

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO DE FILOSOFIA E CIÊNCIAS HUMANAS  
DEPARTAMENTO DE GEOCIÊNCIAS

**MINERALOGIA, POROSIDADE E PERMEABILIDADE DE RESERVATÓRIOS  
ANÁLOGOS DA FORMAÇÃO RIO BONITO (BACIA DO PARANÁ), SANTA  
CATARINA**

Julia Maria Heiden

Trabalho de Conclusão de Curso submetido a banca examinadora para a obtenção do Grau de Bacharel  
em Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Marivaldo dos Santos Nascimento

Coorientador: Prof. Dr. Celso Peres Fernandes

Florianópolis

2020

A ficha de identificação é elaborada pelo próprio autor.

Maiores informações em: <http://portalbu.ufsc.br/ficha>

Julia Maria Heiden

**MINERALOGIA, POROSIDADE E PERMEABILIDADE DE RESERVATÓRIOS  
ANÁLOGOS DA FORMAÇÃO RIO BONITO (BACIA DO PARANÁ), SANTA  
CATARINA**

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

Florianópolis, 04 de dezembro de 2020.

---

Prof. Neivaldo Araujo de Castro, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Marivaldo dos Santos Nascimento, Dr. (Orientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Iara Frangiotti Mantovani, Dra.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Maurício Thadeu Fenilli de Menezes, MSc  
Universidade do Extremo Sul Catarinense

Dedico este trabalho à minha família, sobretudo à minha mãe, Silvia Irene Krisan Heiden (*in memoriam*), meu exemplo e fonte de inspiração.



## AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus, pela oportunidade do estudo e por me ajudar a ultrapassar os obstáculos encontrados ao longo do curso.

Agradeço ao meu pai José, meu irmão Junior e a minha sobrinha Juliana por todo suporte emocional e financeiro. Agradeço também aos meus familiares tia Tuquinha, tio Marcos, tia Ana, tia Chica, tia Mônica, prima Aline e prima Lelly. Sem vocês minha jornada na UFSC teria sido infinitamente mais difícil.

Agradeço à UFSC como instituição por ter me colocado em contato com realidades tão distintas, fato que contribuiu para eu me tornar uma pessoa mais aberta, consciente e tolerante.

Agradeço aos meus orientadores Marivaldo e Celso por todo conhecimento repassado, por desempenharem seus papéis com dedicação e amizade.

Ao Projeto de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS PFRH/PB 240 pelo custeio da viagem a Caçapava do Sul e das lâminas delgadas.

À Ana Cláudia, geóloga da CPRM SUREG/PA, e ao Alexandre, responsável pela Litoteca da CPRM de Caçapava do Sul, por autorizarem o acesso aos testemunhos e as amostras de arenito que utilizei nesse trabalho. Agradeço ao José Arthur por ter me auxiliado com a amostragem dos testemunhos.

Aos colegas do LMPT Alisson, Iara e Anderson pela aquisição das imagens tomográficas e pela ajuda durante o processamento.

Agradeço aos meus amigos de graduação Bruna, Jackson, Junior, João Paulo, Luiz, Poli, Ricardo, Tiago, Vini e Wellington pela troca de experiências e por todos os momentos compartilhados ao longo desses seis anos. À minha parceira inseparável da geologia, Beatriz, amiga para todas as horas. Ao Jeferson, que me acompanhou durante todo o TCC, agradeço pela paciência e pelas discussões produtivas.

À Marília e Ana Flávia, minhas amigas e ex colegas de apartamento, que, por muito tempo, constituíram minha família em Florianópolis.

Aos meus amigos Crislaine e Wilgner, especialmente durante a quarentena, por sempre me incentivarem a continuar.

*“Marco Polo descreve uma ponte, pedra por pedra.  
- Mas qual a pedra que sustenta a ponte? Pergunta Kublai Khan.  
- A ponte não é sustentada por esta ou aquela pedra – responde Marco –,  
mas pela curva do arco que estas formam.  
Kublai Khan permanece em silêncio, refletindo. Depois acrescenta:  
- Por que falar das pedras? Só o arco me interessa.  
Polo responde:  
- Sem pedras o arco não existe. ”*  
(Ítalo Calvino. As cidades invisíveis, p. 79)

## RESUMO

A Formação Rio Bonito (Bacia do Paraná) compreende arenitos tradicionalmente considerados bons reservatórios com porosidade e permeabilidade satisfatórias. Por isso, é relevante o estudo dessa unidade como análogo, para a compreensão da qualidade de reservatórios e das suas heterogeneidades. Este trabalho apresenta uma análise integrada faciológica, petrográfica (petrografia óptica) e petrofísica (microtomografia computadorizada de raios X) de arenitos análogos a reservatórios do Membro Siderópolis. Amostras dos arenitos foram coletadas em intervalos específicos de cinco testemunhos de sondagem, realizados nos municípios de Balneário Rincão e Içara, litoral sul de Santa Catarina. A análise faciológica nos testemunhos permitiu definir dez fácies sedimentares (*Gmg, St, Sr, Sh, Sm, Sm, Hf, Fl, Fm1, Fm2* e *C*) agrupadas em três Unidades Depositionais. A Unidade basal compreende depósitos de planície costeira com pântanos e lagunas associadas. A Unidade intermediária compreende depósitos de complexo de canais estuarinos e baía central. A Unidade do topo corresponde a depósitos de planície de maré. Os arenitos são classificados como subarcóseos e arcóseos, maciços, por vezes com gradação normal, granulometria grossa a conglomerática, moderadamente a mal selecionados, com grãos angulosos a subarredondados e baixa esfericidade. São constituídos essencialmente por quartzo mono e policristalino, feldspatos e fragmentos líticos de origens sedimentar e ígnea. O principal tipo de porosidade e permeabilidade é de origem secundária, por dissolução total e parcial de grãos, cimento e matriz. Os minerais autigênicos são a calcita (cimento) e quartzo (cimento). Os valores da microporosidade variam de 1,19 a 6,75 %, da macroporosidade variam de 0,56 a 9,19 %, a permeabilidade no eixo x varia de 1,06 a 5,47 mD e no eixo y varia de 1,08 a 6,27 mD. Os arenitos, nas escalas estudadas, são reservatórios análogos com baixo potencial para reservatórios. As heterogeneidades analisadas são de cunho textural, mineralógico e, mais efetivamente, de cunho diagenético. A cimentação atuou como um fator negativo e a profundidade/ compactação atuou como um fator positivo para geração da porosidade e permeabilidade secundárias.

**Palavras-chave:** Formação Rio Bonito. Bacia do Paraná. Petrografia. Petrofísica. Análogos de Reservatórios.

## ABSTRACT

The Rio Bonito Formation (Paraná Basin) comprises sandstones traditionally considered good reservoirs with satisfactory porosity and permeability. For this reason, it is relevant to study this unit as an analog, for understanding the quality of reservoirs and their heterogeneities. This work presents an integrated faciological, petrographic (optical petrography) and petrophysical (X-ray microtomography) integrated analysis of sandstones analogous to Siderópolis Member reservoirs. Samples of sandstones were collected at specific intervals from five drill cores, carried out in the municipalities of Balneário Rincão and Içara, on the southern coast of Santa Catarina. The faciological analysis in the cores allowed to define ten sedimentary facies (*Gmg, St, Sr, Sh, Sm, Sm, Hf, Fl, Fm1, Fm2* and *C*) grouped in three Depositional Units. The Basal Unit comprises deposits of coastal plain with swamps and associated lagoons. The Intermediate Unit comprises deposits of estuarine channel complex and central bay. The top unit corresponds to tidal flat deposits. The sandstones are classified as subarose and archaeal, massive, sometimes with normal gradation, coarse to conglomeratic granulometry, moderately to poorly selected, with angular to sub-round grains and low sphericity. They consist essentially of mono and polycrystalline quartz, feldspars and lithic fragments of sedimentary and igneous origin. The main type of porosity and permeability is of secondary origin, by total and partial dissolution of grains, cement and matrix. Autigenic minerals are calcite (cement) and quartz (cement). The values of microporosity vary from 1.19 to 6.75%, of macroporosity they vary from 0.56 to 9.19%, permeability on the x axis varies from 1.06 to 5.47 mD and on the y axis it varies from 1,08 to 6.27 mD. Sandstones, in the studied scales, are analogous reservoirs with low potential for reservoirs. The heterogeneities analyzed are textural, mineralogical and, more effectively, diagenetic. Cementation acted as a negative factor and depth / compaction acted as a positive factor for the generation of secondary porosity and permeability.

**Keywords:** Rio Bonito Formation. Parana Basin. Petrography. Petrophysics. Reservoir Analogues.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Contexto geológico: (A) Área de ocorrência da Bacia do Paraná no Brasil; (B) Localização dos furos em relação a Bacia do Paraná e aos municípios de Balneário Rincão e Içara - SC; (C) Mapa geológico simplificado com a localização dos furos de sondagem realizados durante do Projeto Carvão Bonito Gaseificável. ....	5
Figura 2: Metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho. ....	6
Figura 3: (A) Testemunhos do furo BG-122, detalhe para o intervalo amostrado (amostra BG-122D); (B) Amostra com $\frac{1}{4}$ do diâmetro do testemunho; (C) <i>Plug</i> cúbico (1,5 x 4,0 cm) de arenito utilizada na caracterização petrofísica; (D) Amostra do mesmo intervalo reservada para confecção de lâmina delgada. ....	9
Figura 4: (A) Lâmina delgada da amostra BG-121A; (B) <i>Plug</i> cúbico (1,5 x 4,0 cm) utilizado na caracterização da macroporosidade e <i>plug</i> cilíndrico (0,5 x 1,0 cm), retirado da base do <i>plug</i> cúbico, utilizado na caracterização da microporosidade, ambos provenientes da amostra BG-121A. ....	10
Figura 5: Aquisição das projeções da amostra cúbica de arenito por meio do microtomógrafo Versa XRM-500 (Zeiss/ XRadia). ....	12
Figura 6: Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná, com destaque para as áreas onde afloram unidades litoestratigráficas das Supersequências definidas por Milani (1997) e seus principais elementos tectônicos. ....	14
Figura 7: Carta cronoestratigráfica da Bacia do Paraná (Carbonífero-Permiano) com destaque para a Supersequência Gondwana I e a Formação Rio Bonito (Grupo Guatá). ....	17
Figura 8: Principais ambientes deposicionais costeiros siliciclásticos organizados conforme o deslocamento da linha de costa (transgressão e progradação) sob condições variáveis de processos dominados por ondas, marés e rios. A sedimentação do Membro Triunfo se encaixa nos subambientes regressivos, expressos na porção inferior da ilustração, e a sedimentação dos Membros Paraguaçu e Siderópolis estão relacionados com os subambientes transgressivos, expressos na porção superior da ilustração. ....	19
Figura 9: Classificação da heterogeneidade dos reservatórios de acordo com a escala de observação. ....	21
Figura 10: Padrões de unidades de fluxo que descrevem o grau de heterogeneidade das rochas. ....	22
Figura 11: Ilustração acerca da definição de porosidade. ....	23

Figura 12: Tipos principais de porosidade encontrados em arenitos: porosidade primária intergranular e porosidade secundária gerada por dissolução de grãos e por faturamento.....	24
Figura 13: Critérios petrográficos para reconhecimento da porosidade secundária segundo Schmidt & McDonald (1979).....	24
Figura 14: Comportamento da permeabilidade vertical e horizontal em diferentes arranjos do arcabouço sedimentar. A situação onde o arcabouço sedimentar apresenta uma granulometria grossa com grãos arredondados sugere uma situação favorável com valores elevados de permeabilidade.....	27
Figura 15 - Geração de imagens 2D a partir de $n$ projeções. Usualmente as imagens são geradas linha a linha pelo fato dos detectores na câmera CCD possuírem um arranjo matricial.....	29
Figura 16 - Ilustração acerca do processo de renderização. (A) Quanto maior o número de fatias empilhadas em $z$ , melhor será a representação da amostra; (B) Imagem 3D de uma amostra de arenito constituído por 51 fatias de seções 2D.....	30
Figura 17: Representação simplificada das etapas envolvidas na micro-CT, desde a detecção e aquisição das projeções pelo aparato experimental até o processamento computacional para geração de seções 2D e volumes 3D.....	30
Figura 18 - Definição da Região de Interesse (ROI) em uma seção 2D de uma amostra de arenito. ....	31
Figura 19: (A) Imagem original; (B) Atenuação dos níveis de cinza da imagem evidenciando o efeito da aplicação do filtro de passa-baixa. ....	32
Figura 20 - (A) Imagem original em tons de cinza; (B) Imagem binarizada em que as regiões em preto representam os espaços porosos e as regiões em branco o material não poroso; (C) Histograma com limiar de 110 onde os pixels com valores menores ou iguais a 110 receberam a cor branca e os pixels com valores maiores que 110 receberam a cor preta.....	32
Figura 21 - Representação do código de rede de poros e ligações em uma imagem microtomográfica. Na imagem da direita é possível visualizar os poros (esferas em vermelho) e as conexões ou ligações (cilindros em azul).....	33
Figura 22: Representação do espaço poroso por meio de esferas e segmentação em poros e ligações (gargantas). ....	34
Figura 23: Fácies sedimentares da Formação Rio Bonito na região de Balneário Rincão e Içara – SC: A) Fácies $St$ , arenito médio com laminações cruzadas acanaladas; B) Fácies $Sr$ ,	

arenito fino com laminações cruzadas assimétricas; C) Fácies *Sh*, Arenito fino com laminação horizontal plano-paralela; D) Fácies *Sm*, arenito grosso a cncglomerático maciço; E) Fácies *Fl*, alternância de arenito muito fino, siltito e argilito com laminação horizontal plano-paralela; F) Fácies *Fm2*, siltito maciço; G) Fácies *Hf*, acamamento heterolítico *flaser* com laminações onduladas e predomínio de arenito fino em relação ao argilito; I) Fácies C, carvão. .... 38

Figura 24: A) Localização dos furos de sondagem (Figura 1); B) Correlação estratigráfica das seções colunares dos furos, da direita para esquerda, BG-121, BG-122, BG-100, BG-87 e BG-83, com detalhe para os intervalos amostrados..... 40

Figura 25: Classificação dos arenitos conforme o diagrama ternário F-Q-L de Folk (1974). .... 42

Figura 26: Micrografias (polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Quartzo policristalino subarredondado com recristalizações (quartzo microcristalino; amostra BG-87C); B) Quartzo monocristalino subarredondado apresentando contatos pontuais com os demais grãos do arcabouço (amostra BG-121A); C) K-feldspato (microclínio) com microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-121A); D) Plagioclásio também com fratura intragranular (amostra BG-100C). .... 44

Figura 27: Micrografias (polarizadores paralelos e polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Fragmento lítico pelítico laminado gerando pseudomatriz (amostra BG-122D); B) Fragmento lítico de arenito grosso maciço constituído por Qm, Qp e FI (amostra BG-121B); C) Fragmento lítico de arenito fino a médio constituído por Qm, Qp e M (amostra BG-121B); D) Muscovita deformada gerando pseudomatriz (amostra BG-122D). .... 45

Figura 28: Micrografias (polarizadores paralelos) dos arenitos: A) Porosidade primária (Po1) intergranular sendo fechada por cimento e porosidade secundária (Po2) intragranular por dissolução total, gerando poros alongados (amostra BG-100C); B) Porosidade secundária intragranular por dissolução total, gerando poros móldicos e agigantados (amostra BG-122A); C) Porosidade secundária intragranular por dissolução parcial de feldspato, detalhe para os grãos flutuantes (amostra BG-122A); D) Porosidade secundária originada por meio de microfraturas intragranulares em quartzo monocristalino (amostra BG-100C). .... 46

Figura 29: Micrografias (polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Quartzo policristalino recristalizado (amostra BG-83B); B) Quartzo monocristalino subarredondado com extinção ondulante (amostra BG-83B); C) K-feldspato (microclínio) exibindo macla Tartan bem desenvolvida (amostra BG-83C); D) Plagioclásio subarredondado em contato pontual e alongado com grãos de Qm (amostra BG-83C). .... 47

Figura 30: Micrografias (polarizadores paralelos e polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Fragmento lítico pelítico laminado deformado entre grãos de feldspato (amostra BG-87B); B) Fragmento lítico de arenito grosso maciço constituído por Qp e Kf com microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-83B); C) Fragmento lítico de arenito muito fino a fino constituído por Qm e Qp (amostra BG-100B); D) Matéria orgânica disseminada e deformada (amostra BG-83B)..... 48

Figura 31: A) Porosidade primária intergranular (Po1; amostra BG-100B); B) Porosidade secundária intragranular por dissolução total, gerando poros móldicos e agigantados, microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-87B); C) Porosidade secundária intragranular por dissolução parcial de feldspato com grãos flutuantes (amostra BG-83B); D) Porosidade secundária gerada por microfraturas transgranulares no arcabouço do arenito (amostra BG-83C)..... 49

Figura 32: Feições, constituintes e os estágios da diagênese associados aos arenitos. .... 50

Figura 33: A) Cimento carbonático disseminado substituindo totalmente a matriz e grãos do arcabouço (amostra BG-121A); B) Carbonato autigênico com maclas romboédricas, microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-121A); C) Sobrecrescimento epitaxial de quartzo (sobrecrescimento em descontinuidade cristalina com o grão hospedeiro) indicado por setas brancas (amostra BG-83B); D) Sobrecrescimento de quartzo autigênico e películas de argila (cutans; amostra BG-87B); E) Cimento de óxido/hidróxido de Ferro junto a matriz de arenito muito fino (amostra BG-100B); F) Pirita e outros minerais opacos precipitados como minerais isolados e agregados (amostra BG-87C). .... 52

Figura 34: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ )..... 55

Figura 35: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-83B com resolução de 7,54  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-83B com resolução de 30,16  $\mu\text{m}$ . .... 56

Figura 36: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-83B com resolução de 7,54  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-83B com resolução de 30,16  $\mu\text{m}$ . .... 56



Figura 37: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ )..... 57

Figura 38: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-87C com resolução de 7,98  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-87C com resolução de 25,67  $\mu\text{m}$ . ..... 58

Figura 39: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-87C com resolução de 7,98  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-87C com resolução de 25,67  $\mu\text{m}$ . ..... 58

Figura 40: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ). ..... 59

Figura 41: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-100C com resolução de 7,35  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-100C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ . ..... 60

Figura 42: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-100C com resolução de 7,35  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-100C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ . ..... 60

Figura 43: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ). ..... 61

Figura 44: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-121A com resolução de 7,74  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-121A com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ . ..... 62

Figura 45: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-121A com resolução de 7,74  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-121A com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ . ..... 62

Figura 46: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-122B (7,27  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-122B (25,17  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de

poro médio por fatia para amostra BG-122B (7,27 $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-122B (25,17 $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-122B (7,27 $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-122B (25,17 $\mu\text{m}$ );	63
.....	63
Figura 47: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-122B com resolução de 7,27 $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-122B com resolução de 25,17 $\mu\text{m}$ .	64
Figura 48: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-122B com resolução de 7,27 $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-122B com resolução de 25,17 $\mu\text{m}$ .	64
Figura 49: Relação entre a porosidade obtida através da petrografia óptica (análise modal) e da petrofísica digital (micro-CT) para as amostras BG-83B, BG-87C, BG-100C, BG-121A e BG-122B. A) Gráfico em colunas com a comparação da porosidade para as cinco amostra de arenito; B) Gráfico em linhas enfatizando a proporcionalidade relativa entre as porosidades obtidas na modal e na micro-CT.	72
Figura 50: Relação inversamente proporcional entre a porosidade, obtida através da análise modal, e a cimentação nos arenitos.	74
Figura 51: Relação inversamente proporcional entre a porosidade, obtida através da Micro-CT, e a cimentação nos arenitos. A) Microporosidade; B) Macroporosidade.	75
Figura 52: Relação diretamente proporcional entre a porosidade, obtida através da análise modal, e a profundidade nos arenitos.	76
Figura 53: Relação diretamente proporcional entre a porosidade, obtida através da Micro-CT, e a profundidade nos arenitos. A) Microporosidade; B) Macroporosidade.	76
Figura 54: Testemunhos do furo BG-83 com detalhe para os intervalos amostrados.	86
Figura 55: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-83 com detalhe para os intervalos amostrados.	87
Figura 56: Testemunhos do furo BG-87 com detalhe para os intervalos amostrados.	88
Figura 57: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-87 com detalhe para os intervalos amostrados.	89
Figura 58: Testemunhos do furo BG-100 com detalhe para os intervalos amostrados.	90
.....	90

Figura 59: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-100 com detalhe para os intervalos amostrados.....	91
Figura 60: Testemunhos do furo BG-121 com detalhe para os intervalos amostrados.....	92
Figura 61: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-121 com detalhe para os intervalos amostrados.....	93
Figura 62: Testemunhos do furo BG-122 com detalhe para os intervalos amostrados.....	94
Figura 63: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-122 com detalhe para os intervalos amostrados.....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Localização, cota da boca, profundidade máxima de recuperação e coordenadas de cada um dos furos, de onde foram retiradas as amostras de arenito.....	4
Tabela 2: Classificação de fácies fluviais.....	7
Tabela 3: Identificação das amostras e intervalos amostrados para cada furo.....	9
Tabela 4: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à geologia do petróleo e gás, de acordo com o range de porosidade. ....	25
Tabela 5: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à geologia do petróleo e gás, de acordo com o range de permeabilidade. ....	27
Tabela 6: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à hidrogeologia, de acordo com o range de permeabilidade. ....	28
Tabela 7: Fácies sedimentares da Formação Rio Bonito na região de Balneário Rincão e Içara – SC.....	35
Tabela 8: Composição modal (%) dos arenitos. Ft= feldspatos totais; Qt= quartzos totais; Q=quartzo; Qm=quartzo monocristalino; Qp=quartzo policristalino; F=feldspato; KF=K-feldspato; PL=plagioclásio; FI=feldspato indiferenciado; L=líticos; M=matriz; MO=Matéria Orgânica; Po=porosidade e C=cimento.....	42
Tabela 9: Resolução, número de fatias processadas e limiar escolhido para cada amostra de arenito.....	53
Tabela 10: Porosidade média absoluta e permeabilidade média absoluta para cada amostra de arenito.....	54
Tabela 11: Comparativo entre os fatores que afetam a qualidade do reservatório e os atributos petrofísicos de cada amostra.....	66

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

2D – Bidimensional

3D – Tridimensional

BG – Carvão Bonito Gaseificável

CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CCD – Charge-Coupled Device

CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello

CPRM – Serviço Geológico do Brasil

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

E – Leste

LABAC – Laboratório de Análise Bacias e Caracterização de Reservatórios

LABLAM – Laboratório de Laminação

LAMIR – Laboratório de Análise de Minerais e Rochas

LMPT – Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas

Micro-CT – Microtomografia computadorizada de raios X

NE – Nordeste

NW – Noroeste

ROI – Região de interesse

VOI – Volume de interesse

SE – Sudeste

SW – Sudoeste

W – Oeste

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\phi$  – Porosidade

° – Graus

“ – Polegada

$\Delta p$  – Diferença de pressão

$\mu$  – Viscosidade do fluido

$\mu\text{m}$  – Micrometro

% – Porcentagem

A – Área da seção de escoamento

Bit – Dígito binário

cm – Centímetros

grad (H) – Gradiente do potencial hidráulico

$\text{Im}(i,j)$  – Função imagem

$\text{Im}(i,j)_{\text{bin}}$  – Função imagem binária

K – Coeficiente de permeabilidade

$K_f$  – Condutividade hidráulica

L – Comprimento do conduto

m – Metros

mm - Milímetros

mD – MilliDarcy

ms – Milisegundo

q – Gradiente hidráulico

$Th$  – Threshold

V – Volume de fluxo

$V_a$  – Volume da amostra

$V_p$  – Volume de poros

$V_s$  – Volume de grãos

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
1.1	OBJETIVOS.....	4
1.1.1	Principal.....	4
1.1.2	Objetivos Específicos .....	4
1.2	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....	4
<b>2</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>6</b>
2.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	6
2.2	ANÁLISE DE FÁCIES SEDIMENTARES .....	7
2.3	COLETA E PREPARO DAS AMOSTRAS .....	8
2.4	PETROGRAFIA ÓPTICA .....	11
2.5	PETROFÍSICA DIGITAL .....	11
<b>3</b>	<b>CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL.....</b>	<b>13</b>
3.1	BACIA DO PARANÁ: ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO E ESTRUTURAL... 13	
3.2	FORMAÇÃO RIO BONITO .....	17
<b>4</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>20</b>
4.1	ROCHAS RESERVATÓRIO .....	20
4.2	HETEROGENEIDADES DE ROCHAS RESERVATÓRIO.....	20
4.3	ATRIBUTOS PETROFÍSICOS DAS ROCHAS RESERVATÓRIO .....	22
4.3.1	Porosidade .....	22
4.3.2	Permeabilidade .....	25
4.4	MICROTOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X .....	28
4.4.1	<b>Procedimento tomográfico: aquisição de dados e reconstrução .....</b>	<b>28</b>
4.4.2	<b>Pré-processamento.....</b>	<b>31</b>
4.4.3	<b>Binarização.....</b>	<b>32</b>
4.4.4	<b>Quantificação e predição das propriedades petrofísicas .....</b>	<b>33</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>35</b>

5.1	ANÁLISE DE FÁCIES SEDIMENTARES .....	35
5.2	PETROGRAFIA ÓPTICA .....	41
5.2.1	<b>Subarcóseo</b> .....	43
5.2.2	<b>Arcóseo</b> .....	46
5.2.3	<b>Aspectos diagenéticos dos arenitos</b> .....	50
5.3	PETROFÍSICA DIGITAL .....	53
5.3.1	<b>Pré-processamento e binarização</b> .....	53
5.3.2	<b>Quantificação e predição das propriedades petrofísicas</b> .....	54
6	<b>DISCUSSÃO</b> .....	65
6.1	AMBIENTE DEPOSICIONAL .....	65
6.2	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS.....	65
6.3	TEXTURA, MINERALOGIA E A QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS.....	73
6.4	DIAGÊNESE E A QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS .....	74
7	<b>CONCLUSÃO</b> .....	77
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	79
	<b>ANEXO I</b> .....	85





## 1 INTRODUÇÃO

Os arenitos são importantes reservatórios quando apresentam porosidade e permeabilidade significativas que lhes permitem armazenar e conduzir fluidos (p.e. água, petróleo e gás natural). A porosidade e a permeabilidade são os principais atributos petrofísicos referidos para determinar a qualidade de um reservatório e são avaliados, geralmente, em meso e microescala (SLATT, 2006).

Os atributos petrofísicos são controlados por diversos fatores, dentre os quais destacam-se os deposicionais, como o contexto tectônico e paleoambiental, assim como os processos diagenéticos envolvidos na história de soterramento e soerguimento de uma bacia sedimentar. Esses fatores são determinantes para a compreensão da heterogeneidade multiescala e, conseqüentemente, da qualidade dos reservatórios.

A Formação Rio Bonito é uma das unidades estratigráficas da Supersequência Gondwana I da Bacia do Paraná mundialmente conhecida pelos depósitos de carvão, ocorrência de urânio e de rochas potencialmente geradoras e reservatório de petróleo e gás (MILANI et al., 2007). Essa Formação representa uma sedimentação transgressiva costeira (MILANI, 1997), com depósitos tradicionalmente considerados bons reservatórios, justamente por apresentarem características permoporosas satisfatórias mesmo em grandes profundidades (BOCARDI, 2009). Contudo, estudos sobre a heterogeneidade, integrados à caracterização petrofísica, dos arenitos da Formação Rio Bonito são pouco desenvolvidos.

Isto posto, compreende-se a relevância do estudo dessa unidade como um análogo para fins de determinação de fatores controladores da qualidade de reservatórios. As aplicações transcendem a contribuição para a indústria de óleo e gás, pois são igualmente importantes para a geologia ambiental e para a hidrogeologia de sistemas aquíferos e contaminantes.

Este trabalho apresenta uma análise integrada faciológica, petrográfica e petrofísica de arenitos estuarinos do Membro Siderópolis da Formação Rio Bonito, realizada por meio de testemunhos de sondagem provenientes de cinco furos localizados na região de Içara e Balneário Rincão, litoral sul de Santa Catarina, borda sudeste da Bacia do Paraná.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Principal

Caracterizar a qualidade do reservatório arenítico análogo do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito) na região de Balneário Rincão e Içara – SC, litoral sul catarinense.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são: (1) Definir as fácies sedimentares e as unidades deposicionais do Membro Siderópolis na área de estudo através dos testemunhos de sondagem e de seus perfis descritivos; (2) Determinar a mineralogia, os constituintes sedimentares e as feições diagenéticas dos arenitos; (3) Obter distribuição do tamanho de poros, estimar a porosidade e a permeabilidade absoluta dos arenitos a partir de imagens 3D obtidas pela técnica de microtomografia computadorizada de raios X (Micro-CT).

## 1.2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

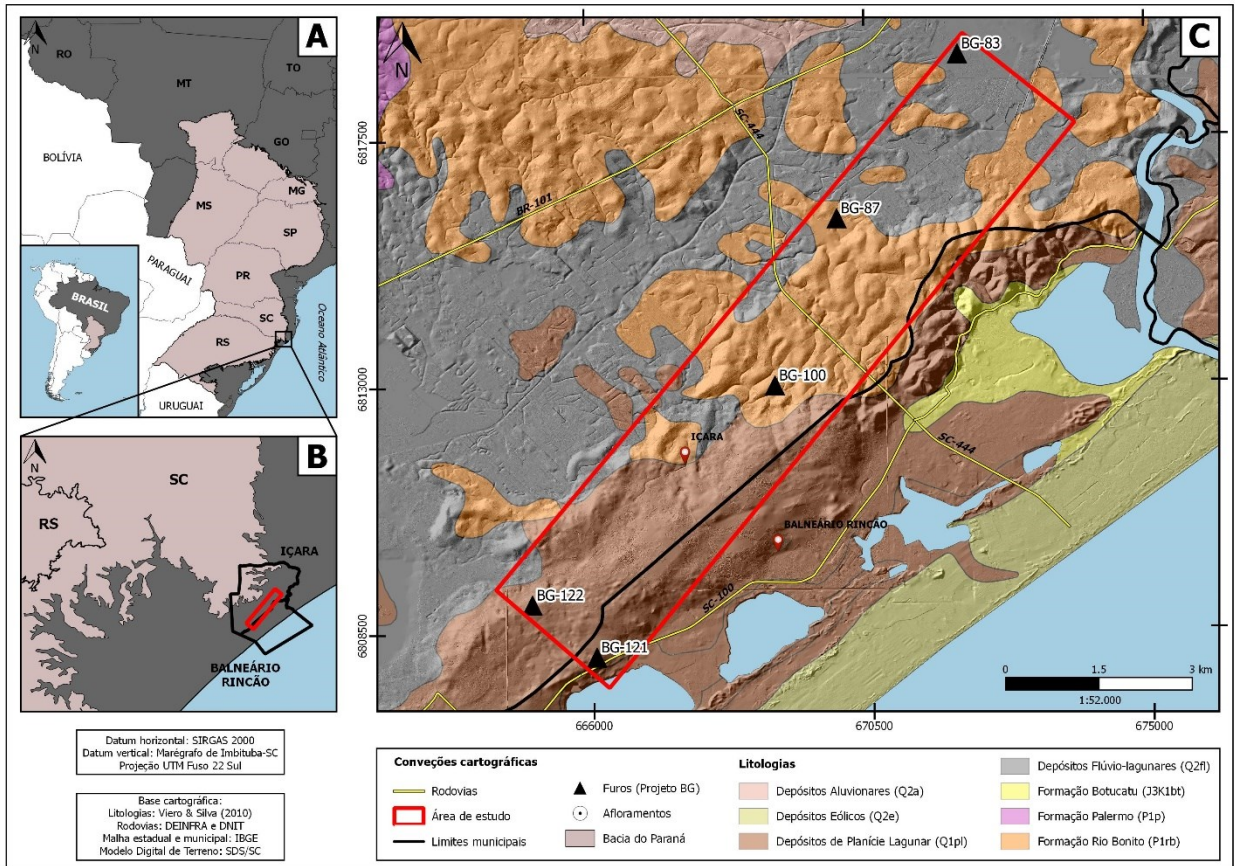
Os testemunhos de sondagem utilizados no presente trabalho foram retirados de cinco furos localizados entre os municípios vizinhos de Balneário Rincão e Içara – SC, executados em 1977, durante a vigência do Projeto Carvão Bonito Gaseificável (Projeto BG; Tabela 1; Figura 1).

Tabela 1: Localização, cota da boca, profundidade máxima de recuperação e coordenadas de cada um dos furos, de onde foram retiradas as amostras de arenito.

Furo	Localização	Cota da boca (m)	Profundidade (m)	UTM (E)	UTM (S)
<b>BG-83</b>	Içara, Fazenda Esperança	10,56	142,35	672000	6819000
<b>BG-87</b>	Içara, Espigão	29,07	177,00	670020	6816020
<b>BG-100</b>	Içara, Barra Funda	39,42	221,50	668985	6812985
<b>BG-121</b>	Balneário Rincão, Lagoa dos Esteves	20,54	234,80	666055	6808060
<b>BG-122</b>	Içara, Canjica	51,82	233,25	665030	6809025

Fonte: Do autor, 2020.

Figura 1: Contexto geológico: (A) Área de ocorrência da Bacia do Paraná no Brasil; (B) Localização dos furos em relação a Bacia do Paraná e aos municípios de Balneário Rincão e Içara - SC; (C) Mapa geológico simplificado com a localização dos furos de sondagem realizados durante o Projeto Carvão Bonito Gaseificável.

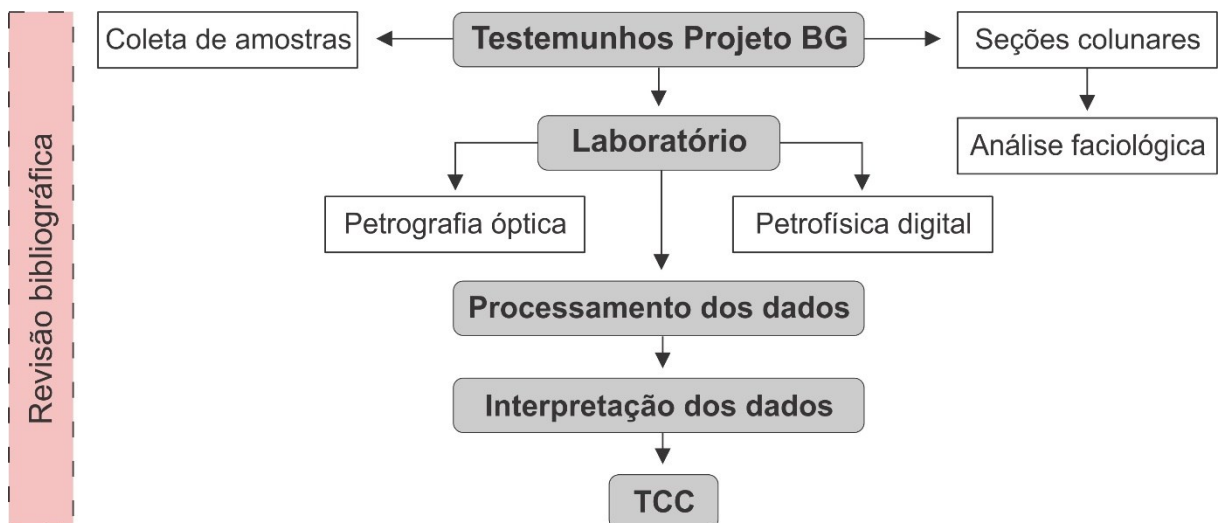


Fonte: Do autor, 2020.

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

O fluxograma a seguir apresenta a metodologia utilizada na elaboração do presente trabalho de conclusão de curso (Figura 2). Os testemunhos de sondagem, provenientes de cinco furos realizados em Balneário Rincão e Içara – SC durante a vigência do projeto BG, são os objetos de estudo. Os perfis descritivos dos furos foram utilizados para a confecção das seções colunares e posterior análise faciológica. A partir das amostras de arenito, retiradas de intervalos específicos dos testemunhos, foram realizadas lâminas delgadas e *plugs*, submetidos à análise petrográfica e petrofísica, respectivamente. As lâminas foram descritas microscopicamente. Os *plugs* foram imageados, por meio da técnica de microtomografia de raios X (micro-CT) e, as imagens processadas para obtenção das propriedades de interesse. Os dados, proveniente das três frentes (faciologia, petrografia óptica e petrofísica digital) que balizam o trabalho foram interpretados, a fim de compor o presente trabalho de conclusão de curso.

Figura 2: Metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho.



Fonte: Do autor, 2020.

### 2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica, realizada ao longo de todas as etapas de desenvolvimento do trabalho, consistiu no levantamento e consulta de periódicos científicos (monografias, artigos e teses) e livros disponíveis no acervo da Biblioteca Central e do LABAC/UFSC e, em formato digital, nos portais de periódicos da CAPES, Scopus e *ScienceDirect*. As bibliografias selecionadas para pesquisa contêm, principalmente, informações sobre a evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná, mais especificadamente do Grupo Guatá e da Formação Rio Bonito, dos ambientes de sedimentação fluvial,

deltaico, costeiro e marinho, dos atributos petrofísicos e da técnica de micro-CT. Além disso, utilizou-se os relatórios e os perfis descritivos dos furos (perfis litológicos), produtos do Projeto BG.

## 2.2 ANÁLISE DE FÁCIES SEDIMENTARES

Uma fácies sedimentar inclui um conjunto particular de atributos sedimentares característicos (litologia, estruturas, conteúdo fossilífero, cor, geometria, padrão de paleocorrentes, entre outros) e é produzida por um ou vários processos operantes em um ambiente deposicional (TUCKER, 2014). Nesse contexto, pode-se definir uma associação de fácies como um conjunto de fácies sedimentares genéticas e espacialmente relacionadas que formam um corpo sedimentar ou parte dele e que podem caracterizar um ambiente, subambiente, um trato de sistemas ou um sistema deposicional (Y FERNANDEZ, 2009).

No presente trabalho, a análise faciológica será realizada com o intuito de compreender o ambiente deposicional dos intervalos de arenito amostrados para petrografia e petrofísica. Como se tratam de arenitos grossos a conglomeráticos de canal, utilizou-se para a classificação de fácies o modelo de código de fácies fluviais proposto por Miall (1996; Tabela 2). Os critérios assumem que uma fácies sedimentar é composta por duas ou três letras. No caso da utilização de duas letras, a primeira letra é grafada em maiúsculo e corresponde a granulometria dominante da camada e a segunda letra é grafada em minúsculo e corresponde a estrutura sedimentar; por exemplo, utiliza-se como primeira letra *S* de *sand* (areia em inglês) e como segunda letra *m* de *massive* (maciço em inglês) para compor o código de fácies *Sm* referido a areia maciça. No caso da utilização de três letras, a primeira letra, grafada em maiúsculo, e a segunda letra, grafada em minúsculo, correspondem a granulometria dominante, e a terceira letra, grafada em minúsculo, corresponde a estrutura; por exemplo, utiliza-se como primeira e segunda letras *Gm* de *matrix-supported gravel* (cascalho matriz-suportado em inglês) e a terceira letra *m* de *massive* (maciço em inglês) para compor o código de fácies *Gmm* referido a cascalho maciço matriz-suportado.

Os dados faciológicos utilizados no trabalho foram obtidos através do refinamento da descrição de testemunhos de sondagem. As seções colunares dos furos foram vetorizadas na escala vertical de 1:200 utilizando o *software* CorelDRAW.

Tabela 2: Classificação de fácies fluviais.

<b>Código de fácies</b>	<b>Fácies</b>	<b>Estruturas sedimentares</b>	<b>Interpretação</b>
<i>Gmm</i>	Cascalho maciço matriz-suportado	Gradação incipiente	Fluxo plástico de detritos (alta coesão, viscoso)
<i>Gmg</i>	Cascalho matriz-suportado	Gradação inversa a normal	Fluxo pseudoplástico de detritos (baixa coesão, viscoso)
<i>Gci</i>	Cascalho clasto-suportado	Gradação inversa	Fluxo de detritos rico em clastos (alta coesão) e fluxo pseudoplástico de detritos (baixa coesão)

<i>Gcm</i>	Cascalho maciço clasto-suportado	-	Fluxo de detritos pseudoplástico (carga de inércia, fluxo turbulento)
<i>Gh</i>	Cascalho clasto-suportado, estratificação incipiente	Estratificações horizontais, imbricação	Formas de leito longitudinais, depósitos residuais
<i>Gt</i>	Cascalho estratificado	Estratificações cruzadas acanaladas	Preenchimento de pequenos canais
<i>Gp</i>	Cascalho estratificado	Estratificações cruzadas planares	Formas de leito transversais, crescimento deltaico por meio de barras remanescentes
<i>St</i>	Areia, fina a muito grossa, por vezes cascalhosa	Estratificações cruzadas acanaladas	Dunas 3D com cristas sinuosas e linguoides
<i>Sp</i>	Areia, fina a muito grossa, por vezes cascalhosa	Estratificações cruzadas planares	Formas de leito transversais e linguoides (dunas 2D)
<i>Sr</i>	Areia, fina a muito grossa	Laminações cruzadas de marcas onduladas	Marcas onduladas (regime de fluxo inferior)
<i>Sh</i>	Areia, fina a muito grossa, por vezes cascalhosa	Laminação horizontal, lineação de partição	Formas de leito plana (regime de fluxo crítico)
<i>Sl</i>	Areia, fina a muito grossa, por vezes cascalhosa	Estratificação cruzada de baixo ângulo (< 15°)	Preenchimento de escavações, dunas atenuadas, antidunas
<i>Ss</i>	Areia, fina a muito grossa, por vezes cascalhosa	Escavações largas e suaves	Preenchimento de escavações
<i>Sm</i>	Areia, fina a muito grossa	Maciço ou laminações incipientes	Depósitos de fluxo de gravidade
<i>Fl</i>	Areia muito fina, silte, lama	Laminação fina, marcas onduladas de pequeno porte	Depósitos externos ao canal, canais abandonados ou depósitos de inundação
<i>Fsm</i>	Silte, lama	Maciço	Depósitos de inundação ou de canais abandonados
<i>Fm</i>	Lama, silte	Maciço, gretas de dissecação	Depósitos externos ao canal ou canais abandonados
<i>Fr</i>	Lama, silte	Maciço, raízes, bioturbação	Solo incipiente
<i>C</i>	Carvão, lama carbonosa	Restos vegetais, filmes de lama	Depósitos de pântanos vegetados
<i>P</i>	Paleossolo carbonático (calcita, siderita)	Características pedogenéticas: nódulos, filamentos	Solo com precipitação química

Fonte: Modificado de Miall (1996).

### 2.3 COLETA E PREPARO DAS AMOSTRAS

As amostras utilizadas nesse estudo provêm de intervalos específicos de testemunhos, constituídos por arenitos grossos a conglomeráticos da Formação Rio Bonito (Membro Siderópolis), de furos de sondagem realizados em Balneário Rincão e Içara (Tabela 1; Figura 1) no ano de 1977, durante a vigência do Projeto BG.

O Projeto BG vigorou durante a década de 70, foi conduzido pela Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais (CPRM) - Serviço Geológico do Brasil em colaboração com o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), com o intuito de localizar futuras jazidas de carvão da borda leste da Bacia do Paraná. Nesse período, foram executados 127 furos de sondagem, alocados em quatro regiões catarinenses. Dentre os diversos produtos obtidos por meio do Projeto BG, convém citar os testemunhos de sondagem e os perfis descritivos dos furos, que foram utilizados na confecção do

presente trabalho. Os perfis descritivos apresentam, para cada furo de sondagem, o perfil litológico (1:200) e sua descrição, bem como as perfilagens geofísicas de poço (densidade, radiação gama, potencial espontâneo e resistividade).

Os testemunhos do Projeto BG encontram-se alocados nas dependências da Litoteca da CPRM de Caçapava do Sul – RS. A CPRM concedeu  $\frac{1}{4}$  do diâmetro dos testemunhos (cerca de 3,8 cm) para dois intervalos de interesse para cada furo selecionado (Tabela 3).

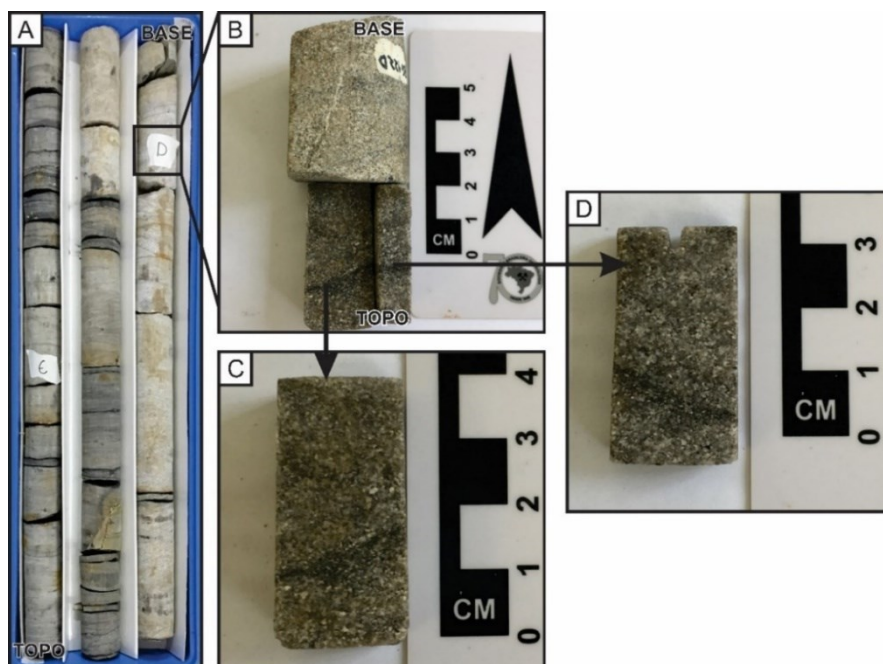
Tabela 3: Identificação das amostras e intervalos amostrados para cada furo.

Furo	Coordenadas (SIRGAS 2000 UTM 22S)	Amostra	Intervalo amostrado
<b>BG-83</b>	672000 m E	BG-83B	125,91 - 125,76 m
	6819000 m S	BG-83C	124,39 - 124,24 m
<b>BG-87</b>	670020 m E	BG-87B	158,03 - 157,90 m
	6816020 m S	BG-87C	157,41 - 157,31 m
<b>BG-100</b>	668985 m E	BG-100B	204,59 - 204,48 m
	6812985 m S	BG-100C	202,69 - 202,55 m
<b>BG-121</b>	666055 m E	BG-121A	219,62 - 219,51 m
	6808060 m S	BG-121B	219,20 - 219,10 m
<b>BG-122</b>	665030 m E	BG-122B	205,64 - 205,55 m
	6809025 m S	BG-122D	187,63 - 187,55 m

Fonte: Do autor, 2020.

As amostras dos testemunhos foram serradas, no Laboratório de Laminação (LABLAM) da UFSC, em duas outras frações menores, as quais foram utilizadas para confecção de lâminas delgadas e *plugs* (Figura 3).

Figura 3: (A) Testemunhos do furo BG-122, detalhe para o intervalo amostrado (amostra BG-122D); (B) Amostra com  $\frac{1}{4}$  do diâmetro do testemunho; (C) *Plug* cúbico (1,5 x 4,0 cm) de arenito utilizada na caracterização petrofísica; (D) Amostra do mesmo intervalo reservada para confecção de lâmina delgada.



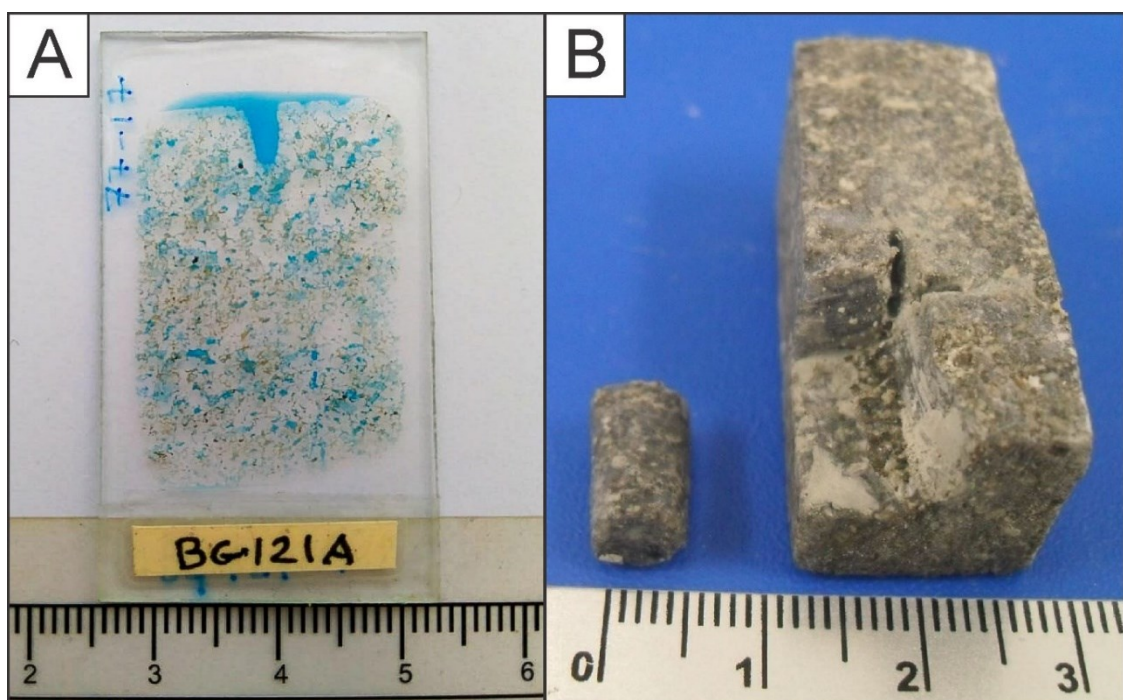
Fonte: Do autor, 2020.



A partir das frações dos testemunhos destinadas a petrografia óptica (Figura 2D) foram confeccionadas, no Laboratório de Análise de Minerais e Rochas (LAMIR) da Universidade Federal do Paraná (UFPR), 10 lâminas delgadas com espessura aproximada de 0,03 mm (Figura 4A), referentes a dois intervalos de interesse por furo. Na preparação, as amostras de arenito previamente serradas foram impregnadas em uma câmara de vácuo, utilizando uma mistura de resina epóxi, endurecedor, álcool etílico e corante azul (alizarina), a fim de facilitar a visualização do sistema poroso. Posteriormente, as frações impregnadas foram lixadas, fixadas em uma lâmina e submetidas a uma máquina de corte abrasivo de precisão. Na sequência, desbastaram-se as lâminas com abrasivos até a obtenção da espessura de 0,03 mm.

As frações dos testemunhos destinadas a análise petrofísica digital (Figura 3C) foram serradas na forma de *plugs* cúbicos, com dimensões aproximadas de 1,5 x 4,0 cm (largura x comprimento). No total, foram confeccionados 5 *plugs*, contemplando somente um intervalo de interesse por furo. Foram retiradas subamostras da base dos 5 *plugs*, gerando outros 5 *plugs* cilíndricos, com cerca de 0,5 x 1,0 cm (largura x comprimento; Figura 4B). Os *plugs* cúbicos, de tamanho maior, foram utilizados para analisar a macroporosidade e os *plugs* cilíndricos, de tamanho menor, foram utilizados para analisar a microporosidade das rochas. O tamanho dos *plugs* e as resoluções obtidas no imageamento dos mesmos seguem critérios estabelecidos pelo Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT) da UFSC, local onde foi realizada a micro-CT.

Figura 4: (A) Lâmina delgada da amostra BG-121A; (B) *Plug* cúbico (1,5 x 4,0 cm) utilizado na caracterização da macroporosidade e *plug* cilíndrico (0,5 x 1,0 cm), retirado da base do *plug* cúbico, utilizado na caracterização da microporosidade, ambos provenientes da amostra BG-121A.



Fonte: Do autor, 2020.

## 2.4 PETROGRAFIA ÓPTICA

As 10 lâminas de arenito foram analisadas e fotografadas por meio do microscópio petrográfico de luz transmitida e polarizada com câmera acoplada da marca MOTIC (modelo TYPE-107M), pertencente ao LABAC/UFSC.

A descrição microscópica foi realizada com base em bibliografias. Os constituintes sedimentares (mineralogia, granulometria, esfericidade, arredondamento e seleção) e os contatos entre os grãos foram descritos conforme Tucker (2001). A descrição das feições diagenéticas seguiu os preceitos de Burley & Worden (2003). A descrição acerca da tipologia, morfologia e morfometria do sistema poroso foi realizada com base em Tucker (2001), Choquette & Pray (1970) e Schmidt & McDonald (1979).

A análise modal foi realizada segundo o método de Gazzi-Dickinson (DICKINSON, 1970), que consistiu na contagem de 300 pontos por lâmina, com espaçamentos regulares de 1,0 x 1,0 mm no aumento de 2,5 x. Os resultados da análise modal foram normalizados e classificados conforme o diagrama triangular de arenitos F-Q-L (feldspato, quartzo e fragmentos líticos) de Folk (1974) para classificação de arenitos.

## 2.5 PETROFÍSICA DIGITAL

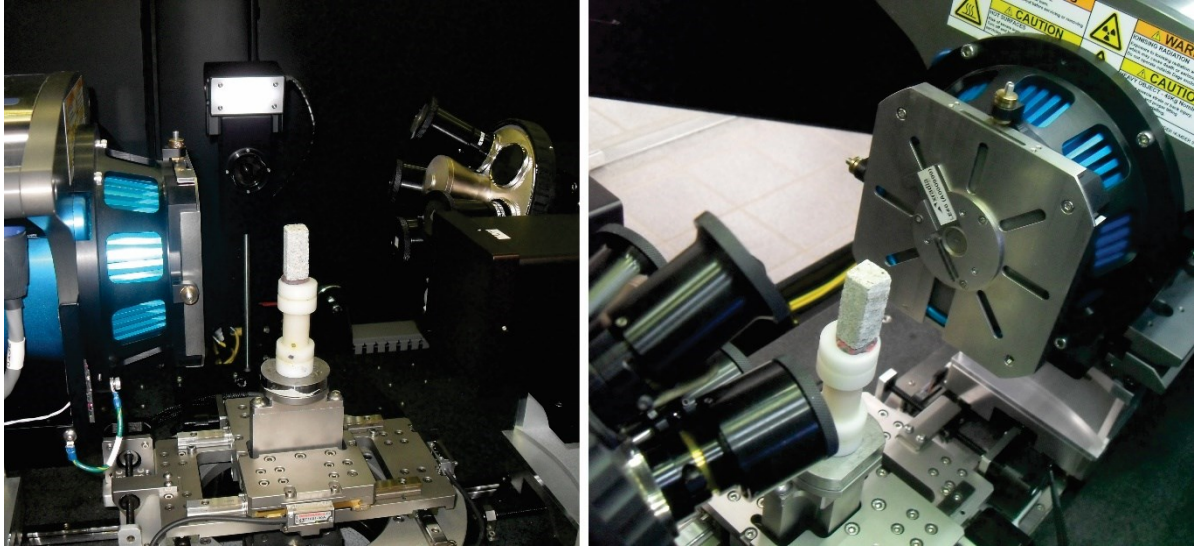
Os atributos petrofísicos da estrutura interna dos 10 *plugs* de arenito foram estimados e determinados por meio da aquisição, utilizando a técnica de Microtomografia Computadorizada de Raios X (Micro-CT), e do processamento de imagens em três dimensões (3D).

As projeções foram adquiridas em duas resoluções: resolução média de 25  $\mu\text{m}$  para os *plugs* maiores e resolução média de 7  $\mu\text{m}$  para os *plugs* menores. O microtomógrafo Versa XRM-500 (Zeiss/XRadia), utilizado na aquisição, está alocado no LMPT/UFSC. O equipamento possui uma potência máxima de 10 W, energia entre 30 e 160 kV, rotação de 360°, permite a aquisição de imagens de objetos com até 300 mm e com resoluções que variam de 0,8 a 50  $\mu\text{m}$  (Figura 5). A reconstrução das projeções em seções 2D e a renderização para geração dos volumes 3D foram realizadas por meio do *software* XMReconstructor – Zeiss.

O pré-processamento e a binarização das imagens foi realizado nos *softwares* ImageJ/ Fiji - National Institutes of Health e Imago3D - desenvolvido por pesquisadores do LMPT/UFSC em colaboração com o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/PETROBRAS). A quantificação e a predição dos atributos petrofísicos foi realizada no *software* Imago3D; a caracterização trata da determinação e estimação de propriedades petrofísicas dos arenitos, tais como a distribuição do tamanho de poros, a porosidade e a permeabilidade absolutas. Os princípios e fundamentos da técnica de micro-CT, bem como as etapas de processamento e quantificação

das imagens, são especificados no item 4.4 da Fundamentação Teórica. Além disso, o *software* Avizo7 foi utilizado para visualização tridimensional do sistema poroso das amostras.

Figura 5: Aquisição das projeções da amostra cúbica de arenito por meio do microtomógrafo Versa XRM-500 (Zeiss/ XRadia).



Fonte: Do autor, 2020.

### 3 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

#### 3.1 BACIA DO PARANÁ: ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO E ESTRUTURAL

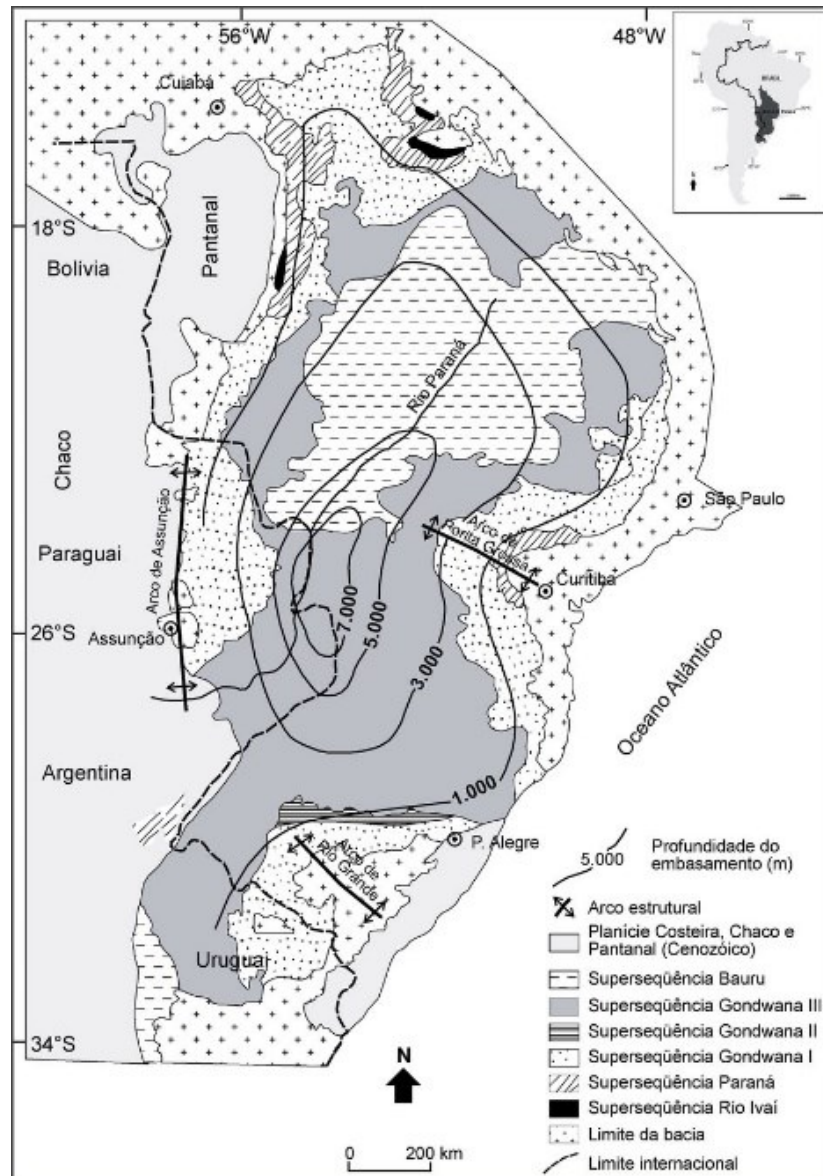
A Bacia do Paraná constitui uma imensa região de sedimentação situada na porção centro-oriental da América do Sul, que evoluiu durante o Paleozoico e o Mesozoico e abriga um registro sedimentar-magmático posicionado entre o Neo-Ordoviciano e o Neocretáceo (MILANI, 1997; MILANI & RAMOS, 1998). Essa bacia exibe forma alongada com eixo maior em posição submeridiana (ZALÁN et al., 1990; MILANI, 2004), inserida uma área de 1.100.000 km<sup>2</sup> do território brasileiro, abrangendo os estados do Sul (Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná) e partes de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás e Minas Gerais; abrange ainda cerca de 300.000 km<sup>2</sup> do Paraguai oriental, nordeste da Argentina e norte-noroeste do Uruguai (PEREIRA et al., 2012). Milani et al. (2007) afirmam que os limites da bacia são de caráter erosivo e relacionados principalmente ao tectonismo Meso-Cenozoico da Plataforma Sul-Americana, em parte relacionado com o Rifte do Atlântico Sul.

O arcabouço estratigráfico da Bacia do Paraná compreende sucessões sedimentar-magmáticas com uma espessura que alcança, em seu depocentro, cerca de até 7.000 metros (MILANI et al., 2007). De acordo com Milani (1997), seu registro estratigráfico compreende seis unidades aloestratigráficas de segunda ordem, ou Supersequências (Figura 6): Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Mesotriássico-Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo).

Os ciclos de subsidência são relacionados às Supersequências Rio Ivaí (fase rifte), Paraná, Gondwana I e Gondwana II e as fases de sinéclise da bacia são atribuídas às Supersequências Gondwana III e Bauru (SILVA et al., 2003).

A Supersequência Rio Ivaí compreende um intervalo estratigráfico depositado entre o Ordoviciano e o Siluriano, em contato direto com o embasamento pré-cambriano. As rochas pertencentes à esta unidade ocorrem, dentro dos limites da bacia no território brasileiro, desde o estado de Santa Catarina até Mato Grosso e Goiás. É composta, da base para o topo, pelas Formações Alto Garças, Iapó e Vila Maria (ASSINE et al., 1994), com sedimentação predominantemente marinha e sucessão de fácies que documenta o primeiro ciclo transgressivo-regressivo da bacia (MILANI et al., 2007). A Formação Alto Garças é constituída principalmente por arenitos quartzosos finos a grossos, conglomerados basais quartzosos e arenitos conglomeráticos com estratificação cruzada. A Formação Iapó, por sua vez, apresenta diamictitos com matriz siltico-argilosa e clastos polimíticos. Por fim, a Formação Vila Maria, é constituída por folhelhos fossilíferos e, em direção ao topo, por arenitos e siltitos com estratificação cruzada *hummocky*. Uma Discordância subaérea irregular regional de idade Neo-Siluriana marca a delimitação superior desta Supersequência (MILANI et al., 2007).

Figura 6: Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná, com destaque para as áreas onde afloram unidades litoestratigráficas das Superseqüências definidas por Milani (1997) e seus principais elementos tectônicos.



Fonte: Silva et al. (2006) modificado de Milani (1997).

A Superseqüência Paraná é constituída pelo pacote devoniano, com espessura máxima de 800 metros, que representa o segundo ciclo transgressivo-regressivo da bacia (MILANI et al., 2007). É distribuída em duas unidades, da base para o topo: Formação Furnas e Formação Ponta Grossa. A Formação Furnas apresenta principalmente arenitos quartzosos, caoliníticos, médios a grossos com estratificação cruzada de diferentes naturezas. A Formação Ponta Grossa é subdividida nos membros Jaguariaíva, Tibagi e São Domingos (LANGE & PETRI, 1967); o membro inferior compreende folhelhos com lentes de arenito e folhelhos carbonosos, o membro intermediário rochas arenosiltosas e o membro superior rochas pelíticas. De acordo com Milani et al. (2007), um hiato deposicional de

aproximadamente 70 milhões de anos é registrado no topo desta Supersequência por meio de uma Discordância Neo-Devoniana.

A Supersequência Gondwana I integra o maior volume sedimentar da Bacia do Paraná, com uma espessura total máxima de 2.500 metros. Segundo Milani et al. (2007), seus estratos foram depositados entre o Carbonífero e o Eotriássico e registram uma grande variedade de condições deposicionais, evoluindo de uma sedimentação com influência glacial até uma sedimentação eólica em um amplo e árido interior continental, ainda em um contexto transgressivo-regressivo gerado em consequência do isolamento da bacia com relação ao extinto Oceano Panthalassa. Há uma expressiva lacuna entre os estratos superiores da Supersequência Paraná e os estratos inferiores da Supersequência Gondwana I que é atribuída ao desenvolvimento de uma glaciação continental (MILANI et al., 2007). É constituída pelas unidades, da base para o topo: Grupo Itararé e Formação Aquidauana, Grupo Guatá, Grupo Passa Dois e Formações Pirambóia e Sanga do Cabral. O Grupo Itararé (Formações Lagoa Azul, Campo Mourão e Taciba) e a Formação Aquidauana são estratificamente correlatos (FRANÇA & POTTER, 1988) e constituem os depósitos glaciogênicos da Bacia do Paraná, que são representados por diamictitos, ritimitos, tilitos (ROCHA-CAMPOS, 1967) e, inseridos em um contexto de sedimentação turbidítica (EYLES et al., 1993). O Grupo Guatá (Formações Rio Bonito e Palermo), por sua vez, abarca em seu registro estratos que refletem a elevação do nível do mar, conhecida como Transgressão Permiana (LAVINA & LOPES, 1986); tratam-se de arenitos e siltitos de ambiente deltaico na base seguidos por siltitos bioturbados de regime transgressivo de águas rasas no topo (SCHNEIDER et al., 1974). O Grupo Passa Dois (Formações Irati, Serra Alto, Teresina e Rio do Rasto) e as Formações correlatas Pirambóia e Sanga do Cabral, segundo Lavina (1988), estão inseridos em um contexto regressivo, com depósitos inicialmente pelíticos, passando a deltaicos, eólicos e fluviais. Uma Discordância de idade Eotriássica limita o a porção superior desta Supersequência (MILANI et al., 2007).

A Supersequência Gondwana II abarca litotipos de idade meso a neotriássica que possuem ocorrência restrita na porção da bacia localizada no estado do Rio Grande do Sul. A Formação Santa Maria, depositada em bacias do tipo gráben, corresponde a unidade litoestratigráfica singular desta Supersequência; reflete um evento transgressivo e é constituída por intercalações de pelitos lacustres e arenitos fluviais (MILANI & RAMOS, 1998). O topo desta Supersequência é marcado por uma Discordância Neojurássica.

A Supersequência Gondwana III possui ampla ocorrência e compreende o intervalo do registro estratigráfico (Neojurássico-Eocretáceo) da Bacia do Paraná em que se posicionam, de maneira intercalada, os sedimentos eólicos da Formação Botucatu e os e os derrames magmáticos da Formação Serra Geral (MILANI et al., 1994). A Formação Botucatu, resultado de uma vasta desertificação do Supercontinente Gondwana, compreende principalmente arenitos médios a finos, de elevada esfericidade, róseos, com estratificação cruzada tangencial. A Formação Serra Geral é constituída principalmente por basaltos toleíticos e andesitos basálticos e, subordinadamente, por riolitos e



riodacitos (PEATE et al., 1992), que ocorrem como derrames, derivados de uma série de episódios magmáticos que culminaram na desagregação do Gondwana, diques e soleiras (MILANI et al., 2007). A porção superior desta Supersequência é limitada por uma Discordância Eocretácea.

A Supersequência Bauru, depositada durante o Neocretáceo, finda o preenchimento da Bacia do Paraná. Apresenta uma espessura máxima de 300 metros e ocorre, em território brasileiro, nos estados de Minas Gerais, São Paulo, Paraná, Mato Grosso do Sul, Goiás e Mato Grosso. Compreende duas unidades cronocorrelatas, com passagem lateral gradual e interdigitada, os Grupos Caiuá e Bauru (MILANI et al., 2007). O Grupo Cuiá (Formações Rio Paraná, Goio Erê e Santo Anastácio) evoluiu em um contexto de sedimentação eólica no interior do Deserto Cuiá (FERNANDES, 2006). O Grupo Bauru, por sua vez, é constituído por depósitos de trato de sistemas de clima semi-árido e representado pelas Formações Uberaba, Vale do Rio do Peixe, Araçatuba, São José do Rio Preto, Presidente Prudente e Marília, além de rochas vulcânicas alcalinas que ocorrem intercaladas.

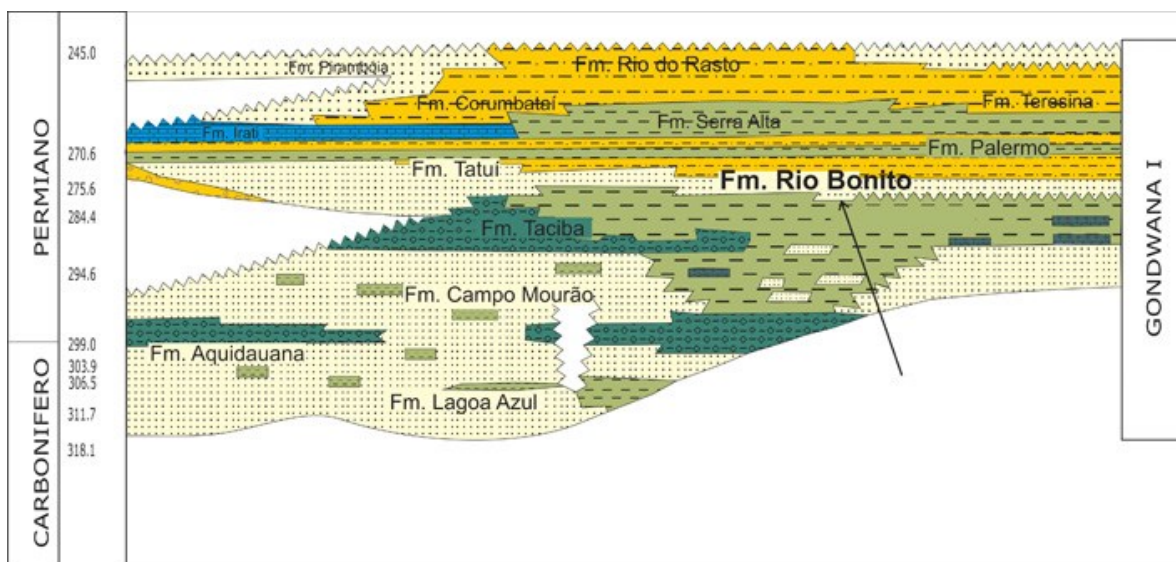
Com relação ao arcabouço estrutural da Bacia do Paraná, considera-se que o mesmo foi moldado pela tectônica atuante na borda da Placa Sul-Americana durante o Fanerozóico. De acordo com Milani (1997) e Milani & Ramos (1998), as maiores taxas de subsidência registradas nos estratos da bacia convergem com os picos das Orogenias fanerozóicas da margem sul-ocidental do Gondwana. Dessa forma, os períodos de atividade tectônica estariam intimamente relacionados com os períodos de sedimentação. A sucessão de Orogenias atuantes compreende dois ciclos tectônicos-sedimentares principais: o ciclo Famatiniano (Ordoviciano-Devoniano), que inclui dois pulsos compressivos associados às Orogenias Ocoyca e Precordilheirana, e o ciclo Gondwânico (Carbonífero-Triássico), que inclui as Orogenias Chanica e Sanrafaélica (RAMOS, 1998; ZALÁN et al., 1990a).

Segundo Zalán et al. (1990a), a evolução tectônica-sedimentar da Bacia do Paraná foi possivelmente controlada por *trends* estruturais herdados do embasamento Pré-Cambriano, que apresentam essencialmente uma distribuição bimodal com orientações NE-SW e NW-SE. Fulfaro (1982) afirma que a sedimentação inicial cratônica está associada a um conjunto de calhas aulacogênicas, com orientação principal NW-SE, presentes no embasamento da bacia. Marques et al. (1993) apontam para anomalias gravimétricas e magnetométricas com orientação NE-SW ao longo de toda extensão da sinéclise, as quais estariam associadas a estruturação do embasamento. Á vista disso, em consonância com Zalán et al. (1990a) e Silva et al. (2000), pode-se afirmar que a Bacia do Paraná apresenta três principais *trends* estruturais associados a falhas: NE-SW e NW-SE, relacionados a reativação de descontinuidades do embasamento, e E-W, derivados do rifteamento da cadeia Meso-Atlântica.

### 3.2 FORMAÇÃO RIO BONITO

A Formação Rio Bonito, denominada por White (1908), está contida na Supersequência Gondwana I da Bacia do Paraná (Figura 7) e, juntamente com a Formação Palermo, constitui o Grupo Guatá (GORDON JR., 1947). Abarca em seu registro estratos que refletem uma condição transgressiva em um contexto pós-glacial (MILANI, 1997). Sua deposição data do Eopermiano e, sendo posicionada por Daemon & Quadros (1970), por meio do zoneamento bioestratigráfico utilizando dados em palinomorfos, no Kunguriano/ Kazaniano.

Figura 7: Carta cronoestratigráfica da Bacia do Paraná (Carbonífero-Permiano) com destaque para a Supersequência Gondwana I e a Formação Rio Bonito (Grupo Guatá).



Fonte: Bocardi (2009) modificado de Milani (2004).

Apresenta ocorrência restrita a regiões do estado do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo. Na porção leste da bacia, Medeiros & Thomaz (1973) subdividiram a Formação Rio Bonito por meio da definição de três Membros distintos, os quais foram formalizados por Schneider et al. (1974), denominados, da base para o topo, Triunfo, Paraguaçu e Siderópolis. Essa subdivisão é adotada para os estados de Santa Catarina e Paraná; o Membro Paraguaçu não foi identificado na região sul da bacia que abrange o estado do Rio Grande do Sul (IANUZZI, 2010) e, no norte do Paraná, o Membro Triunfo adelgaça e desaparece por acunhamento (SCHNEIDER et al., 1974; MILANI, 1997; LIMA, 2000), portanto, não se estende até o estado de São Paulo.

O Membro Triunfo, unidade basal da Formação Rio Bonito, é constituída por arenitos finos a médios e grossos, conglomerados, siltitos, argilitos e folhelhos carbonosos, além de lentes de carvão; há um predomínio de estratificações horizontal plano-paralela, tabular, cruzada e acanalada (BORTOLUZZI et al., 1987). É interpretado como uma unidade flúvio-deltaica progradacional



(MEDEIROS & THOMAZ FILHO, 1973; SCHNEIDER et al., 1974; FRANÇA & CALDAS, 1983) ou deltaica dominada por rios e ondas (KREBS, 2004).

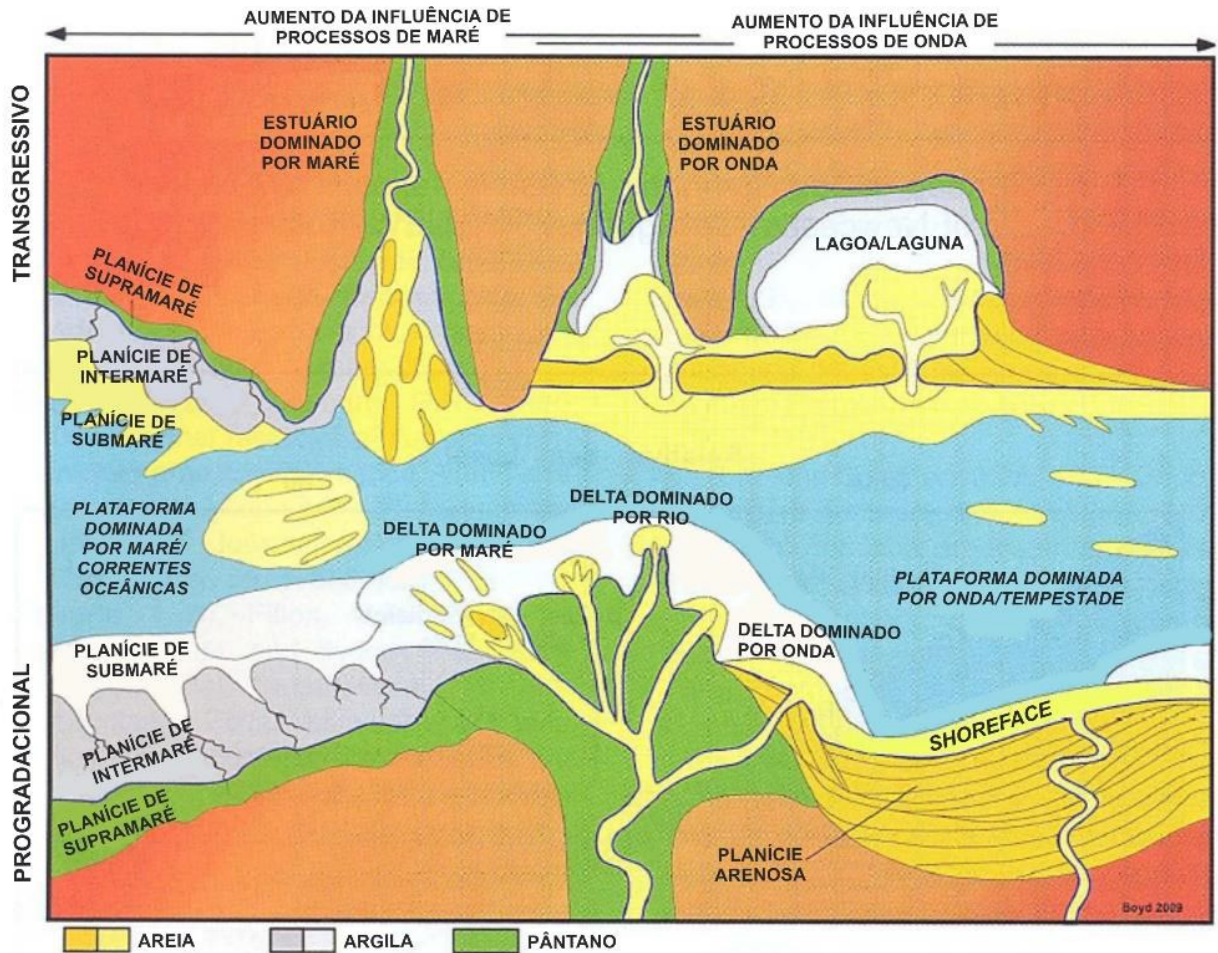
O Membro Paraguaçu, que corresponde aos estratos intermediários, apresenta arenitos finos, siltitos, folhelhos carbonosos, calcários e camadas de carvão, além de bioturbações e laminações horizontal plano-paralela e ondulada. Sua deposição está associada a um sistema marinho transgressivo (JATKOSKI, 2014), com estuários e demais fácies influenciadas pela maré, e caracteriza o afogamento do delta do membro Triunfo (KREBS, 2004).

A unidade superior, representada pelo Membro Siderópolis, integra essencialmente intercalações de arenitos finos a muito finos com siltitos, folhelhos, por vezes carbonosos, e carvão; Jatkoski (2014) afirma que as principais estruturas presentes nessa unidade são laminação horizontal plano-paralela associada a ondulação cruzada cavalgante, acamadamento *flaser* e *drapes* de folhelho, além de bioturbação e fluidização, *wavy*, *linsen* e *hummocky*. Apresenta depósitos litorâneos associados a sistemas costeiros transgressivos (FRANÇA & CALDAS, 1983), é progradante sobre o membro anterior, com arenitos que imprimem os depósitos de barras e barreiras, associados aos sedimentos flúviodeltaicos (JATKOSKI, 2014); a presença de cordões litorâneos (sistemas costeiros dominados por ondas e tempestades) indica que este ambiente era periodicamente invadido pelo mar (KREBS, 2014).

De maneira sintetizada, a sedimentação da Formação Rio Bonito se deu principalmente em um ciclo transgressivo, na chamada Transgressão Permiana (LAVINA & LOPES, 1986), em um contexto pós-glacial. Holz et al. (2004) afirma que o arcabouço estratigráfico da Formação Rio Bonito corresponde a depósitos flúvio-deltaicos, pantanosos e costeiros. Cagliari et al. (2014) relacionam os estratos desta unidade com depósitos estuarinos, costeiros, de planície costeira e marinhos rasos. Para Zacharias et al. (2004) a deposição inicial se deu com o preenchimento de vales incisos, seguido por depósitos estuarinos e marinhos rasos. O Membro Triunfo está inserido em um contexto de trato de sistema regressivo (trato de sistema de mar baixo), o Membro Paraguaçu em um ambiente transgressivo e o Membro Siderópolis em um contexto de trato de sistema de mar alto (Figura 8).

Com relação ao contato entre as unidades, de acordo com Castro (1999), no estado de Santa Catarina há uma discordância considerável no contato entre a unidade basal da Formação Rio Bonito (Membro Triunfo) e o Grupo Itararé. O contato entre a unidade superior da Formação Rio Bonito (Membro Siderópolis) e os estratos sobrejacentes da Formação Palermo é em discordância angular (TOGNOLI, 2002).

Figura 8: Principais ambientes deposicionais costeiros siliciclásticos organizados conforme o deslocamento da linha de costa (transgressão e progradação) sob condições variáveis de processos dominados por ondas, marés e rios. A sedimentação do Membro Triunfo se encaixa nos subambientes regressivos, expressos na porção inferior da ilustração, e a sedimentação dos Membros Paraguaçu e Siderópolis estão relacionados com os subambientes transgressivos, expressos na porção superior da ilustração.



## 4 REFERENCIAL TEÓRICO

### 4.1 ROCHAS RESERVATÓRIO

Rocha reservatório é definida como uma rocha que apresenta porosidade e permeabilidade significativas, ou seja, que contenha espaços vazios e fissuras interconectadas que permitam o armazenamento e a condutividade de fluídos e gases. À vista disso, sabe-se que as rochas reservatório são objeto de estudo de diversas áreas de conhecimento, tais como a geologia do petróleo, geologia ambiental, hidrogeologia, petrofísica e engenharias (ZINSZER & PELLERIN, 2007).

A porosidade e a permeabilidade, principais atributos controladores da qualidade das rochas reservatório, estão inter-relacionados na medida de que não pode haver permeabilidade sem porosidade, embora o contrário não seja necessariamente verdade (DOTT & REYNOLDS, 1969). Além disso, para arenitos, geralmente o aumento da permeabilidade está associado ao aumento da porosidade. Esses atributos petrofísicos são produtos da textura e da composição original da rocha, ao passo que são modificados, vertical e lateralmente, por processos de soterramento, compactação, diagênese e deformação tectônica (SLATT, 2006).

As rochas sedimentares constituem a maior parte dos reservatórios conhecidos do planeta. Os arenitos e os carbonatos são os litotipos com maior potencial de armazenamento e abundância na crosta terrestre (TIAB & DONALDSON, 2015), embora folhelhos, conglomerados e até mesmo rochas ígneas e metamórficas representem certa importância. De acordo com Milani et al. (2001), no que se refere aos arenitos, os reservatórios mais comuns estão associados a ambientes sedimentares de alta energia, depositados em dunas, rios, praias, deltas, planícies litorâneas sujeitas à influência de ondas/marés/tempestades, e em mares e lagos profundos, através de correntes de turbidez.

### 4.2 HETEROGENEIDADES DE ROCHAS RESERVATÓRIO

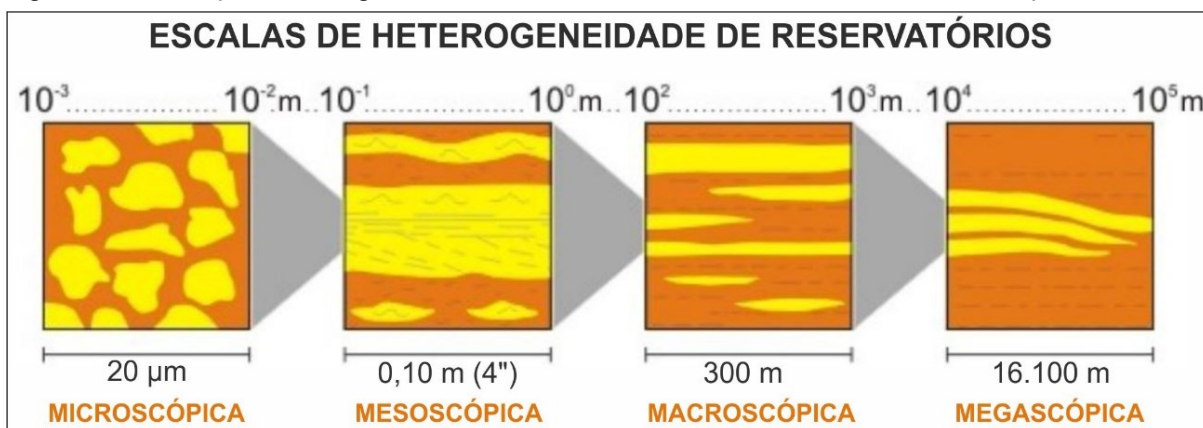
A heterogeneidade é associada a fatores que causam a interrupção no fluxo normal de fluídos e gases dentro de um reservatório (DAUDT & SCHERER, 2006). De maneira direta, as heterogeneidades afetam e controlam, fato que implica diretamente na qualidade dos reservatórios. De acordo com Paim (2003), depósitos relacionados a sistemas fluviais e aluviais apresentam arquitetura deposicional complexa, resultando em um alto grau de heterogeneidade quanto aos atributos permoporosos.

As heterogeneidades podem ser classificadas geneticamente como de cunho sedimentológico (diferentes fácies e associações de fácies, variações nos elementos arquiteturais, geometria das camadas, bioturbação, entre outros) estratigráfico (padrões de empilhamento resultantes de ciclos de transgressão e regressão, existência de superfícies estratigráficas que definem o arcabouço, entre outros), diagenético

(tipos, volumes e distribuições dos componentes diagenéticos) e tectônico (presença de falhas e/ou fissuras, entre outros; DAUDT, 2009).

Krause et al. (1987) definem quatro escalas de observação das heterogeneidades para os reservatórios, sendo elas microscópica, mesoscópica, macroscópica e megascópica (Figura 9). A escala de heterogeneidade microscópica, escala de lâmina delgada, abrange o estudo dos grãos do arcabouço e da rede de poros pontualmente. Na escala mesoscópica, ou escala de testemunho, aspectos como estruturas, contato entre as camadas e tipos litológicos são reconhecidos em uma variação vertical (SLATT, 2006). Na escala de heterogeneidade macroscópica, que abrange o espaço entre poços, é possível observar as variações das fácies, geometria e continuidade ou descontinuidade das camadas. A escala de heterogeneidade a nível de bacia sedimentar, chamada de megascópica, abrange a geometria e arquitetura dos depósitos em larga escala (SLATT, 2006), envolvendo conceitos de estratigrafia de sequencias e tectônica de bacias (PAIM et al., 2003).

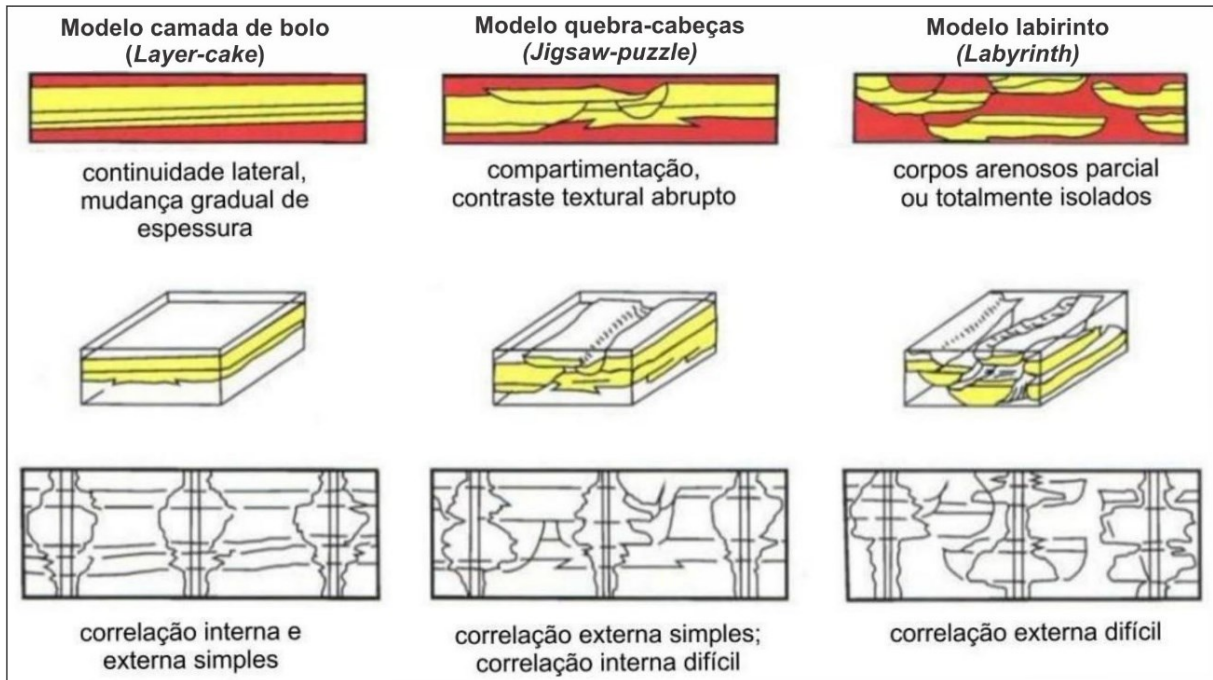
Figura 9: Classificação da heterogeneidade dos reservatórios de acordo com a escala de observação.



Fonte: Slatt (2006) modificado de Krause et al. (1987).

Com relação ao grau de heterogeneidade das rochas, Galloway & Hobday (1996) trazem três padrões de unidades de fluxo (Figura 10): 1) Padrão simplificado chamado de *Layer-cake* (camada de bolo), que configura depósitos onde as camadas superpostas apresentam uma extensa continuidade lateral; 2) Padrão de complexidade intermediária, chamado de *Jigsaw-puzzle* (quebra-cabeças), onde a continuidade lateral permanece porém ocorrem mudanças laterais pontuais das litofácies; e 3) Padrão com elevada complexibilidade, chamado de *Labyrinth* (labirinto), onde há uma baixa continuidade lateral, com distribuição isolada e aleatória de corpos sedimentares.

Figura 10: Padrões de unidades de fluxo que descrevem o grau de heterogeneidade das rochas.



Fonte: Sowek (2013) modificado de Scherer (2008).

### 4.3 ATRIBUTOS PETROFÍSICOS DAS ROCHAS RESERVATÓRIO

A petrofísica é o estudo das propriedades físicas das rochas que dizem respeito à distribuição de fluidos em seus espaços porosos; tais propriedades físicas relacionam-se a porosidade, permeabilidade, pressão capilar, saturação de fluidos, resistividade elétrica, potencial natural ou espontâneo e radioatividade (ARCHIE, 1950). Melani (2015) afirma que o trabalho de caracterização petrofísica tem particular interesse nas propriedades que permitem determinar porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em uma rocha, tendo em vista que se tratam de características importantes para identificar, descrever e avaliar um reservatório.

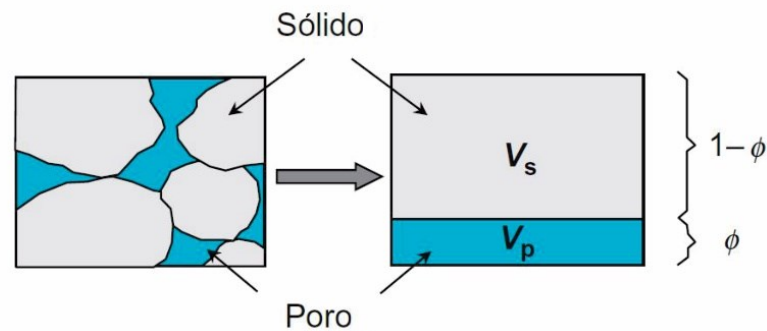
#### 4.3.1 Porosidade

Shön (2015) define porosidade como uma propriedade volumétrica fundamental das rochas que descreve o volume de armazenamento potencial de fluidos e gases e influencia a maioria das propriedades físicas das rochas (p.e. velocidade de onda elástica, resistividade e densidade); é determinada de maneira direta, por meio de técnicas laboratoriais realizadas em amostras de rocha (testemunhos, plugues), e de maneira indireta, através da perfilação geofísica. De acordo com Tiab & Donaldson (2015), a porosidade de uma rocha se trata da fração do volume do reservatório que não é ocupado pela estrutura sólida (Figura 11). É expressa matematicamente pela equação:

$$\phi = \frac{V_p}{V_a} = \frac{V_a - V_s}{V_a} \quad (1)$$

Onde  $\phi$  é a porosidade,  $V_p$  é o volume de todos os poros,  $V_a$  é o volume da amostra e  $V_s$  é o volume dos componentes minerais sólidos ou volume dos grãos. A porosidade é dada como uma fração volumétrica (sem dimensão) ou em valores de porcentagem.

Figura 11: Ilustração acerca da definição de porosidade.

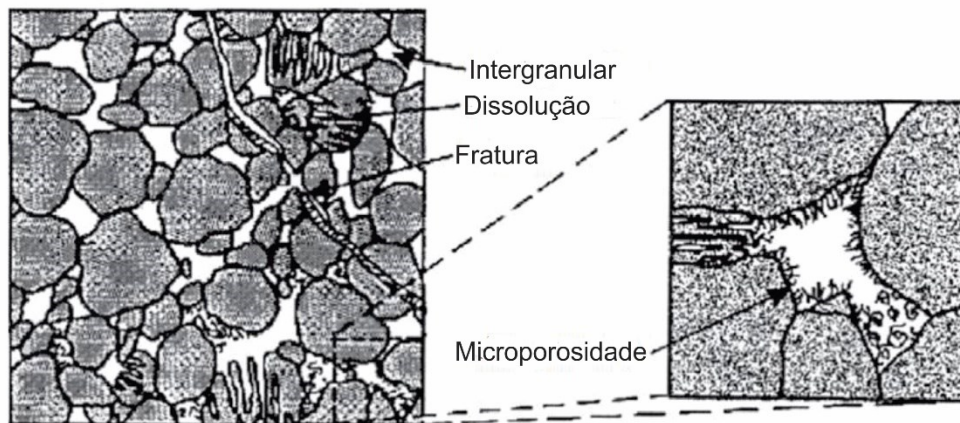


Fonte: modificado de Shön (2015).

Em termos geológicos, a porosidade nas rochas pode ser do tipo primária e secundária (Figura 12). A porosidade primária é dita original, criada antes da rocha ser submetida a processos pós-deposicionais; alguns fatores influenciam na formação da porosidade primária, tais como o tamanho dos grãos, o empacotamento, a seleção, a angulosidade, a compactação e o grau de cimentação da rocha. A porosidade secundária (Figura 13) é resultado de processos pós-deposicionais, que contribuem ou não com seu aumento; podem ser processos mecânicos (compactação, deformação rúptil, deformação dúctil), associados principalmente ao tectonismo e a isostasia, e geoquímicos (dissolução, precipitação, recristalização), relacionados a diagênese. A porosidade pode ainda ser classificada como intergranular, quando os poros se encontram na matriz entre os grãos, intragranular, quando os poros se encontram dentro dos grãos, e móldica, quando o esqueleto do grão dissolvido constitui o espaço poroso.

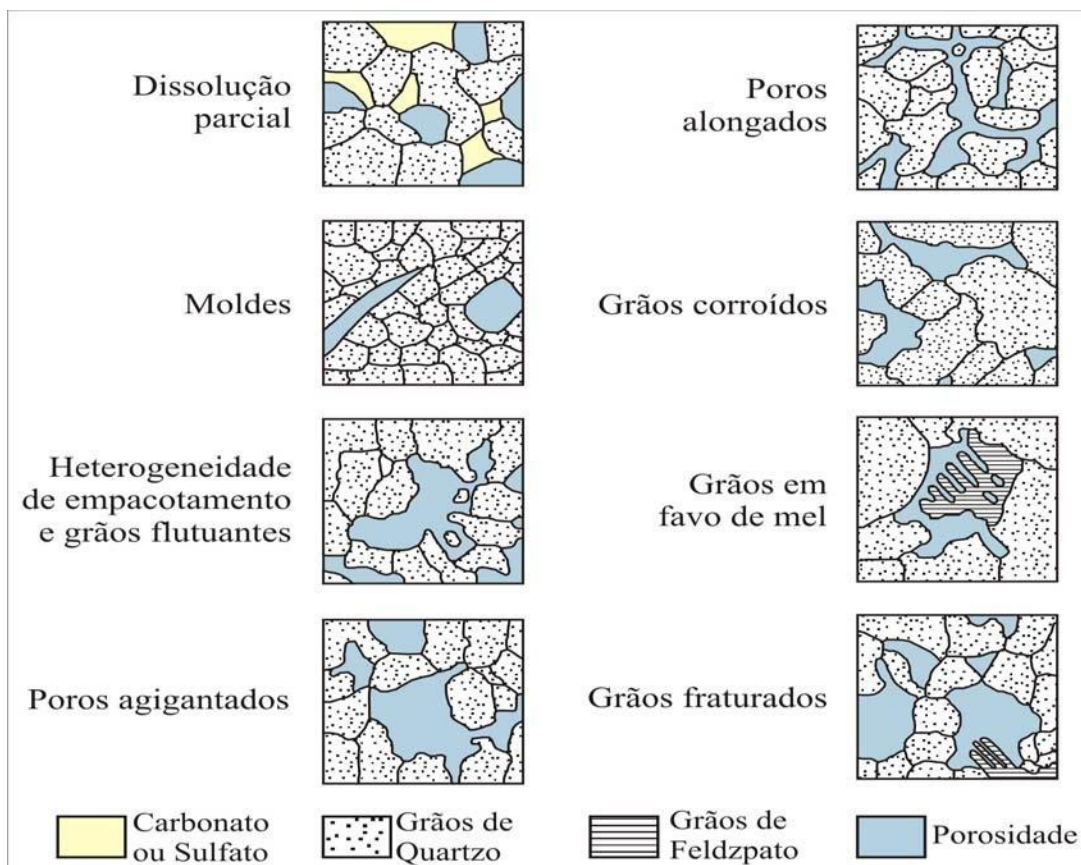


Figura 12: Tipos principais de porosidade encontrados em arenitos: porosidade primária intergranular e porosidade secundária gerada por dissolução de grãos e por faturamento.



Fonte: Modificado de Tiab & Donaldson (2015).

Figura 13: Critérios petrográficos para reconhecimento da porosidade secundária segundo Schmidt & McDonald (1979).



Fonte: Modificado de Schmidt & McDonald (1979).

A alta resistência dos principais constituintes da matriz da rocha, a baixa solubilidade dos grãos e o revestimento de clorita sob os grãos de quartzo são alguns dos fatores que favorecem a preservação da porosidade primária (AASE et al., 1996). Os fatores que favorecem a preservação da porosidade secundária estão relacionados com a lixiviação de feldspatos e carbonatos, a alta pressão, fraturamentos hidráulicos e o alto teor de querogênio (GILES & MARSHALL, 1986).

Em geral, os espaços porosos de uma rocha se encontram interconectados. Porém, devido a processos deposicionais e geoquímicos (precipitação de cimento entre os grãos), alguns se encontram totalmente isolados (SERVIDONI, 2012). Desse modo, é possível distinguir a porosidade das rochas reservatório, com base na petrofísica, em porosidade total e porosidade efetiva. Amyx et al. (1960) definem a porosidade total como a razão entre o espaço vazio total da rocha com o seu volume total e a porosidade efetiva como a razão entre o espaço vazio interconectado na rocha e com o exterior e o seu volume total. A porosidade efetiva, que diz respeito a rede de poros interligada, é a que realmente importa na caracterização de reservatórios e está associada principalmente a porosidade secundária.

Os materiais podem apresentar diferentes valores de porosidade, porém, o valor para a maioria das rochas sedimentares não ultrapassa 50 %. Em reservatórios de hidrocarbonetos o *range* de porosidade está entre 5 e 30 %, mais frequentemente entre 10 e 20 %, toda porosidade menor que 5 % é negligenciável e valores acima de 35 % são incomuns (TIAB & DONALDSON, 2015; Tabela 4).

Tabela 4: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à geologia do petróleo e gás, de acordo com o range de porosidade.

Qualidade	Range de porosidade
Insignificante	0 – 5 %
Pobre	5 – 10 %
Razoável	10 – 15 %
Boa	15 – 20 %
Muito boa	> 20 %

Fonte: Tiab & Donaldson (2015)

### 4.3.2 Permeabilidade

De acordo com Shön (2015), a permeabilidade é caracterizada pela capacidade de transmissão de fluidos de uma rocha, sendo controlada pela interconectividade de seus espaços porosos; relaciona a taxa de fluxo, a viscosidade do fluido e o gradiente de pressão aplicado. É determinada de maneira direta, por meio de técnicas laboratoriais realizadas em amostras de rocha (testemunhos, plugues) e em poços, além da determinação através da análise de registros de dados de produção. A determinação indireta é realizada através da perfilagem geofísica. Em termos quantitativos, a permeabilidade é derivada da Lei de Darcy (1856). A equação 2 descreve o fluxo laminar de um fluido através de um meio poroso homogêneo e a equação 3, aplicada a reservatórios de hidrocarbonetos, é utilizada para se obter o coeficiente de permeabilidade de um material:



$$v = \frac{q}{A} = \frac{k \cdot \Delta p}{\mu \cdot L} \quad (2) \quad \rightarrow \quad k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta p} \quad (3)$$

Onde  $v$  é a velocidade do fluido,  $q$  é o gradiente hidráulico,  $A$  é a área de seção de escoamento,  $k$  é o coeficiente de permeabilidade,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido,  $L$  é o comprimento do conduto e  $\Delta p$  é a diferença de pressão. O coeficiente de permeabilidade é medido geralmente em millidarcy (mD).

Na hidrogeologia a Lei de Darcy modificada é frequentemente utilizada (SHÖN, 2015) e é expressa matematicamente pela equação:

$$q = -k_f \cdot \text{grad} (H) \quad (4)$$

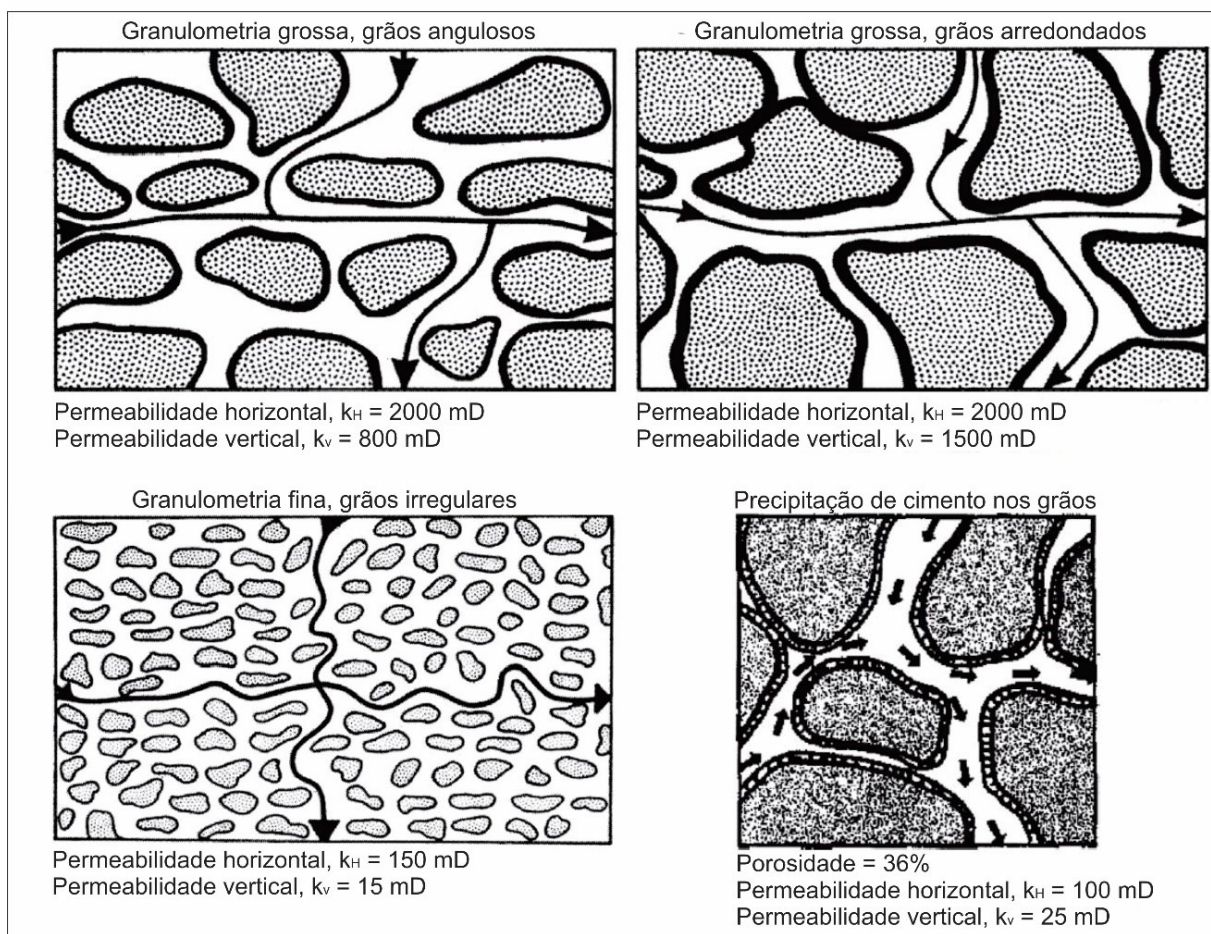
Onde  $k_f$  é a condutividade hidráulica ou coeficiente de infiltração e  $\text{grad} (H)$  é o gradiente do potencial hidráulico. É dada em milissegundos elevado a potência negativa ( $ms^{-1}$ ); 1 mD corresponde a aproximadamente  $10^{-8} ms^{-1}$ .

A permeabilidade pode ser primária ou secundária. Diz-se primária quando é resultante somente de processos deposicionais. A permeabilidade secundária, por sua vez, tem sua gênese relacionada a processos pós-deposicionais mecânicos e geoquímicos; os processos mecânicos relacionados ao faturamento e os geoquímicos associados a dissolução de grãos tendem a aumentar a permeabilidade e os processos mecânicos associados a compactação e os geoquímicos associados a cimentação tendem a diminuir a permeabilidade da rocha.

Além disso, é subdivida em: i) permeabilidade absoluta, em que ocorre fluxo laminar de apenas um fluido; ii) permeabilidade efetiva, relacionada ao fluxo simultâneo de dois fluidos imiscíveis; iii) permeabilidade relativa, definida como a razão entre a permeabilidade absoluta e a efetiva (SHÖN, 2015).

A conectividade entre o sistema poroso depende da porosidade efetiva. Por conseguinte, esse atributo petrofísico também é afetado diretamente por aspectos como a granulometria, geometria, empacotamento e seleção dos grãos, bem como pela cimentação e grau de compactação da rocha (TIAB & DONALDSON, 2015). Em uma situação ideal, considerando a permeabilidade primária, uma rocha sedimentar siliciclástica com porosidade elevada deve apresentar uma granometria relativamente grossa, com grãos arredondados e bem selecionados (Figura 14); considerando a permeabilidade secundária, a precipitação de cimento no arcabouço deve ser mínima ou nula e grau de compactação deve ser baixo.

Figura 14: Comportamento da permeabilidade vertical e horizontal em diferentes arranjos do arcabouço sedimentar. A situação onde o arcabouço sedimentar apresenta uma granulometria grossa com grãos arredondados sugere uma situação favorável com valores elevados de permeabilidade.



Fonte: Modificado de Tiab & Donaldson (2015).

No que tange a determinação da qualidade de reservatórios, a tabela 5 traz a classificação utilizada na geologia do petróleo e a tabela 6 a classificação utilizada na hidrogeologia.

Tabela 5: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à geologia do petróleo e gás, de acordo com o range de permeabilidade.

Qualidade	Range de permeabilidade
Pobre	$k < 1$ mD
Fraca	$1 < k < 10$ mD
Moderada	$10 < k < 50$ mD
Boa	$50 < k < 250$ mD
Muito boa	$k > 250$ mD

Fonte: Tiab e Donaldson (2015)

Tabela 6: Classificação da qualidade de reservatórios, aplicada à hidrogeologia, de acordo com o range de permeabilidade.

<b>Qualidade</b>	<b>Range de permeabilidade</b>
Muito baixa	$kf < 10^{-8} \text{ ms}^{-1}$
Baixa	$kf = 10^{-8} \text{ ms}^{-1} \sim 10^{-6} \text{ ms}^{-1}$
Permeável	$kf = 10^{-6} \text{ ms}^{-1} \sim 10^{-4} \text{ ms}^{-1}$
Alta	$kf > 10^{-4} \text{ ms}^{-1}$
Fonte: Hölting (1989)	

#### 4.4 MICROTOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X

Landis & Keane (2010) afirmam que a microtomografia computadorizada de raios X (micro-CT) é uma técnica de imageamento por meio da qual se obtém imagens tridimensionais, com resolução micrométrica, da estrutura interna de um material. Trata-se de uma técnica não destrutiva que permite a análise de centenas de seções microtomográficas (DULIU, 1999). No que tange sua aplicação na geologia de reservatórios, a Micro-CT destaca-se por possibilitar, além da visão tridimensional, a quantificação dos parâmetros microestruturais, tais como a porosidade e a permeabilidade da rocha (FERNANDES et al., 2012).

##### 4.4.1 Procedimento tomográfico: aquisição de dados e reconstrução

De acordo com Fernandes et al. (2012), o princípio básico da técnica está relacionado com a obtenção de imagens a partir da medida da atenuação da radiação pelos diferentes materiais que formam uma amostra; um material pode absorver parcial ou totalmente a radiação eletromagnética e o parâmetro que define a taxa de absorção radiativa é o coeficiente de atenuação linear. A micro-CT realiza um mapeamento do coeficiente de atenuação linear, através da atenuação do feixe de fótons; no detector, cada projeção obtida corresponde a um mapa de coeficientes de atenuação linear de todas as partes da seção da amostra irradiada (LANDIS & KEANE, 2010).

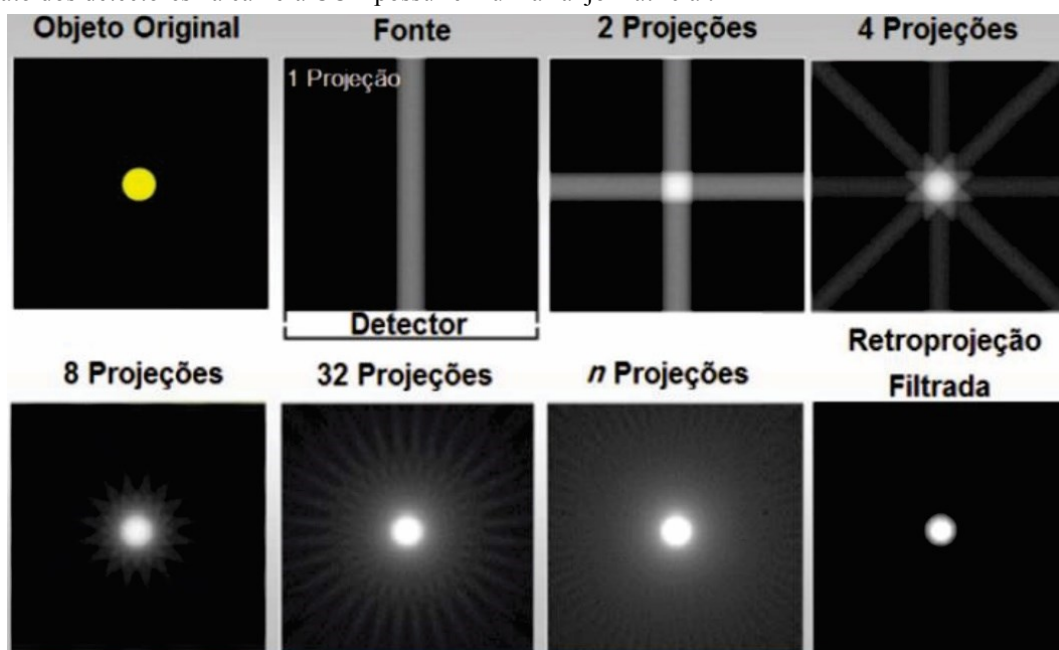
Mantovani (2013) afirma que o desenvolvimento da técnica de micro-CT pode ser dividida em duas etapas principais: a etapa de detecção e aquisição das projeções pelo aparato experimental e a etapa de processamento computacional. No processo tomográfico de detecção e aquisição, as projeções são tomadas enquanto a amostra é rotacionada e irradiada pela fonte de raios X do tomógrafo.

Em micro-CT de bancadas, como utilizado nesse trabalho, a fonte de radiação é formada por tubos de raios X com feixe cônico, que devem estar posicionadas em uma distância que abranja toda a região da amostra a ser medida, executando a projeção na câmera *charge couple device* (CCD) com apenas uma exposição (FERNANDES et al., 2012). A câmera CCD, que contém o detector de fótons, registra os dados na forma de projeções, ao passo que a amostra é rotacionada em pequenos ângulos (MANTOVANI, 2013); a definição da imagem é condicionada pelo número de projeções.

Esta etapa inicial de aquisição é procedida pela etapa de processamento computacional. O processamento consiste na reconstrução das projeções para gerar seções 2D e na renderização das seções 2D para gerar volumes 3D.

A reconstrução utiliza um processo matemático que converte as informações das projeções em imagens tomográficas 2D (BECKER, 2015). Geralmente, utiliza-se o método de reconstrução denominado de Retroprojeção Filtrada (FELDKAMP et al., 1984; Figura 15) ou algoritmo de Feldkamp. Fernandes et al. (2012) afirmam que o princípio da retroprojeção está em distribuir na imagem a projeção do objeto para o lado posterior e anterior do local onde estaria postado; o termo filtrada está relacionado com o fato do algoritmo “limpar” a imagem de resquícios de todas as projeções realizadas no objeto (Figura 15). É válido ressaltar que o algoritmo necessita de informações de projeções do objeto analisado realizadas em vários ângulos, a fim de localizar os objetos que as compõem (MANTOVANI, 2013; FERNANDES et al., 2012).

Figura 15 - Geração de imagens 2D a partir de  $n$  projeções. Usualmente as imagens são geradas linha a linha pelo fato dos detectores na câmera CCD possuírem um arranjo matricial.



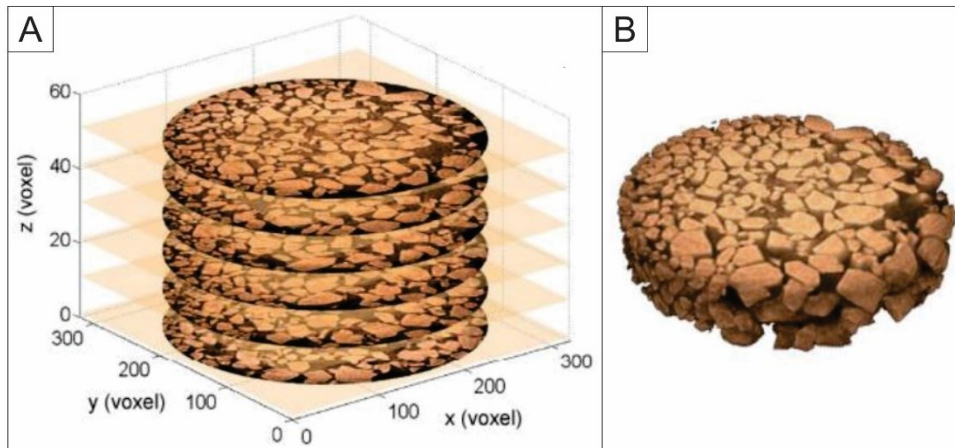
Fonte: Fernandes et al. (2012).

O pixel é a unidade básica de representação digital de um elemento 2D, conseqüentemente, a imagem reconstruída é apresentada na forma de uma matriz digital  $N \times M$  pixels, onde  $N$  representa o número de pixels na vertical e  $M$  o número de pixels na horizontal (MANTOVANI, 2013). Cada pixel receberá um valor de cinza, valor este que é proporcional a densidade e número atômico (coeficiente de atenuação) do material que o pixel representa. Portanto, os tons de cinza na imagem são mais claros a medida que as regiões do material forem mais densas.

Para a análise no domínio tridimensional, as seções 2D reconstruídas são renderizadas em volumes 3D (FERNANDES et al., 2012). A renderização consiste no empilhamento das seções 2D,

gerando uma pilha de fatias que irá representar o volume 3D da amostra (Figura 16). O *voxel* é a representação básica de um elemento 3D na forma digital.

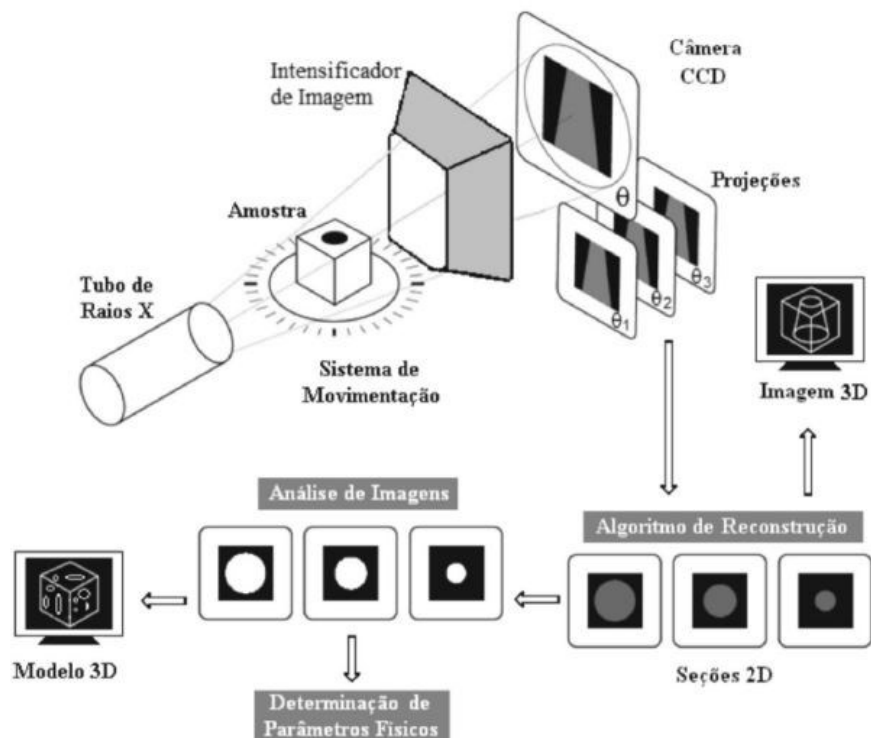
Figura 16 - Ilustração acerca do processo de renderização. (A) Quanto maior o número de fatias empilhadas em z, melhor será a representação da amostra; (B) Imagem 3D de uma amostra de arenito constituído por 51 fatias de seções 2D.



Fonte: Modificado de Forsberg (2008).

Os passos iniciais de aquisição das projeções, reconstrução das seções 2D e renderização dos volumes 3D são seguidos das etapas de pré-processamento, binarização e quantificação para determinação dos atributos petrofísicos. A Figura 17 apresenta uma ilustração simplificada das etapas envolvidas na aquisição e reconstrução de imagens tomográficas.

Figura 17: Representação simplificada das etapas envolvidas na micro-CT, desde a detecção e aquisição das projeções pelo aparato experimental até o processamento computacional para geração de seções 2D e volumes 3D.



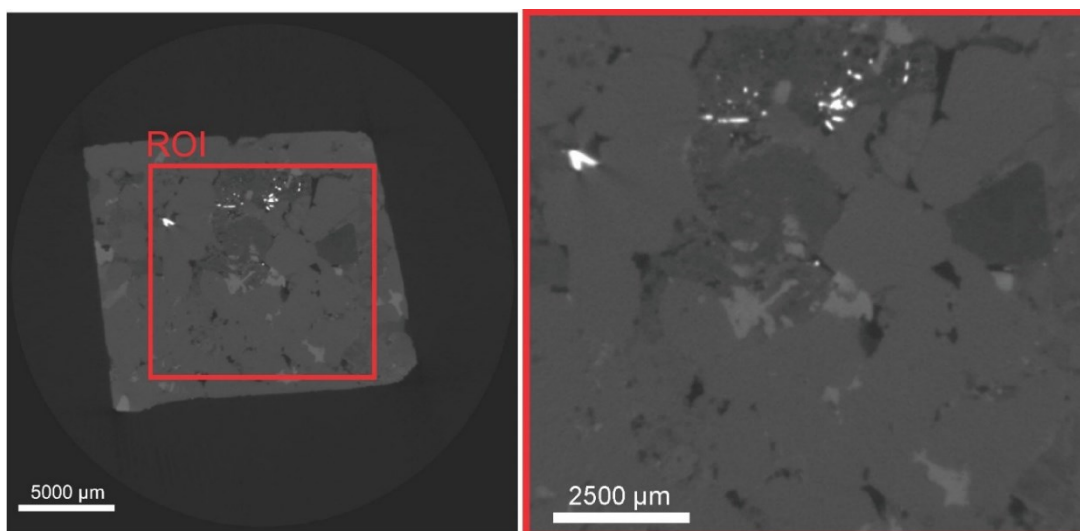
Fonte: Silva (2012).



#### 4.4.2 Pré-processamento

O pré-processamento inicia com o recorte, tendo em vista que as imagens originais possuem um tamanho muito grande ou irregular que dificulta seu processamento. Portanto, são realizados os recortes das Regiões de Interesse (ROI; Figura 18), quando se trata de imagens 2D, e/ou dos Volumes de Interesse (VOI), quando se trata de volumes 3D. Os recortes devem possuir um tamanho suficiente para abranger uma porção representativa da seção original.

Figura 18 - Definição da Região de Interesse (ROI) em uma seção 2D de uma amostra de arenito.

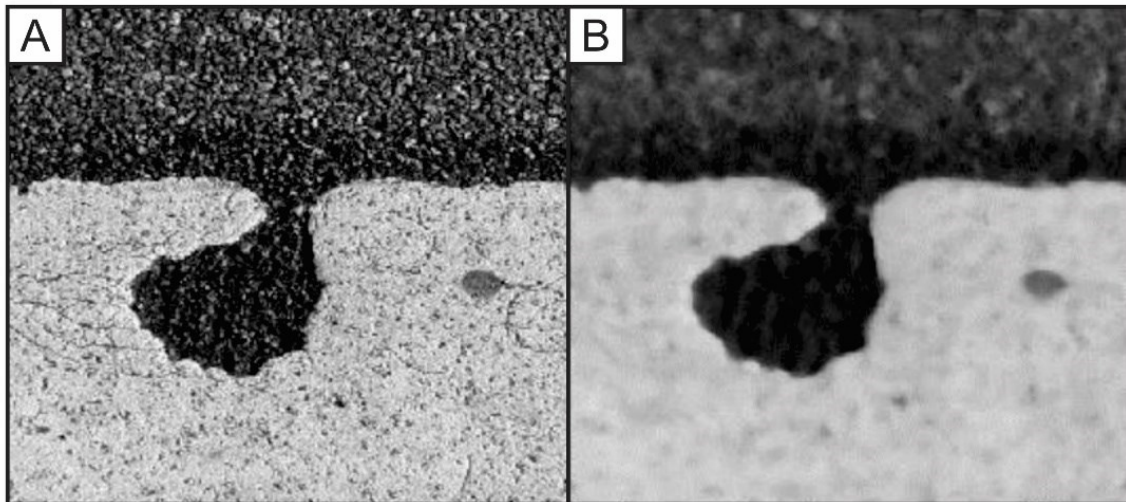


Fonte: Do autor (2020).

Após o recorte é realizado o tratamento das imagens por meio de filtros. Os filtros são aplicados para realçar as imagens e diminuir os ruídos. Existem diversos filtros, os quais utilizados principalmente para suavizar a textura da imagem e também para aumentar a nitidez. Não existe uma metodologia específica que indique um padrão para aprimoramento da imagem. A avaliação visual da qualidade da imagem é um processo subjetivo.

Como exemplo, cita-se a aplicação do filtro de passa-baixa, filtro de suavização, que atua de maneira a atenuar os componentes da imagem de alta frequência, mantendo inalterados os componentes de baixa frequência (Figura 19). Componentes de alta frequência ocorrem quando há uma variação espacial brusca dos níveis de cinza, como é o caso de ruídos e contornos entre fases distintas da imagem, e o efeito da aplicação dos filtros de passa-baixa é o de uniformização desses níveis (FERNANDES, 2002).

Figura 19: (A) Imagem original; (B) Atenuação dos níveis de cinza da imagem evidenciando o efeito da aplicação do filtro de passa-baixa.



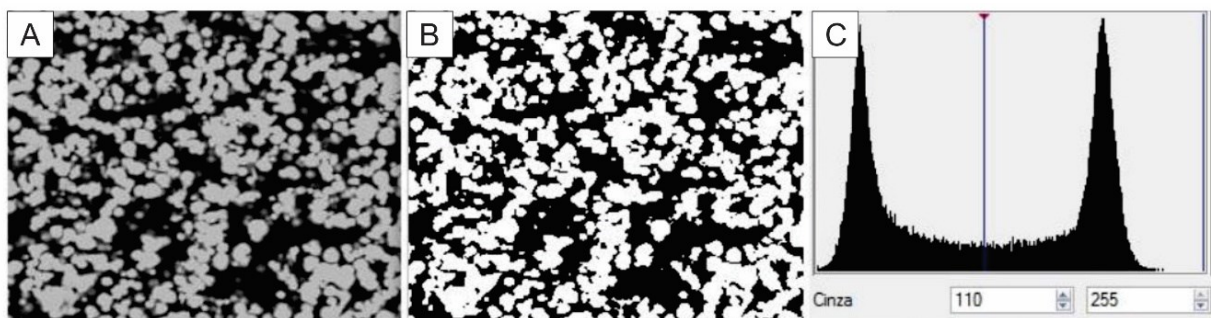
Fonte: Modificado de Mantovani (2013).

#### 4.4.3 Binarização

A densidade dos elementos nas imagens de 8 bits é representada em tons de cinza que se distribuem em um histograma com 256 tonalidades. A binarização atua de modo a converter as imagens em tons de cinza em imagens com pixels pretos e brancos. De acordo com Fernandes (2002), esse processo consiste em um passo fundamental na cadeia de processamento de imagens, uma vez que toda quantificação de parâmetros geométricos dependerá da correta definição das regiões de pretos e brancos; a imagem binária obtida deve representar realisticamente a imagem original.

No caso da binarização manual, deve-se escolher um limiar (*threshold*) no histograma que segregue as fases da imagem, separando regiões pretas (valor 1), relacionadas aos espaços porosos, e regiões brancas (valor 0), relacionadas ao arcabouço sedimentar não poroso (Figura 20).

Figura 20 - (A) Imagem original em tons de cinza; (B) Imagem binarizada em que as regiões em preto representam os espaços porosos e as regiões em branco o material não poroso; (C) Histograma com limiar de 110 onde os pixels com valores menores ou iguais a 110 receberam a cor branca e os pixels com valores maiores que 110 receberam a cor preta.



Fonte: Modificado de Mantovani (2013).

Dessa forma, a imagem binária  $Im_{bin}(i,j)$ , derivada de uma função imagem  $Im(i,j)$ , é expressada matematicamente por:

$$Im_{bin}(i,j) = \begin{cases} 0, & \text{se } Im(i,j) \leq T_h \\ 255, & \text{se } Im(i,j) > T_h \end{cases} \quad (9)$$

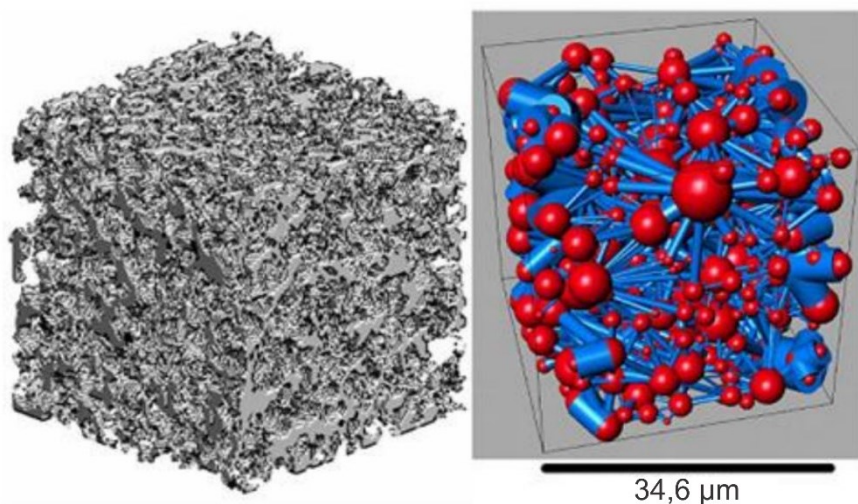
Onde  $T_h$  representa o *threshold* ou limiar.

#### 4.4.4 Quantificação e predição das propriedades petrofísicas

O cálculo ou estimativa do volume e do tamanho dos espaços porosos das amostras é realizado a partir das imagens 3D binarizadas. No presente trabalho as estimativas foram realizadas através da modelagem baseada na abordagem denominada de Rede de Poros e Ligações (SILVA, 2012; CUNHA, 2012).

A rede de poros e ligações trabalha na construção de uma estrutura topologicamente equivalente ao sistema poroso da imagem, preservando os poros e suas conectividades separadamente, porém com uma geometria simplificada (PLUCENIO, 2016; Figura 21). O sistema poroso é formado por poros e conexões. A simplificação da rede é em relação ao formato: os poros são simplificados em esferas e as conexões em cilindros. De acordo com Becker (2014) o objetivo da aplicação da rede de poros e ligações na petrofísica está relacionado com a propriedade que essa modelagem oferece de identificar e quantificar separadamente poros e conexões, tendo em vista que é pela conectividade entre os poros que ocorre o escoamento dos fluídos nos reservatórios.

Figura 21 - Representação do código de rede de poros e ligações em uma imagem microtomográfica. Na imagem da direita é possível visualizar os poros (esferas em vermelho) e as conexões ou ligações (cilindros em azul).

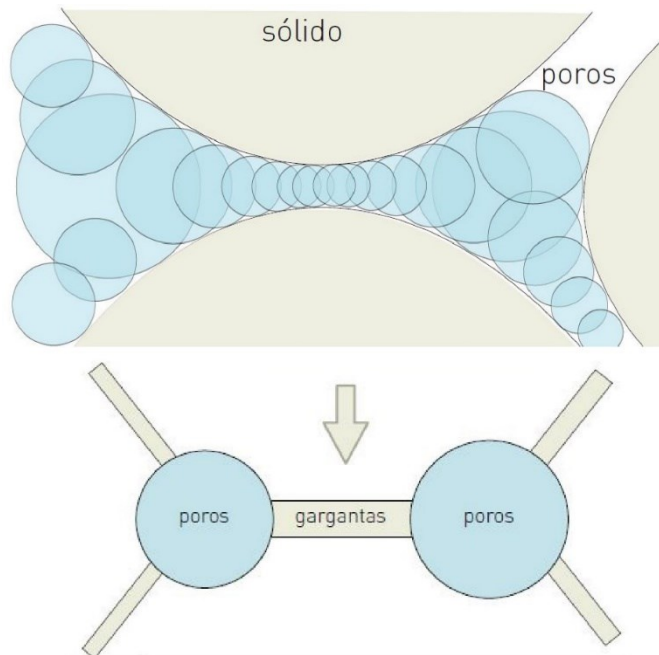


Fonte: Modificado de Al Kharusi (2007).



Cunha (2012) afirma que o código atribuído a modelagem identifica os poros e as ligações das imagens 3D percorrendo e preenchendo os espaços vazios com esferas. É necessário que uma esfera maior (esfera máxima) seja tomada como referência. O limite que o código utiliza para definir o que é poro e o que é ligação é estabelecido quando se encontra uma esfera com raio de 60% do raio da esfera máxima (MOREIRA, 2013). Assim sendo, a título de quantificação, as esferas maiores preenchem os poros e as esferas menores preenchem as ligações e formam cilindros (Figura 22).

Figura 22: Representação do espaço poroso por meio de esferas e segmentação em poros e ligações (gargantas).



Fonte: Modificado de Cunha (2012)

## 5 RESULTADOS

### 5.1 ANÁLISE DE FÁCIES SEDIMENTARES

A análise das fácies sedimentares do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito) na região de Balneário Rincão e Içara – SC foi realizada por meio dos perfis descritivos e dos testemunhos de sondagem de cinco furos (BG-83, BG-87, BG-100, BG-121 e BG-122; Anexo 1) do Projeto BG. O intuito da realização dessa análise foi compreender o contexto deposicional dos intervalos amostrados de arenito grosso a conglomeráticos, definidos aqui como reservatórios análogos.

Assim sendo, definiram-se 10 fácies sedimentares (Tabela 7) com base em aspectos litológicos, estruturais e texturais.

Tabela 7: Fácies sedimentares da Formação Rio Bonito na região de Balneário Rincão e Içara – SC.

<b>Código</b>	<b>Descrição</b>	<b>Interpretação</b>
<i>Gmg</i>	Conglomerado intraformacional maciço, matriz-suportado, com gradação normal. Piritoso, com restos vegetais	Fluxo viscoso de detritos
<i>St</i>	Arenito fino e fino a médio gradação normal e sem gradação, com estratificação cruzada acanalada. Piritoso, com restos vegetais e icnofósseis	Dunas 3D; cristas sinuosas
<i>Sr</i>	Arenito fino, fino a médio, médio a grosso e grosso, gradação normal e sem gradação, com estratificações onduladas assimétricas. Piritoso, com recobrimento argiloso ( <i>mud drapes</i> ) e restos vegetais	Regime de fluxo inferior; decantação associada
<i>Sh</i>	Arenito fino, fino a médio, médio a grosso, grosso, grosso a conglomerático, gradação normal, inversa e sem gradação, com estratificação horizontal plano-paralela. Piritoso, com restos vegetais, icnofósseis, vitrênio, recobrimento argiloso ( <i>mud drapes</i> ), nódulos de pirita, clastos de carvão, siltito arenoso e basalto	Regime de fluxo superior/ crítico; decantação associada
<i>Sm</i>	Arenito fino, fino a médio, médio a grosso e conglomerático, gradação normal e sem gradação, maciço. Piritoso, com restos de vegetais, vitrênio e intraclastos de folhelho negro carbonoso	Fluxo hiperconcentrado turbulento
<i>Fl</i>	Siltito, folhelho, arenito muito fino e arenito muito fino a siltito, gradação normal e sem gradação, com laminação horizontal plano-paralela ou ondulada assimétrica incipiente. Piritoso, com recobrimento argiloso ( <i>mud drapes</i> ), nódulos de pirita, restos vegetais, intraclastos de carvão e de siltito	Fluxo desacelerante; decantação associada
<i>Fm1</i>	Argilito e folhelho negro carbonoso, sem gradação, maciço. Piritoso, com restos vegetais e vitrênio	Fluxo de densidade; processo pedogenético associado
<i>Fm2</i>	Siltito e folhelho negro carbonoso, sem gradação, maciço. Piritoso, com nódulos de pirita e restos vegetais	Fluxo hiperconcentrado turbulento
<i>Hf</i>	Acamamento heterolítico <i>flaser</i>	Deposição por tração e decantação
<i>C</i>	Carvão maciço. Pirita e vitrênio associados	Acumulação de restos vegetais em ambientes pantanosos

Fonte: Do autor (2020).

**Litofácies Gmg:** Compreende conglomerados intraformacionais maciços, matriz-suportados, coloração cinza, monomíticos, com gradação normal. Os intraclastos são de pelito e arenito, mal selecionados, irregulares, subangulosos a subarredondados, imersos em uma matriz de areia média a grossa. Eventualmente ocorrem intercalados com laminações de siltito cinza escuro. Ocorre pirita e restos vegetais retrabalhados. Apresentam uma espessura de 2,00 m no furo BG-83 e de 1,00 m no furo BG-100.

**Litofácies St:** Constituída por arenitos finos, finos a médios e grossos, com estratificação e laminação cruzada acanalada, coloração cinza claro, com gradação normal e sem gradação (Figura 23A). Eventualmente ocorrem intercalado com laminações de siltito cinza escuro. Ocorre pirita, restos vegetais, icnofósseis e estilólitos. São identificados nos furos BG-83, BG-100 e BG-122 e apresentam espessura que varia de 2,00 a 5,00 m.

**Litofácies Sr:** É formada por arenitos muito finos, finos, finos a médios, médios a grossos e grossos, com estratificação e laminação ondulada assimétrica, coloração cinza, com gradação normal e sem gradação (Figura 23B). Comumente ocorrem intercalados com laminações de arenitos muito grossos a conglomeráticos e laminações irregulares de siltito cinza escuro. Ocorre pirita, nódulos de pirita, restos vegetais, icnofósseis, estilólitos, recobrimento argiloso (*mud drapes*) e, localmente, manchas de óleo. São identificados nos 05 furos e apresentam espessura que varia de 0,50 a 15,00 m.

**Litofácies Sh:** Compreende arenitos finos, finos a médios, médios a grossos, grossos, grossos a conglomeráticos, com estratificação e laminação horizontal plano-paralela, pontualmente com laminação convoluta, coloração cinza claro, gradação normal, gradação inversa e sem gradação (Figura 23C). Ocorrem intercalados com laminações de siltito cinza escuro. Eventualmente apresentam clastos de basalto e intraclastos de carvão e siltito arenoso cinza esverdeado, irregulares, subangulosos a subarredondados. No furo BG-87, em contato com a soleira de basalto, ocorrem brechas vulcânicas associadas na base da camada. Piritosos, com nódulos de pirita, restos vegetais, icnofósseis, estilólitos, vitrênio e recobrimento argiloso (*mud drapes*). São identificados nos 05 furos e apresentam espessura que varia de 1,50 a 21,00 m.

**Litofácies Sm:** Inclui arenitos finos, finos a médios, médios a grossos e conglomeráticos, maciços, coloração cinza esbranquiçado, com gradação normal e sem gradação (Figura 23D). No furo BG-122 ocorrem intraclastos de folhelho preto carbonoso. Piritosos, com restos de vegetais, vitrênio e, localmente, com manchas de óleo. São identificados em todos os furos, com exceção do furo BG-122, e apresentam camadas com espessura que varia de 4,00 a 13,00 m.

**Litofácies *Ff*:** Compreende siltitos, folhelhos, arenitos muito finos e arenitos muito fino a siltitos, com laminação horizontal plano-paralela e ondulada assimétrica incipiente, gradação normal e sem gradação (Figura 23E). Ocorrem intraclastos de carvão e de silito. Piritosos, com nódulos de pirita, restos vegetais, estilólitos e recobrimento argiloso (*mud drapes*). São identificados nos 05 furos e apresentam espessura que varia de 1,00 a 3,00 m.

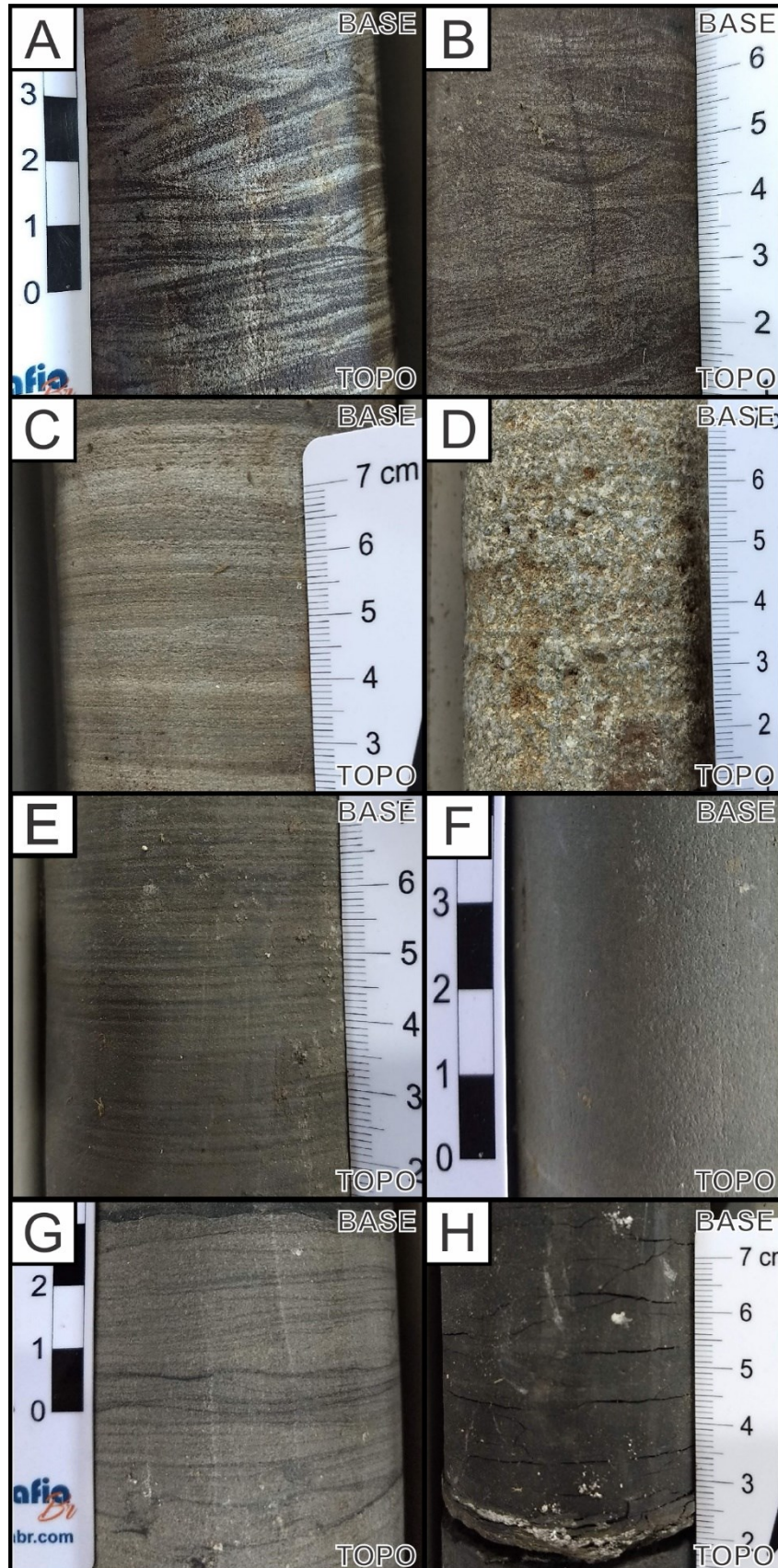
**Litofácies *Fm1*:** É formada por argilitos e folhelhos negros, maciços, sem gradação. Piritosos, carbonosos, com nódulos de pirita e, pontualmente, com restos vegetais associados. São identificados nos 05 furos e apresentam espessura máxima de 1,50 m. Diferenciado da *Fm2* pelo processo de formação que está associado ao fluxo de densidade e pedogênese.

**Litofácies *Fm2*:** Compreende siltitos, argilitos e folhelhos negros, maciços, sem gradação (Figura 23F). Piritosos, carbonosos, com nódulos de pirita, vitrênio e, pontualmente, com restos vegetais associados. São identificados nos 05 furos e apresentam espessura máxima de 3,50 m. Diferenciado da *Fm1* pelo processo de formação que está associado ao fluxo turbulento.

**Litofácies *Hf*:** É constituída por uma alternância de lentes contínuas de arenitos muito finos, argilitos e folhelhos, com predominância de arenitos muito finos, depositados em calhas de marcas onduladas (Figura 23G). Ocorre nos furos BG-83, BG-87 e BG-100 e apresenta espessura máxima de 2,00 m.

**Litofácies Carvão (C):** Compreende camadas de carvão com coloração preta (Figura 23H). Pirita e vitrênio associados. Ocorre nos 05 furos e apresenta uma espessura máxima de 2,00 m. Compreende as camadas de carvão e/ou horizontes estratigráficos, da base para o topo, Pré-Bonito Inferior, Bonito Inferior, Bonito Superior, Ponte Alta, Irapuã e Barro Branco.

Figura 23: Fácies sedimentares da Formação Rio Bonito na região de Balneário Rincão e Içara – SC: A) Fácies *Sr*, arenito médio com laminações cruzadas acanaladas; B) Fácies *Sr*, arenito fino com laminações cruzadas assimétricas; C) Fácies *Sh*, Arenito fino com laminação horizontal plano-paralela; D) Fácies *Sm*, arenito grosso a cncglomerático maciço; E) Fácies *Fl*, alternância de arenito muito fino, siltito e argilito com laminação horizontal plano-paralela; F) Fácies *Fm2*, siltito maciço; G) Fácies *Hf*, acamamento heterolítico *flaser* com laminações onduladas e predomínio de arenito fino em relação ao argilito; I) Fácies C, carvão.



Com base nas fácies sedimentares foi possível definir também três Unidades Depositionais para o Membro Siderópolis (Figura 24):

**Unidade Depositional 1** compreende um intervalo basal (< 20,00 m de espessura) da sucessão sedimentar, com uma associação de litofácies que compreende siltitos, pelitos, arenitos muito finos e camadas de carvão (*Sm, St, Sh, Fl, Fm1, Fm2* e *C*); nesse intervalo deposicional ocorrem as camadas de carvão Bonito Inferior, Pré-Bonito Superior, Bonito Superior e Ponte Alta. Caracteriza-se por uma sucessão de estratos organizados na forma de ciclos granodecrescentes ascendentes, geralmente marcados no topo por depósitos de carvão, interpretados como depósitos de planície costeira com pântanos e lagunas associadas.

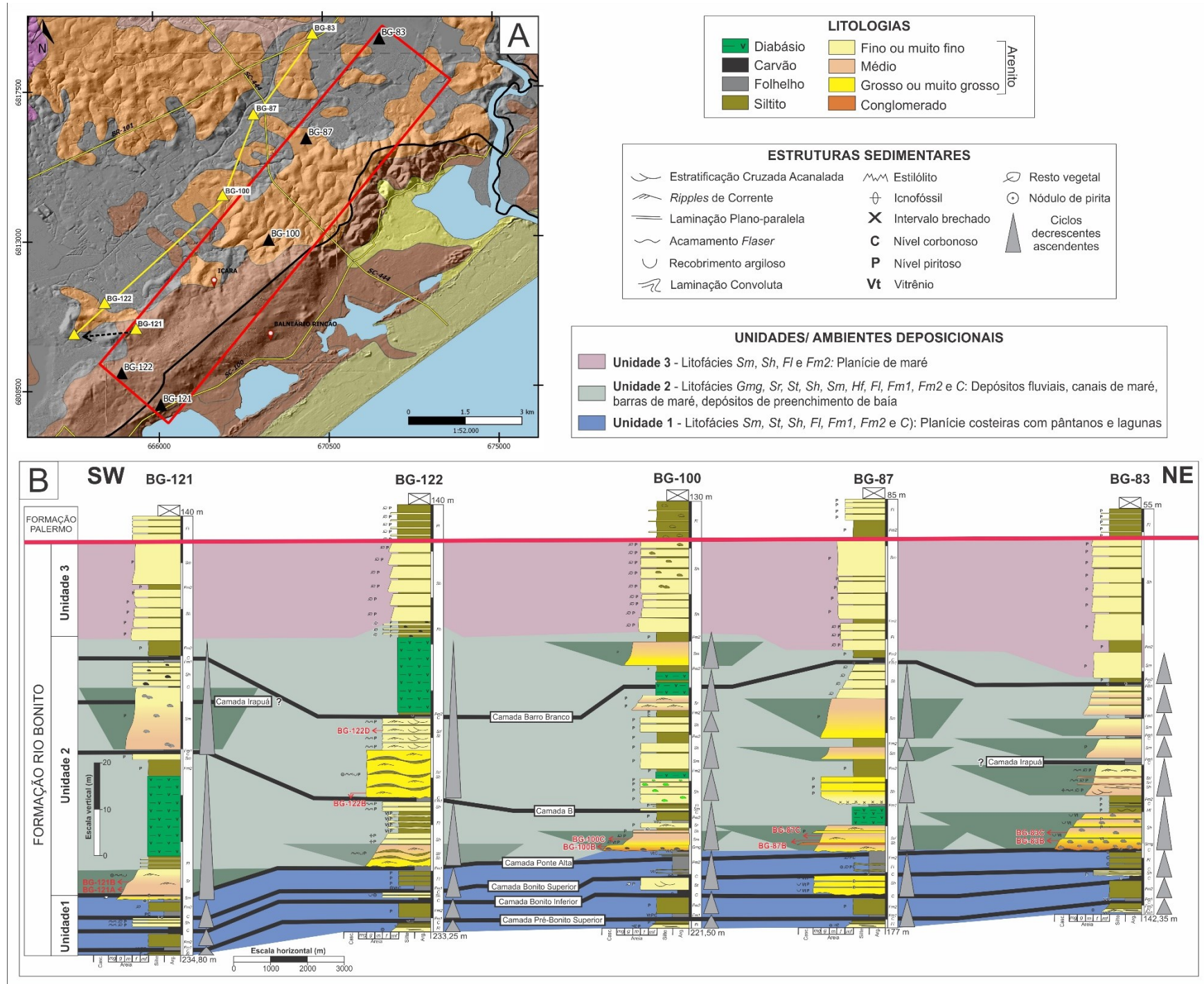
**Unidade Depositional 2** constitui a porção intermediária e mais expressiva da sucessão sedimentar, de onde foram retiradas as amostras de arenito grosso e conglomerático utilizadas na petrografia óptica e na petrofísica digital. É formada por uma associação de litofácies que compreende arenitos finos, arenitos médios, arenitos grossos a conglomerados, pelitos e camadas de carvão (*Gmg, Sr, St, Sh, Sm, Hf, Fl, Fm1, Fm2* e *C*); nesse intervalo deposicional ocorrem as camadas de carvão B., Irapuá e Barro Branco. Trata-se de uma sucessão de estratos organizados na forma de ciclos granodecrescentes ascendentes com leve padrão retrogradacional. Essa Unidade é representada por depósitos fluviais, canais de maré, barras de maré e depósitos de preenchimento de baía, que juntas formam um sistema deposicional estuarino dominado por maré.

**Unidade Depositional 3** ocorre na porção superior da sucessão sedimentar (< 30,00 m de espessura) e é constituída por uma associação de litofácies que compreende arenitos finos com siltitos intercalados (*Sm, Sh, Fl* e *Fm2*). Os estratos apresentam padrão agradacional, com alto teor de restos vegetais e nódulos de pirita disseminados, sendo interpretado como depósitos de planície de maré.

Além das rochas sedimentares, são registradas nos furos BG-87, BG-100, BG-121 e BG-122 ocorrências de intrusões de soleiras de diabásio da Formação Serra Geral.



Figura 24: A) Localização dos furos de sondagem (Figura 1); B) Correlação estratigráfica das seções colunares dos furos, da direita para esquerda, BG-121, BG-122, BG-100, BG-87 e BG-83, com detalhe para os intervalos amostrados.



Fonte: Do autor (2020).

## 5.2 PETROGRAFIA ÓPTICA

Os arenitos do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito) são maciços, pontualmente com gradação normal, grossos a conglomeráticos, moderadamente a mal selecionados, com arcabouço representado por grãos anédricos, angulosos, subangulosos a subarredondados, com baixa a moderada esfericidade. Os contatos entre os grãos são côncavo-convexos, alongados, pontuais ou suturados.

As composições modais (Tabela 8; Figura 25) desses arenitos se distribuem nos campos de subarcóseo e arcóseo do diagrama F-Q-L (Folk, 1974). Os grãos de quartzo ocorrem nas variedades monocristalino (Qm) e policristalino (Qp) e representam cerca de 65,95 a 82,52 % do arcabouço dos arenitos. Os feldspatos ocorrem nas variedades K-feldspato (ortoclásio e microclínio; Kf) e plagioclásio (PL) e representam cerca de 11,16 a 28,93 % do arcabouço. Alguns grãos de feldspatos apresentam estágios avançados de alteração que impossibilita a classificação dos mesmos em uma das variedades acima citadas. Assim sendo, esses feldspatos foram contabilizados na análise modal como feldspatos indiferenciados (FI) e representam cerca de 5,34 a 16,73 % do arcabouço dos arenitos. Os fragmentos líticos (L) são principalmente de origem sedimentar (arenitos e pelitos), com ocorrência pontual de fragmentos líticos ígneos vulcânicos (basaltos), e correspondem de 0,86 a 6,32 %. A matriz (M) é constituída principalmente por argilominerais e, pontualmente, por areia fina e representa de 1,65 a 7,33 % do volume dos arenitos. As porosidades são do tipo primária e secundária, sendo a secundária mais abundante, e variam entre 3,33 e 14,63 %. O cimento principal é carbonático e de sílica e, em menor proporção, de argilominerais e óxido/ hidróxido de Ferro, que corresponde entre 3,96 e 15,33 %. A matéria orgânica ocorre disseminada e representa menos de 1 % da rocha. Os minerais pesados mais abundantes são as micas (principalmente muscovita e biotita) e também representam menos de 1% dos grãos do arcabouço.

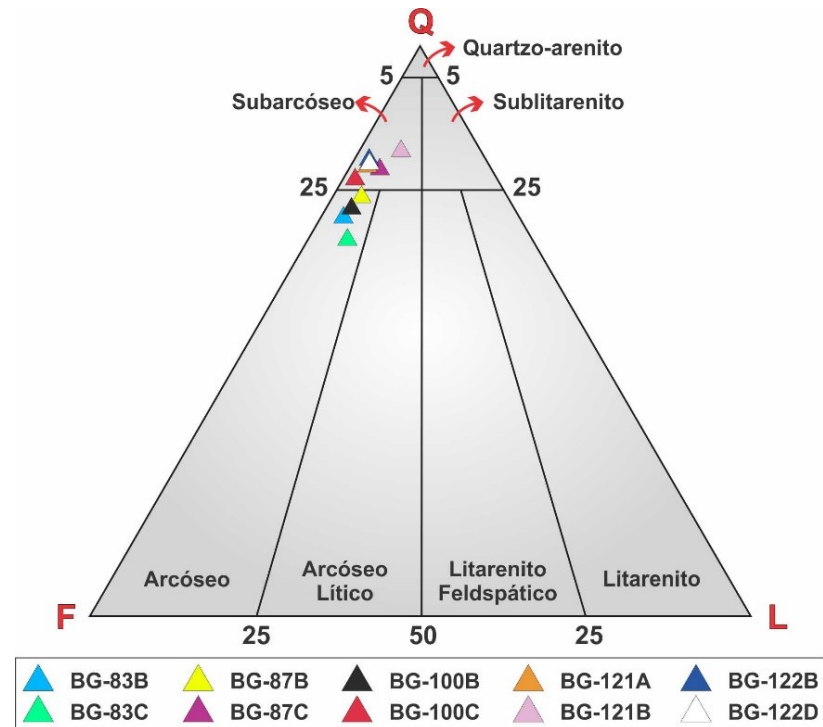


Tabela 8: Composição modal (%) dos arenitos. Ft= feldspatos totais; Qt= quartzos totais; Q=quartzo; Qm=quartzo monocristalino; Qp=quartzo policristalino; F=feldspato; KF=K-feldspato; PL=plagioclásio; FI=feldspato indiferenciado; L=líticos; M=matriz; MO=Matéria Orgânica; Po=porosidade e C=cimento.

Amostra	Granulometria	Ft	Qt	L	Q		K			M	MO	Po	C	Total	Rocha
					Qm	Qp	Kf	PL	FI						
BG-83B	Grosso a conglomerático	27,82	70,00	2,18	25,65	44,35	17,39	1,30	9,13	3,40	0	5,78	12,58	300	Arcóseo
BG-83C	Grosso a conglomerático	28,93	65,95	5,12	13,61	52,34	12,77	1,70	14,46	3,00	0	3,33	15,33	300	Arcóseo
BG-87B	Grosso a conglomerático	23,91	74,34	1,75	30,43	43,91	7,83	1,30	14,78	7,33	<1	9,66	5,66	300	Arcóseo
BG-87C	Grosso a conglomerático	18,45	78,54	3,01	17,17	61,37	9,44	0,43	8,58	4,98	<1	7,30	9,30	300	Subarcóseo
BG-100B	Grosso a conglomerático	25,56	71,30	3,14	35,42	35,88	8,97	0,90	15,69	4,62	<1	9,90	10,89	300	Arcóseo
BG-100C	Grosso a muito grosso	23,34	76,26	0,40	59,14	17,12	5,44	1,17	16,73	2,74	<1	14,63	3,96	300	Subarcóseo
BG-121A	Grosso a conglomerático	18,67	79,66	1,67	53,11	26,55	6,64	0,41	11,62	7,52	0	11,91	5,01	300	Subarcóseo
BG-121B	Grosso a conglomerático	11,16	82,52	6,32	48,06	34,46	5,82	0	5,34	7,14	<1	12,33	11,36	300	Subarcóseo
BG-122B	Grosso a muito grosso	18,80	80,34	0,86	56,84	23,50	7,27	0	11,53	1,65	<1	13,20	7,26	300	Subarcóseo
BG-122D	Grosso a muito grosso	18,90	79,83	1,27	47,90	31,93	12,18	0,42	6,30	4,23	<1	7,81	8,79	300	Subarcóseo

Fonte: Do autor (2020).

Figura 25: Classificação dos arenitos conforme o diagrama ternário F-Q-L de Folk (1974).



Fonte: Do autor (2020).

### 5.2.1 Subarcóseo

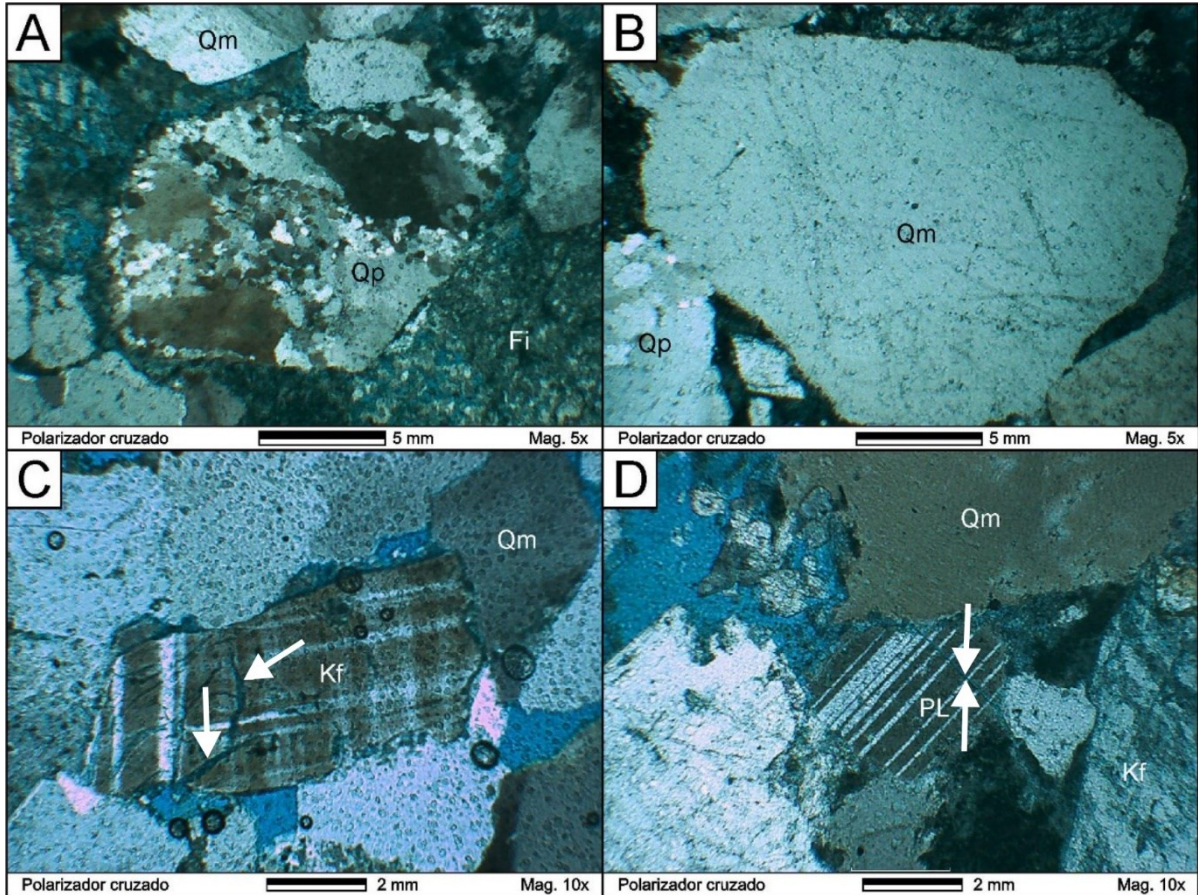
Os subarcóseos são grossos a muito grossos, por vezes conglomeráticos, moderadamente a mal selecionados, maciços e, pontualmente exibem gradação normal. Os grãos do arcabouço são anédricos, angulosos, subangulosos a subarredondados e com moderada a baixa esfericidade. Os contatos são, geralmente, côncavo-convexos ou alongados e, em alguns casos, pontuais e suturados.

O quartzo monocristalino (17,17 % < Qm > 59,14 %) exhibe forma anédrica angulosa a subarredondada, moderada esfericidade, com extinção abrupta reta e, subordinadamente, ondulante (Figura 26B). O quartzo policristalino (17,12 % < Qp > 61,37 %) possui forma anédrica subangulosa a subarredondada, com baixa a média esfericidade, extinção ondulante e constituído por dois ou mais cristais anédricos com contatos suturados e côncavo-convexos (Figura 26A). É válido ressaltar que o quartzo policristalino apresenta um diâmetro menor e, via de regra, é minoria em relação ao quartzo monocristalino.

Os K-feldspatos (5,44 % < Kf > 12,18 %) ocorrem nas variedades ortoclásio e o microclínio, apresentam maclas dos tipos Carlsbad e Tartan, formas anédricas subangulosas a subarredondadas, extinção abrupta reta e oblíqua (quando visível; Figura 26C). O plagioclásio (0 % < PL > 1,17 %) apresenta macla polissintética, forma anédrica angular a subarredondada e extinção abrupta oblíqua (quando visível); em todas as amostras o plagioclásio apresenta um diâmetro menor e também é minoria em relação aos K-feldspatos (Figura 26D).

Outra particularidade que cabe citar é que os feldspatos também foram agrupados como feldspatos indiferenciados (8,58 % < FI > 16,73 %), os quais são maioria em relação aos K-feldspatos e o plagioclásio. Os grãos descritos como feldspatos indiferenciados apresentam formato tabular e são preenchidos por argilominerais, porém se encontram em estágios avançados de alteração, muitas vezes gerando porosidade móldica.

Figura 26: Micrografias (polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Quartzo policristalino subarredondado com recristalizações (quartzo microcristalino; amostra BG-87C); B) Quartzo monocristalino subarredondado apresentando contatos pontuais com os demais grãos do arcabouço (amostra BG-121A); C) K-feldspato (microclínio) com microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-121A); D) Plagioclásio também com fratura intragranular (amostra BG-100C).



Fonte: Do autor (2020).

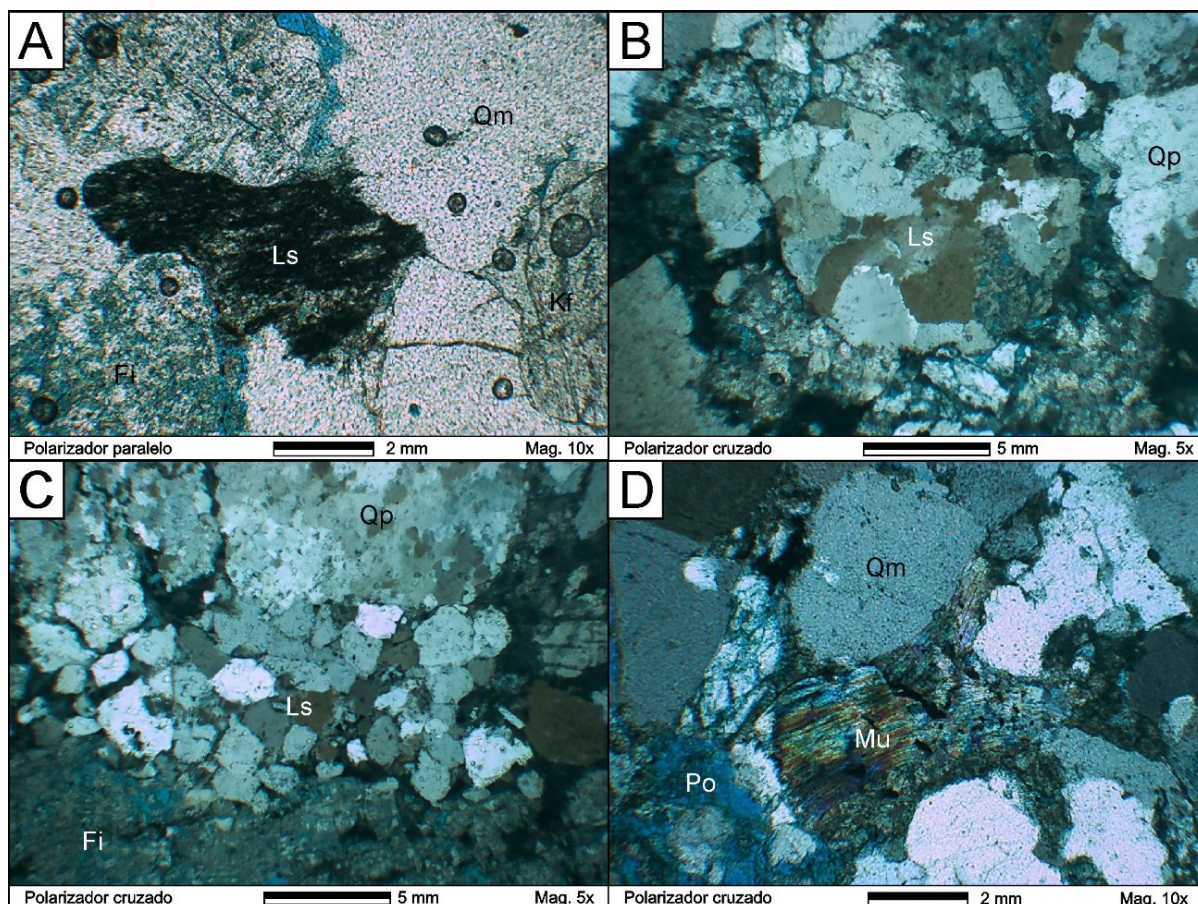
Os fragmentos líticos ( $0,40 \% < L > 6,32 \%$ ) são de origem sedimentar (Ls), com variedades que incluem clastos de pelito e arenito, e de origem ígnea vulcânica, com clastos de basalto. Os fragmentos líticos pelíticos são de argilito e siltito, maciços e laminados, angulosos a subangulosos, constituídos internamente por quartzo, argilominerais e, eventualmente, micas orientadas; é comum encontrar esses fragmentos gerando pseudomatrix (Figura 27A). Os fragmentos líticos areníticos são de arenito grosso e fino a médio, maciços, subangulosos a subarredondados, constituídos internamente, por quartzo (Qp e Qm), feldspato (Kf e PL), matriz e cimento (Figura 27B e C).

As micas (muscovita, biotita e clorita detríticas) constituem os minerais pesados mais abundantes. Apresentam forma tabular, extinção mosqueada, ocorrem principalmente deformadas, dobradas e, ocasionalmente, geram pseudomatrix (Figura 27D). Os demais minerais pesados incluem zircão, epidoto, rutilo e opacos. Além desses constituintes detríticos, ocorre ainda matéria orgânica disseminada.

A matriz é constituída por argilominerais e representa entre 1,65 e 7,52 % do arcabouço.



Figura 27: Micrografias (polarizadores paralelos e polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Fragmento lítico pelítico laminado gerando pseudomatriz (amostra BG-122D); B) Fragmento lítico de arenito grosso maciço constituído por Qm, Qp e FI (amostra BG-121B); C) Fragmento lítico de arenito fino a médio constituído por Qm, Qp e M (amostra BG-121B); D) Muscovita deformada gerando pseudomatriz (amostra BG-122D).

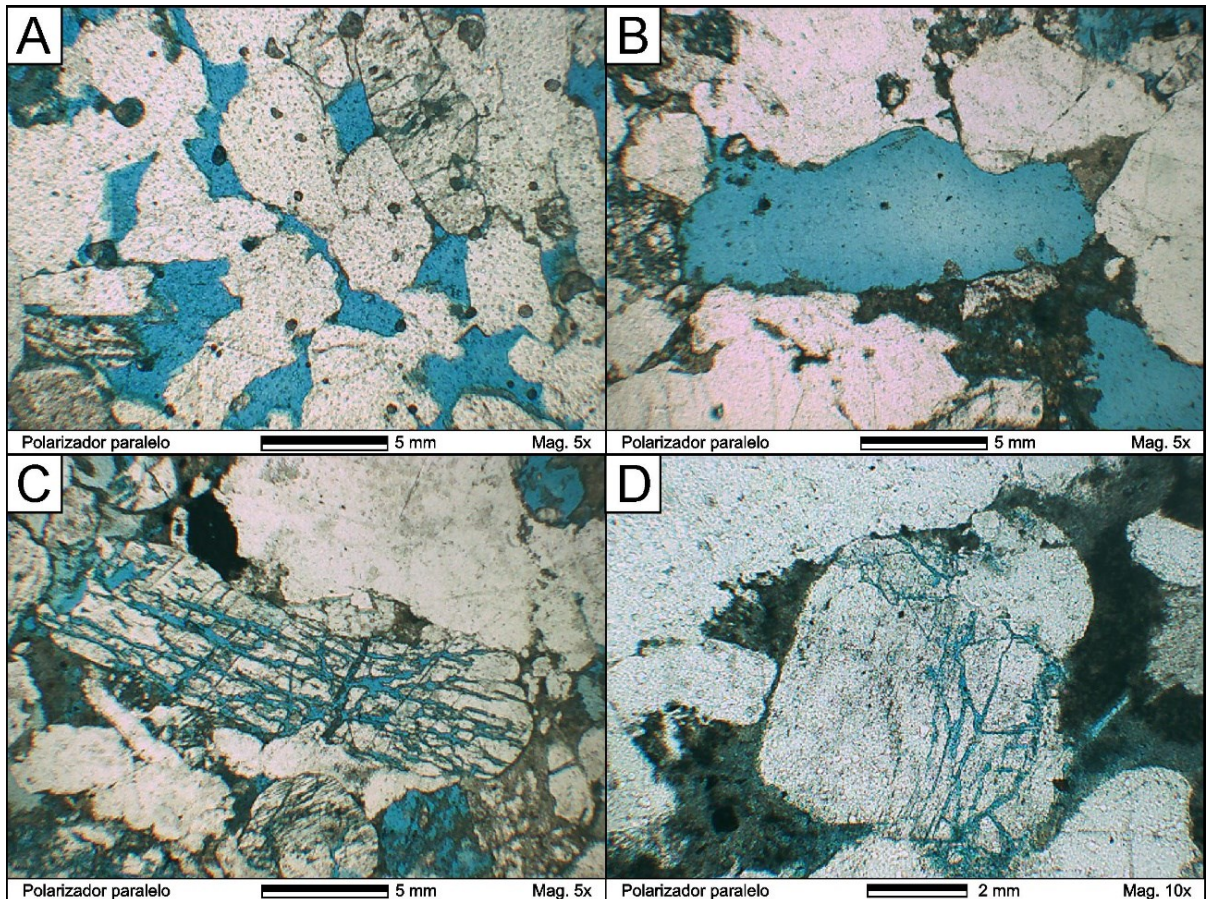


Fonte: Do autor (2020).

A porosidade nos subarcóseos varia entre 7,30 e 14,63 % e é classificada, de acordo com Tiab & Donaldson (2015), como pobre a razoável. Ocorre de três maneiras: primária intergranular (Po1), secundária (Po2) intragranular por dissolução total e parcial e secundária por microfraturamentos, sendo a segunda mais abundante. A porosidade intragranular por dissolução total ou parcial de grãos, cimento e matriz, gera poros môldicos, alongados (Figura 28A), agiantados (macroporos), com até 2 cm de diâmetro (Figura 38B), geralmente sem interconectividade. No caso da dissolução parcial, é comum encontrar grãos flutuantes em meio aos macroporos (Figura 28C). A porosidade secundária gerada por microfraturamentos é observada principalmente em grãos de feldspatos e quartzo monocristalino por meio de microfraturas intragranulares (Figura 28D); raramente ocorrem fraturas transgranulares.



Figura 28: Micrografias (polarizadores paralelos) dos arenitos: A) Porosidade primária (Po1) intergranular sendo fechada por cimento e porosidade secundária (Po2) intragranular por dissolução total, gerando poros alongados (amostra BG-100C); B) Porosidade secundária intragranular por dissolução total, gerando poros m6ldicos e agigantados (amostra BG-122A); C) Porosidade secundária intragranular por dissolu7o parcial de feldspato, detalhe para os grãos flutuantes (amostra BG-122A); D) Porosidade secundária originada por meio de microfaturas intragranulares em quartzo monocristalino (amostra BG-100C).



Fonte: Do autor (2020).

### 5.2.2 Arc6seo

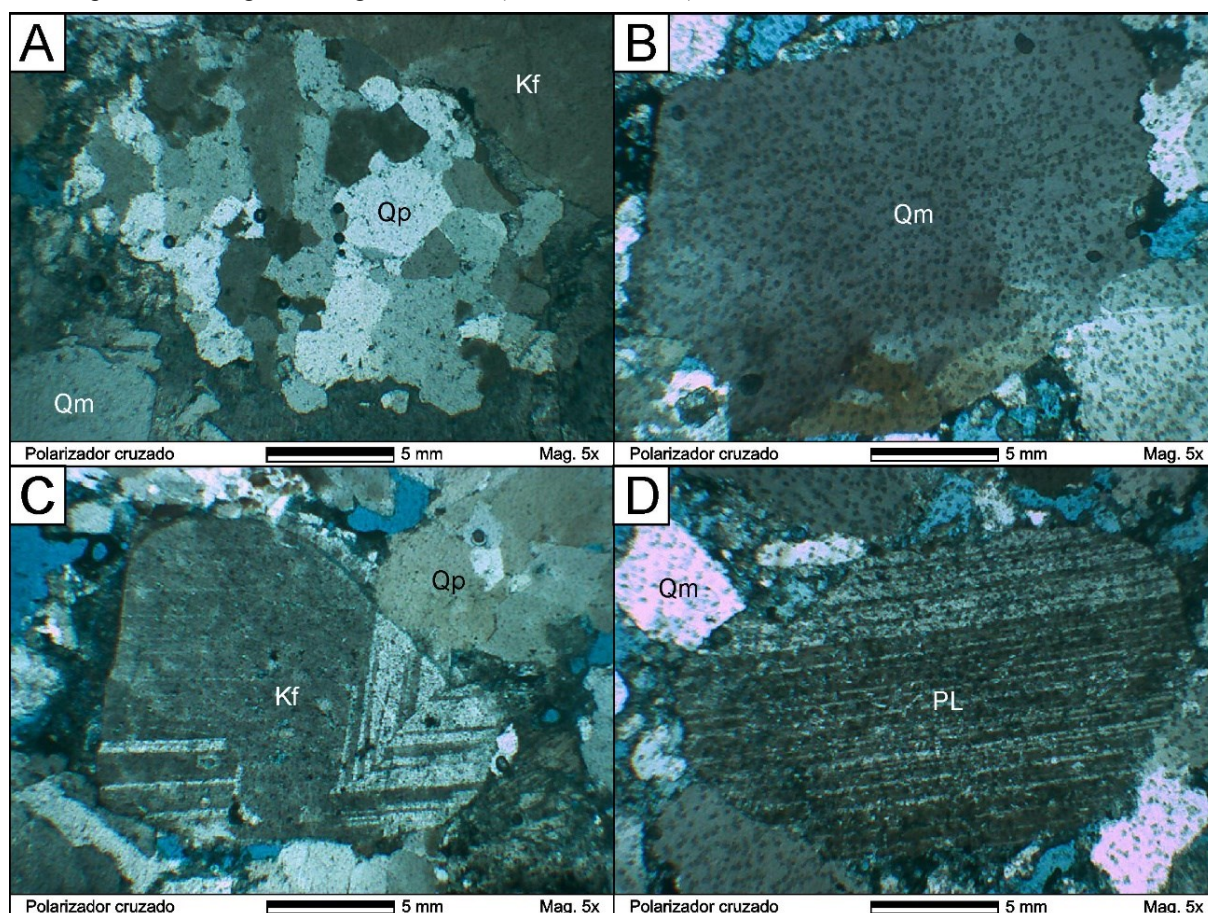
Os arc6seos são grossos a conglomeráticos, moderadamente a mal selecionados, maci7os e sem grada7o. Os grãos são an6dricos, angulosos, subangulosos a subarredondados, com baixa a m6dia esfericidade. Os contatos entre os mesmos são, em sua maioria, c4ncavo-convexos e alongados e, subordinadamente, pontuais e suturados.

O quartzo monocristalino ( $13,61\% < Q_m > 35,42\%$ ) exibe forma an6drica angulosa a subarredonda, baixa esfericidade, extin7o oblíqua e, secundariamente, ondulante (Figura 29B). O quartzo policristalino ( $35,88\% < Q_p > 52,34\%$ ) possui forma subangulosa a subarredondada, com baixa a m6dia esfericidade, extin7o ondulante, sendo constituído por dois ou mais cristais an6dricos, que apresentam contatos suturados e c4ncavo-convexos (Figura 29A). Nesse caso, o quartzo policristalino  mais abundante e apresenta um diâmetro aproximado do quartzo monocristalino.



Os K-feldspatos (8,97 % < Kf > 17,39 %), que englobam as variedades ortoclásio e microclínio, apresentam maclas Carlsbad e Tartan, forma anédrica subangular a subarredondada, extinção abrupta reta e oblíqua (quando visível; Figura 29C). O plagioclásio (0,90 % < PL > 1,70 %) apresenta macla polissintética, forma anédrica angular a subarredondada, diâmetro menor que a variedade potássica e extinção abrupta oblíqua (quando visível; Figura 29D). Os feldspatos indiferenciados (FI), os quais se encontram muito alterados para serem classificados nas variedades citadas acima, são maioria e representam entre 9,13 e 15,69 % do arcabouço dos arenitos.

Figura 29: Micrografias (polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Quartzo policristalino recristalizado (amostra BG-83B); B) Quartzo monocristalino subarredondado com extinção ondulante (amostra BG-83B); C) K-feldspato (microclínio) exibindo macla Tartan bem desenvolvida (amostra BG-83C); D) Plagioclásio subarredondado em contato pontual e alongado com grãos de Qm (amostra BG-83C).



Fonte: Do autor (2020).

Os fragmentos líticos (2,18 % < L > 5,12 %) são de origem sedimentar (Ls), com variedades que incluem clastos de pelito e arenito e, pontualmente, na lâmina BG-100B, ocorrem clastos de origem ígnea vulcânica, variedade basalto. Os fragmentos líticos pelíticos (Figura 30A) são de argilito e siltito, maciços e laminados, angulosos a subangulosos, com baixa esferecidade, constituídos internamente por quartzo e argilominerais; é comum ocorrerem deformados entre os demais grãos do arcabouço, gerando

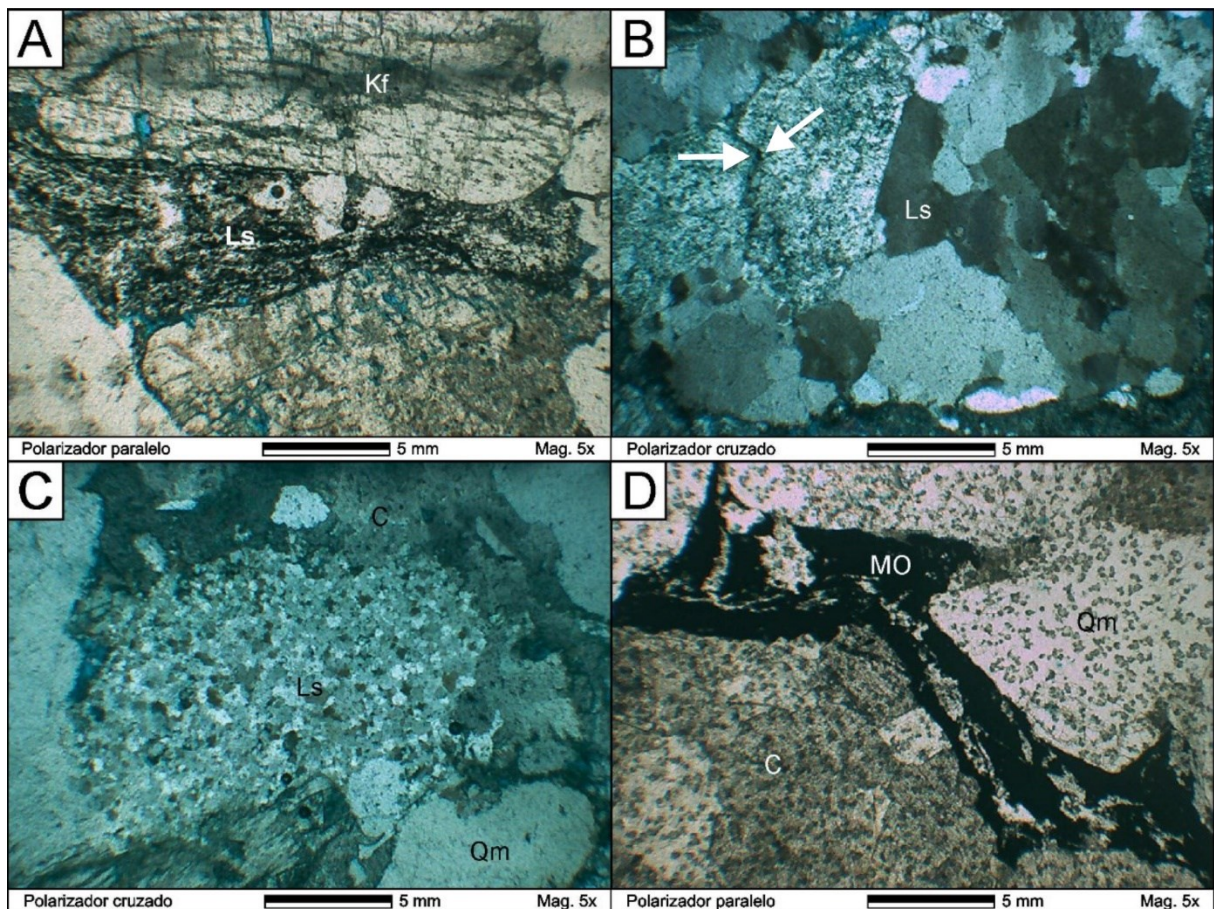


pseudomatriz. Os fragmentos líticos areníticos são de arenito grosso, arenito muito fino a fino, maciços, subangulosos a subarredondados, baixa esferecidade, constituídos internamente por quartzo (Qp e Qm), feldspato (Kf e PL), matriz e cimento (Figura 30B e C). Os fragmentos líticos vulcânicos de basalto são isotrópicos, subangulosos a subarredondados, baixa esferecidade, constituídos internamente por piroxênios e plagioclásios.

As micas, variedade muscovita e biotita, constituem os minerais pesados mais abundantes. Apresentam forma tabular, extinção mosqueada, ocorrem principalmente deformadas e dobradas e, ocasionalmente, geram pseudomatriz. Os demais minerais pesados incluem zircão, epidoto, rutilo e opacos. Além desses constituintes detríticos, ocorre ainda matéria orgânica disseminada, amorfa e deformada (Figura 30D).

A matriz (M) é constituída por argilominerais e, pontualmente, por areia fina; representa entre 3,00 e 7,33 % do arcabouço dos arcóseos.

Figura 30: Micrografias (polarizadores paralelos e polarizadores cruzados) dos arenitos: A) Fragmento lítico pelítico laminado deformado entre grãos de feldspato (amostra BG-87B); B) Fragmento lítico de arenito grosso maciço constituído por Qp e Kf com microfaturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-83B); C) Fragmento lítico de arenito muito fino a fino constituído por Qm e Qp (amostra BG-100B); D) Matéria orgânica disseminada e deformada (amostra BG-83B).

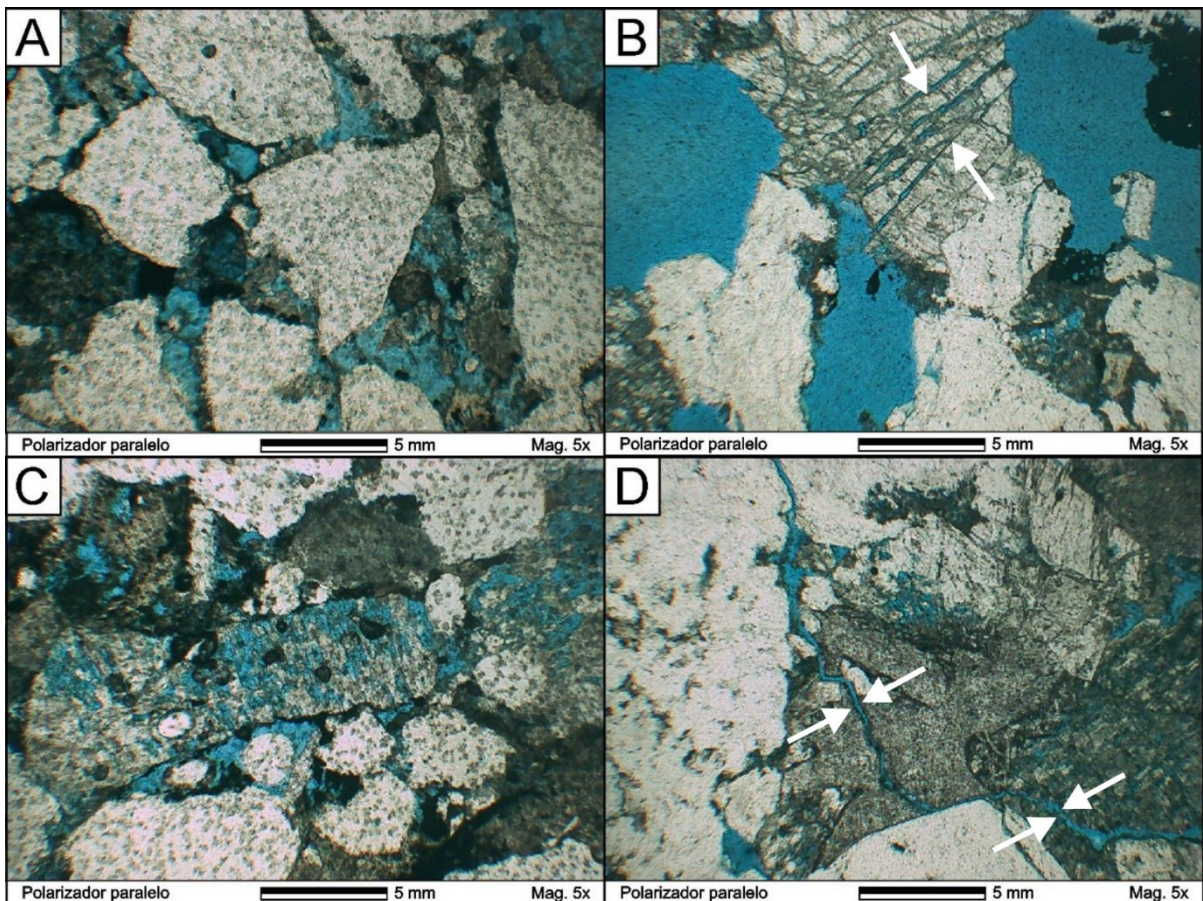


Fonte: Do autor (2020).



A porosidade nos arcóseos varia entre 9,90 e 3,33 % e é classificada, de acordo com Tiab & Donaldson (2015), como pobre, sendo substancialmente menor do que nos subarcóseos. Ocorre porosidade primária intergranular (Figura 31A), secundária intergranular por dissolução e porosidade secundária por microfraturamentos. Nos arcóseos, a porosidade secundária por dissolução total ou parcial de grãos, cimento e matriz é a mais abundante. Gera poros móldicos, alongados, agigantados (macroporos; Figura 31B) e muitas vezes sem interconectividade; no caso da dissolução parcial, é comum encontrar grãos flutuantes em meio aos macroporos (Figura 31C). A porosidade secundária por microfraturas intragranulares, em grãos de Qm e feldspatos, e transgranulares também é comum (Figura 31D).

Figura 31: A) Porosidade primária intergranular (Po1; amostra BG-100B); B) Porosidade secundária intragranular por dissolução total, gerando poros móldicos e agigantados, microfraturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-87B); C) Porosidade secundária intragranular por dissolução parcial de feldspato com grãos flutuantes (amostra BG-83B); D) Porosidade secundária gerada por microfraturas transgranulares no arcabouço do arenito (amostra BG-83C).



Fonte: Do autor (2020).



### 5.2.3 Aspectos diagenéticos dos arenitos

Os subarcóseos e os arcóseos apresentam constituintes e feições diagenéticas semelhantes que se desenvolveram ao longo dos três estágios diagenéticos de eo, meso e telodiagênese (Figura 32).

Figura 32: Feições, constituintes e os estágios da diagênese associados aos arenitos.

FEIÇÕES E CONSTITUINTES DIAGENÉTICOS	EODIAGÊNESE	MESODIAGÊNESE	TELODIAGÊNESE
Compactação mecânica	██████████	██████████	
Compactação química		██████████	
Contato côncavo-convexo		██████████	
Contato suturado		██████████	
Cimento carbonático	██████████	██████████	
Cimento de quartzo		██████████	
Cimento de argilominerais	██████████	██████████	
Cimento de óxido/ hidróxido de Ferro		██████████	
Cutans	██████████		

Fonte: Do autor (2020).

As feições diagenéticas que ocorrem nos arenitos estão relacionadas principalmente com a compactação mecânica e química, geradas durante o soterramento.

Com relação a compactação mecânica, as evidências são: 1) Deformação de micas (muscovita e biotita); 2) Grãos deformados, geralmente líticos sedimentares, gerando pseudomatriz; 2) Microfraturas intra e transgranulares; 4) Geração de porosidade secundária por meio de microfraturamentos; 5) Destruição da porosidade primária e 6) Geração de contatos côncavo-convexos entre os grãos do arcabouço.

As evidências da compactação química, por sua vez, são: 1) Dissolução total e parcial de grãos, cimento e matriz; 2) Estilólitos (dissolução por pressão); 3) Geração de contatos suturados entre os grãos do arcabouço e 3) Geração de porosidade secundária por dissolução, presença de poros alongados, agigantados e móldicos.

Além da compactação mecânica e química, outra feição diagenética comum observados nos arenitos é a recristalização de quartzo. A recristalização, proveniente da precipitação de sílica, gera mudança no tamanho e forma dos grãos de quartzo policristalino.

Com relação aos constituintes diagenéticos, os mais abundantes nos arenitos são os cimentos carbonático, de sílica e pirita autogênica. Nos subarcóseos a porcentagem de cimento na rocha varia de 3,96 a 11,36 % e nos arcóseos varia de 5,66 a 15,36 %.

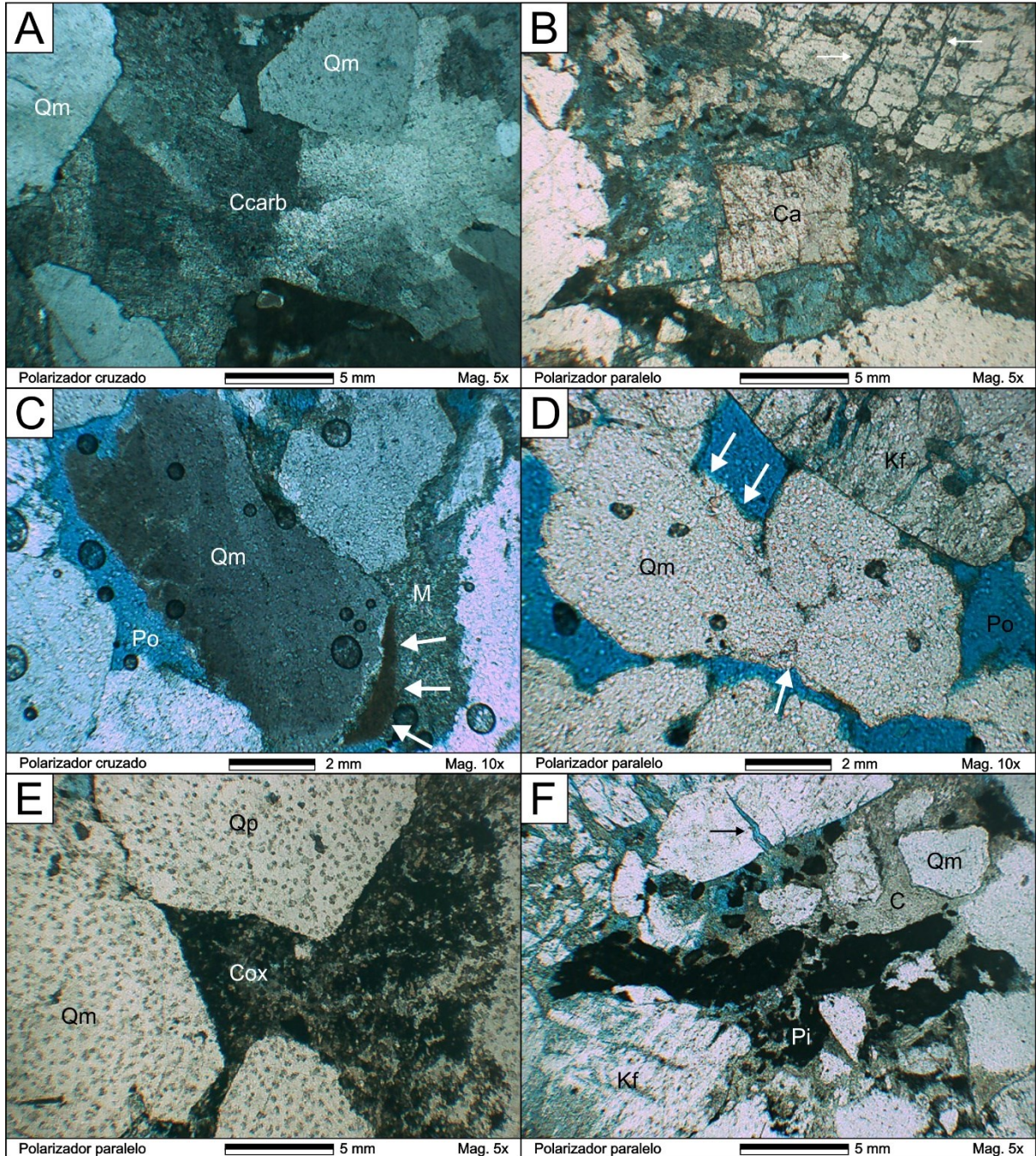
O cimento carbonático ocorre disseminado, substituindo totalmente ou parcialmente a matriz e os grãos de feldspato e quartzo, bem como, preenchendo poros (Figura 33A). É comum que os minerais carbonáticos exibam maclas romboédricas e textura poiquilotópica (Figura 33B).

O cimento de sílica e o quartzo autigênico ocorrem como sobrecrecimento sintaxial e epitaxial (Figura 33C), ou seja, sobrecrecimento em continuidade e em descontinuidade cristalina com o grão hospedeiro, associados ou não a presença *cutans* (películas de óxido de ferro e/ou argilas; Figura 33D), principalmente nas bordas dos quartzos monocristalinos.

Os cimentos de argilominerais (caulinita e illita) e de óxido/hidróxido de ferro (Figura 33E), por sua vez, são menos expressivos, também ocorrem disseminados, preenchendo totalmente ou parcialmente os grãos, a matriz e os espaços permoporosos

A pirita ocorre como mineral autigênico, precipitado na forma de minerais maciços isolados e como agregados, substituindo parcialmente os grãos do arcabouço (Figura 33F).

Figura 33: A) Cimento carbonático disseminado substituindo totalmente a matriz e grãos do arcabouço (amostra BG-121A); B) Carbonato autigênico com maclas romboédricas, microfaturas intragranulares indicadas por setas brancas (amostra BG-121A); C) Sobrecrescimento epitaxial de quartzo (sobrecrescimento em descontinuidade cristalina com o grão hospedeiro) indicado por setas brancas (amostra BG-83B); D) Sobrecrescimento de quartzo autigênico e películas de argila (cutans) (amostra BG-87B); E) Cimento de óxido/ hidróxido de Ferro junto a matriz de arenito muito fino (amostra BG-100B); F) Pirita e outros minerais opacos precipitados como minerais isolados e agregados (amostra BG-87C).



Fonte: Do autor (2020).



### 5.3 PETROFÍSICA DIGITAL

#### 5.3.1 Pré-processamento e binarização

O pré-processamento das imagens das cinco amostras de arenito, adquiridas através da Micro-CT em duas diferentes escalas, compreendeu as etapas de recorte, estabelecendo regiões de interesse, tratamento, por meio de filtros específicos, e binarização, conforme especificado nos itens 4.4.2 e 4.4.3.

O recorte foi realizado de modo a abranger a maior parte das imagens, a fim de que a obtenção de dados da amostra fosse representativa. A binarização foi realizada estabelecendo diferentes limiares, onde a fase porosa assume o valor de 1 (regiões pretas) e a fase não porosa assume o valor de 0 (regiões brancas). A Tabela 9 apresenta a resolução, o número de imagens (fatias) processadas e o limiar escolhido na binarização para cada amostra.

Tabela 9: Resolução, número de fatias processadas e limiar escolhido para cada amostra de arenito.

<b>Amostra</b>	<b>Rocha</b>	<b>Resolução</b>	<b>Número de fatias</b>	<b>Limiar (<i>Threshold</i>)</b>
<b>BG-83B</b>	Arcóseo grosso a conglomerático	7,54 $\mu\text{m}$	891	13
<b>BG-83B</b>	Arcóseo grosso a conglomerático	30,16 $\mu\text{m}$	1020	50
<b>BG-87C</b>	Subarcóseo grosso a conglomerático	7,98 $\mu\text{m}$	1261	21
<b>BG-87C</b>	Subarcóseo grosso a conglomerático	25,67 $\mu\text{m}$	1029	40
<b>BG-100C</b>	Subarcóseo grosso a muito grosso	7,35 $\mu\text{m}$	887	20
<b>BG-100C</b>	Subarcóseo grosso a muito grosso	24,76 $\mu\text{m}$	1075	43
<b>BG-121A</b>	Subarcóseo grosso a conglomerático	7,74 $\mu\text{m}$	882	24
<b>BG-121A</b>	Subarcóseo grosso a conglomerático	24,76 $\mu\text{m}$	1130	47
<b>BG-122B</b>	Subarcóseo grosso a muito grosso	7,27 $\mu\text{m}$	969	20
<b>BG-122B</b>	Subarcóseo grosso a muito grosso	25,17 $\mu\text{m}$	1414	46

Fonte: Do autor, 2020.

### 5.3.2 Quantificação e predição das propriedades petrofísicas

Os atributos petrofísicos dos arenitos, obtidos através das imagens binarizadas, foram: 1) porosidade média absoluta; 2) permeabilidade absoluta; 3) variação da porosidade por fatia; 4) variação do raio de poro médio por fatia e 5) distribuição do tamanho de poros.

A porosidade absoluta foi estimada a partir da segmentação binária as imagens 3D, de forma que o valor total de *voxels* da fase porosa (valor de 1) foi dividido pelo número total de *voxels* (valor de 0 e 1) da imagem. O perfil de porosidade é definido, em cada fatia, pelo número de pixels com valor 1 dividido pelo número total de pixels da fatia. As demais características, tais como a permeabilidade absoluta e a distribuição do tamanho de poros, foram estimadas com base na modelagem que segue o conceito de Rede de Poros e Ligações, abordada no item 4.4.4.

Obteve-se para as amostras valores de porosidade absoluta que variam de 0,56 a 9,19 %, sendo classificados, de acordo com Tiab & Donaldson (2015), como porosidades insignificantes a pobres. Com relação a permeabilidade absoluta, houve percolação nas amostras BG-100C (resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ ) e BG-122B (resoluções de 7,27 e 25,17  $\mu\text{m}$ ); a percolação ocorreu apenas nos eixos x e y e os valores de permeabilidade variam de 1,06 a 6,27 mD, classificados como de qualidade fraca, conforme Tiab & Donaldson (2015). A tabela 10 traz um comparativo entre as porosidades médias absolutas e as permeabilidades absolutas, nos três eixos, para cada uma das amostras.

Tabela 10: Porosidade média absoluta e permeabilidade média absoluta para cada amostra de arenito.

Amostra	Resolução ( $\mu\text{m}$ )	Porosidade média absoluta (%)	Permeabilidade absoluta (mD)		
			Eixo x	Eixo y	Eixo z
BG-83B	7,54	2,10	0	0	0
BG-83B	30,16	2,11	0	0	0
BG-87C	7,98	1,19	0	0	0
BG-87C	25,67	0,56	0	0	0
BG-100C	7,35	6,75	0	0	0
BG-100C	24,76	9,19	5,47	6,27	0
BG-121A	7,74	3,41	0	0	0
BG-121A	24,76	1,89	0	0	0
BG-122B	7,27	6,34	3,45	1,08	0
BG-122B	25,17	4,36	1,06	2,46	0

Fonte: Do autor (2020).

**Amostra BG-83B:** Na amostra BG-83B com resolução de 7,54  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 0,1 a 8,6 % (média de 2,10 %) e, de maneira geral, ocorre a diminuição da base (fatia 0) em direção ao topo (fatia 890) do *plug* (Figura 34A). O tamanho médio dos poros varia de 2,6 a 997,6  $\mu\text{m}$  e também há uma diminuição do tamanho dos poros da base para o topo (Figura 34C). Os poros apresentam raio que varia de 7 a 175  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 55,00  $\mu\text{m}$ ; (Figura 34E).

Na amostra BG-83B com resolução de 30,16  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 0,3 a 5,9 % (média de 2,11 %) e ocorre um aumento da base (fatia 0) até o centro do *plug*, seguido por uma diminuição em direção ao topo (fatia 1019; Figura 34B). O tamanho médio dos poros varia de 21,3 a 1027,7  $\mu\text{m}$  e ocorrem poros de tamanhos maiores somente na região central da amostra (Figura 34D). Os poros apresentam raio que varia de 30 a 750  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 149,65  $\mu\text{m}$ ; Figura 34F).

Figura 34: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-83B (7,54  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-83B (30,16  $\mu\text{m}$ ).

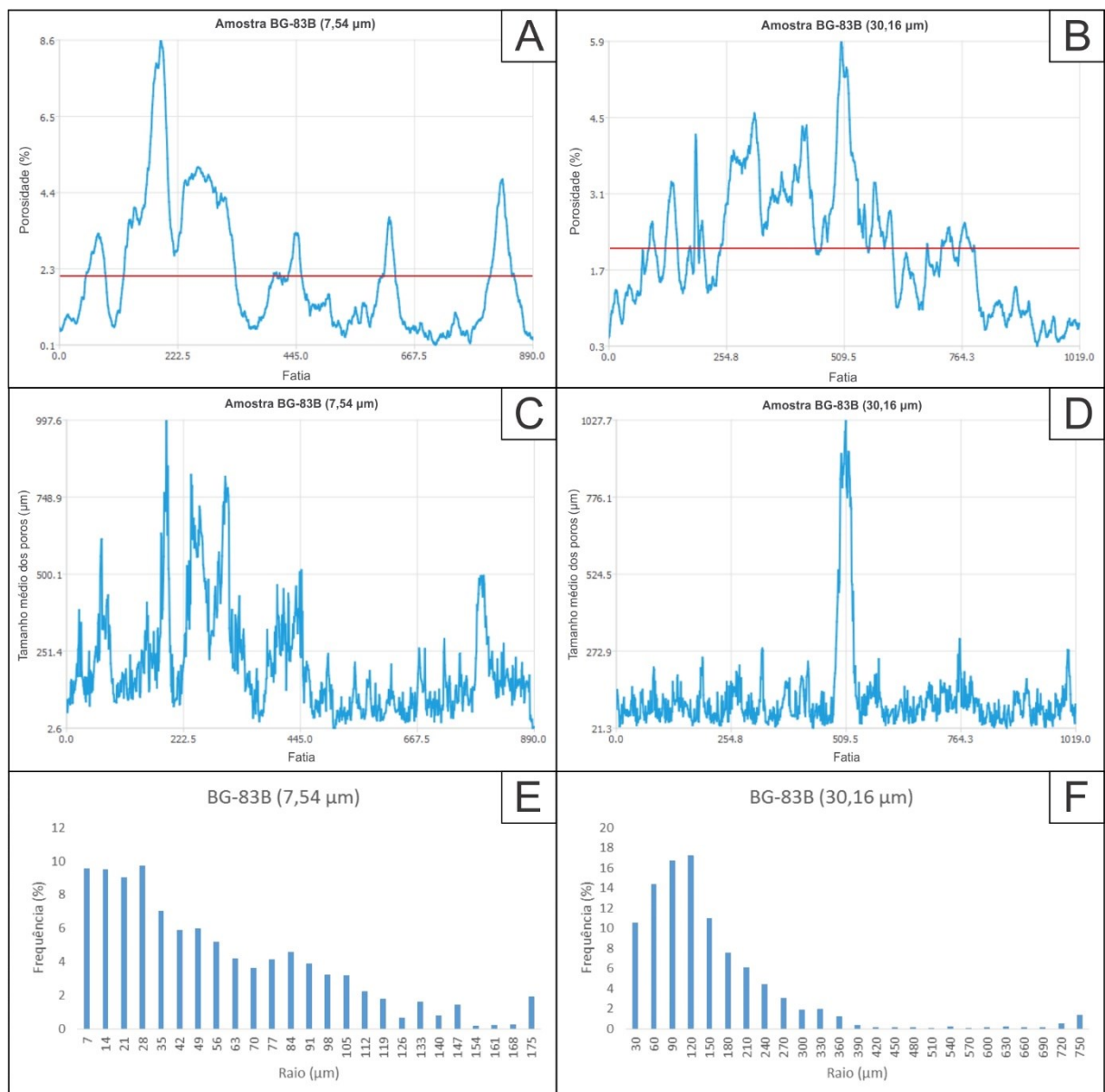
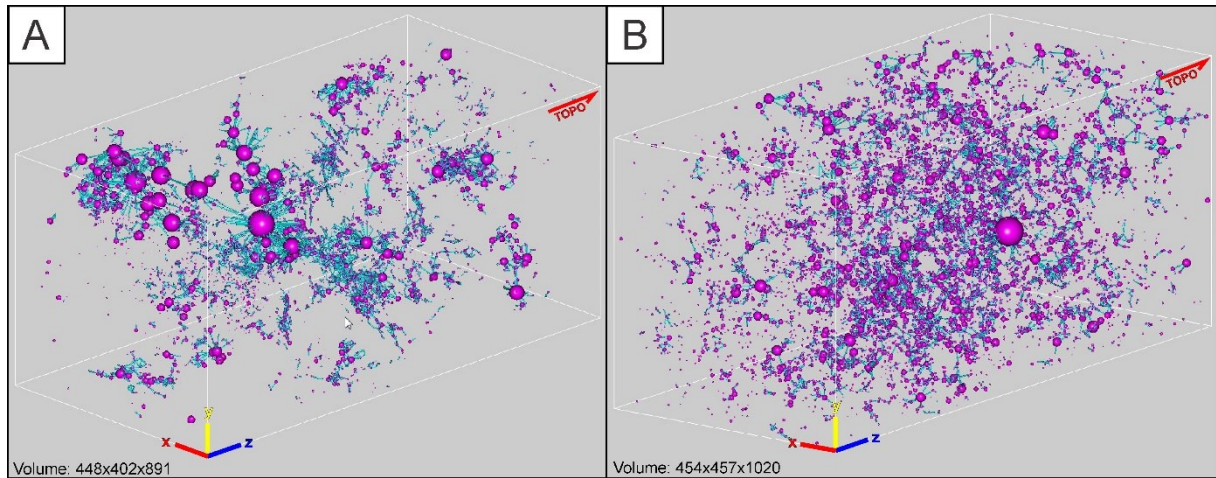
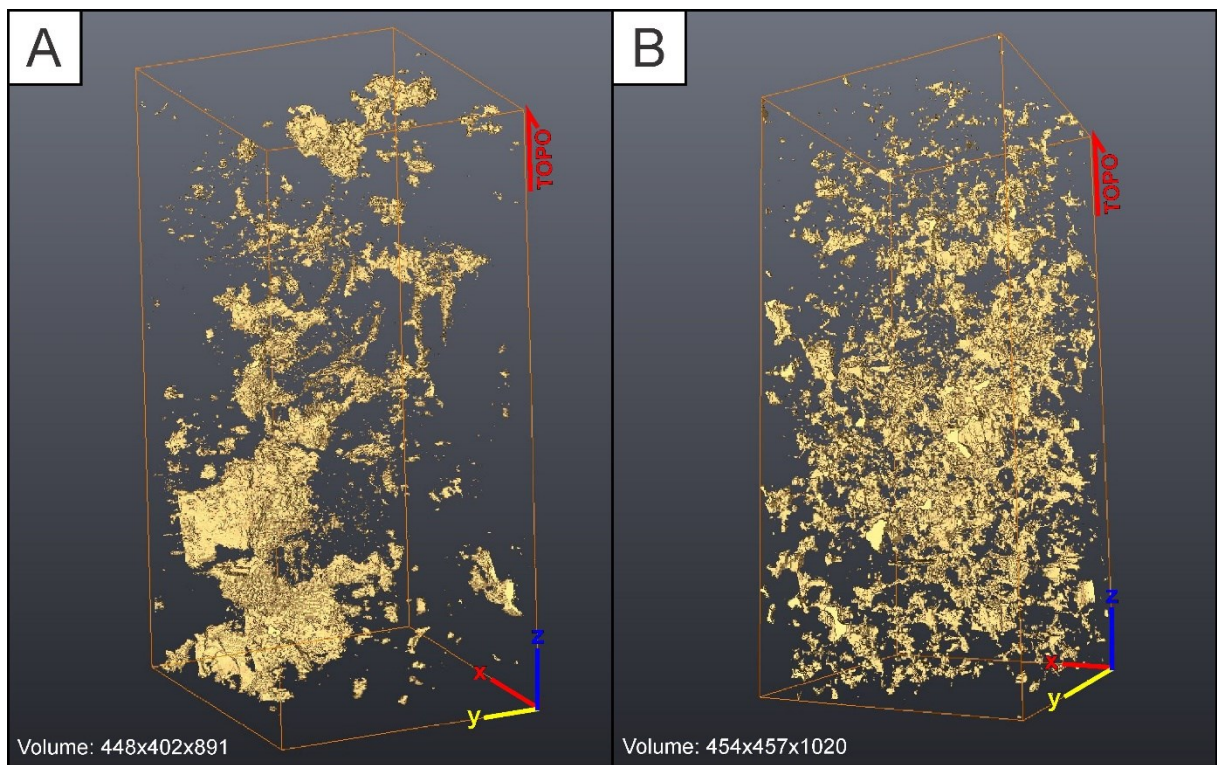


Figura 35: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-83B com resolução de 7,54  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-83B com resolução de 30,16  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

Figura 36: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-83B com resolução de 7,54  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-83B com resolução de 30,16  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

**Amostra BG-87C:** Na amostra BG-87C com resolução de 7,98  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 0,18 a 3,6 % (média de 1,19 %), distribuindo-se de uma maneira heterogênea ao longo do *plug*, sem uma tendência significativa (Figura 37A). O tamanho médio dos poros varia de 2,1 a 833,7  $\mu\text{m}$ , com ocorrência pontual de poros maiores na porção basal (Figura 37C). Os poros apresentam raio que varia de 7 a 84  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 27,72  $\mu\text{m}$ ; Figura 37E).

Na amostra BG-87C com resolução de 25,67  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 0,15 a 4,02 % (média de 0,56 %) e aumenta, de maneira abrupta, em relação ao topo do *plug* (fatia 1026; Figura 37B). O tamanho médio dos poros varia de 1,9 a 269,5  $\mu\text{m}$ , com ocorrência pontual de poros maiores na porção central do *plug* (Figura 37D). Os poros apresentam raio que varia de 25 a 225  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 60,31  $\mu\text{m}$ ; Figura 37F).

Figura 37: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-87C (7,98  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-87C (25,67  $\mu\text{m}$ ).

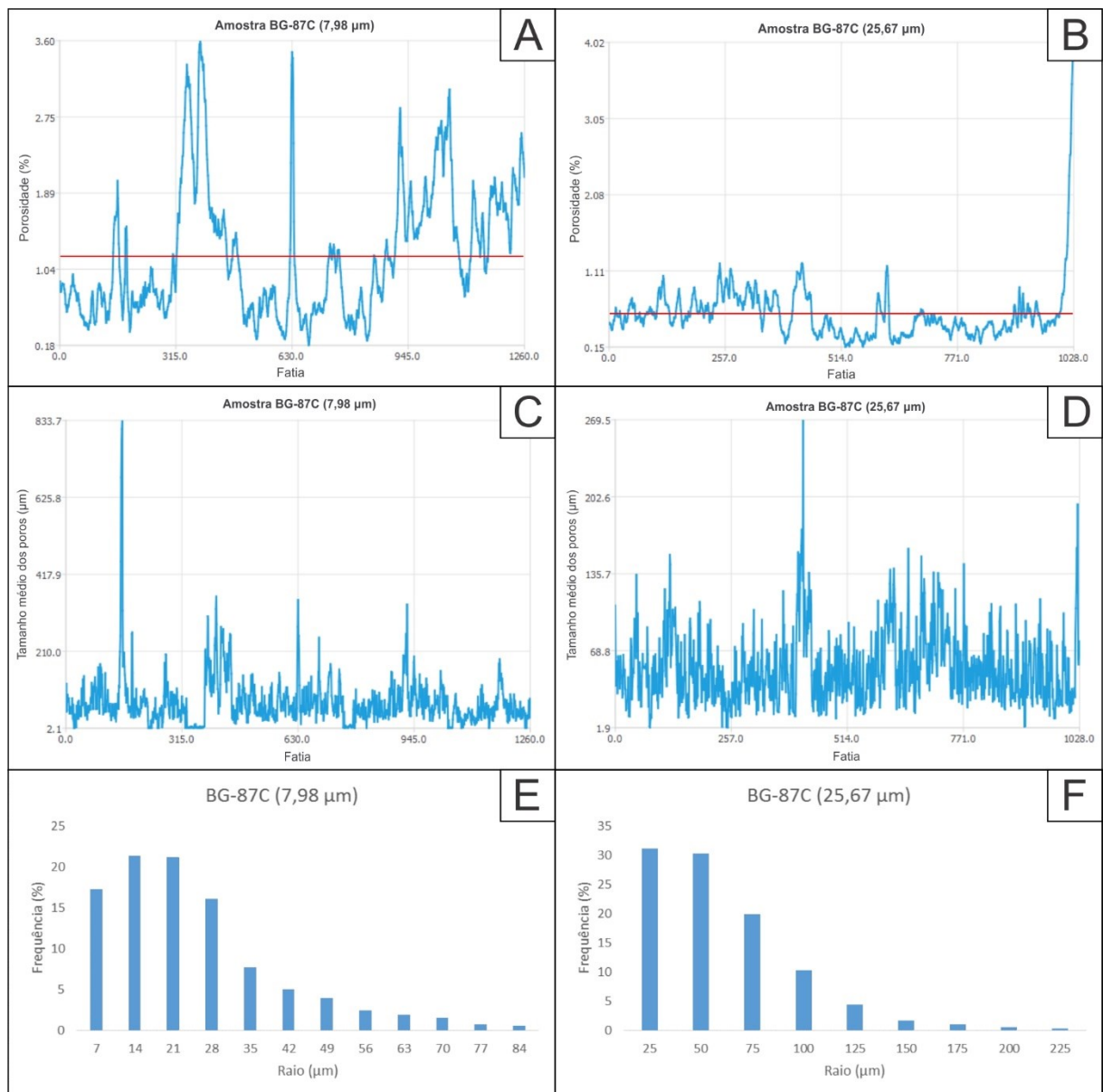
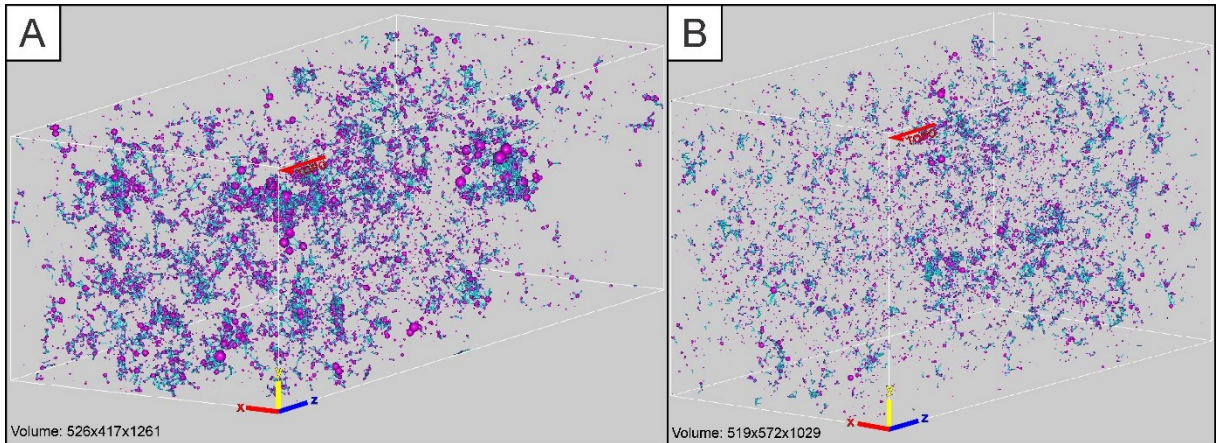


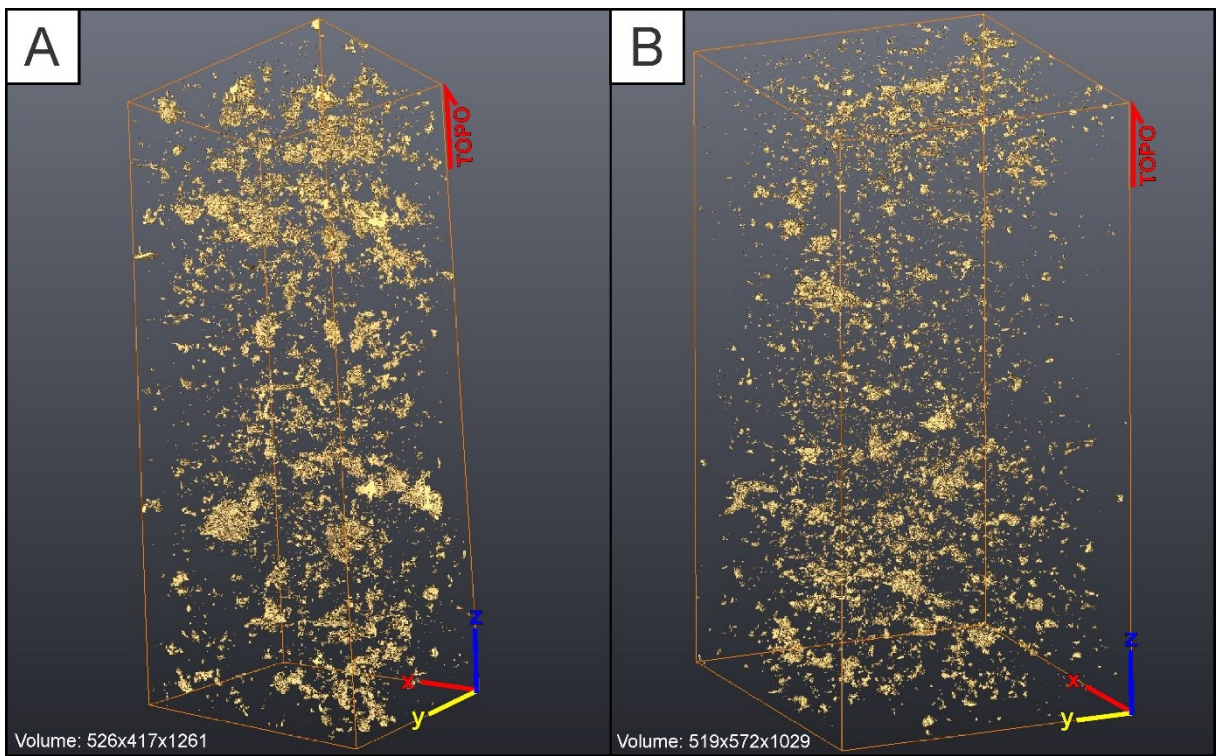


Figura 39: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-87C com resolução de 7,98  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-87C com resolução de 25,67  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

Figura 38: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-87C com resolução de 7,98  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-87C com resolução de 25,67  $\mu\text{m}$ .

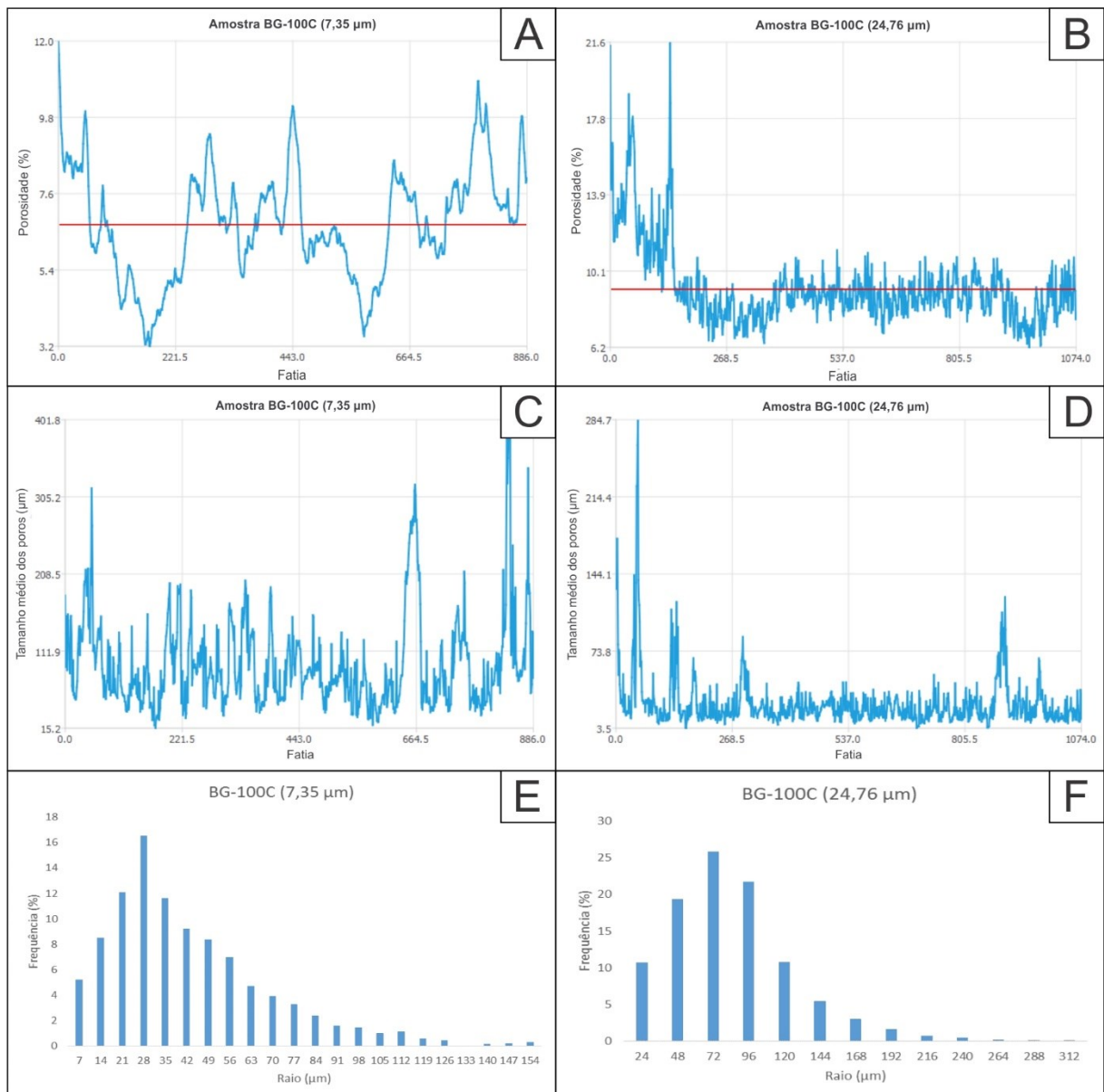


Fonte: Do autor (2020).

**Amostra BG-100C:** Na amostra BG-100C com resolução de 7,35  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 3,2 a 12,0 % (média de 6,75 %), distribuindo-se de uma maneira heterogênea ao longo do *plug* (Figura 40A). O tamanho médio dos poros varia de 15,2 a 401,8  $\mu\text{m}$ , com uma tendência suave de aumento no tamanho dos poros em direção ao topo (fatia 886; Figura 40C). Os poros apresentam raio que varia de 7 a 154  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 42,60  $\mu\text{m}$ ; Figura 40E).

Na amostra BG-100C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$  a porosidade varia de 6,2 a 21,6 % (média de 9,19 %), com uma diminuição da base (fatia 0) em direção ao topo do *plug* (fatia 1074; Figura 40B). O tamanho médio dos poros varia de 3,5 a 284,7  $\mu\text{m}$ , com uma diminuição abrupta do tamanho dos poros em direção ao topo (Figura 40D). Os poros apresentam raio que varia de 24 a 312  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 83,87  $\mu\text{m}$ ; Figura 40F).

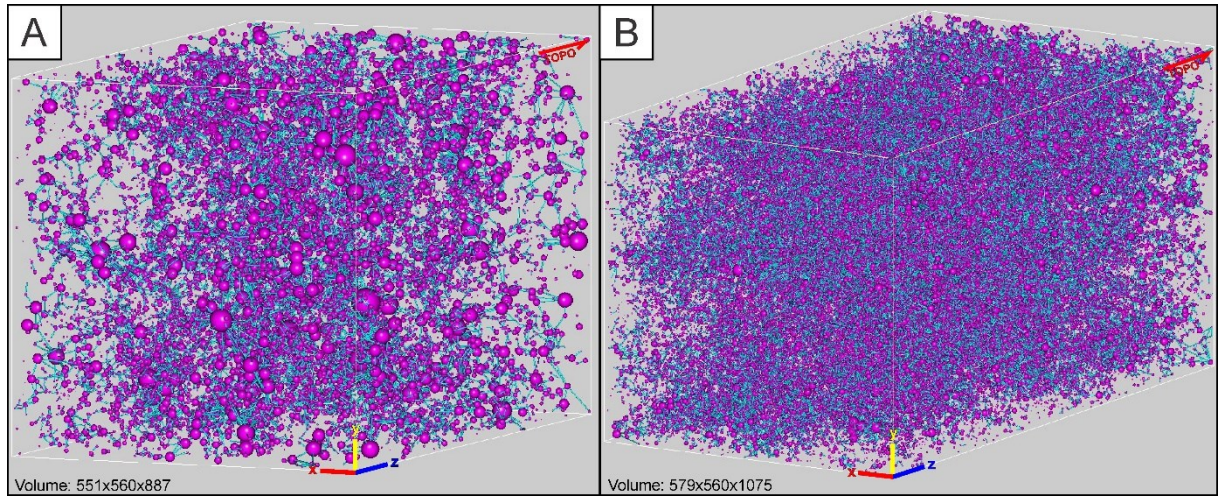
Figura 40: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-100C (7,35  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-100C (24,76  $\mu\text{m}$ ).



Fonte: Do autor (2020).

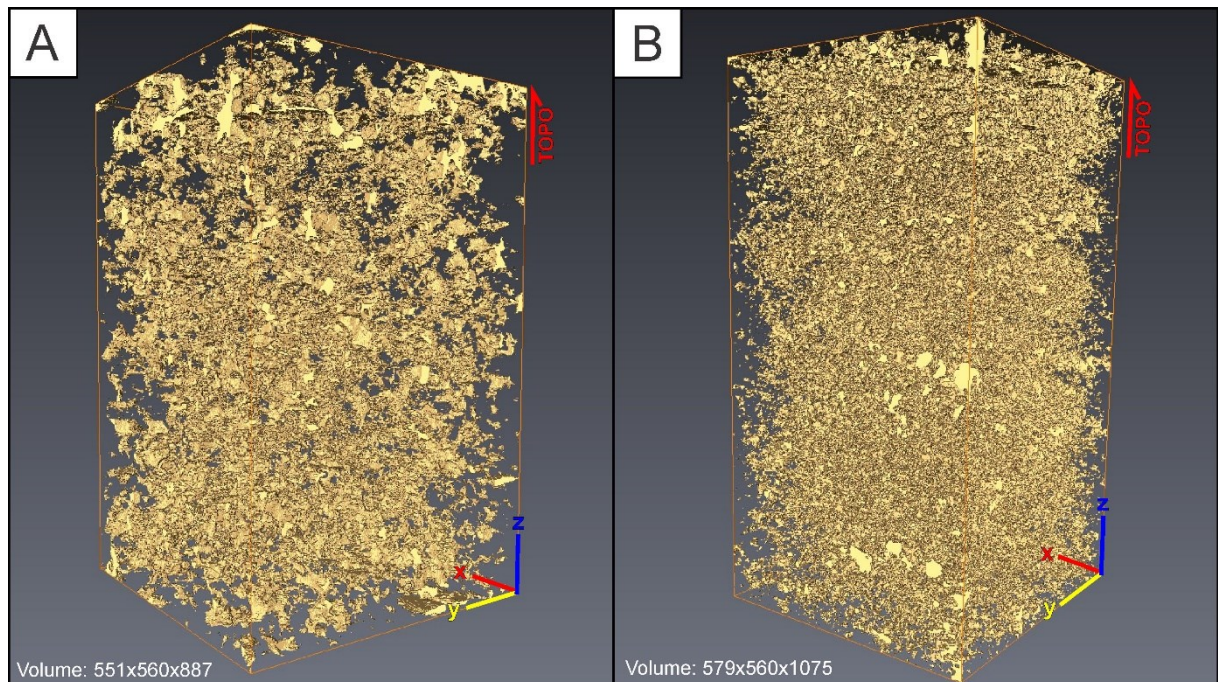


Figura 41: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-100C com resolução de 7,35  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-100C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

Figura 42: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-100C com resolução de 7,35  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-100C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ .

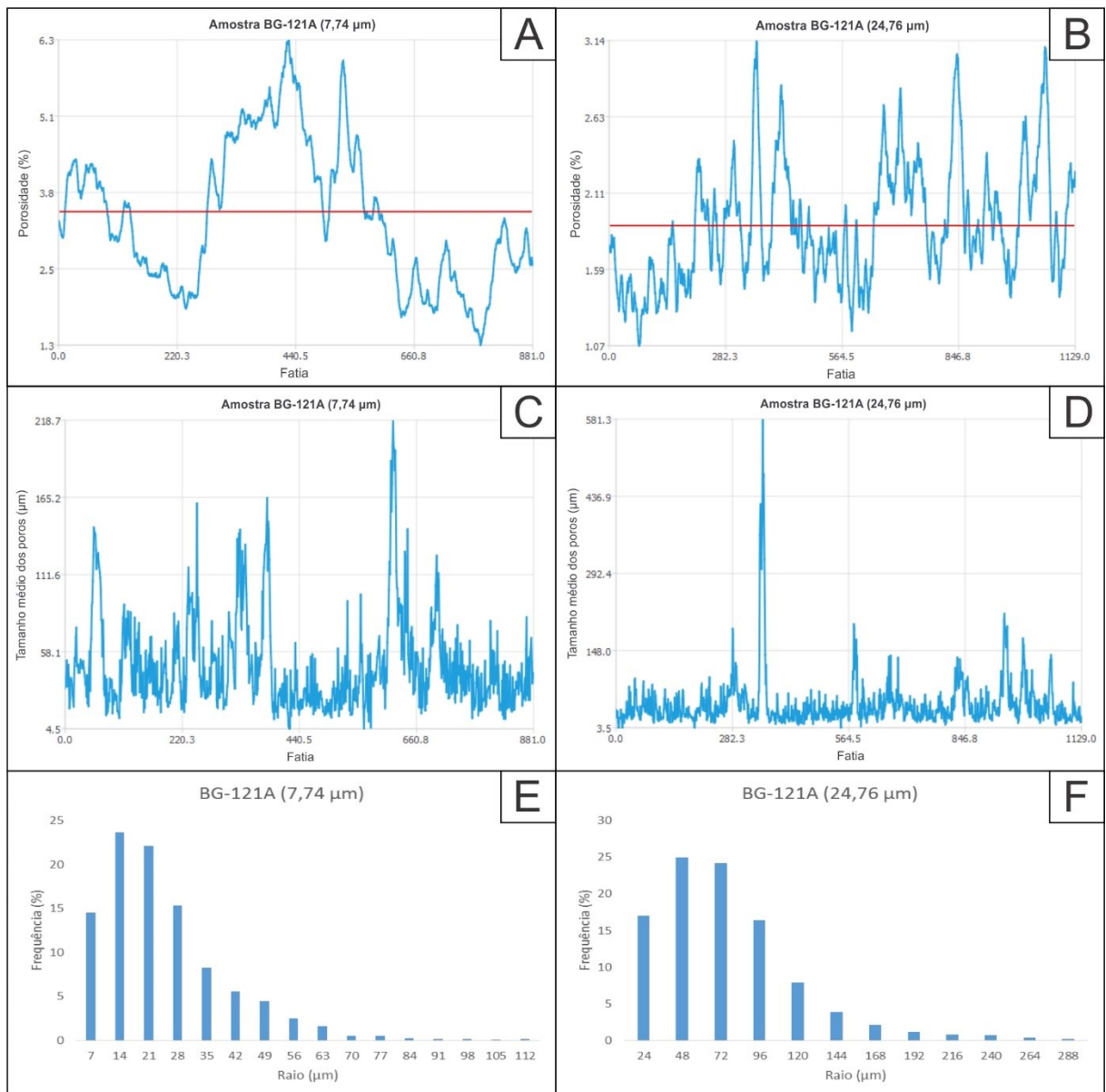


Fonte: Do autor (2020).

**Amostra BG-121A:** Na amostra BG-121A com resolução de 7,74  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 01,3 a 6,3 % (média de 3,41 %), com aumento na região central do *plug* (Figura 43A). O tamanho médio dos poros varia de 4,5 a 218,7  $\mu\text{m}$ , distribuindo-se de maneira heterogênea ao longo do *plug* (Figura 43C). Os poros apresentam raio que varia de 7 a 112  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 24,70  $\mu\text{m}$ ; Figura 43E).

Na amostra BG-87C com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 1,07 a 3,14 % (média de 1,89 %), distribuindo-se de maneira heterogênea ao longo do *plug*, sem uma tendência significativa (Figura 43B). O tamanho médio dos poros varia de 3,5 a 581,3  $\mu\text{m}$ , com ocorrência pontual de poros maiores na porção basal em direção ao centro do *plug* (Figura 43D). Os poros apresentam raio que varia de 24 a 288  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 75,65  $\mu\text{m}$ ; Figura 43F).

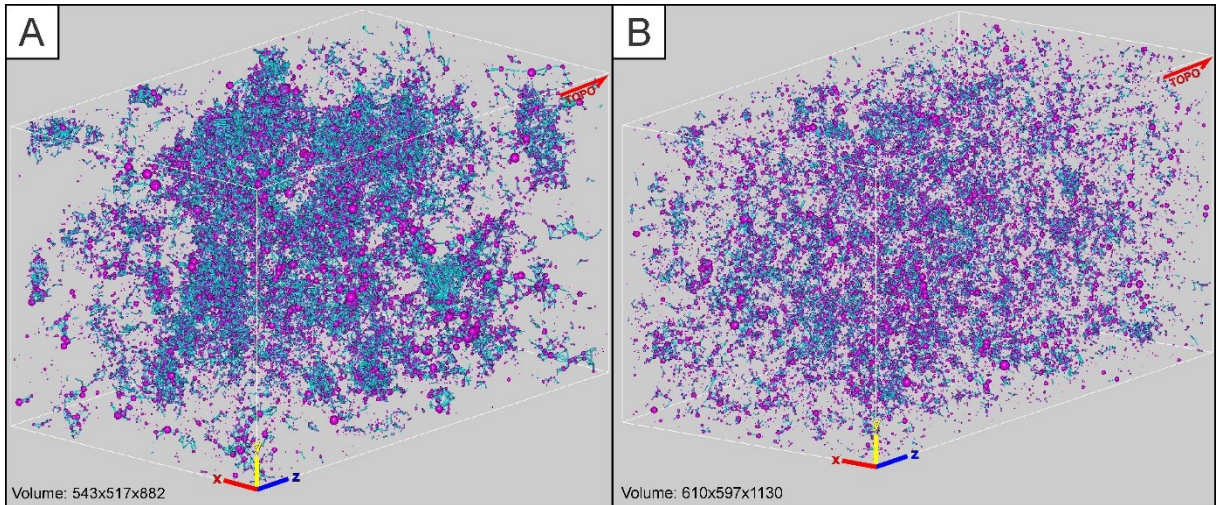
Figura 43: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-121A (7,74  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-121A (24,76  $\mu\text{m}$ ).



Fonte: Do autor (2020).

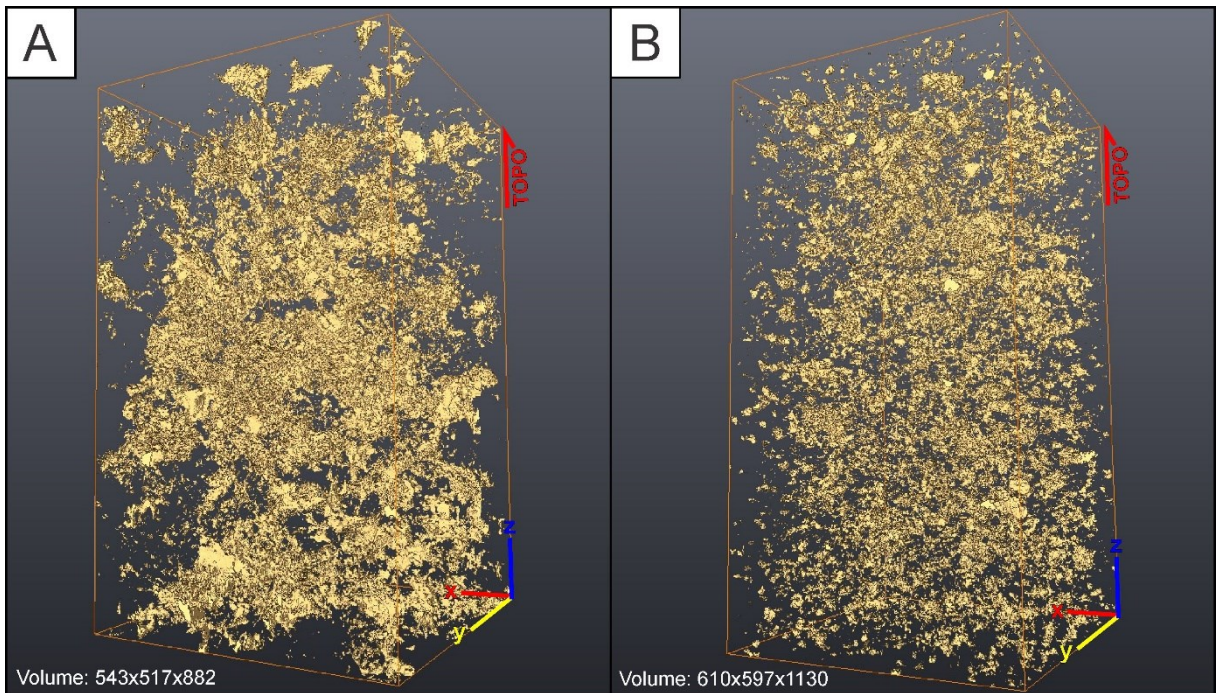


Figura 44: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-121A com resolução de 7,74  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-121A com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

Figura 45: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-121A com resolução de 7,74  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-121A com resolução de 24,76  $\mu\text{m}$ .

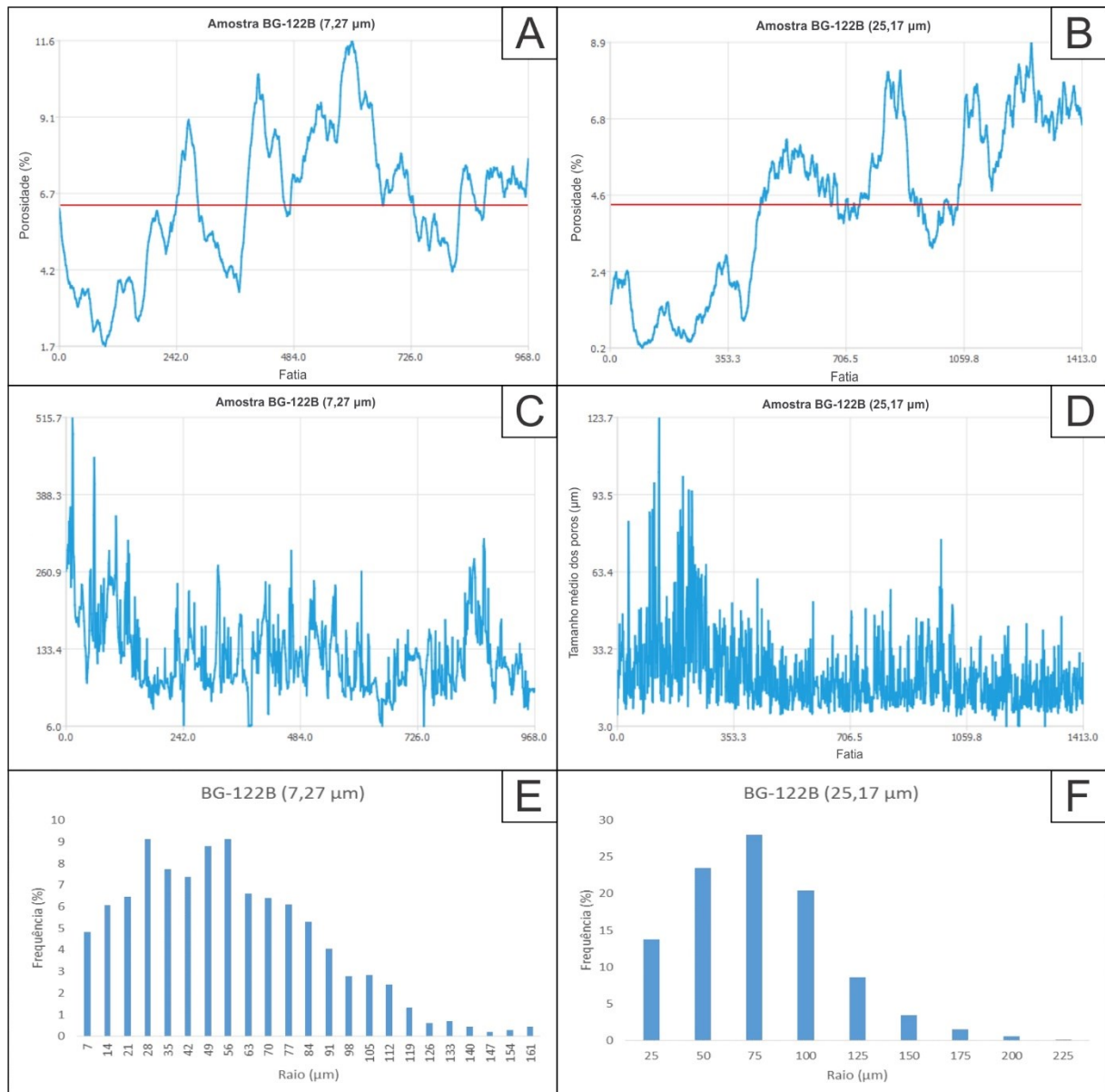


Fonte: Do autor (2020).

**Amostra BG-122B:** Na amostra BG-122B com resolução de 7,27  $\mu\text{m}$  a porosidade varia 1,7 a 11,6 % (média de 6,34 %), com um aumento da base (fatia 0) em direção ao centro do *plug*, seguido por uma diminuição em direção ao topo (fatia 968; Figura 46A). O tamanho médio dos poros varia de 6,0 a 515,7  $\mu\text{m}$ , com uma diminuição no tamanho dos poros em direção ao topo (Figura 46C). Os poros apresentam raio que varia de 7 a 161  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 55,54  $\mu\text{m}$ ; Figura 46E).

Na amostra BG-122B com resolução de 25,17  $\mu\text{m}$  a porosidade varia de 0,2 a 8,9 % (média de 4,36 %), com um aumento da base (fatia 0) em direção ao topo do *plug* (fatia 1413; Figura 46B). O tamanho médio dos poros varia de 3,0 a 123,7  $\mu\text{m}$ , com uma diminuição do tamanho dos poros em direção ao topo (Figura 46D). Os poros apresentam raio que varia de 25 a 225  $\mu\text{m}$  (média ponderada de 72,65  $\mu\text{m}$ ; Figura 46F).

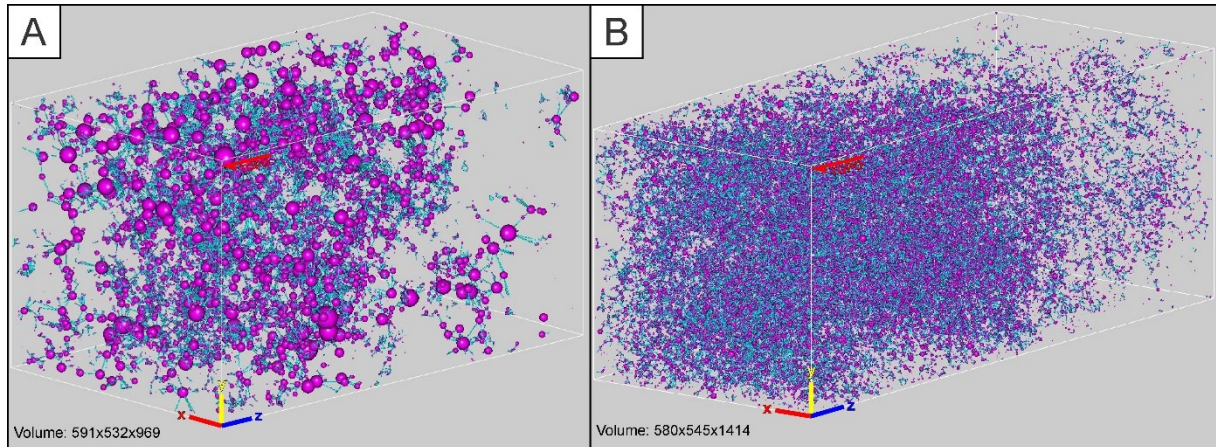
Figura 46: A) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-122B (7,27  $\mu\text{m}$ ); B) Variação da porosidade por fatia para amostra BG-122B (25,17  $\mu\text{m}$ ); C) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-122B (7,27  $\mu\text{m}$ ); D) Variação do raio de poro médio por fatia para amostra BG-122B (25,17  $\mu\text{m}$ ); E) Distribuição do tamanho de poros para a amostra BG-122B (7,27  $\mu\text{m}$ ); F) Distribuição do tamanho de poros para amostra BG-122B (25,17  $\mu\text{m}$ );



Fonte: Do autor (2020).

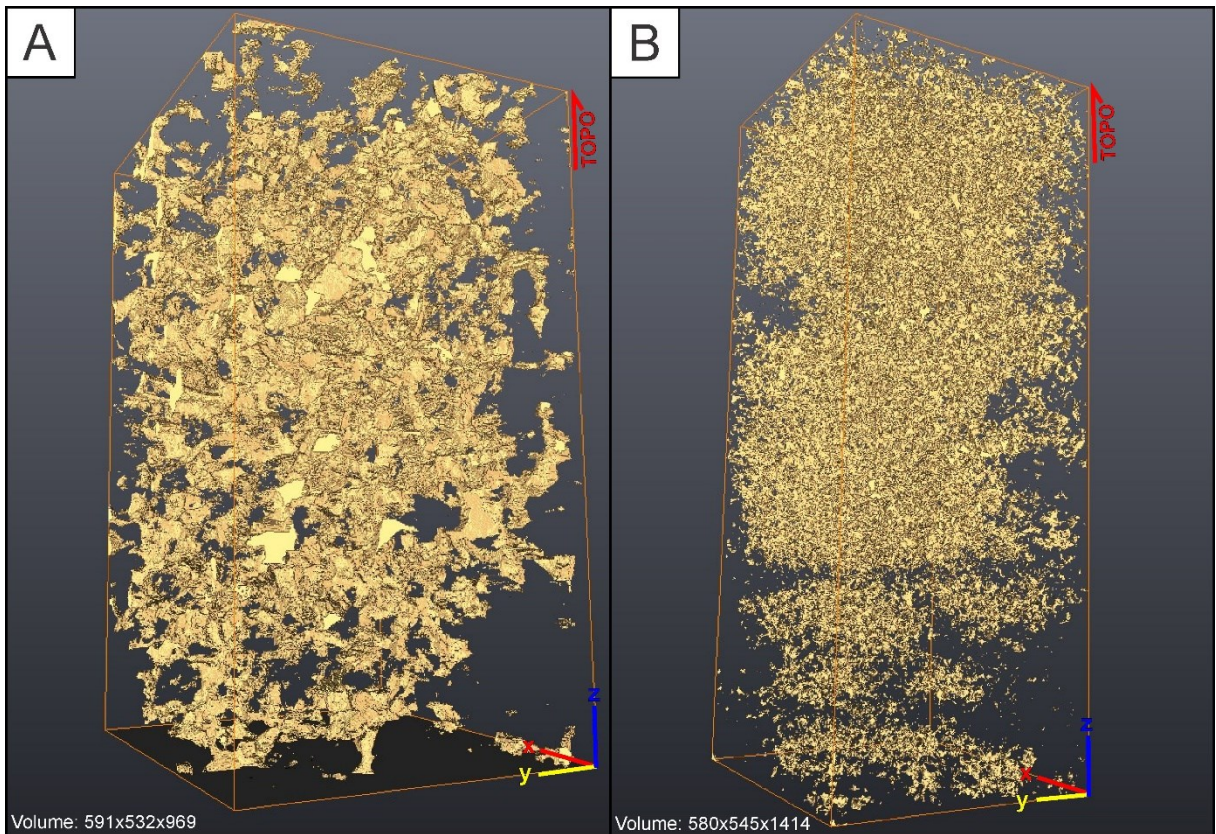


Figura 47: Visualização da rede de poros e ligações, onde as esferas representam poros e os cilindros ligações (gargantas). A) Amostra BG-122B com resolução de 7,27  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-122B com resolução de 25,17  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

Figura 48: Reconstrução tridimensional do meio poroso. A) Amostra BG-122B com resolução de 7,27  $\mu\text{m}$ ; B) Amostra BG-122B com resolução de 25,17  $\mu\text{m}$ .



Fonte: Do autor (2020).

## 6 DISCUSSÃO

### 6.1 AMBIENTE DEPOSICIONAL

A interpretação dos ambientes deposicionais do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito) proposta nesse trabalho segue um modelo de sedimentação transgressiva para uma sequência retrogradante estuarina, reportado anteriormente por autores como Schneider et al. (1974), Holz et al. (2004), Zacharias et al. (2004), Cagliari et al. (2014), Jatkoski (2014) e Manna (2017). A sedimentação foi organizada em três Unidades Depositionais, que compreendem depósitos de planície costeira com pântanos e lagunas na base, seguido por depósitos associados a um complexo de sistemas de canais estuarinos e baía central, culminando em depósitos de planícies de maré no topo.

É válido ressaltar que a análise faciológica da sequência como um todo foi realizada para compreender o contexto de deposição dos reservatórios areníticos análogos focos da pesquisa. Os intervalos de arenito amostrados estão localizados no terço médio da sequência sedimentar, compondo as fácies *Gmg*, *St*, *Sr*, *Sh* e *Sm* e a Unidade Depositional 2, que diz respeito a um sistema deposicional estuarino dominado por maré. Como as amostras pertencem a mesma Unidade Depositional, não foi possível avaliar o controle faciológico das heterogeneidades do reservatório. Porém, em microescala, foram avaliadas heterogeneidades de cunho textural, mineralógico e diagenético que serão discutidas a seguir.

### 6.2 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

A porosidade e permeabilidade são as propriedades petrofísicas consideradas no presente estudo para caracterizar a qualidade dos reservatórios areníticos análogos do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito). Os resultados quantitativos, obtidos por meio da petrografia óptica e da petrofísica digital, indicam que os arenitos apresentam, de acordo com a classificação de Tiab & Donaldson (2012) para a geologia de petróleo e gás, uma porosidade de qualidade pobre a razoável e uma permeabilidade de qualidade pobre. Diversos fatores afetam a porosidade e a permeabilidade das rochas. A tabela 11 traz um comparativo entre os fatores granulometria, grau de seleção, profundidade, cimentação e os atributos petrofísicos de cada amostra.

Os valores de porosidade obtidos na análise modal e os obtidos em duas escalas na micro-CT são discrepantes, onde a porosidade proveniente da modal se mostra ligeiramente maior que as porosidades da micro-CT. Porém, tratam-se de porosidades correlacionáveis, ou seja, mesmo havendo diferença nos valores, o crescimento é relativamente proporcional (Figura 49). Como exemplo, comparando as amostras BG-100C, BG-121A e BG-122B (Tabela 11) nota-se que apresentam os maiores valores de porosidade tanto na modal quanto na micro-CT.



Tabela 11: Comparativo entre os fatores que afetam a qualidade do reservatório e os atributos petrofísicos de cada amostra.

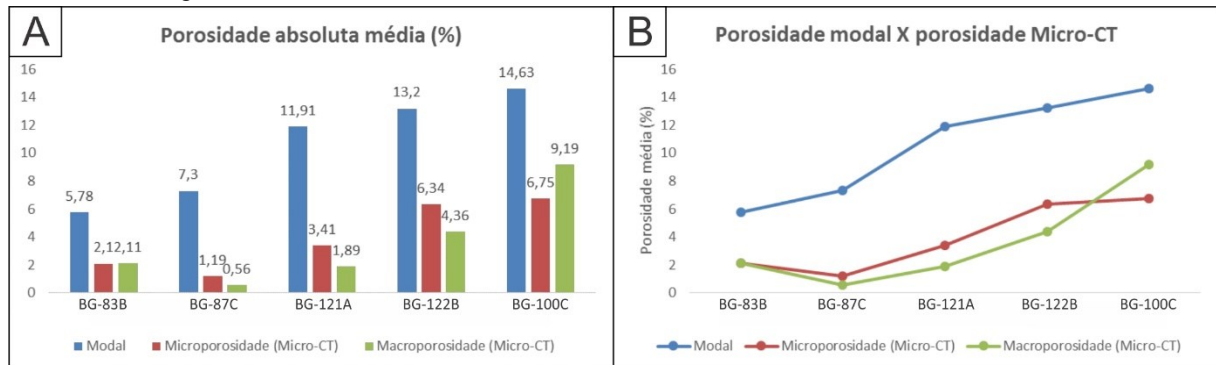
Amostra	Rocha	Fácies	Granulometria	Grau de seleção	Profundidade (m)	Cimento (%)	Porosidade média modal (%)	Porosidade média Micro-CT (%)		Permeabilidade (mD)		Raio médio do poro ( $\mu\text{m}$ ) <sup>3</sup>	
								Micro	Macro	Micro	Macro	Micro	Macro
BG-83B	Arcóseo	<i>Gmg</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	125,91	12,58	5,78	2,10	2,11	0	0	55,00	149,65
BG-83C	Arcóseo	<i>Sh</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	124,39	15,33	3,33	-	-	-	-	-	-
BG-87B	Arcóseo	<i>Sh/ Sr</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	158,03	5,66	9,66	-	-	-	-	-	-
BG-87C	Subarcóseo	<i>Sh/ Sr</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	157,41	9,30	7,30	1,19	0,56	0	0	27,72	60,31
BG-100B	Arcóseo	<i>Gmg</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	204,59	10,89	9,90	-	-	-	-	-	-
BG-100C	Subarcóseo	<i>Sm</i>	Grosso a muito grosso	Moderadamente selecionado	202,69	3,96	14,63	6,75	9,19	-	5,47 <sup>1</sup> 6,27 <sup>2</sup>	42,60	83,87
BG-121A	Subarcóseo	<i>Sr</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	219,62	5,01	11,91	3,41	1,89	0	0	24,70	75,65
BG-121B	Subarcóseo	<i>Sr</i>	Grosso a conglomerático	Mal selecionado	219,20	11,36	12,33	-	-	-	-	-	-
BG-122B	Subarcóseo	<i>St/ Sh</i>	Grosso a muito grosso	Moderadamente selecionado	205,64	7,26	13,20	6,34	4,36	3,45 <sup>1</sup> 1,08 <sup>2</sup>	1,06 <sup>1</sup> 2,46 <sup>2</sup>	55,54	76,65
BG-122D	Subarcóseo	<i>St/ Sr</i>	Grosso a muito grosso	Moderadamente selecionado	187,63	8,79	7,81	-	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> percolação no eixo x;<sup>2</sup> percolação no eixo y;<sup>3</sup> valores obtidos através da média ponderada da distribuição dos tamanhos de poros;

Fonte: Do autor (2020).



Figura 49: Relação entre a porosidade obtida através da petrografia óptica (análise modal) e da petrofísica digital (micro-CT) para as amostras BG-83B, BG-87C, BG-100C, BG-121A e BG-122B. A) Gráfico em colunas com a comparação da porosidade para as cinco amostras de arenito; B) Gráfico em linhas enfatizando a proporcionalidade relativa entre as porosidades obtidas na modal e na micro-CT.



Fonte: Do autor (2020).

A diferença deve-se ao fato de que a porosidade na microscopia óptica foi analisada em lâmina, ou seja, em uma seção 2D apenas, comprometendo a representatividade das amostras, ao passo que na micro-CT a porosidade foi analisada de maneira tridimensional. Além disso, a resolução obtida em lâmina é de melhor qualidade, ou seja, é possível visualizar poros menores que os visíveis na micro-CT. Assim sendo, o incremento na porosidade modal pode estar relacionado com a quantidade de microporos não detectáveis nas resoluções da micro-CT. Outro fator que pode ter influenciado os valores inferiores de porosidade na micro-CT foi a presença da pirita nas amostras, que causou um problema de artefato durante o imageamento. Em alguns casos a pirita, por conta da sua densidade elevada, gerou um sombreamento nas imagens que camuflou os poros ao redor. Para amenizar o erro, foi necessário recortar as anomalias e/ou diminuir o limiar durante a binarização para que o sistema poroso coincidissem com a realidade.

Ainda com relação a porosidade, na micro-CT foram obtidos valores em duas resoluções, em torno de 7  $\mu\text{m}$  e 25  $\mu\text{m}$ , para cada amostra. As amostras foram imageadas em duas resoluções justamente para verificar a variação da porosidade com relação aos micro e os macroporos. Porém, os arenitos não apresentaram variações significativas entre a macro e a microporosidade nas mesmas amostras. No caso de carbonatos, por exemplo, é comum que os valores da macroporosidade sejam muito inferiores aos da microporosidade, ou seja, quando analisados em uma resolução de menor qualidade aparentam ter uma porosidade baixa.

Há um grande volume de poros pequenos em todas as amostras, ou seja, no range da distribuição do raio dos poros a maior frequência se dá nos menores valores. Além disso, comparando o tamanho dos poros e as demais propriedades petrofísicas, não é possível estabelecer uma relação entre o raio médio do poro e o aumento ou diminuição da porosidade e da permeabilidade. Como exemplo, cita-se a amostra BG-83B (Tabela 11), que apresenta poros com o maior valor de raio médio e uma porcentagem baixa de porosidade e nula de permeabilidade.

A permeabilidade nos arenitos é baixa, na maioria das amostras nula, e só ocorre horizontalmente, ou seja, somente nos eixos x e y. O resultado pode estar relacionado com a resolução das análises que talvez não sejam suficientes para visualização/detecção dos poros menores que atuam como gargantas conectando os poros maiores. Além disso, como o principal tipo de porosidade que ocorre nas amostras é a secundária, possivelmente a permeabilidade também é de origem secundária; os poros formados por dissolução total ou parcial de grãos, cimento e matriz encontrando-se muitas vezes isolados, sem interconectividade. Além disso, o fato de ocorrer apenas permeabilidade nos eixos x e y pode ser explicado pelo soterramento e pela sobrecarga das camadas adjacentes, que atua na destruição da porosidade principalmente no sentido vertical. Em segundo plano, acredita-se que as estratificações e laminações dos arenitos podem condicionar uma maior efetividade no fluxo horizontal. O padrão granodécrescente ascendente comum nos estratos também pode contribuir para diminuição da percolação vertical.

Ademais, mesmo com poucos dados, é possível fazer uma correlação da permeabilidade com a porosidade. Tratam-se de atributos diretamente proporcionais, a permeabilidade aumenta à medida que a porosidade aumenta. As maiores porcentagens de porosidade ocorrem nas amostras BG-100C e BG-122B (Tabela 11) que, conseqüentemente, são as únicas amostras, dentro da limitação da resolução, que apresentam permeabilidade.

### 6.3 TEXTURA, MINERALOGIA E A QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS

No que diz respeito ao controle das características que afetam os reservatórios, foi possível avaliar principalmente a influência da textura, grau de seleção, formato e mineralogia dos arenitos na variação da porosidade e da permeabilidade.

De acordo com Slatt (2006), arenitos grossos apresentam porosidades maiores que arenitos finos. Arenitos mal selecionados apresentam porosidade e permeabilidade menores em relação aos bem selecionados, justamente porque os grãos de menor tamanho ocupam os espaços no arcabouço. Esse padrão é observado nas amostras BG-100C, BG-122B e BG-122D (Tabela 11), moderadamente selecionadas, com granulometria que varia de areia grossa a areia muito grossa (0,50 a 2,00 mm) e porosidade e permeabilidade elevadas. Em contraponto, as demais amostras, mal selecionadas, com range de granulometria maior, que varia de areia grossa a conglomerado (0,50 a 4,00 mm), apresentam porosidades ligeiramente menores e permeabilidades nulas.

A mineralogia dos arenitos também influencia nas propriedades petrofísicas. Um arcabouço que apresenta maior maturidade mineralógica terá porosidade e permeabilidade elevadas. Os grãos de feldspato, por exemplo, quando comparado aos grãos de quartzo, são mais suscetíveis a alterações, sejam elas mecânicas ou químicas. Nas Tabelas 8 e 11 é possível observar que as amostras que apresentam maior porcentagem de feldspatos e de cimentos, apresentam também porosidade menor.

Outros fatores que contribuem para o desenvolvimento de uma porosidade e permeabilidade primária baixas são a esfericidade e o formato dos grãos. Grãos mais esféricos e arredondados tendem a constituir um arcabouço mais poroso (BRADLEY, 2005). Nas amostras de arenito em questão, relacionadas a canais estuarinos, o transporte dos sedimentos ocorreu pela ação da água, com um fluxo turbulento e de alta energia. Dessa forma, não houve um retrabalhamento significativo dos grãos que, conseqüentemente, apresentam baixa esfericidade e formato principalmente angular a subangular. O formato angular e a baixa esfericidade fazem com que os grãos se encaixem e ocupem os espaços no arcabouço com suas arestas.

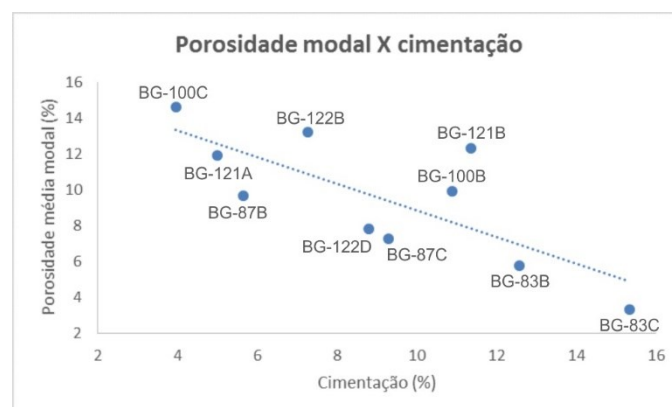
#### 6.4 DIAGÊNESE E A QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS

Os fatores diagenéticos são relevantes no que diz respeito a destruição da porosidade e da permeabilidade primária e a formação da porosidade e da permeabilidade secundária nos arenitos. Os fatores de maior significância abordados aqui são a cimentação, a compactação, a dissolução e o fatramento dos grãos.

Bocardi (2009) afirma que na Formação Rio Bonito, a compactação e a cimentação foram as feições diagenéticas mais importantes atuantes na redução da porosidade; a cimentação eodiagenética ainda foi um fator positivo para preservação do arcabouço, que dificultou a ação da compactação na redução da porosidade.

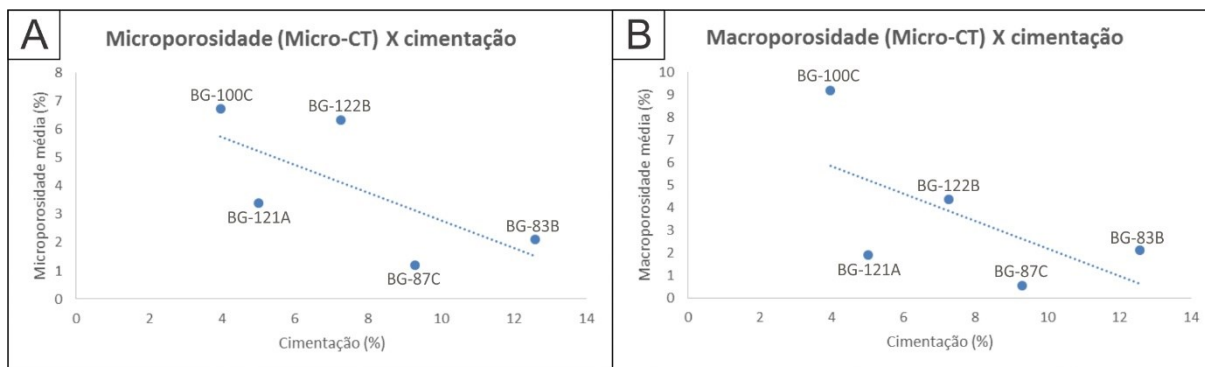
Nos arenitos em questão os principais tipos de cimento são os carbonáticos e de quartzo que ocorrem preenchendo os espaços porosos, principalmente nos estágios de eodiagenese e mesodiagenese, conforme descrito no item 5.2.3. Dessa forma, é possível observar que a medida que o grau de cimentação aumenta, diminui a porosidade e a permeabilidade. As Figuras 50 e 51 ilustram graficamente a relação inversamente proporcional entre a cimentação e a porosidade. Como exemplo, cabe citar as amostras BG-100C e BG-122B (Tabela 11), que apresentam os maiores valores de porosidade e permeabilidade e os menores valores de cimentação.

Figura 50: Relação inversamente proporcional entre a porosidade, obtida através da análise modal, e a cimentação nos arenitos.



Fonte: Do autor (2020).

Figura 51: Relação inversamente proporcional entre a porosidade, obtida através da Micro-CT, e a cimentação nos arenitos. A) Microporosidade; B) Macroporosidade.



Fonte: Do autor (2020).

Além disso, a cimentação possui relação com a composição da rocha. A porcentagem de cimento é maior nas amostras de arcóseio, as quais também possuem uma porcentagem maior de feldspatos em relação aos subarcóseos. Acredita-se os elementos químicos formadores dos cimentos carbonáticos e de argilominerais provém principalmente da alteração dos feldspatos. Outra evidência que corrobora para essa afirmação, também relatada por Menezes (2015), é a porcentagem elevada de feldspatos indiferenciados nas amostras, mostrando que possivelmente grande parte dos grãos de feldspatos detríticos se alteraram e contribuíram para geração de cimento, principalmente carbonático.

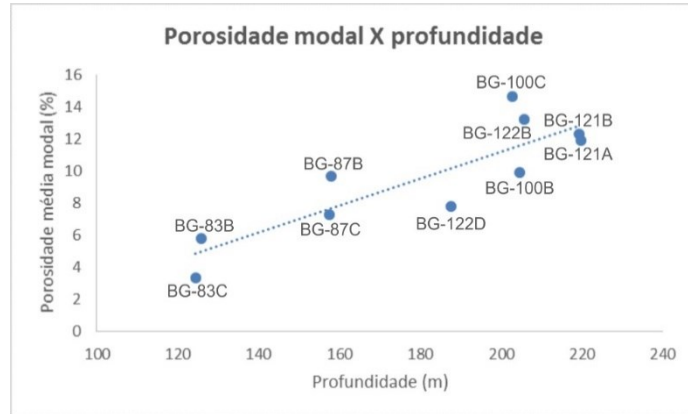
A profundidade das amostras foi outro fator importante que condiciona a modificação do sistema poroso durante a diagênese. A profundidade está relacionada com a sobrecarga das camadas adjacentes e com o soterramento. Durante o soterramento ocorre a compactação mecânica e a compactação química. Com o aumento da profundidade aumenta também o gradiente geotérmico, a temperatura e os fluidos da bacia passam a exercer maior controle sobre as alterações diagenéticas (BOCARDI, 2009).

Com relação a compactação mecânica, que ocorre no estágio de eodiagênese, pode-se afirmar que atuou na redução da porosidade primária, gerando um arcabouço fechado (romboédrico), e na geração da porosidade secundária. As evidências da compactação mecânica nos arenitos são, principalmente, as microfraturas intra e transgranulares, a presença de minerais deformados, de contatos côncavo-convexos e pseudomatriz.

A compactação química, por sua vez, aliada a alta reatividade dos fluidos intersticiais, atuou de maneira efetiva na geração da porosidade secundária. Como citado anteriormente, o principal tipo de porosidade encontrada nas amostras é a secundária por dissolução total ou parcial de grãos, cimento e matriz. A dissolução ocorre principalmente no estágio de mesodiagênese, por pressão no contato entre os grãos. Dessa forma, há uma correlação direta entre o aumento da porosidade ao passo que há um aumento da profundidade. As Figuras 52 e 53 ilustram graficamente a relação diretamente proporcional entre a profundidade e a porosidade. Como exemplo, cabe citar as amostras BG-100C, BG-121A e BG-

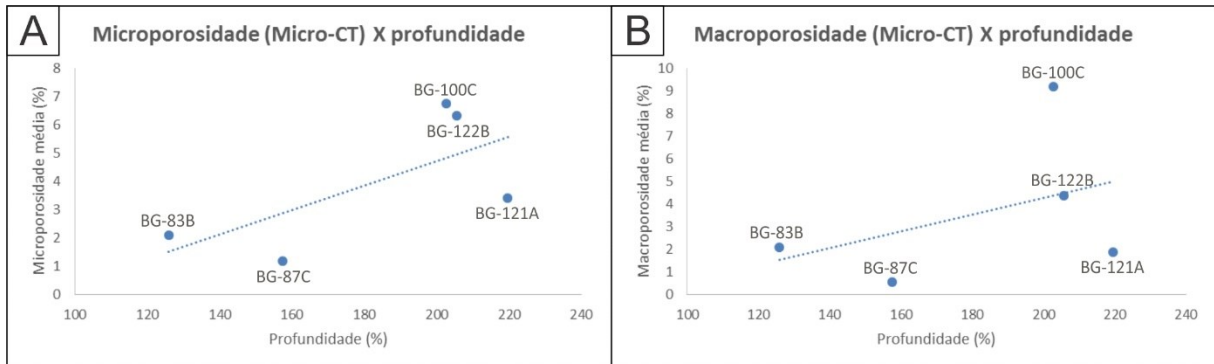
122B (Tabela 11) que foram retiradas de intervalos mais profundos e apresentam os maiores valores de porosidade.

Figura 52: Relação diretamente proporcional entre a porosidade, obtida através da análise modal, e a profundidade nos arenitos.



Fonte: Do autor (2020).

Figura 53: Relação diretamente proporcional entre a porosidade, obtida através da Micro-CT, e a profundidade nos arenitos. A) Microporosidade; B) Macroporosidade.



Fonte: Do autor (2020).

## 7 CONCLUSÃO

Na análise faciológica do Membro Siderópolis (Formação Rio Bonito) na região de Balneário Rincão e Içara – SC, realizada com base em modelos de sedimentação transgressiva estuarina, foram estabelecidas dez fácies sedimentares (Gmg, St, Sr, Sh, Sm, Hf, Fl, Fm1, Fm2 e C). Essas litofácies compreendem três Unidades Depositionais que incluem depósitos de planície costeira com pântanos e lagunas na base, depósitos associados a um complexo de sistemas de canais estuarinos e baía central na porção intermediária e depósitos de planícies de maré no topo. Os intervalos de arenito foco da pesquisa estão contidos na Unidade Depositional intermediária, interpretada como um sistema deposicional estuarino dominado por maré.

Os arenitos compreendem subarcóseos e arcóseos, maciços, por vezes com gradação normal, granulometria grossa a conglomerática, moderadamente a mal selecionados, com grãos angulosos a subarredondados e baixa esfericidade. O arcabouço detrítico é constituído por quartzo mono e policristalino, feldspatos e fragmentos líticos de origem sedimentar e ígnea. O principal tipo de porosidade e permeabilidade é de origem secundária, por dissolução total e parcial de grãos, cimento e matriz. Os principais tipos de cimento são carbonático e de quartzo.

No que diz respeito as propriedades petrofísicas, apresentam valores de microporosidades que variam de 1,19 a 6,75 %, valores de macroporosidade que variam de 0,56 a 9,19, raio médio máximo dos microporos de 55  $\mu\text{m}$ , raio médio máximo dos macroporos de 149,65  $\mu\text{m}$ , permeabilidade somente horizontal que varia de 1,06 a 5,47 mD no eixo x e 1,08 a 6,27 mD no eixo y.

Os arenitos, nas escalas atribuídas para esse estudo, se mostraram análogos com baixo potencial para reservatórios de fluídos e gases. A porosidade e a permeabilidade foram as principais propriedades analisados para predizer a qualidade do reservatório. Em uma análise microescala, foi possível observar a influência da textura e da mineralogia na variação das propriedades; os arenitos que possuem os valores de porosidade e permeabilidade mais elevados apresentam um range de granulometria menor, que varia de grosso a muito grosso, grau de seleção moderado, maturidade mineralógica elevada, com grãos menos irregulares, tendendo a um maior arredondamento e esfericidade. O principal controle de heterogeneidades estabelecido é diagenético, ocorrente durante os estágios de eo e mesodiagênese. A cimentação atuou como o fator negativo que afeta diretamente a qualidade do reservatório. A dissolução e o microfraturamento, causados pela compactação química e mecânica, decorrente do soterramento e do aumento da temperatura, foi o principal fator positivo na geração de porosidade e permeabilidade secundárias.

Como apontamento para estudos futuros, sugere-se que se os atributos petrofísicos dos arenitos sejam analisados em escalas de melhor resolução (superior a 7  $\mu\text{m}$ ), tendo em vista que a porosidade obtida na análise modal foi ligeiramente maior que a porosidade obtida na micro-CT. Possivelmente os microporos contabilizados na modal não são visíveis na escala de estudo adotada para micro-CT. Com



relação a permeabilidade, para um possível resultado mais significativo, seria pertinente analisar de maneira integrada a macro e a microporosidade obtidas na micro-CT, a fim de compreender se os microporos estariam atuando como gargantas na ligação entre os macroporos.

## REFERÊNCIAS

- AASE, N. E.; BJØRKUM, P. A.; NADEAU, P. H. The effect of graincoating microquartz on preservation of reservoir porosity. **AAPG Bulletin**, n. 80, p. 1654- 1673, 1996.
- AL-KHARUSI, A. S. Z. **Pore-scale characterization of carbonate rocks**. Tese de Doutorado, Imperial College London, 2007.
- ARCHIE, G. E. **Introduction to petrophysics of reservoir rocks**. AAPG bulletin, v. 34, n. 5, p. 943-961, 1950.
- ASSINE, M. L.; SOARES, P. C.; MILANI, E. J. Sequências tectono-sedimentares mesopaleozóicas da Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 24, n. 2, p. 77-89, 1994.
- BECKER, M. **Caracterização Petrográfica e Petrofísica de Litofácies Vulcânicas da Formação Serra Geral**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2014.
- BOCARDI, L. B. **Diagênese, contexto deposicional e história de soterramento da Formação Rio Bonito (Permiano) e do Grupo Itararé (Carbonífero-Permiano), Bacia do Paraná**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná. 2009.
- BORTOLUZZI, C. A.; AWDZIEJ, J.; ZARDO, S. M. Geologia da Bacia do Paraná em Santa Catarina. **Texto explicativo para o mapa geológico do estado de Santa Catarina, escala, 1:500.000**, 131-193. 1987.
- BOYD, R. Transgressive Wave-dominated Coasts. In: JAMES, N. P.; DALRYMPLE, R. W. (Eds.) **Facies Models 4**. Geological Association of Canada, 2010. p. 265-294.
- BRADLEY, H. B. **Petroleum engineering handbook**. Society of Petroleum Engineers: Richardson, 2005.
- BURLEY, S.; WORDEN, R. **Sandstone diagenesis: Recent and ancient**. John Wiley & Sons, 2003.
- CASTRO, J. C. **Estratigrafia de Sequências das formações Campo Mourão (parte superior) e Taciba, Grupo Itararé, e do Membro Triunfo, Formação Rio Bonito, no leste da Bacia do Paraná**. IGCE/UNESP, Rio Claro, Tese de Livre Docência, 64p. 1999.
- CAGLIARI, J.; TOGNOLI, F. M. W.; LAVINA, E. L. C. Influência dos controles externos na deposição da Formação Rio Bonito na borda sudeste da Bacia do Paraná: uma análise a partir da modelagem estratigráfica direta. In: **Contexto deposicional e modelagem estratigráfica direta dos depósitos sedimentares Permocarboníferos nas jazidas de carvão Capané e Iruí Central (Formação Rio Bonito, Bacia do Paraná)**. Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade do Vale dos Sinos, Brasil, pp 188-216. 2014.
- CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 54. 1970.
- CUNHA, A. R. **Caracterização de sistemas porosos de rochas reservatório de petróleo a partir da extração de redes poro-ligações**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2012.
- DAEMON, R. F.; QUADROS, L. P. Bioestratigrafia do Neopaleozóico da Bacia do Paraná. In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, 24. Brasília, 1970.

DARBON, J.; CUNHA, A.; CHAN, T. F.; OSHER, S.; JENSEN, G. J. Fast nonlocal filtering applied to electron cryomicroscopy. In 2008 5th IEEE **International Symposium on biomedical imaging: from nano to macro** (pp. 1331-1334). IEEE. 2008.

DAUDT, J. A. B. **Definição de unidades de fluxo genéticas em reservatórios clásticos com base em heterogeneidades deposicionais e diagenéticas: o caso da Formação Echinocyamus, eoceno inferior, Bacia de Talara, Peru**. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2009.

DAUDT, J. A. B.; SCHERER, C. Arquitetura de fácies e evolução estratigráfica dos reservatórios flúvio-deltaicos da Formação Echinocyamus (Eoceno Inferior) na área do Lote 10 (Bacia de Talara, Noroeste do Peru). **Boletim de Geociências da Petrobras**, 14(1), 27-45. 2006.

DICKINSON, W. R. Interpreting detrital modes of graywacke and arkose. **Journal of Sedimentary Research**, v. 40, n. 2, p. 695-707, 1970.

DOTT, R. H., REYNOLDS, M. J. **Sourcebook for petroleum geology**. AAP Special Volumes. 1969.

DULIU, O. G. Computer axial tomography in geosciences: an overview. **EarthScience Review**, n. 48 p. 265-281, 1999.

EYLES, C. H.; EYLES, N.; FRANÇA, A. B. Glaciation and tectonics in an active intracratonic basin: the Late Palaeozoic Itararé Group, Paraná Basin, Brazil. **Sedimentology**, Oxford, v. 40, p. 1-25. 1993.

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

FERNANDES, C. P.; MOREIRA, A. C.; MANTOVANI, I. F.; APPOLONI, C. R.; FERNANDES, J. S.; SOUZA, M. K.; dos SANTOS, V. S. 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, L. A. Caiuá Desert sedimentary environments and facies (Caiuá Group, Late Cretaceous, Brazil). In: **Congreso Latinoamericano de Sedimentología**, 4.; Reunión Argentina de Sedimentología, 11., 2006, San Carlos de Bariloche. Resúmenes. San Carlos de Bariloche: Asociación Argentina de Sedimentología; International Association of Sedimentologists. 2006. p. 97.

FOLK, R. L. **Petrology of Sedimentary Rocks**. Hemphill Publishing Co., Drawer M. University, 182 p. 1974.

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

FRANÇA, A. B.; CALDAS, A. F. F. Diferenciação e evolução dos sistemas deltaicos na parte superior do Grupo Tubarão, Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, 13(1), 56-67, 1983.

FRANÇA, A. B.; POTTER, P. E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (Parte 1). **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 2, n.2- 4, p. 147-191, abr./dez. 1988.

- 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.
- GALLOWAY, W. E.; HOBDAY, D. K. Fluvial systems. In: **Terrigenous Clastic Depositional Systems**. Springer, Berlin, Heidelberg, 1996. p. 60-90.
- GORDON Jr., M. J. Classificação das formações gondwânicas do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. **Notas Preliminares e Estudos da Divisão de Geologia e Mineralogia do DNPM**, v. 38, p.1-20, 1947.
- GILES, M. R.; MARSHALL, J. D. Constraints on the development of secondary porosity in the subsurface: re-evaluation of processes. **Marine and Petroleum Geology**, n. 3, p. 243-255, 1986.
- HOLZ, M.; KALKREUTH, W.; BANERJEE, I. Sequence stratigraphy of coal-bearing strata - an overview. **International Journal of Coal Geology**, 48(3/4):147-179. 2004.
- HÖLTING, B. Hydrogeologie. Ferd. Enke-Verlag, Stuttgart. 1989.
- IANUZZI, R. The flora of Early Permian coal measures from the Paraná Basin: A review. In: **International Journal of Coal Geology**, 83, pp. 229-247. 2010.
- JATKOSKI, H. **Arcabouço estratigráfico da Formação Rio Bonito na região centro-norte do Estado do Paraná**. Universidade Estadual de Campinas. 2014.
- KRAUSE, F. F.; COLLINS, H. N.; NELSON, D. A.; MACHEMER, S. D.; FRENCH, P. R. Multiscale anatomy of a reservoir: geological characterization of Pembina-Cardium pool, west-central Alberta, Canada. **Aapg Bulletin**, 71(10), 1233-1260. 1987.
- KREBS, A. S. J. **Contribuição ao conhecimento dos recursos hídricos subterrâneos da bacia hidrográfica do rio Araranguá, SC**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2004.
- LANDIS, E.N.; KEANE, D.T. X-ray microtomography. **Materials characterization**, v 61, p. 1305-1316, 2010.
- LANGE, F. W.; PETRI, S. The Devonian of the Paraná Basin. In: BIGARELLA, J. J. (Ed.). **Problems in Brazilian Devonian geology**. Boletim Paranaense de Geociências, 21/22. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, p. 5-55. 1967.
- LAVINA, E. L.; & LOPES, R. C. **A transgressão marinha do Permiano Inferior e a evolução paleogeográfica do Supergrupo Tubarão no Estado do Rio Grande do Sul**. Paula Coutiana, Porto Alegre, n. 1, p. 51-103, 1986.
- LAVINA, E. L. The Passa Dois Group. In: **International Gondwana Symposium**, 7., 1988. São Paulo. Field excursion guide book. São Paulo: Instituto de Geociências, 1988. p. 24-30. 1988.
- LIMA, F. M. **Estratigrafia de Sequências da Formação Rio Bonito, com ênfase ao Membro Triunfo (Eopermiano), em sondagens rasas junto à faixa de afloramentos do norte paranaense**. IGCE/UNESP, Rio Claro, Trabalho de Formatura, 25p. 2000.
- MANNA, M. O. **Evolução paleoambiental e estratigráfica da Formação Rio Bonito (Bacia do Paraná), região de Ituporanga, Santa Catarina**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2017.

- 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.
- MARQUES, A.; ZANOTTO, O. A.; FRANÇA, A. B.; ASTOLFI, M. A. M.; PAULA, O. B. Compartimentação tectônica da Bacia do Paraná. Curitiba: **PETROBRÁS/ NEXPAR**, 87 p. (relatório interno). 1993.
- MEDEIROS, R. A.; THOMAZ, F. A. Fácies e Ambientes Depositionais da Formação Rio Bonito, Congresso Nacional de Geologia, 27, Aracajú. **Anais**, Aracajú, SBG, v. 3, p. 3-12. 1973.
- MELANI, L. H. **Caracterização petrofísica de reservatório carbonático**. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP. 2015.
- MENEZES, M. T. F. de. **Petrografia e diagênese de arenitos eopermianos da Bacia do Paraná, região de Alfredo Wagner, SC: implicações estratigráficas e de proveniência**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2015.
- MIALL, A. D. **The geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology**. Ed. corr. Berlin: Springer, xvi, 582 p. 1996.
- MILANI, E. J.; FRANÇA, A. B.; SCHNEIDER, R. L. Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências da PETROBRÁS**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 69-82, jan./mar. 1994.
- MILANI, E. J. **Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica Fanerozoica do Gondwana sul-ocidental**. 2 v., 255 p. 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.
- MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V., GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, 18: 351-396. 2001.
- MILANI, E. J. Comentários sobre a origem e evolução tectônica da Bacia do Paraná. In: MANTESSONETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flavio Marques de Almeida**. p. 265-291. 2004.
- MILANI, E. J.; MELO, J. H. G.; SOUZA, P. A.; FERNANDES, L. A.; FRANÇA, A. B. Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 265-287, maio/nov., 2007.
- MOREIRA, A.C. **Análise da influência da morfologia porosa de implantes de titânio no processo de crescimento ósseo**. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- NOCK, R.; NIELSEN, F. Statistical Region Merging, IEEE Trans. **Pattern Anal. Mach. Intell.** 26 (11): 1452-1458. 2004.
- PAIM, P. S. G.; FACCINI, U. F.; NETTO, R. G. **Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares (estudo de casos)**. São Leopoldo. Ed. Ponto e vírgula. 293 p. 2003.

PEATE, D. W.; HAWKESWORT, C. J.; MANTOVANI, M. S. M. Chemical stratigraphy of the Paraná lavas (South America): classification of magma types and their spatial distribution. **Bulletin of Volcanology**, Berlin, v. 55, p. 119-139, 1992.

PEREIRA, E.; CARNEIRO, C. R.; BERGAMASCHI, S.; ALMEIDA, F. F. M. Evolução das sinéclises paleozóicas: Províncias Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (Org.). **Geologia do Brasil**, São Paulo: Beca, p. 392-421. 2012.

PLUCENIO, D. M. **Caracterização de rochas reservatório de petróleo a partir da modelagem do sistema poroso em rede de poros**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2016.

RAMOS, V. A. Late Proterozoic-early Paleozoic of South America-a collisional history. **Episodes**, 11(3), 168-174. 1988.

ROCHA-CAMPOS, A. C. The Tubarão Group in the Brazilian portion of the Paraná Basin. In: BIGARELLA, J. J. (Ed.). **Problems in Brazilian Devonian geology**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, p. 27-102. 1967.

SCHERER, C. M. S. Ambientes Fluviais. Capítulo IV: **Ambientes de sedimentação siliciclástica do Brasil**. Organizadores: PEDREIRA DA SILVA, A. J. C. L.; ARAGÃO, M. A. N. F.; MAGALHÃES, A. J. C. Editora BECA. São Paulo. 2008.

SCHMIDT, V.; MCDONALD, D. A. **The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis**. 1979.

SCHNEIDER, R. L.; MUHLMANN, H.; TOMMASI, E.; MEDEIROS, R. A.; DAEMON, R. A.; NOGUEIRA, A. A. Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 28, 1974, Porto Alegre. **Anais**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1974, v. 1, p.41-65.

SCHÖN, J. H. **Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics** (Vol. 65). Elsevier. 2015.

SERVIDONI, A. P. S. **Análise de Porosidade e o Potencial como Rocha Reservatório em Estromatólito do Recente da Lagoa Salgada, Litoral Fluiminense – RJ**. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 141 p. 2012.

SILVA, A. J. P. da; LOPES, R. D. C.; VASCONCELOS, A. M.; BAHIA, R. B. C. Bacias Sedimentares Paleozoicas e Meso-Cenozoicas Interiores. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. CPRM, Brasília, 55-85. 2003.

SILVA, D. R. A. D.; MIZUSAKI, A. M. P.; ANJOS, S. M. C. D.; CONCEIÇÃO, R. V. O método radiométrico RB-Sr aplicado em rochas sedimentares o exemplo da bacia do Paraná, Brasil. **Pesquisas em Geociências**. Vol. 33, n. 1 (2006), p. 83-100. 2006.

SILVA, A. F. B. **Caracterização do espaço poroso em rochas por esferas máximas exatas**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

SLATT, R. M. **Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers**. Elsevier, 2006.

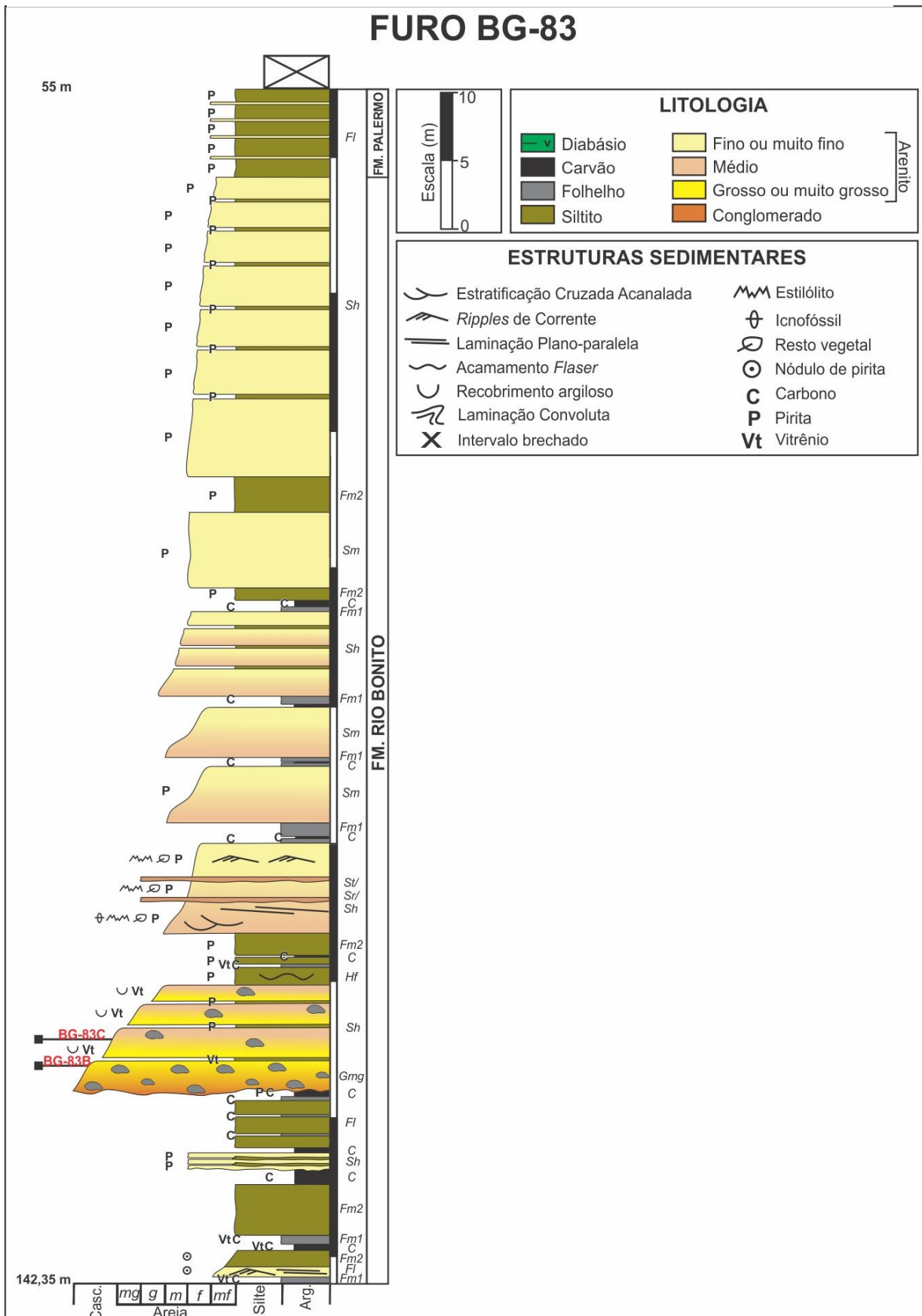


- SOWEK, G. A. **Caracterização de heterogeneidades em reservatórios fluviais a partir do estudo de análogo na Formação Rio do Rasto, Bacia do Paraná.** Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2013.
- TIAB, D.; DONALDSON, E.C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties.** Gulf professional publishing. 2015.
- TOGNOLI, F. M. W. **Análise estratigráfica e paleoicnológica do Grupo Guatá no leste paranaense.** IGCE/UNESP, Rio Claro, Dissertação de Mestrado, 90p. 2002.
- TUCKER, M. E. **Sedimentary Petrology.** Blackwell Science, Osney Nead, 3ª edição. 2001.
- TUCKER, M. E. **Rochas sedimentares: guia geológico de campo.** 4ª edição. 2014.
- WHITE, I. C. **Relatório final da comissão de estudos das minas de carvão de pedra do Brasil.** Rio de Janeiro: Imprensa Nacional, 1908.
- Y FERNANDEZ, E. F.; JUNIOR, O. A. P.; DE PINHO, A. C. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás uma colaboração Brasil, Portugal e Angola.** Lixikon, 2009.
- ZACHARIAS, A. **Preenchimento de vales incisos por associações de fácies estuarinas, Formação Rio Bonito no norte do estado do Paraná.** IGCE/UNESP, Rio Claro. Dissertação de Mestrado, 112p. 2004.
- ZALÁN, P. V.; ASTOLFI, M. A. M.; VIEIRA, I. S.; CONCEIÇÃO, J. C. N.; NETO, E. V. S.; MARQUES, A. The Paraná Basin, Brazil. In: LEIGHTON, KOLATA, OLTZ, EIDEL (Eds.). **Interior cratonic basins.** Tulsa: AAPG Memoir, p. 681-708. 1990a.
- ZALÁN, P. V.; WOLFF, S.; CONCEIÇÃO, J. C.; MARQUES, A.; ASTOLFI, M. A. M; VIEIRA, I. S.; APPI, V. T. Bacia do Paraná. In: **Origem e evolução de Bacias Sedimentares.** Petrobrás, Rio de Janeiro, p. 135-164. 1990b.
- ZINSZNER, B.; PELLERIN, F-M. **A geoscientist's guide to petrophysics.** Editions Technip, 2007.

**ANEXO I**



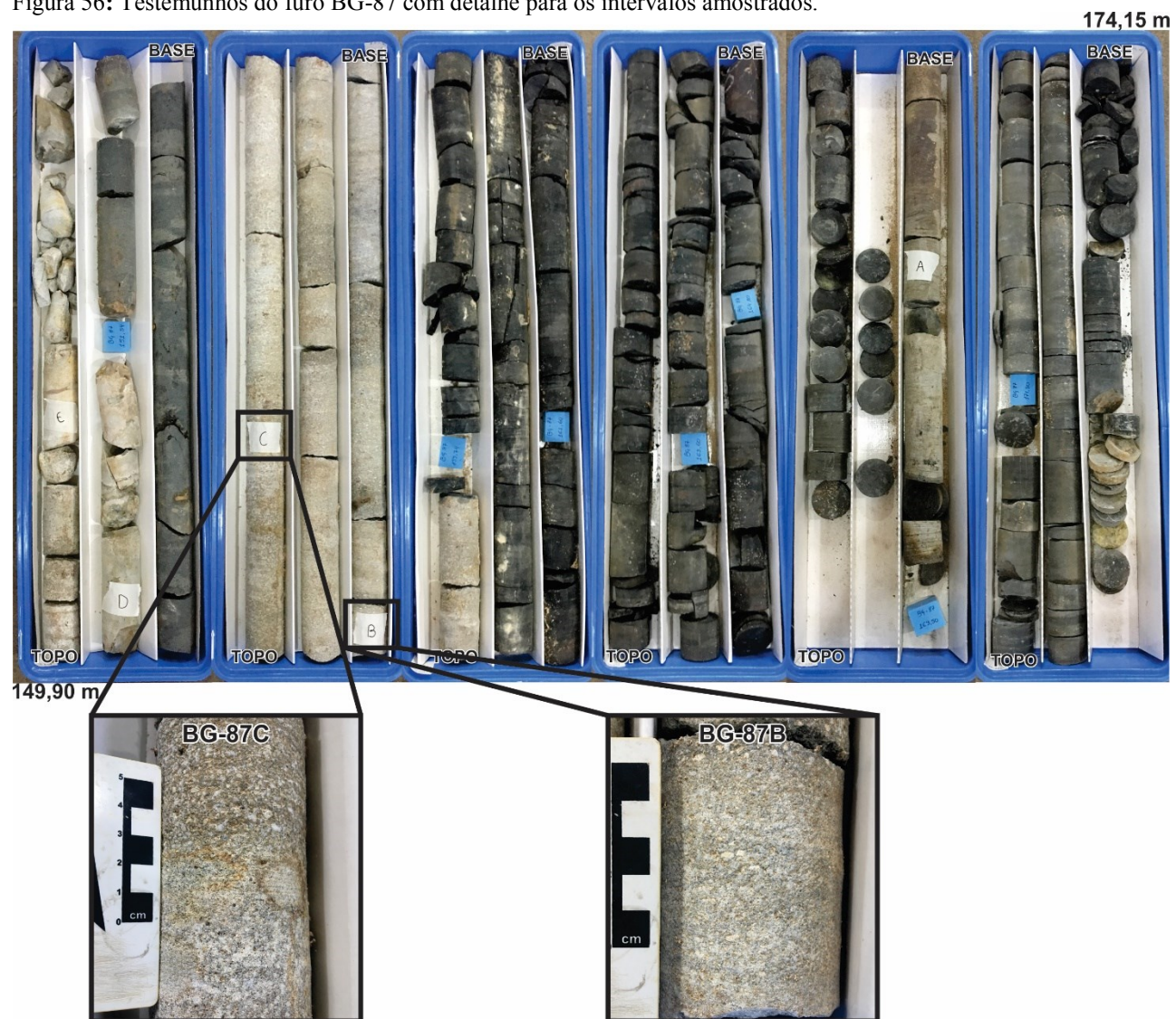
Figura 55: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-83 com detalhe para os intervalos amostrados.



Fonte: Do autor (2020).

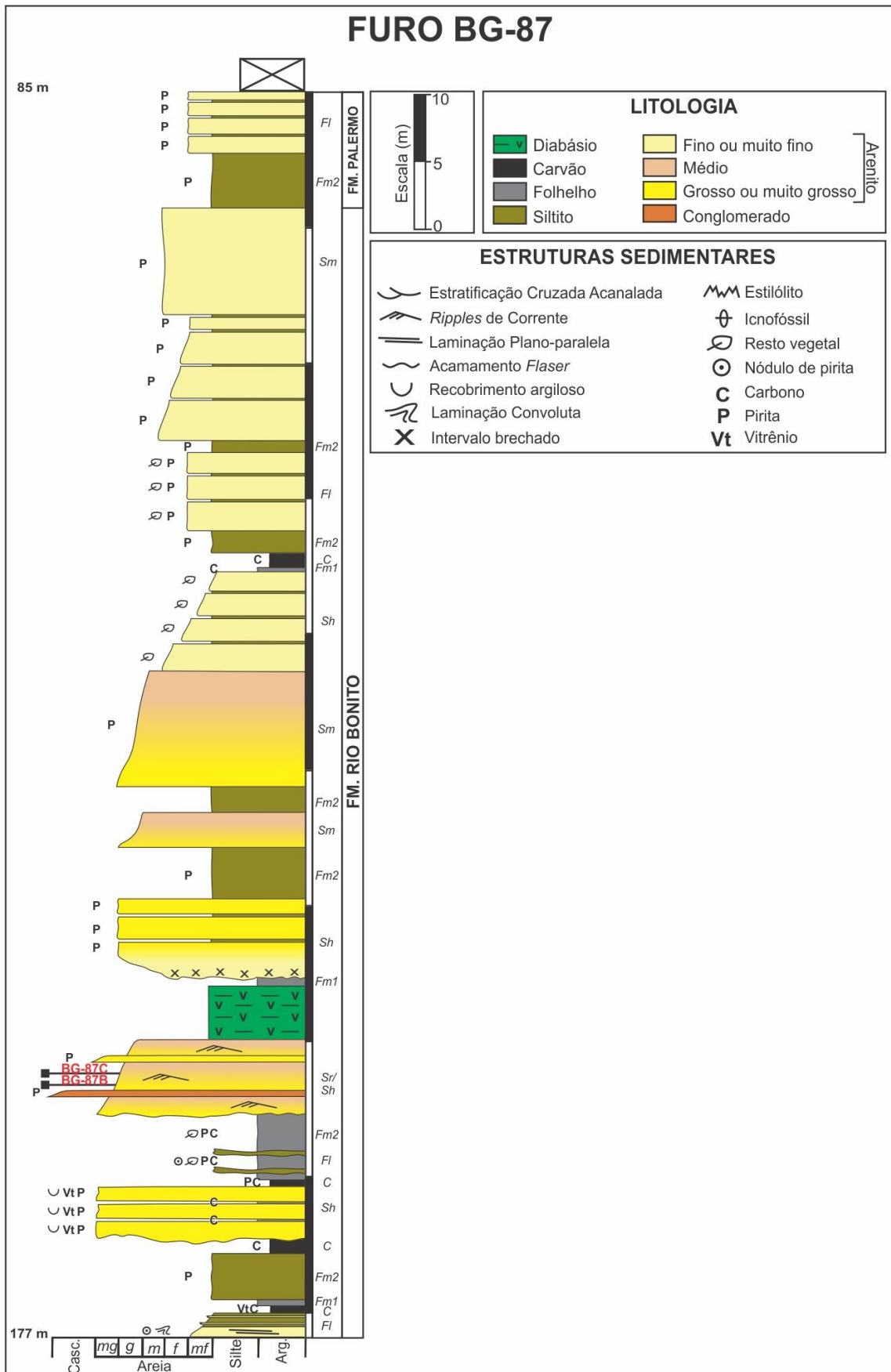


Figura 56: Testemunhos do furo BG-87 com detalhe para os intervalos amostrados.



Fonte: Do autor (2020).

Figura 57: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-87 com detalhe para os intervalos amostrados.

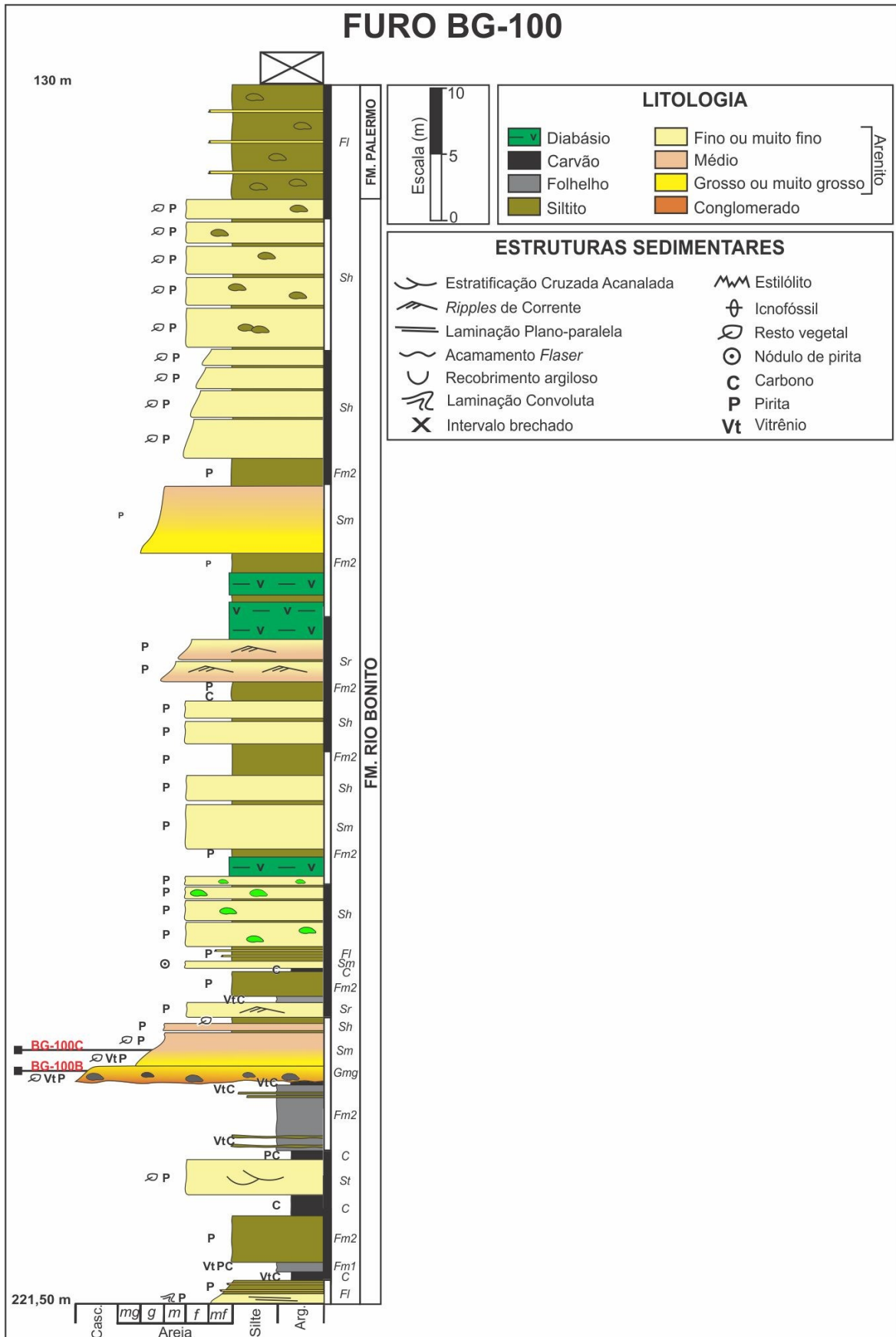


Fonte: Do autor (2020).





Figura 59: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-100 com detalhe para os intervalos amostrados.

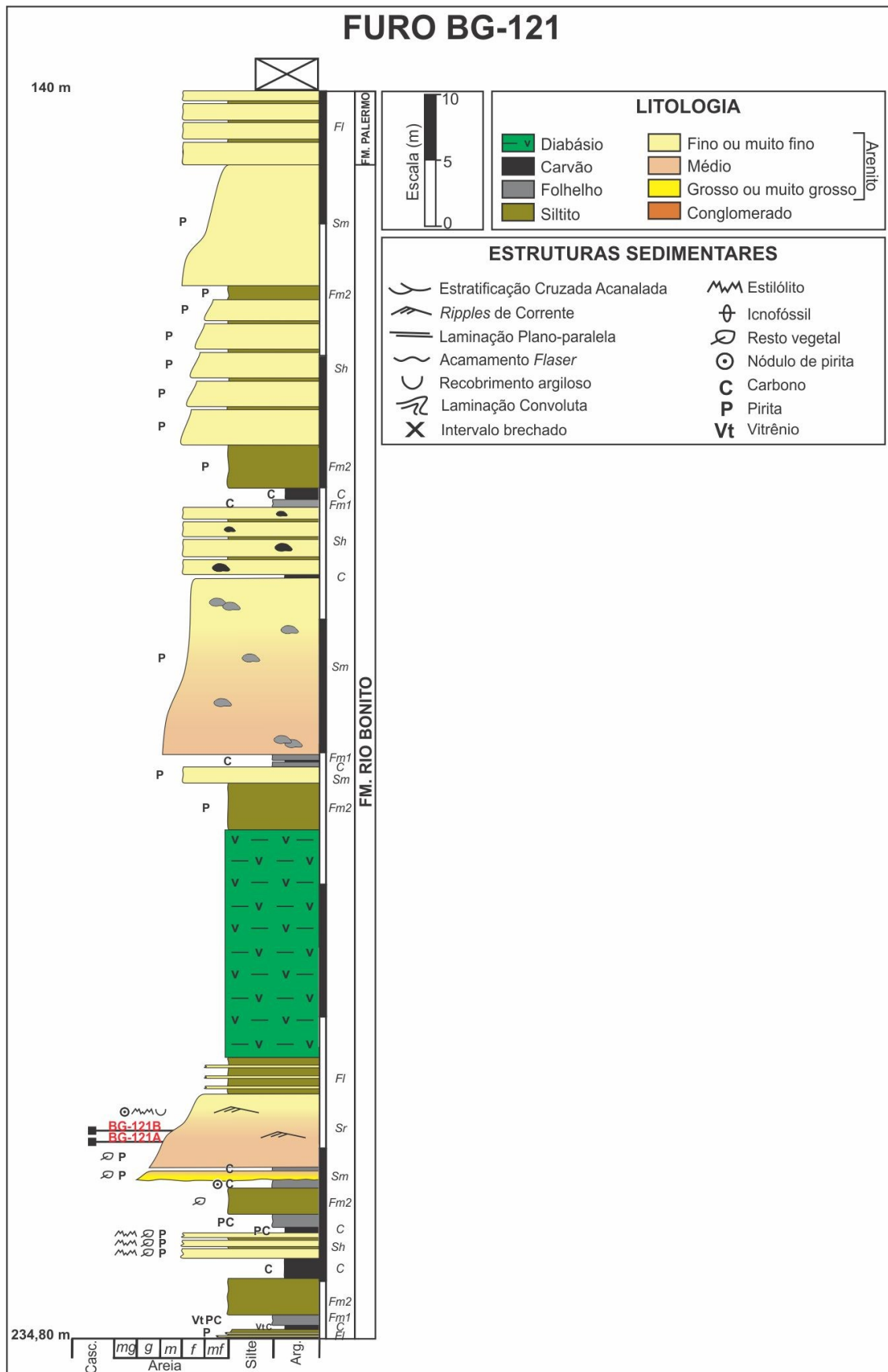


Fonte: Do autor (2020).





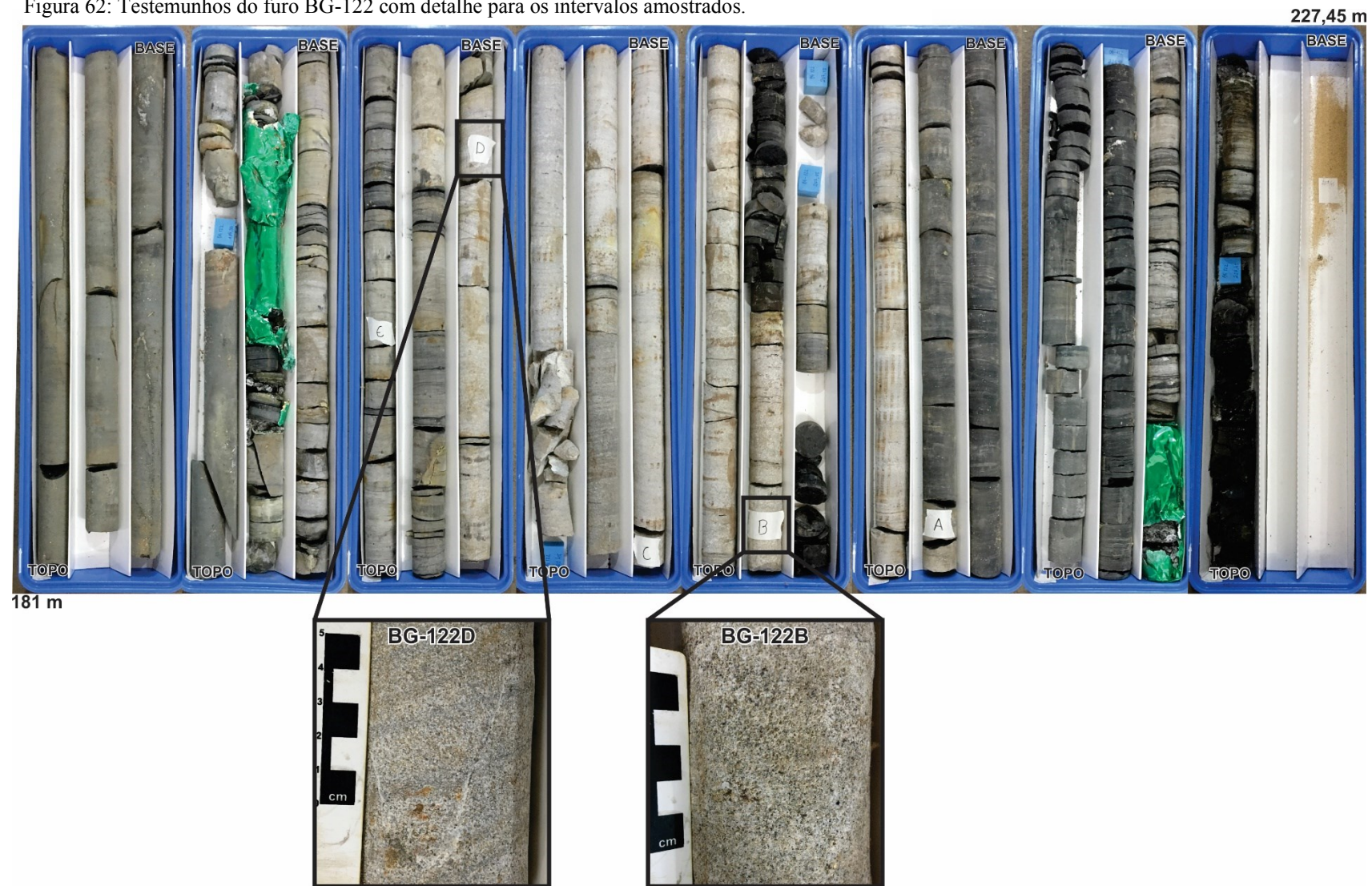
Figura 61: Seção colunar (escala 1:200) do furo BG-121 com detalhe para os intervalos amostrados.



Fonte: Do autor (2020).



Figura 62: Testemunhos do furo BG-122 com detalhe para os intervalos amostrados.



Fonte: Do autor (2020).



