164, p. 103385, 2023.
- NAN, Tongchao; WU, Jichun; LI, Kaixuan; JIANG, Jianguo *et al.* Permeability estimation based on the geometry of pore space via random walk on grids. **Geofluids**, Hindawi, v. 2019, 2019.
- NARSILIO, Guillermo A; BUZZI, Olivier; FITYUS, Stephen; YUN, Tae Sup; SMITH, David W. Upscaling of Navier–Stokes equations in porous media: Theoretical, numerical and experimental approach. **Computers and Geotechnics**, Elsevier, v. 36, n. 7, p. 1200–1206, 2009.
- OLIVEIRA, Thomas DS; BLUNT, Martin J; BIJELJIC, Branko. Modelling of multispecies reactive transport on pore-space images. **Advances in Water Resources**, Elsevier, v. 127, p. 192–208, 2019.
- OLIVEIRA FORTUNA, A. de. **Técnicas Computacionais para Dinâmica dos Fluidos Vol. 30**. [S.l.]: Edusp, 2000. ISBN 9788531405266.
- OPENCFO. **Mesh Generation with the blockMesh Utility**. 2024. Disponível em: <https://www.openfoam.com/documentation/user-guide/4-mesh-generation-and-conversion/4.3-mesh-generation-with-the-blockmesh-utility>. Acesso em: 3 set. 2024.

OPENFOAM. **About OpenFOAM**. 2022. Disponível em: <https://www.openfoam.com/>.

OPENFOAM WIKI. **OpenFOAM Guide: Finite Volume Method**. 2024-09-07. 2010. Disponível em: [https://openfoamwiki.net/index.php/OpenFOAM_guide/Finite_volume_method_\(OpenFOAM\)](https://openfoamwiki.net/index.php/OpenFOAM_guide/Finite_volume_method_(OpenFOAM)).

ORHAN, K. **Micro-computed Tomography (micro-CT) in Medicine and Engineering**. [S.l.]: Springer International Publishing, 2019. ISBN 9783030166410.

PARAVIEW. <https://docs.paraview.org/en/latest/ReferenceManual/index.html>. 2020. Disponível em: <https://docs.paraview.org/en/latest/ReferenceManual/index.html>. Acesso em: 1 mai. 2024.

PAULO FERREIRA, Leandro de; OLIVEIRA, Thomas David Serafini de; SURMAS, Rodrigo; DA SILVA, Mônica Antunes Pereira; PEÇANHA, Ricardo Pires. Brinkman equation in reactive flow: Contribution of each term in carbonate acidification simulations. **Advances in Water Resources**, v. 144, p. 103696, 2020. ISSN 0309-1708.

PAULO FERREIRA, Leandro de; OLIVEIRA, Thomas David Serafini de; SURMAS, Rodrigo; SILVA, Mônica Antunes Pereira da; PEÇANHA, Ricardo Pires. Brinkman equation in reactive flow: Contribution of each term in carbonate acidification simulations. **Advances in Water Resources**, Elsevier, v. 144, p. 103696, 2020.

PAULO FERREIRA, Leandro de; SURMAS, Rodrigo; TONIETTO, Sandra Nelis; SILVA, Mônica Antunes Pereira da; PEÇANHA, Ricardo Pires. Modeling reactive flow on carbonates with realistic porosity and permeability fields. **Advances in Water Resources**, Elsevier, p. 103564, 2020.

PENG, Sheng; MARONE, Federica; DULTZ, Stefan. Resolution effect in X-ray microcomputed tomography imaging and small pore's contribution to permeability for a Berea sandstone. **Journal of hydrology**, Elsevier, v. 510, p. 403–411, 2014.

PEREIRA GOMES, Iris; VIEIRA VERÍSSIMO, César Ulisses; REGO BEZERRA, Francisco Hilário; LIMA DOS SANTOS, Jefferson; FREITAS CÂMARA, José Ronaldo de. Fraturas, carste e cavernas nos calcários Jandaíra em Felipe Guerra, Rio Grande do Norte. **Geologia USP: Série Científica**, v. 19, n. 1, 2019.

PIKE, R.G. **Compendium of Forest Hydrology and Geomorphology in British Columbia**. [S.l.]: Ministry of Forests e Range, 2010. (Compendium of Forest Hydrology and Geomorphology in British Columbia, v. 1). ISBN 9780772663320.

PIKE, R.G. **Compendium of Forest Hydrology and Geomorphology in British Columbia**. [S.l.]: Ministry of Forests e Range, 2010. (Compendium of Forest Hydrology and Geomorphology in British Columbia, v. 1). ISBN 9780772663320.

PILLER, Marzio; CASAGRANDE, Diego; SCHENA, Gianni; SANTINI, Maurizio. Pore-scale simulation of laminar flow through porous media. *In*: IOP PUBLISHING, 1. JOURNAL of Physics: Conference Series. [S.l.: s.n.], 2014. v. 501, p. 012010.

POPOV, Peter; EFENDIEV, Yalchin; QIN, Guan. Multiscale modeling and simulations of flows in naturally fractured karst reservoirs. **Communications in computational physics**, v. 6, n. 1, p. 162, 2009.

POPOVA, Oksana. Analogy in the World of Geological Uncertainties, or How Reservoir Analogs May Refine Your Probabilistic Geomodel. *In*: ONEPETRO. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. [S.l.: s.n.], 2018.

RABELO, Juliana G; MAIA, Rubson P; BEZERRA, Francisco HR; SILVA, Carlos C Nascimento. Karstification and fluid flow in carbonate units controlled by propagation and linkage of mesoscale fractures, Jandaíra Formation, Brazil. **Geomorphology**, Elsevier, v. 357, p. 107090, 2020.

RAEINI, Ali. **Direct pore-scale simulation of single- and two-phase flow through confined media (alpha-release / experimental)**. 2020. Disponível em: <https://github.com/ImperialCollegeLondon/porefoam>. Acesso em: 1 mai. 2024.

AL-RAOUSH, Riyadh; PAPADOPOULOS, Apostolos. Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. **Powder technology**, Elsevier, v. 200, n. 1-2, p. 69–77, 2010.

RASAEI, Mohammad Reza; FIROOZPOUR, Fahime. Absolute permeability calculation by direct numerical simulation in porous media. **Journal of Chemical and Petroleum engineering**, University of Tehran, v. 53, n. 1, p. 91–100, 2019.

REYER, Dorothea. **Outcrop analogue studies of rocks from the Northwest German Basin for geothermal exploration and exploitation: fault zone structure,**

heterogeneous rock properties, and application to reservoir conditions. 2014. Tese (Doutorado) – Niedersächsische Staats-und Universitätsbibliothek Göttingen.

ROMANOV, Douchko; GABROVŠEK, Franci; DREYBRODT, Wolfgang. Dam sites in soluble rocks: a model of increasing leakage by dissolutional widening of fractures beneath a dam. **Engineering Geology**, Elsevier, v. 70, n. 1-2, p. 17–35, 2003.

ROSA, Adalberto José; SOUZA CARVALHO, Renato de; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** [S.l.]: Interciência, 2006.

SANTOS, Javier E; CHANG, Bernard; GIGLIOTTI, Alex; YIN, Ying; SONG, Wenhui; PRODANOVIĆ, Maša; KANG, Qinjun; LUBBERS, Nicholas; VISWANATHAN, Hari. A Dataset of 3D Structural and Simulated Transport Properties of Complex Porous Media. **Scientific Data**, Nature Publishing Group UK London, v. 9, n. 1, p. 579, 2022.

SARI, Mehmet. Determination of representative elementary volume (REV) for jointed rock masses exhibiting scale-dependent behavior: a numerical investigation. **International Journal of Geo-Engineering**, Springer, v. 12, n. 1, p. 34, 2021.

SCHEIBE, Timothy D; PERKINS, William A; RICHMOND, Marshall C; MCKINLEY, Matthew I; ROMERO-GOMEZ, Pedro DJ; OOSTROM, Mart; WIETSMA, Thomas W; SERKOWSKI, John A; ZACHARA, John M. Pore-scale and multiscale numerical simulation of flow and transport in a laboratory-scale column. **Water Resources Research**, Wiley Online Library, v. 51, n. 2, p. 1023–1035, 2015.

SHEPPARD, Adrian P; SOK, Robert M; AVERDUNK, Holger. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. **Physica A: Statistical mechanics and its applications**, Elsevier, v. 339, n. 1-2, p. 145–151, 2004.

SIEGBAHN, Kai. **Alpha-, beta-and gamma-ray spectroscopy.** [S.l.]: Elsevier, 2012.

SILVA, Leonardo dos Santos. **Caracterização petrográfica de rochas carbonáticas da Formação Jandaíra com ênfase na resistência mecânica aplicada a construções de grande porte.** 2022. B.S. thesis – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

SILVA, Orildo de Lima. **Evolução dos processos de carstificação da formação Jandaíra, Bacia Potiguar, utilizando dados obtidos por LiDAR e VANT**. 2016. Diss. (Mestrado) – Brasil.

SINGHAL, B. B. S.; GUPTA, R. P. Hydrogeology of carbonate rocks. *In: APPLIED Hydrogeology of Fractured Rocks*. Dordrecht: Springer Netherlands, 1999. P. 275–293. ISBN 978-94-015-9208-6.

SONG, Rui; WANG, Yao; LIU, Jianjun; CUI, Mengmeng; LEI, Yun. Comparative analysis on pore-scale permeability prediction on micro-CT images of rock using numerical and empirical approaches. **Energy Science & Engineering**, Wiley Online Library, v. 7, n. 6, p. 2842–2854, 2019.

SOULAINÉ, Cyprien; GJETVAJ, Filip; GARING, Charlotte; ROMAN, Sophie; RUSSIAN, Anna; GOUZE, Philippe; TCHELEPI, Hamdi A. The impact of sub-resolution porosity of X-ray microtomography images on the permeability. **Transport in Porous media**, Springer, v. 113, n. 1, p. 227–243, 2016.

SOULAINÉ, Cyprien; ROMAN, Sophie; KOVSCEK, Anthony; TCHELEPI, Hamdi A. Mineral dissolution and wormholing from a pore-scale perspective. **Journal of Fluid Mechanics**, Cambridge University Press, v. 827, p. 457–483, 2017.

SOULAINÉ, Cyprien; ROMAN, Sophie; KOVSCEK, Anthony; TCHELEPI, Hamdi A. Pore-scale modelling of multiphase reactive flow: application to mineral dissolution with production of CO₂. **Journal of Fluid Mechanics**, Cambridge University Press (CUP), v. 855, p. 616–645, nov. 2018.

SOULAINÉ, Cyprien; TCHELEPI, Hamdi A. Micro-continuum approach for pore-scale simulation of subsurface processes. **Transport in Porous Media**, Springer, v. 113, n. 3, p. 431–456, 2016.

SPEIGHT, James G. **Handbook of hydraulic fracturing**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016.

STARNONI, Michele; POKRAJAC, Dubravka; NEILSON, Joyce E. Computation of fluid flow and pore-space properties estimation on micro-CT images of rock samples. **Computers & Geosciences**, Elsevier, v. 106, p. 118–129, 2017.

STOCHERO, NP; DE MORAES, EG; MOREIRA, AC; FERNANDES, CP; INNOCENTINI, MDM; DE OLIVEIRA, AP Novaes. Ceramic shell foams produced by direct foaming and gelcasting of proteins: Permeability and microstructural characterization by X-ray microtomography. **Journal of the European Ceramic Society**, Elsevier, v. 40, n. 12, p. 4224–4231, 2020.

VAHRENKAMP, Volker C; ZHAO, Weishu; HURLEY, Neil; GRADER, Avrami. Determination and Upscaling of Rock Properties in Heterogeneous Carbonates Using Digital Rock Physics and Dynamic Simulation: From Nano-Meter to Grid Block Scale. *In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. GEO 2012. [S.l.: s.n.], 2012. cp–287.*

VIANNA, Rafael S; CUNHA, Alexsander M; AZEREDO, Rodrigo BV; LEIDERMAN, Ricardo; PEREIRA, Andre. Computing effective permeability of porous media with fem and micro-ct: an educational approach. **Fluids**, MDPI, v. 5, n. 1, p. 16, 2020.

VIK, B; BASTESEN, E; SKAUGE, A. Evaluation of representative elementary volume for a vuggy carbonate rock—Part: Porosity, permeability, and dispersivity. **Journal of Petroleum Science and engineering**, Elsevier, v. 112, p. 36–47, 2013.

VITAL, Helenice; TABOSA, Werner Farkatt; SOUZA, Zorano Sérgio de; FARIAS, Paulo R; LIMA, Zuleide Maria Carvalho; ARAÚJO, Paulo César de; CORDOBA, Valeria Centurion; SOUSA, Debora do Carmos. **Geologia e recursos minerais da folha Jandaíra SB. 24-XD-III: estado do Rio Grande do Norte**. [S.l.], 2014.

WALTHAM, Tony; WALTHAM, Antony Clive; BELL, Fred G; CULSHAW, Martin G. **Sinkholes and subsidence: karst and cavernous rocks in engineering and construction**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2005.

WESTENBERGER, Peter. **Avizo - Visualizing and Understanding Scientific and Industrial Data**. Wernigeroder Str. 129, 40595 Düsseldorf, GERMANY: [s.n.], 2010. Email: Peter.Westenberger@vsg3d.com.

ZHANG, Shuang; KLIMENTIDIS, Robert E; BARTHELEMY, Patrick. Micron to millimeter upscaling of shale rock properties based on 3D imaging and modeling. *In: INTERNATIONAL Symposium of the Society of Core Analysts. [S.l.: s.n.], 2012. v. 27, p. 30.*

APÊNDICE A – PARÂMETROS DE AQUISIÇÃO

Os parâmetros de aquisição das imagens de microtomografia estudadas neste trabalho são apresentados neste apêndice e disponíveis na Tabela 10.

Tabela 10 – Parâmetros de aquisição das amostras estudadas neste trabalho.

Amostra	Tamanho de voxel (μm)	Tensão (kV)	Tempo de exposição (s)	passo angular	Lente da câmera
PFJ07B2.1	27,75	55	0,8	(180°) 0,225°	0,4X
PJJ07B2.1	8,68	60	2	(360°) 0,225°	0,4X
PFJ03F2	3,62	60	2	(360°) 0,225°	4X

Fonte: Autor.

APÊNDICE B – LISTAS DE TRABALHOS ELABORADOS DURANTE O DOUTORADO

B.1 TRABALHOS APRESENTADOS EM CONGRESSOS

1. CARNEIRO, I. B., et al. **Estimation of absolute permeability in microCT images of highly heterogeneous carbonate rocks.** In: XLI Ibero-Latin American Congress on Computational Methods in Engineering, Foz do Iguaçu. CILAMCE, 2020.
2. CARNEIRO, I. B., et al. **Study of the Impact of MicroCT Image Resizing on Numerically Estimated Porosity and Permeability Results.** In: 19th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Bento Gonçalves, encit, 2022.
3. CARNEIRO, I. B., et al. **Estimation of Petrophysical Properties of Karstified Carbonate Rocks using X-ray Microtomography and Mercury Intrusion Porosimetry Data.** In: 6th Brazilian InterPore Chapter Conference on Porous Media. 2023, Campinas.
4. Fernandes, C. P., et al. **Accounting for Sub-resolution Porosity of X-ray Microtomography Images for Computing Absolute Permeability of Highly Heterogeneous Carbonate Rocks.** In: The International Rock Imaging Summit. 2024, Londres.

B.2 ARTIGO PUBLICADO

1. CARNEIRO, Ingrid; MANTOVANI, Iara; ARENHART, Rafael; MOREIRA, Anderson; FERNANDES, Celso; BEZERRA, Francisco; CAZARIN, Caroline; BAGNI, Fabio. Estimation of absolute permeability in microCT images of highly heterogeneous carbonate rocks. Journal of Engineering Research, v. 2, p. 2–9, jan. 2022.