

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
MONIQUE BECKER

**CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA E PETROFÍSICA DE LITOFÁCIES
VULCÂNICAS DA FORMAÇÃO SERRA GERAL**

Florianópolis

2014

MONIQUE BECKER

**CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA E PETROFÍSICA DE LITOFÁCIES
VULCÂNICAS DA FORMAÇÃO SERRA GERAL**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à disciplina de TCC II do Curso de Geologia da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Bacharel em Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Breno Leitão Waichel.

Florianópolis

2014

MONIQUE BECKER

**CARACTERIZAÇÃO PETROGRÁFICA E PETROFÍSICA DE LITOFÁCIES
VULCÂNICAS DA FORMAÇÃO SERRA GERAL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Geologia, e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Geologia.

Florianópolis, __ de _____ de 2014

Prof. Dr. Juan Altamiro Flores
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Breno Leitão Waichel
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Celso Peres Fernandes
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Evandro Fernandes de Lima
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Aos meus pais, Rogério e Sandra.

AGRADECIMENTOS

À minha família e ao João Pedro, por todo o apoio, carinho e incentivo ao longo dos anos.

Ao professor Breno pela amizade e orientação dedicada a este trabalho.

Aos membros da banca pela avaliação deste trabalho.

Aos técnicos do LMPT/UFSC, principalmente ao professor Celso, ao Anderson e a Lara, pessoas fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos do LABLAM/UFSC, pelo apoio e longas conversas.

Ao PFRH/PB 240 pelo suporte financeiro, fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, a todas as pessoas que conheci e convivi nesses cinco anos de graduação.

“O sujeito pensante não pode pensar sozinho;
não pode pensar sem a co-participação
de outros sujeitos no ato de pensar sobre o objeto.
Não há um ‘penso’, mas um ‘pensamos’.
É o ‘pensamos’ que estabelece o ‘penso’
e não o contrário.”

Paulo Freire

RESUMO

Reservatórios em rochas vulcânicas vêm sendo estudados e tem demonstrado potencial para exploração de hidrocarbonetos, já que muitas bacias produtoras no mundo contêm intercalações de rochas vulcânicas e intrusões subvulcânicas, especialmente aquelas formadas em áreas de rifte. Derrames de basaltos, diques e soleiras podem atuar como rochas-reservatórios ou selantes, dependendo das características petrofísicas, grau de alteração e fraturamento, além de também poderem fornecer calor suficiente para acelerar a maturação da matéria orgânica. Além do potencial de exploração de hidrocarbonetos em rochas vulcânicas e sedimentares associadas, o estudo de sistemas vulcânicos análogos também é fundamental para o entendimento de reservatórios em sistemas vulcanossedimentares que se encontram em bacias *offshore*. A Província Magmática Paraná-Etendeka é uma das maiores províncias de basaltos continentais no mundo com uma área de cerca de 1.300.00 km² aflorante na América do Sul e África (Namíbia). Esta província é constituída principalmente por rochas vulcânicas e intrusivas básicas e no Brasil é denominada de Formação Serra Geral. O objetivo deste trabalho é o estudo de três litofácies vulcânicas (basalto vesiculado - *pahoehoe*, brecha escoriácea maciça - *rubbly pahoehoe* e brecha escoriácea porosa - *rubbly pahoehoe*) da Fm. Serra Geral quanto à caracterização petrográfica e petrofísica, já que a caracterização do sistema poroso é fundamental na avaliação de reservatórios. A técnica da microtomografia de raios X, utilizada na caracterização petrofísica, vem se intensificando na caracterização de rochas reservatório uma vez que permite a investigação qualitativa e quantitativa tridimensional do sistema poroso. Os resultados deste trabalho demonstram que a técnica da microtomografia de raios X permite uma boa caracterização do sistema poroso de rochas vulcânicas, mas que ainda deve ser aperfeiçoada (a exemplo dos estudos nas rochas sedimentares). Os resultados também evidenciam que as três litofácies estudadas apresentam valores heterogêneos das propriedades petrofísicas, bem como diferentes características na análise petrográfica.

Palavras-chave: Litofácies vulcânicas. Petrografia. Petrofísica. Microtomografia de raios x.

ABSTRACT

Reservoirs in volcanic rocks have been demonstrating potential to exploration of hydrocarbon resources, since some productive basins in the world have intercalations of volcanic rocks and subvolcanic intrusions, especially those formed in rift areas. Basalt lava flow, dikes and sills can act as reservoir rocks or cap rocks, depending on petrophysics characteristics, alteration level and amount of fractures. Furthermore, it can also provide enough heat to accelerate the maturation of organic matter. For these reasons, the study of analogue volcanic systems is fundamental to understanding reservoirs in volcano- sedimentary systems that are located in offshore basins. The Paraná-Etendeka magmatic province is one of the biggest continental basalt provinces in the world, with an area of approximately 1.300.00 km², situated in South America and Africa (Namibia). This province is constituted mainly by basic volcanic rocks and intrusions and is called Serra Geral Formation in Brazil. The goal of this work is to study the petrographic and petrophysical characteristics of three volcanic facies (pahoehoe- vesicular basalt, rubbly pahoehoe- massive escoriaceous breccia and rubbly pahoehoe- porous escoriaceous breccia) of the Serra Geral Formation, considering that the characterization of porous media is crucial in reservoirs evaluation. The X- ray microtomography technique, used in petrophysical characterization, has been gaining importance in reservoir characterization because it enables a qualitative and quantitative three- dimensional investigation of porous media. The results of this work have demonstrated that this technique allow a good characterization of volcanic rocks, nevertheless it should be better investigated (as seen in sedimentary rocks). The results also have established that the lithofacies studied have presented heterogeneous petrophysical parameters as well as different features on petrographic analysis.

Key-words: Volcanic lithofacies. Petrophysics. Petrography. X- ray microtomography.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná com a Formação Serra Geral e as sequências sedimentares pré e pós o evento magmático (modificado de Waichel <i>et al.</i> , 2013).	16
Figura 2 - Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não- efetiva (Gaspari, 2003).	21
Figura 3 - Qualidade de reservatórios de acordo com a variação de porosidade (modificado de Tiab e Donaldson, 2012).	21
Figura 4 - Esquema de um fluido escoando em uma amostra cilíndrica horizontal e porosa (Schmitt, 2009).....	22
Figura 5 - Atenuação de um feixe de fótons por uma amostra (Silva, 2009).	24
Figura 6 - Esquema simplificado da formação da imagem tomográfica (Machado, 2012). ...	25
Figura 7 - Representação esquemática da emissão do feixe cônico e das distâncias entre a fonte e a amostra (a) e entre a amostra e o detector (b) (Moreira, 2013).....	26
Figura 8 - Esquema ilustrativo do processo de aquisição e reconstrução da tomografia de raios X, onde uma série de projeções são adquiridas e reconstruídas para produzir um volume 3D (Mantovani, 2013).	27
Figura 9 - A) Efeito de <i>beam hardening</i> em uma amostra de rocha cilíndrica; B) Correção do efeito com a aplicação de filtro físico (Moreira, 2013).	28
Figura 10 - Esquema de reconstrução de imagens através das projeções com a Retroprojeção Filtrada (Fernandes <i>et al.</i> , 2012).....	29
Figura 11 - a) Representação do processo de renderização; b) Imagem 3D formada por 51 fatias (Forsberg, 2008).	30
Figura 12 - Mapa de localização das três amostras utilizadas no presente trabalho.....	32
Figura 13 - Tamanho e formas dos três primeiros plugues analisados. a) Amostra S.Roque; b) Amostra BG-1; c) Amostra GUA-P.	34
Figura 14 - Efeito de um filtro passa-baixa. (a) Imagem original e sua segmentada; (b) Imagem após a aplicação do filtro passa-baixa (Mantovani, 2013).	35
Figura 15 - Processo de seleção do ROI, com tamanho de 680 μm , no software Imago.	36
Figura 16 - Processo de binarização com limiar 125 em uma imagem com 256 tons de cinza (Moreira, 2013).	37
Figura 17 - Ilustração do preenchimento da fase porosa pela rede de poros e ligações (Moreira, 2013).	38
Figura 18 – Desenho esquemático exemplificando o volume elementar representativo para a porosidade (Bear, 1988).....	40
Figura 19 - A) Matriz microcristalina, onde podem ser observados pequenos cristais de plagioclásio e piroxênio cujos tamanhos não ultrapassam 0,2 mm. Polarizadores paralelos. B) Matriz microcristalina. Polarizadores perpendiculares. C) Detalhe de amígdalas preenchidas por estilbita. Polarizadores paralelos. D) Detalhe de amígdalas preenchidas por estilbita. Polarizadores perpendiculares. E) Amígdalas preenchidas por celadonita. Polarizadores paralelos.....	42
Figura 20 - A) fraturas ao longo da amostra. Polarizadores paralelos. B) Fraturas ao longo da amostra. Polarizadores perpendiculares. C) Detalhe da matriz microcristalina. Polarizadores paralelos. D) Detalhe da matriz microcristalina. Polarizadores perpendiculares.	43

Figura 21 – A) Matriz microcristalina e amígdalas preenchidas por material sedimentar. Polarizadores paralelos. B) Matriz microcristalina e amígdalas preenchidas por material sedimentar. Polarizadores perpendiculares. C) Fenocristal de plagioclásio na matriz microcristalina. Polarizadores paralelos. D) Fenocristal de plagioclásio na matriz microcristalina. Polarizadores perpendiculares. E) Amígdalas preenchidas por estilbita. Polarizadores perpendiculares.....	45
Figura 22 - A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.	46
Figura 23 - A) Rede de poros completa da amostra S. Roque; B) Rede de poros mortos da amostra S. Roque.	47
Figura 24 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z das seções bidimensionais da amostra S. Roque.	48
Figura 25 - Distribuição do tamanho de poros para a amostra S. Roque.....	48
Figura 26 - Distribuição do tamanho de gargantas para a amostra S. Roque.	49
Figura 27 – A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.	50
Figura 28 - A) Rede de poros completa; B) Rede de poros abertos; C) Rede de poros fechados da amostra BG1.	51
Figura 29 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z da amostra BG-1.....	52
Figura 30 - Distribuição do tamanho de poros da amostra BG-1.	53
Figura 31 - Distribuição do tamanho de gargantas da amostra BG-1.	53
Figura 32 - A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.	54
Figura 33 - A) Rede de poros completa; B) Rede de poros mortos; C) Rede de poros abertos da amostra GUA-P.....	55
Figura 34 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z da amostra GUA-P.	56
Figura 35 - Distribuição do tamanho de poros da amostra GUA-P.....	56
Figura 36 - Distribuição do tamanho de gargantas da amostra GUA-P.....	57
Figura 37 - Avaliação do VER em A) Amostra S.Roque, GUA-P e BG-1 e em B) Detalhe da amostra S.Roque.....	58

LISTA DE SÍMBOLOS

ϕ	Porosidade
V_v	Volume de vazios
V_t	Volume total
k	Permeabilidade
Q	Vazão volumétrica
l	Comprimento
A_t	Área transversal
μ	Viscosidade do fluido
Δ_p	Diferença entre pressão de entrada (p_e) e de saída (p_s)
I	Intensidade do feixe emergente
I_0	Intensidade do feixe incidente
μ	Coefficiente de atenuação linear do material
R	Resolução espacial da imagem
M	Fator de magnificação
d	Tamanho do detector da câmera CCD
a	Distância entre a fonte e a amostra
b	Distância entre a amostra e a câmera CCD
$Im(i,j)$	Função Imagem
$Im(i,j)_{bin}$	Função Imagem binária
I	Limiar

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1. Bacia do Paraná	14
2.2. Formação Serra Geral	15
2.2.1 Estrutura e composição das rochas da Fm. Serra Geral	16
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	19
3.1. Rochas reservatório	19
3.2. Propriedades petrofísicas.....	19
3.2.1. Porosidade.....	20
3.2.2. Permeabilidade	22
3.3. Microtomografia de raios x.....	23
3.3.1. Evolução da Microtomografia de raios X	23
3.3.2. Princípio da técnica e aquisição de dados	24
3.3.3. Reconstrução dos dados.....	27
3.3.4. Renderização	29
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	31
4.1. Levantamentos bibliográficos	31
4.2. Amostras	31
4.3. Descrição petrográfica	33
4.4. Processamento e análise de imagens	33
4.4.1. Aquisição das imagens.....	34
4.4.2. Pré- processamento (filtro passa-baixa).....	35
4.4.3. Região de interesse	35
4.4.4. Segmentação binária	36
4.4.5. Rede de poros e ligações.....	37
4.4.6. Caracterização das propriedades	38
4.4.7. Volume elementar representativo.....	40
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
5.1. Caracterização petrográfica.....	41
5.2. Caracterização petrofísica	46
6. CONCLUSÕES.....	59
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Paraná, com uma área de aproximadamente 1.400.000 km² e forma alongada na direção NNE-SSW, abrange partes do Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai. A parte superior desta bacia abriga um volumoso magmatismo do Cretáceo Inferior, referido como Formação Serra Geral (FSG), cuja colocação precedeu a abertura do Oceano Atlântico Sul. De acordo com Melfi, Piccirillo e Nardy (1988), a FSG é constituída principalmente por rochas vulcânicas básicas e possui uma espessura máxima de 1700 metros. Estudos recentes indicam que rochas vulcânicas podem ser rochas reservatórios e que as características petrofísicas (como a porosidade e permeabilidade, por exemplo) exercem papel fundamental na avaliação de tais rochas (Luo *et al.*, 2005; Sruoga, Rubinstein, 2007; Farooqui *et al.*, 2009; Jin; Pan; Qiao, 2013).

Segundo Wu *et al.* (2006) muitas bacias produtoras de petróleo no mundo contêm intercalações de rochas vulcânicas e intrusões subvulcânicas, especialmente aquelas formadas em margens de placas convergentes e áreas de rifte. De acordo com trabalhos recentes do mesmo autor em bacias do leste da China, há indícios que o vulcanismo reforçou a produção de hidrocarbonetos, uma vez que ele aumenta o gradiente térmico de uma área e acelera a maturação de hidrocarbonetos (Galushkin, 1997), e a formação de reservatórios, o que resultou em um grande número de reservatórios de petróleo associados com rochas magmáticas naquela região.

As características petrofísicas das rochas são comumente analisadas por microscopia óptica ou através de métodos indiretos. Quando são feitas as análises com os métodos indiretos, como a injeção de gás ou mercúrio em porosímetros e permeâmetros, obtém-se a quantificação das características petrofísicas, mas não é possível a visualização das mesmas (Neto *et al.*, 2011), além de poder ocorrer problemas relacionados à penetração ineficiente do gás. Por outro lado, quando é utilizada a microscopia óptica, é possível quantificar e visualizar o espaço poroso, embora esta visualização seja somente em duas dimensões. Sendo assim, nenhuma das técnicas mostra-se completa para o estudo de propriedades petrofísicas, já que nenhuma permite uma visualização tridimensional interna da amostra estudada.

A microtomografia de raios X (micro CT) é uma técnica não destrutiva que mede as variações de densidade do material, usando um conjunto de projeções bidimensionais de um objeto para reconstruir sua estrutura tridimensional, através de um algoritmo matemático (Fernandes, 2009). Dentre suas principais características, cita-se seu grande potencial para a visualização e caracterização da estrutura interna de objetos em 3D e a facilidade na preparação da amostra, uma vez que não requer etapas como impregnação, desbaste e polimento, além de possibilitar análises futuras da amostra já caracterizada.

A micro CT, que já vinha sendo usada em estudos biomédicos, agrários e em Ciência dos Materiais (Machado, 2012), somente por volta dos anos 2000 é que começou a ser mais difundida em estudos de porosidade e permeabilidade das rochas, ainda que raramente é integrada às análises petrográficas (Neto *et al.*, 2011). A maior vantagem de utilizar esta técnica em análises de rochas é a obtenção de características qualitativas e quantitativas tridimensionais de volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade dos poros em microescala (Machado, 2012). Por esses motivos, a utilização dos microtomógrafos vem crescendo nos últimos anos na investigação de microestruturas de amostras vulcânicas (Voltolini *et al.*, 2011) e outras rochas, e pelas indústrias de petróleo e gás, que estão vendo nesta metodologia um grande futuro para suas análises (Fernandes, 2009).

O objetivo deste trabalho é a aplicação de uma nova metodologia de análise de rochas vulcânicas utilizando a Microtomografia de raios X para a obtenção de características petrofísicas. Os principais parâmetros estudados neste trabalho são a porosidade, permeabilidade, distribuição do tamanho de poros e gargantas e o volume elementar representativo de três litofácies vulcânicas da FSG. De acordo com Miall (2000), a palavra fácies pode ser utilizada numa referência descritiva e senso interpretativo, onde as fácies descritivas podem ser definidas como litofácies. Com o intuito de complementar a microtomografia e obter informações texturais e mineralógicas das litofácies, também objetiva-se realizar a caracterização petrográfica.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Bacia do Paraná

Com uma forma elíptica e situada na porção sudoeste da América do Sul, a Bacia do Paraná é uma sucessão sedimentar-magmática de interior cratônico que recobre aproximadamente 1.100.000 km² do Brasil e mais 300.000 km² no Paraguai, Argentina e Uruguai (Quintas; Mantovani; Zalán, 1997). O registro estratigráfico da Bacia do Paraná compreende uma sequência vulcanossedimentar com uma espessura total máxima em torno dos 7.000 metros, coincidindo geograficamente o depocentro estrutural da sinéclise com a região da calha do rio Paraná que lhe empresta o nome (Milani *et al.*, 2007). De acordo com Pereira *et al.* (2012), as idades da bacia variam do Neo-Ordoviciano ao Neocretáceo, documentando assim quase 400 milhões de anos da história geológica fanerozóica dessa região (Milani e Ramos, 1998).

De acordo com Milani (1997) o arcabouço estratigráfico da bacia compreende seis unidades de ampla escala ou Supersequências (*sensu* Vail, Mitchum e Thompson, 1977): Rio Ivaí (Caradociano- Landoveriano), Paraná (Lockoviano- Frasniano), Gondwana I (Westfaliano- Scythiano), Gondwana II (Anisiano- Noriano), Gondwana III (Neojurássico- Berriasiano) e Bauru (Aptiano- Maestrichtiano), sendo que as três primeiras materializam grandes ciclos transgressivos- regressivos paleozoicos e as três últimas são representadas por pacotes sedimentares continentais e rochas ígneas associadas.

Quanto à origem da Bacia do Paraná, Fulfaro *et al.* (1982) designam que um conjunto de calhas aulacogênicas no embasamento, orientadas a NW-SE, teriam sido as precursoras da sedimentação cratônica e Zalán *et al.* (1990) interpretam que a contração térmica após o Ciclo Brasileiro foi um importante mecanismo ligado à implantação da sinéclise. Já Milani e Ramos (1998) interpretam que a origem está relacionada com episódios orogenéticos, onde uma flexura litosférica por sobrecarga tectônica foi um importante mecanismo de subsidência durante a evolução da bacia.

2.2. Formação Serra Geral

A porção superior da Bacia do Paraná abriga uma Província Basáltica Continental (PBC) conhecida como Província Magmática Paraná-Etendeka, que registra um dos mais volumosos episódios de extravasamento intracontinental de lavas do planeta (Almeida; Carneiro; Bartorelli, 2012). Com uma área de aproximadamente $1.3 \times 10^6 \text{ km}^2$, a Província está localizada nos continentes africano e sul- americano, onde abrange partes do Brasil, Paraguai, Argentina e Uruguai (Figura 1). Sua origem remonta ao Cretáceo Inferior, devido à fragmentação do supercontinente Gondwana e abertura da porção sul do Oceano Atlântico (Frank; Gomes; Formoso, 2009). Estes autores consideram que o volume de magma total da Província Paraná- Etendeka foi de $1.700.000 \text{ km}^3$. Entretanto, a distribuição do volume de magma não ocorreu de maneira uniforme nos continentes americano e africano, sendo que no lado sul-americano encontra-se cerca de 90% do volume produzido (Nardy; Machado; Oliveira, 2008). No Brasil esta sequência foi denominada primeiramente por White (1908) como Vulcânicas Serra Geral e, posteriormente como Formação Serra Geral (FSG) por Gordon (1947).

Os derrames da Formação Serra Geral atingem espessura máxima de 1700 metros (Almeida, 1986), assentam-se sobre os arenitos eólicos Botucatu (White, 1908) ou diretamente sobre rochas metamórficas do embasamento pré- cambriano (Almeida; Carneiro; Bartorelli, 2012) e são compostos predominantemente por rochas básicas (97,5%) em relação a ácidas (2,5%). Segundo Bellieni *et al.* (1984) e Mantovani *et al.* (1985) os basaltos estão divididos em dois grandes grupos com base nos conteúdos de TiO_2 : basaltos alto Ti com valores de TiO_2 maiores que 2% e basaltos baixo Ti com valores de TiO_2 menores que 2% e baixos teores de Ba, La, Ce, Zr e Y.

Além do grande volume de lavas, a Formação Serra Geral engloba soleiras de diabásio e três importantes enxames de diques (distribuídos em geometria radial), representados pelos enxames do Arco de Ponta Grossa, da Serra do Mar e de Florianópolis (Almeida; Carneiro; Bartorelli, 2012). O enxame do Arco de Ponta Grossa, com direção NW, corta o embasamento cristalino, as rochas sedimentares e as próprias efusivas, enquanto que o de Florianópolis, com direção NNE, corta granitos neoproterozóicos. O enxame da Serra do Mar, que apresenta direção preferencial NE, localiza-se entre São Paulo e Rio de Janeiro.

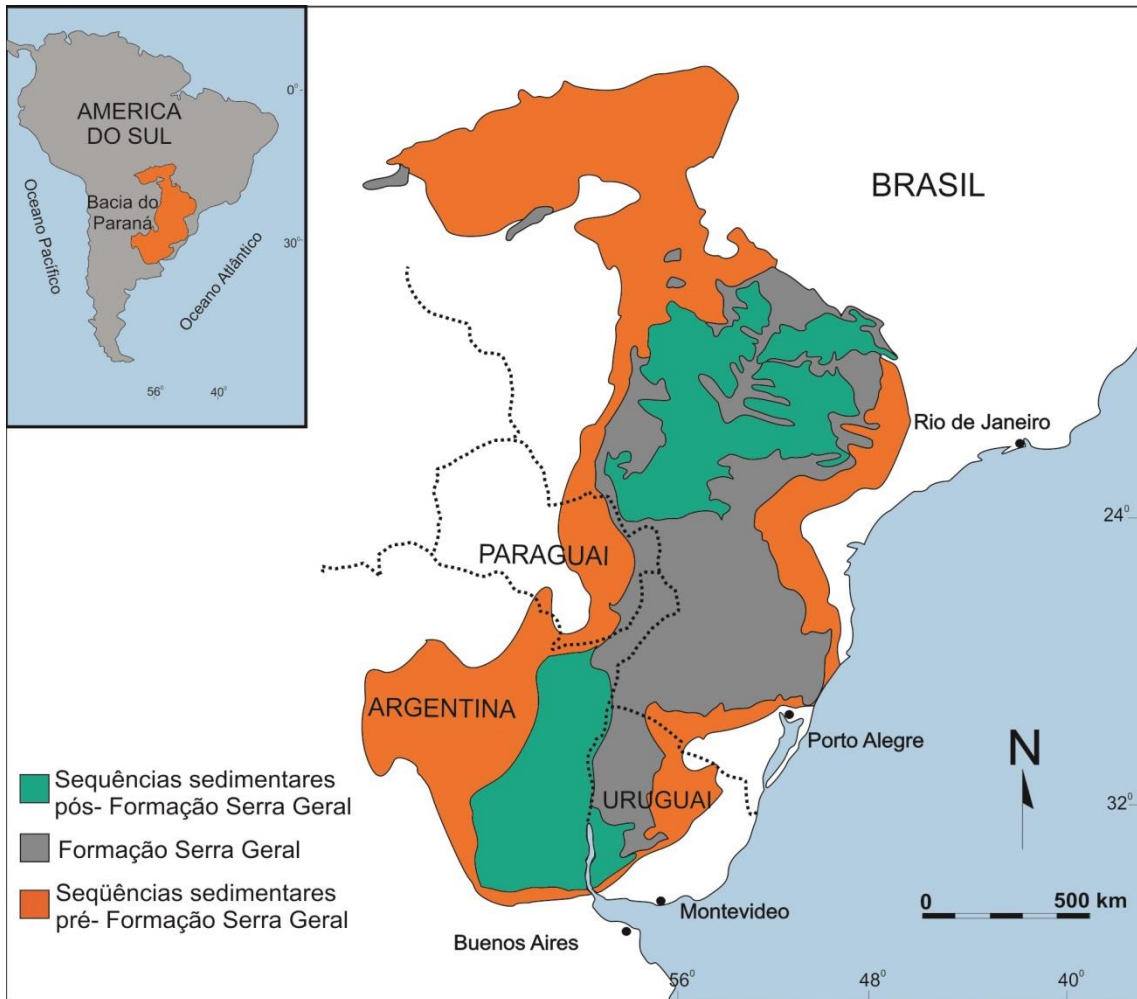


Figura 1 - Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná com a Formação Serra Geral e as seqüências sedimentares pré e pós o evento magmático (modificado de Waichel *et al.*, 2013).

A duração do evento magmático que gerou a Província Paraná-Etendeka e a sua idade ainda é discutida por diversos autores. Datações $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ obtidas por Stewart *et al.* (1996) e Turner *et al.* (1994) revelam que a duração do magmatismo na Província foi de 10 a 12 Ma, entre 138-127 Ma. Posteriormente Mincato (2000) estimou que o ápice do magmatismo ocorreu em 132 Ma e que todo o evento teve uma duração de 3,5 Ma, ocorrendo entre 133,9 e 130,3 Ma. Já os dados obtidos por Thiede e Vasconcelos (2010) indicam que a extrusão do magma ocorreu em 134 Ma e que a duração de todo o vulcanismo foi menor que 1,2 Ma.

2.2.1 Estrutura e composição das rochas da Fm. Serra Geral

As rochas vulcânicas da Fm. Serra Geral são principalmente de composição toleítica, sendo representados por basaltos e andesibasaltos toleíticos com augita e

pigeonita, que compõem cerca de 90% do volume total do magmatismo. Subordinariamente ocorrem andesitos toleíticos e rochas ácidas (riodacitos e riolitos), sendo estes últimos correspondentes aos últimos pulsos de atividade magmática (Nardy; Machado; Oliveira, 2008).

De acordo com Almeida, Carneiro e Bartorelli (2012) a estrutura dos derrames individuais decorre do resfriamento diferencial entre o topo, a base e a parte central, e de estruturas decorrentes do fluxo diferencial de lava, além de fraturas presentes nas rochas.

2.2.1.1 Derrames *pahoehoe*

Derrames *pahoehoe*, comuns em ambientes subaéreos, são identificados por possuírem superfícies lisas, onduladas ou em corda e pela presença de tubos de lavas (Wentworth e Macdonald, 1953). Estes derrames são desenvolvidos inicialmente por um avanço da lava na forma de lobos, onde a zona superior é rapidamente formada, podendo o fluxo ser inflado posteriormente (Hon *et al.* 1994).

Um derrame *pahoehoe* típico é caracterizado por três zonas verticais (Aubele; Crumpler; Elston, 1988): A zona vesicular basal; a zona central não vesicular/densa, com granulação média, podendo apresentar estruturas acamadadas e que geralmente possui nenhuma ou poucas vesículas; e a zona vesicular superior que geralmente possui uma espessura igual a metade da espessura total do fluxo.

Na FSG foram descritos por Waichel, Lima e Sommer (2006) derrames *pahoehoe* simples (formados por apenas um lobo) e compostos (formados por vários lobos). De acordo com os autores, os derrames apresentam características típicas de fluxos inflados, como a estruturação interna (zona superior, núcleo e zona inferior), fraturas geradas pela inflação na zona superior e pela presença de lobos pouco espessos na porção frontal de derrames inflados.

2.2.1.2 Derrames *rubbly pahoehoe*

É um tipo transicional entre *pahoehoe* e *ʻaʻā* caracterizado por uma base vesicular pouco espessa preservada, núcleo maciço e crosta superior brechada, diferenciando-se das típicas lavas *pahoehoe* e *ʻaʻā* (Duraiswami; Bondre; Managave, 2008). De acordo com Keszthelyi (2002), a estrutura de um derrame

rubby pahoehoe é caracterizada por quatro partes: topo brechado, crosta superior vesicular, núcleo denso e crosta inferior vesicular.

Os trabalhos de Barreto *et al.* (2014) e Rossetti *et al.* (2014) relataram derrames *rubby* na porção sul da Sinclinal de Torres, sendo estes descritos com uma geometria tabular e com espessuras entre 40 e 50 metros.

2.2.1.3 Derrames 'a'ã

Derrames 'a'ã são caracterizados por um núcleo maciço central e topos e bases irregularmente fragmentadas (Wentworth e Macdonald, 1953). Este tipo de derrame é relativamente raro em PBCs, mas já foram descritos próximos a condutos no Columbia River por Swanson *et al.* (1979).

Na FSG, derrames 'a'ã foram descritos por Waichel, Lima e Sommer (2006) no oeste no estado do Paraná com espessuras de até 1 m. São geralmente incompletos, com uma zona escoriácea no topo e a porção central maciça, com a zona de base raramente observada.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1. Rochas reservatório

Rochas reservatório são rochas que possuem valores de porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e permitir o escoamento de fluidos que estejam em sua estrutura, tais como petróleo, gás e água. Segundo Marques (2011), normalmente altas porosidades estão associadas a altas permeabilidades, mas pode acontecer que uma rocha porosa não seja igualmente permeável porque em alguns tipos de rochas os poros não se encontram em comunicação.

Por meio dos estudos de permeabilidade e porosidade pode-se prever o comportamento de fluxo no reservatório, fazer a gestão do campo petrolífero e ter maior confiança quanto ao número e tipo de poços a realizar. Um bom conhecimento do reservatório permite que sejam evitados gastos desnecessários em regiões ou zonas do campo em que a relação custo benefício possa não ser favorável. Por estes motivos, o objetivo do estudo de reservatórios deve centrar-se sempre em reunir a máxima informação possível, para que juntamente com as ferramentas disponíveis possam ser tomadas as melhores decisões em menos tempo possível (Marques, 2011).

A maioria das reservas conhecidas no mundo encontra-se em rochas sedimentares (principalmente em arenitos e rochas carbonáticas), uma vez que devido às características mineralógicas e texturais a ocorrência de reservatórios em rochas ígneas e metamórficas é mais complicada (Luo *et al.*, 2005). Ainda assim, bacias petrolíferas nestas litologias têm sido descobertas em vários lugares do mundo (Luo *et al.*, 2005; Wu *et al.* 2006; Farooqui *et al.* 2009; Sruoga; Rubinstein; Hinterwimmer, 2004; Lenhardt e Gotz, 2011).

3.2. Propriedades petrofísicas

A petrofísica é o estudo das propriedades físicas das rochas e suas interações com a distribuição de fluidos em seus espaços porosos. De acordo com Tiab e Donaldson (2012) a porosidade e permeabilidade são as principais propriedades petrofísicas para o estudo de reservatórios de petróleo, sendo muito importante sua correta determinação.

3.2.1. Porosidade

A porosidade (ϕ) é o espaço que se encontra disponível para o armazenamento de fluidos e é medida através da relação entre o volume dos espaços vazios (V_v) em relação ao volume total (V_t) do material, como mostra a equação 1:

$$\phi = V_v / V_t \quad (1)$$

Quanto à origem, em rochas sedimentares, a porosidade pode ser primária ou secundária (Nichols, 2009; Thomas, 2004) e quanto à conexão entre os poros pode ser absoluta ou efetiva, como descrito abaixo:

- 1) Primária: é a porosidade formada durante a deposição do material detrítico ou orgânico.
- 2) Secundária: também conhecida como pós-deposicional é a porosidade formada por processos geológicos posteriores a deposição. Pode ser oriunda da dissolução, da substituição de minerais e ainda por fraturas.
- 3) Absoluta ou não- efetiva: é a relação entre o volume total de vazios (interconectados ou não) e o volume total da amostra. Uma rocha, geralmente as que apresentam porosidade vesicular, pode até ter porosidade absoluta considerável, mas muitas vezes não possuem interconexão dos poros (Tiab e Donaldson, 2012).
- 4) Efetiva: é a relação do volume de vazios que estão interconectados (Figura 2) e o volume total da amostra. Essa é a porosidade mais importante quando se estuda um reservatório, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser extraídos.

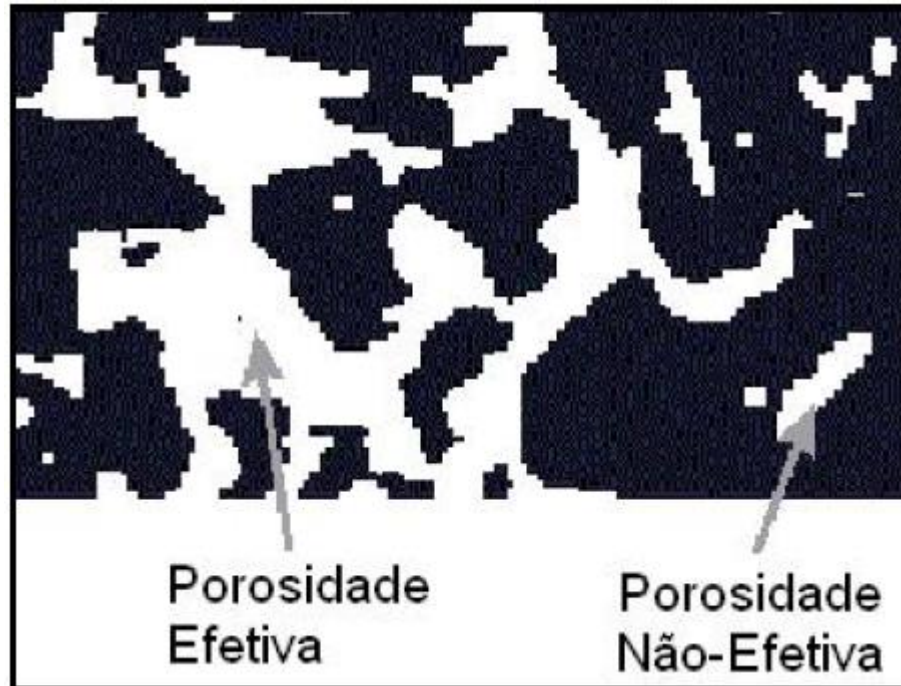


Figura 2 - Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não- efetiva (Gaspari, 2003).

Embora a maioria dos reservatórios sejam formados por rochas sedimentares, os outros tipos de rocha também podem apresentar porosidade suficiente para serem localmente importantes como reservatórios (Rosa; Carvalho; Xavier, 2006) e isso geralmente ocorre devido à fraturação.

De acordo com Tiab e Donaldson (2012) a porosidade em reservatórios de petróleo varia de 5 a 30%, mas, para um reservatório ser considerado razoável ou bom, os valores devem ser entre 10 e 20%, conforme Figura 3. Valores abaixo de 5% e superiores a 35% são raros quando se trabalha com reservatórios.

Variação de porosidade	Classificação
0-5%	Insignificante
5-10%	Pobre
10-15%	Razoável
15-20%	Bom
>20%	Muito bom

Figura 3 - Qualidade de reservatórios de acordo com a variação de porosidade (modificado de Tiab e Donaldson, 2012).

3.2.2. Permeabilidade

A permeabilidade (k) é a propriedade que um material tem de permitir o transporte de um fluido pelo seu espaço poroso e é definida pela Lei de Darcy, que expressa o fluxo de um fluido em um meio poroso. Tal lei determina que a vazão unidirecional de um fluido (Q) em uma amostra de comprimento l e área transversal A_t , como exemplificada na Figura 4, é dada pela equação 2:

$$Q = \frac{kA_t}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{l} \right) \quad (2),$$

onde k é a permeabilidade, μ é a viscosidade do fluido e Δp é a diferença entre a pressão de entrada (p_e) e de saída (p_s) do fluido.

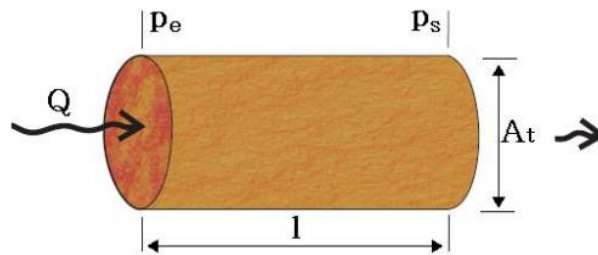


Figura 4 - Esquema de um fluido escoando em uma amostra cilíndrica horizontal e porosa (Schmitt, 2009).

Os principais parâmetros associados à permeabilidade são tamanho, forma, orientação e interconexão dos poros (Schmitt, 2009), mas tipos de argila ou material de cimentação também podem afetá-la, especialmente quando a água está presente (Tiab e Donaldson, 2012). A permeabilidade pode ser classificada em três tipos:

- 1) Intrínseca ou absoluta: apenas um fluido satura o espaço poroso (Tiab e Donaldson, 2012).
- 2) Efetiva: dois ou mais fluidos saturam o meio poroso (Rosa; Carvalho; Xavier, 2006), ou seja, o escoamento de um fluido vai depender de mais de uma fase.
- 3) Relativa: é o quociente entre a permeabilidade efetiva e a absoluta.

A permeabilidade pode ser expressa em metros quadrados ou unidade de Darcy (D), sendo $1D = 0.987 \times 10^{-12} \text{ m}^2$. Entretanto, a unidade mais comumente utilizada é a mD, onde $1 \text{ mD} = 0,001 \text{ D}$.

O conhecimento quantitativo da permeabilidade é fundamental para se estimar a produção de um poço, uma vez que avalia o comportamento do mesmo e executa estudos de simulação de reservatório (Mantovani, 2013).

Tiab e Donaldson (2012) apontam que a permeabilidade da maioria dos reservatórios é menor que 1D, sendo portanto esse valor considerado alto. De acordo com os mesmos autores, a qualidade de um reservatório é determinado pela permeabilidade, em mD, como:

- a) Pobre se $k < 1$
- b) Razoável se $1 < k < 10$
- c) Moderado se $10 < k < 50$
- d) Bom se $50 < k < 250$
- e) Muito bom se $k > 250$

Assim como a porosidade, a permeabilidade é também dividida em primária e secundária. Permeabilidade primária (ou matriz) é a originada durante a deposição e litificação, enquanto que a secundária resulta da alteração da matriz rochosa pela compactação, cimentação, fraturamento e dissolução. A permeabilidade tende a ser reduzida pela compactação e cimentação, mas tende a aumentar com o fraturamento e dissolução.

3.3. Microtomografia de raios x

3.3.1. Evolução da Microtomografia de raios X

A descoberta dos raios X pelo físico Wilhelm Conrad Rontgen em 1895 permitiu o desenvolvimento de uma técnica nova de captura de imagens, a tomografia de raios X. Em 1972, o engenheiro Godfrey Hounsfield desenvolveu o *Computed Axial Tomography-CAT* (Tesei et al., 2005), utilizada em diagnósticos médicos, uma vez que através dela foi possível obter imagens da estrutura interna de um material. Embora a tomografia de raios X tenha sido aplicada em pesquisas

biomédicas e cenários clínicos por décadas, somente recentemente vem sendo aplicada para o estudo de rochas (Baker *et al.*, 2012).

A microtomografia de raios X é uma técnica de imageamento onde são obtidas imagens tridimensionais da estrutura interna de um material com resolução espacial micrométrica (Landis e Keane, 2010), o que permite uma caracterização estrutural mais profunda dos materiais.

3.3.2. Princípio da técnica e aquisição de dados

O princípio básico da técnica é a obtenção de imagens a partir da medida da atenuação da radiação pelos diferentes materiais que formam uma amostra (Fernandes *et al.*, 2012). Isto é, a tomografia de raios X realiza um mapeamento do coeficiente de atenuação linear através da atenuação do feixe de fótons, o que permite o imageamento de materiais porosos, que são sensíveis as variações de densidade e número atômico do material (Mantovani, 2013). O coeficiente de atenuação linear, que é uma propriedade intrínseca de cada material, define a taxa de absorção radiativa da matéria, uma vez que um material pode absorver totalmente ou parcialmente a radiação eletromagnética a que é exposto.

Quando o raio X com intensidade inicial I_0 passa através de um objeto com espessura x (Figura 5), parte do sinal é atenuado por espalhamento e absorção e parte da radiação é transmitida através do objeto com intensidade I .

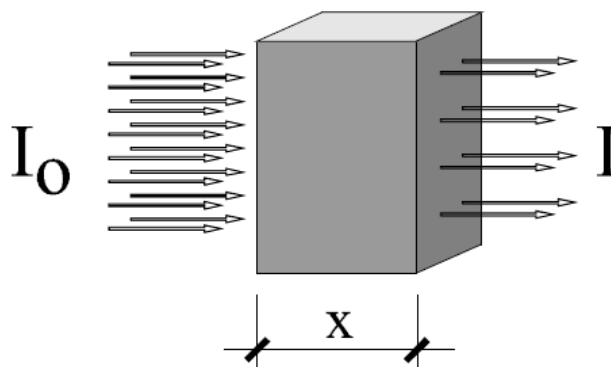


Figura 5 - Atenuação de um feixe de fótons por uma amostra (Silva, 2009).

Dessa maneira, a Lei de Beer (Taud *et al.*, 2005; Ketcham e Carlson, 2001; Van Geet, Swennen e Wevers, 2000) é usada para relacionar a intensidade entre a

radiação transmitida (I), a radiação incidente (I_0), o coeficiente de atenuação linear do material (μ) e a espessura do objeto (x):

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (3)$$

Se o material é composto por diferentes densidades e composições, o que geralmente ocorre, a equação 3 torna-se (Fernandes *et al.*, 2012; Ketcham e Carlson, 2001):

$$I = I_0 \exp\left[\sum_i (-\mu_i x_i)\right] \quad (4)$$

Os microtomógrafos convencionais utilizam como fontes de radiação tubos de raios X com feixe cônico, que deve ficar a tal distância da amostra de modo que permita a abrangência de toda a região da amostra a ser medida (Figura 6), realizando a projeção na câmera CCD (*charge-coupled device*) com uma só exposição (Fernandes *et al.*, 2012). Dessa maneira, durante o processo tomográfico a amostra é rotacionada em torno de um eixo, o que permite que várias projeções sejam tomadas por uma câmera CCD. A câmera CCD é um dispositivo responsável pela detecção de fótons e captura de projeções em equipamentos tomográficos.

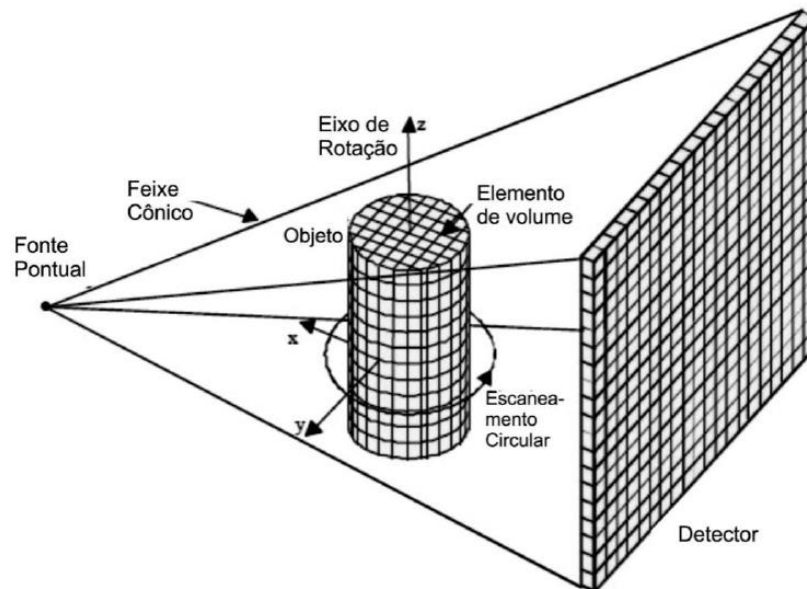


Figura 6 - Esquema simplificado da formação da imagem tomográfica (Machado, 2012).

O feixe cônico, que surge da fonte e abre conicamente a fim de iluminar totalmente a amostra (Figura 7), é a geometria mais utilizada em sistemas microtomográficos (Moreira, 2013).

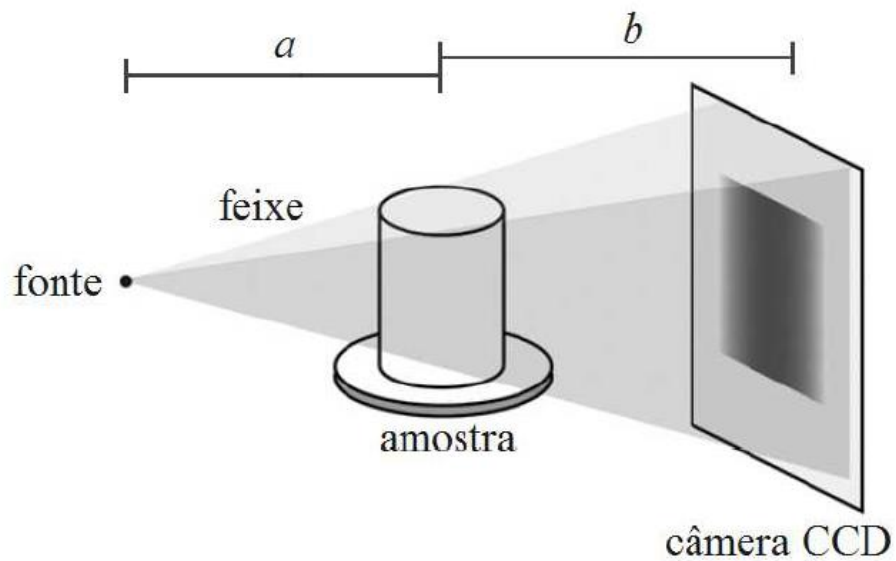


Figura 7 - Representação esquemática da emissão do feixe cônico e das distâncias entre a fonte e a amostra (a) e entre a amostra e o detector (b) (Moreira, 2013).

Para obter a resolução espacial da imagem (R), o método mais utilizado é conhecido como fator de magnificação geométrica, que consiste na obtenção da resolução a partir da relação entre o tamanho de cada detector (d) da câmera CCD (Figura 7) e do fator de magnificação (M), ou seja:

$$R = \frac{d}{M} \quad (5).$$

O fator de magnificação é determinado a partir das posições ocupadas pela fonte, amostra e câmera CCD da seguinte maneira:

$$M = \frac{a+b}{a} \quad (6),$$

sendo a a distância fonte-amostra e b a distância amostra- câmera CCD (Figura 7).

Após a aquisição de todas as projeções, estas são processadas por um algoritmo matemático de reconstrução, gerando as seções bidimensionais (*slices*), enquanto que a imagem tridimensional é estabelecida através de um processo de renderização, que converte as informações das seções 2D em um empilhamento ordenado (Mantovani, 2013), conforme a Figura 8.

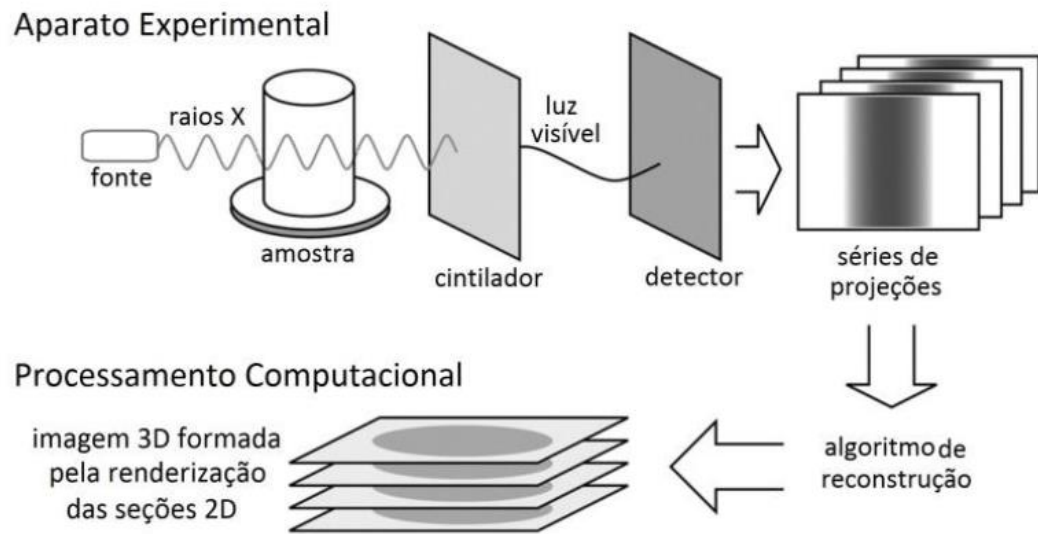


Figura 8 - Esquema ilustrativo do processo de aquisição e reconstrução da tomografia de raios X, onde uma série de projeções são adquiridas e reconstruídas para produzir um volume 3D (Mantovani, 2013).

Assim, devem ser definidos dois pontos principais que compõem a técnica da microtomografia de raios X: a) A aquisição e detecção das projeções pelo aparato experimental e b) Etapa do processamento computacional, quando seções bidimensionais são reconstruídas e em seguida renderizadas, gerando uma imagem tridimensional.

3.3.3. Reconstrução dos dados

Durante o processo microtomográfico, informações de coeficientes de atenuação são necessárias sob diferentes ângulos de exposição, para que possam ser geradas várias projeções e conseqüentemente, as imagens, uma vez que quanto maior for o número de projeções maior definição terá a imagem gerada (Fernandes *et al.*, 2012). Seguindo essa condição, uma projeção é realizada a cada pequeno passo angular da amostra (0.1° , por exemplo), completando 180° ou 360° dependendo da amostra a ser analisada.

Quando os fótons de baixa energia do feixe policromático atingem a amostra eles são absorvidos nas bordas, funcionando como uma barreira para o feixe. Isto resulta em uma contagem de densidade maior do que ocorre realmente na amostra. Como resultado é gerada uma imagem onde as extremidades são mais densas que o interior (mesmo em materiais muito homogêneos), tornando as imagens mais

claras na extremidade (Figura 9A). Este é o *beam hardening*, um dos vários artefatos que podem ocorrer durante a etapa da aquisição tomográfica.

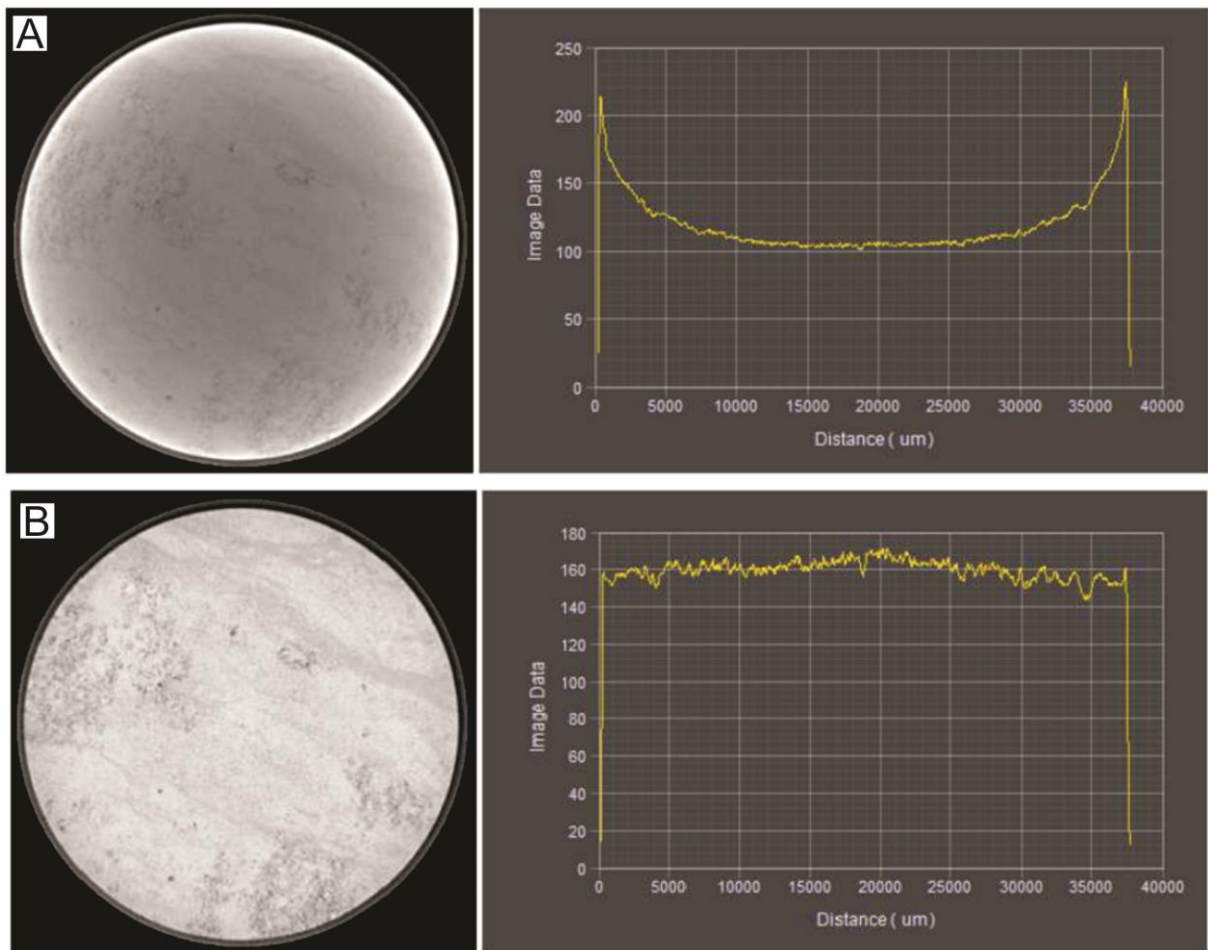


Figura 9 - A) Efeito de *beam hardening* em uma amostra de rocha cilíndrica; B) Correção do efeito com a aplicação de filtro físico (Moreira, 2013).

A correção da imagem com tal efeito pode ser feita com algoritmos ou filtros físicos, sendo estes utilizados para absorver o feixe de energia indesejada (Figura 9B).

Para a reconstrução de imagens utiliza-se um processo matemático que converte as informações das projeções em imagens tomográficas bidimensionais (Figura 10). O método mais utilizado para este processo é o da Reconstrução Filtrada ou algoritmo de Feldkamp (Feldkamp; Davis; Kress, 1984). De acordo com Mantovani (2013), para que uma imagem seja reconstruída com sucesso, o algoritmo necessita de um grande número de projeções, para que possa localizar os objetos que a compõem.

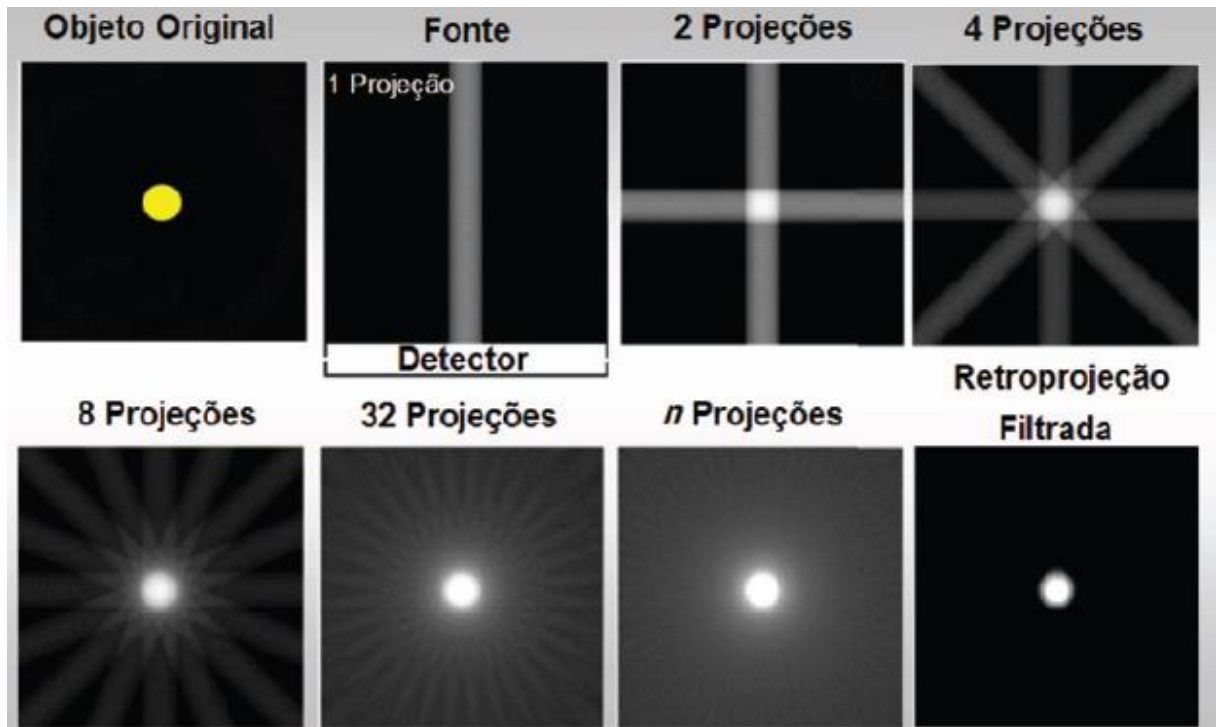


Figura 10 - Esquema de reconstrução de imagens através das projeções com a Retroprojeção Filtrada (Fernandes *et al.*, 2012).

Maiores informações sobre a reconstrução dos dados podem ser encontrados em Mantovani (2013).

A imagem reconstruída é apresentada como uma matriz $N \times M$ pixels³, sendo que N é o número de pixels na vertical e M na horizontal. O pixel é a representação de um elemento bidimensional, enquanto que a representação de um elemento em 3D é o voxel. Como as imagens são em tons de cinza, cada pixel terá um valor de cinza proporcional ao coeficiente de atenuação, por isso, quanto mais densa for a região, mais claro é o tom de cinza na imagem.

3.3.4 Renderização

A renderização é o processo pelo qual se empilha as seções bidimensionais já reconstruídas a fim de se obter um volume ou uma imagem tridimensional. Desta maneira, ao final do processo, obtém-se uma pilha de fatias ou imagem tridimensional (Figura 11), que é a representação digital da amostra analisada (Mantovani, 2013).

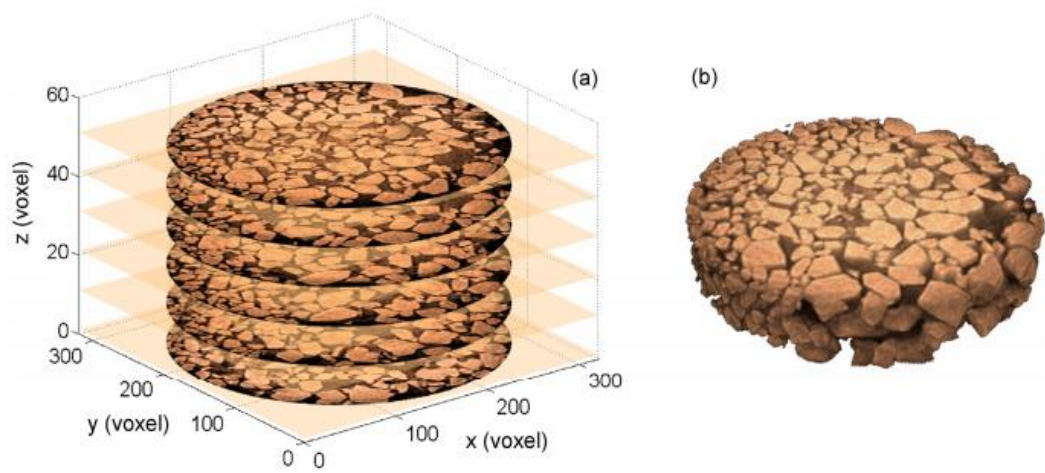


Figura 11 - a) Representação do processo de renderização; b) Imagem 3D formada por 51 fatias (Forsberg, 2008).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo é dedicado à explicação dos materiais e métodos utilizados na elaboração do presente trabalho, que consta na descrição petrográfica e petrofísica de rochas vulcânicas.

4.1. Levantamentos bibliográficos

Ao longo de todas as etapas de elaboração deste trabalho foram realizadas consultas às bibliografias existentes sobre litofácies vulcânicas, descrição petrográfica e métodos para obtenção de dados petrofísicos, tanto em rochas vulcânicas como em outras rochas.

4.2. Amostras

As amostras analisadas neste trabalho são todas de rochas basálticas da Formação Serra Geral encontradas no acervo do LABLAM e foram selecionadas com base em suas características macroscópicas. A amostra GUA-P é da litofácies basalto vesiculado - *pahoehoe* (Guarapuava-PR), a S. Roque é da litofácies brecha escoriácea maciça - *rubblly pahoehoe* (São José do Serrito-SC) e a BG-1 é da litofácies brecha escoriácea porosa - *rubblly pahoehoe* (Anita Garibaldi-SC), conforme o mapa de localização da Figura 12.

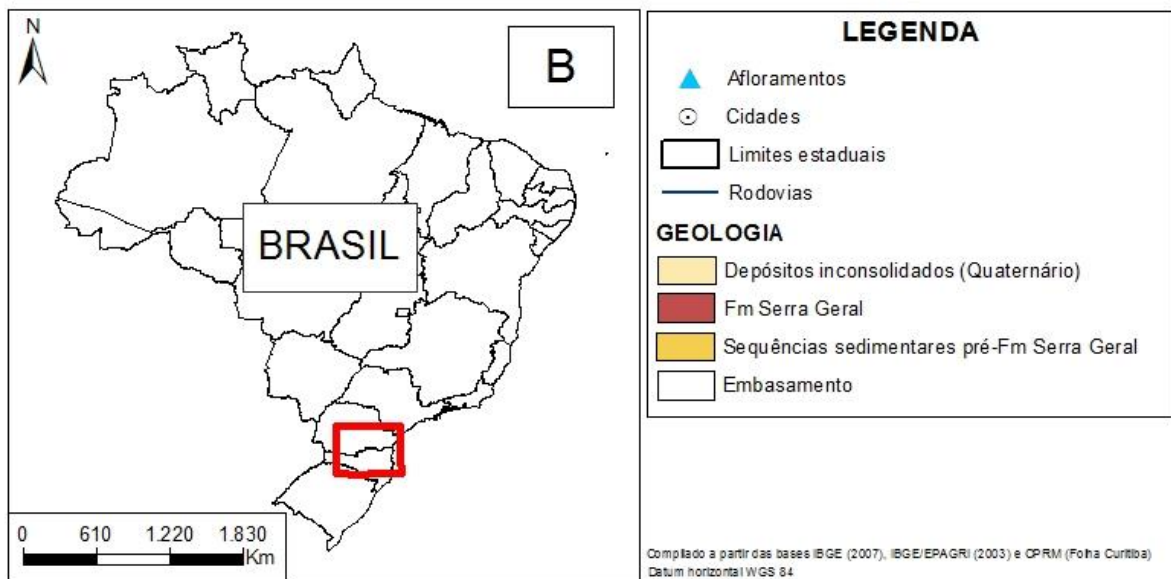
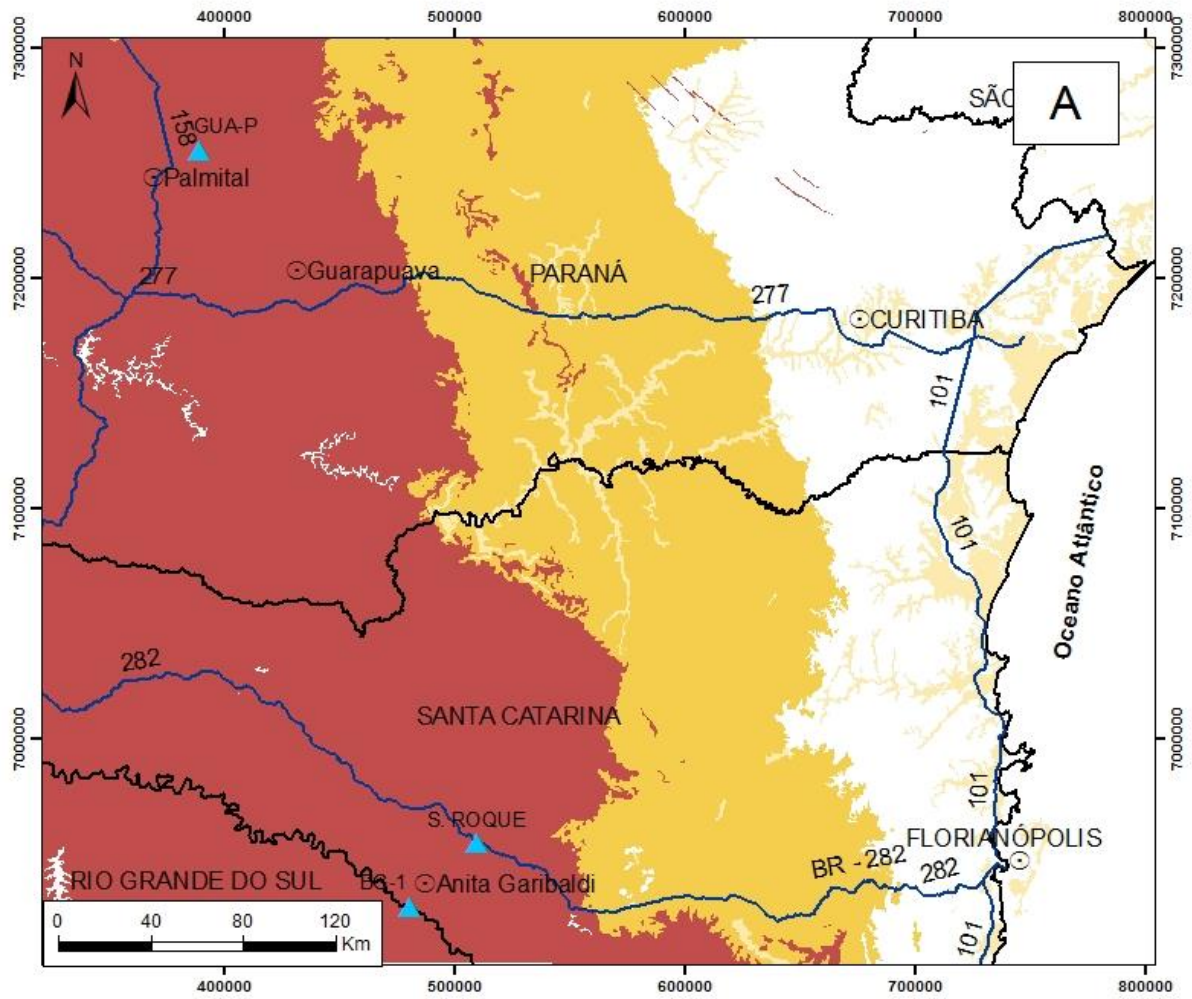


Figura 12 - Mapa de localização das três amostras utilizadas no presente trabalho.

4.3. Descrição petrográfica

A petrografia é uma técnica importante, uma vez que a partir dela, as amostras são descritas visando à identificação dos minerais, o reconhecimento de aspectos texturais e a classificação modal. A partir dela também pode ser detectada a ocorrência de poros, sendo assim uma técnica aliada na caracterização e compreensão da porosidade em rochas (Neto *et al.*, 2011).

Para a realização da análise petrográfica das amostras, estas foram laminadas no Laboratório de Laminação (LABLAM) do Departamento de Geociências da UFSC (GCN/UFSC). Posteriormente, as lâminas delgadas foram descritas com o auxílio do microscópio óptico modelo Olympus BX 41, do mesmo laboratório. Durante a descrição, aplicaram-se as técnicas usuais de petrografia, a fim de obter a identificação dos minerais, as dimensões e morfologia dos cristais e o reconhecimento de texturas.

As fotomicrografias das lâminas delgadas foram feitas com o microscópio Olympus BX 41 e câmera Olympus DP 25 do Laboratório de Microscopia Ótica (LMO) também do GCN/UFSC, com o objetivo de mostrar os aspectos mais importantes da mineralogia e textura.

4.4. Processamento e análise de imagens

De acordo com Machado (2012), o processamento de imagens digitais decorre de duas **principais** áreas de aplicação principais: melhoria da informação da imagem para interpretação e processamento de dados de imagem para o armazenamento, transmissão e representação. São consideradas como etapas básicas de processamento a aquisição das imagens, o pré-processamento (filtro), a segmentação em fases e a quantificação das características.

A partir das imagens obtidas pelo microtomógrafo são extraídas informações microestruturais tanto quantitativas quanto qualitativas, que permitem a caracterização dos meios porosos.

Nos tópicos seguintes serão abordadas as técnicas e operações utilizadas na análise de imagens.

4.4.1. Aquisição das imagens

A etapa tomográfica iniciou-se com a aquisição de projeções, segundo uma resolução de aproximadamente de 50 μm , a partir das amostras selecionadas. Os plugues das amostras utilizadas possuem um tamanho aproximado de 4,5 cm de diâmetro por 5 cm de altura (Figura 13).

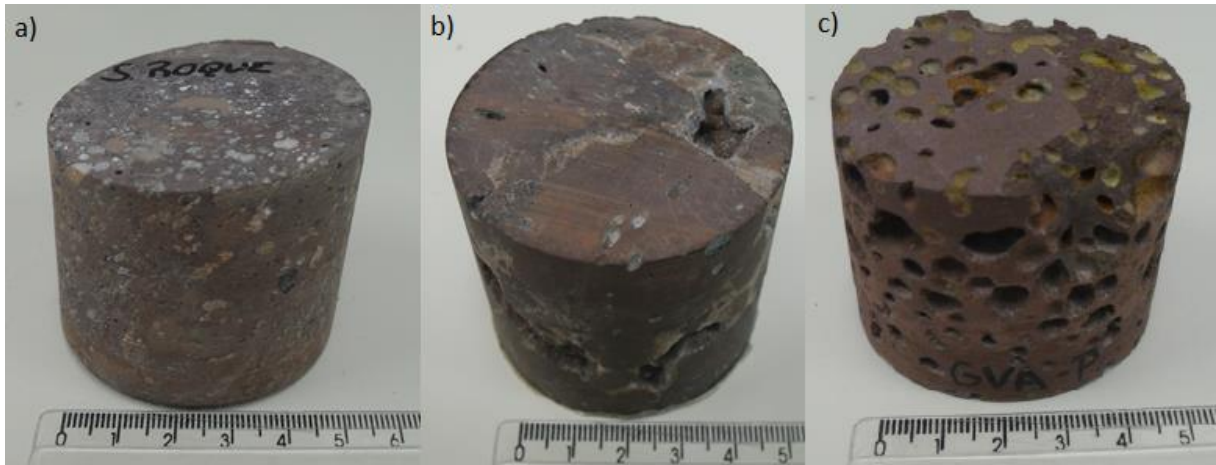


Figura 13 - Tamanho e formas dos três primeiros plugues analisados. a) Amostra S.Roque (litofácies brecha escoriácea maciça- *rubbly pahoehoe*; b) Amostra BG-1 (litofácies brecha escoriácea porosa-*rubbly pahoehoe*; c) Amostra GUA-P (litofácies basalto vesiculado- *pahoehoe*).

As projeções adquiridas foram posteriormente reconstruídas em imagens 2D com o software XMReconstructor da empresa Zeiss e em seguida, iniciou-se a etapa do processamento das imagens de cada amostra e resolução. As imagens 2D foram renderizadas em volumes (representação tridimensional da amostra), foi definido o limiar entre preto e branco na etapa da segmentação binária e finalmente os volumes foram avaliados para a determinação e descrição dos parâmetros microestruturais do sistema poroso.

Este trabalho foi realizado no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Todas as imagens foram adquiridas no equipamento XRadia Versa XRM-500, que possui potência máxima de 10 W, energia entre 30 e 160 kV e rotação 360°, e permite aquisição de imagens de objetos com até 300 mm. Este equipamento está locado no LMPT e possui como técnicos responsáveis os pesquisadores Dr. Eng. Anderson Camargo Moreira e Dr. Eng. Iara Frangiotti Mantovani.

4.4.2. Pré- processamento (filtro passa-baixa)

O uso de filtros no pré- processamento de imagens serve para realçar as imagens e diminuir os ruídos. Um dos filtros mais comuns é o passa-baixa que atenua os componentes da imagem de alta frequência, enquanto deixa as frequências baixas inalteradas. Tais componentes de alta frequência ocorrem quando se tem uma variação brusca dos níveis de cinza, como por exemplo, ruídos e contornos entre fases distintas da imagem. Sendo assim, o efeito da aplicação de um filtro passa- baixa é a uniformização dos níveis de cinza da imagem, como por ser visto na Figura 14.

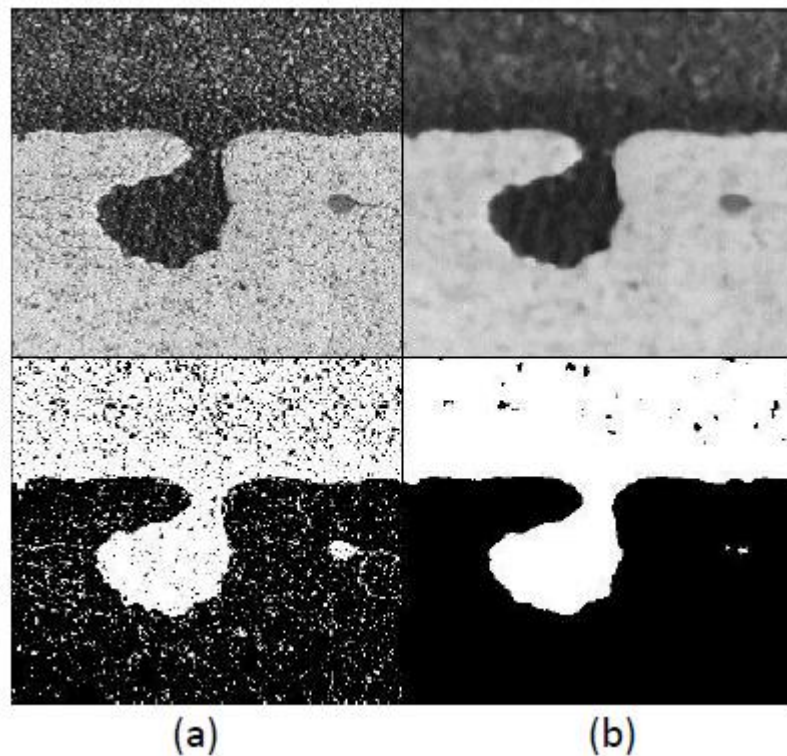


Figura 14 - Efeito de um filtro passa-baixa. (a) Imagem original e sua segmentada; (b) Imagem após a aplicação do filtro passa-baixa (Mantovani, 2013).

4.4.3. Região de interesse

Região de interesse (ROI) é a região a ser estudada em uma imagem 2D (Figura 15), uma vez que esta pode ser muito grande para as análises devido às limitações computacionais. A seleção precisa das regiões de interesse é de fundamental importância para a obtenção de dados significativos da amostra, ou seja, o ROI escolhido deve ser grande o suficiente para ser representativo de toda a

amostra. Quando se busca uma análise tridimensional da amostra, trabalha-se com o volume de interesse (VOI). O VOI refere-se à soma coletiva de todos os ROIs de um conjunto contíguo de fatias de imagens transversais, o que representa um volume selecionado 3D (Machado, 2012).

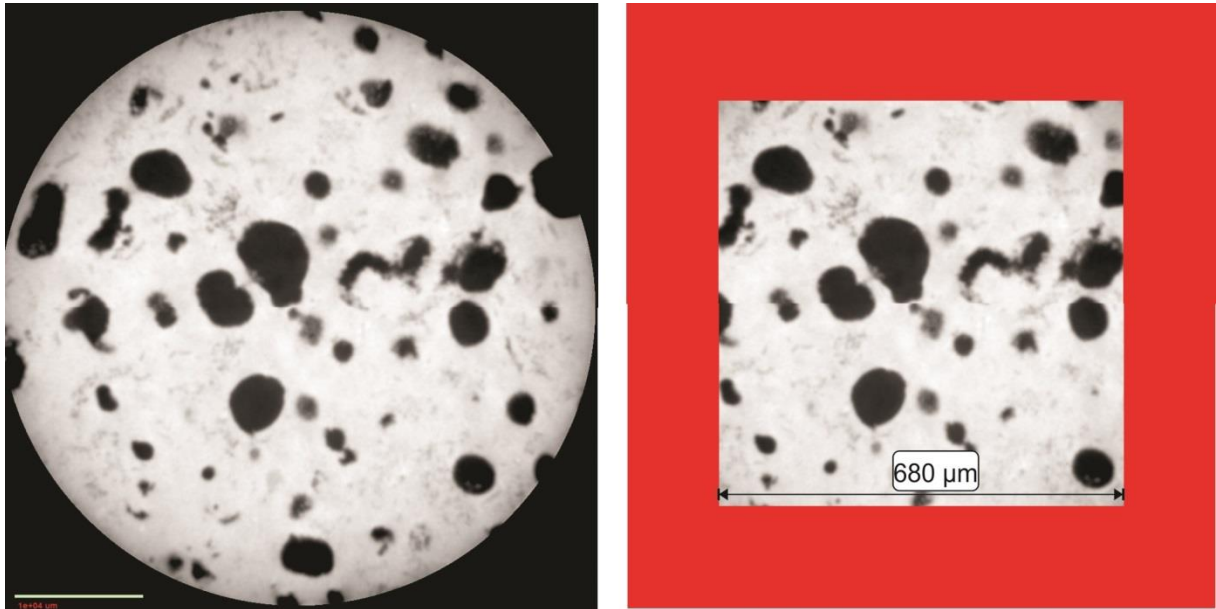


Figura 15 - Processo de seleção do ROI, com tamanho de 680 μm , no software Imago.

O método utilizado para determinar se um volume selecionado é ou não representativo da amostra é tema do tópico “4.4.7 Volume Elementar Representativo”.

4.4.4. Segmentação binária

De acordo com Moreira (2013), a segmentação binária é o processo de conversão de imagens originalmente em tons de cinza em imagens apenas com pixels pretos e brancos. As imagens microtomográficas são formadas por níveis de cinza que se distribuem ao longo de um histograma com 256 tonalidades. Assim, ao se realizar a binarização, o usuário escolhe um limiar no histograma que melhor separe as fases da imagem, ou seja, quais regiões serão brancas (poros) e quais serão pretas (material não-poroso), como exemplificado na Figura 16.

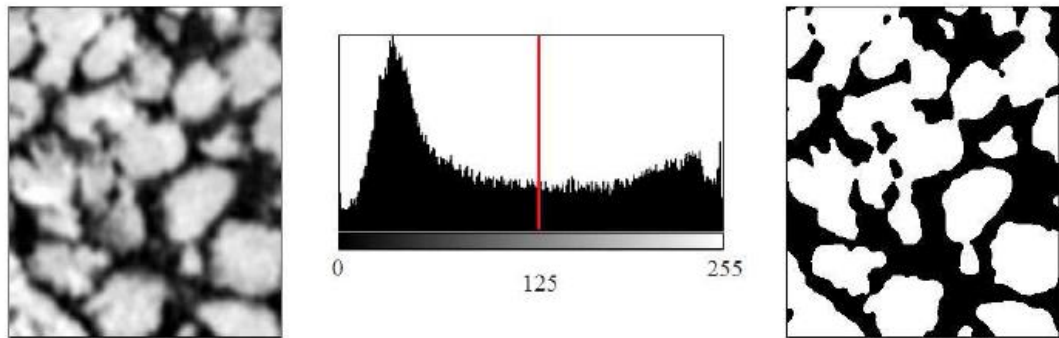


Figura 16 - Processo de binarização com limiar 125 em uma imagem com 256 tons de cinza (Moreira, 2013).

Dessa maneira, a partir da função da imagem $Im(i,j)$ e l sendo o limiar escolhido, a imagem binária $Im(i,j)_{bin}$ será dada segundo:

$$Im_{bin}(i, j) = \begin{cases} 0, & \text{se } Im(i, j) \leq l \\ 1, & \text{se } Im(i, j) > l \end{cases} \quad (7)$$

No exemplo da imagem 16, todos os pontos com limiar menor ou igual a 125 receberam o valor 0 (cor preta), enquanto que os pontos com limiar maior que 125 receberam o valor 1 (cor branca).

Este processamento deve ser submetido a todas as amostras e como cada amostra possui imagens com um histograma característico, os limiares são escolhidos nas análises de cada amostra.

4.4.5 Rede de poros e ligações

Em meios porosos que possuem riqueza de detalhes, com diversas escalas de tamanho de objetos é complicado o processo de simulação do fluxo de fluidos devido à capacidade computacional disponível. Com o intuito de contornar essa dificuldade, representações do meio poroso simplificadas (mas que, todavia preservam suas características estruturais) vêm sendo criadas. Uma dessas representações é a chamada 'Rede de Poros e Ligações', um código gerador de redes que representa simplificadamente o sistema poroso, constituído por poros unidos por conexões.

O intuito da aplicação da rede de poros e ligações no estudo da petrofísica é a propriedade que ela oferece de identificar e quantificar separadamente poros e

conexões. Este atributo é importante na pesquisa de reservatórios, uma vez que é pela conectividade entre os poros que ocorre o escoamento de fluidos.

De uma maneira geral, o código identifica os poros e as ligações de uma imagem 3D binária a partir de três etapas (Cunha, 2012):

- a) Preenche os espaços vazios com esferas;
- b) Agrega as esferas adequadamente;
- c) Transforma em poros esféricos e gargantas cilíndricas segundo um critério;

Na região onde ocorre a aglomeração das maiores esferas, o código identifica a maior delas, conhecida como esfera máxima, e percorre o caminho até a aglomeração das esferas menores (Figura 17). Quando se encontra uma esfera com raio de 60% do raio da maior esfera estabelece-se o limite que define o que é poro e o que é garganta (Moreira, 2013). Por tanto, só existirá uma conexão quando existirem poros em suas extremidades.

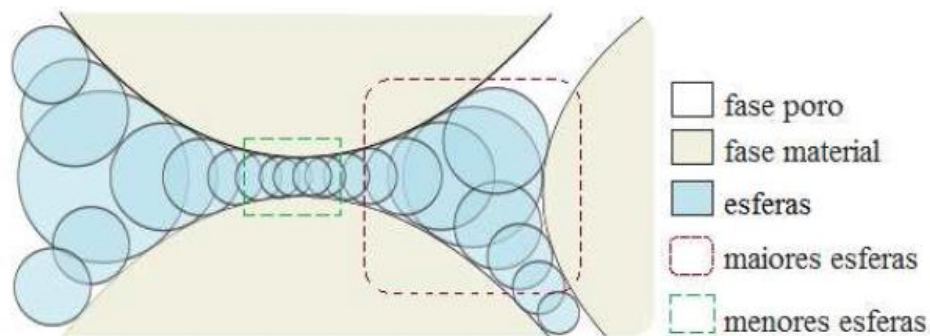


Figura 17 - Ilustração do preenchimento da fase porosa pela rede de poros e ligações (Moreira, 2013).

Assim, as esferas maiores são agregadas para a formação de uma nova esfera, enquanto que as esferas menores formam um cilindro, conhecido como garganta/ ligação. Então, a partir da rede de poros e gargantas é realizada a quantificação do volume e tamanho dos objetos. Detalhamentos sobre este tema podem ser encontrados em Moreira (2013) e Cunha (2012).

4.4.6. Caracterização das propriedades

A partir das imagens digitais é possível fazer uma análise qualitativa do sistema poroso e também uma caracterização quantitativa de parâmetros

microestruturais. Para a caracterização do espaço poroso e a quantificação das propriedades petrofísicas foram utilizados, neste trabalho, três diferentes softwares, cada um com suas especificações, como seguem:

4.4.6.1. Imago

Este software foi desenvolvido pelo Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT)/UFSC com a parceria da CENPES/PETROBRAS e da empresa ESSS (Engineering Simulation and Scientific Software).

É um programa destinado ao processamento e análise de imagens, tais como porosidade, distribuição do tamanho de poros e permeabilidade. Além disso, possibilita a criação de um modelo 3D através de imagens 2D. Este modelo objetiva reproduzir, o mais fielmente possível, todas as características microestruturais da amostra (Fernandes, 2009).

4.4.6.2. MicroTomolmage

Tem como finalidade definir a imagem 3D através de um processo de renderização, onde as informações das seções 2D são convertidas em uma espécie de empilhamento ordenado, que é utilizado na quantificação dos parâmetros desejados (Mantovani, 2013). Além disso, possui filtros de atenuação de ruídos e realiza o processo de segmentação binária. Seu código computacional foi construído por pesquisadores do LMPT/UFSC.

4.4.6.3. Rede de Poros e Gargantas

Permite a quantificação de poros e conexões, além de realizar simulações de fluxo de fluidos para a determinação de permeabilidade intrínseca e pressão capilar e quantificação de porosidade aberta e fechada. Este software foi desenvolvido no Laboratório LAPIX (Image Processing and Computer Graphics Lab)/UFSC em parceria com o LMPT/UFSC. A Rede de Poros e Gargantas possui um complemento chamado de 'Subvolumes' que analisa o volume elementar representativo.

4.4.7. Volume elementar representativo

O VOI, volume de interesse, deve corresponder a um volume elementar representativo (VER), isto é, deve ser representativo de toda a amostra. Isto implica que os valores de dados petrofísicos encontrados no VOI representem todo o resto da amostra, que não pode ser analisado devido à limitação computacional.

O VER pode ser explicado de acordo com a variação da porosidade em função da escala, considerando sub-volumes em um domínio do sistema poroso, como proposto por Bear (1988) e indicado na Figura 18.

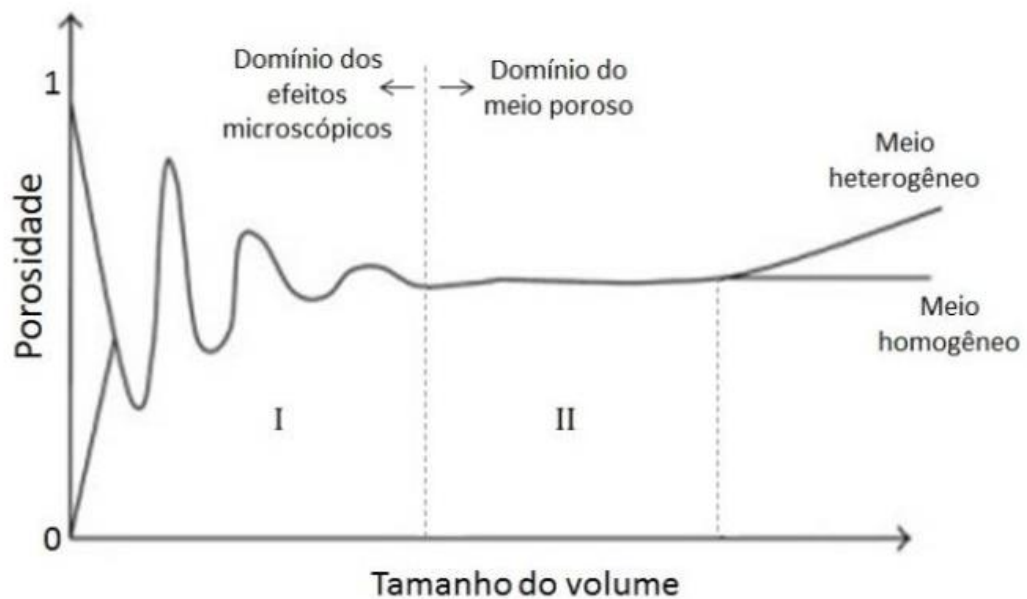


Figura 18 – Desenho esquemático exemplificando o volume elementar representativo para a porosidade (Bear, 1988).

Quando os sub-volumes selecionados são pequenos, ocorre uma grande variação nos valores da porosidade, como esquematizado na região I da Figura 18. Isto ocorre porque como estes sub-volumes são pequenos quando comparados ao tamanho de toda a amostra, em um dado momento eles encontram-se numa região de predomínio de poros (valores altos de porosidade) e em outros em uma região com predomínio de sólidos/material (baixos valores de porosidade). Já na região II, têm-se um valor de porosidade mais homogêneo independente do tamanho do volume considerado. Nesta região, o tamanho mínimo de VER é definido, ou seja, com um tamanho a partir do lado esquerdo da região II, o volume já é considerado representativo.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Caracterização petrográfica

Neste tópico serão apresentados os resultados da análise petrográfica das litofácies vulcânicas estudadas, que consistiu na identificação das fases minerais presentes e na descrição dos aspectos texturais das amostras selecionadas, além da observação do espaço poroso.

5.1.1. Amostra S. Roque - litofácies brecha escoriácea maciça- *rubbly pahoehoe*

A amostra S. Roque é constituída essencialmente por uma matriz microcristalina (80%) composta por micrólitos e cristálitos de plagioclásio, piroxênio e minerais opacos, cujos tamanhos não ultrapassam 0,2 mm (Figura 19A e 19B), e a porosidade original desta amostra pode ser estimada em aproximadamente 20%. Entretanto todos os poros encontram-se preenchidos por zeolitas e celadonita (Figura 19C, 19D e 19E).

A textura é hipocristalina, microcristalina com granulação fina, hipidiomórfica, intergranular e subofítica. A presença de argilomineral ocupando espaços irregulares entre os grãos caracteriza a textura diktitaxítica, frequente nesta amostra.

O plagioclásio é o mineral mais abundante, perfazendo 45% da matriz microcristalina, sendo encontrados dispersos caoticamente na matriz com um tamanho aproximado de 0,2 mm. Possuem hábito tabular subédrico e coloração cinza esbranquiçada em nicóis paralelos.

O piroxênio (augita) corresponde a 20% da matriz, é incolor a luz natural, possui forma subédrica e dimensões de aproximadamente 0,1 mm. Alguns cristais exibem macla simples. Os minerais opacos, correspondente a 15% da matriz, possuem forma subédrica e dimensões de 0,1 mm.

Como minerais secundários, ocorrem a celadonita (Cld) e dois tipos de zeolita, a escolécita (Sco) e a estilbita, preenchendo as vesículas, que possuem formatos esféricos ou irregulares. A celadonita apresenta-se com uma forma maciça irregular e possui cor verde escuro em nicóis paralelos. A escolécita apresenta cor

castanho, hábito granular e/ou levemente radiado. Já a estilbita possui a mesma cor, porém com hábito prismático e clivagem evidente.

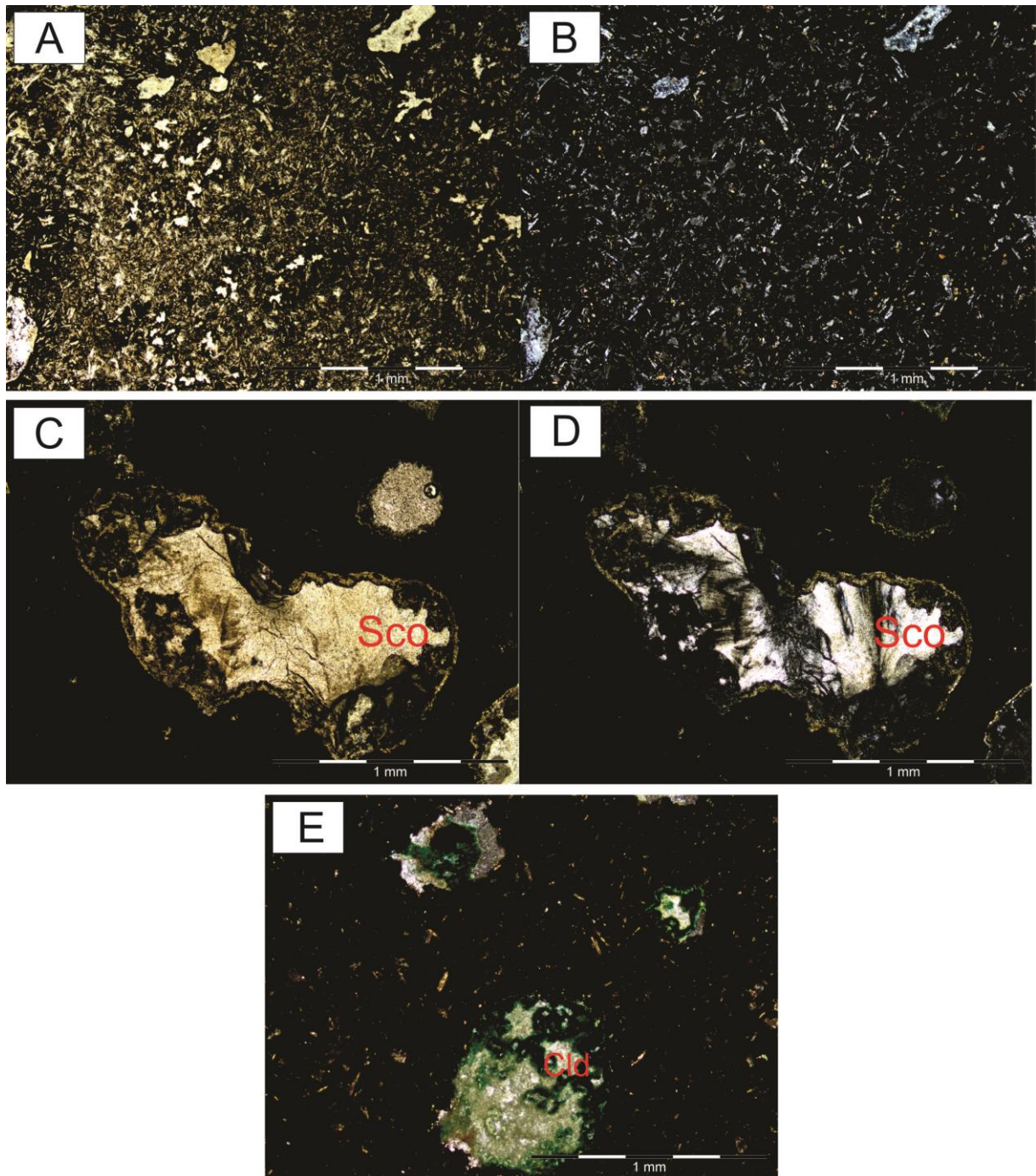


Figura 19 - A) Matriz microcristalina, onde podem ser observados pequenos cristais de plagioclásio e piroxênio cujos tamanhos não ultrapassam 0,2 mm. Nicóis paralelos. B) Matriz microcristalina. Nicóis perpendiculares. C) Detalhe de amígdalas preenchidas por escolecita (Sco). Nicóis paralelos. D) Detalhe de amígdalas preenchidas por escolecita (Sco). Nicóis perpendiculares. E) Amígdalas preenchidas por celadonita (Cld). Nicóis paralelos.

De acordo com Frank (2008), a estilbita é um dos minerais mais comuns nas assembleias secundárias da Formação Serra Geral e sua gênese é relacionada com a presença de fluidos com temperaturas acima de 100°C, sendo que o fluido pode

ter sua origem relacionada com uma influência hidrotermal ou por fluidos termais de derrames de lava posteriores ao derrame hospedeiro.

5.1.2. Amostra BG-1 - litofácies brecha escoriácea porosa- *rubbly pahoehoe*

A amostra BG-1 é constituída por uma matriz microcristalina (70%) formada por clinopiroxênio, ripas de plagioclásio e minerais opacos, e zeolitas (30%), que preenchem vesículas e fraturas sem uma orientação definida (Figura 20A e 20B). As fraturas observadas ocorreram devido ao processo de brechação da rocha vulcânica antes do resfriamento da mesma ou pela brechação hidráulica, e por esse motivo possuem uma orientação caótica.

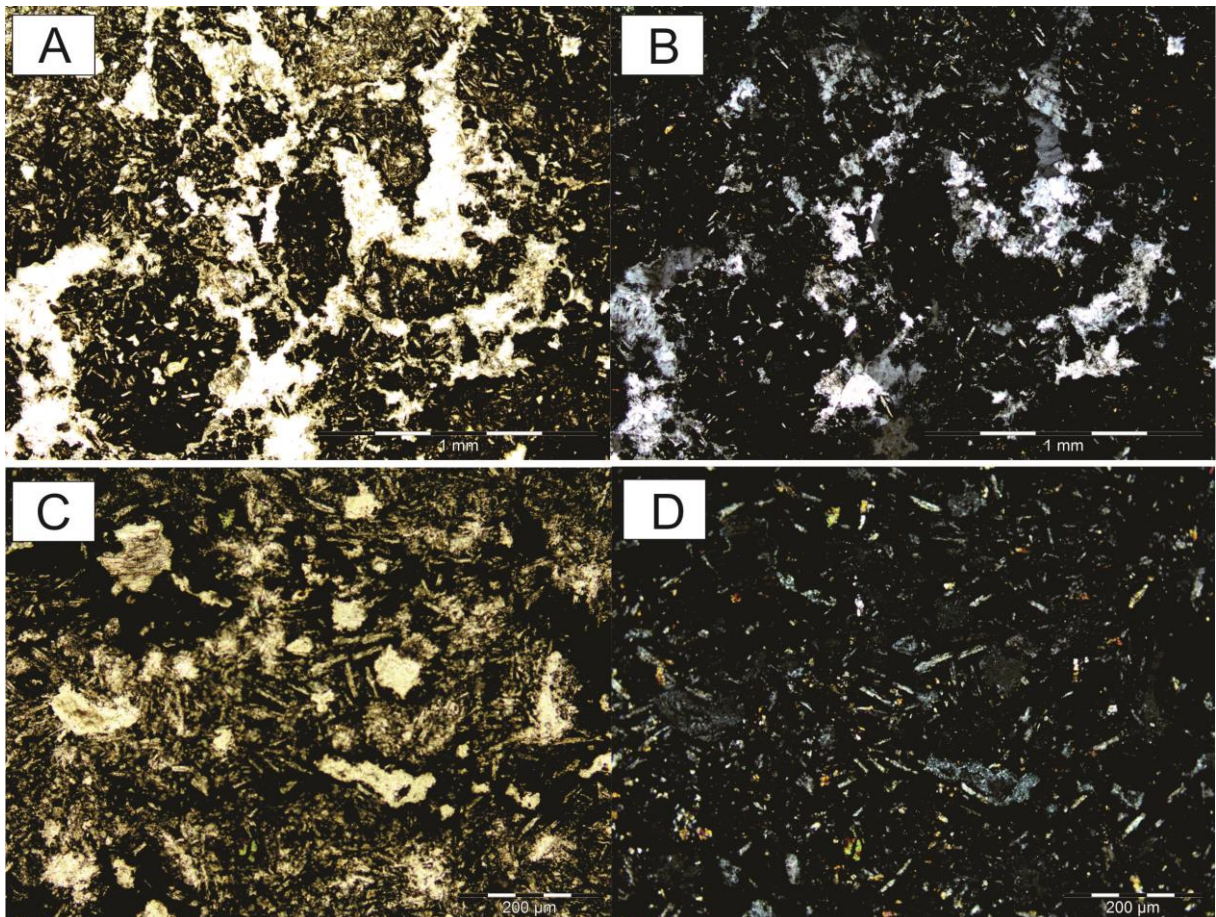


Figura 20 - A) fraturas ao longo da amostra. Nicóis paralelos. B) Fraturas ao longo da amostra. Nicóis perpendiculares. C) Detalhe da matriz microcristalina. Nicóis paralelos. D) Detalhe da matriz microcristalina. Nicóis perpendiculares.

A textura é hipocristalina, microcristalina, inequigranular, com alguns fenocristais de plagioclásio de 0,5 mm de tamanho. Na matriz microcristalina são comuns as texturas intergranular (cristais de plagioclásio com grãos intersticiais de

clinopiroxênio) e intersetal (interstícios da malha formada por plagioclásio são ocupados por vidro) (Figuras 20C e 20D).

O plagioclásio, mineral primário mais abundante com aproximadamente 35% da matriz, possui forma subédrica a euédrica em cristais com tamanho de 0,2 mm na matriz e até 0,5 mm nos microfenocristais.

A augita é o piroxênio e perfaz 20% dos minerais primários na matriz, com forma subédrica e euédrica e 0,1 mm de tamanho. Os minerais opacos (15%) possuem forma subédrica e dimensões entre 0,1 e 0,2 mm.

Além das zeolitas (escolecita e estibilita) preencherem as fraturas (Figuras 20A e 20B), elas também preenchem algumas das vesículas observadas, que possuem tamanho entre 0,3 e 0,5 mm. Em ambos os casos de preenchimento, a zeolita mais comum observada foi a estibilita.

5.1.3. Amostra GUA-P - litofácies basalto vesiculado- *pahoehoe*

A textura da amostra GUA-P é hipocristalina, microcristalina, hipidiomórfica, vesicular e intersetal. A rocha é composta por matriz vítrea (aproximadamente 40% da lâmina), microfenocristais de plagioclásio e piroxênio (40%) e vesículas (20%). O plagioclásio (Pl), mineral mais abundante com aproximadamente 35% dos fenocristais, possui forma subédrica a euédrica, hábito tabular e granulometria fina (com tamanho variando entre 0,1 e 0,5 mm), muito embora alguns se destacam com tamanho de até 1 mm (Figuras 21A, 21B, 21C e 21D).

O piroxênio (augita) perfaz 10% da matriz, possui forma subédrica, hábito tabular ou prismático com tamanho de 0,1 mm, embora alguns alcancem 0,4 mm. É incolor a luz natural, não pleocróico e possui macla simples.

Na amostra GUA-P, a porosidade analisada em lâmina apresentou características não encontradas nas outras amostras. As vesículas possuem tamanho entre 0,3 e 4 mm e não se encontram preenchidas por nenhum material secundário, ou estão pouco preenchidas por zeolita ou totalmente preenchidas por material sedimentar (Figuras 21A e 21B).

O material sedimentar (S) encontrado preenchendo algumas vesículas é composto por pequenos grãos de quartzo, biotita, minerais opacos e zircão. Já a estibilita (Stb), preenche levemente algumas bordas de grandes vesículas ou

totalmente as pequenas vesículas de aproximadamente 0,3 mm de tamanho (Figura 21E).

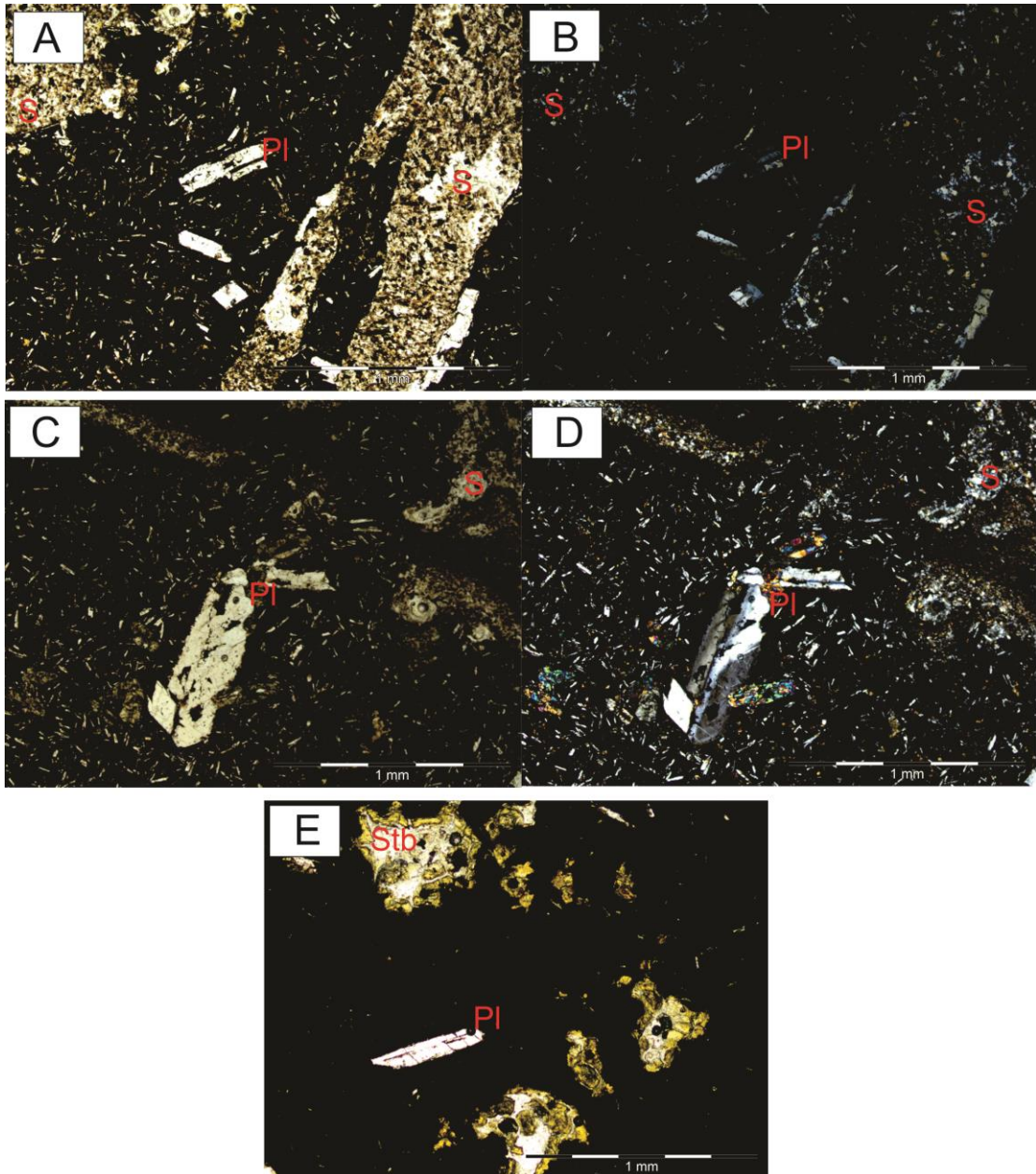


Figura 21 – A) Matriz microcristalina e amígdalas preenchidas por material sedimentar (S). Nicóis paralelos. B) Matriz microcristalina e amígdalas preenchidas por material sedimentar (S). Nicóis perpendiculares. C) Fenocristal de plagioclásio (PI) na matriz microcristalina. Nicóis paralelos. D) Fenocristal de plagioclásio (PI) na matriz microcristalina. Nicóis perpendiculares. E) Amígdalas preenchidas por estilbita (Stb). Nicóis perpendiculares.

5.2. Caracterização petrofísica

5.2.1. Amostra S. Roque

Da amostra S. Roque foram adquiridas projeções com resolução de 50.3 μm , reconstruídas em 764 seções 2D. A partir destas seções 2D, escolheu-se um volume interesse (VOI) com tamanho de 680 pixels³, que foi utilizado para a análise dos dados petrofísicos. O tamanho do volume foi definido de acordo com a capacidade computacional máxima para processar a amostra.

A imagem 2D antes e depois do processo de binarização pode ser visualizada na Figura 22, onde em A se tem uma seção da amostra ainda em escala de tons de cinza e em B, a seção já binarizada, com limiar 124, onde a fase sólida é representada pela cor preta e a fase porosa pela cor branca.

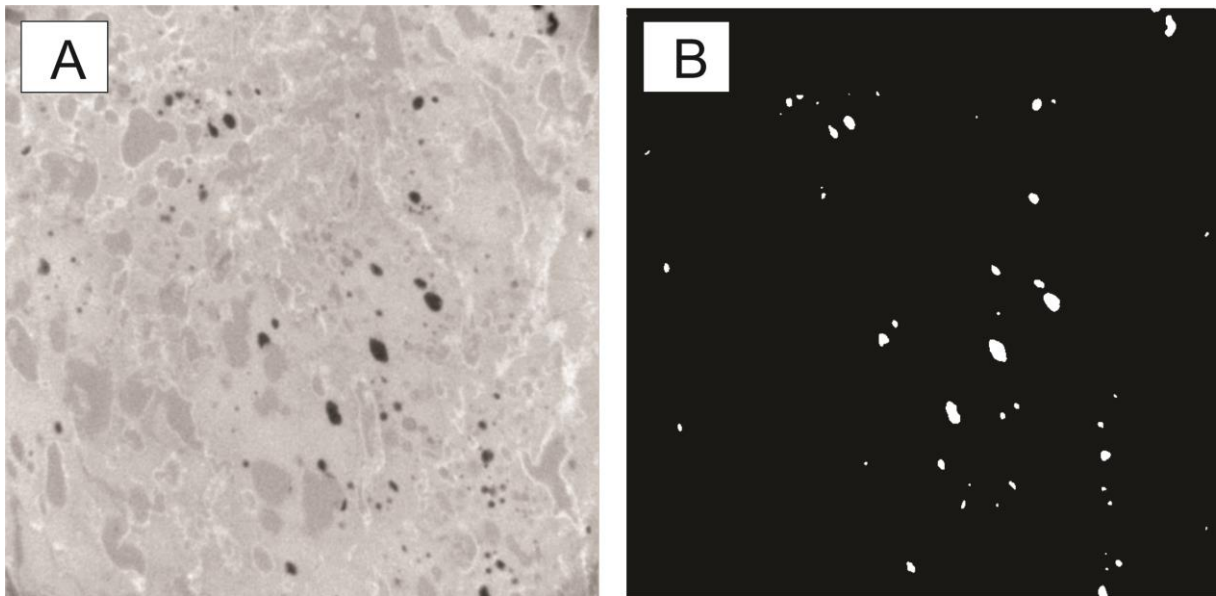


Figura 22 - A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.

Após a binarização, gerou-se a rede de poros e ligações completa (Figura 23A), onde podem ser visualizados todos os poros e conexões encontrados na amostra S. Roque na resolução de 50,3 μm . Na rede de poros completa podem ser diferenciadas duas formas geométricas diferentes: cilindros (cor verde), que representam as gargantas ou ligações e as esferas (coloridas) que representam os poros. A cor das esferas depende do tamanho dos poros. No caso da Figura 23A, a cor amarela representa os menores poros encontrados na rede, enquanto que a cor

vermelha representa os maiores. Nesta resolução não foram registrados poros abertos e, conseqüentemente, não há conectividade em nenhum dos eixos. Portanto, além da rede de poros completa, somente pode ser gerada a rede de poros mortos (Figura 23B), onde são visualizados os poros que não possuem ligação uns com os outros.

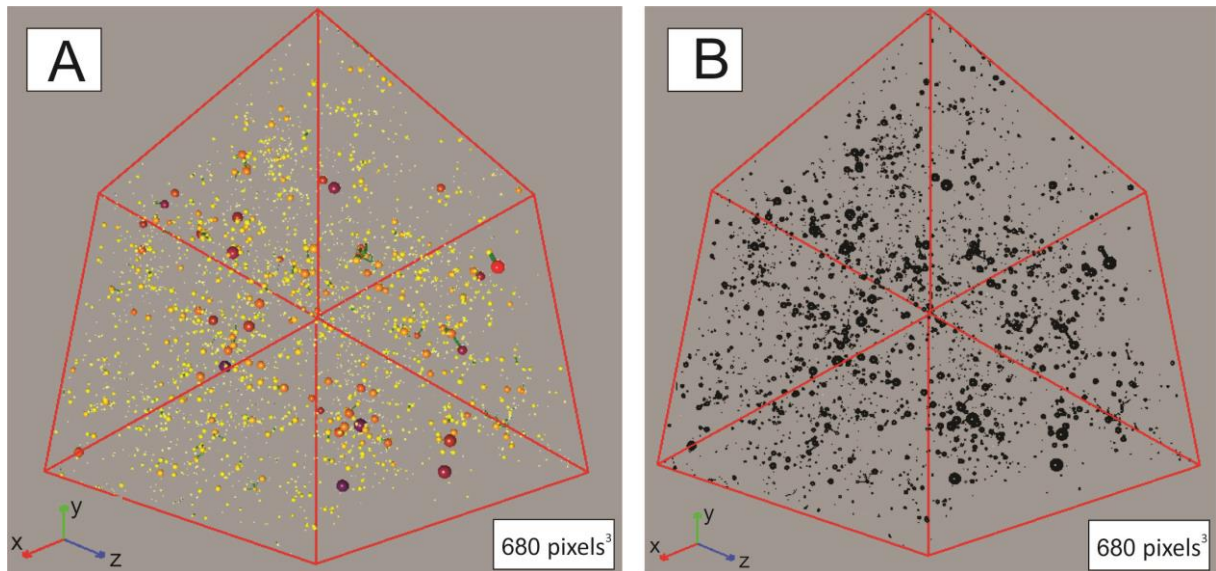


Figura 23 - A) Rede de poros completa da amostra S. Roque; B) Rede de poros mortos da amostra S. Roque.

Com base na rede de poros, a porosidade média encontrada para a amostra S. Roque na resolução de $50.3 \mu\text{m}$ foi de 0,47%. Entretanto, quando são analisadas as imagens bidimensionais individualmente no perfil de porosidade (Figura 24), estabelecido ao longo do eixo Z da rede, encontram-se valores mínimos e máximos de porosidade de 0,10% e 1,3% respectivamente, o que indica que a porosidade varia consideravelmente ao longo da amostra. Valores diferentes de porosidade em distintas porções da amostra podem ser resultado ou da diferença no tamanho de poros ou da quantidade de poros encontrados numa certa porção quando comparada à outra. No caso da amostra S.Roque, ao se analisar a rede de poros percebe-se que a variação da porosidade ao longo das regiões da amostra se deve principalmente a quantidade de poros.

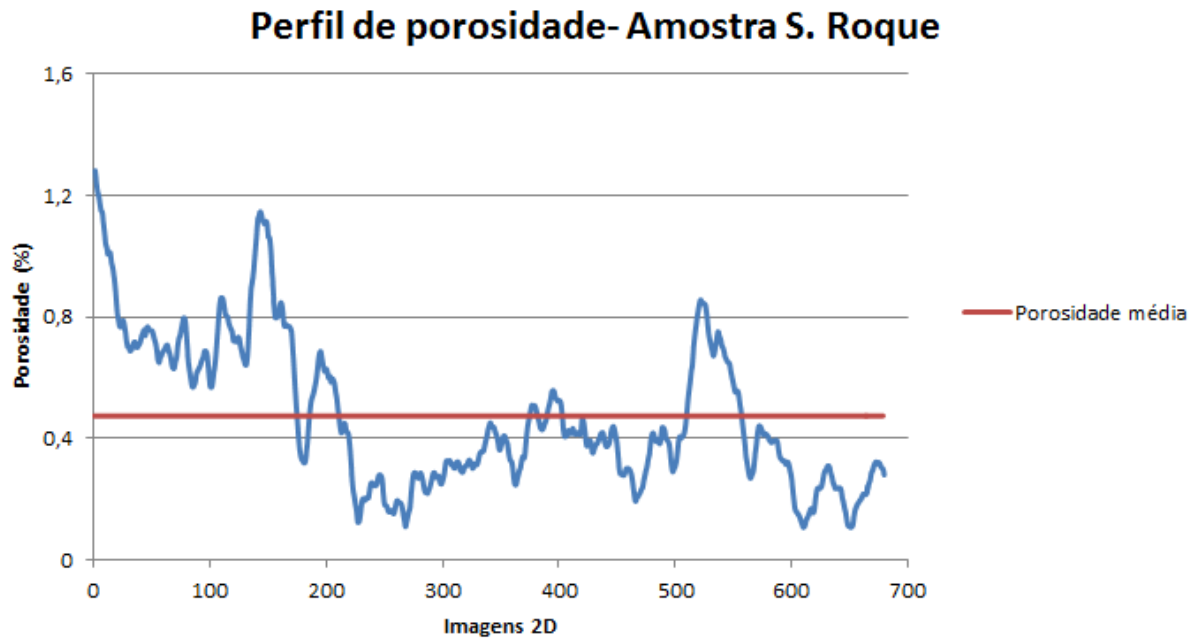


Figura 24 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z das seções bidimensionais da amostra S. Roque.

A Figura 25 mostra a distribuição de tamanho de poros, apresentada na forma de um histograma de frequência (%) versus o raio do poro (μm). Neste histograma percebe-se que há uma distribuição relativamente uniforme do tamanho de poros encontrados na amostra, no entanto há o predomínio de poros que possuem entre 200 e 600 μm de raio, que perfazem 75% da distribuição total de tamanho de poros.

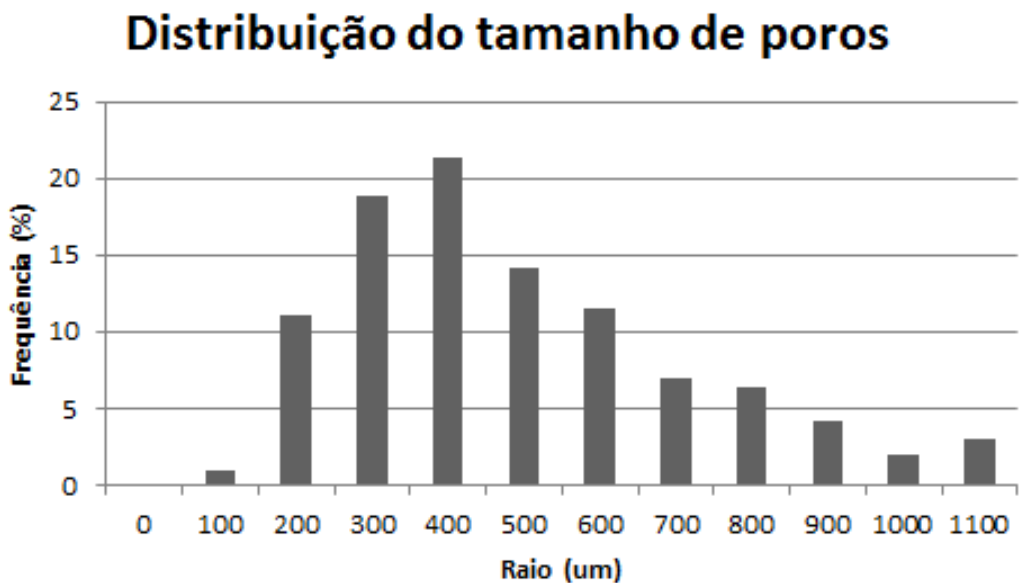


Figura 25 - Distribuição do tamanho de poros para a amostra S. Roque.

A distribuição do tamanho de gargantas também se dá através de um histograma de frequências, como mostra a Figura 26. Entretanto, neste caso, diferentemente da distribuição do tamanho de poros há menor uniformidade nos valores, uma vez que se notam duas distribuições principais de tamanhos de gargantas. A primeira delas, com gargantas entre 150 e 200 μm , representa aproximadamente 31% da distribuição total e a segunda, com gargantas entre 350 e 400 μm , representa 33%.

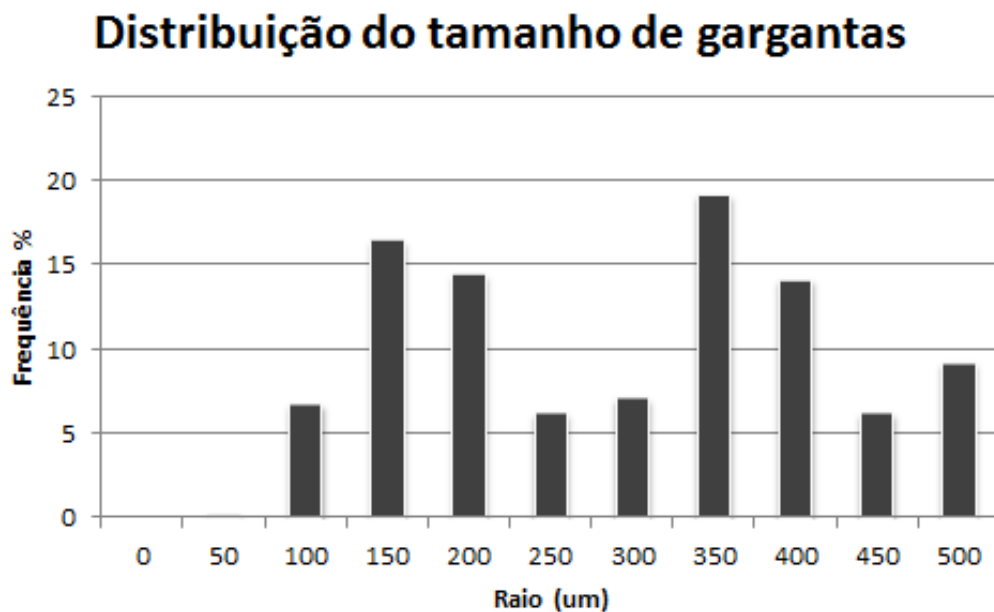


Figura 26 - Distribuição do tamanho de gargantas para a amostra S. Roque.

O tamanho de gargantas é tão importante quanto o tamanho de poros, uma vez que as gargantas são responsáveis pela passagem ou não de fluidos através do meio poroso. Isto é, não adianta uma amostra ter grandes tamanhos e volumes de poros onde podem ser armazenados fluidos e pequenos tamanhos e volumes de gargantas, por onde esse fluido tem que passar.

A partir dos valores de porosidade e permeabilidade e usando a classificação de Tiab e Donaldson (2012), a brecha escoriácea maciça- *rubbly pahoehoe* representaria um reservatório insignificante ou pobre.

5.2.2. Amostra BG-1

Da amostra BG-1 foram adquiridas projeções com resolução de 52 μm , reconstruídas em 920 imagens bidimensionais. A partir destas imagens, renderizou-se um VOI com tamanho de 680 pixels³, tal qual a amostra S. Roque.

O processo de binarização foi realizado com um limiar de 124 na imagem em tons de cinza (Figura 27A), resultando em uma imagem binarizada (Figura 27B) onde a cor branca representa o espaço poroso e a preta o material não poroso.

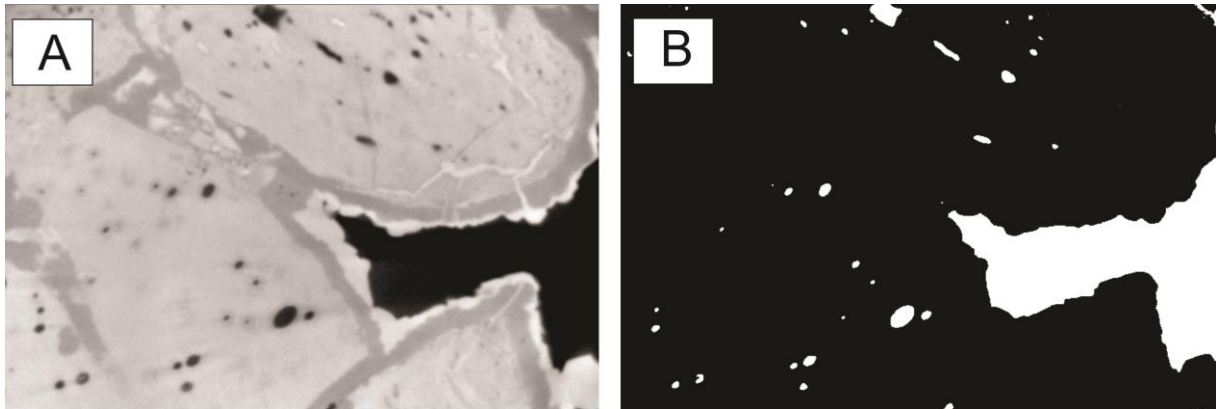


Figura 27 – A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.

Após a binarização foi gerada a rede de poros e ligações, observada na Figura 28A. Nota-se que na amostra BG-1 a maioria dos poros são maiores do que os encontrados na amostra S. Roque e que dois poros, representados pela cor vermelha e roxa, destacam-se na rede por seus grandes tamanhos. Conseqüentemente, a porosidade média calculada por esta rede de poros é de 6,24%, maior do que a encontrada para a amostra S. Roque.

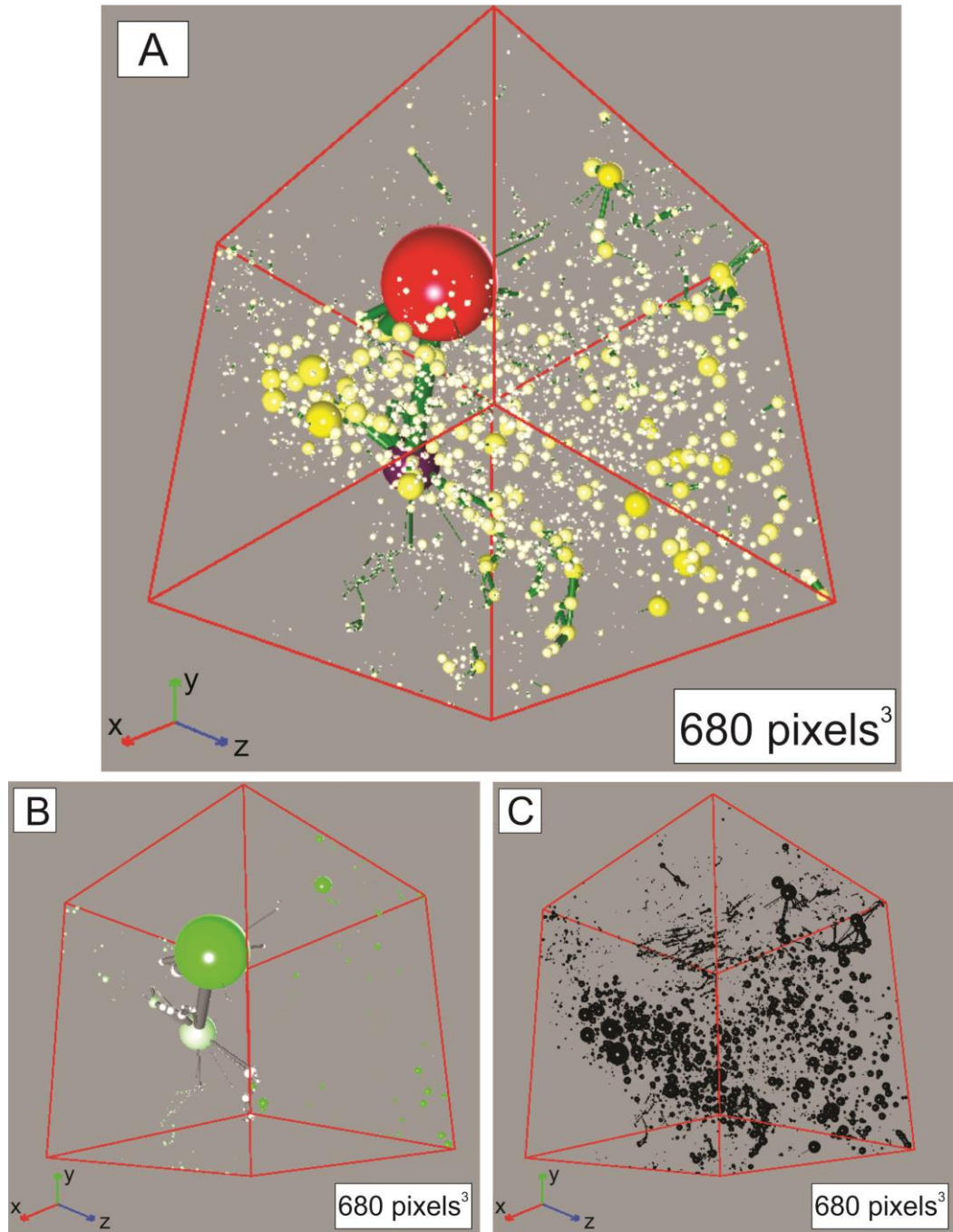


Figura 28 - A) Rede de poros completa; B) Rede de poros abertos; C) Rede de poros fechados da amostra BG1.

Diferentemente da amostra S. Roque, existem conexões entre os poros da BG-1, conforme indica a rede de poros conectados (Figura 28B). Estas conexões, principalmente a existente entre os maiores poros da rede, é responsável por uma permeabilidade de 3,95 mD no eixo X. Nos demais eixos, Y e Z, não foi encontrada conectividade. Também foi gerada a rede de poros mortos (Figura 28C), que representa a maioria dos poros desta amostra.

O perfil de porosidade (Figura 29) indica que a porosidade varia bastante ao longo do eixo Z da amostra, com valores entre 1 e 20%. Esta variação também pode ser descrita na rede de poros completa (Figura 28A), onde claramente se percebe nas regiões dos poros vermelho e roxo que a porosidade é bem maior que nas demais regiões da amostra. Quando isto ocorre, caracteriza-se uma amostra como heterogênea quanto à porosidade.

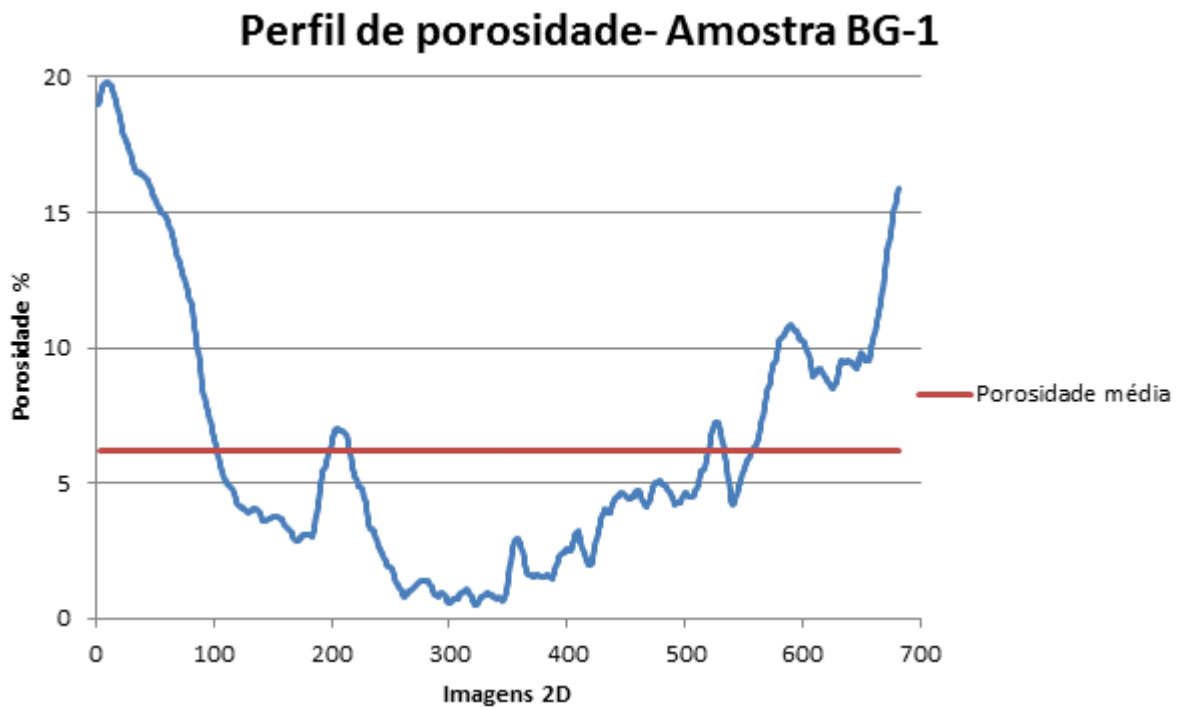


Figura 29 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z da amostra BG-1.

Quanto à distribuição do tamanho de poros, assim como já se havia notado na Figura 28A, os poros desta amostra possuem tamanhos muito diferentes uns dos outros, como pode ser visto na Figura 30. É possível perceber que existem diversos poros de tamanho pequeno que se encontram distribuídos nos tamanhos entre 660 e 1980 μm e apenas dois poros maiores, responsáveis pelas altas frequências dos raios 5280 μm e 6600 μm .

Distribuição do tamanho de poros

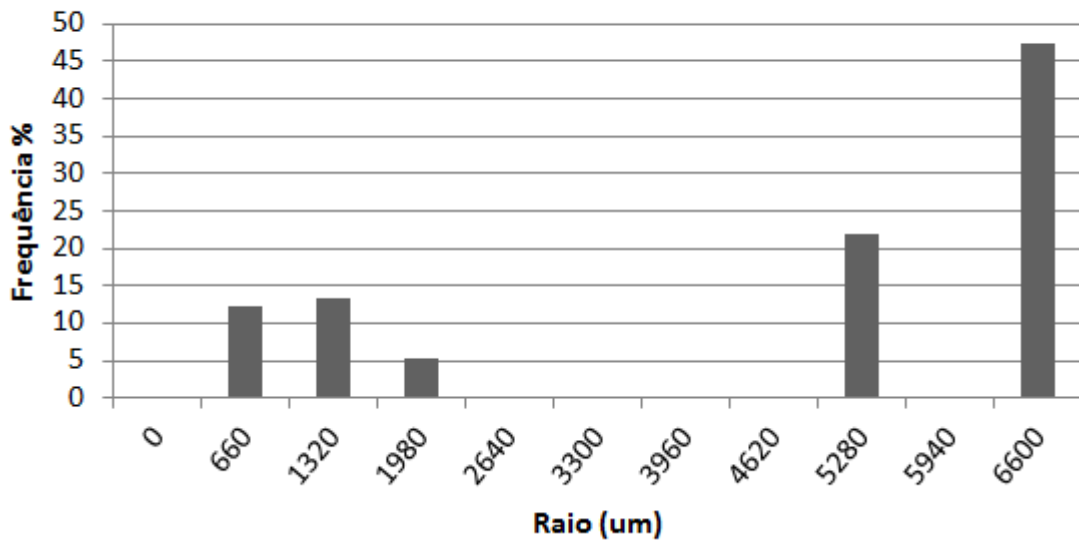


Figura 30 - Distribuição do tamanho de poros da amostra BG-1.

Já a distribuição do tamanho de gargantas (Figura 31) apresenta uma frequência homogênea entre os raios 300 e 1800 μm , responsáveis por pouco mais de 50% da distribuição de tamanho total, e uma alta frequência com o raio de 2400 μm . Esta última frequência se deve, em grande parte, da conexão entre os dois maiores poros da amostra BG-1.

Distribuição do tamanho de gargantas

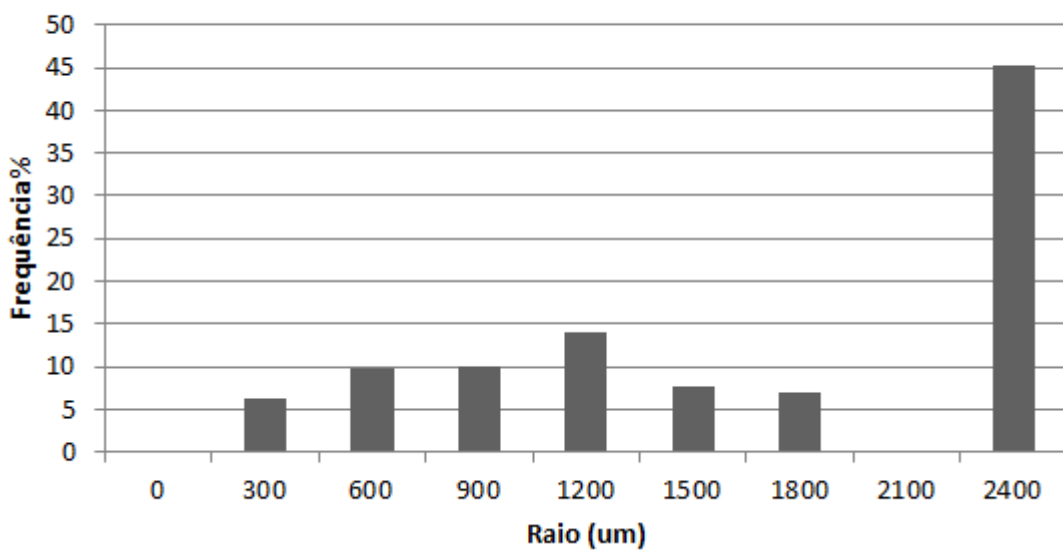


Figura 31 - Distribuição do tamanho de gargantas da amostra BG-1.

A partir dos dados da distribuição do tamanho de poros e gargantas, percebe-se que a amostra possui tamanhos de poros e gargantas heterogêneos, e de acordo com a classificação de Tiab e Donaldson (2012), a brecha escoriácea porosa- *rubbly pahoehoe* pode ser interpretada como um reservatório pobre a razoável em relação aos valores de porosidade e permeabilidade apresentados.

5.2.3. Amostra GUA-P

A amostra GUA-P foi imageada com resolução de 46,8 μm e posteriormente reconstruída em 952 imagens bidimensionais. A partir destas imagens, foi escolhido um volume de interesse, com tamanho de 680 pixels³, como nas amostras apresentadas anteriormente.

Na Figura 32A é possível visualizar a imagem da região selecionada de uma seção da amostra em escala de cinza. Na Figura 32B, região da mesma seção já binarizada, sendo o valor do limiar escolhido para o processo de binarização de 139.

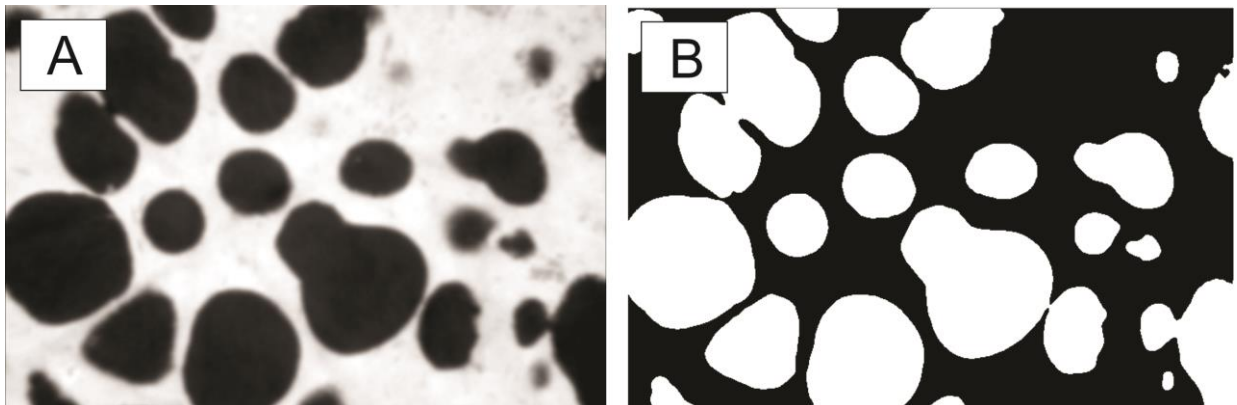


Figura 32 - A) Seção bidimensional de tamanho 680x680 pixel em tons de cinza; B) Seção de tamanho 680x680 pixel binarizada.

A rede de poros da amostra GUA-P mostrou-se bem diferente das redes anteriores, não só pela quantidade de poros, como também pelo tamanho dos mesmos (Figura 33A). Estes grandes espaços vazios, responsáveis por uma porosidade de 25% calculada através da rede de poros, já haviam sido observados em amostra de mão (Figura 13) e na caracterização petrográfica desta amostra. A partir da rede de poros mortos e poros abertos (Figura 33B e 33C, respectivamente), percebe-se que muitos dos poros possuem conexão, sendo estes responsáveis por uma permeabilidade de 21519,2 mD ao longo do eixo X. Ao longo dos demais eixos, Y e Z, não há conectividade. Estes valores de porosidade e permeabilidade,

de acordo com a classificação de Tiab & Donaldson (2012), podem classificar a litofácies basalto vesiculado *pahoehoe* como um reservatório muito bom.

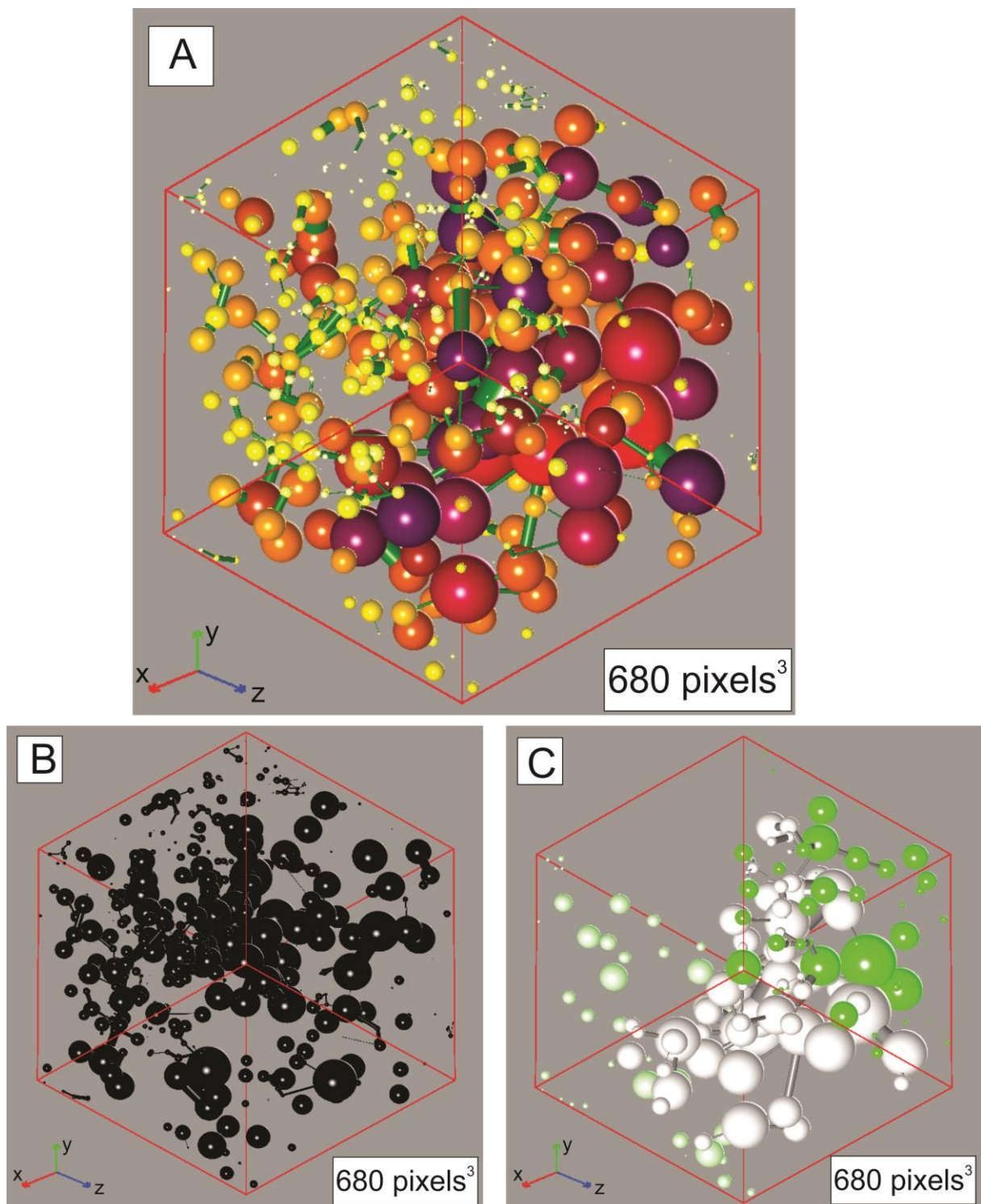


Figura 33 - A) Rede de poros completa; B) Rede de poros mortos; C) Rede de poros abertos da amostra GUA-P.

A porosidade varia aproximadamente entre 10 e 40% ao longo do eixo Z das seções 2D da amostra (Figura 34), caracterizando um sistema poroso heterogêneo, com porosidades mais baixas no início do perfil e mais altas do meio ao final.

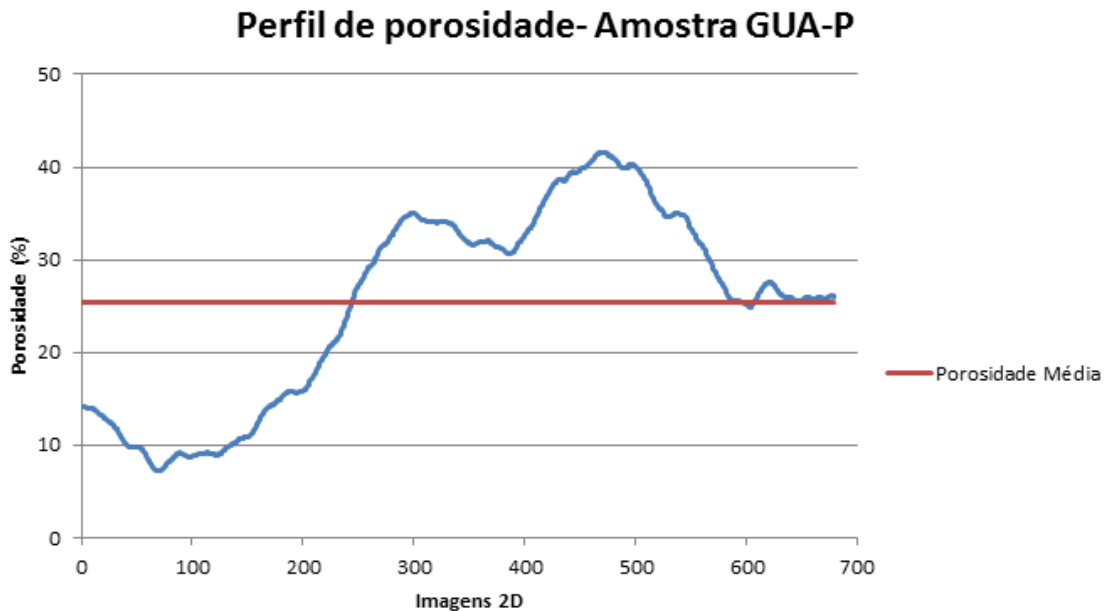


Figura 34 - Variação da porosidade ao longo do eixo Z da amostra GUA-P.

A distribuição do tamanho de poros é uniforme, conforme a Figura 35. A frequência da porosidade devida a pequenos poros apresentou-se muito baixa quando comparada a frequência dos poros maiores que 1600 μm , que representam cerca de 90% da distribuição total de tamanho de poros.

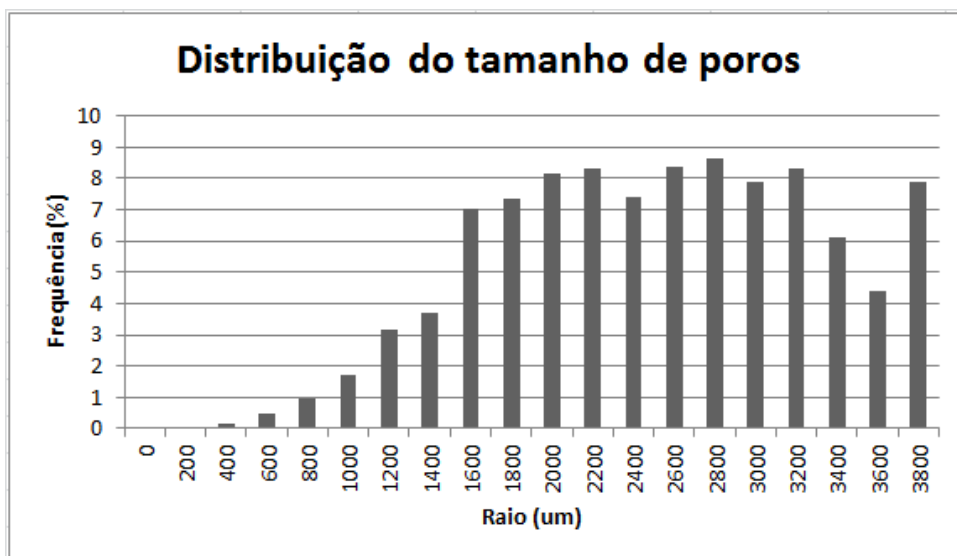


Figura 35 - Distribuição do tamanho de poros da amostra GUA-P.

Quanto ao tamanho de gargantas, a distribuição é uniforme entre os raios de 220 e 1980 μm , que constituem 74% da frequência total (Figura 36). Os 26% restantes referem-se às gargantas com tamanho de até 2200 μm .

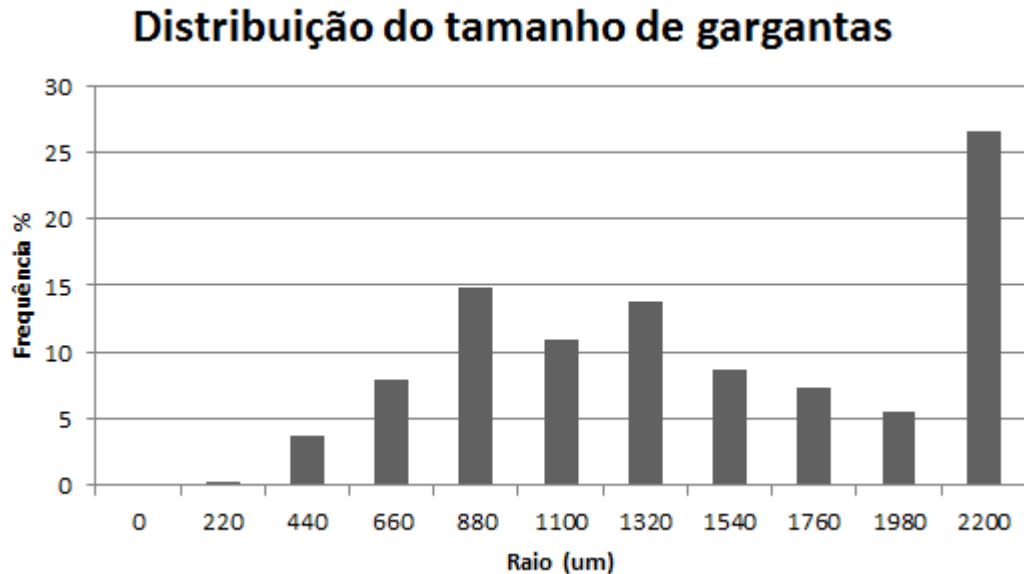


Figura 36 - Distribuição do tamanho de gargantas da amostra GUA-P.

5.2.4. Volume Elementar Representativo (VER)

Tendo em vista as características heterogêneas das rochas vulcânicas (ex. tamanho e forma das vesículas, grau de fraturamento, etc) a determinação do VER das fácies estudadas é fundamental. O complemento 'Subvolumes' do software 'Rede de Poros e Gargantas' utilizado para a determinação do VER realiza testes de porosidade em sub-volumes. Foram testados sub- volumes com tamanhos de 50 pixels³, 100 pixels³, 150 pixels³ e assim por diante, até atingir volumes com tamanho de 680 pixels³, sendo este o valor máximo que o sistema computacional suportou para analisar as amostras. Para esta análise foram considerados sub-volumes dispostos no sistema poroso de maneira aleatória, sem repetição do ponto de origem do volume.

Os dados de porosidade em função do tamanho do sub-volume foram determinados para as amostras S. Roque, BG-1 e GUA-P. A Figura 37 mostra os gráficos resultantes da análise.

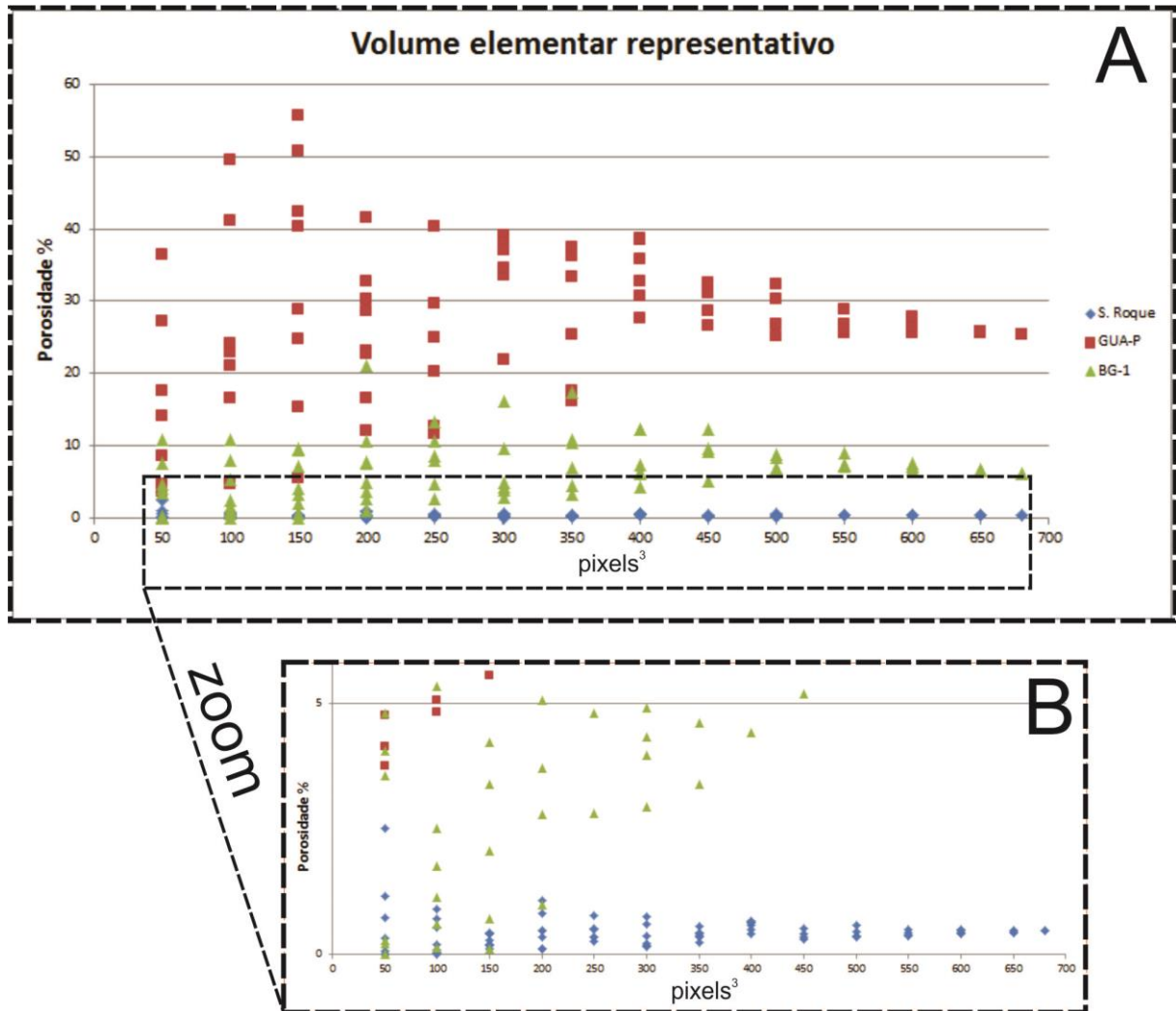


Figura 37 - Avaliação do VER em A) Amostra S.Roque, GUA-P e BG-1 e em B) Detalhe da amostra S.Roque.

A partir dos dados da Figura 37 pode-se observar que a partir de sub-volumes com tamanhos de 600 pixels³ a porosidade torna-se uniforme, e portanto, é possível admitir que 680 pixels³, o valor utilizado neste trabalho, é um volume elementar representativo para estas amostras.

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho abordou a caracterização petrográfica e petrofísica de litofácies vulcânicas através da petrografia e do processamento e análise de imagens adquiridas por microtomografia de raios X. Com a petrografia, além da caracterização mineralógica e textural, também foi possível analisar, ainda que de maneira simplista, a estrutura porosa das amostras.

A porosidade original (porosidade no momento da solidificação da rocha) estimada na petrografia ficou em torno dos 20% para as três amostras analisadas. Esta porosidade original apresentava-se na forma de vesículas e/ou fraturas irregulares devido à brechação e foram preenchidas por celadonita, zeolitas e material sedimentar.

A amostra S. Roque, brecha escoriácea maciça, apresentou um valor de porosidade muito baixa, em torno de 0,5%, e permeabilidade nula, o que classificaria esta litofácies como reservatório insignificante. Já os valores de porosidade (6,24%) e permeabilidade (3,95 mD) encontrados para a brecha porosa - amostra BG1 a classificam como um reservatório pobre a razoável e são bem parecidos com os valores de brechas epiclásticas encontrados na Patagonia por Sruoga, Rubinstein e Hinterwimmer (2004), que mostraram alta variabilidade na porosidade (9,4-32%) e na permeabilidade (0,002-6,4 mD). Como esperado, a amostra GUA-P possui os maiores valores de porosidade e permeabilidade analisados, com 25% e 21519,2 mD respectivamente, sendo classificada como um reservatório muito bom.

A grande diferença nos valores de porosidade e permeabilidade calculados para as três litofácies mostra que as rochas vulcânicas são muito heterogêneas quanto às características petrofísicas, como já havia sido citado por Luo *et al.* (2005) e apresentam sistemas porosos complexos, semelhantes aos encontrados em rochas carbonáticas. Por esse motivo, recomendam-se mais estudos que tratem da petrofísica nestas rochas, principalmente com maiores resoluções. Adicionalmente, de acordo com Frank (2008) a ocorrência de escolcita possui uma estreita dependência com derrames de alta porosidade e permeabilidade. Entretanto, os resultados obtidos neste trabalho mostram o contrário, uma vez que a litofácies com maiores valores de porosidade e permeabilidade não apresenta tal mineral, enquanto que as outras duas litofácies apresentam escolcita preenchendo as vesículas.

O volume de 680 pixels³, utilizado neste trabalho, é considerado um volume elementar representativo para análises petrofísicas em rochas vulcânicas, mas deve ser observado com cautela já que dentro deste volume ainda são encontradas grandes variações nos valores de porosidade.

Portanto, a partir dos resultados encontrados é possível concluir que a microtomografia de raios x é uma poderosa ferramenta na análise microestrutural no que tange a visualização tridimensional interna e a quantificação das propriedades petrofísicas de rochas vulcânicas. Entretanto, recomenda-se um estudo comparativo entre a micro CT e técnicas experimentais a fim de comparar os resultados em rochas vulcânicas obtidas por ambas as técnicas, a exemplo dos estudos já realizados em rochas sedimentares.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, F.F.M. Distribuição regional e relações tectônicas do magmatismo pós Paleozóico no Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**, 16, p. 325-349, 1986.

ALMEIDA, F.F.M.; CARNEIRO, C.D.R.; BARTORELLI, A. Magmatismo pós-Paleozóico no Brasil. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (Org). **Geologia do Brasil**. São Paulo: Beca, p. 430-452, 2012.

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

BARRETO, C.J.S. *et al.* Lithofacies analysis of basic lava flows of the Parana igneous province in the south hinge of Torres Syncline, Southern Brazil. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 285, p. 81-99, 2014.

BAKER, D.R. *et al.* An introduction to the application of X-ray microtomography to the three-dimensional study of igneous rocks. **Lithos**, v.148, p. 262-276, 2012.

BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. Dover Publications, Inc. Reedição da versão publicada por Elsevier em 1972, 1988.

BELLIENI, G. *et al.* High- and Low Ti flood basalts from the Paraná plateau (Brazil): petrogenetic and geochemical aspects bearing on their mantle origin. **Neues Jahrbuch für Mineralogie**, Abhandlungen, 50: 272-306, 1984.

CUNHA, A.R. **Caracterização de sistemas porosos de rochas reservatório de petróleo a partir da extração de redes poro- ligações**. Dissertação. Programa de Pós-graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, UFSC. Florianópolis, 2012.

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, p. 822-836, 2008.

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

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.1/2, 129-144, nov. 2011/ nov.2012.

FERNANDES, J.S. **Caracterização microestrutural do espaço poroso de rochas reservatório da bacia do rio Tibagi por microtomografia de raios X**. Tese de doutorado, Programa de pós- graduação em Física, Universidade Estadual de Londrina, 2009.

FRANK, H.T. **Gênese e padrões de distribuição de minerais secundários na Formação Serra Geral (Bacia do Paraná)**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

FRANK, H.T.; GOMES, M.E.B.; FORMOSO, M.L.L. Review of the areal extent and the volume of the Serra Geral Formation, Paraná Basin, South America. **Pesquisas em Geociências**, v.36, n.1, p. 49-57, 2009.

FORSBERG, F. **X-ray microtomography and digital volume correlation for internal deformation and strain analysis**. Doctoral Thesis, Lulea University of Technology, 2008.

FULFARO, V.J. Compartimentação e evolução tectônica da Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.12, n.4, p. 233-256, 1982.

GALUSHKIN, Y.I. Thermal effects of igneous intrusions on maturity of organic matter: A possible mechanism of intrusion. **Organic Geochemistry**, v. 26, n. 11-12, p. 645-658, 1997.

GASPARI, H.C. **Relatório final de estágio: Obtenção de propriedades petrofísicas a partir de imagens petrográficas**. Estágio profissional em engenharia mecânica, EMC-CTC. 2003.

GORDON, J. M. Classificação das formações gondwânicas do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. **Notas preliminares e estudos, DNPM/DGM**, Rio de Janeiro, n 38, p. 1-20, 1947.

HON, K. *et al.* Emplacement and inflation of pahoehoe sheet flows: observations and measurements of active lava flows on Kilauea Volcano, Hawaii. **Geological Society of America Bulletin**, v.106, p. 351-370, 1994.

JIN, C.; PAN, W.; QIAO, D. Volcanic Facies and their reservoirs characteristics in eastern China basins. **Journal of Earth Science**, vol. 24, n. 6, p. 935-946, 2013.

KESZTHELYI, L. Classification of the mafic lava flows from OPD Leg 183. In: Frey, F.A., Coffin, M.F., Wallace, P.J., Quality, P.G. (Eds.). Proceedings of the Ocean Drilling Program. **Scientific Results**, vol. 183, p. 1-28, 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, p. 381-400, 2001.

LANDIS, E.N.; KEANE, D.T. X-ray microtomography. **Materials characterization**, v 61, p. 1305-1316, 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**, 2011.

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

MACHADO, A.C. **Estudo de parâmetros microestruturais de rochas-reservatório para diferentes resoluções utilizando microtomografia computadorizada 3D**. Rio de Janeiro: dissertação de mestrado. COPPE/UFRJ, 2012.

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

MANTOVANI, M.S.M. *et al.* Trace Element and Strontium Isotope Constrains of the Origin and Evolution of Paraná Continental Flood Basalts of Santa Catarina State (Southern Brazil). **Journal of Petrology**, v. 26, p. 187-209, 1985.

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

MELFI, A.J.; PICCIRILLO, E.M.; NARDY, A.J.R. Geological and Magmatic Aspects of the Parana Basin: An Introduction. In: Piccirillo, E.M. e Melfi, A.J. (Eds). **The Mesozoic Flood Volcanism of the Parana Basin: Petrogenetic and Geophysical Aspects**. São Paulo, IAG-USP, p. 1-13, 1988.

MIALL, A.D. **Principles of Sedimentary Basin Analysis**. 3rd edition. Springer-Verlag Inc., New York, 606 p., 2000.

MILANI, E.J. *et al.* Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 265-287, 2007.

MILANI, E.J. **Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental**. 2 v. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1997.

MILANI, E.J.; RAMOS, V.A. Orogenias Paleozóicas no domínio sul- ocidental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 28 (4), p. 473-484, 1998.

MINCATO, R.L. **Metalogenia dos elementos do grupo da platina com base na estratigrafia e geoquímica da Província Ígnea Continental do Paraná**. 172 f. Tese de doutorado, Pós- graduação em Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2000.

MOREIRA, A.C. **Análise da influência da morfologia porosa de implantes de titânio no processo de crescimento ósseo**. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

NARDY, A.J.R.; MACHADO, F.B.; OLIVEIRA, M.A.F. As rochas vulcânicas mesozóicas ácidas da Bacia do Paraná: litoestratigrafia e considerações geoquímico- estratigráficas. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38(1), 178-195, 2008.

NETO, J.M.R. *et al.* A microtomografia computadorizada de raios X integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 41(3), 498-508. 2011.

NICHOLS, G. **Sedimentology and Stratigraphy**. 2nd edition. Wiley- Blackwell, 2009.

PEREIRA, E. *et al.* Evolução das sinéclises paleozoicas: Províncias Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (Org). **Geologia do Brasil**. São Paulo: Beca, p 374-394, 2012.

QUINTAS, M.C.L.; MANTOVANI, M.S.M.; ZALÁN, P.V. Contribuição ao Estudo da Evolução Mecânica da Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Vol. 11, nos. 1/2, Jan./Dez., Rio de Janeiro, p. 48-73, 1997.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 832 p., 2006.

ROSSETTI, L.M. *et al.* Stratigraphical framework of basaltic lavas in Torres Syncline main valley, southern Parana- Etendeka Volcanic Province. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 56, p. 409-421, 2014.

SCHMITT, M. **Caracterização do Sistema Poroso de Rochas Selantes combinando-se Adsorção de Nitrogênio e Intrusão de Mercúrio**. Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais/Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SILVA, A.M.H. **Análise morfométrica 2D e 3D de amostras de osso trabecular utilizando microtomografia tridimensional por raios x**. São Carlos: Dissertação de mestrado. EESC/USP, 2009.

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 Tobífera, South Patagonia, Argentina. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 132, p. 31-43, 2004.

STEWART, K. *et al.* 3-D, ⁴⁰Ar-³⁹Ar geochronology in the Paraná continental flood basalt province. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 143, 95-109, 1996.

SWANSON, D.A. *et al.* Revisions in Stratigraphic nomenclature of the Columbia River Basalt Group. (Contributions to stratigraphy). **Geological Survey bulletin**, 1457-G. 1979.

TAUD, H. *et al.* Porosity estimation method by X-ray computed tomography. **Journal of Petroleum Science & Engineering**, v. 47, p. 209-217, 2005.

TESEI, L. *et al.* Contrast- enhanced X-ray microtomography of the bone structure adjacent to oral implants. **Nuclear instruments and methods in physics research**, v. 548, p. 257-263, 2005.

THIEDE, D.S.; VASCONCELOS, P. Paraná flood basalts: rapid extrusion hypothesis confirmed by new ^{40}Ar – ^{39}Ar results. **Geology**, v. 38, p. 747–750, 2010.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de engenharia do petróleo**. Rio de Janeiro-BR, Ed. Interciência: Petrobrás, 2004.

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

TURNER, S. *et al.* Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision ^{40}Ar – ^{39}Ar geochronology. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 121, p. 333-348, 1994.

VAIL, P.R.; MITCHUM, R.M.; THOMPSON, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. In: PAYTON, C.E. (Ed). Seismic stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration. **Tulsa: American Association of Petroleum Geologists**, p. 63-81, 1977.

VAN GEET, M.; SWENNEN, R.; WEVERS, M. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocuss X-ray computerised tomography. **Sedimentary Geology**, v. 132, p. 25-36, 2000.

VOLTOLINI, M. *et al.* Texture analysis of volcanic rock samples: Quantitative study of crystals and vesicles shape preferred orientation from X-ray microtomography data. **Journal of Volcanology and Geothermal Research**, v. 202, p. 83-95, 2011.

WAICHEL, B.L.; LIMA, E.F.; SOMMER, C.A. Tipos de derrame e reconhecimento de estruturas nos basaltos da Formação Serra Geral: Terminologia e aspectos de campo. **Pesquisas em Geociências**, v. 33, n. 2, 123-133, 2006.

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

WHITE, I. C. **Relatório final da comissão de estudos das minas de carvão de pedra do Brasil**. Rio de Janeiro: Imprensa Nacional, 1908.

WENTWORTH, C.K.; MACDONALD, G.A. Structures and forms of basaltic rocks in Hawaii. **Geological Survey Bulletin**, 994. 1953.

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, 2006.

ZALÁN, P.V. *et al.* The Paraná Basin, Brazil. In: LEIGHTON, M.W.; KOLATA, D.R.; OLTZ, D.F.; EIDEL, J.J. (Ed.). Interior cratonic basins. **Tulsa: American Association of Petroleum Geologists**, p. 681-708, 1990.