



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

Lucas Debatin Vieira

**ANÁLISE MULTIESCALAR DE SISTEMAS POROSOS VULCÂNICOS A PARTIR  
DE IMAGENS DE MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X**

Florianópolis

2020

Lucas Debatin Vieira

**ANÁLISE MULTIESCALAR DE SISTEMAS POROSOS VULCÂNICOS A PARTIR  
DE IMAGENS DE MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X**

Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Materiais.

Orientador: Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.

Coorientador: Prof. Breno Leitão Waichel, Dr.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Vieira, Lucas Debatin

ANÁLISE MULTIESCALAR DE SISTEMAS POROSOS VULCÂNICOS A  
PARTIR DE IMAGENS DE MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X / Lucas  
Debatin Vieira ; orientador, Celso Peres Fernandes,  
coorientador, Breno Leitão Waichel, 2020.

105 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Ciência e Engenharia de Materiais, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Ciência e Engenharia de Materiais. 2. Sistemas  
Porosos Heterogêneos. 3. Análise de Imagens 3D. 4.  
Composição Multiescala. I. Peres Fernandes, Celso. II.  
Leitão Waichel, Breno. III. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia  
de Materiais. IV. Título.

Lucas Debatin Vieira

**ANÁLISE MULTIESCALAR DE SISTEMAS POROSOS VULCÂNICOS A PARTIR  
DE IMAGENS DE MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X**

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

---

Iara Frangiotti Mantovani, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Lucas de Magalhães May Rossetti, Dr.  
Universidade Federal do Mato Grosso

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

---

Prof. Guilherme Mariz Barra, Dr.  
Coordenador do Programa

---

Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.  
Orientador

---

Prof. Breno Leitão Waichel, Dr.  
Coorientador

Florianópolis, 2020.

À minha família.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que concedeu as oportunidades e desafios, além da saúde e forças para que todos os obstáculos pudessem ser superados.

Aos meus pais, Joarez e Marilene, que sempre me proporcionaram uma educação de qualidade, me apoiando nas horas difíceis (e nas não tão difíceis também) e me incentivando a nunca desistir durante a caminhada.

Aos meus irmãos Vítor e Camila, que sempre estiveram lá para mim, para uma conversa, ouvir um desabafo, tomar um café (e as vezes “geladal”) e até mesmo nos momentos de lazer. Vocês têm um lugar especial no meu coração.

À minha namorada, Vallentina, pelo apoio e suporte em todo e qualquer momento, principalmente naqueles em que eu duvidava da minha capacidade. Por sempre ter as palavras que eu preciso escutar. Por todo o amor. *I wolf you.*

À minha família por todo o suporte e compreensão. Vó Dolores, sempre de portas e braços abertos para me receber, inclusive com direito a almoço! A minha Tia e Dinda Marisa, por sempre ser tão solícita e compartilhar seu conhecimento comigo. Aos meus tios Neto e Cris, por me aturar durante esse ano e ainda me alimentarem.

Aos meus amigos e colegas do LMPT, Iara, Maurício, Alisson e em especial ao Anderson, por todos os ensinamentos, risadas e cervejas (de qualidade!) compartilhadas durante quase todas as sextas-feiras nesses dois anos.

Ao meu orientador, Celso (Celsão), sempre disponível para ouvir minhas ideias e “cortar minhas asas” quando elas não eram promissoras. Foi um enorme privilégio ser seu aluno. Muito obrigado!

À CAPES e FAPESC pelo suporte financeiro e incentivo à pesquisa que foram fundamentais para que esse trabalho fosse realizado. À UFSC e ao PPGMAT pela oportunidade e pelo ensino público, gratuito e de qualidade.

“Agora o meu conhecimento é imperfeito, mas depois conhecerei perfeitamente assim como sou conhecido por Deus. Portanto, agora existem estas três coisas: a fé, a esperança e o amor. Porém a maior delas é o amor.” (1 Co. 13:12-13).

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo caracterizar o meio poroso multiescalar primário e remanescente de rochas do Grupo Serra Geral (GSG), por análise de imagens tomográficas. Para isto, duas amostras de derrames *pahoehoe* pertencentes ao GSG foram escolhidas, além de sub-amostras extraídas das mesmas. O Grupo Serra Geral constitui a maior parte da Província Magmática Paraná-Etendeka, uma das maiores Províncias Basálticas Continentais (PBCs) do mundo. Sabe-se que PBC e seus produtos vulcânicos podem desempenhar diferentes papéis dentro de um sistema petrolífero, além de serem uma nova fronteira para o armazenamento de dióxido de carbono, tendo suas propriedades regidas pelas características do seu meio poroso remanescente, enquanto que o primário fornece informações sobre a história de consolidação do magma. Os resultados obtidos neste trabalho mostram uma diminuição entre as porosidades primárias e após os processos secundários das rochas, devido ao fechamento dos poros primários. Há também diferenças entre os valores obtidos por análise de imagens quando comparados com dados de porosimetria, devido à limitação da tomografia em registrar os diferentes tamanhos de poros de um meio poroso heterogêneo. No entanto, ao unir diferentes escalas de um mesmo material, a porosidade das rochas aumenta significativamente e se aproxima dos dados obtidos por porosímetros. Espera-se que, o aumento do número de amostras e sub-amostras, melhore os resultados obtidos pelo modelo multiescalar. Salienta-se que os volumes utilizados para as amostras não são representativos, o que pode ser resolvido com o aumento do número de amostras ou utilização de técnicas que forneçam imagens de melhor resolução. A falta de representatividade não influi na eficácia da microtomografia de raios X para caracterizar o meio poroso de rochas vulcânicas, pois tanto os poros primários como os remanescentes puderam ser analisados qualitativamente e quantitativamente, em duas e três dimensões.

**Palavras-chave:** Sistemas Porosos Heterogêneos. Análise de Imagens 3D. Composição Mutiescala.

## ABSTRACT

This work aims to characterize the primary and secondary porous media of rocks from Serra Geral Group (GSG), by tomographic image analysis. For this, two samples of pahoehoe flows belonging to the GSG were chosen, in addition to sub-samples extracted from them. The Serra Geral Group compose most of the Paraná-Etendeka Magmatic Province, one of the largest Continental Basaltic Provinces (PBCs) in the world. It is known that PBCs and its volcanic products can play different roles in petroleum systems, in addition to being a new frontier for the storage of carbon dioxide, having their properties governed by the characteristics of their secondary porous medium, while the primary provides information about the magma consolidation history. The results obtained in this work show a decrease between rocks' primary and secondary porosities, due to the closure of the primary pores. There are also differences between the values obtained by image analysis when compared with porosimetry data, due to the limitation of tomography in recording different pore sizes of a heterogeneous porous medium. Nevertheless, when coupling different scales of the same material, the rocks' porosities increases significantly and approximates from porosimeters data. One can expect that the greater the number of samples and sub-samples, the better the results obtained by the multiscale model. It should be noted that the volumes used for the samples were not representative, which can be resolved by increasing the number of samples or using techniques that provide better resolution images. The lack of representativeness did not influence the effectiveness of X-ray microtomography to characterize the porous medium of volcanic rocks, as both the primary and secondary pores could be analyzed qualitatively and quantitatively, in two and three dimensions.

**Keywords:** Heterogenous Porous Systems. 3D Image Analysis. Multiscale Composition.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais Províncias Magmáticas (ou Basálticas) Continentais dos últimos 400 milhões de anos distribuídas ao longo do globo, inclusive a Província Magmática Paraná-Etendeka. ....	26
Figura 2 - Mapa da Bacia Sedimentar do Paraná, com suas subdivisões. Na Supersequência Gondwana III encontra-se o Grupo Serra Geral, parte brasileira da Província Magmática Paraná-Etendeka. ....	27
Figura 3 - Classificação dos tipos de derrames básicos subaéreos baseados nas feições de superfície. ....	27
Figura 4 – Exemplo de acumulação de hidrocarbonetos (em amarelo) em andesitos basálticos na depressão da falha de Changling, Bacia de Songliao, China. ....	29
Figura 5 - Influência da microporosidade para conectar os macroporos de uma rocha. (a) e (d) mostram o meio poroso completo dos carbonatos Portland e Estailades, respectivamente. (b) e (e) mostram apenas os macroporos. (c) e (f) mostram os macroporos conectados através de microporos. ....	34
Figura 6 - Atenuação sofrida por um feixe de raios X ao atravessar um material com espessura $x$ . ....	38
Figura 7 - Esquema ilustrativo do processo de aquisição e reconstrução tomográfica. ....	39
Figura 8 - Esquema da reconstrução de imagens a partir de projeções, mostrando a maior eficácia do processo de reconstrução por Retroprojeção Filtrada. ....	40
Figura 9 - Exemplo de uma imagem obtida por microtomografia, em que (a) ocorre o artefato de beam hardening e (b) após correção por um filtro físico. É possível perceber uma maior intensidade nos tons de cinza da borda da imagem (a), que foi corrigido em (b). ....	42
Figura 10 - Comparação entre filtros de remoção de ruídos a partir de uma imagem crua (a). Gaussiano (b), difusão anisotrópica (c), variação total (d), filtragem de vizinhança (e) e <i>nonlocal means</i> (f). ....	43
Figura 11 - (a) imagem obtida pelo tomógrafo, sem processamento; (b) imagem após aplicação dos filtros denoising e edge enhancement; (c) imagem após aplicação de filtros e remoção de artefatos; (d) imagem segmentada em três fases. ....	44
Figura 12 – Representação do preenchimento da fase poro com esferas para construção da rede de poros e gargantas. ....	46

Figura 13 - Representação esquemática das três escalas utilizadas para a composição do modelo multiescala. Em branco está a fase poro, em preto a fase sólido e em cinza a fase não-resolvida. ....	48
Figura 14 - Fluxograma com as principais etapas envolvidas para alcançar os objetivos deste trabalho. ....	51
Figura 15 - Preparação das amostras para realização do trabalho. A amostra S4 (a) com as indicações de onde foram retiradas as sub-amostras do preenchimento (b) e da matriz (c), amostra S6 (d) com a indicação de onde foi retirada a sub-amostra da matriz (e). ....	53
Figura 16 - Microtomógrafo Versa 500 utilizado para a aquisição de imagens deste trabalho. ....	53
Figura 17 - Interior do microtomógrafo: à esquerda da imagem está o tubo de emissão de raios X; o suporte centralizado é o porta-amostras (stage) e o dispositivo à direita é o sistema de detecção (lentes de aumento, cintilador e câmera CCD). ....	54
Figura 18 - Etapas do processamento de imagem. Delimitação de um VOI cilíndrico na imagem bruta (a), aplicação do filtro <i>nonlocal means</i> (b) seguido do <i>unsharp masking</i> (c). As regiões em preto no cilindro representam os poros da imagem, enquanto os demais tons de cinza representam minerais que atenuaram o feixe de raios X.....	56
Figura 19 - Segmentação das imagens de baixa resolução (BR) pelo algoritmo de <i>watershed</i> , com os poros remanescentes em azul, preenchimento em vermelho e matriz em verde das amostras S4 (a) e S6 (b). ....	56
Figura 20 - Processo de segmentação da porosidade primária das amostras deste trabalho. Segmentação das fases de preenchimento (vermelho) e de poros remanescentes (azul claro) (a) e dos poros primários (azul escuro) ao unir as duas fases (b).....	57
Figura 21 - Segmentação das imagens de alta resolução da matriz (a) e do preenchimento (b), sendo separado apenas os poros (azul) dos sólidos (tons de cinza). ....	57
Figura 22 - Escolha do VOI cúbico para as imagens de baixa resolução (a), do preenchimento (b) e da matriz (c).....	58
Figura 23 - Porosímetro de intrusão de mercúrio modelo AutoPore IV, da Micromeritics, utilizado para as análises neste trabalho. ....	62
Figura 24 - Imagens de baixa resolução da amostra S4 segmentadas e renderizadas. Sólidos (a), poros remanescentes (b), poros primários (c), preenchimento com poros remanescentes (d). Em (e) tem-se uma composição dos sólidos (branco), preenchimento (vermelho) e poros remanescentes (azul). ....	64

Figura 25 - Imagens de alta resolução da amostra S4 segmentadas e renderizadas, com os poros do preenchimento (a) e sua relação com os sólidos (b), assim como os poros da matriz (c) e sua relação com seus sólidos (d). .....	65
Figura 26 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da amostra S4 em baixa resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material. ....	67
Figura 27 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal do preenchimento em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material. ....	68
Figura 28 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da matriz da amostra S4 em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material. ....	69
Figura 29- Distribuição de tamanho de poros para os poros primários, remanescentes, da matriz e do preenchimento da amostra S4. ....	70
Figura 30 - VOI cúbico binário da amostra S4 com poros primários em branco e sólidos em preto (a). A rede de poros primários, com poros representados por esferas e conexões por cilindros (b). A imagem binária (c) e a rede de poros (d) para os poros remanescentes. ....	71
Figura 31 - VOI cúbico binário para o preenchimento (a) e para a matriz (c) da amostra S4, com poros em branco e sólidos em preto, assim como a rede de poros e gargantas para os meios porosos do preenchimento (b) e da matriz (d). ....	72
Figura 32 - Distribuição de tamanho de poros multiescalar dos poros primários e remanescentes da amostra S4. ....	74
Figura 33 - Análise de representatividade dos volumes analisados para os poros primários (a), remanescentes (b), preenchimento (c) e matriz (d) da amostra S4. ....	76
Figura 34 - Imagens segmentadas e renderizadas da amostra S6. Sólidos (a), poros remanescentes (b), poros primários (c), preenchimento com poros remanescentes (d). Em (e) tem-se uma composição dos sólidos (branco), preenchimento (vermelho) e poros remanescentes (azul). ....	77
Figura 35 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da amostra S6 em baixa resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material. ....	79

Figura 36 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da matriz da amostra S6 em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material.....	80
Figura 37- Distribuição de tamanho de poros para os poros primários, remanescentes e matriz da amostra S6 e preenchimento da amostra S4. ....	81
Figura 38 - VOI cúbico binário da amostra S6 com poros primários em branco e sólidos em preto (a). A rede de poros primários, com poros representados por esferas e conexões por cilindros (b). A imagem binária (c) e a rede de poros (d) para os poros remanescentes.....	82
Figura 39 - VOI cúbico binário da matriz (a) da amostra S6, com poros em branco e sólidos em preto, assim como sua rede e poros e gargantas (b). ....	82
Figura 40 - Distribuição de tamanho de poros multiescalar dos poros primários e remanescentes da amostra S6. ....	84
Figura 41 - Análise de representatividade dos volumes analisados da amostra S6 para os poros primários (a), remanescentes (b) e para a matriz com menor (c) e maior detalhe (d). ....	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de espaços porosos primários encontrados na Formação Huoshiling na depressão da falha de Wangfu, China.....	31
Tabela 2 - Tipos de espaços porosos secundários encontrados na Formação Huoshiling na depressão da falha de Wangfu, China.....	32
Tabela 3 - Parâmetros utilizados para as análises dos escaneamentos de baixa e alta resolução (separados em preenchimento e matriz) da amostra S4.....	54
Tabela 4 - Parâmetros utilizados para as análises dos escaneamentos de baixa e alta resolução (matriz) da amostra S6.....	55
Tabela 5 - Tamanho dos volumes de interesse (VOIs) cúbicos utilizados para os escaneamentos de baixa e alta resolução (separadas em preenchimento e matriz) da amostra S4.....	58
Tabela 6 - Tamanhos dos volumes de interesse (VOIs) cúbicos utilizados para os escaneamentos de baixa e alta resolução (matriz) da amostra S6.....	58
Tabela 7 - Valores de porosidade obtidos para cada fase analisada da amostra S4 via análise de imagens ( $\phi$ ) e por porosimetria de hélio e mercúrio ( $\phi N, Hg$ ), assim como as frações de volume regiões não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos ( $I$ ).....	66
Tabela 8 - Previsões de simulações de permeabilidade usando o modelo de rede de poros para os escaneamentos realizados na amostra S4.....	72
Tabela 9 - Valores de porosidade primária e remanescente da amostra S4 obtidos a partir das imagens de BR ( $\phi$ ), por porosimetria de hélio ( $\phi He$ ) e através da composição multiescalar utilizando os valores para o preenchimento obtido por análise de imagens ( $\phi$ Multiescala) e por PIM ( $\phi Hg$ Multiescala).....	73
Tabela 10 - Volumes de Interesse utilizados para os escaneamentos da amostra S4, com o número de <i>pixel</i> utilizados nos três eixos principais.....	75
Tabela 11 - Valores de porosidade obtidos para cada fase analisada da amostra S6 via análise de imagens ( $\phi$ ) e por porosimetria de hélio e mercúrio ( $\phi He, Hg$ ), assim como as frações de volume regiões não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos ( $I$ ).....	78
Tabela 12 - Valores de porosidade primária e remanescente da amostra S6 obtidos a partir de um tomograma simples, por porosimetria de hélio e através da composição multiescalar.....	83
Tabela 13 - Volumes de Interesse utilizados para os escaneamentos da amostra S6, com o número de <i>pixel</i> utilizados nos três eixos principais.....	85

Tabela 14 – Resumo dos resultados obtidos neste trabalho para as duas amostras analisadas e as sub-amostras retiradas das mesmas.....	87
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2D e 3D Bi e tridimensional

AR Alta resolução

BR Baixa resolução

CCD *Charged-Coupled Device* (em português, dispositivo de carga acoplada)

CAT ou CT Tomografia computadorizada de Raios X

DTP Distribuição de tamanho de poros

GSG Grupo Serra Geral

IUPAC *International Union of Pure and Applied Chemistry* (em português, União Internacional de Química Pura e Aplicada)

LIP *Large Igneous Province* (em português, Províncias Ígneas Magmáticas)

LMPT Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Petrofísicas

MEV Microscopia Eletrônica de Varredura

MicroCT ou  $\mu$ CT Microtomografia computadorizada de Raios X

MRF *Markov Random Field* (em português, campo aleatório de Markov)

PBC Província Basáltica Continental

PIM Porosimetria de intrusão de mercúrio

UFSC Universidade Federal de Santa Catarina

VER Volume elementar representativo

VOI *Volume of interest* (em português, volume de interesse)

## LISTA DE SÍMBOLOS

1, 2, 3 Índices de escala

$A$  Área

$A_a$  Área transversal

$f$  Função

$f_{ij}$  Fração de volume de poros

$F(r)$  Distribuição de tamanho de poros

$i$  Escala espacial

$I$  Intensidade do raio emergente

$I_0$  Intensidade do raio incidente

$I_i$  Fase não-resolvida

$I_M$  Fração de volume da matriz

$I_P$  Fração de volume do preenchimento

$i, j, k$  Índices

$j$  Classe de poros

$k$  Permeabilidade

$L$  Comprimento

$n$  Número total de *pixels*

$n_k$  Número de *pixels* com tom de cinza  $k$

$p_k$  Frequência relativa de um *pixel* com tom de cinza  $k$

$\Delta P_f$  Diferença de pressão

$Q$  Vazão unidirecional a baixas velocidades de fluido

$r$  Raio

$S$  Sólidos

$V$  Volume

$V_c$  Volume de poros conectados

$V_p$  Volume de poros

$V_t$  Volume total do corpo sólido

$x$  Espessura

$x_i$  Extensão linear

$x, y, z$  Coordenadas cartesianas

$\phi$  Porosidade

$\phi(r)$  Porosidade da imagem após a abertura com bola de raio  $r$

$\phi_1$  Porosidade primária

$\phi_2$  Porosidade remanescente

$\phi_e$  Porosidade efetiva

$\emptyset$  Diâmetro

$\mu$  Viscosidade

$\mu$  Coeficiente de atenuação linear

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>21</b>
1.1	OBJETIVOS .....	23
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>23</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>Fundamentação teórica .....</b>	<b>24</b>
2.1	SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	24
2.2	ROCHAS ÍGNEAS .....	25
<b>2.2.1</b>	<b>Rochas Basálticas.....</b>	<b>26</b>
2.2.1.1	<i>Derrames pahoehoe.....</i>	27
2.2.1.2	<i>Derrames ‘a ‘a.....</i>	28
2.2.1.3	<i>Derrames rubbly pahoehoe .....</i>	28
<b>2.2.2</b>	<b>Importância econômica de rochas ígneas .....</b>	<b>28</b>
2.3	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS .....	29
<b>2.3.1</b>	<b>Porosidade .....</b>	<b>30</b>
2.3.1.1	<i>Porosidade em Rochas .....</i>	30
2.3.1.2	<i>Microporosidade.....</i>	33
<b>2.3.2</b>	<b>Distribuição de Tamanho de Poros .....</b>	<b>34</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Permeabilidade .....</b>	<b>35</b>
2.4	MICROTOMOGRÁFIA DE RAIOS X .....	37
<b>2.4.1</b>	<b>Princípio da Técnica .....</b>	<b>38</b>
2.5	PROCESSAMENTO E ANÁLISE DE IMAGENS DIGITAIS .....	40
<b>2.5.1</b>	<b>Pré-Processamento .....</b>	<b>41</b>
2.5.1.1	<i>Remoção de Artefatos.....</i>	42
2.5.1.2	<i>Eliminação de Ruídos .....</i>	42
2.5.1.3	<i>Realce de Bordas .....</i>	43
<b>2.5.2</b>	<b>Segmentação.....</b>	<b>44</b>

2.6	REDE DE POROS E GARGANTAS.....	45
2.7	DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS .....	46
2.8	COMPOSIÇÃO DAS ESCALAS ESPACIAIS .....	47
<b>2.8.1</b>	<b>Porosidade Total.....</b>	<b>48</b>
<b>2.8.2</b>	<b>Distribuição de Tamanho de Poros Total.....</b>	<b>49</b>
<b>3</b>	<b>Materias e métodos.....</b>	<b>51</b>
3.1	AMOSTRAS .....	51
3.2	ACQUIÇÃO DE IMAGENS TOMOGRÁFICAS .....	53
3.3	PRÉ-PROCESSAMENTO E SEGMENTAÇÃO .....	55
3.4	DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS .....	59
<b>3.4.1</b>	<b>Porosidade .....</b>	<b>59</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Distribuição de Tamanho de Poros .....</b>	<b>59</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Simulação de Permeabilidade Absoluta .....</b>	<b>60</b>
3.5	MODELO MULTIESCALAR .....	60
3.6	POROSIMETRIA.....	61
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>63</b>
4.1	AMOSTRA S4 .....	63
<b>4.1.1</b>	<b>Análise de Imagens 3D .....</b>	<b>63</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Quantificação de Imagens Digitais – Fração de Fase.....</b>	<b>65</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Simulação de Permeabilidade Absoluta .....</b>	<b>70</b>
<b>4.1.4</b>	<b>Modelo Multiescalar .....</b>	<b>73</b>
<b>4.1.5</b>	<b>Representatividade das Amostras .....</b>	<b>75</b>
4.2	AMOSTRA S6 .....	76
<b>4.2.1</b>	<b>Análise de Imagens 3D .....</b>	<b>76</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Quantificação de Imagens Digitais – Fração de Fase.....</b>	<b>77</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Simulação de Permeabilidade Absoluta .....</b>	<b>81</b>
<b>4.2.4</b>	<b>Modelo Multiescalar .....</b>	<b>83</b>
<b>4.2.5</b>	<b>Representatividade das Amostras .....</b>	<b>85</b>

4.3	RESUMO DOS RESULTADOS.....	86
5	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>88</b>
6	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>90</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O entendimento e caracterização da microestrutura do meio poroso de rochas presentes em sistemas petrolíferos tornam-se imprescindível para prever o padrão do escoamento de fluidos e diminuir as incertezas durante a extração de hidrocarbonetos, principalmente em rochas reservatório, majoritariamente compostas por arenitos e carbonatos (JANJUHAH *et al.*, 2018; TAVAKOLI; JAMALIAN, 2018). No entanto, estudos nas últimas décadas trazem um novo horizonte exploratório para a indústria petrolífera, com rochas vulcânicas atuando como reservatório de óleo e gás ao invés de apenas fornecer calor para a maturação de matéria orgânica (ZOU *et al.*, 2013).

Com o crescimento da demanda industrial, as técnicas de caracterização microestrutural evoluíram rapidamente e, equipamentos antes aplicados apenas em estudos médicos, como a tomografia de raios X, começaram a ser usados em materiais geológicos, sendo hoje possível atingir resoluções micro e até nanométricas (LANDIS; KEANE, 2010). As imagens tomográficas tridimensionais de alta resolução são processadas em softwares específicos para estudo da microestrutura, obtendo-se propriedades como distribuição de tamanho de poro, porosidade, morfologia de poros, perfil de porosidade e conectividade, além de outras propriedades associadas à fase não poro dos materiais (SCHLÜTER *et al.*, 2014).

Ainda que bastante difundida no imageamento de rochas (principalmente sedimentares e, mais recentemente, vulcânicas), a microtomografia de raios X possui limitações para registrar morfologias menores do que o tamanho do *pixel* da imagem gerada (resolução) (CHAUHAN *et al.*, 2016). Em se tratando do meio poroso, a limitação da técnica deixa de registrar uma parcela dos poros que são inferiores à resolução da imagem, o que pode levar a valores bastante discrepantes de porosidade e permeabilidade quando comparados com valores obtidos por porosimetria, principalmente em materiais heterogêneos, uma vez que estes podem ter até 70% da sua porosidade composta por poros menores do que 10 micrômetros (YU *et al.*, 2014).

A fim de eliminar as diferenças entre os valores, obteve-se várias aquisições tomográficas de uma amostra, melhorando a resolução espacial a cada imageamento, estes foram posteriormente agrupadas em um modelo de composição multiescala. O objetivo desse modelo é a composição dos parâmetros de porosidade e distribuição de tamanho de poros das diferentes escalas analisadas (PAPADOPOULOS *et al.*, 2009; MANTOVANI, 2013).

Visto que a técnica apresenta valores satisfatórios em rochas carbonáticas, utilizou-se a mesma técnica neste trabalho para a caracterização do meio poroso de rochas vulcânicas, a fim de eliminar as discrepâncias entre os valores obtidos por análise de imagens e técnicas de porosimetria, para contribuir no melhor entendimento da microestrutura de rochas vulcânicas, uma vez que estas rochas são um novo horizonte exploratório da indústria petrolífera.

O estudo de meios porosos, associado a outros estudos texturais, fornece informações sobre o vulcanismo e compõe um recurso importante para entender a estrutura interna dos derrames de lava (WALKER, 1989). Portanto, o interesse na porosidade e permeabilidade das rochas vulcânicas aumentou nos últimos anos. Essas características fornecem informações cruciais para identificar o processo de erupção nos magmas e também para avaliar essas rochas como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos (SAHAGIAN; MAUS, 1994; KLUG; CASHMAN, 1996; CHEN *et al.*, 1999; SAAR; MANGA, 1999; SAHAGIAN *et al.*, 2002; FENG, 2008; COLOMBIER *et al.*, 2017).

A configuração de um reservatório vulcânico é controlada pelas propriedades do magma. O processo de cristalização e as propriedades físico-químicas podem levar à exsolução de voláteis, formação fraturas e cavidades que comporão a estrutura porosa da rocha. Considerando isso, este trabalho tem como objetivo caracterizar o meio poroso primário e remanescente de rochas vulcânicas, uma vez que a porosidade primária é a chave para acessar seu processo de erupção. Para isso, duas amostras de rocha vulcânica que apresentam poros abertos e fechados foram escaneadas via microtomografia de raios X e seu meio poroso quantificado por análise de imagem. Além disso, aquisições de  $\mu$ CT com resoluções aprimoradas foram realizadas para analisar a porosidade dos minerais de preenchimento e também a matriz das rochas. As análises de diferentes escalas foram montadas em uma determinação multiescalar da porosidade total da amostra (PAPADOPOULOS *et al.*, 2009; MANTOVANI, 2013).

Utilizaram-se rochas vulcânicas coletadas na Bacia do Paraná, no Grupo Serra Geral (Província Magmática Paraná-Etendeka) (ROSSETTI *et al.*, 2018). Estas rochas são correlatas às sequências vulcânicas e vulcano sedimentares da Bacia de Campos, que produziram hidrocarbonetos em reservatórios vulcânicos durante anos (MIZUSAKI, 1987; MISUZAKI *et al.*, 1988; MISUZAKI *et al.*, 1992). Desta forma, torna-se fundamental o estudo de sistemas análogos em terra, uma vez que o acesso e a extração de amostras em bacias sedimentares de alto mar (*offshore*) são complexos e custosos.

## 1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos desta dissertação.

### 1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo caracterizar o meio poroso primário e remanescente de rochas vulcânicas do Grupo Serra Geral por microtomografia de raios X e análise de imagens.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Preparar as amostras de rochas vulcânicas do GSG em plugues com 27,2 milímetros de diâmetro e retirar sub-amostras da matriz e do preenchimento com aproximadamente 1 milímetro de diâmetro;
- Imagear os plugues com 27,2 milímetros em baixa resolução e os com aproximadamente 1 mm em alta resolução por microtomografia de raios X;
- Determinar porosidade e distribuição de poro da sub-amostra do preenchimento por porosimetria de intrusão de mercúrio;
- Tratar as imagens obtidas via software de análise de imagens e separar as porosidades das amostras em primária e remanescente.
- Quantificar os parâmetros de porosidade, distribuição de tamanho de poros, perfil de porosidade, permeabilidade absoluta e rede de poros e gargantas a partir das imagens;
- Obter a porosidade e distribuição de tamanho de poros das amostras através do modelo multiescalar com os resultados obtidos nos escaneamentos em diferentes resoluções;
- Obter a porosidade das amostras através do modelo multiescalar com os dados do escaneamento de baixa resolução;
- Comparar os resultados obtidos entre si e com dados da literatura.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 SISTEMAS PETROLÍFEROS

Sistema petrolífero é definido como uma relação genética que liga uma rocha fonte a todo óleo e gás gerado, englobando todos os elementos geológicos e processos essenciais para a formação e acumulação de petróleo (DEMBICKI, 2017). Seus principais componentes são rochas geradoras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas (armadilhas), estas associadas a dois fenômenos geológicos temporais: sincronismo e migração (MILANI *et al.*, 2001).

Rochas geradoras são os elementos desse sistema que, em algum momento da sua evolução geológica, acumulam grandes volumes de matéria orgânica. Posteriormente são submetidas a temperaturas e pressões específicas, possibilitando a geração de hidrocarbonetos. Após sua geração, o petróleo ocupa maiores volumes do que sua matéria orgânica parental, supersaturando o meio poroso da rocha. Promove aumento de pressões que provocam fraturamentos, favorecendo a migração dos hidrocarbonetos para zonas de mais baixa pressão. Essa migração ocorre até estes fluidos encontrarem uma rocha que permita seu armazenamento, geralmente rochas sedimentares de granulometria de fração areia a seixo, no entanto, qualquer rocha porosa pode exercer papel de reservatório (MILANI *et al.*, 2001).

Para que o hidrocarboneto permaneça armazenado de maneira efetiva no meio poroso da rocha e não migre para zonas de mais baixas pressões, torna-se necessário que a mesma esteja confinada por meio de armadilhas estruturais, sedimentares, domos salinos, entre outras. Uma vez aprisionados e acumulados, os hidrocarbonetos precisam atingir uma camada impermeabilizante (selos). Esta possui baixa capacidade de transmissão de fluidos (permeabilidade), permitindo o acúmulo do petróleo no reservatório (MILANI *et al.*, 2001).

Rochas reservatório são caracterizadas por possuírem altas porosidade e permeabilidade, permitindo o armazenamento de grandes volumes de água e hidrocarbonetos, além da capacidade de transmissão de fluidos no seu meio poroso. De maneira geral, rochas com alta porosidade também possuem alta permeabilidade, no entanto uma rocha porosa pode ser pouco permeável se não houver conexão entre seus poros (MARQUES, 2011).

O tipo de rocha reservatório determina a quantidade de fluido que pode ser armazenado no meio poroso, a habilidade de transmissão e percolação do fluido, além de outras propriedades físicas associadas, como resistividade e condutividade elétricas. Convencionalmente, rochas sedimentares, como arenitos e carbonatos são o foco de estudos

associados aos reservatórios (reservatórios convencionais). No entanto, um outro tipo de reservatório vem sendo estudado desde a década de 50 e ganhou uma maior visibilidade nas últimas duas décadas, os chamados reservatórios não-convencionais. Por definição, reservatórios não-convencionais são aqueles com permeabilidade inferior a 0,1 mD, com possibilidade de haver exceções. Os principais tipos de rocha classificados como esse tipo de reservatório são folhelhos (*shales*), arenitos “apertados” (*tight sandstones*) e ígneos (MA; HOLDITCH, 2016).

Reservatórios ígneos de hidrocarbonetos foram descobertos acidentalmente, por acreditar-se que a ocorrência de petróleo nesse tipo de rocha era um mero acaso, sendo então negligenciados por possuírem, em sua maioria, baixa qualidade em propriedades como porosidade e permeabilidade quando comparados principalmente com as rochas de reservatórios convencionais. No entanto, estas descobertas abriram novas fronteiras no cenário exploratório e necessitam de estudos mais aprofundados visando diminuir incertezas anteriores à exploração (GREENFIELD *et al.*, 2019). Além de exercerem o papel de rochas reservatório, rochas ígneas (ou associadas) podem ser rochas-fonte de hidrocarbonetos, contribuir como fonte de calor para a maturação de matéria orgânica do sistema petrolífero, a mobilização de seus voláteis e fluidos hidrotermais pode contribuir na migração de hidrocarbonetos e, por fim, podem atuar como armadilhas e selos, para que estes fiquem armazenados no sistema petrolífero (SCHUTTER, 2003).

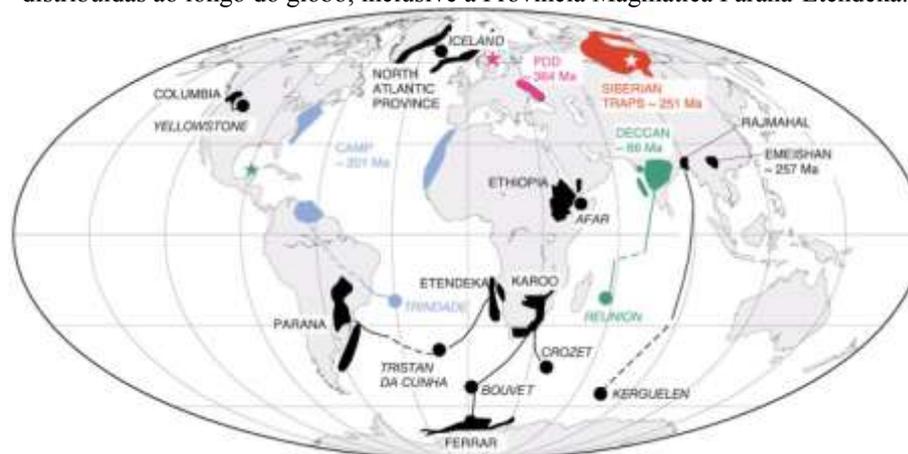
## 2.2 ROCHAS ÍGNEAS

Rochas ígneas são aquelas formadas a partir de produtos fundidos do interior da Terra, sendo magma o termo mais generalista para definir uma rocha fundida. De maneira mais abrangente, magma pode ser definido como qualquer corpo ascendente que, ao se aproximar da superfície possui bolhas de gás, cristais e uma parcela de material fundido. Ao atingir a superfície e perder parte do gás para a atmosfera, o termo mais apropriado para o material fundido é lava. Se o magma cristalizar antes de atingir a superfície terrestre, este formará rochas plutônicas ou intrusivas, de maneira similar e se o magma cristalizar após atingir a superfície terrestre (lava), formará rochas vulcânicas ou extrusivas (GILL, 2010).

### 2.2.1 Rochas Basálticas

Como citado anteriormente, uma rocha vulcânica se forma pela cristalização de um magma após atingir a superfície terrestre. Dentre as diversas rochas vulcânicas formadas na superfície, basaltos são a de maior representatividade volumétrica, ocorrendo em diversos ambientes e condições, inclusive na Lua e como constituintes de certos meteoritos (GILL, 2010). Grandes episódios de extravasamento de magma, posteriormente resfriados, formam extensos e espessos platôs de rochas ígneas que estão localizados ao redor de todo o globo, conhecidas como Grandes Províncias Ígneas (*Large Igneous Provinces – LIPs*). Entretanto, quando compostas majoritariamente por basaltos e encontradas na porção continental, denominam-se Províncias Basálticas Continentais (PBCs) (SHETH, 2007) (Figura 1).

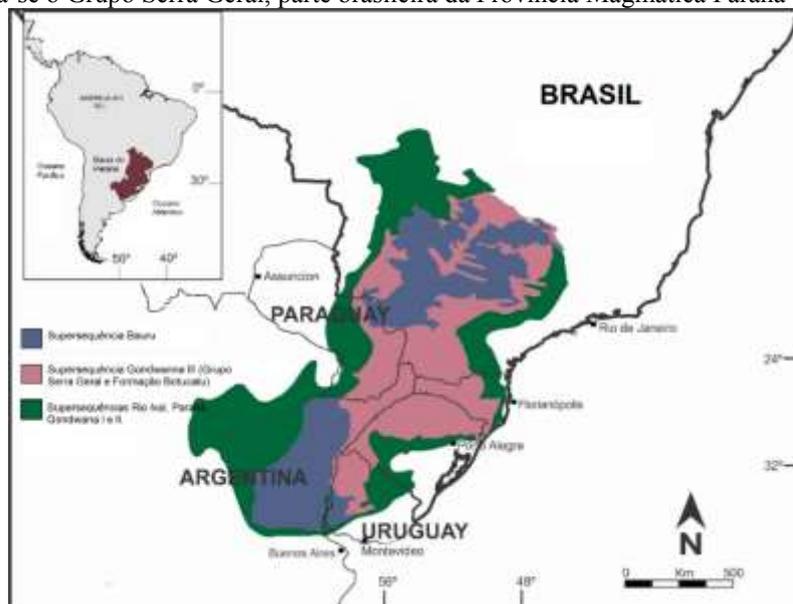
Figura 1 - Principais Províncias Magmáticas (ou Basálticas) Continentais dos últimos 400 milhões de anos distribuídas ao longo do globo, inclusive a Província Magmática Paraná-Etendeka.



Fonte: MORGAN; RESTON; RANERO, 2004.

Em território brasileiro se encontra a Província Magmática Continental Paraná-Etendeka, representada pelas rochas do Grupo Serra Geral (ROSSETTI *et al.*, 2018) (Figura 2).

Figura 2 - Mapa da Bacia Sedimentar do Paraná, com suas subdivisões. Na Supersequência Gondwana III encontra-se o Grupo Serra Geral, parte brasileira da Província Magmática Paraná-Etendeka.



Fonte: Modificado de WAICHEL *et al.*, 2013.

Estes grandes volumes extravasados de basalto invariavelmente formam derrames basálticos, sendo que os subaéreos podem ser divididos, de maneira resumida, em três tipos: *pahoehoe*, *rubbly pahoehoe* e *a'a* (Figura 3).

Figura 3 - Classificação dos tipos de derrames básicos subaéreos baseados nas feições de superfície.

TIPO DE LAVA	DEFINIÇÃO	CRIOLOS	IMPORTÂNCIA
PAHOEHOE	UM TERMO HAWAIAO QUE SIGNIFICA 'LAVA LISA E INDEBILITADA' QUE TEM SUPERFÍCIE LISA, REVOLTA, ONDULADA OU CORDADA. LAVAS DESSE TIPO SÃO COMPOSTAS POR VÁRIAS UNIDADES	MÚLTIPLAS UNIDADES (COMPOSTO) CONSTITUINTES DO PAHOEHOE	AS CARACTERÍSTICAS DESSAS SUPERFÍCIES SE DÃO PELO MOVIMENTO DA LAVA FLUÍDA SOB UMA CRUSTA SUPERFICIAL SOLIDIFICADA. TIPO DE LAVA COMPOSTO.
RUBBLY PAHOEHOE	FLUXO DE LAVA COM BASE PRESERVADA E CRUSTA SUPERFICIAL BRECCHADA. CONSTITUÍDO POR TIPOS MORFOLÓGICOS DIFERENTES DOS TIPOS PAHOEHOE E A'A	SUPERFÍCIE BRECCHADA E BASE PRESERVADA	TIPO DE LAVA TRANSICIONAL ENTRE PAHOEHOE E A'A. QUE SE FORMA SOB TAXAS BRUSIVAS DE LAVA MAIORES QUE A PAHOEHOE.
A'A	TERMO HAWAIAO QUE SIGNIFICA 'PEDRA COM LAVA ÁSPERA'. É UM DOS TRÊS TIPOS DE FLUXOS DE LAVA BÁSICA, QUE A SUPERFÍCIE É COMPOSTO POR BLOCOS DE LAVA TUBERADOS	SUPERFÍCIES IRREGULARES E BRECCHADAS	GERALMENTE DERRAMES A'A SÃO OS MAIS VISCOSOS DE TODOS OS TIPOS MORFOLÓGICOS E AVANÇAM MUITO MAIS DEBILITADO DO QUE FLUXOS PAHOEHOE NA MESMA DECLIVIDADE.

Fonte: Modificado de DURAI SWAMI *et al.*, 2014.

### 2.2.1.1 Derrames *pahoehoe*

Derrames deste tipo são caracterizados pela formação de três zonações horizontais: base, núcleo e topo. A porção basal possui porosidade formada pelo escape de gases

(vesículas) com espessura de 30 a 40 centímetros; o meio do derrame mostra-se bastante denso e pode ou não apresentar microporosidade; e no topo vesiculado se concentra a maior densidade de poros do derrame (AUBELE; CRUMPLER; ELSTON, 1988).

#### 2.2.1.2 *Derrames ‘a ‘a*

Este tipo de derrame possui uma zonação dividida em topo, núcleo e base, com os extremos fragmentados e o núcleo maciço. É um derrame pouco comum em Províncias Basálticas Continentais (PBC) (MACDONALD, 1953).

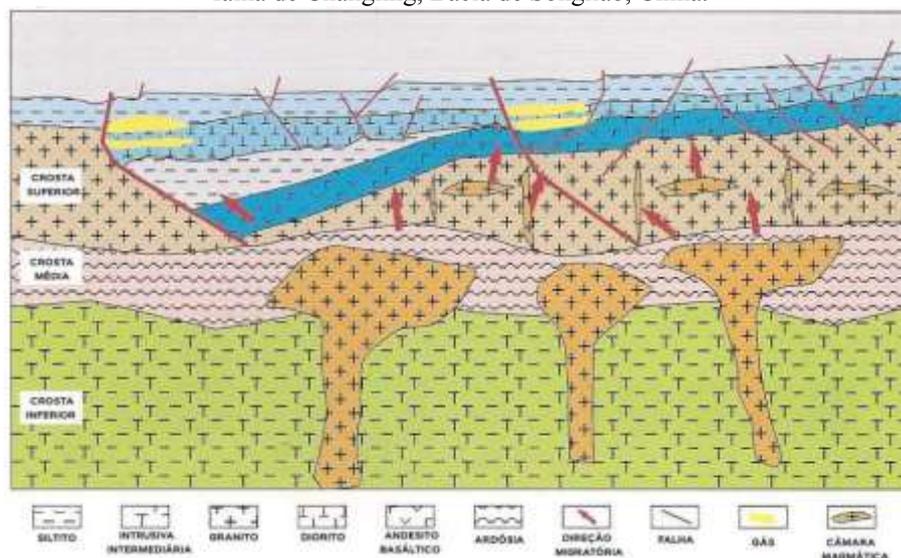
#### 2.2.1.3 *Derrames rubbly pahoehoe*

São derrames transicionais entre *pahoehoe* e ‘a ‘a, com uma base vesiculada, núcleo maciço e um topo fragmentado, sendo que abaixo dos fragmentos do topo, há uma faixa com presença de vesículas (DURAIWAMI; BONDRE; MANGAVE, 2008; GUILBAUD, 2003; KESZTHELYI, 2002).

### 2.2.2 **Importância econômica de rochas ígneas**

Estudos realizados desde o início dos anos 50 até mais recentemente comprovaram a importância de derrames vulcânicos em sistemas petrolíferos dentro de bacias sedimentares (MENCHER *et al.*, 1953; CHEN; HUO; ZHANG, 1999; FENG, 2008; WANG *et al.*, 2018) (Figura 4), tanto na influência no grau de maturação da matéria orgânica, como no próprio armazenamento de hidrocarbonetos (SRUOGA; RUBINSTEIN; HINTERWIMMER, 2004; LUO *et al.*, 2005; WU *et al.*, 2006; FAROOQUI *et al.* 2009; ARNES *et al.*, 2011; GRAPES, 2011; LENHARDT; GOTZ, 2011; ZOU *et al.*, 2013). As produções, em barris de petróleo, variam dependendo da localidade, desde 400 barris/dia na PBC do Deccan, na Índia (FAROOQUI *et al.* 2009), até 10.000 barris/dia no campo de Los Cavaos, Bacia de Neuquén, na Argentina (SENGER *et al.* 2017). Há ainda registros de reservatórios vulcânicos na Província do Atlântico Sul, na Bacia de Campos (campo de Badejo), composto por basaltos subaéreos vesiculados, fraturados e alterados, com baixos valores de permeabilidade (MIZUSAKI; THOMAZ FILHO; VALENÇA, 1988; MIZUSAKI *et al.*, 1992), além de sistemas análogos encontrados na Província Magmática Paraná-Etendeka, tanto no Brasil (ROSSETTI *et al.*, 2019) como na Namíbia (STANISTREET; STOLLHOFEN, 1999).

Figura 4 – Exemplo de acumulação de hidrocarbonetos (em amarelo) em andesitos basálticos na depressão da falha de Changling, Bacia de Songliao, China.



Fonte: Modificado de ZOU *et al.*, 2013

Além de apresentar potencial para a extração de hidrocarbonetos, estudos e projetos comprovaram a viabilidade de rochas ígneas, em especial basaltos, para o armazenamento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Devido aos grandes volumes e extensões areais das PBCs e às reações químicas que ocorrem entre o gás armazenado e os cátions divalentes, abundantes nos minerais que compõe os basaltos e rochas quimicamente semelhantes, precipitam carbonatos de magnésio e cálcio no meio poroso dessas rochas (DAVAL, 2018; GISLASON *et al.*, 2010; MATTER *et al.*, 2011; MATTER; KELEMEN, 2009; MCGRAIL *et al.*, 2006). Desta forma, o estudo e entendimento do meio poroso e de algumas propriedades petrofísicas de rochas vulcânicas torna-se fundamental para a diminuição de erros e incertezas na extração de hidrocarbonetos ou armazenamento de CO<sub>2</sub>.

### 2.3 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

O termo petrofísica foi introduzido a primeira vez por ARCHIE (1950) com intuito de agrupar todos os estudos de propriedades físicas de rochas referentes à distribuição de fluidos em seu meio poroso. Na atualidade, o termo pode ser definido como um conjunto de estudos e disciplinas que dizem respeito às propriedades físicas de rochas e/ou minerais na matriz ou como preenchimento de poros, além dos fluidos percolantes no meio poroso (VIEIRA, 2016).

Dentre as propriedades petrofísicas destacam-se: porosidade, permeabilidade, resistividade da rocha e do fluido à corrente elétrica e pressão capilar. No entanto, as duas propriedades mais importantes para o estudo de rochas reservatório são porosidade e permeabilidade. Porosidade é definida como a razão entre o volume de poros sobre o volume total do material, enquanto que a permeabilidade é a capacidade do material transmitir um fluido (TIAB; DONALDSON, 2012).

Dados recentes de porosidade e permeabilidade de rochas vulcânicas da Islândia mostram uma grande variedade de valores dessas propriedades, com porosidades variando entre 3,14% e 48,69% e valores de permeabilidade entre 0,0017 e 8784,3 mD. Tamanhas diferenças estão associadas com mudanças na composição da lava, grau de alteração e estrutura porosa das rochas (GREENFIELD *et al.*, 2019).

### 2.3.1 Porosidade

Porosidade  $\phi$  é uma propriedade macroscópica do meio poroso, definida pela razão entre o total de espaços vazios  $V_p$  sobre o volume total do material  $V_t$ :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Os poros de um material podem ser separados em dois grupos: conectados ou não conectados. A porosidade calculada pela equação (1) considera todo o meio poroso (conectado e não conectado). No entanto, para a percolação de um fluido através de um material interessa apenas a porosidade conectada  $V_c$ . A razão entre o volume de poros conectados sobre o volume total da rocha é chamada de porosidade efetiva  $\phi_e$ , dada por:

$$\phi_e = \frac{V_c}{V_t} \quad (2)$$

#### 2.3.1.1 Porosidade em Rochas

Em se tratando de rochas, os poros podem se formar durante a consolidação da rocha (poros primários) ou em processos geológicos posteriores à formação da mesma, como intemperismo e hidrotermalismo (poros secundários) (CHOQUETTE; PRAY, 1970; ZOU *et al.*, 2013; JIANG *et al.*, 2017). Em rochas vulcânicas, a porosidade primária se refere a todos

os poros formados durante a intrusão, erupção e/ou cristalização do magma, anterior à diagênese (Tabela 1).

Tabela 1 - Tipos de espaços porosos primários encontrados na Formação Huoshiling na depressão da falha de Wangfu, China.

<b>Origem</b>	<b>Tipo de Porosidade</b>		<b>Mecanismo de Formação</b>
Espaço Poroso Primário	Poros Primários	Vesículas	Expansão e escape de gases.
		Poros Intergranulares	Espaços remanescentes entre clastos após compactação diagenética.
		Poros Intercristalinos	Recristalização de minerais.
	Fraturas Primárias	Fraturas de Resfriamento	Contrações desiguais durante o resfriamento do magma.
		Fraturas de Explosão	Explosão gás-fluido de magma.

Fonte: Modificado de JIANG *et al.*, 2017.

Feições de destaque na porosidade primária de rochas vulcânicas são as vesículas, geradas pela exsolução de gases durante a descompressão de magmas saturados em voláteis. Se as vesículas estiverem alongadas em alguma direção, então a permeabilidade naquela direção tende a ser maior (BLOWER, 2001). Eventualmente, devido a processos secundários, vesículas podem estar parcial ou totalmente preenchidas por minerais, formando amígdalas e diminuindo o meio poroso interconectado (TORAMARU, 1990). Processos secundários são ainda responsáveis por promover dissoluções do meio poroso, gerando uma porosidade secundária (Tabela 2). Outro tipo de porosidade bastante importante forma-se através de fraturamentos, que podem ser tanto primários como secundários, além de poder aumentar consideravelmente a porosidade e permeabilidade de rochas vulcânicas (HEAP; KENNEDY, 2016).

Tabela 2 - Tipos de espaços porosos secundários encontrados na Formação Huoshiling na depressão da falha de Wangfu, China.

<b>Origem</b>	<b>Tipo de Porosidade</b>	<b>Mecanismo de Formação</b>
Espaço Poroso Secundário	Poros Secundários	Poros Dissolvidos em Matriz
		Poros Intragranulares Dissolvidos
		Poros Dissolvidos em Preenchimento
		Poros de Desvitrificação
	Fraturas Secundárias	Fraturas Extensionais
		Fraturas de Cisalhamento
		Fraturas de Compressão
		Fraturas Estruturais Dissolvidas

Fonte: Modificado de JIANG *et al.*, 2017.

A conectividade dos poros nessas rochas se desenvolve por “vesiculação”, impulsionada pela formação de bolhas (nucleação, crescimento e coalescência), por fraturamentos ou ainda pela combinação dos dois processos. Rochas vesiculadas provenientes de magmas que têm apenas um evento de nucleação e que possuem porosidade abaixo de 30%, apresentam permeabilidade igual a zero (BLOWER, 2001), no entanto, alguns tipos de rochas vulcânicas com porosidade acima de 10% já apresentam valores significativos de permeabilidade (1 mD) (COUVES *et al.*, 2016), comprovando que este tipo de rocha apresenta uma grande variedade de valores de porosidade e permeabilidade (SCHUTTER, 2003). A conectividade pode ser utilizada para identificar uma porosidade limítrofe de percolação dentro de uma rocha vulcânica (COLOMBIER *et al.*, 2017).

O meio poroso de uma rocha revela informações cruciais sobre os seus processos de formação (registrados na porosidade primária), sobre processos de intemperismo de dissolução (registrados na porosidade remanescente) e até informações sobre tensões e processos de resfriamento, registrado em fraturas (ZOU *et al.*, 2013). Dessa forma, o meio

poroso é uma ferramenta geológica de extrema valia para compreender os diversos processos envolvendo rochas (WALKER, 1989). Essas características fornecem informações cruciais para identificar o processo de erupção nos magmas e também para avaliar essas rochas como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos (SAHAGIAN; MAUS, 1994; KLUG; CASHMAN, 1996; CHEN *et al.*, 1999; SAAR; MANGA, 1999; SAHAGIAN; PROUSSEVITCH; CARLSON, 2002; FENG, 2008; COLOMBIER *et al.*, 2017).

Existe ainda uma parcela de poros que são encontrados na escala micro e, apesar da escala diminuta, são imprescindíveis para a conectividade dos poros macroscópicos do material (LIN *et al.*, 2016).

### 2.3.1.2 Microporosidade

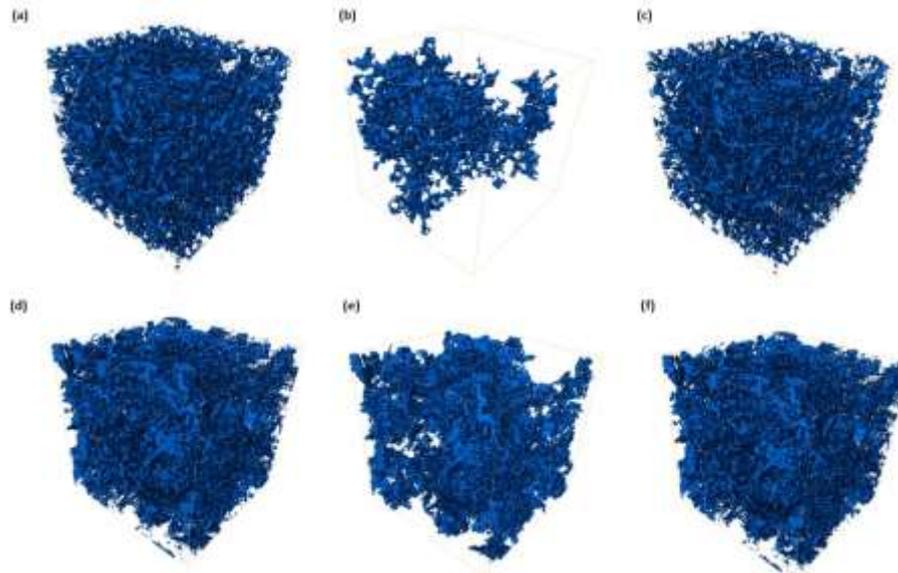
ROUQUEROL *et al.* (1994) subdividem os poros de um material de acordo com seu tamanho, com intuito de facilitar as caracterizações do meio poroso, assim como em relatórios anteriores da União Internacional de Química Pura e Aplicada (IUPAC - *International Union of Pure and Applied Chemistry*). Dessa forma, os poros de um material podem ser divididos em três grupos: macroporos, com largura maior do que 50 nanômetros; mesoporos, com larguras entre 2 e 50 nanômetros; e microporos, com largura menor do que 2 nanômetros.

Apesar da classificação de meio poroso proposta pela IUPAC, a mesma não foi aplicada para rochas. O tamanho mínimo para que um poro seja considerado micro em rochas varia de autor para autor. CHOQUETTE; PRAY (1970) consideram microporos todos aqueles com menos de 62,5 micrometros ( $\mu\text{m}$ ) de diâmetro médio; já PITTMAN (1971) propõe que apenas poros com menos de um micrômetro de diâmetro em pelo menos uma direção podem ser considerados micro; VOLERY *et al.* (2010) definem como microporos aqueles com menos de 8  $\mu\text{m}$  de diâmetro; outros autores consideram 10  $\mu\text{m}$  como valor limítrofe de diâmetro para microporosidade (CANTRELL; HAGERTY, 1999; YU *et al.*, 2014; FREIRE-GORMALY *et al.*, 2015; JANJUHAH *et al.*, 2018; TAVAKOLI; JAMALIAN, 2018). LIN *et al.* 2016 consideram como microporos aqueles com os tamanhos abaixo da resolução da análise de microtomografia de raios X.

Apesar das divergências entre alguns autores, todos enfatizam que este tipo de porosidade não pode ser detectado sem o auxílio de técnicas avançadas como microscopia eletrônica de varredura (MEV), porosimetria de intrusão de mercúrio (PIM) e, mais recentemente, microtomografia de raios X ( $\mu\text{CT}$ ).

A microporosidade ocorre tanto em rochas sedimentares (como arenitos e carbonatos), quanto em rochas vulcânicas e, semelhante a qualquer outra propriedade da microestrutura, interfere em propriedades tais como dureza, estabilidade química e permeabilidade. Em alguns tipos de carbonatos a microporosidade corresponde a mais de 50% da porosidade total da rocha (YU *et al.*, 2014; LIN *et al.*, 2016) (Figura 5), sendo 80% a parcela limítrofe de microporosidade para diferenciar carbonatos que possuem a permeabilidade controlada por microporos (>80%) e aqueles que possuem micro e macroporosidade contribuindo na permeabilidade (< 80%) (FULLMER *et al.*, 2014). Dessa forma, negligenciar a microporosidade durante a interpretação de poços de rochas reservatório de hidrocarbonetos pode levar a interpretações bastante equivocadas na predição do fluxo de fluidos e, conseqüentemente, aumentar as incertezas durante a extração de óleo e gás (JANJUHAH *et al.*, 2018; TAVAKOLI; JAMALIAN, 2018).

Figura 5 - Influência da microporosidade para conectar os macroporos de uma rocha. (a) e (d) mostram o meio poroso completo dos carbonatos Portland e Estailades, respectivamente. (b) e (e) mostram apenas os macroporos. (c) e (f) mostram os macroporos conectados através de microporos.



Fonte: Modificado de LIN *et al.*, 2016.

### 2.3.2 Distribuição de Tamanho de Poros

A distribuição de tamanho de poros de um dado material poroso é definida pela quantidade relativa a cada tamanho de poro em um volume que seja representativo. Geralmente é apresentado como uma função  $f(r)$ , que tem um valor proporcional ao volume somado de todos os poros cujo raio efetivo está dentro de uma faixa infinitesimal centrada em

r. (NIMMO, 2004). Rochas como arenitos, carbonatos e vulcânicas podem apresentar distribuição de tamanho de poros bi- ou tri-modal (SHIN *et al.*, 2005; KNACKSTEDT *et al.*, 2006; PROUSSEVITCH; SAHAGIAN; CARLSON, 2007; PROUSSEVITCH; SAHAGIAN; TSENTALOVICH, 2007; YAN *et al.*, 2015).

Um dos mais tradicionais métodos para determinar a distribuição de tamanho de poro é a porosimetria de intrusão de mercúrio (PIM), em que injeta-se o mercúrio na amostra à medida que a pressão é aumentada, medindo simultaneamente o volume de mercúrio que entra na mesma, permitindo a investigação de poros com tamanhos entre 500  $\mu\text{m}$  e 3,5 nm (PADHY *et al.*, 2007). O diâmetro dos poros está relacionado com a pressão necessária para injetar o mercúrio, sendo que o menor tamanho de poro que pode ser preenchido é limitado pela pressão máxima que o equipamento pode atingir. Este método ainda fornece valores de porosidade efetiva. No entanto, a PIM determina a maior abertura de um poro e não seu tamanho real, vale ressaltar também que existe um modelo por trás deste processo, em que uma série de suposições são realizadas (GIESCHE, 2006)

Outro método bastante utilizado nos últimos anos é a porosimetria por expansão e adsorção de gases, sendo o gás nitrogênio o mais aplicado. Assim como a PIM, fornece os valores de porosidade, sendo preferível para rochas pouco permeáveis. Possui algumas vantagens em relação à intrusão de mercúrio: (1) moléculas pequenas que rapidamente penetram em poros pequenos, (2) é inerte e não adsorve na amostra, (3) pode ser considerado um gás ideal para pressões e temperaturas geralmente empregadas nesses experimentos e (4) o nitrogênio possui alta difusividade, o que favorece a medição em amostras de baixa permeabilidade. Não obstante, por se utilizar de um gás de baixa densidade, esta técnica não fornece dados sobre tamanho médio e distribuição de tamanho de poros (ANOVITZ; COLE, 2015; ZHU *et al.*, 2019).

### 2.3.3 Permeabilidade

Permeabilidade é a propriedade referente à habilidade do fluxo de fluidos através de um meio. Em situações onde apenas um fluido permeia o meio poroso, a permeabilidade é denominada intrínseca (MOREIRA, 2013). A permeabilidade intrínseca é definida pela Lei de Darcy, sob considerações de um fluido newtoniano, com escoamento permanente unidirecional e baixas viscosidades. A unidade de permeabilidade no SI é  $\text{m}^2$ , mas usualmente

é dada em Darcy (D) ou miliDarcy (mD), onde  $1D \approx 10^{-12} \text{ m}^2$  e  $1 \text{ mD} = 0,001 \text{ D}$  (TIAB; DONALDSON, 2012).

$$Q = \frac{k\Delta A_a}{\mu} \left( \frac{\Delta P_f}{L} \right) \quad (3)$$

Na equação (3),  $k$  é a permeabilidade,  $Q$  é a vazão unidirecional de um fluido em baixas velocidades, com viscosidade  $\mu$ ,  $A_a$  é a área de uma sessão da amostra normal ao escoamento,  $L$  é o comprimento da amostra e  $\Delta P_f$  é a diferença entre as pressões de saída e entrada do fluido. A permeabilidade intrínseca de um material independe do fluido, estando associada apenas às características de sua estrutura porosa (BEAR, 1988).

As principais propriedades do meio poroso associadas à permeabilidade são tamanho, forma, orientação e interconexão (SCHMITT, 2009). No entanto, também pode ser afetada por materiais depositados no interior do meio poroso (TIAB; DONALDSON, 2012). Esta ainda pode ser afetada pelas diversas escalas de estudo, dessa forma, as amostras analisadas devem ser representativas para evitar super ou subestimações dos valores obtidos ou ainda utilizar modelos de *upscaling* que permitam extrapolar os dados obtidos em laboratório para o reservatório como um todo. (HEAP; KENNEDY, 2016).

A permeabilidade na maioria dos reservatórios petrolíferos é inferior a 1D. Dessa forma, a qualidade de um reservatório (aquífero ou de hidrocarbonetos) pode ser determinada pela quantificação da permeabilidade do mesmo, tornando o conhecimento quantitativo imprescindível para estimar a produção de poços de extração e reduzir os custos exploratórios (MANTOVANI, 2013; TIAB; DONALDSON, 2012).

Sendo a quantificação e qualificação de propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade, fundamentais para a previsão dos padrões de escoamento no interior de rochas reservatório, existe uma demanda crescente da indústria nas técnicas utilizadas para obtenção destas propriedades. Equipamentos como porosímetros e permeômetros, geração de modelos matemáticos e simulações em rocha digital adquiridas principalmente por micro e nanotomografia de raios X são exemplos de técnicas utilizadas para tal (BULTREYS *et al.*, 2016; LIN *et al.*, 2016; GAO *et al.* 2017; PAK *et al.*, 2018).

## 2.4 MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X

Microtomografia de raios X (MicroCT ou  $\mu$ CT) é uma técnica de imageamento radiográfico que pode produzir imagens tridimensionais da estrutura interna de matérias, atingindo resoluções espaciais em torno de 1 micrômetro ( $\mu\text{m}$ ) (LANDIS; KEANE, 2010).

A MicroCT originou-se da tomografia axial computadorizada (CAT ou CT), utilizada majoritariamente em escaneamentos na área médica a partir da década de 70 (HSIEH, 2009). No entanto, a história da tomografia começa um século mais cedo, no ano de 1895, com a descoberta dos raios X pelo físico alemão Wilhelm Conrad Röntgen. Essa descoberta culmina com a implementação de diagnósticos radiológicos na área médica, juntamente com a introdução do computador na medicina, que permite obter informações baseadas na intensidade de fotos de raios X, e o desenvolvimento da tomografia computadorizada pelo engenheiro eletrônico Godfrey N. Hounsfield e o físico Allan McLeod Cormack (CARVALHO, 2007).

Como a CAT gera imagens bidimensionais da estrutura interna de um objeto, sua aplicação está voltada para a investigação de patologias, como fraturas e cáries dentárias, facilmente reconhecidas pela variação na absorção de raios X pelos ossos e tecidos. Porém, por se tratar de imagens 2D, só se identificam as feições no plano da imagem, fazendo com que algum detalhe em outro plano não possa ser localizada. Além disso, a imagem apresenta apenas uma média dos raios X que atravessam o objeto, o que pode resultar na sobreposição de feições com o aumento da profundidade do mesmo (LANDIS; KEANE, 2010).

Essas limitações começam a ser solucionadas com uma série de aquisições bidimensionais do objeto sendo realizadas à medida que o mesmo rotaciona sobre um único eixo. Vale ressaltar que a rotação é relativa, por exemplo, em escâneres médicos o objeto permanece estático, enquanto a fonte e o detector rotacionam (LANDIS; KEANE, 2010). Utilizando princípios matemáticos da tomografia, a série de imagens obtida nessas aquisições pode ser reconstruída para gerar uma imagem tridimensional do material, em que cada *voxel* (elemento de volume ou *pixel* 3D) representa a absorção de raios X naquele ponto (HERMAN, 2009).

Como a técnica é eficaz para mapear e reconstruir tridimensionalmente a estrutura interna de materiais na área médica, não demorou para que fosse aplicada a outras áreas do conhecimento como ciência dos materiais, geologia e paleontologia (CNUDDÉ *et al.*, 2006; KETCHAM; CARLSON, 2001; TAFFOREAU *et al.*, 2006). A constante evolução e busca

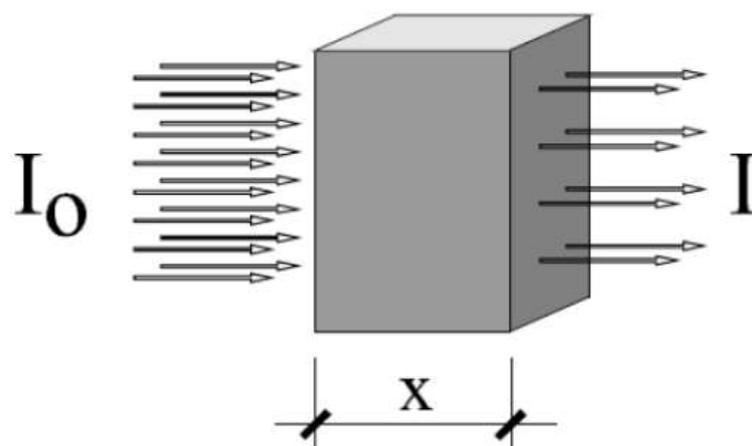
por conhecimento também afeta a tomografia de raios X, sendo possível atingir resoluções micro e nanométricas, o que sugere uma mudança de nome para micro e nanotomografia de raios X, respectivamente (FERNANDES *et al.*, 2012).

#### 2.4.1 Princípio da Técnica

A microtomografia de raios X baseia-se no princípio da aquisição de imagens pela medida da atenuação da radiação gerada pelos diferentes componentes de um objeto (FERNANDES *et al.*, 2012). Quando um material é exposto à radiação eletromagnética com uma dada energia, este pode absorver total ou parcialmente tal radiação. A propriedade que define a taxa de absorção radioativa pelo objeto é o coeficiente de atenuação linear ( $\mu$ ), propriedade intrínseca a cada material, com densidade e número atômicos definidos, dependendo apenas da energia dos fótons.

O processo de atenuação pode ser observado na Figura 6 em que o feixe de fótons de raios X com intensidade inicial  $I_0$  sofre espalhamento e absorção ao atravessar o objeto de espessura  $x$ , o que faz com que apenas parte da radiação seja transmitida pelo mesmo, com intensidade  $I$ . A intensidade da fonte ( $I_0$ ) é dada pela razão entre o número de contagem de fótons captados em pulsos elétricos mensuráveis pelo sistema de detecção e o tempo de exposição do detector à radiação (FERNANDES *et al.* 2012).

Figura 6 - Atenuação sofrida por um feixe de raios X ao atravessar um material com espessura  $x$ .

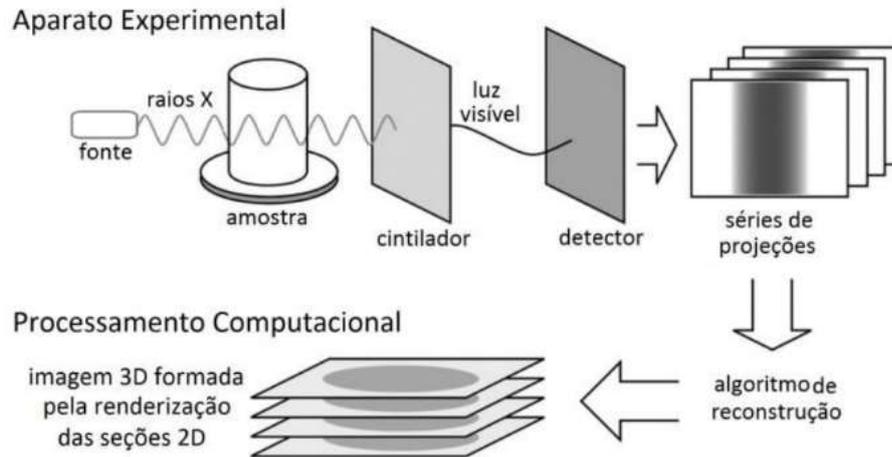


Fonte: SILVA, 2009.

A configuração do feixe da fonte de raios X varia dependendo do tomógrafo utilizado. Microtomógrafos convencionais utilizam tubos de raios X com feixe cônico como

fontes de radiação, de modo que a amostra deva ficar a uma distância suficientemente longe a fim do feixe abranger toda a região a ser analisada (LANDIS; KEANE, 2010) (Figura 7).

Figura 7 - Esquema ilustrativo do processo de aquisição e reconstrução tomográfica.



Fonte: MANTOVANI, 2013

Considerando um material homogêneo, em que todos os seus componentes têm o mesmo coeficiente de atenuação linear, a passagem da radiação eletromagnética se dá pela lei de absorção de radiações, mostrada na equação (4).

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (4)$$

Desta forma, como a maioria dos objetos analisados são compostos por materiais com diferentes densidades e composições, a lei de absorção de radiações pode ser escrita como mostrado na equação (5) abaixo, em que o índice  $i$  reflete um volume elementar com coeficiente de atenuação ( $\mu_i$ ) e extensão linear ( $x_i$ ) atravessado pelo feixe (FERNANDES *et al.*, 2012).

$$I = I_0 \exp[\sum_i (-\mu_i x_i)] \quad (5)$$

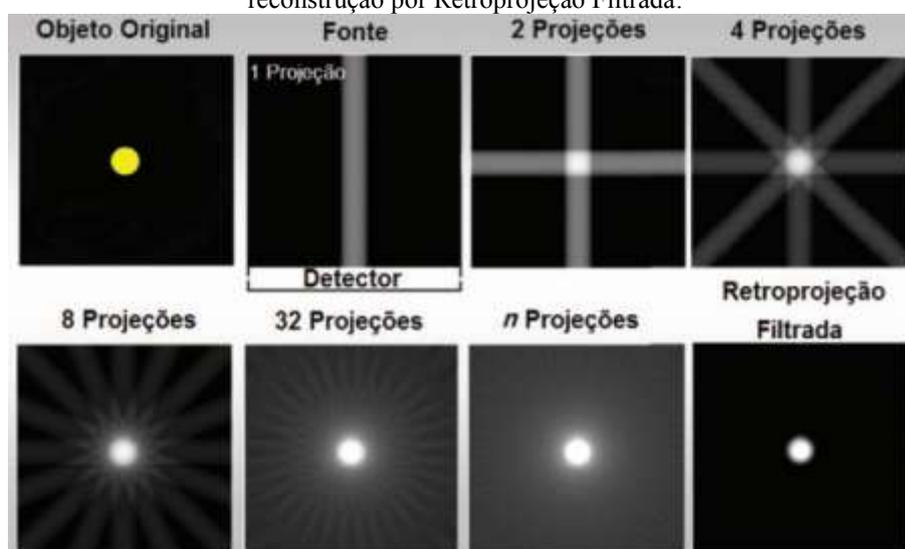
Para gerar as imagens, a tomografia faz um mapeamento de todos os coeficientes de atenuação lineares referentes aos volumes elementares dos diversos componentes da amostra. Os raios X atravessam a amostra, atingem um cintilador que converte a radiação eletromagnética em luz visível. Isso permite a um arranjo bidimensional de pequenos detectores (câmera CCD) registrar uma série de projeções da amostra. As

dimensões dos detectores variam com o tipo de câmera. Devido ao arranjo matricial das câmeras CCD, as imagens são convencionalmente geradas linha a linha, de forma que cada linha resulta em uma imagem bidimensional do objeto. Portanto, no caso do uso de câmera com  $1.024^2$  *pixels*, podem ser geradas até 1.024 seções 2D.

Como a geração das imagens é dependente dos coeficientes de atenuação linear sob ângulos diferentes de exposição, realiza-se diversas projeções da mesma amostra. Para aumentar o número de projeções e, conseqüentemente, a definição da imagem gerada, uma série de aquisições é realizada à medida que o objeto passa em cada passo angular.

Após a aquisição das projeções, estas são submetidas ao processamento via algoritmo matemático de reconstrução, que geram as seções 2D (*slices*) da amostra. Para reconstruir o material em três dimensões, realiza-se um processo de renderização, que converte os *slices* em um empilhamento ordenado (MANTOVANI, 2013). O método de reconstrução mais utilizado é a Retroprojeção Filtrada (FELDKAMP; DAVIS; KRESS, 1984), que consiste na junção de todas as informações contidas nas projeções para gerar imagens bidimensionais (Figura 8).

Figura 8 - Esquema da reconstrução de imagens a partir de projeções, mostrando a maior eficácia do processo de reconstrução por Retroprojeção Filtrada.



Fonte: FERNANDES *et al.*, 2012

## 2.5 PROCESSAMENTO E ANÁLISE DE IMAGENS DIGITAIS

Com as imagens digitais obtidas pela microtomografia de raios X torna-se viável, pelo meio do uso de softwares especializados, extrair informações tridimensionais da microestrutura das rochas analisadas. Imagem digital é um espaço discreto formado por *pixels*

e, cada um possui uma localização, tamanho e tom de cinza. Cada uma dessas características do *pixel* fornece uma informação sobre a imagem, em que a localização proporciona um levantamento de dados estatísticos e quantitativos da mesma. O tamanho define qual será a resolução da imagem, sendo que quanto maior o tamanho do *pixel* menor será a sua resolução. Já o tom de cinza indica a intensidade da atenuação sofrida pelo material, onde preto é a ausência de intensidade e branco a intensidade máxima gerada. Uma imagem pode ser tanto colorida (*i.e.*: imagens adquiridas em microscópio óptico) como preta e branca, no entanto as geradas pela tomografia de raios X são em tons de cinza.

Uma imagem em tons de cinza é uma representação na qual cada *pixel* é associado a um valor do intervalo entre  $[0, L-1]$  de  $Z$ , em que 0 (zero) representa a cor preta,  $(L-1)$  a cor branca e,  $L$ , o número total de níveis de cinza da imagem, associado ao número de *bits* da imagem em questão (8-*bits*,  $L = 256$ ; 16-*bits*,  $L = 65536$ ; ...). Os demais níveis entre 0 e  $L-1$  compõem os outros tons de cinza presentes na imagem (FERNANDES, 2002).

A frequência relativa de cada *pixel* ( $p_k$ ) contendo um determinado tom de cinza ( $k$ ) pode ser determinada pela equação (6) abaixo, em que  $n_k$  é o número *pixels* com o tom de cinza  $k$  e  $n$  o número total de *pixels* na imagem:

$$p_k = \frac{n_k}{n} \quad (6)$$

O gráfico resultante da equação (6) é chamado de histograma. Este fornece a frequência relativa dos tons de cinza de uma imagem, mas não especifica a localização espacial dos *pixels*. Desta forma, duas imagens diferentes podem apresentar o mesmo histograma. (FERNANDES, 2002).

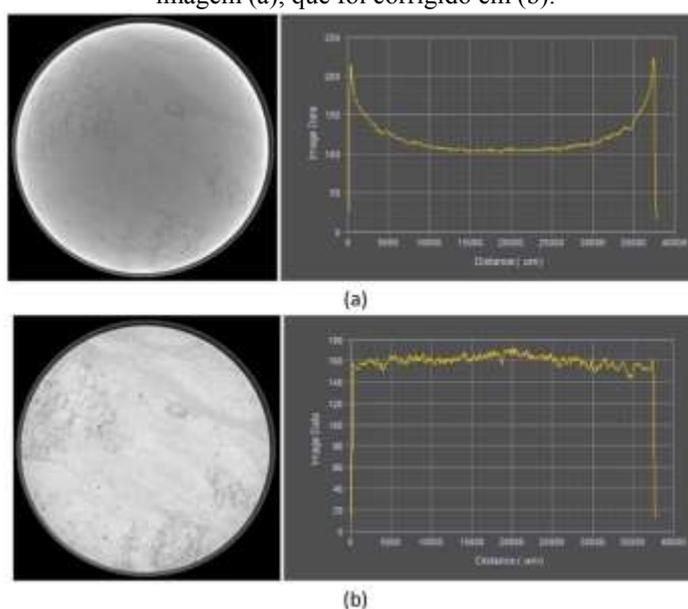
### 2.5.1 Pré-Processamento

As imagens resultantes da microCT passam por uma etapa de pré-processamento anterior à segmentação. O pré-processamento envolve a aplicação de filtros ou qualquer outra ferramenta (SCHLÜTER *et al.*, 2014). Ainda que exista uma sequência lógica a ser seguida no processamento, os filtros aplicados e ferramentas aplicadas são arbitrárias e variam com os objetivos para cada autor.

### 2.5.1.1 Remoção de Artefatos

Em equipamentos com tubos de raios X a característica principal de seu feixe, além de ser cônico, é policromático, ou seja, constituído por fótons de várias energias. Os fótons de mais baixa energia atingem a amostra e são mais absorvidos nas bordas, funcionando como uma barreira. O resultado é uma identificação de densidade maior do que realmente ocorre na amostra. Assim, a imagem gerada possui as extremidades mais densas que o interior, independente da homogeneidade do material, tornando-as mais claras nas extremidades. O nome deste efeito é *beam hardening*, um dos artefatos que podem ocorrer durante a aquisição tomográfica (Figura 9). Este artefato pode ser compensado utilizando filtros, corrigindo na calibragem do equipamento ou através de softwares (MOREIRA, 2013).

Figura 9 - Exemplo de uma imagem obtida por microtomografia, em que (a) ocorre o artefato de beam hardening e (b) após correção por um filtro físico. É possível perceber uma maior intensidade nos tons de cinza da borda da imagem (a), que foi corrigido em (b).



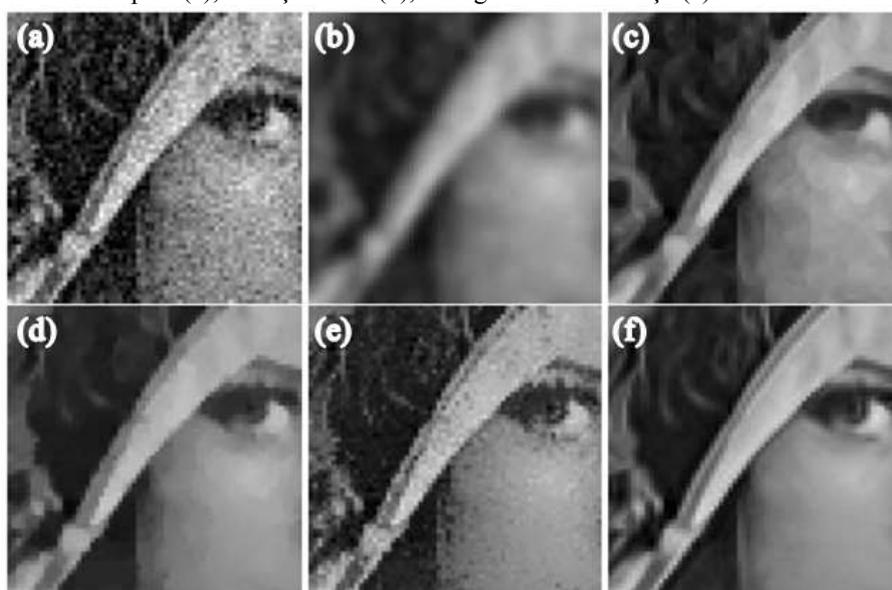
Fonte: MOREIRA, 2013

### 2.5.1.2 Eliminação de Ruídos

Dentre os diversos filtros aplicados para a remoção de ruídos gerados durante a microtomografia de raios X, o *nonlocal means* é o que apresenta melhores resultados (SCHLÜTER *et al.*, 2014). Trata-se de um filtro linear em que o valor do tom de cinza do *pixel* analisado é a média dos valores de tom de cinza da sua vizinhança, atribuídos com fatores de ponderação.

Diferentemente de outros filtros para remoção de ruídos (Gaussiano, Mediano, entre outros), o *nonlocal means* pode utilizar a imagem inteira como janela de busca para comparação com o *pixel* analisado (BUADES; COLL; MOREL, 2005) (Figura 10). No entanto, o custo computacional para uma busca de vizinhança na imagem inteira é muito alto e torna-se necessário a restrição da janela de busca para tornar a aplicação viável. (BUADES; COLL; MOREL, 2008).

Figura 10 - Comparação entre filtros de remoção de ruídos a partir de uma imagem crua (a). Gaussiano (b), difusão anisotrópica (c), variação total (d), filtragem de vizinhança (e) e *nonlocal means* (f).



Fonte: BUADES; COLL; MOREL, 2005

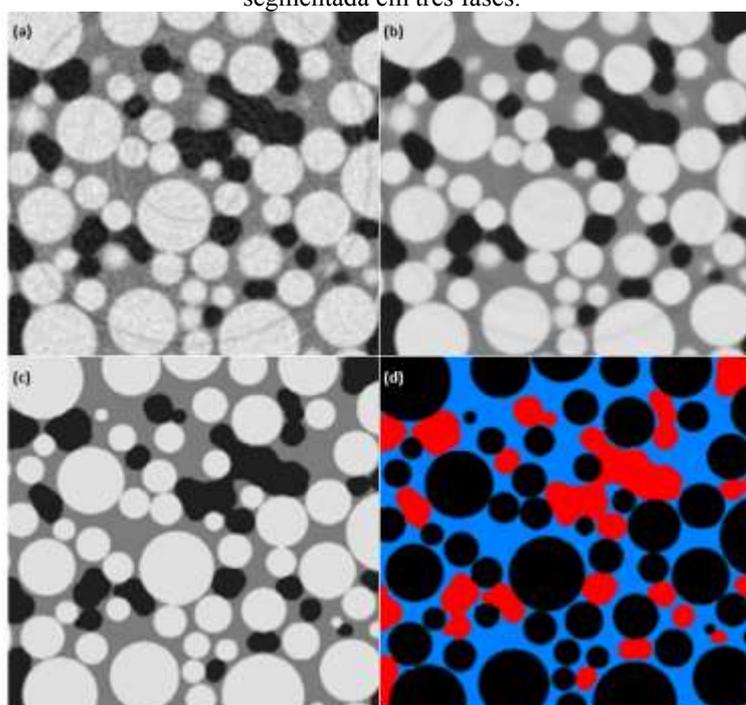
### 2.5.1.3 Realce de Bordas

Após a aplicação de filtros que eliminam ruídos surge um problema notório: o efeito de volume parcial devido aos borrões. Ou seja, as bordas das feições da imagem perdem a definição, pois as transições entre os tons de cinza tornam-se graduais. O filtro mais comum para aguçar as bordas das feições da imagem e eliminar esse efeito gradual é o *unsharp masking* (SHEPPARD; SOK; AVERDUNK, 2004). Eventualmente este filtro também irá aguçar os ruídos da imagem, por isso a eliminação dos mesmos é importante antes de realçar as bordas.

## 2.5.2 Segmentação

A etapa de segmentação é crucial no processamento de imagens e afeta todas as análises subsequentes. Consiste em realizar uma divisão da imagem em regiões homogêneas, a partir do estabelecimento de um critério prévio, ou seja, trata-se de converter um conjunto de dados multifásicos em um dado com duas fases ou mais (Figura 11). Geralmente a imagem em tons de cinza é dividida em objetos com uma fase alta e outra baixa. Quando o processo de segmentação divide a imagem em apenas duas fases de interesse, recebe o nome específico de binarização (FERNANDES, 2002; SHEPPARD; SOK; AVERDUNK, 2004).

Figura 11 - (a) imagem obtida pelo tomógrafo, sem processamento; (b) imagem após aplicação dos filtros denoising e edge enhancement; (c) imagem após aplicação de filtros e remoção de artefatos; (d) imagem segmentada em três fases.



Fonte: Modificado de SCHLÜTER *et al.*, 2014.

A segmentação é dividida em duas classes: global e local. Na global é realizada uma aproximação em que classes são atribuídas aos *voxels*, baseando-se apenas na avaliação do histograma, sem considerar como os tons de cinza estão arranjados na imagem correspondente. Contrastando com o método global, as segmentações locais possuem estatísticas de atribuições de classes baseando-se nas vizinhanças do *voxel*, com intuito de suavizar limites de objetos, evitar ruídos ou compensar variações nas intensidades de tons de

cinza. Devido a maior flexibilidade, métodos de segmentação local apresentam resultados mais satisfatórios (SCHLÜTER *et al.*, 2014).

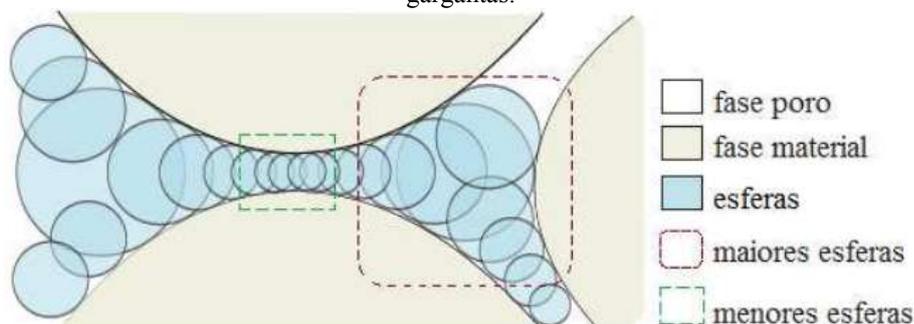
Dentre os métodos de segmentação local, os algoritmos de *watershed*, campo aleatório de Markov (MRF) e contornos ativos são os mais adequados para a segmentação multiclasse. O método de contornos ativos apresenta maior flexibilidade para, simultaneamente, corrigir efeitos de volume parcial e conservar pequenas feições da imagem (SCHLÜTER *et al.*, 2014). No entanto, cada método pode apresentar melhor ou pior desempenho dependendo apenas do problema em questão (FERNANDES, 2002). Eventualmente, após o processo de segmentação, novos filtros podem ser aplicados para melhorar os resultados da imagem, essa etapa recebe o nome de pós-processamento, quando necessária.

## 2.6 REDE DE POROS E GARGANTAS

Com as imagens filtradas e segmentadas, torna-se possível a determinação dos parâmetros de interesse. No entanto, alguns destes parâmetros, como simulações de fluxo de fluidos podem possuir um alto custo computacional, tornando-se inviável dependendo da complexidade do meio poroso estudado. Este tipo de situação costuma ocorrer em meios com riqueza de detalhes e com várias escalas de tamanhos de objetos (neste caso, poros). Uma das formas de contornar essa dificuldade é gerar uma rede simplificada do meio poroso, porém preservando suas características estruturais. Tendo em vista a complexidade do meio poroso de rochas vulcânicas, utiliza-se, neste trabalho, o C3DE um código gerador da Rede de Poros e Gargantas baseado no princípio das Esferas Máximas (SILVA, 2012).

O princípio das esferas máximas foi primeiramente proposto por SILIN; PATZEK (2006), modificado e aprimorado por AL-KHARUSI (2007), DONG (2007) e DONG; BLUNT (2009), respectivamente. Este atua na identificação dos poros e das ligações (gargantas) da imagem binária tridimensional em três etapas: (1) preenche os espaços vazios com esferas; (2) categoriza as esferas adequadamente e; (3) as transforma em poros esféricos e gargantas cilíndricas segundo um critério (Figura 12).

Figura 12 – Representação do preenchimento da fase poro com esferas para construção da rede de poros e gargantas.



Fonte: MOREIRA, 2013

Como pode ser visto na Figura 12, na região em que há concentração das esferas de maiores raios, o código identifica a maior (esfera máxima) e estabelece um caminho até a concentração das esferas de raios menores até encontrar uma que possua um raio de 60% do raio da maior esfera, estabelecendo um limite. O limite estabelece o que pode ser considerado poro e o que pode ser garganta (conexão). As esferas maiores são agrupadas para formarem uma nova esfera, enquanto aquelas com raio menor que 60% da maior esfera (esferas menores) são agrupadas para formar um cilindro (AL KHARUSI, 2007). A medida que as esferas são geradas para compor a rede de poros e gargantas é possível agrupá-las pelo seu tamanho, gerando então a distribuição de tamanhos de poros que compõem o sistema poroso (SILVA, 2012).

## 2.7 DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS

Após o processamento da imagem e da geração da rede de poros e gargantas, torna-se possível a determinação de parâmetros da microestrutura dos materiais analisados, além da realização de simulações através da rede. Em geociências, a análise de imagens possibilita, além de uma avaliação qualitativa dos parâmetros geométricos, a quantificação de diversas propriedades macroestruturais das rochas, tanto do meio poroso (e.g.: porosidade, distribuição de tamanho de poro, permeabilidade, etc.) (SONG *et al.*, 2001; FERNANDES *et al.*, 2012; BULTREYS; DE BOEVER; CNUUDE, 2016; CHAUHAN *et al.*, 2016; SHAH *et al.*, 2016; CHEN; ZHOU, 2017; VERRI *et al.*, 2017), como de demais aspectos texturais (e.g.: tamanho de grão, distribuição de tamanho de cristais, mineralogia, etc.) (GUALDA; RIVERS, 2006; PAMUKCU; GUALDA, 2010; ENGELBERG *et al.*, 2012; LOPES *et al.*, 2012; PAMUCKU;

GUALDA; RIVERS, 2013). Cada parâmetro microestrutural pode ser mais adequado para algum tipo de aplicação específica.

Em se tratando de rochas reservatório, o interesse está voltado para o meio poroso e à determinação da porosidade e distribuição de tamanho de poros, obtidos pela fração de fase de interesse (MANTOVANI, 2013). Ainda que a análise de aspectos morfológicos e obtenção de propriedades do meio poroso através das imagens resultantes da microCT seja bastante satisfatória para rochas homogêneas (e.g.: arenitos) (APPOLONI; FERNANDES; RODRIGUES, 2007; FERNANDES *et al.*, 2012), para rochas com maior heterogeneidade (e.g.: carbonatos e vulcânicas), os resultados diferem bastante dos obtidos por porosímetros e permeâmetros (FREIRE-GORMALY *et al.*, 2015; COUVES *et al.*, 2016; BECKER *et al.*, 2019;).

## 2.8 COMPOSIÇÃO DAS ESCALAS ESPACIAIS

As diferenças entre os valores de porosidade obtidos por porosímetros e por análise de imagens ocorrem quando uma parcela considerável dos poros da rocha não está registrada pela resolução do imageamento, gerando uma porosidade não resolvida (YANG *et al.*, 2008 *apud* YAN *et al.*, 2015; CHAUHAN *et al.*, 2016;). As diferenças ocorrem principalmente em rochas com estruturas porosas complexas, em que os tamanhos de poros podem variar desde a ordem de nanômetros até milímetros (*i.e.*: carbonatos e arenitos ricos em argilominerais) (BULTREYS; DE BOEVER; CNUDDÉ, 2016).

Os resultados discrepantes entre os valores obtidos via aquisição de imagens (bi ou tridimensionalmente), quando comparados com valores de porosimetria, estão associados com a limitação da resolução espacial (tamanho de *pixel*) e tamanho de amostra. Resolução espacial de uma imagem é a capacidade de diferenciar dois pontos. Logo, quanto menor a distância detectada entre esses pontos, melhor é a resolução da imagem.

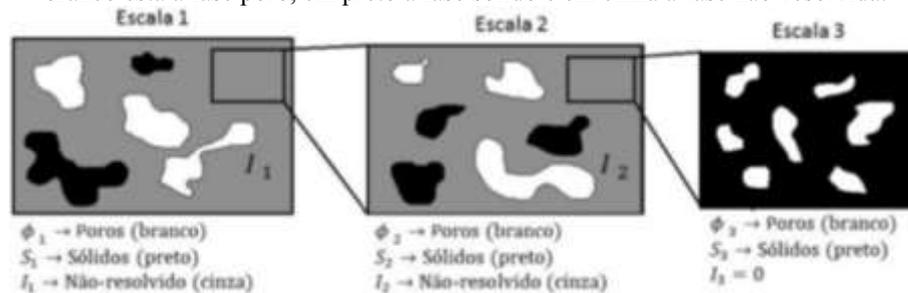
No entanto, quanto maior o aumento utilizado para melhorar a resolução, menor é a região observada dentro da amostra. O tamanho do campo de visão é essencial para que a amostra tenha representatividade estatística. Existe então uma relação de compromisso entre o tamanho da amostra utilizada com a resolução da imagem obtida (MANTOVANI, 2013).

Em se tratando de alguns tipos de rochas, como carbonáticas e vulcânicas, o sistema poroso pode ser bastante complexo devido a sua heterogeneidade, com tamanhos de poros

variados. Nessa situação, um único imageamento pode não ser suficiente para abranger os diversos tamanhos de poros do material.

Uma das formas de resolver esse problema é realizar várias aquisições de uma amostra, melhorando a resolução espacial a cada imageamento, sendo posteriormente agrupadas em um modelo de composição multiescalar. O objetivo desse modelo é a composição dos parâmetros de porosidade e distribuição de tamanho de poros das diferentes escalas analisadas (PAPADOPOULOS *et al.*, 2009; MANTOVANI, 2013). A Figura 13 mostra uma representação esquemática de três escalas espaciais obtidas em uma mesma amostra. Assume-se que a Escala 2 está contida na 1 e a 3 está contida na 2.

Figura 13 - Representação esquemática das três escalas utilizadas para a composição do modelo multiescalar. Em branco está a fase poro, em preto a fase sólido e em cinza a fase não-resolvida.



Fonte: MANTOVANI, 2013.

As Escalas 1 e 2 são divididas em três frações volumétricas: Poro ( $\phi$ ), Sólido ( $S$ ) e Não-resolvido ( $I_i$ ), aonde a última refere-se à fração de poros e materiais com tamanhos inferior à resolução da imagem, sendo então analisada na próxima escala. Admite-se que a fração não-resolvida possui distribuição espacial homogênea, sendo analisado apenas um sub-volume dessa região. Na Escala 3 há apenas duas fases, assumindo que há apenas poros e sólidos na imagem, sem fração não-resolvida.

### 2.8.1 Porosidade Total

As relações entre as escalas, assim como o modelo multiescalar é apresentado por MANTOVANI (2013). Sendo  $i$  a escala espacial analisada, para cada fração volumétrica teremos as equações (7) e (8) abaixo, onde  $V_{iT}$  é o volume total,  $V_{iP}$  o volume de poros e  $V_{iS}$  o volume de sólidos.

$$\phi_i = \frac{V_{iP}}{V_{iT}} \quad (7)$$

$$S_i = \frac{V_{iS}}{V_{iT}} \quad (8)$$

Sabendo que a Escala  $i + 1$  está contida na Escala  $i$ , as frações da fase  $I_i$  de todas as resoluções (exceto a de maior resolução) é dada pela relação da equação (9), aonde  $V_{(i+1)T}$  e  $V_{iT}$  são os volumes totais das imagens nas Escalas  $(i+1)$  e  $i$  respectivamente.

$$I_i = \frac{V_{(i+1)T}}{V_{iT}} \quad (9)$$

Dessa forma, é possível obter o volume total de uma amostra considerando a contribuição das três escalas, sendo que 2 e 3 estão contidas na Escala 1, pela equação (10) abaixo:

$$\phi_T = \frac{V_{1P} + V_{2P} + V_{3P}}{V_{1T}} \quad (10)$$

Outra forma de escrever a porosidade total da amostra é pela junção das equações (7) e (9), obtendo-se a relação (11) abaixo:

$$\phi_T = \phi_1 + I_1\phi_2 + I_2\phi_3 \quad (11)$$

De maneira generalizada, para uma amostra analisada em  $n$  escalas de diferentes resoluções, a porosidade total é dada por:

$$\phi_T = \phi_i + \sum_{i=2}^n (\phi_i \prod_{k=1}^{i-1} I_k) \quad (12)$$

### 2.8.2 Distribuição de Tamanho de Poros Total

Considerando um sistema poroso de  $n$  escalas em resoluções diferentes, onde  $i$  ( $i = 1, 2, 3 \dots n$ ) denota a escala, cada escala  $i$  tem sua fração volumétrica  $f_{ij}$  para cada classe  $j$  de tamanho de poros. A fração volumétrica de uma classe de poros  $j$  em uma escala  $n$  é dada pela equação (13), em que  $V_{ij}$  é o volume de poros da classe  $j$  na escala  $i$  e  $V_{iP}$  o volume total de poros da escala  $i$  (MANTOVANI, 2013).

$$f_{ij} = \frac{V_{ij}}{V_{iP}} \quad (13)$$

Dessa forma, é possível calcular a fração de volume  $f_{ij}$  para o volume total de uma escala  $i$ . No entanto, essa fração deve ser normalizada para o volume total de poros somados em todos as  $n$  escalas, a fim de obter a distribuição de tamanho de poros total. Logo, têm-se as frações  $f_{ij}^*$  obtidas por (14):

$$f_{ij}^* = V_{ij} / (\sum_{i=1}^n V_{iP}) \quad (14)$$

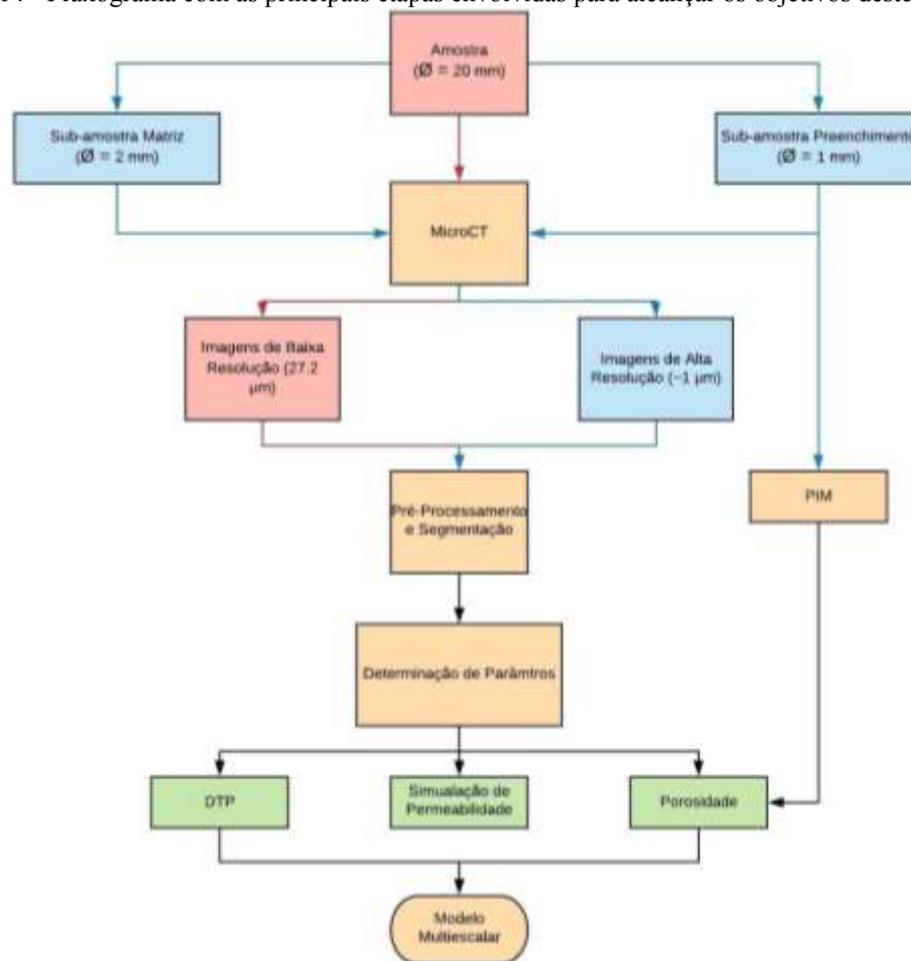
Fazendo as substituições necessárias com as equações (7), (9) e (11) é possível obter a equação generalizada da fração volumétrica e, por seguinte, da distribuição de tamanho de poros para um sistema multiescala por:

$$f_{ij}^* = (f_{ij} \phi_i \prod_{k=1}^{i-1} I_k) / \phi_T \quad (15)$$

### 3 MATERIAS E MÉTODOS

Nesta seção são apresentados os materiais, equipamentos e métodos utilizados para alcançar os objetivos deste trabalho. A Figura 14 abaixo mostra um fluxograma que resume todos os principais processos envolvidos, que estão mais bem detalhados nas subseções abaixo.

Figura 14 - Fluxograma com as principais etapas envolvidas para alcançar os objetivos deste trabalho.



Fonte: Do autor, 2020.

#### 3.1 AMOSTRAS

Para a realização deste trabalho, selecionaram-se duas amostras por meio de amostragem não probabilística por conveniência ou acessibilidade (BARBETTA, 2002). Este método é bastante utilizado para a coleta de amostras de rochas em campo, pois os elementos escolhidos devem ser acessíveis nas condições naturais de exposição.

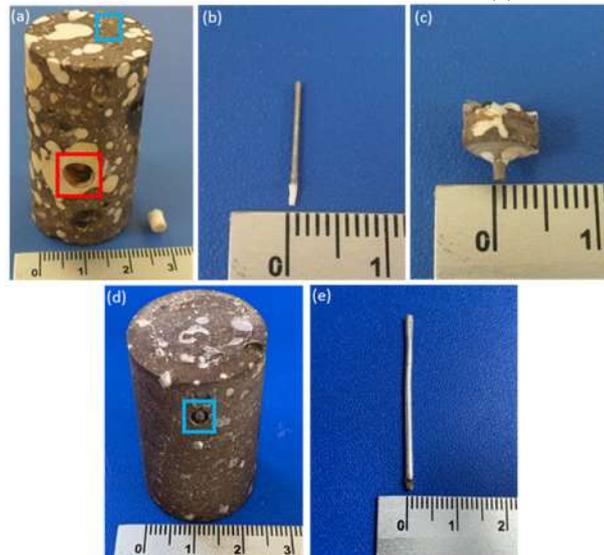
Tratam-se de exemplares pertencentes ao Grupo Serra Geral, parte da Província Magmática Continental Paraná-Etendeka, coletados ao longo da rodovia RSC-153 (S4 e S6) no estado do Rio Grande do Sul.

As amostras S4 e S6 pertencem à crosta inferior de um derrame do tipo *pahoehoe*, caracterizado por possuir uma grande quantidade de vesículas esféricas e *pipes*, que compõem os poros primários dessa rocha (BECKER *et al.*, 2019). No entanto, grande parte destas vesículas está preenchida com materiais secundários, como argilominerais e zeolita, provenientes da ação de água meteórica e de hidrotermal. Os poros remanescentes são compostos pelas vesículas parcialmente preenchidas com este material secundário. Essas amostras foram previamente descritas nos trabalhos de BARRETO *et al.* (2017) e BECKER *et al.* (2019).

As amostras foram cortadas na forma de cilindros com aproximadamente 20 milímetros de diâmetro e 40 milímetros de altura (20x40), com auxílio de uma serra circular e, submetidas à microtomografia de raios X. Posteriormente, sub-amostras, também cilíndricas, foram retiradas, com auxílio de uma serra circular e serra rotacional, para a composição do modelo multiescalar, todas com aproximadamente 1 milímetro de diâmetro (Figura 15).

Para a amostra S4 (Figura 15a) foram extraídas duas sub-amostras, uma do material que está preenchendo um dos poros primários (Figura 15b) e outra da matriz sólida da rocha (Figura 15c). Já para a amostra S6 (Figura 15d), foi retirada apenas uma sub-amostra de sua matriz sólida (Figura 15e). A sub-amostra do preenchimento da S4 foi utilizada também para a amostra S6, em razão da dificuldade para retirada de uma sub-amostra do preenchimento da amostra S6 e tendo em vista a similaridade da mesma com a S4.

Figura 15 - Preparação das amostras para realização do trabalho. A amostra S4 (a) com as indicações de onde foram retiradas as sub-amostras do preenchimento (b) e da matriz (c), amostra S6 (d) com a indicação de onde foi retirada a sub-amostra da matriz (e).



Fonte: Do autor, 2020.

### 3.2 ACQUISIÇÃO DE IMAGENS TOMOGRÁFICAS

O microtomógrafo utilizado para as análises deste trabalho é um Versa-500 da Zeiss/Xradia (Figura 16), locado no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina (LMPT-UFSC).

Figura 16 - Microtomógrafo Versa 500 utilizado para a aquisição de imagens deste trabalho.



Fonte: Do autor, 2020.

Este modelo opera com magnificação geométrica e óptica e produz um feixe de raios X com energia variando entre 30 e 160 kV, com potência máxima de 10 W (Figura 17).

Figura 17 - Interior do microtomógrafo: à esquerda da imagem está o tubo de emissão de raios X; o suporte centralizado é o porta-amostras (stage) e o dispositivo à direita é o sistema de detecção (lentes de aumento, cintilador e câmera CCD).



Fonte: Do autor, 2020.

As aquisições deste trabalho estão divididas em baixa e alta resolução (BR e AR, respectivamente), associadas com o tamanho de *pixel* utilizado em cada análise (maior tamanho de *pixel*, menor resolução). Informações sobre os parâmetros utilizados em cada aquisição das amostras S4 e S6 estão dispostos na Tabela 3 e Tabela 2, respectivamente.

Tabela 3 - Parâmetros utilizados para as análises dos escaneamentos de baixa e alta resolução (separados em preenchimento e matriz) da amostra S4.

Escaneamento (S4)	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	Potência (kV)	Voltagem (W)	Passo Angular ( $^\circ$ )	Tempo de Exposição (s)	Aumento Óptico	Número de Fatias
Baixa Resolução	27.2	155	10	0.225	0.5	0.4 X	1490
Preenchimento	0.8	50	4	0.225	6	10 X	984
Matriz	1.1	60	5	0.225	3.5	10 X	1004

Fonte: Do autor, 2020.

Tabela 4 - Parâmetros utilizados para as análises dos escaneamentos de baixa e alta resolução (matriz) da amostra S6.

Escaneamento (S6)	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	Potência (kV)	Voltagem (W)	Passo Angular ( $^\circ$ )	Tempo de Exposição (s)	Aumento Óptico	Número de Fatias
Baixa Resolução	27.2	155	10	0.225	0.5	0.4 X	1490
Matriz	1.1	60	5	0.225	3.5	10 X	1004

Fonte: Do autor, 2020.

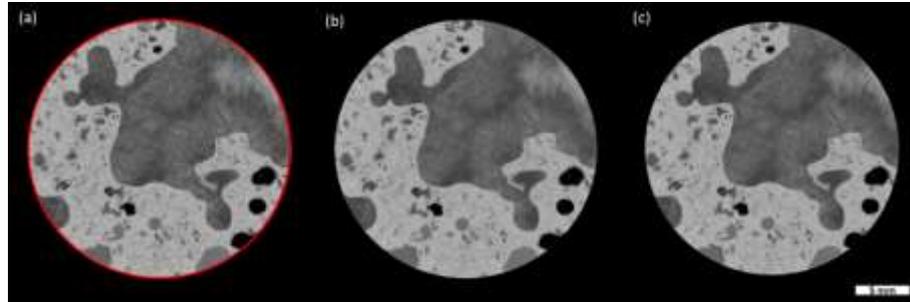
### 3.3 PRÉ-PROCESSAMENTO E SEGMENTAÇÃO

Exceto na remoção de artefatos como o *beam hardening*, realizada durante o processo de reconstrução tomográfico, todas as demais etapas de pré-processamento e segmentação de imagens foram realizadas no software comercial Avizo Fire 8.1 (*ThermoFisher Scientific*). A ordem das etapas de processamento seguidas está proposta na Seção 2.5.1 e 2.5.2: Remoção de artefatos, eliminação de ruídos, realce de bordas e segmentação.

Após a reconstrução, removem-se algumas fatias do topo e da base da sequência de imagens, pois estas são bastante suscetíveis a ocorrência de demais artefatos, sendo que o número de fatias varia para cada tomograma. Com isso, inicia-se a etapa de filtração para remoção de ruídos, seguido pelo realce das bordas dos elementos da imagem (Figura 18). Os dois filtros utilizados neste trabalho são o *nonlocal means* (Figura 18b) para remover os ruídos indesejados da imagem e o *unsharp masking* (Figura 18c) para realçar as bordas. É importante que essa ordem de aplicação seja mantida, pois os ruídos também podem ser realçados caso o *unsharp masking* seja aplicado anteriormente.

Um volume de interesse cilíndrico (VOI - *volume of interest*) foi delimitado (Figura 18a). A definição de uma região ou volume de interesse deve ser determinada alinhando a representatividade da amostra aliada ao limite computacional, que pode ser bastante alto em casos com grandes VOIs.

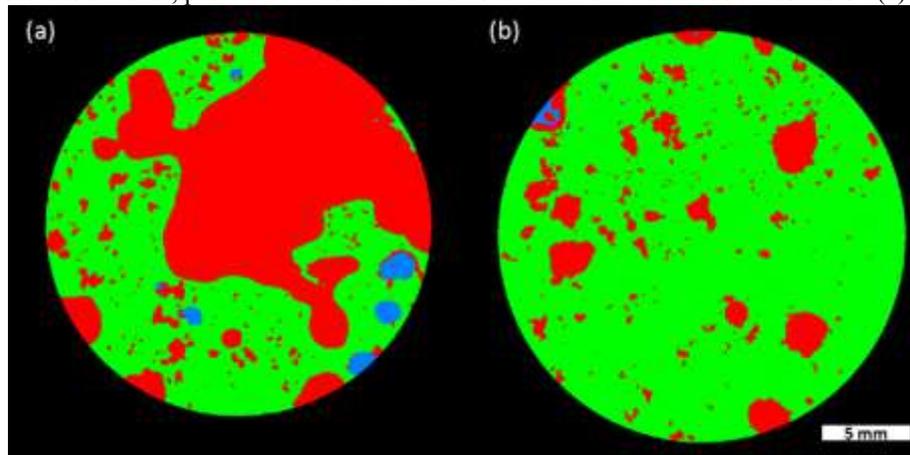
Figura 18 - Etapas do processamento de imagem. Delimitação de um VOI cilíndrico na imagem bruta (a), aplicação do filtro *nonlocal means* (b) seguido do *unsharp masking* (c). As regiões em preto no cilindro representam os poros da imagem, enquanto os demais tons de cinza representam minerais que atenuaram o feixe de raios X.



Fonte: Do autor, 2020.

Nas imagens de BR o processo de segmentação visa separar as seguintes fases utilizando um algoritmo de *watershed*: i) poros remanescentes (azul), ii) preenchimento (vermelho) e iii) matriz sólida (verde) (Figura 19).

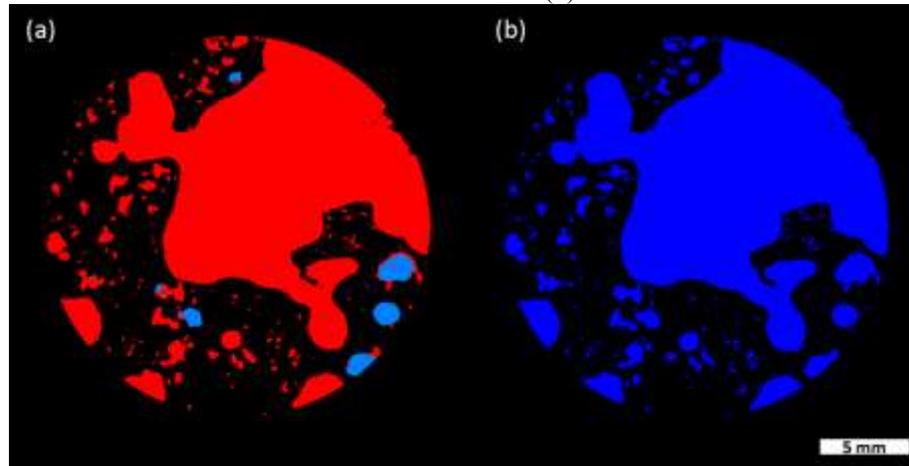
Figura 19 - Segmentação das imagens de baixa resolução (BR) pelo algoritmo de *watershed*, com os poros remanescentes em azul, preenchimento em vermelho e matriz em verde das amostras S4 (a) e S6 (b).



Fonte: Do autor, 2020.

Para segmentar a fase dos poros primários, o preenchimento foi incluído na fase de poros remanescentes, resultando nas vesículas que se formaram durante o resfriamento do magma e anterior aos processos secundários da rocha (Figura 20).

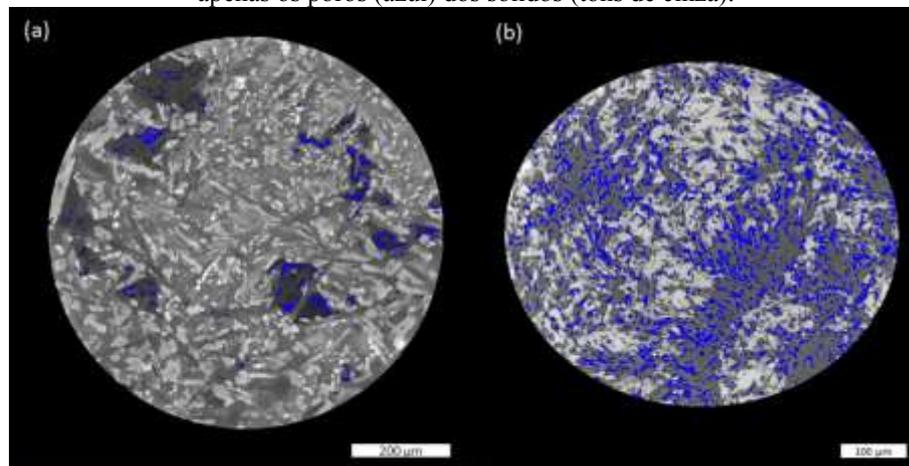
Figura 20 - Processo de segmentação da porosidade primária das amostras deste trabalho. Segmentação das fases de preenchimento (vermelho) e de poros remanescentes (azul claro) (a) e dos poros primários (azul escuro) ao unir as duas fases (b).



Fonte: Do autor, 2020.

Em contrapartida, nas imagens de AR (preenchimento e matriz) são separadas apenas duas fases: i) sólidos e ii) poros (azul) (Figura 21).

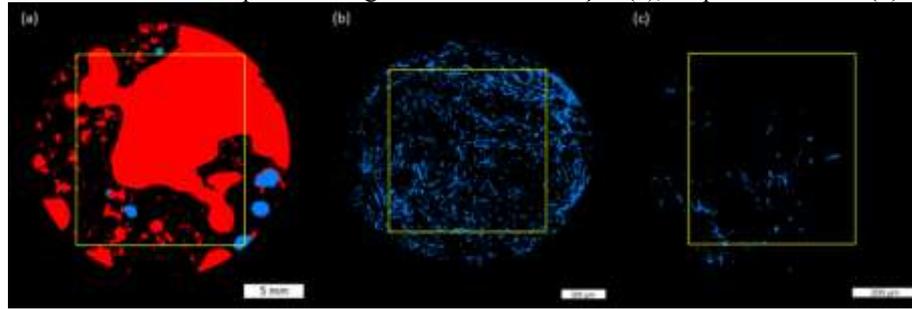
Figura 21 - Segmentação das imagens de alta resolução da matriz (a) e do preenchimento (b), sendo separados apenas os poros (azul) dos sólidos (tons de cinza).



Fonte: Do autor, 2020.

Após a segmentação, foi escolhido outro VOI nas imagens, desta vez cúbico, necessário para gerar a rede de poros e gargantas (Seção 2.6), da qual foram obtidas as distribuições de tamanho de poros e valores de permeabilidade, via simulação para todas as sequências de imagens obtidas (Figura 22).

Figura 22 - Escolha do VOI cúbico para as imagens de baixa resolução (a), do preenchimento (b) e da matriz (c).



Fonte: Do autor, 2020.

Os tamanhos dos volumes cúbicos estão listados nas Tabela 5 e Tabela 6 para as amostras S4 e S6, respectivamente. Todos os volumes foram analisados para confirmar a representatividade da amostra (VER – Volume elementar representativo). O VER pode ser definido como o menor volume a partir do qual um dado parâmetro se torna independente do tamanho da amostra, desde que grande o suficiente para representar suas características e heterogeneidades (BEAR, 1988). Dessa forma, à medida que se aumenta o tamanho da amostra, existe uma tendência de que a propriedade analisada seja estabilizada. Ou seja, o VER pode ser interpretado como uma porção representativa do meio, de modo que o valor médio do parâmetro analisado não varie significativamente ao selecionar o mesmo volume em partes diferentes da amostra (FERNANDES; APPOLONI; FERNANDES, 2012).

Tabela 5 - Tamanho dos volumes de interesse (VOIs) cúbicos utilizados para os escaneamentos de baixa e alta resolução (separadas em preenchimento e matriz) da amostra S4.

Escaneamento (S4)	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	Eixo X ( <i>pixel</i> )	Eixo Y ( <i>pixel</i> )	Eixo Z ( <i>pixel</i> )
Baixa Resolução	27.2	622	622	1491
Preenchimento	0.8	520	630	800
Matriz	1.1	600	580	840

Fonte: Do autor, 2020.

Tabela 6 - Tamanhos dos volumes de interesse (VOIs) cúbicos utilizados para os escaneamentos de baixa e alta resolução (matriz) da amostra S6.

Escaneamento (S6)	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	Eixo X ( <i>pixel</i> )	Eixo Y ( <i>pixel</i> )	Eixo Z ( <i>pixel</i> )
Baixa Resolução	27.2	635	630	810
Matriz	1,58	570	484	703

Fonte: Do autor, 2020.

### 3.4 DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS

Após a segmentação das imagens e a geração da rede de poros e gargantas, efetuou-se a etapa de caracterização das fases de interesse e determinação de parâmetros microestruturais da amostra. Neste trabalho foram obtidos os valores de porosidade (total e por seção 2D) e a distribuição de tamanho de poros para cada série de imagens e posteriormente unificados, a fim de compor os modelos multiescalares. Além destes, foi simulado o valor de permeabilidade pelo código da rede de poros e gargantas em todas as sequências de imagens individualmente.

#### 3.4.1 Porosidade

Para o cálculo da porosidade em cada amostra, utilizou-se a equação (1), disposta na Seção 2.3.1 e anteriormente descrita. As porosidades primárias e remanescente (após processos secundários) foram calculadas utilizando as imagens de BR, enquanto as porosidades da matriz e do preenchimento nas de AR. A quantia da fração de preenchimento dos poros nas imagens de BR ( $I_P$ ) é calculada pela seguinte equação:

$$I_P = 1 - \frac{\phi_2}{\phi_1} \quad (16)$$

Em que  $\phi_1$  é a porosidade primária e  $\phi_2$  a porosidade remanescente nas imagens de BR. Dessa forma, obteve-se a fração do preenchimento e, conseqüentemente, a quantia de poros fechados por processos secundários. Os valores de porosidade obtidos nas imagens de BR e nas de AR são incorporados para montar os modelos multiescalares. Também foi realizado um perfil de porosidade ao longo das seções 2D das amostras analisadas, com o intuito de observar o comportamento da propriedade ao longo das mesmas.

#### 3.4.2 Distribuição de Tamanho de Poros

A distribuição de tamanho de poros (DTP) foi obtida para todas as sequências de imagens analisadas (baixa e alta resolução), através do código da rede de poros e gargantas (Seção 2.6). Dessa forma, à medida que as esferas são formadas e agrupadas no processo de geração da rede, o código registra o tamanho dos raios dos poros inscritos, o que possibilita o

cálculo da frequência de ocorrência posteriormente. Uma vez que realiza-se a DTP para todas as sequências de imagens, elas são agrupadas para também compor uma distribuição multiescalar.

### 3.4.3 Simulação de Permeabilidade Absoluta

Neste trabalho foi realizada a predição da permeabilidade intrínseca (permeabilidade de Darcy), através do código do software C3DE da rede de poros e gargantas para o meio poroso das: (1) porosidade primária (anterior ao processo de preenchimento); (2) remanescente (onde a porosidade é consideravelmente reduzida); (3) preenchimento e (4) matriz, utilizando as imagens de baixa (1 e 2) e alta resolução (3 e 4).

## 3.5 MODELO MULTIESCALAR

O modelo multiescalar é utilizado para o cálculo das propriedades aditivas, como porosidade e distribuição de tamanho de poro. As equações utilizadas podem ser encontradas na Seção 2.8 e maiores detalhamentos nos trabalhos de PAPADOPOULOS *et al.* (2009) e MANTOVANI (2013). Foram efetuadas duas composições multiescalares, uma para os poros primários e outra para os remanescentes. A primeira envolve os poros primários (preenchimento considerado como poro) das imagens de BR somados aos valores de porosidade da matriz. Entende-se que durante a formação da rocha ainda não há minerais resultantes de processos secundários no meio poroso. A porosidade remanescente compreende os poros que permanecem abertos após os processos de intemperismo e dissolução, os poros dos preenchimentos e os poros da matriz. As equações (17) e (18) abaixo correspondem aos modelos multiescalares de porosidade primária e remanescente, respectivamente.

$$\phi_{Primária} = \phi_1 + I_M \phi_M \quad (17)$$

$$\phi_{Secundária} = \phi_2 + I_M \phi_M + I_P \phi_P \quad (18)$$

Em que  $\phi_1$  e  $\phi_2$  referem-se aos valores de porosidade primária e remanescente das imagens de baixa resolução, respectivamente.  $I_M$  e  $I_P$  são as frações de volume das regiões

não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos, nessa ordem e  $\phi_M$  e  $\phi_P$  são os valores de porosidade para a matriz e preenchimento, calculados nas imagens de alta resolução.

Para composição do modelo aplica-se duas premissas com intuito de simplificar o mesmo e reduzir o número de amostras analisadas e, conseqüentemente, o custo operacional. Primeiramente, o argilomineral é considerada como único material preenchendo os poros, mesmo que outros minerais, como zeolitas, também ocorram como preenchimento. Essa premissa pode levar a uma superestimação da porosidade remanescente da rocha. Na segunda premissa considera-se a porosidade remanescente da matriz para a porosidade primária também, o que pode subestimar a porosidade primária da rocha, uma vez que parte desses poros não devem estar preenchidos durante a consolidação do meio poroso da mesma.

Além dos valores de porosidade obtidos por análise de imagens, utiliza-se para gerar um segundo modelo aqueles obtidos por PIM para a amostra do preenchimento. Através do modelo multiescalar também é possível determinar a distribuição de tamanho de poros, com a junção de todas as escalas.

### 3.6 POROSIMETRIA

Os valores de porosidade das amostras (S4 e S6) também foram obtidos por porosimetria de gás hélio (BECKER *et al.*, 2019) e serviram como parâmetro de comparação para os resultados obtidos pelo modelo multiescalar.

Realizou-se também um ensaio de porosimetria por intrusão de mercúrio no preenchimento retirado da amostra S4 para obtenção dos valores de porosidade de porosimetria. O valor foi extrapolado para a amostra S6, devido à similaridade entre os materiais que preenchem seus poros. O equipamento utilizado foi um AutoPore IV da Micromeritics locado no LMPT – UFSC (Figura 23). Esses valores, além de servir de comparação para àqueles obtidos via análise de imagens, também podem ser incorporados aos modelos multiescalares.

Figura 23 - Porosímetro de intrusão de mercúrio modelo AutoPore IV, da Micromeritics, utilizado para as análises neste trabalho.



Fonte: Do autor, 2020.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados obtidos neste trabalho, sendo dividida em duas subseções, cada uma destinada a uma amostra analisada.

### 4.1 AMOSTRA S4

A amostra S4 pertence à crosta inferior de um derrame basáltico do tipo *pahoehoe*, possui uma grande quantidade de vesículas esféricas. No entanto, em sua maioria estão parcialmente ou totalmente preenchidas por minerais secundários, principalmente argilominerais e zeolita em menores quantidades. As vesículas parcialmente preenchidas possuem argilas depositadas nas suas bordas, enquanto que as completamente preenchidas podem ter apenas argilominerais como preenchimento ou argilominerais nas bordas e o restante preenchido por zeolitas.

A presença de argilominerais nas paredes dos poros indica um processo de alteração próximo à superfície, promovido pela ação da água meteórica. A formação de zeolitas (zeolitização), em contrapartida, ocorre em ambientes ricos em águas com temperaturas entre 40 e 250°C, caracterizando uma precipitação de alta temperatura. Esse padrão de alteração (próximo à superfície seguido de hidrotermalismo) favorece a precipitação de argilominerais nas paredes das vesículas seguido por zeolitas (ABDIOGLU, 2001; WEISENBERGER; SELBEKK, 2009). No entanto, existem poros que estão completamente preenchidos por argilominerais.

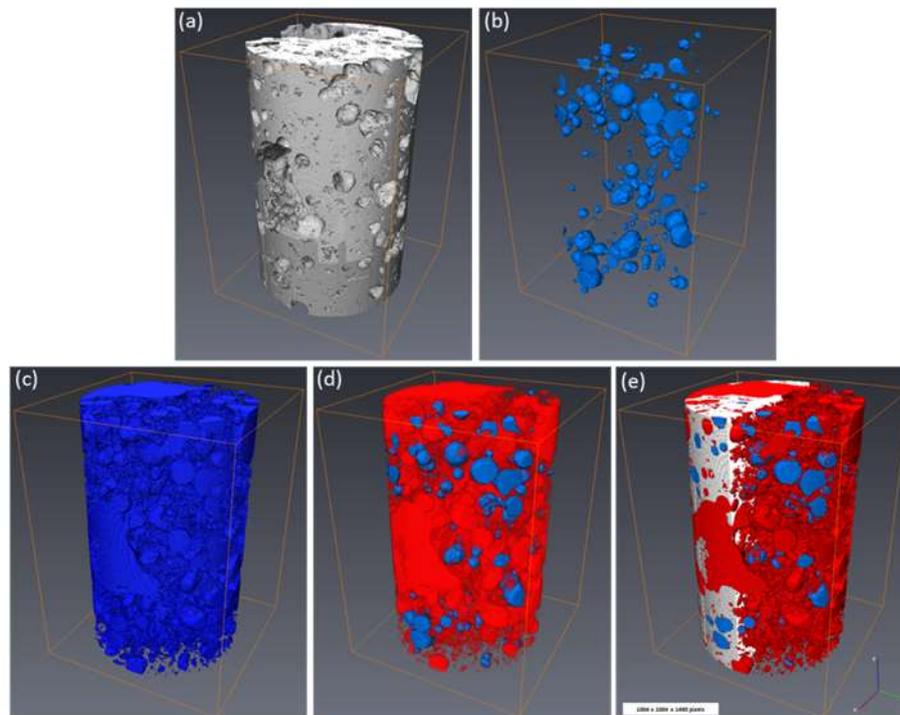
À medida que esses processos secundários ocorrem, propriedades da rocha como porosidade e permeabilidade tendem a reduzir, devido ao fechamento das conexões entre os poros, reduzindo o transporte de fluidos pelo meio poroso. Como estes fluidos percolam no meio poroso da rocha, eles lixiviam alguns elementos que a compõe, como silício, alumínio, cálcio, sódio e potássio e precipitam na forma de minerais nos poros, causando seu fechamento.

#### 4.1.1 Análise de Imagens 3D

O resultado do processo de renderização das imagens segmentadas pode ser observado na Figura 24. Nesta, estão separados os sólidos (Figura 24a), poros remanescentes

(Figura 24b) e poros primários (Figura 24c), sabendo que a fase de poros primários é uma soma entre as fases de poros remanescentes e preenchimento (Figura 24d). A Figura 11Figura 24e apresenta uma composição entre os sólidos (branco), preenchimentos (vermelho) e os poros remanescentes (azul). Na Figura 24d e Figura 24e é possível observar uma fina camada de preenchimento (vermelho) em torno dos poros remanescentes (azul), indicando vesículas que estão apenas parcialmente preenchidas. Os poros remanescentes que não possuem essa camada externa, não estão preenchidos. As vesículas não aparentam estar alongadas em nenhuma direção preferencial.

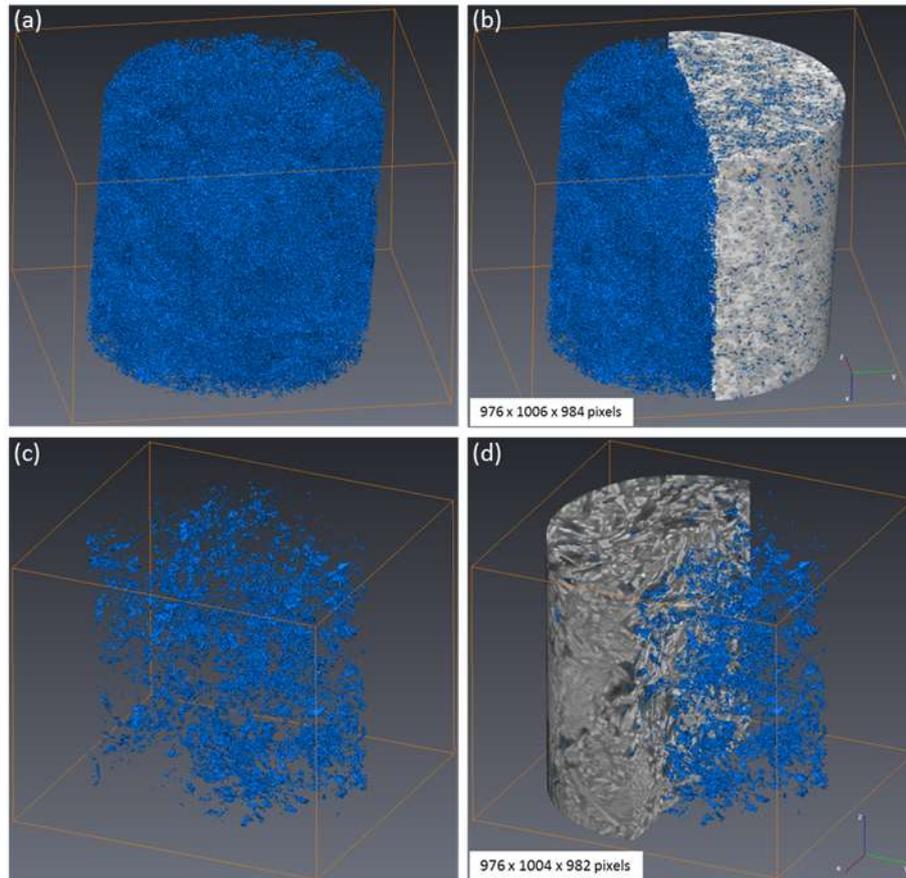
Figura 24 - Imagens de baixa resolução da amostra S4 segmentadas e renderizadas. Sólidos (a), poros remanescentes (b), poros primários (c), preenchimento com poros remanescentes (d). Em (e) tem-se uma composição dos sólidos (branco), preenchimento (vermelho) e poros remanescentes (azul).



Fonte: Do autor, 2020.

A Figura 25 mostra o processo de renderização para as imagens de alta resolução do preenchimento e da matriz. Os poros do preenchimento são aparentemente homogêneos e bem distribuídos ao longo da amostra, mantendo inclusive o formato cilíndrico da mesma (Figura 25a e Figura 25b). A matriz possui um volume poroso menor e menos homogêneo do que o do preenchimento, não tendo a mesma forma cilíndrica e com alguns poros de maior tamanho que se destacam na renderização (Figura 25c e Figura 25d).

Figura 25 - Imagens de alta resolução da amostra S4 segmentadas e renderizadas, com os poros do preenchimento (a) e sua relação com os sólidos (b), assim como os poros da matriz (c) e sua relação com seus sólidos (d).



Fonte: Do autor, 2020.

#### 4.1.2 Quantificação de Imagens Digitais – Fração de Fase

A partir das imagens segmentadas também foram realizadas as medidas de porosidade para as imagens de baixa resolução, para o preenchimento e para a matriz (imagens de alta resolução). Para as imagens de baixa resolução são calculadas as porosidades primária (poros remanescentes somados aos preenchimentos) e remanescente (apenas poros não preenchidos após processos secundários), assim como suas frações de volume das regiões não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos ( $I$ ). Os resultados obtidos para cada uma das sequências de imagens estão listados na Tabela 7 abaixo. Também está apresentado na tabela o valor de porosidade obtido por porosimetria de intrusão de mercúrio para o preenchimento ( $\phi_N, Hg$ ). O valor de porosidade remanescente foi obtido via porosimetria de hélio por BECKER *et al.* (2019).

Tabela 7 - Valores de porosidade obtidos para cada fase analisada da amostra S4 via análise de imagens ( $\phi$ ) e por porosimetria de hélio e mercúrio ( $\phi_N$ ,  $Hg$ ), assim como as frações de volume regiões não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos ( $I$ )

Sequência de Imagens	Fase	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	$\phi$ (%)	$\phi_{He, Hg}$ (%)	$I$ (%)
Baixa Resolução	Poros Primários	27,2	37,67	-	-
	Poros Remanescente	27,2	2,69	10,01 (BECKER <i>et al.</i> 2019)	-
Alta Resolução	Matriz	1,1	0,92	-	62,33
	Preenchimento	0,8	11,12	14,5	34,98

Fonte: Do autor, 2020

Os resultados da Tabela 7 evidenciam uma mudança considerável na porosidade da amostra antes (37,67%) e após a atuação de processos secundários (2,69%), que levam ao fechamento de poros primários. Além disso, a discrepância entre os valores de porosidade remanescente obtidos via análise de imagens (2,69%) e por porosimetria de nitrogênio (10,01%) indica que uma quantidade considerável de poros não está registrada na tomografia por serem menores que o tamanho de *voxel* utilizado (27,2  $\mu\text{m}$ ). Essa diferença de resultados entre técnicas também é constatada por COUVES *et al.* (2016). No entanto, os mesmos consideram que os valores obtidos por análise de imagens são satisfatórios.

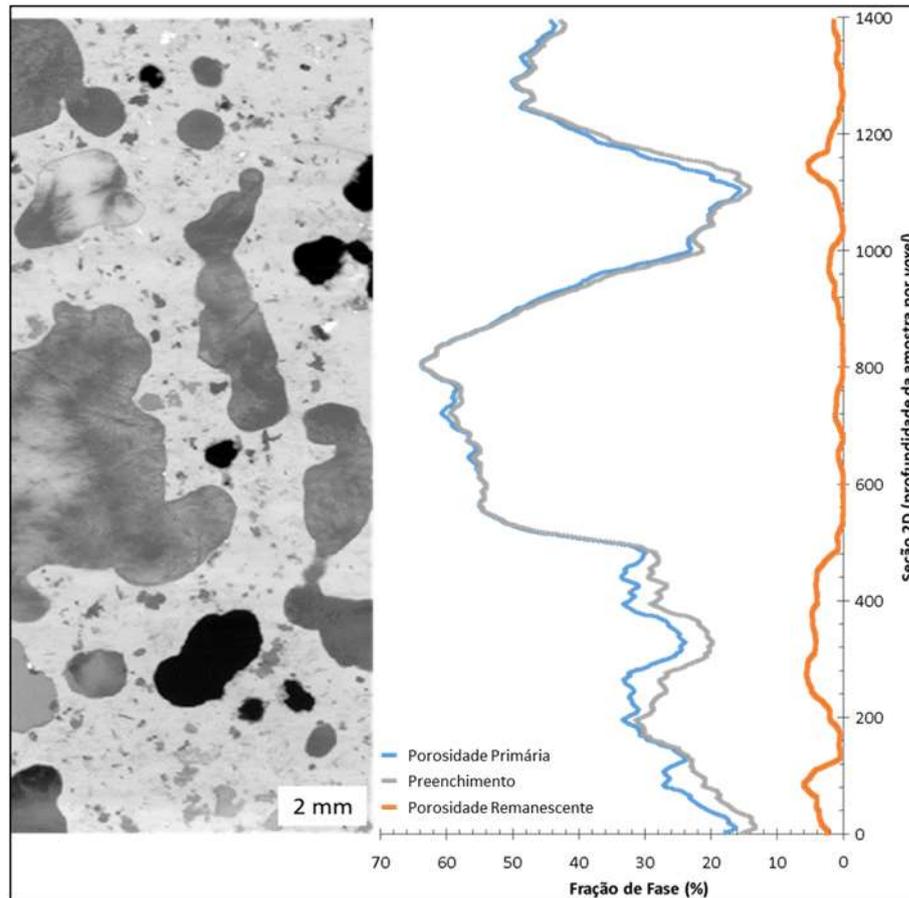
A discrepância também ocorre com as porosidades do preenchimento, pois os valores obtidos via análise de imagens (11,12%) são inferiores àqueles obtidos por porosimetria de hélio (14,5%). Essa discrepância também está associada à limitação da tomografia, por não registrar poros que possuam tamanho inferior ao tamanho de *voxel* utilizado na análise (0,8 $\mu\text{m}$ ), subestimando a porosidade total.

A tendência é de quanto maior for a heterogeneidade do meio poroso da amostra, maior será a diferença entre os valores obtidos por porosimetria e análise de imagens em apenas uma resolução, pela dificuldade em registrar os diversos tamanhos de poros.

O perfil da fração de fase e a seção 2D ortogonal da sequência de imagens em baixa resolução apresenta o padrão da distribuição da porosidade primária e remanescente em baixa resolução, além do perfil do preenchimento dos poros (Figura 26). Existe uma alta ocorrência de poros primários no topo e no meio da amostra, enquanto a distribuição dos poros remanescentes é bastante homogênea, variando de zero a 5,29% da fração de fase. Outro ponto a se ressaltar é a semelhança entre os perfis da porosidade primária e do preenchimento, com estes quase que se sobrepondo. Isso indica que a grande maioria dos poros primários está

de fato preenchida por material secundário, diminuindo drasticamente a porosidade total da rocha.

Figura 26 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da amostra S4 em baixa resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claro, variando com a densidade do material.



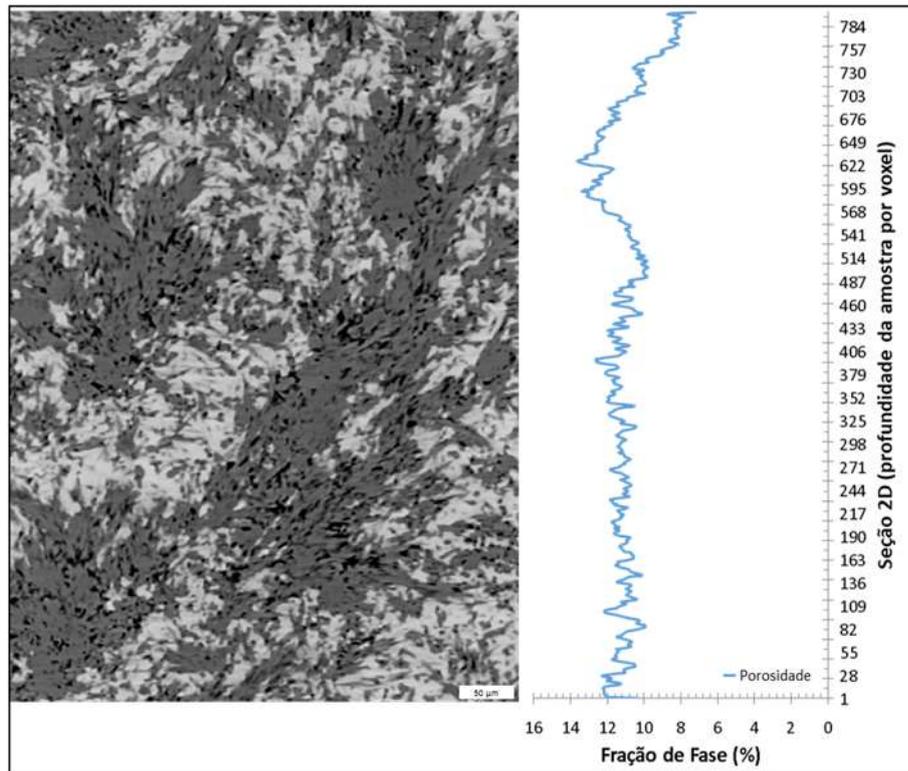
Fonte: Do autor, 2020.

Pode-se esperar que a amostra, assim como outras rochas vulcânicas, possua um meio poroso heterogêneo, pois seus poros primários são formados durante a intrusão, erupção, resfriamento e cristalização do magma, anterior à diagênese (SRUOGA; RUBINSTEIN, 2007). Como o principal processo de controle da porosidade primária é a exsolução de gases e estes buscam o caminho mais fácil para escapar do magma, a distribuição dos poros ao longo da rocha não segue um padrão. A distribuição não homogênea dos poros primários ao longo de toda a amostra indica a heterogeneidade na escala analisada.

Foram construídos também os perfis de porosidade para o preenchimento e para a matriz da amostra S4. O perfil de porosidade do preenchimento (Figura 27) apresenta menores variações, quando comparado com as observadas no perfil de porosidade primária da

amostra, com maiores variações nas fatias superiores da amostra (7% à 14%, aproximadamente).

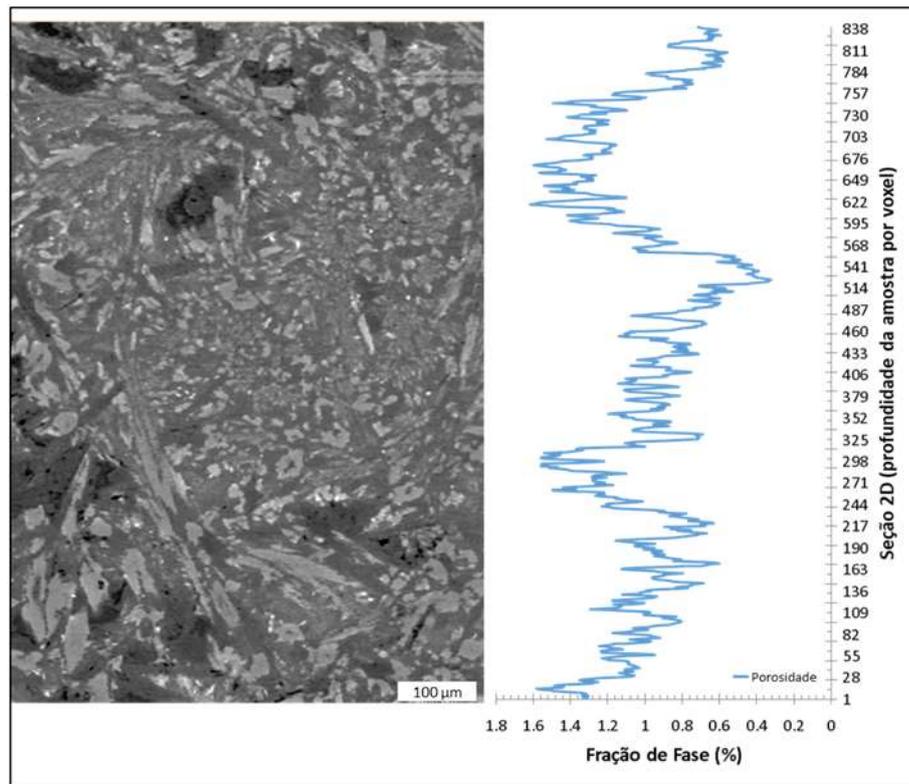
Figura 27 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal do preenchimento em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claro, variando com a densidade do material.



Fonte: Do autor, 2020.

Para a matriz (Figura 28), o perfil de porosidade se assemelha aos perfis das porosidades primária e remanescente, sendo este bastante heterogêneo. Os valores oscilam ao longo de toda a seção 2D, com valores entre aproximadamente 0,3% e 1,7%.

Figura 28 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da matriz da amostra S4 em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claro, variando com a densidade do material.

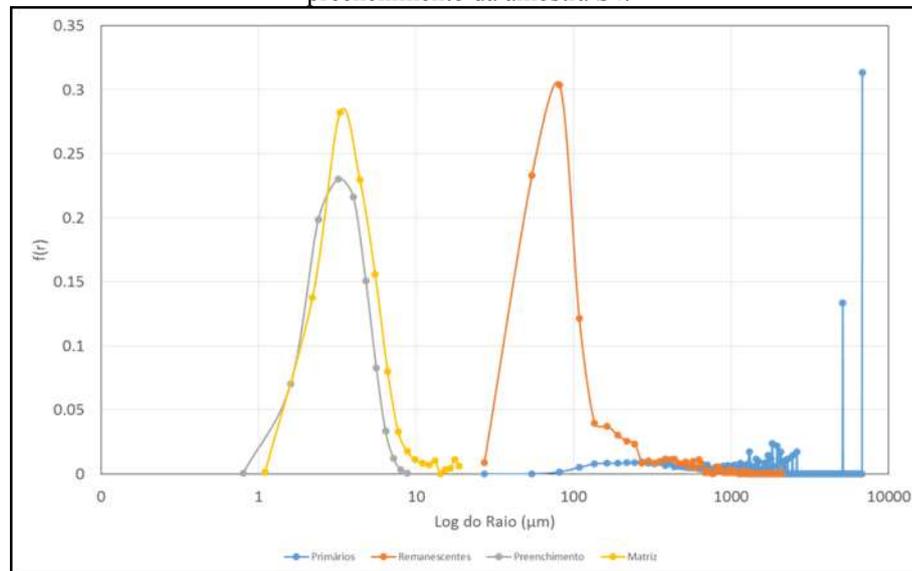


Fonte: Do autor, 2020.

A outra forma de analisar a heterogeneidade do meio poroso de uma rocha é através da sua distribuição de tamanho de poros (Seção 2.3.2). De maneira geral, quanto mais homogêneo é o meio poroso, menor é a quantidade de tamanhos de poros da distribuição.

A Figura 29 mostra um gráfico com a distribuição dos poros primários, remanescentes, do preenchimento e da matriz da amostra S4. A distribuição da porosidade primária das imagens em BR mostra dois picos, indicando a presença de poros com raios em torno de 8 e 9 milímetros, tendo uma distribuição com maior alcance de tamanhos de raio de poros. Já para a porosidade remanescente há uma maior frequência de poros de menor raio, associado ao fechamento dos poros maiores por processos secundários, que eleva a frequência relativa  $f(r)$  de poros com tamanhos entre 40 e 400 µm.

Figura 29- Distribuição de tamanho de poros para os poros primários, remanescentes, da matriz e do preenchimento da amostra S4.



Fonte: Do autor, 2020.

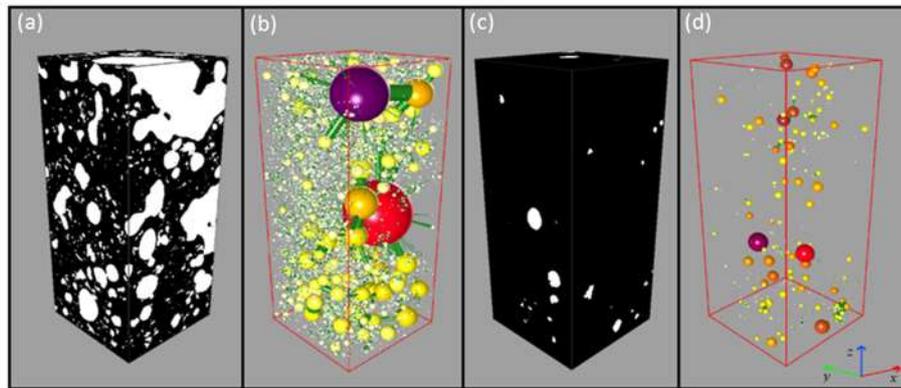
As distribuições de tamanho de poros da matriz e do preenchimento são bastante semelhantes entre si, o preenchimento possui poros com raio de poro entre 0,9 e 9 µm, enquanto a matriz possui poros de maior raio, entre 1 e 30 µm. Dentre as distribuições da Figura 29, a do preenchimento é a que apresenta menor dispersão de valores de raio. A heterogeneidade dos demais meios porosos analisados leva à discrepância ao comparar os valores de porosidade obtidos por análise de imagens e por porosimetria.

#### 4.1.3 Simulação de Permeabilidade Absoluta

A partir das imagens segmentadas é possível realizar as simulações da permeabilidade intrínseca dos materiais, conforme especificado na Seção 3.4.3, através do código de rede de poros e gargantas. Para tal, um Volume de Interesse (VOI) cúbico é gerado em cada uma das sequências de imagens.

A Figura 30 mostra as imagens binárias e o resultado da simplificação do meio poroso primário (Figura 30a e Figura 30b) e remanescente (Figura 30c e Figura 30d) das imagens de BR. Os cilindros verdes representam as conexões entre os poros, representados pelas esferas coloridas. Nota-se uma diminuição considerável destas conexões da porosidade primária para a remanescente. O mesmo ocorre com a quantidade e tamanho dos poros (esferas) de um para o outro. Essas diminuições impactam diretamente na permeabilidade da amostra (Tabela 8).

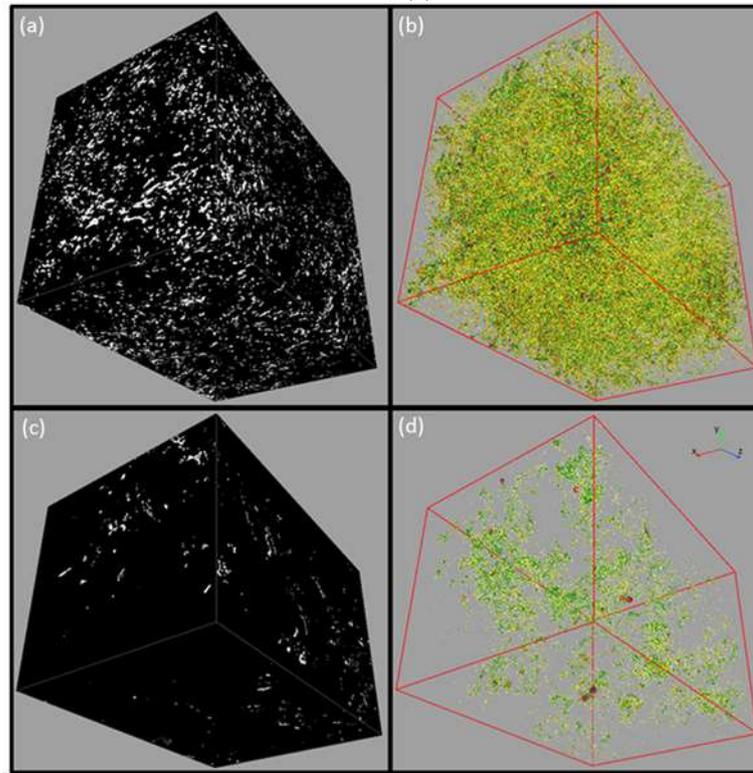
Figura 30 - VOI cúbico binário da amostra S4 com poros primários em branco e sólidos em preto (a). A rede de poros primários, com poros representados por esferas e conexões por cilindros (b). A imagem binária (c) e a rede de poros (d) para os poros remanescentes.



Fonte: Do autor, 2020.

A mesma simulação utilizando o código de rede de poros e gargantas foi realizada para a matriz e para o preenchimento (Figura 31). Há uma diferença significativa entre os meios porosos do preenchimento (Figura 31a) e da matriz (Figura 31c), pois o material de preenchimento possui maior quantidade de poros. Essa comparação é confirmada na rede de poros e gargantas das amostras (Figura 31b e Figura 31d), com um maior volume poroso do preenchimento. Os resultados das simulações efetuadas para a amostra S4 estão listadas na Tabela 8.

Figura 31 - VOI cúbico binário para o preenchimento (a) e para a matriz (c) da amostra S4, com poros em branco e sólidos em preto, assim como a rede de poros e gargantas para os meios porosos do preenchimento (b) e da matriz (d).



Fonte: Do autor, 2020.

Tabela 8 - Previsões de simulações de permeabilidade usando o modelo de rede de poros para os escaneamentos realizados na amostra S4.

Fase	Permeabilidade (D)		
	Eixo X	Eixo Y	Eixo Z
<b>Poros Primários</b>	$2 \times 10^3$	$2 \times 10^3$	0
<b>Poros Remanescentes</b>	0	0	0
<b>Preenchimento</b>	$9 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4}$	$4 \times 10^{-4}$
<b>Matriz</b>	0	0	0

Fonte: Do autor, 2020.

Os resultados das simulações de permeabilidade indicam que a amostra é impermeável no eixo Z, no entanto os eixos X e Y apresentam alta permeabilidade ( $2 \times 10^3$  D). A diferença dos valores entre os eixos pode indicar uma orientação preferencial das vesículas, o que promove um aumento da permeabilidade naquela direção (BLOWER, 2001). Já para os poros remanescentes das imagens em BR, a permeabilidade apresenta-se nula nas três direções.

Apesar das simulações de permeabilidade para os poros remanescentes e para a matriz serem nulas nos três eixos, os resultados mostram que o preenchimento é permeável nos três eixos (Tabela 8) e deve controlar as propriedades de fluxo no interior da amostra. Os resultados de permeabilidade obtidos para o preenchimento estão de acordo com os valores obtidos em topos de derrames por ROSSETTI *et al.* (2019), o que corrobora com o fato de que os preenchimentos de poros devem controlar as propriedades de fluxo no interior de amostras. Assim como em demais rochas, o preenchimento tende a restringir e bloquear os poros e conexões, de forma que a permeabilidade sofra diminuições significativas e muitas vezes irreversíveis (MORRIS; SHEPPERD, 1982).

#### 4.1.4 Modelo Multiescalar

Os valores obtidos pelo modelo multiescalar para a amostra S4 estão apresentados na Tabela 9. O mesmo modelo foi utilizado utilizando os valores de porosimetria para o preenchimento ( $\phi_{Hg}$  Multiescala) ao invés daqueles obtidos por análise de imagens.

Tabela 9 - Valores de porosidade primária e remanescente da amostra S4 obtidos a partir das imagens de BR ( $\phi$ ), por porosimetria de hélio ( $\phi_{He}$ ) e através da composição multiescalar utilizando os valores para o preenchimento obtido por análise de imagens ( $\phi$  Multiescala) e por PIM ( $\phi_{Hg}$  Multiescala).

Fase	$\phi$ (%)	$\phi$ Multiescala (%)	$\phi_{He}$ (%)	$\phi_{Hg}$ Multiescala (%)
<b>Poros Primários</b>	37,67	38,24	-	-
<b>Poros Remanescente</b>	2,69	7,15	10,01 (BECKER <i>et al.</i> 2019)	8,36

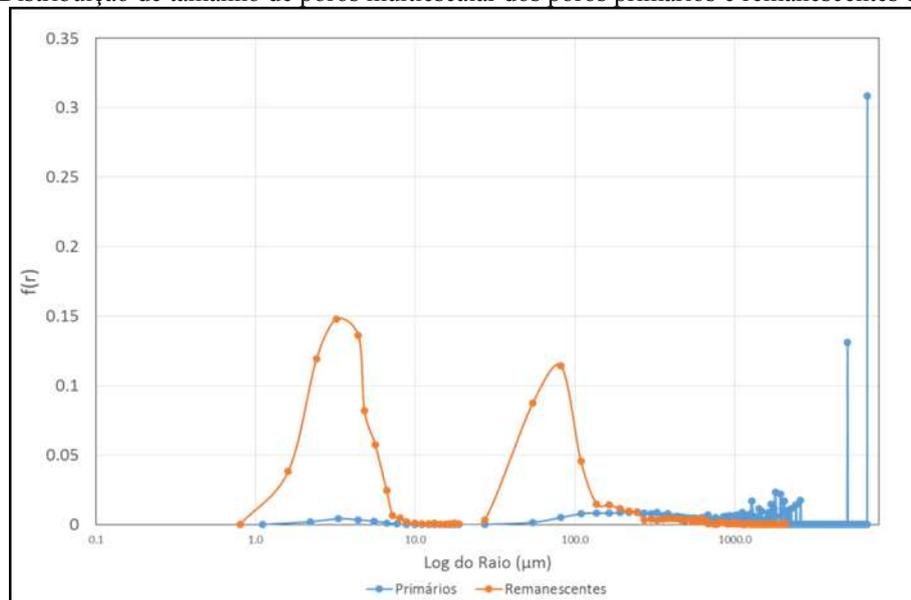
Fonte: Do autor, 2020.

Analisando o resultado de porosidade remanescente obtido com as imagens de baixa resolução (2,69%) com o do modelo multiescalar (7,15%), que une mais de uma escala, têm-se um aumento considerável e uma boa aproximação ao valor obtido por porosimetria de nitrogênio (10,01%). A diferença que existe em relação ao valor obtido por porosimetria ainda está associada com aqueles poros não registrados em nenhuma das resoluções analisadas.

No entanto, ao utilizar-se o dado de porosidade do preenchimento obtido por porosimetria no modelo multiescalar, o valor (8,36%) se aproxima ainda mais dos valores de porosimetria de hélio (10,01%). As composições multiescalares também foram realizadas para a porosidade primária, no entanto, como não é possível obter os valores da propriedade por porosimetria, não há um parâmetro de comparação. Não obstante, como o modelo é satisfatório para a porosidade remanescente, espera-se que a primária também se aproximará do valor real ao utilizar o modelo multiescalar.

A distribuição de tamanhos de poros multiescalar também foi determinada para os poros primários e remanescentes da amostra (Figura 32). Nota-se que a distribuição dos poros primários possui um alcance de poros com raio de maior tamanho entre 8 e 9  $\mu\text{m}$ , com baixa frequência de poros com tamanho de raio inferior a 1  $\mu\text{m}$ . No entanto, a DTP remanescentes é bastante diferente, com um comportamento bimodal. O pico da esquerda está associado aos poros do preenchimento e da matriz, enquanto o pico da direita está relacionado aos poros remanescentes do escaneamento de baixa resolução. A maior frequência de poros pequenos na DTP remanescentes no modelo multiescalar pode indicar que são estes que controlam as propriedades no meio poroso.

Figura 32 - Distribuição de tamanho de poros multiescalar dos poros primários e remanescentes da amostra S4.



Fonte: Do autor, 2020.

#### 4.1.5 Representatividade das Amostras

Na Tabela 10 estão listados os valores dos Volumes de Interesse (VOIs) utilizados para avaliar a representatividade das amostras. Apesar dos VOIs terem sido maiores para a geração da rede de poros e gargantas, o software ajusta os demais eixos àquele com o menor número de *pixels*, com intuito de gerar um cubo.

Tabela 10 - Volumes de Interesse utilizados para os escaneamentos da amostra S4, com o número de *pixel* utilizados nos três eixos principais.

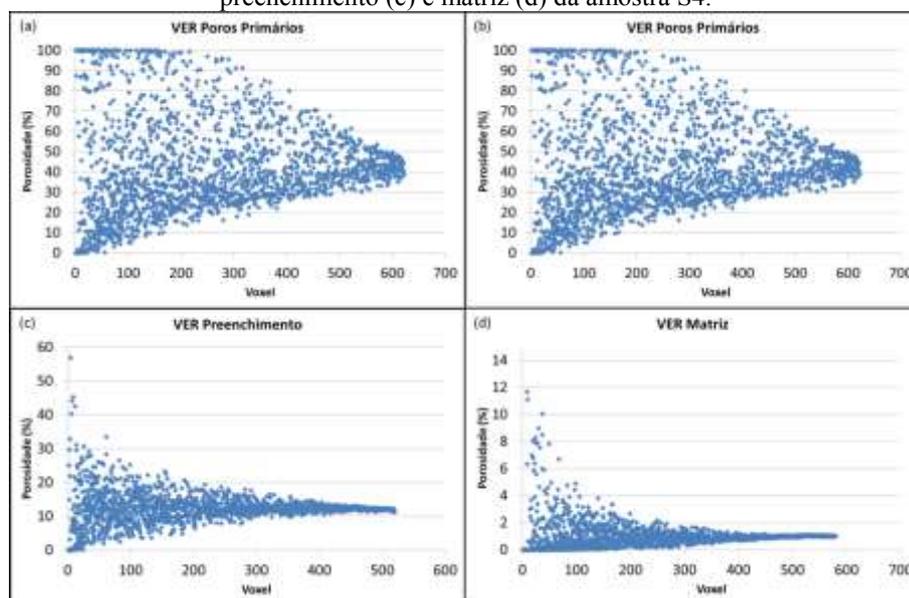
<b>Escaneamento</b>	<b>Tamanho de voxel (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Eixo X (<i>pixel</i>)</b>	<b>Eixo Y (<i>pixel</i>)</b>	<b>Eixo Z (<i>pixel</i>)</b>
<b>Baixa Resolução</b>	27,2	622	622	622
<b>Alta Resolução (Preenchimento)</b>	0,8	520	520	520
<b>Alta Resolução (Matriz)</b>	1,1	580	580	580

Fonte: Do autor, 2020.

A partir dos VOIs da Tabela 10 são analisadas suas representatividades por meio dos gráficos da Figura 33. O VOI utilizado para as análises da porosidade primária (Figura 33a) e remanescente (Figura 33b) da amostra S4 não estabilizam a propriedade, podendo-se concluir então que estes volumes não são representativos para a amostra. Como o VOI escolhido dentro da amostra é o maior possível, deve-se aumentar o número de amostras analisadas ou o tamanho da amostra para também aumentar a representatividade.

No entanto, para os volumes utilizados do preenchimento (Figura 33c) e da matriz (Figura 33d) parece haver um início de estabilização da porosidade. Isso pode ser inferido pela diminuição da distância entre os pontos ao aumentar o volume. Ao se aproximar do volume utilizado, os pontos começam a se sobrepor, mas sem uma estabilização satisfatória. Dessa forma, é interessante que haja um aumento do VOI utilizado ou então um aumento no número de amostras analisadas.

Figura 33 - Análise de representatividade dos volumes analisados para os poros primários (a), remanescentes (b), preenchimento (c) e matriz (d) da amostra S4.



Fonte: Do autor, 2020.

## 4.2 AMOSTRA S6

Assim como a amostra anterior, a S6 foi coletada da crosta inferior de um derrame *pahoehoe* com vesículas esféricas e do tipo *pipe*. Parte das vesículas estão completamente preenchidas por material secundário, no entanto, há remanescentes não preenchidas ou parcialmente preenchidas, originando uma porosidade vesicular. (BARRETO *et al.*, 2017; BECKER *et al.*, 2019).

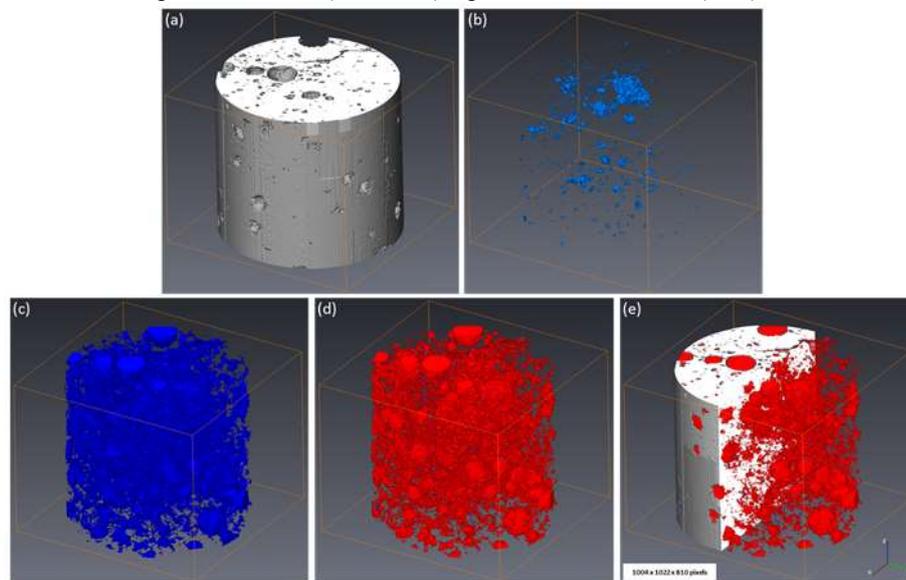
As suas vesículas são consideravelmente menores quando comparadas com as da amostra S4, porém o padrão de preenchimento é similar, com argilominerais e zeolitas ocupando estes espaços. Os processos secundários que levaram ao fechamento dos poros primários, compostos majoritariamente por vesículas, tendem a reduzir os valores de propriedades como porosidade e permeabilidade. O fechamento das conexões é um fator chave para que o escoamento de fluidos no meio poroso cesse e, por consequência, os materiais de preenchimento, se porosos, controlem esses padrões no interior da amostra.

### 4.2.1 Análise de Imagens 3D

A Figura 34 mostra o resultado do processo de segmentação das fases de interesse da amostra S6. A fase dos sólidos pode ser visualizada na Figura 34a, poros remanescentes na

Figura 34b e primários na Figura 34c, sendo que estes são a soma das fases preenchimento e poros remanescentes (Figura 34d). A Figura 34e é uma composição entre as fases dos sólidos (branco), dos preenchimentos (vermelho) e dos poros remanescentes (azul). Quase não é possível identificar os poros remanescentes (Figura 34d e Figura 34e), indicando que a porosidade primária da amostra está bastante reduzida pela ação de processos como intemperismo e hidrotermalismo.

Figura 34 - Imagens segmentadas e renderizadas da amostra S6. Sólidos (a), poros remanescentes (b), poros primários (c), preenchimento com poros remanescentes (d). Em (e) tem-se uma composição dos sólidos (branco), preenchimento (vermelho) e poros remanescentes (azul).



Fonte: Do autor, 2020.

#### 4.2.2 Quantificação de Imagens Digitais – Fração de Fase

A partir das fases de interesse segmentadas calcula-se os valores de porosidade primária e remanescente nas imagens de baixa resolução e para a matriz (imagem de alta resolução). Os mesmos valores obtidos para o preenchimento da amostra S4 são empregados na S6, devido à dificuldade de extrair uma sub-amostra desse material e à similaridade entre as rochas. Estão quantificadas as frações de volume ( $I$ ) da matriz e do preenchimento para a utilização no modelo multiescalar. Os resultados obtidos para as sequências de imagens estão apresentados na Tabela 11 abaixo, assim como os valores de porosidade por PIM ( $\phi_{Hg}$ ) do preenchimento e de porosimetria de hélio ( $\phi_{He}$ ) para os poros remanescentes (BECKER *et al.* 2019).

Tabela 11 - Valores de porosidade obtidos para cada fase analisada da amostra S6 via análise de imagens ( $\phi$ ) e por porosimetria de hélio e mercúrio ( $\phi_{He}$ ,  $Hg$ ), assim como as frações de volume regiões não-resolvidas na matriz da rocha e nos preenchimentos ( $I$ )

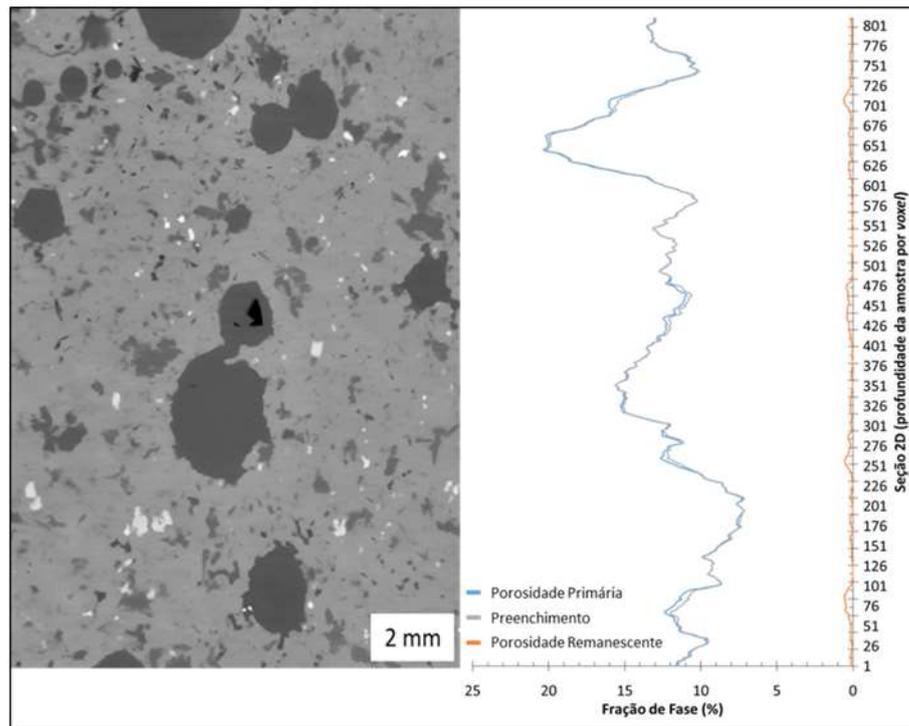
Escaneamento	Fase	Tamanho de voxel ( $\mu\text{m}$ )	$\phi$ (%)	$\phi_{He}$ , $Hg$ (%)	$I$ (%)
<b>Baixa Resolução</b>	Primária	27,2	12,68	-	-
	Remanescente	27,2	0,28	5,22 (BECKER <i>et al.</i> 2019)	-
<b>Alta Resolução</b>	Matriz	1,58	0,09	-	87,32
	Preenchimento	0,8	11,12	14,5	12,40

Fonte: Do autor, 2020.

Os resultados da Tabela 11 corroboram com a diminuição da porosidade observada na Figura 34, com valores muito baixos de porosidade remanescente (0,28%) e bem inferiores aos da primária (12,68%), devido a atuação de processos secundários que fecham o meio poroso da rocha. Os resultados de porosidade remanescente também são bastante distantes daqueles obtidos por porosimetria por BECKER *et al.* 2019 (5,22%). A diferença entre os valores está associada com àqueles poros que não estão registrados na escala analisada (27,2 $\mu\text{m}$ ). Foram construídos os perfis de porosidade para a as imagens de BR e para a matriz, assim como as distribuições de tamanho de poros para ambas.

O perfil de porosidade e a seção 2D ortogonal das imagens de BR apresentam o padrão da distribuição da porosidade primária e remanescente em baixa resolução, além do perfil do preenchimento dos poros (Figura 35). A porosidade remanescente da amostra é homogênea e bastante baixa, apresentando valores entre zero e um. Já a porosidade primária e o preenchimento possuem uma alta heterogeneidade, com uma grande variação de valores, sendo que seus perfis quase se sobrepõem, indicando que os poros primários estão praticamente todos preenchidos por material secundário. Nas regiões da amostra em que a porosidade remanescente é igual a zero, há sobreposição dos perfis da porosidade primária e do preenchimento, indicando o fechamento total dos poros naquelas seções 2D.

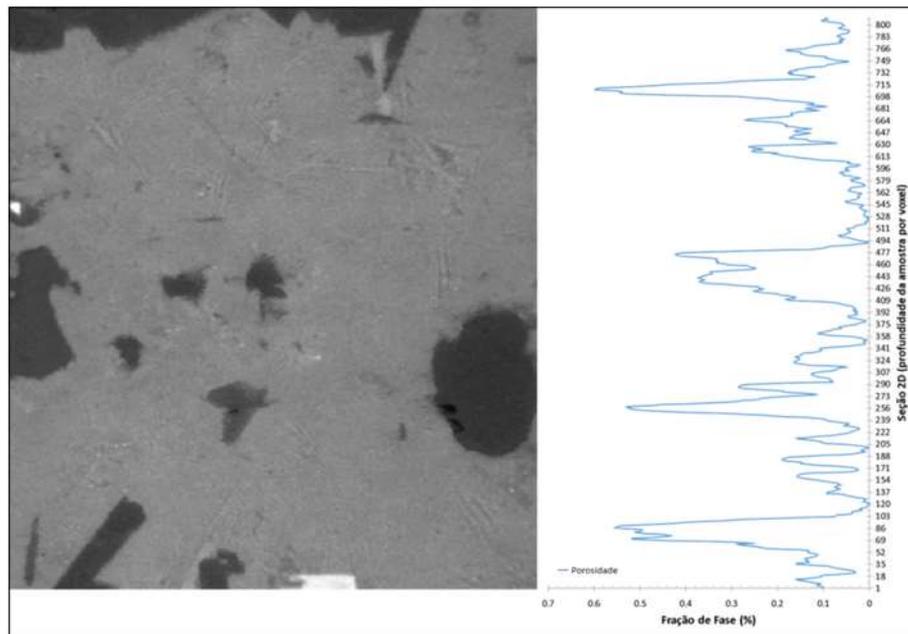
Figura 35 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da amostra S6 em baixa resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material.



Fonte: Do autor, 2020.

O mesmo perfil de porosidade foi gerado para a matriz da amostra S6 (Figura 38). Os valores de porosidade oscilam entre zero e um, com bastante variação. Em algumas regiões da amostra os valores chegam a ser nulos, o que corrobora com o baixo valor de porosidade apresentado na Tabela 11 para essa mesma amostra (0,09%). A seção ortogonal 2D evidencia esse baixo valor calculado, sendo bastante difícil identificar regiões em que há poros na amostra.

Figura 36 - Perfil de fração de fase com seção 2D ortogonal da matriz da amostra S6 em alta resolução. Os poros da imagem estão em preto, enquanto as demais fases em tons de cinza mais claros, variando com a densidade do material.

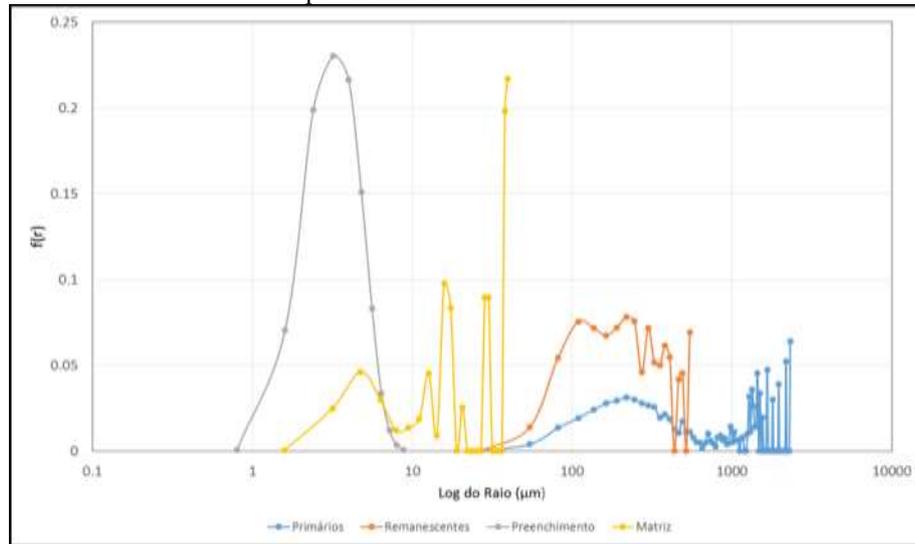


Fonte: Do autor, 2020.

Foi também gerada a distribuição de tamanho de poro (DTP) para cada sequência de imagem obtida para a amostra S6. A Figura 37 mostra o gráfico com a distribuição dos poros primários, remanescentes e da matriz. No entanto, também foi acrescentada a DTP do preenchimento da amostra S4, pois esses dados foram incorporados ao modelo multiescalar da amostra S6 para compor a fase preenchimento.

A distribuição de tamanho de poros primários apresenta uma curva que se aproxima de uma gaussiana, com tamanho de poros entre aproximadamente 40 e 1000  $\mu\text{m}$ , seguida por uma série de pequenos picos, com tamanho de poros superiores à 1000  $\mu\text{m}$ . Os remanescentes têm sua distribuição de tamanhos deslocada levemente para a esquerda, com tamanhos aproximados entre 40 e 550  $\mu\text{m}$ , associado ao fechamento dos poros maiores por processos secundários e ao aumento da frequência dos poros menores.

Figura 37- Distribuição de tamanho de poros para os poros primários, remanescentes e matriz da amostra S6 e preenchimento da amostra S4.



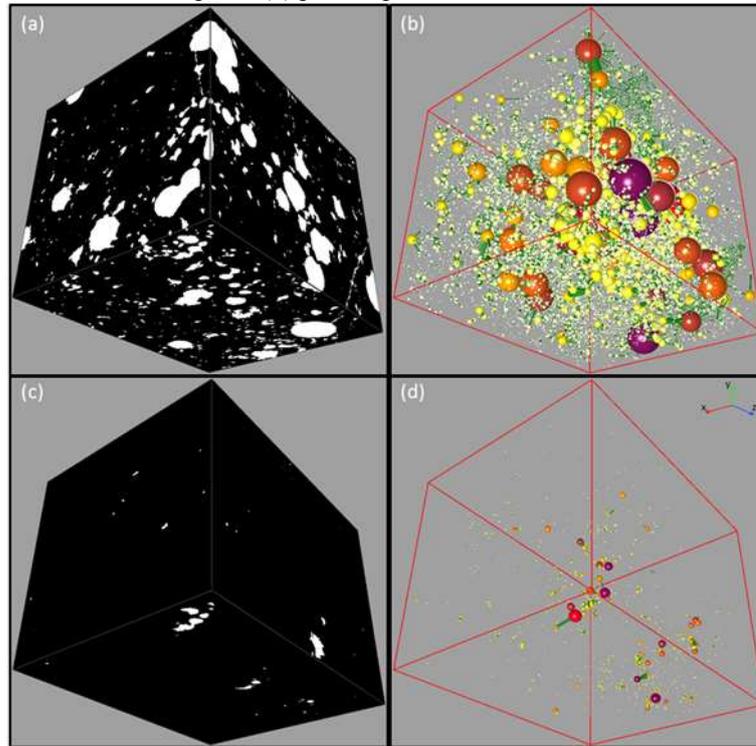
Fonte: Do autor, 2020.

A DTP da matriz abrange uma faixa com tamanhos entre 2 e 40  $\mu\text{m}$ , aproximadamente, sendo que a maior frequência ocorre no limite superior da curva. A distribuição de tamanho de poros para o preenchimento é a mesma para o da amostra S4. Para identificar o caráter da DTP da amostra como um todo, é necessário juntar as diferentes resoluções no modelo multiescalar.

#### 4.2.3 Simulação de Permeabilidade Absoluta

A Figura 38 contém as imagens binárias no VOI cúbico dos meios porosos primário (Figura 38a) e remanescente (Figura 38c), além da rede gerada para ambas (Figura 38b e Figura 38d, respectivamente). Ao observar as imagens, a porosidade passa por uma drástica redução, tanto na quantidade de poros e gargantas como no tamanho dos mesmos.

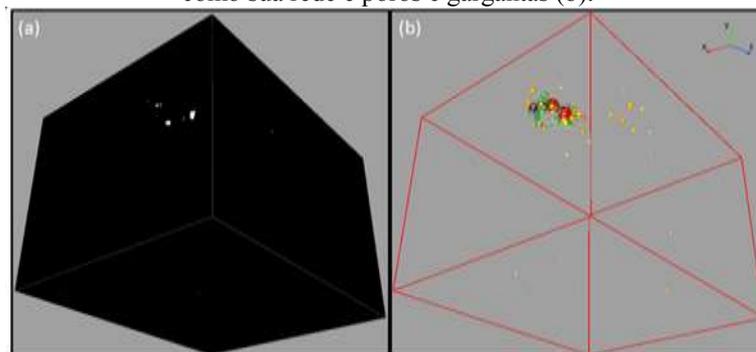
Figura 38 - VOI cúbico binário da amostra S6 com poros primários em branco e sólidos em preto (a). A rede de poros primários, com poros representados por esferas e conexões por cilindros (b). A imagem binária (c) e a rede de poros (d) para os poros remanescentes.



Fonte: Do autor, 2020.

A simulação através da rede de poros e gargantas também é feita para a matriz da amostra S6 (Figura 39). Essa possui uma porosidade muito baixa, confirmada ao observar seu VOI cúbico binário (Figura 39a). Seus poros estão bastante concentrados em uma porção específica da amostra, com algumas pequenas conexões entre si (Figura 39b). Os resultados obtidos pelas simulações de permeabilidade são nulos para todas as amostras, em todos os eixos, ou seja, as amostras são impermeáveis nas resoluções analisadas.

Figura 39 - VOI cúbico binário da matriz (a) da amostra S6, com poros em branco e sólidos em preto, assim como sua rede e poros e gargantas (b).



Fonte: Do autor, 2020.

#### 4.2.4 Modelo Multiescalar

Os valores obtidos pelo modelo multiescalar para a amostra S6 estão apresentados na Tabela 12. O modelo foi utilizado também usando os valores de porosimetria do preenchimento (mesmo valor obtido para a amostra S4) ao invés dos obtidos via análise de imagens.

Tabela 12 - Valores de porosidade primária e remanescente da amostra S6 obtidos a partir de um tomograma simples, por porosimetria de hélio e através da composição multiescalar.

<b>Fase</b>	<b><math>\phi</math> (%)</b>	<b><math>\phi</math> Multiescala (%)</b>	<b><math>\phi_{He}</math> (%)</b>	<b><math>\phi_{Hg}</math> Multiescala (%)</b>
<b>Poros Primários</b>	12,68	12,76	-	-
<b>Poros Remanescentes</b>	0,28	1,74	5,22 (BECKER <i>et al.</i> 2019)	2,16

Fonte: Do autor, 2020.

O resultado de porosidade remanescente obtido com apenas uma resolução (0,28%) está bastante abaixo daquele obtido pelo modelo multiescalar (1,74%). Ao unir diferentes escalas, o valor tende a aumentar ao registrar poros nas imagens de alta resolução que não podem ser identificados em resoluções piores. Não obstante, o valor do modelo ainda está distante do obtido por porosimetria de hélio (5,22%). A diferença pode estar associada aos poros que não estão identificados em nenhuma das resoluções analisadas e/ou pela utilização dos dados de preenchimento obtidos para a amostra S4, que pode ser diferente do material de preenchimento da S6.

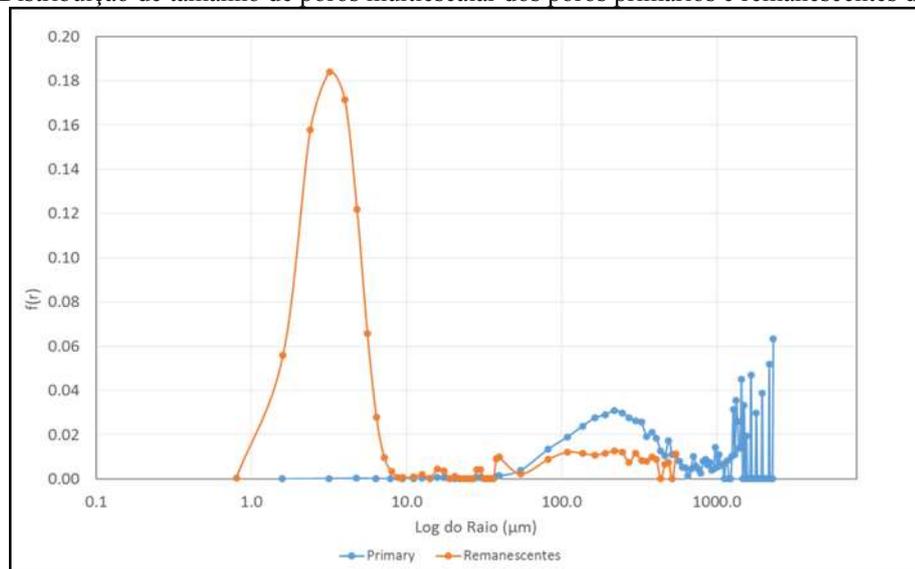
Como esperado, o valor do modelo multiescalar utilizando os dados obtidos por porosimetria para o preenchimento (2,16%) é maior do que o obtido apenas por análise de imagens (1,74%) e ainda mais próximo do valor da porosimetria para a porosidade remanescente (5,22%). Isso ocorre, pois todos os poros conectados são computados utilizando porosimetria de intrusão de mercúrio (PIM), o que não acontece na análise de imagens.

Também se realizou as composições multiescalares para a porosidade primária da amostra. No entanto, não há como obter valores desta propriedade via porosimetria, uma vez

que estes devem ser obtidos logo após a consolidação do meio poroso primário da rocha. No entanto, como há uma aproximação aos valores obtidos por porosimetria para a porosidade remanescente utilizando o modelo, é possível que o mesmo também seja satisfatório para a porosidade primária.

A distribuição de tamanho de poros (DTP) multiescalar também foi gerada, tanto para os poros primários como para os remanescentes (Figura 40). Observa-se que os tamanhos de poros primários estão concentrados na porção direita do gráfico, com raios entre aproximadamente 50 e 1100  $\mu\text{m}$  e, com pouca representatividade de poros com tamanhos inferiores a esses. Contudo, na DTP dos poros remanescentes, destaca-se um pico à direita do gráfico. Esse está associado com os poros menores (0,9 a 10  $\mu\text{m}$ , aproximadamente), encontrados na matriz e no preenchimento. Com maior densidade de poros pequenos, àqueles com raios maiores (observados no meio poroso primário) perdem a representatividade na distribuição de tamanhos. O aumento na quantidade de poros de menor raio indica que estes estão, provavelmente, controlando as propriedades petrofísicas do meio poroso da rocha. A diferença entre as DTPs das amostras S6 e S4 pode indicar variações nas geometrias nos poros, que também influenciará nos valores de porosidade e permeabilidade

Figura 40 - Distribuição de tamanho de poros multiescalar dos poros primários e remanescentes da amostra S6.



Fonte: Do autor, 2020.

#### 4.2.5 Representatividade das Amostras

Na Tabela 13 estão dispostos os valores dos Volumes de Interesse (VOIs) utilizados para avaliar a representatividade das amostras. Apesar dos VOIs terem sido maiores para a geração da rede de poros e gargantas, o software ajusta os demais eixos àquele com o menor número de *pixels*, com intuito de gerar um cubo.

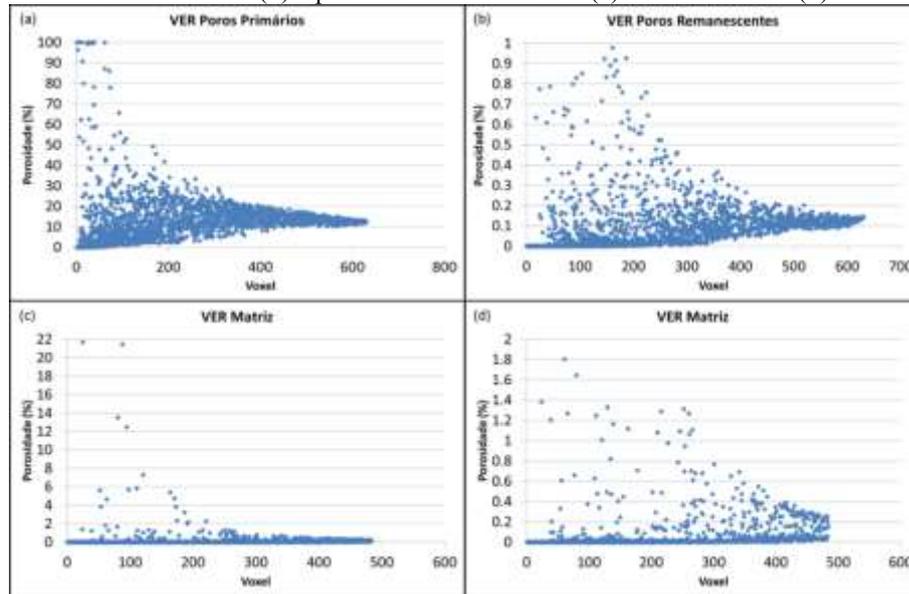
Tabela 13 - Volumes de Interesse utilizados para os escaneamentos da amostra S6, com o número de *pixels* utilizados nos três eixos principais.

<b>Escaneamento</b>	<b>Tamanho de voxel (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Eixo X (<i>pixel</i>)</b>	<b>Eixo Y (<i>pixel</i>)</b>	<b>Eixo Z (<i>pixel</i>)</b>
<b>Baixa Resolução</b>	27,2	630	630	630
<b>Alta Resolução (Matriz)</b>	1,58	484	484	484

Fonte: Do autor, 2020.

As representatividades das amostras são analisadas com base nos volumes da Tabela 13 e gráficos da Figura 41. O volume utilizado para a porosidade primária (Figura 41a) não é representativo, assim como o utilizado para a porosidade remanescente (Figura 41b). Aparentemente, o volume utilizado para a matriz (Figura 41c) parece ser representativo, no entanto, ao alterar a escala do eixo Y, é perceptível que a porosidade não estabiliza com o volume utilizado (Figura 41d). Conclui-se então que nenhum volume utilizado para a amostra S6 é representativo, fato que confirma seu alto grau de heterogeneidade. A representatividade por ser aumentada de duas maneiras, pelo aumento do tamanho das amostras ou pelo aumento na quantidade de amostras analisadas.

Figura 41 - Análise de representatividade dos volumes analisados da amostra S6 para os poros primários (a), remanescentes (b) e para a matriz com menor (c) e maior detalhe (d).



Fonte: Do autor, 2020.

### 4.3 RESUMO DOS RESULTADOS

Abaixo na Tabela 14 tem-se o resumo dos resultados quantitativos das amostras e sub-amostras obtidos neste trabalho. Dentre eles, os tamanhos de *voxels* obtidos nas microtomografias de raios X (resolução), os valores de porosidade a partir de um microtomograma ( $\phi$ ), multiescalar apenas com os valores obtidos por imagens ( $\phi_{\text{Multiescalar}}$ ), por porosimetria de hélio e mercúrio ( $\phi_{\text{He,Hg}}$ ) e multiescalar utilizando os valores de PIM do preenchimento ( $\phi_{\text{Hg Multiescalar}}$ ). Estão também listadas as simulações de permeabilidade realizadas em todas as amostras, nos três principais eixos (X, Y e Z).

Tabela 14 – Resumo dos resultados obtidos neste trabalho para as duas amostras analisadas e as sub-amostras retiradas das mesmas.

Amostra	Fase	Tamanho de voxel (μm)	φ (%)	φ Multiescala (%)	φ <sub>He, Hg</sub> (%)	φ <sub>Hg</sub> Multiescala (%)	Permeabilidade (D)		
							X	Y	Z
S4	Poros Primários	27,2	37,67	38,24	-	-	2 x 10 <sup>3</sup>	2 x 10 <sup>3</sup>	0
	Poros Remanescentes	27,2	2,69	7,15	10,0	8,36	0	0	0
	Preenchimento	0,8	0,92	-	-	-	9 x 10 <sup>-4</sup>	2 x 10 <sup>-4</sup>	4 x 10 <sup>-4</sup>
	Matriz	1,1	11,12	-	-	-	0	0	0
S6	Poros Primários	27,2	12,68	12,76	-	-	0	0	0
	Poros Remanescentes	27,2	0,28	1,74	5,22	2,16	0	0	0
	Matriz	1,58	0,09	-	-	-	0	0	0

Fonte: Do autor, 2020

## 5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi realizada a caracterização de duas rochas vulcânicas (S4 e S6), do Grupo Serra Geral, por meio de microtomografia de raios X, análise de imagens e modelagem multiescalar. Para tal, foram extraídas sub-amostras com intuito de abranger diferentes escalas de resolução na análise tomográfica. Para a S4 foram realizados três escaneamentos, um com baixa resolução abrangendo um maior volume do material e dois com alta resolução para obter dados com maior detalhamento da rocha (matriz e preenchimento). Na amostra S6 foram realizados apenas dois escaneamentos, um de baixa resolução e um de alta (matriz). Os parâmetros obtidos para o preenchimento da amostra S4 foram extrapolados para a S6, tendo em vista a similaridade entre os materiais.

Os parâmetros microestruturais analisados em cada tomograma foram porosidade, perfil de porosidade, distribuição de tamanho de poro, permeabilidade absoluta e representatividade dos volumes utilizados. Compondo as diferentes escalas, obteve-se os valores de porosidade e a distribuição de tamanho de poros das amostras. As porosidades (imagens de BR e multiescalar) estão divididas em primária (anterior ao fechamento dos poros) e remanescentes (após processos secundários), para mensurar o impacto desses processos no meio poroso da rocha. Os resultados de porosidade remanescente foram comparados com dados da literatura obtidos para as mesmas amostras via porosimetria de gás hélio.

Os resultados de porosidade obtidos com os escaneamentos de baixa resolução são bastante discrepantes dos encontrados por porosimetria. Isto ocorre pois poros com tamanhos inferiores a  $27,2 \mu\text{m}$  não são identificados nas imagens. Não obstante, a caracterização de rochas através de análise de imagens possibilita a avaliação tridimensional do meio poroso primário e remanescente de rochas vulcânicas, artifício bastante interessante para estudos sobre a história de evolução de magmas e processos intempéricos.

As análises em múltiplas escalas exibem um aumento da porosidade total de ambas as rochas. No entanto, ainda diferentes dos valores obtidos por porosimetria, sendo a diferença maior na amostra S6, provavelmente por possuir poros menores do que a amostra S4. Essa discrepância está associada a poros abaixo da resolução da imagem, que não encontram-se computados em nenhuma escala, teoricamente nanoporos. Outros fatores que podem ter influenciado na diferença entre os valores foram as premissas adotadas para

montagem do modelo multiescalar. Obtendo-se os valores para cada fase de material que preenche os poros fará com que os resultados de porosidade sejam mais precisos.

Os valores de permeabilidade para a amostra S4 são diferentes dependendo do eixo analisado, o que pode indicar uma orientação preferencial das vesículas, o que favorece a percolação de fluidos naquela direção. O mesmo não foi observado na amostra S6, tendo em vista que a amostra é impermeável nos três eixos principais.

A permeabilidade dos poros primários das amostras permitiu a percolação de fluidos mineralizantes, fechando as conexões dos poros macroscópicos. Considerando a alta diferença entre a porosidade primária e remanescente, assim como o impacto da formação de vesículas parcialmente e totalmente preenchidas destas amostras, é razoável afirmar que os processos secundários que preenchem os poros realizam uma alteração impactante na estrutura porosa de uma rocha vulcânica, reduzindo fortemente sua permeabilidade e porosidade total.

O fechamento do caminho do fluido ocorreu preenchendo completamente alguns poros em um determinado momento, enquanto outros foram preenchidos apenas parcialmente. Essas afirmações são confirmadas ao comparar a porosidade obtida na quantificação de imagens, com uma redução de 38,24% (primária) para 7,15% (remanescente) para a amostra S4 e de 12,76% (primária) para 1,74% (remanescente) para a S6, usando os resultados da análise em múltiplas escalas.

Vale ressaltar que os volumes utilizados para as amostras não são representativos, um problema para inferir os dados obtidos para as rochas como um todo. Esta situação pode se resolver ao aumentar o tamanho da amostra e/ou suas quantidades. A representatividade das amostras é uma peça importante para a confiabilidade dos resultados obtidos.

A aplicação de um modelo multiescalar associado a microtomografia de raios X para análise de meios porosos de rochas vulcânicas é bastante satisfatória, uma vez que um simples tomograma não consegue registrar as diversas escalas de poros presentes nas rochas. No entanto, com intuito apenas de se obter valores de porosidade, além de fornecer uma visualização tridimensional do meio poroso dessas rochas.

Para trabalhos futuros, o desafio está em, além de integrar escalas micro, integrar escalas de pior resolução, mas que possam conter feições primordiais, como fraturas que irão interconectar o meio poroso em uma escala macro, para buscar entender o comportamento dessas rochas em um sistema petrolífero.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDIOGLU, E. Mineralogy and chemistry of zeolites and associated minerals in Tertiary alkaline volcanics from the Eastern Pontides, NE Turkey. **Neues Jahrbuch für Mineralogie – Abhandlungen**, v. 189, n. 1, p. 35-47, 2012.

AL-KHARUSI A.S.Z. **Pore-Scale characterization of carbonate rocks**. Tese (Mestrado) - Imperial College London, Londres, 2007.

ANOVITZ, L.M.; COLE, D.R. Characterization and analysis of porosity and pore structures. **Review in Mineralogy and Geochemistry**, v. 80, n. 1, p. 61-164, Jan. 2015.

APPOLONI, C. R.; FERNANDES, C. P.; RODRIGUES, C. R. O. X-ray microtomography study of a sandstone reservoir rock. **Nuclear Instruments and Methods in Physics Research, Coimbra**, v. 580, n. 1, p. 629-632, Set. 2007.

ARCHIE, G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks. **AAPG Geologists Bulletin**, Reston, v. 34, n. 5, p.943-961, Maio, 1950.

ARNES, I. *et al.* Contact metamorphic devolatilization of shales in the Karoo Basin, South Africa, and the effects of multiple sill intrusions. **Chemical Geology**, v. 281, n. 1, p. 181-194, 2011.

AUBELE, J.C.; CRUMPLER, L.S.; ELSTON, W.E. Vesicle zonation and vertical structure of basalt flows. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, Boulder, v. 35, n. 4, p. 349-374, Dez. 1988.

BARBETTA, P.A. **Estatística aplicada às ciências sociais**. 5 ed. Santa Catarina: UFSC, 2002.

BARRETO, C. J.; LIMA, E. F.; GOLDBERG, K. Primary vesicles, vesicle-rich segregation structures and recognition of primary and secondary porosities in lava flows from the Paraná Igneous Province, southern Brazil. **Bulletin of Volcanology**, v. 79, n. 31, p. 1-17, 2017.

BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. Estados Unidos: Dover Publications, Elsevier, 1988.

BECKER, M.; LIMA, E.F.; WAICHEL, B.L.; MANTOVANI, I. Pore system quantification and characterization in volcanic rocks: A case study from the Lower Cretaceous Serra Geral Group, Parana Basin, southern Brazil. **Journal of Petroleum Geology**, v. 42, n. 3, p. 301-317, 2019.

BLOWER, J.D. Factors controlling permeability-porosity relationship in magma. **Bull. Volcanol.**, v. 63, n. 1, p. 497-504, 2001.

BUADES, A.; COLL, B.; MOREL, J. M. Nonlocal means denoising. **Image Processing On line**, v. 1, n. 1, p. 208-2012, 2011

BUADES, A.; COLL, B.; MOREL, J.M. Nonlocal image and movie denoising. **Int. J. Comput. Vis.**, v. 76, n. 1, p. 123-139, Fev. 2008.

BULTREYS, T.; DE BOEVER, W.; CNUUDE, V. Imaging and image-based fluid transport modelling at the pore scale in geological material: A practical introduction to the current state-of-the-art. **Earth-Science Reviews**, v. 155, n. 1, p. 93-128, Fev. 2016.

BULTREYS, T. *et al.* Investigating the relative permeability behavior of microporosity-rich carbonates and tight sandstones with multiscale pore network models. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 121, n. 11, p. 7929-7945, Out. 2016.

CANTRELL, D.L.; HAGERTY, R.M. Microporosity in Arab Formation Carbonates, Saudi Arabia. **GeoArabia**, v. 4, n. 2, p. 129-154, 1999.

CARVALHO, A.C.P. História da Tomografia Computadorizada. **Revista Imagem**, v. 29, n. 2, p. 61-66, 2007.

CHAUHAN, S. *et al.* Phase segmentation of X-ray computer tomography rock images using machine learning techniques: an accuracy and performance study. **Solid Earth**, v. 7, n. 1, p. 1125-1139, 2016.

CHEN, Z.Y.; HUO, C.Y.; ZHANG, Z.W. Relationship between Tertiary volcanic rocks and hydrocarbons in the Liaohe basin, China. **AAPG Bulletin**, v. 83, n. 6, p. 1004–1014, Jun., 1999.

CHEN X.; ZHOU, Y. Application of digital core analysis and hydraulic flow units in petrophysical characterization. **Adv. Geo-energ. Res.**, v. 1, n. 1, p. 18-30, Abril, 2017.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **AAPG Bulletin**, v. 54, n. 2, p. 207-205, Fev. 1970.

CNUDDE, V. *et al.* Recent progress in X-ray CT as geosciences tool. **Applied Geochemistry**, v. 21, n. 5, p. 826-832, Maio, 2006.

COLOMBIER, M. *et al.* The evolution of pore connectivity in volcanic rocks. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 462, n. 15, p. 99-109, Mar. 2017

COSTER, M.; CHERMANT, J. L. **Precis d'analyse d'images**. Paris: Presses du CNRS. 1989

COUVES, C. *et al.* Use of X-ray computed tomography to quantify the petrophysical properties of volcanic rocks: a case study from Tenerife, Canary Islands. **Journal of Petroleum Geology**, v. 39, n. 1, p. 79-94, Jan. 2016.

DAVAL, D. Carbon dioxide sequestration through silicate degradation and carbon mineralisation: promises and uncertainties. **Materials Degradation**, v. 11, p. 1-4, Mar. 2018.

DEMBICKI, H. **Practical petroleum geochemistry for exploration and production**. Estados Unidos: Elsevier, 2017.

DONG, H. **Micro-CT imaging and pore network extraction**. Tese (Mestrado) - Imperial College London, Londres, 2007.

DONG, H.; BLUNT, M. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography imagens. **Physical Review**, v. 80, n. 3, p. 1-11, 2009.

DURAI SWAMI, R.A.; BONDRE, N.R.; MANAGAVE, S. Morphology of rubbly pahoehoe (simple) flows from the Deccan Volcanic Province: Implications for style of emplacement. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 177, n. 4, p. 822-836, Nov. 2008.

DURAI SWAMI, R.A. *et al.* Pahoehoe-a'a transitions in lava flow fields of the western Deccan Traps, India-implications for emplacement dynamics, flood basalt architecture and volcanic stratigraphy. **Journal of Asian Earth Science**, v. 84, p. 146-166, Abril, 2014.

ENGELBERG, D.L. *et al.* Three-dimensional imaging of inhomogeneous lithologies using X-ray computed tomography: Characterization of drill core from the Borrowdale Volcanic Group. **Mineralogical Magazine**, v. 76, n. 8, p. 2931-2938, Dez. 2012.

FAROOQUI, M.Y. *et al.* Evaluating Volcanic Reservoirs. **Oilfield Review Spring**, v. 21, n. 1, p. 36-47, Mar. 2009.

FELDKAMP, L. A.; DAVIS, L. C.; KRESS, J. W. Practical cone beam algorithm. **Journal of the Optical Society of America A**, v. 1, n. 6, p. 612-619, 1984.

FENG, Z. Volcanic rocks as prolific gas reservoir: a case study from the Qingshen gasfield in the Songliao Basin, NE China. Mar. **Petrol. Geol.** v. 25, n. 4-5, p. 416-432, Abril-Maio, 2008.

FERNANDES, C.P. **Engenharia de microestruturas: análise quantitativa de imagens e simulação de processos físicos**. Monografia para o Concurso de Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC, Florianópolis, 2002.

FERNANDES, C.P. *et al.* Caracterização do sistema poroso de rochas reservatório com microtomografia computadorizada de raios X. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 20, n. ½, p. 129-144, Nov., 2011/ Nov. 2012.

FERNANDES, J. S.; APPOLONI, C.R.; FERNANDES, C.P. Determination of the Representative Elementary Volume for the study of sandstones and siltstones by X-Ray microtomography. **Mat. Res.**, v. 15, n. 4, p. 662-670, 2012.

FREIRE-GOMARLY, M. *et al.* Comparing threshold techniques for quantifying the dual porosity of Indiana Limestone and Pink Dolomite. **Microporous and Mesoporous Materials**, v. 207, n. 1, p. 84-89, Jan. 2015.

FULLMER, S.M. Microporosity: characterization, distribution, and influence on oil recovery. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, Jan. 2014, Doha, Qatar: **IPTC**, 2014.

GAO, Y. *et al.* X-ray microtomography of intermittency in multiphase flow at steady state using differential imaging method. **Water Resource Research**, v. 53, n. 1, p. 10274-10292, 2017.

GHOUS, A. **3D imaging and modeling of carbonate core at multiple scales**. 2010, 152 p. Tese (Doutorado), School of Petroleum Engineering, The University of New South Wales, New South Wales, 2010.

GHOUS, A. *et al.* 3D Characterisation of Microporosity in Carbonate Cores. In: SPWLA MIDDLE EAST REGIONAL SYMPOSIUM, Abril 2007, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: **SPWLA**. 2007

GIESCHE, H. Mercury porosimetry: A general (practical) overview. **Part. Part. Syst. Charact.**, v. 23, n. 1, p. 9-19, Mar. 2006.

GILL, R. **Igneous rocks and process: a practical guide**. Inglaterra: Universidade de Londres, Wiley-Blackwell, 2010.

GISLASON, S.R. *et al.* Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. **Internation Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 4, n. 1, p. 537-545, 2010.

GRAPES, R. **Pyrometamorphism**. Second Edition. Coréia do Sul: Universidade da Coreia, Springer, 2011.

GREENFIELD, L. *et al.* The 3D architecture and petrophysical properties of hyaloclastite delta deposits: an integrated photogrammetry and petrophysical study from southern Iceland. **Basin Research**, v. 12415, p. 1-24, Nov. 2019.

GUALDA, G.A.R.; RIVERS, M.L. Quantitative 3D petrography using X-ray tomography: Application to Bishop Tuff pumice clasts. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 154, n. 1, p. 48-62, Fev. 2006

GUILBAUD, M. *et al.* Rubbly pahoehoe lavas: An important component of icelandic basaltic lava flows In: AGU FALL MEETING, Dez. 2003, San Francisco, CA: **Eos Transactions American Geophysical Union**, 2003.

HEAP, M.J.; KENNEDY, B.M. Exploring the scale-dependent permeability of fractured andesite. **Earth and Planetary Earth Science**, v. 447, n. 1, p. 139-150, Ago. 2016.

HERMAN, G.T. **Fundamentals of computerized tomography: image reconstruction from projections (2<sup>a</sup> Ed)**. Inglaterra: Springer-Verlag, 2009.

HSIEH, J. **Computed tomography principles, design, artifacts, and recent advances (2<sup>a</sup> Ed.)**. Estados Unidos: Willey Interscience, 2009.

JANJUHAH, H.T. *et al.* New approach toward the classification of microporosity in Miocene carbonate rocks, Central Luconia, offshore Sarawak, Malaysia. **Journal of Natural Gas Geoscience**, v. 3, n. 3, p. 119-133, Jun. 2018.

JIANG, F. *et al.* Formation mechanism of volcanic reservoirs within a volcanostratigraphic framework: The case of the Wangfu fault depression in the Songliao Basin, China. **Marine and Petroleum Geology**, v. 84, n. 1, p. 160-178, Jun. 2017.

JIANG, Z. *et al.* Representation of multi-scale heterogeneity via multi-scale pore networks. **Water Resources Research**, v. 49, n. 1, p. 5437-5449, 2013.

KESZTHELYI, L. Classification of the mafic flows from OPD Leg 183. In: Proceedings of the Ocean Drilling Program.; FREY *et al.* (Eds.). **Scientific Results**, v. 183, p. 1-28, Jun. 2002.

KETCHAM, R.A.; CARLSON, W.D. Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences. **Computers & Geosciences**, v. 27, n. 1, p. 381-400, 2001.

KLUG, C.; CASHMAN, K.V. Permeability development in vesiculating magma. **Bulletin of Volcanology**, v. 58, n. 1, p. 87-100, 1996.

KNACKSTEDT, M.A. *et al.* 3D imaging and characterization of the pore space of carbonate core; implications to single and two phase flow properties. In: SPWLA 47<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Jun. 2006, Veracruz, México: **SPWLA**.

LANDIS, E.N.; KEANE, D.T. X-ray microtomography. **Material characterization**, v. 61, n. 12, p. 1305-1316, Dez. 2010.

LENHARDT, N.; GOTZ, A.E. Volcanic settings and their reservoir potential: an outcrop analogue study on the Miocene Tepoztlán Formation, Central Mexico. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 204, n. 1-4, p. 66-75, Jul. 2011.

LIN, Q. *et al.* Quantification of sub-resolution porosity in carbonate rocks by applying high-salinity contrast brine using X-ray microtomography differential imaging. **Advances in Water Resources**, v. 96, n. 1, p. 306-322, Ago. 2016.

LOPES, A.P. *et al.* Análise tridimensional de rochas por meio de microtomografia computadorizada de raios X integrada à petrografia. **Geociências**, v. 31, n. 1, p. 129-142, 2012

LUO, J. *et al.* Controls of the quality of Archean metamorphic and Jurassic volcanic reservoir rock from the Xinglongtai buried hill, western depression of Liaohoe basin, China. **AAPG Bulletin**, v. 89, n. 10, p. 1319-1346, Out. 2005.

MA, Y. Z.; HOLDITCH, S.A. **Unconventional oil and gas resources handbook**. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2016.

MACDONALD, G. A. Pahoehoe, aa and block lava. **American Journal of Science**, v. 251 n. 3, p. 169-191, Mar. 1953.

MANTOVANI, I.F. **Microtomografia e nanotomografia de raios X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos**. 2013, 168 p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MARQUES, E.A.R. **Caracterização de reservatório petrolíferos: Análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedades de um reservatório petrolífero**. 2011, 99 p. Dissertação (Mestrado) - Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2011.

MATTER, J.M. *et al.* The CarbFix Pilot Project – Storing Carbon Dioxide in Basalt. **Energy Procedia**, v. 4, n. 1, p. 5579- 5585, 2011.

MATTER, J.M.; KELEMEN, P.B. Permanent storage of carbon dioxide in geological reservoirs by mineral carbonation. **Nature Geoscience**, v. 2, n. 1, p. 837-841, Dez. 2009.

MCGRAIL, B.P. *et al.* Potential for carbon dioxide sequestration in flood basalts. **Journal of Geophysical Research**, v. 111, n. 1, p. 1-13, 2006.

MEHMANI, A.; PRODANOVIC, M. The effect of microporosity on transport properties in porous media. **Advances in Water Resources**, v. 63, n. 1, p. 104-119, Jan. 2014.

MENCHER, E. *et al.* Geology of Venezuela and its oil fields. **AAPG Bulletin**, v. 37, n. 4, p. 690-777, 1953.

MILANI, E.J. *et al.* Petróleo na margem continental brasileira: Geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, v. 18, n. 3, p. 351-396, Dez., 2001.

MIZUSAKI, A.M.P.; THOMAZ FILHO, A.; VALENÇA, J. Volcano-sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). **Rev. Bras. Geociencias**, v. 18, n. 3, p. 247-251, Set. 1988.

MIZUSAKI, A.M.P. *et al.* Basalt magmatism along the passive continental margin of SE Brazil (Campos basin). **Contrib. Mineral Petrol.**, v. 111, n. 1, p. 143-160, Fev. 1992.

MOREIRA, A.C. **Análise da influência da morfologia porosa de implantes de titânio no processo de crescimento ósseo**. 2013, 157 p. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MORGAN, J.P.; RESTON, T.J.; RANERO, C.R. Contemporaneous mass extinctions, continental flood basalts, and ‘impact signals’: are mantle plume-induced lithospheric gas explosions the casual link? **Earth and Planetary Science Letters**, v. 217, n. 1, p. 263-284, Jan. 2004.

MORRIS, K.A.; SHEPPERD, C.M. The role of clay minerals in influencing porosity and permeability characteristics in the Bridport Sands of Wytch Farm, Dorset. **Clay Minerals**, v. 17, n. 1, p. 41-54, 1982.

NIMMO, J.R. Porosity and pore size distribution. In: HILLEL, D. (Org.). **Encyclopedia of soils in the environment**. Inglaterra: Elsevier, 2004, p.259-303.

PADHY, G.S. *et al.* Pore size distribution in multiscale porous media as revealed by DDIF-NMR, mercury porosimetry and statistical image analysis. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 300, n. 1, p. 222-234, Jun. 2007.

PAK, T. *et al.* The dynamics of nanoparticle-enhanced fluid displacement in porous media – A pore-scale study. **Scientific Reports**, v. 8, n. 11148, Jul. 2018.

PAMUCKU, A.S.; GUALDA, G.A.R. Quantitative 3D petrography using X-ray tomography 2: Combining information at various resolutions. **Geosphere**, v. 6, n. 6, p. 775-781, Dez. 2010.

PAMUCKU, A.S.; GUALDA, G.A.R.; RIVERS, M.L. Quantitative 3D petrography using X-ray tomography 4: Assessing glass inclusion textures with propagation phase-contrast tomography. **Geosphere**, v. 9, n. 6, p. 1704-1713, Dez. 2013.

PAPADOPOULOS, A. *et al.* Combining spatial resolutions in the multiscale analysis of soil pore-size distributions. **Soil Science Society of América Journal**, v. 8, n. 1. p. 227-232, Fev., 2009.

PITTMAN, E.D. Microporosity in carbonate rocks. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 55, n. 1, p. 1873-1881, 1971.

PROUSSEVITCH, A.A.; SAHAGIAN, D.L.; CARLSON, W.D. Statistical analysis of bubble and crystal size distributions: Application to Colorado Plateau basalts. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 164, n. 1, p. 112-126, Maio, 2007.

PROUSSEVITCH, A.A.; SAHAGIAN, D. L.; TSENTALOVICH, E.P. Statistical analysis of bubble and crystal size distributions: Formulations and procedures. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 164, n. 1, p. 95-111, Maio, 2007.

ROSSETTI, L. *et al.* Lithostratigraphy and volcanology of the Serra Geral Group, Paraná-Etendeka Igneous Province in Southern Brazil: Towards a formal stratigraphical framework. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 355, n. 1, p. 98-114, Abril, 2018.

ROSSETTI, L. *et al.* Evaluating petrophysical properties of volcano-sedimentary sequences: A case study in the Paraná-Etendeka Large Igneous Province. **Marine and Petroleum Geology**, v. 102, n. 1, p. 638-656, Jan. 2019.

ROUQUEROL, J. *et al.* Recommendations for the characterization of porous solids. **Pure & Appl. Chem.**, v. 66, n. 8, p. 1739-1758, 1994.

SAAR, M. O.; MANGA, M. Permeability-porosity relationship in vesicular basalts. **Journal of Geophysical Research**, v. 26, n. 1, p. 111–114, 1999.

SAHAGIAN, D. L.; MAUS, J. E. Basalt vesicularity as a measure of atmospheric pressure and paleoelevation. **Nature**, v. 372, n. 1, p. 449-451, 1994.

SAHAGIAN, D. L.; PROUSSEVITCH, A.; CARLSON, W.D. Analysis of vesicular basalts and lava emplacement processes for application as a paleobarometer/paleoaltimeter. **Journal of Geology**, v. 110, n. 1, p. 671-685, 2002.

SCHLÜTER, S. *et al.* Image processing of multiphase images obtained via X-ray microtomography: A review. **Water Resour. Res.**, v. 50, n. 1, p. 3615-3639, Abril, 2014.

SCHMITT, M. **Caracterização do sistema poroso de rochas selantes combinando-se adsorção de nitrogênio e intrusão de mercúrio**. 2008, 120p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

SCHUTTER, S.R. Hydrocarbon occurrence and exploration in and around igneous rocks. **Geol. Soc. London, Spec. Publ.**, v. 214, n. 1, p. 7–33, 2003.

SENGER, K. *et al.* Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. **First Break**, v. 35, n. 6, p. 47-56, Jun. 2017.

SHEPPARD, A.P.; SOK, R. M.; AVERDUNK, H. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**, v. 339, n. 1, p. 145-151, 2004.

SHAH, S.M *et al.* Micro-computed tomography pore-scale study of flow in porous media: Effect of voxel resolution. **Advances in Water Resources**, v. 95, n. 1, p. 276-287, Jul. 2016.

SHETH, H.C. ‘Large Igneous Provinces (LIPs)’: Definition, recommended terminology, and a hierarchical classification. **Earth-Science Reviews**, v. 85, n. 1, p. 117-124, Ago. 2007.

SHIN, H. *et al.* Analysis of vesicular structure of basalts. **Computers & Geosciences**, v. 31, n. 1, p. 473-187, Maio, 2005.

SILIN, D.; PATZEK, T. Pore Space Morphology Analysis Using Maximal Inscribed Spheres. **Physica A**, v. 371, p. 330-360, 2006.

SILVA, A.F.B. **Caracterização do espaço poroso em rochas por esferas máximas exatas**. 2012, 150p. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Informática e Estatística, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

SILVA, A.M.H. **Análise morfométrica 2D e 3D de amostras de osso trabecular utilizando microtomografia tridimensional por raios X**. 2009, 78 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação Interunidades em Bioengenharia, EESC/USP, São Carlos, 2009.

SONG, S. *et al.* Synchrotron X-ray computed microtomography: studies on vesiculated basaltic rocks. **Bulletin of Volcanology**, v. 63, n. 4, p. 252-263, Ago. 2001.

SRUOGA, P.; RUBINSTEIN, N. Processes controlling porosity and permeability in volcanic reservoirs from the Austral and Neuquén Basins, Argentina. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 1, p. 115-129, 2007.

SRUOGA, P.; RUBINSTEIN, N.; HINTERWIMMER, G. Porosity and permeability in volcanic rocks: a case study on the Serie Tobifera, South Patagonia, Argentina. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 132, n. 1, p. 31-43, Abril, 2014.

STANISTREET, I.G.; STOLLHOFEN, H. Onshore equivalents of the main Kadu gas reservoir in Namibia. **Geol. Soc. London, Spec. Publ.**, v. 153, n. 1, p. 345–365, 1999.

TAFFOREAU, P. *et al.* Applications of X-ray synchrotron microtomography for non-destructive 3D studies of paleontological species. **Appl. Phys. A**, v. 83, n. 1, p. 195-202, Dez. 2006.

TAVAKOLI, V.; JAMALIAN, A. Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 52, n. 1, p. 155-165, Fev. 2018.

TIAB, D; DONALDSON, E.C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. 3 ed. Elsevier, 2012.

TORAMARU, A. Measurement of bubble-size distributions in vesiculated rocks with implications for quantitative estimation of eruption processes. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 43, n. 1-4, p. 71-90, out., 1990.

VERRI, I. *et al.* Development of a Digital Rock Physics workflow for the analysis of sandstones and tight rocks. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 156, n. 1, p. 790-800, Jun. 2017.

VIEIRA, L. D. **Caracterização dos tipos de porosidade em rochas vulcânicas da formação serra geral por microtomografia de raios x de radiação síncrotron**. 2016, 107 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Graduação em Geologia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

VOLERY, C. Lacustrine microporous micrites of the Madrid Basin (Late Miocene, Spain) as analogues for shallow-marine carbonates of the Mishrif reservoir Formation (Cenomanian to Early Turonian, Middle East). **Facies**, v. 56, n. 3, p. 385-397, Jul. 2010.

WAICHEL, B.L. *et al.* Lava tubes from Parana-Etendeka Continental Basalt Province: Morphology and importance to emplacement models. **Journal of South America Earth Sciences**, v. 48, p. 255-261, Dez. 2013.

WALKER, G. P. L. Pipe vesicles in Hawaiian basaltic lavas: Their origin and potential as paleslope indicators. **Geology**, v. 15, n. 1, p. 84-87, 1987.

WANG, Y. *et al.* Characteristics, controls and geological models of hydrocarbon accumulation in the Carboniferous volcanic reservoirs of the Chunfeng Oilfield, Junggar Basin, northwestern China. **Marine and Petroleum Geology**, v. 94, n. 1, p. 65-79, Abril, 2018.

WEISENBERGER, T.; SELBEKK, R. S. Multi-stage zeolite facies mineralization in the Hvalfjörður area, Iceland. *International Journal of Earth Science*, v. **98**, n. 1, p. 985-999, 2009.

WU, C. *et al.* Formation mechanisms of hydrocarbon reservoirs associated with volcanic and subvolcanic intrusive rocks: Examples in Mesozoic-Cenozoic basins of eastern China. **AAPG Bulletin**, v. 90, n. 1, p. 137-147, Jan. 2006.

YAN, Z. *et al.* Pore structure characterization of ten typical rocks in China. **Electronic Journal of Geotechnical Engineering**, v. 20, n. 2, p. 479-494, 2015.

YU, Y. *et al.* Quantitative effect of microporosity on permeability in carbonate reservoirs. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, Dez. 2014, Kuala Lumpur, Malásia: **IPTC**, 2014.

ZHU, J. *et al.* The fractal characteristics of pore size distribution in cement-based materials and its effects on gas permeability. **Scientific Reports**, v. 9, n. 1, p. 1-12, Nov. 2019.

ZOU, C. **Volcanic reservoirs in petroleum exploration.** China: Petroleum Industry Press, Elsevier, 2010.