



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

Lucas Henrique Batista da Silva

**Análise da porosidade em arenitos pouco consolidados
e deformados (Formação Resende, Bacia de Volta
Redonda), utilizando dados de microtomografia
computadorizada**

Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia)

**UFRJ
Rio de Janeiro
2018**



Lucas Henrique Batista da Silva

Análise da porosidade em arenitos pouco consolidados e deformados (Formação Resende, Bacia de Volta Redonda), utilizando dados de microtomografia computadorizada

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário para obtenção do grau em Geologia.

Orientadores:

Prof. Dr. Fábio André Perosi – Depto. Geologia/UFRJ
Me. Suelen do Nascimento Vogel

**Rio de Janeiro
2018**

Lucas Henrique Batista da Silva

Análise da porosidade em arenitos pouco consolidados e deformados (Formação Resende, Bacia de Volta Redonda), utilizando dados de microtomografia computadorizada/ Lucas Henrique Batista da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Geociências, 2018.

Orientador(es): Fábio André Perosi, Suelen do Nascimento Vogel

Trabalho Final de Curso: Graduação em Geologia – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia.

1. Microtomografia computadorizada 2. Bacia de Volta Redonda.

Lucas Henrique Batista da Silva

Análise da porosidade em arenitos pouco consolidados e deformados (Formação Resende, Bacia de Volta Redonda), utilizando dados de microtomografia computadorizada

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário para obtenção do grau em Geologia.

Orientadores:

Prof. Dr. Fábio André Perosi – Depto. Geologia/UFRJ
Me. Suelen do Nascimento Vogel

Aprovado em: 05 / 12 / 2018

Por:

Fábio André Perosi, UFRJ

Aline Theophilo Silva, Petrobras

Cláudio Limeira Mello, UFRJ

UFRJ
Rio de Janeiro
2018

Agradecimentos

Agradeço aos professores e professoras que me conduziram ao pensamento, não só o geológico, mas o crítico, ainda mais importante nos dias em que vivemos.

Agradeço aos orientadores e amigos Fábio Perosi e Suelen Vogel, pelo conhecimento compartilhado, e todo apoio e incentivo durante a realização deste trabalho.

Agradeço a Universidade Federal do Rio de Janeiro, ao Laboratório de Geofísica e Petrofísica (Lagep), ao Programa de Recursos Humanos da Petrobras (PRH-234) e a Petrobras pelo apoio físico e financeiro.

Ao Técnico do Lagep, José Roberto.

Ao Sr. José Luiz de Paiva Leijoto, pela autorização de acesso ao afloramento.

Aos meus amigos de percurso, Fernanda, Vívian, Renata, Gabriela, Mariah, Chico, Guido, Manuella, Mayara e a todos da Geologia 2014.

À minha família, a minha ancestralidade, Evanilde, Iolanda, João Victor, Pedro Paulo, Dallyla e Victor, os meus maiores agradecimentos, por todo amor compartilhado e pelo apoio nunca falho.

Resumo

BATISTA, Lucas. Análise da porosidade em arenitos pouco consolidados e deformados (Formação Resende, Bacia de Volta Redonda), utilizando dados de microtomografia computadorizada. Rio de Janeiro, 2017. 64 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A caracterização de rochas por meio da microtomografia de raios-X constitui-se uma técnica de análise digital para o estudo espacial de estruturas e feições geológicas. Para rochas porosas, a distinção mineral e de espaços vazios é de fácil realização, atinente à distinção da atenuação dos raios-X irradiados, fornecendo a partir de modelos tridimensionais análises estruturais e texturais acerca da densidade de grãos, granulometria, porosidade e estrutura de grãos e de poros. A Formação Resende é uma unidade estratigráfica pertencente à bacia de Volta Redonda (RJ) caracterizada por arenitos feldspáticos pouco consolidados intercalados com lamitos esverdeados, e seus depósitos encontram-se moderadamente a intensamente deformados. A diversa expressão de estruturas tectônicas condiciona os aspectos permoporosos das rochas, sendo assim, a Formação Resende corresponde ao principal aquífero regional. Através da micromotografia de raios-X realizada em *plugs* confeccionados a partir de blocos de arenitos da Formação Resende, que apresenta distintos estágios de deformação rúptil, o presente estudo arrazoa uma análise acerca dos efeitos da deformação sobre a porosidade em arenitos pouco consolidados e deformados. Foram 8 *plugs* avaliados no total, confeccionados a partir de 3 blocos de rocha deformada, 2 blocos foram retirados de uma zona de falha (F1#3A; F1#3B) e 1 bloco retirado em meio a uma zona de deformação (BD#2). É possível identificar nos *plugs*, faixas distintas que apresentam maior densidade, maior compactação, redução de granulometria e redução de porosidade, caracterizadas como bandas de deformação. Outras feições como orientação de grãos e de poros foram também observadas. *Plugs* retirados em zonas com menor deformação apresentam menores reduções de porosidade e granulometria. Medidas de porosidade foram realizadas a partir da segmentação do volume poroso e do volume da matriz. O arranjo espacial das estruturas permitiu realizar medidas qualitativas e quantitativas, mais seguras, de porosidade, e até realizá-las em porções específicas, caracterizando as heterogeneidades petrofísicas da rocha.

Palavras-chave: Arenitos pouco consolidados; Formação Resende; Microtomografia computadorizada

Abstract

BATISTA, Lucas. Analysis of porosity in poorly lithified and deformed sandstones (Resende Formation, Volta Redonda Basin) using computerized microtomography data. Rio de Janeiro, 2017. 64 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

The characterization of rocks by the use of X-ray microtomography is built on a digital analysis technique to the spatial description of geological structures and features. For porous rocks, the distinction of mineral and of empty space is an easy task, from the distinction of attenuation of irradiated X-rays, providing from three-dimensional models, structural and textural analyzes about grain density, grain size, porosity and structure of grains and pores. The Resende Formation is a stratigraphic unity that belongs to Volta Redonda basin (RJ) characterized by poorly lithified feldspar sandstones interspersed with mudstones, and its deposits are found in moderate and intense deformation. The diverse expressions of tectonic structures conditions the permeable aspects of the rocks, thus, the Resende Formation corresponds to the main regional aquifer. Through X-ray microtomography performed on plugs made from sandstone blocks from the Resende formation, with different brittle deformation rates, this study creates an analysis around the effects of deformation in low consolidated sandstones porosity. 8 plugs were evaluated in total, made from 3 sandstone blocks, 2 from of them obtained from a fault zone (F1#3A; F1#3B) and 1 was obtained from a zone of deformation bands (BD#2). It is possible to identify in the plugs, different bands by higher density grains, grain size reduction and porosity reduction, characterized as deformation bands. Other features as the orientation of the grains and pores were also noticed. Plugs obtained from zones of lower deformation rates present lower grain and porosity reduction. Measures of porosity were performed from the pore volume segmentation and matrix volume, the spatial arrangement of the structure allowed the achievement of qualitative and quantitative measures, more accurate, of porosity, and even performs them in specific portions of it, characterizing the petrophysics heterogeneity of the rock.

Keywords: Poorly lithified sandstones; Resende Formation; Computerized microtomography

Lista de figuras

Figura 1: Bandas de deformação em arenitos da Formação Entrada, Utah. Extraído de Fossen (2010).....	4
Figura 2: Classificação cinemática de bandas de deformação. Extraído de Fossen <i>et al.</i> , 2010.....	5
Figura 3: Diferentes tipos de bandas de edformação, distintas pelo mecaismo de deformação dominate. (a) banda de desagregação, (b) banda filossilicática, (c) banda cataclástica, (d) banda de dissolução e cimentação. Extraído de Fossen <i>et al.</i> , 2007.....	6
Figura 4: Localização do afloramento em estudo e as indicações das principais vias de acesso. Fonte Google Maps (2016). Extraído de Vogel (2018).	10
Figura 5: Conjunto de bacia sedimentares inseridas no contexto tectônico do Rift Continental do Sudeste do Brasil (modificado de Melo <i>et al.</i> , 1985 por Sanson, 2006).....	11
Figura 6: Mapa geológico da bacia de Volta Redonda integrado ao embasamento. As informações sobre o embasamento foram compiladas por Negrão (2014) de acordo com PRONAGEO – CPRM/UERJ (2007).....	13
Figura 7: Coluna litoestratigráfica e fases tectônicas da bacia de Volta Redonda. Extraído de Negrão <i>et al.</i> , 2015.	16
Figura 8: Aspectos gerais do afloramento estudado. São destacados os contatos litológicos e as estruturas tectônicas mais evidentes. Extraído de Maciel, 2016.....	18
Figura 9: Seção geológica do afloramento estudado e perfis sedimentológicos (P1, P2 e P3) referentes aos seus três blocos principais (sul, central e norte) limitados pelas falhas F1 e F2. As falhas F1 e F2 definem um padrão geral de gráben e horstes para o afloramento. Extraído de Maciel, 2016.....	19
Figura 10: Aspectos estruturais relacionados à falha F1. (A) plano de falha ferruginizado limitando conjuntos litológicos distintos. Observar a variação no grau de oxidação das rochas entre os blocos sul (cores avermelhadas) e central (cores esbranquiçadas). (B) plano de falha ferruginizado, com presença de estrias indicativas de movimentação vertical. Observar também planos de falha conjugados, com aumento no grau de oxidação em direção ao plano principal. Extraído de Maciel, 2016.	20
Figura 11: Visão em planta de possível zona de bandas de deformação ou de compactação, identificada em intervalo arenítico do afloramento estudado (a seta indica o topo do afloramento). Extraído de Maciel <i>et al.</i> , 2017.....	21
Figura 12: Gráfico de correlação entre os valores de permeabilidade absoluta (em escala logarítmica), em relação aos valores de porosidade. Extraído de Vogel (2018).....	22
Figura 13: Seção geológica do afloramento em estudo (modificado de Maciel, 2016), indicando a localização da coleta dos blocos de arenitos deformados (F1#3A, F1#3B, BD#2).....	23

- Figura 14:** A fotografia à esquerda ilustra o plug com encapsulamento de Ni, ao longo do eixo mais longo (amostra F1#3B-P3); à direita indicando o mesmo plug com o topo com a tela metálica. Extraído de Vogel (2018). 24
- Figura 15:** Ferramenta de segmentação do software Avizo Fire 8. 26
- Figura 16:** Bloco F1#3A com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018). 27
- Figura 17:** Imagens do modelo 3D do *plug* P1 do bloco F1#3A. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B, C e D. 29
- Figura 18:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros, e as imagens à direita são as reconstruções da rede de poros. Em amarelo são as interpretações das estruturas inferidas, de acordo com a redução de porosidade. 30
- Figura 19:** Imagens do modelo 3D do *plug* P2 do bloco F1#3A. É possível observar nas oito imagens em visão lateral do *plug*, a reconstituição do modelo. Foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. 31
- Figura 20:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P2 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros, e as imagens à direita são as reconstruções da rede de poros, e em amarelo são as interpretações de estruturas inferidas, de acordo com a redução de porosidade, indicadas, também em A e B. 32
- Figura 21:** Imagens do modelo 3D do *plug* P5 do bloco F1#3A. É possível observar nas quatro imagens em visão lateral do *plug*, a reconstituição do modelo. Foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. É possível observar também alinhamento de grão, indicados com a letra D. 33
- Figura 22:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P5 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são as reconstruções da rede de poros e interpretação de estruturas inferidas, em amarelo, de acordo com a redução de porosidade, principalmente observada em A. Em B observa-se orientação de poros. Em C aponta uma zona com menor deformação e redução de porosidade. Em D se observa feição relacionada a confecção do *plug*. 34

- Figura 23:** Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão vertical da reconstituição do modelo, onde foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B..... 35
- Figura 24:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P6 do bloco F1#3A. Às duas primeiras imagens ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As três últimas imagens em posição vertical representam reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo e indicadas com a letra A. 36
- Figura 25:** *Plugs* do bloco F1#3A interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018)..... 37
- Figura 26:** Feições estruturais e texturais identificadas por Vogel (2018) em seções microtomográficas dos *plugs*: a) F1#3A-P1; b) F1#3A-P2; c) F1#3A-P5; d) F1#3A-P6. Faixas com diferenças texturais delimitadas por tracejado branco, alinhamento de grãos em amarelo, alinhamento de poros em azul claro, em lilás pontos de limonita e em azul escuro áreas mais porosas e porosidade móldica..... 38
- Figura 27:** Lâminas petrográficas interpretadas por Rotava (2017), obtidas do *plug* F1#3A-P1. A fotomicrografia (A) destaca significativa variação granulométrica, presença de grãos fraturados e matriz abundante; na fotomicrografia (B) é destacado grão de quartzo com bordas fragmentadas e muito fraturado, além de faixas com grãos cominuídos (linhas tracejadas vermelhas) e micas compactadas (linhas contínuas laranjas); a fotomicrografia (C) apresenta predominância de grãos finos a muito finos e matriz abundante (linhas tracejadas vermelhas); e a fotomicrografia (D) apresenta seleção moderada, cimentação por óxido de ferro difusa, orientação dos grãos (linha tracejada em amarelo). 39
- Figura 28:** Bloco F1#3B com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018). 40
- Figura 29:** Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas oito imagens em visão lateral, a reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. 41
- Figura 30:** Figura 30: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas

- estruturas foram interpretadas em amarelo e indicadas com as letras A, B e C. 42
- Figura 31:** Imagens do modelo 3D do *plug* P3 do bloco F1#3B. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C.... 43
- Figura 32:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo e indicada com a letra A. 44
- Figura 33:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P3 do bloco F1#3B. Nas duas imagens à esquerda seções segmentadas de poro e matriz. A cor azul é a porosidade, que nesta situação foi formada por bioturbação e nas duas imagens à direita é possível observar reconstruções da rede de poros, onde também é possível observar a bioturbação, indicada com a letra A. 45
- Figura 34:** *Plugs* do bloco F1#3B interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018). 46
- Figura 35:** Imagens microtomográficas dos *plugs*: a) F1#3B-P1 e b) F1#3B-P3 interpretadas por Vogel (2018), onde a cor lilás indica faixas mais densas de óxido de ferro, em laranja alinhamento de óxido de ferro, em azul claro alinhamento de poros, em azul escuro bioturbação, e em branco a diferença de textura. 47
- Figura 36:** Fotomicrografia obtida e interpretada por Rotava (2017) para o *plug* F1#3B-P1, destacando a cimentação ferruginosa no limite entre faixas com granulometrias distintas, com a concentração de óxido de ferro preferencialmente na faixa de granulometria mais grossa. Orientações dos grãos em direções distintas: vertical (assinalada pela cor vermelha); NE (cor preta) e NW (cor amarela). 47
- Figura 37:** Bloco BD#2 com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018). 48
- Figura 38:** Imagens do modelo 3D do *plug* P1 do bloco BD#2. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A e B. 49
- Figura 39:** Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco BD#2. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a

cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo..... 50

Figura 40: Imagens do modelo 3D do *plug* P2 do bloco BD#2. É possível observar nas oito imagens em visão lateral do *plug*, a reconstituição do modelo. Foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. (não vejo as letras A, B e C) 51

Figura 41: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P2 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo..... 52

Figura 42: *Plugs* do bloco BD#2, interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018)..... 53

Figura 43: Imagens tomográficas dos *plugs*: a) BD#2-P1 e b) BD#2-P3 interpretadas por Vogel (2018), onde a cor branca indica os limites das faixas distinguidas pela diferença textural, em rosa concentração de sucessivas faixas interpretadas internamente às faixas, em azul escuro porosidade móldica, em amarelo alinhamento de grãos e em azul claro alinhamento de poros. 54

Figura 44: Fotomicrografia interpretada por Rotava (2017), obtidas do *plug* BD#2-P1. (a) Destaque em vermelho de faixas de grãos finos e fraturados, associadas à fragmentação das bordas de grãos maiores; em (b) destaque, em vermelho, para a superfície ferruginosa bem marcada, sendo controlada pela faixa vertical de grãos finos e cominuídos; outras duas faixas com características semelhantes de orientação NE em preto tracejado; e no canto inferior esquerdo da imagem, destaca-se, em linha contínua em preto, o padrão de fraturamento preservado nos grãos de quartzo..... 55

Figura 45: Espaço poroso, representado com a cor azul, segmentado a partir de seção microtomográfica do *plug* F1#3B-P1..... 56

Figura 46: Gráfico ilustrando a comparação entre a porosidade efetiva (obtida por Vogel, 2018), a porosidade obtida por μ CT e o erro relativo entre as medidas dos *plugs* analisados. 56

Figura 47: Imagens do modelo 3D do *plug* P5 do bloco F1#3A, mais deformado. O modelo reconstruído e interpretado (linhas amarelas) foi amostrado digitalmente em porções menores (1, 2 e 3), caracterizado localmente na imagem do *plug*. Os minerais mais densos possuem cores mais claras..... 57

Figura 48: Imagens do modelo 3D do *plug* P6 do bloco F1#3A, menos deformado. O modelo reconstruído e interpretado (linhas amarelas) foi

amostrado digitalmente em uma porção menor, caracterizado localmente na imagem do *plug*. Os minerais mais densos possuem cores mais claras. 58

Figura 49: Gráfico ilustrando a comparação entre porosidade obtida para as porções avaliadas dos *plugs* F1#3A-P5 e F1#3A-P6. 59

Lista de tabelas

- Tabela 1** - Mecanismos operantes na formação de bandas de deformação e condições ideais para sua atuação (traduzido e modificado por Rotava (2017) de Fossen, 2010). 6
- Tabela 2** - Tabela com os três blocos de rocha deformada e seus respectivos *plugs*, dos quais foram selecionados para análise do presente estudo. 24

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vi
<i>Abstract</i>	vii
Lista de figuras	viii
Lista de tabelas	xiv
Sumário	xv
1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVOS	3
3. BASES CONCEITUAIS	4
3.1 Bandas de deformação e suas influências sobre as características petrofísicas	4
3.2 A microtomografia computadorizada (μ CT)	7
4. ÁREA DE ESTUDO	9
4.1. Localização	9
4.2. Geologia Regional	11
4.3. Estratigrafia e Evolução Tectônica da Bacia da Volta Redonda	14
5. RESUMO DOS TRABALHOS ANTERIORES	18
6. METODOLOGIA	23
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES	27
7.1. Bloco F1#3A	27
7.2. Bloco F1#3B	39
7.3. Bloco BD#2	48
7.4. Porosidade	56
8. CONCLUSÕES	60
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

1. INTRODUÇÃO

Falhas geológicas em reservatórios possuem distintos comportamentos, onde, dependendo das circunstâncias, podem atuar como condutos, mas por vezes funcionando como barreiras para o fluxo de fluídos, impactando diretamente a exploração e a produção de hidrocarbonetos. (Pei *et al.*, 2015; Knipe *et al.*, 1997; Gibson, 1998; Ogilvie & Glover, 2001)

Em arenitos pouco consolidados, além de falhas, outro tipo de deformação rúptil é identificado, são as bandas de deformação, que possuem estruturas de escala sub-sísmica desenvolvidas em rochas granulares de alta porosidade, o que pode resultar em intensa deformação não localizada, tendendo a reduzir a permoporosidade da região de dano da deformação. (Fossen, 2010; Aydin and Johnson, 1978;).

Reservatórios de hidrocarbonetos nas bacias de margem continental do sudeste do Brasil são caracterizados por arenitos pouco consolidados, por vezes fraturados, sendo o controle estrutural em muitos casos relacionado à reativação de falhas do embasamento. (Fetter *et al.*, 2009)

Com o intuito de diminuir os riscos na exploração de hidrocarbonetos, tem se procurado compreender melhor o comportamento de zonas deformadas (falhas e bandas de deformação), neste caso, o estudo de afloramentos análogos aos reservatórios tem sido promissor, suprindo as dificuldades ao acesso aos dados geológicos em subsuperfície, principalmente em relação a escala, que no caso das bandas de deformação, por possuírem medidas milimétricas a centimétricas, não são detectadas na sísmica e nem durante a perfuração de poços, desta forma, corroborando para a determinação das propriedades do reservatório. (Pei *et al.*, 2015; Howell *et al.*, 2014)

A Formação Resende apresenta distribuição em todas as bacias do segmento central do Rift Continental do Sudeste do Brasil, seus depósitos compreendem grande parte do pacote sedimentar paleogênico, que é marcado por intensa deformação neotectônica (Riccomini *et al.*, 2004; Negrão *et al.*, 2015). É

caracterizada por possuir arenitos pouco consolidados e deformados, desta forma, seus aspectos petrofísicos, vem sendo estudados como um bom análogo a reservatórios (Albuquerque *et al.*, 2003).

Em um afloramento na bacia de Volta Redonda, Maciel (2016), Rotava (2017) e Vogel (2018) avançaram na análise dos aspectos deformacionais dos arenitos da Formação Resende, e nas possíveis influências na permoporosidade. Utilizando os *plugs* inicialmente estudados por Vogel (2018), o presente estudo se propõe em avançar nos aspectos petrofísicos associados a bandas de deformação, utilizando a microtomografia computadorizada.

A μ CT ou microtomografia computadorizada de raios-X permite a análise de centenas de seções microtomográficas e visualização tridimensional interna das amostras, além de quantificações automatizadas de área e/ou volume. Podem ser obtidos dados qualitativos e quantitativos relacionados à forma, tamanho, distribuição, volume, área e conectividade dos poros, em microescala. Além dos poros, é possível separar e quantificar fases minerais com atenuações distintas de raios-X. (Duliu, 1999; Cnudde *et al.*, 2006)

2. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é mapear feições de deformação em *plugs* e associar, através de análises qualitativas e quantitativas, a porosidade em arenitos pouco consolidados, quando associado a deformação dútil. Este estudo foi feito a partir da análise e caracterização tridimensional dos aspectos microestruturais, através da microtomografia computadorizada de raios-X. O material de estudo é a Formação Resende (Eoceno, *Rift* Continental do Sudeste do Brasil).

3. BASES CONCEITUAIS

Neste capítulo serão apresentados aspectos conceituais a respeito da micromotografia computadorizada e das bandas de deformação, que representam o objeto principal do presente trabalho.

3.1 Bandas de deformação e suas influências sobre as características petrofísicas

A tensão em rochas com alta porosidade e em sedimentos não resulta, inicialmente, em fraturas ou em falhas. No entanto, a tensão é caracterizada pela formação de estruturas deformacionais, chamadas de bandas de deformação (Fig. 1). Bandas de deformação são estruturas delgadas de até, aproximadamente, 1 cm, onde ocorre compactação e cominuição de grãos por cisalhamento. Podem ocorrer isoladamente ou em feixes de duas ou mais bandas anastomosadas, com mesma orientação e mergulho, configurando, desta forma, uma zona de bandas de deformação. Zonas de bandas de deformação possuem baixo deslocamento, e apresentam espessura variada, de milímetros a centímetros, tendendo a ter maior coesão e menor permeabilidade que fraturas normais. (Fossen *et al.*, 2007; Aydin & Johnson, 1978)



Figura 1: Bandas de deformação em arenitos da Formação Entrada, Utah. Extraído de Fossen (2010).

Tanto em aquíferos subterrâneos como em reservatórios de hidrocarbonetos, as bandas de deformação podem ocorrer em bandas individuais, feixes ou conjuntos de bandas ou em zonas danificadas por falhas, atuando principalmente como barreira para o fluxo de fluido (Fossen, 2010; Rotevatn *et al.*, 2013).

As bandas de deformação podem ser caracterizadas em um contexto cinemático em: bandas de dilatação, bandas de cisalhamento, bandas de compactação, ou híbridas de bandas de cisalhamento com bandas de dilatação ou, mais recorrente, bandas de cisalhamento com bandas de compactação (Fig. 2) (Fossen *et al.*, 2007).

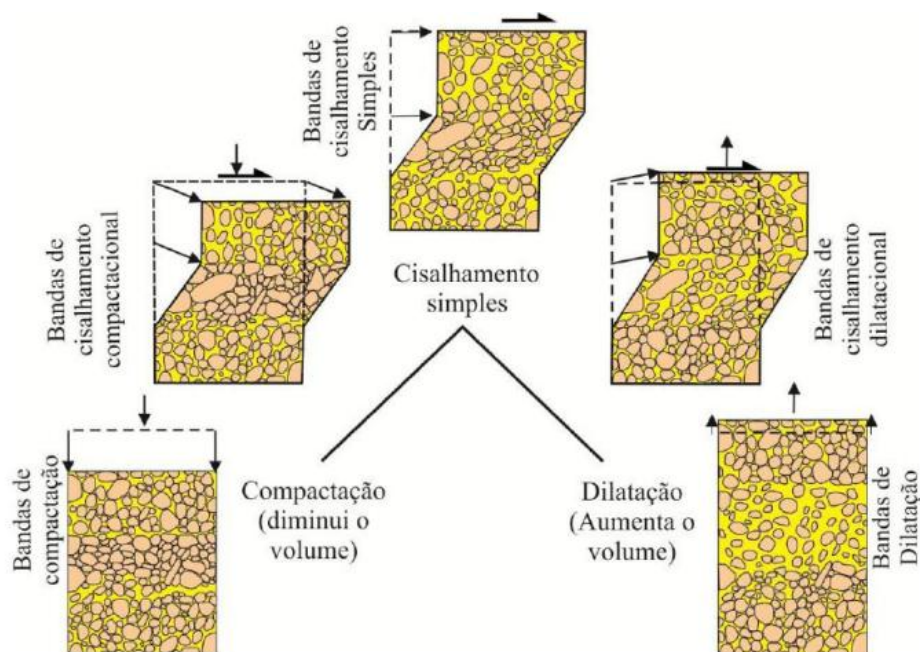


Figura 2: Classificação cinemática de bandas de deformação. Extraído de Fossen *et al.*, 2010.

Uma outra classificação é particularmente útil quando há interesse nos aspectos petrofísicos das bandas. Essa classificação é feita a partir da identificação dos mecanismos que atuam na formação das bandas, esses mecanismos são dependentes da mineralogia, tamanho, forma e grau de seleção dos grãos, além da cimentação, porosidade e estados de esforços (Fossen, 2010). Os mecanismos mais importantes são expostos na tabela 1.

Tabela 1 - Mecanismos operantes na formação de bandas de deformação e condições ideais para sua atuação (traduzido e modificado por Rotava (2017) de Fossen, 2010).

Mecanismo	Condições ideais de atuação
Fluxo Granular	profundidade < 1 km, pobremente litificado, baixa tensão efetiva.
Fluxo Cataclástico	profundidade > 1 km, pobremente litificado, alta pressão de confinamento
Dissolução (Qtz)	profundidade > 2-3 km, temperatura >90oC, localizado ao longo de falhas devido ao fluxo de fluido
Cimentação	por quartzo: profundidade > 2-3km; por calcita: profundidade até 1km

Desta forma, diferentes tipos de bandas de deformação podem ser distinguidos em função do mecanismo de deformação prevalente (Fig. 3).

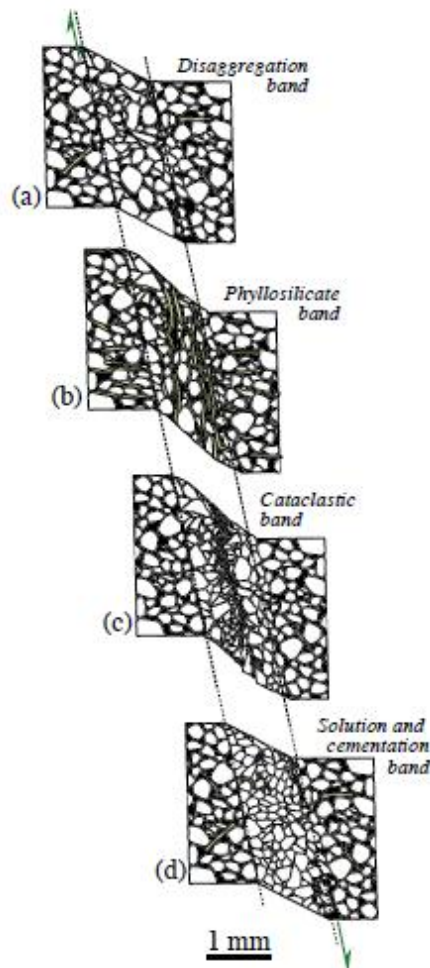


Figura 3: Diferentes tipos de bandas de edformação, distintas pelo mecaismo de deformação dominante. (a) banda de desagregação, (b) banda filossilicática, (c) banda cataclástica, (d) banda de dissolução e cimentação. Extraído de Fossen *et al*, 2007

No caso da zona de bandas de desagregação há deformação sem faturamento. Se desenvolvendo a desagregação mediante ao cisalhamento de grãos resultante da rotação dos grãos, pelos deslizamentos nas bordas dos grãos e pela ruptura do cimento que une os grãos (Pei *et al.*, 2015; Fossen, 2010). Bandas de desagregação se desenvolvem, preferencialmente, a profundidades rasas (<1 km) (Fossen *et al.*, 2007).

Associadas a rochas areníticas pouco consolidadas, sua espessura varia em função da granulometria. Enquanto arenitos de granulometria fina desenvolve bandas com cerca de 1 mm de espessura, arenitos com granulometria mais grossa podem apresentar bandas individuais de até 5 mm. (Pei *et al.*, 2015; Fossen, 2010).

A permeabilidade de rochas com bandas de desagregação é geralmente mais alta que a de outros tipos de rochas da zona de falha. Devido à ausência/baixo teor de argila dificilmente bandas de desagregação servirão de selo, de forma a evitar o fluxo de fluidos (Fisher and Knipe, 2001; Fossen *et al.*, 2007; Pei *et al.*, 2015).

3.2A Microtomografia computadorizada (μ CT)

O diagnóstico médico por imagens por meio da tomografia computadorizada de raios X teve início por volta de 1970 (Hounsfield, 1973; Cnudde *et al.*, 2006). Na década seguinte, geocientistas começaram a divulgar seus trabalhos com a técnica aplicada a meteoritos (Arnold *et al.*, 1982), geologia do petróleo (Vinegar, 1986), geotecnia (Raynaud *et al.*, 1989) entre outros. O fator mais importante da aplicação de μ CT nas geociências é na obtenção de imagens de alta qualidade e informações relevantes à geometria e morfologia dos poros, estruturas ou minerais de rochas em três dimensões (3D).

A tomografia computadorizada baseia-se na equação de atenuação dos raios X, que estabelece que a intensidade da radiação medida por um detector é proporcional ao número de fótons presentes no feixe de radiação. Esta intensidade diminui quando o feixe atravessa os materiais, antes de chegar ao

detector. A redução da intensidade medida por um detector ao atravessar o material é expressa por:

$$I = I_0 e^{-\mu \cdot x}$$

Onde I é a intensidade medida sem o elemento atenuador, I_0 é a intensidade medida após o elemento atenuador, μ é o coeficiente de atenuação linear e x é a espessura do objeto atenuador. Quando os raios X passam pela amostra, eles são atenuados em intensidades distintas, dependendo das diferenças entre os coeficientes de atenuação linear das fases contidas. A densidade e o número atômico efetivo dos objetos são os principais fatores que determinam o grau de absorção dos raios X. (*Reis Neto et al., 2011*)

4. ÁREA DE ESTUDO

4.1 Localização

O afloramento em estudo localiza-se na borda sul do Gráben de Casa de Pedra, principal depocentro da bacia de Volta Redonda (RJ). O afloramento está localizado em terreno privado, às margens da Rodovia do Contorno. O acesso à Rodovia do Contorno se dá a partir da Rodovia dos Metalúrgicos (VRD-001) ou pela Rodovia Lúcio Meira (BR-393) (Fig. 4). As coordenadas do afloramento são UTM (WGS84) 0597428E/7507066S, Zona 3.



Figura 4: Localização do afloramento em estudo e as indicações das principais vias de acesso. Fonte Google Maps (2016). Extraído de Vogel (2018).

4.2 Geologia regional

O Rift Continental do Sudeste do Brasil (RCSB) desenvolve-se entre as cidades de Tijucas do Sul, no estado do Paraná, e o litoral norte do estado do Rio de Janeiro, numa extensão de aproximadamente 900 km. Morfologicamente, o RCSB apresenta-se como uma faixa estreita e deprimida, alongada segundo a direção ENE, seguindo a linha de costa atual, da qual dista em média cerca de 70 km, alcançando o Oceano Atlântico em suas terminações sudoeste e nordeste (Riccomini, 1989; Riccomini *et al.*, 2004).

A Bacia de Volta Redonda está inserida no segmento central do RCSB (Fig. 5), juntamente com as Bacias de Resende, São Paulo e Taubaté. Esse segmento se localiza na região do médio vale do rio Paraíba do Sul, delimitado entre a Serra do Mar, a sul, e a Serra da Mantiqueira, a norte. (Riccomini, 1989; Riccomini *et al.*, 2004)

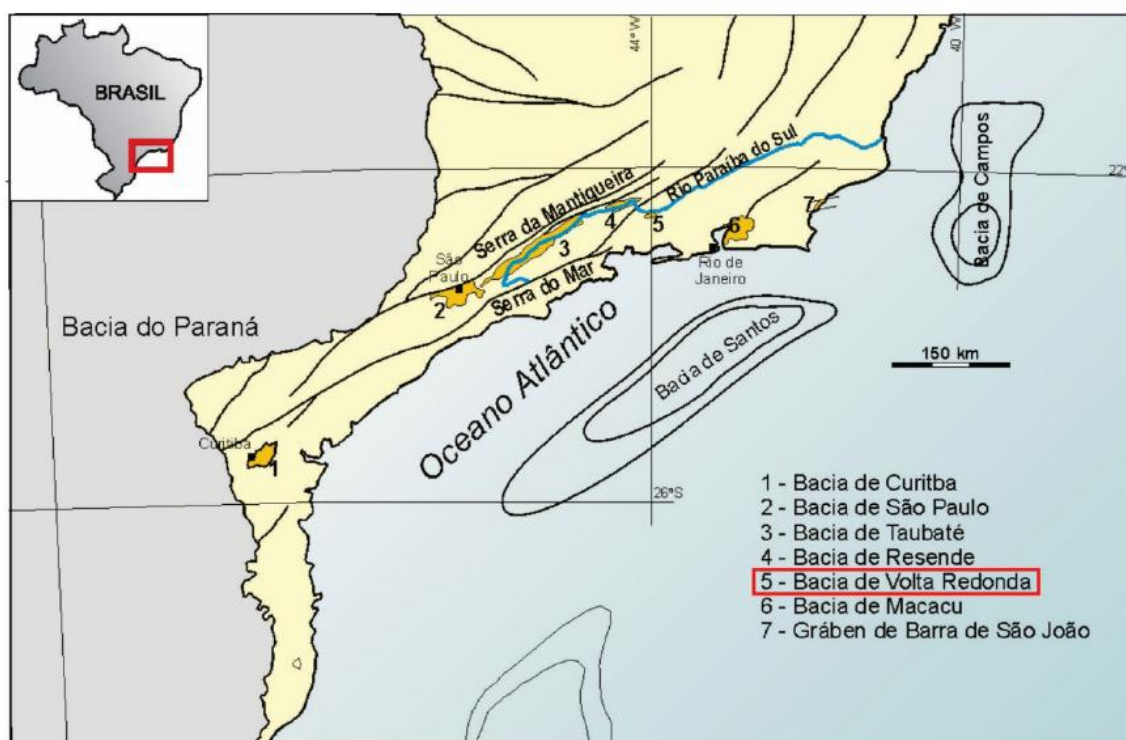
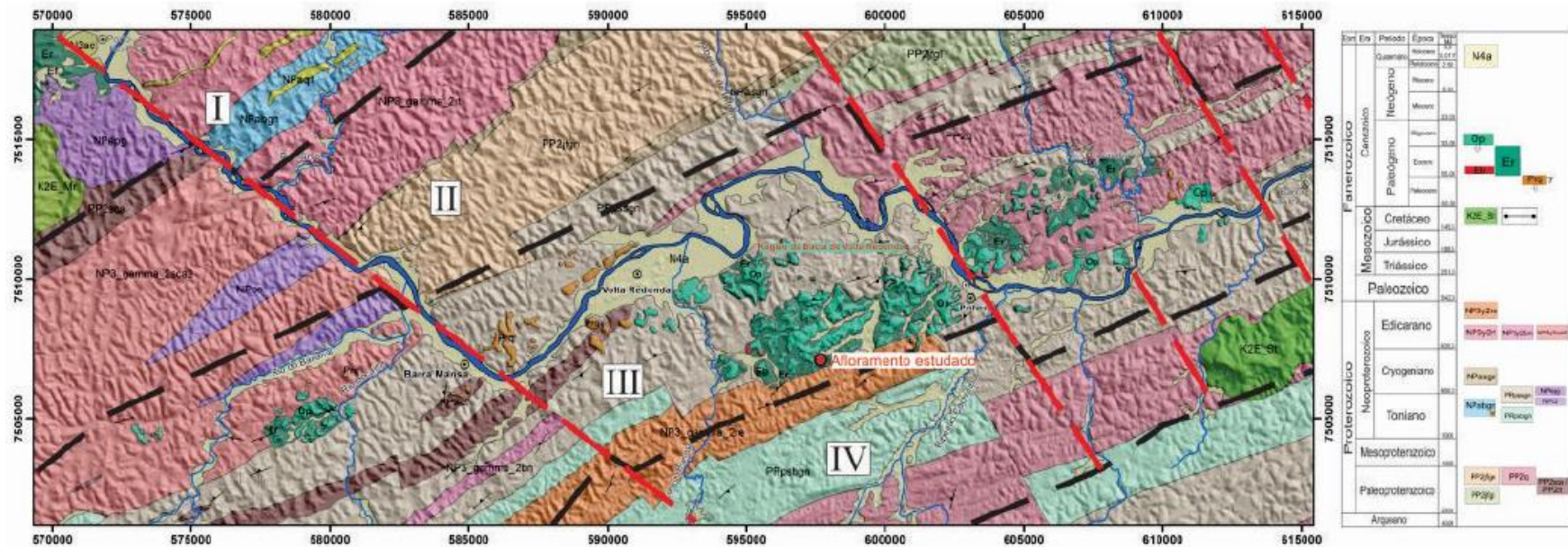


Figura 5: Conjunto de bacia sedimentares inseridas no contexto tectônico do Rift Continental do Sudeste do Brasil (modificado por Sanson, 2006).

A Bacia de Volta Redonda está inserida no segmento central da Faixa Ribeira, sobre terrenos proterozoicos a eopaleozoicos, caracterizados por complexos ortoderivados paleoproterozoicos, complexos paragnáissicos neoproterozoicos

e suítes intrusivas neoproterozoicas a eopaleozoicas (Heilbron *et al.* 2004). Essas unidades do embasamento seguem o *trend* NE-SW, conforme a estruturação regional da Faixa Ribeira (Fig. 6).

Na Bacia de Volta redonda, o mais relevante dos depocentros paleogênicos, corresponde ao gráben de Casa de Pedra (Melo *et al.* 1983). Nesse depocentro os sedimentos cenozóicos estão mais bem preservados, superando os 100 m de espessura, e incluem intercalação de derrames de rochas vulcânicas (Riccomini *et al.*,1983).



Unidades Litoestratigráficas:

N4a	Sedimentos aluviais	NP3y2re	Granito Resgate: leucogranito fortemente foliado	PRpsbgn	Complexo Paraíba do Sul: biotita gnaíse/ xisto c/ calciossilicáticas
Op	Fm. Pinheiral	NP3y2rt	Suite Rio Turvo: granada-biotita granito porfiróide foliado	NPepg	Complexo Embu: paragneisses diversos
Eb	Basanito Casa de Pedra	NP3y2bn	Suite Bananal: granada-biotita granito porfiróide foliado	NPce	Complexo Embu: metavulcânicas/paragneisses diversos
Er	Fm. Resende	NP3y2sca2	Suite Campo Alegre: granada-biotita granito porfiróide foliado	PP2jfgn	Complexo Juiz de Fora: ortogneisses graníticos a tonalíticos
Prq	Fm. Ribeirão dos Quatis	NPasgn	Megasequência Andrelândia: sillimanita-granada-biotita gnaíse	PP2jfgl	Complexo Juiz de Fora: charnoquitos/ anderbites miloníticos
K2E_St	Traquitos/ fonolitos	NPabgn_{q1}	Megasequência Andrelândia: biotita gnaíse c/ quartzitos (q1)	PP2q	Complexo Quirino: hornblenda-biotita gnaíse migmatítico
	Diques tefalíticos	PRpsbgn	Complexo Paraíba do Sul: sillimanita-granada-biotita gnaíse c/ anfipolitos, mármores e quartzitos	PP2sca / PP2ct	Complexo Taquaral/ Suite Campinho: hornblenda-biotita granito foliado



Figura 6: Mapa geológico da bacia de Volta Redonda integrado ao embasamento. As informações sobre o embasamento foram compiladas por Negrão (2014) de acordo com PRONAGEO – CPRM/UERJ (2007).

4.3 Estratigrafia e Evolução Tectônica da Bacia de Volta Redonda

Segundo as propostas de Sanson (2006) e Negrão *et al.* (2015) a litoestratigrafia dos depósitos sedimentares paleogênicos da Bacia de Volta Redonda podem ser divididos em três unidades sedimentares, quase que exclusivamente, fluviais.

A Formação Ribeirão dos Quatis representa a unidade cenozoica mais antiga da Bacia de Volta Redonda. Constitui o registro de um antigo sistema fluvial de tipo entrelaçado de alta energia implantado sobre embasamento cristalino pré-cambriano arrasado, associada à fase pré-rifte da evolução da Bacia de Volta Redonda. São constituídos por conglomerados quartzosos médios a grossos, ocorrendo intercalações de arenitos feldspáticos e ainda, de forma subordinada, pelitos. (Sanson *et al.*, 2006; Sanson, 2006; Negrão *et al.*, 2015)

A Formação Resende designa a maior parte dos depósitos paleogênicos, relacionada à fase principal de sedimentação da Bacia de Volta Redonda. É caracterizada por depósitos de arenitos arcoseanos e conglomerados finos com estratificações cruzadas, formados em um contexto de canais fluviais entrelaçados, com a contribuição de lamitos arenosos e arenitos lamosos, esverdeados, formados por fluxos de detritos em um contexto distal de leques aluviais, enquanto que, em suas porções proximais, nas adjacências da borda ativa, ocorrem depósitos formados exclusivamente por processos gravitacionais. (Sanson *et al.*, 2006; Negrão *et al.*, 2015)

Disposta sobre os depósitos da Formação Resende, a unidade estratigráfica Basanito Casa de Pedra corresponde a derrames de rocha vulcânica ultramáfica alcalina. A rocha apresenta textura afanítica, contendo microfenocristais, vesículas e amígdalas, e feições que sugerem, pelo menos, dois derrames superpostos (Sanson, 2006; Negrão *et al.*, 2015). Através do método Ar-Ar, a idade dessa unidade data entre $48,3 \pm 0,5$ e $47,6 \pm 0,7$ Ma (Eoceno médio). (Riccomini *et al.*, 2004)

A Formação Pinheiral colmata o preenchimento sedimentar paleogênico da Bacia de Volta Redonda. Considera-se que a Formação Pinheiral corresponda ao registro de depósitos típicos de canais fluviais entrelaçados associados a expressiva sedimentação pelítica em períodos de afogamento do complexo de canais. Admite-se que suas sucessões sedimentares tenham se depositado em um intervalo entre o Eoceno médio e o Oligoceno inicial, como resposta a novos pulsos tectônicos dentro do evento tectônico paleogênico de extensão NW-SE. (Sanson *et al.*, 2006; Negrão *et al.*, 2015)

Ocorrem sobre os depósitos paleogênicos depósitos areno-argilosos, que recobrem colinas de conformação suave, designados como cobertura neogênica, além de sedimentos quaternários, representados por depósitos coluviais e aluviais, preservados nos vales fluviais e cabeceiras de drenagem. (Negrão *et al.*, 2015)

Riccomini (1989) e Riccomini *et al.* (2004) reconheceram 4 eventos tectônicos (Fig. 7) durante a evolução do RCSB, sendo o primeiro relacionado a abertura e formação do *Rift* e os eventos seguintes como deformadores do RCSB.

O primeiro evento (E1-Extensão 1), no Eoceno-Oligoceno, responsável pela abertura do *Rift* e concomitante preenchimento sedimentar e vulcânico corresponde à ação de esforços distensivos de direção NNW-SSE. Falhas normais foram reativadas a partir de antigas zonas de cisalhamento do embasamento de direção NE a ENE. (Riccomini, 1989; Riccomini *et al.*, 2004)

Os eventos de deformação subsequentes (TS, TD, E2) envolvem novas reativações ao longo das falhas pretéritas, chegando a gerar estruturas de menor escala. (Riccomini *et al.*, 2004)

O evento TS compreende a uma transcorrência sinistral de direção E-W, com distensão NW-SE e, localmente, compressão NE-SW. Associadas a este evento, foram caracterizadas falhas normais apresentando direções NE-SW e NNE-SSW, falhas sinistrais normais e normais sinistrais NE-SW e NW-SE, e

falhas normais dextrais e dextrais normais NNE-SSW e NNW-SSE. (Riccomini *et al.*, 2004; Sanson, 2006)

Sanson (2006) sugere idade entre o Oligoceno e Mioceno, ao constatar que as estruturas tectônicas relacionadas à TS afetam somente os depósitos paleogênicos, não atingindo coberturas neogênicas e quaternárias.

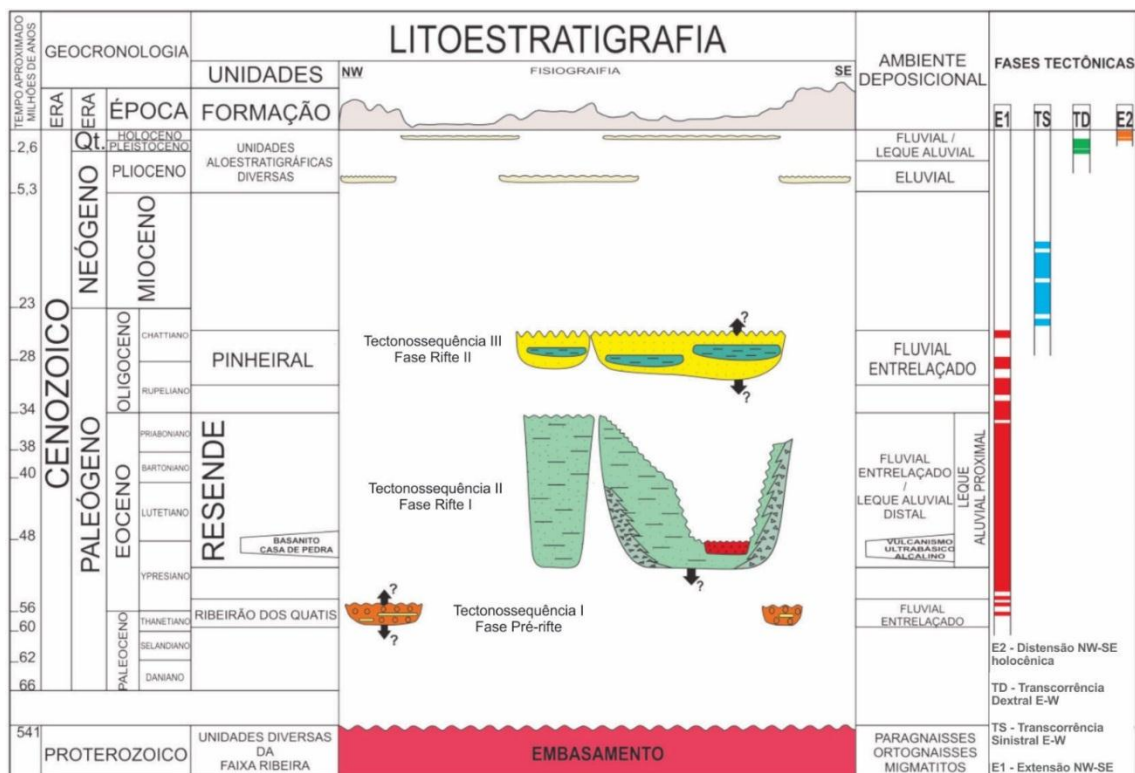


Figura 7: Coluna litoestratigráfica e fases tectônicas da bacia de Volta Redonda. Extraído de Negro et al., 2015.

O segundo evento deformador TD diz respeito a uma transcorrência dextral E-W, com compressão NW-SE, de idade pleistocênica superior, gerando estruturas a partir de esforços extensionais NE-SW e compressivos NW-SE. As estruturas ocorrem com orientação WNW-ESE a ENE-WSW, apresentando um forte caráter transcorrente, ENE-WSW relacionadas à reativação de estruturas preexistentes, e ainda estruturas de orientação NW-SE, apresentando um comportamento mais extensional (Riccomini *et al.*, 2004; Sanson, 2006). Neste evento, segundo Riccomini *et al.*, (2004), teriam sido afeiçoados os altos

estruturais que atualmente separam o registro sedimentar paleogênico em bacias isoladas.

O evento seguinte E2, corresponde a uma distensão de direção NW-SE, é representado por falhas normais NNE-SSW, NE-SW e ENE-WSW, que afetam desde os depósitos paleogênicos até os sedimentos quaternários, geradas por um campo de esforços extensionais, de direção NW-SE. Esse evento, de idade holocênica, é responsável pelo contorno atual da distribuição dos sedimentos, e é associado à reativação de estruturas pretéritas. (Riccomini *et al.*, 2004; Sanson, 2006)

5. RESUMO DOS TRABALHOS ANTERIORES

O afloramento em estudo foi caracterizado estratigráfica e estruturalmente por Maciel (2016). A autora reconheceu intervalos extensos e tabulares de arenitos, conglomerados e lamitos, depósitos típicos da Formação Resende. Na porção superior do afloramento foram identificados arenitos da Formação Pinheiral (Fig. 8; Fig. 9).

O pacote estratigráfico da Formação Resende encontra-se seccionado por duas falhas normais (F1 e F2) com orientação ENE-WSW e mergulhos opostos, estabelecendo uma arquitetura de gráben e horters. Na porção ao sul, há predominância de arenitos e conglomerados, no bloco central, por sua vez, prevalecem arenitos e lamitos, enquanto que no bloco ao norte os intervalos conglomeráticos são mais significativos que as camadas areníticas e lamíticas (Fig. 9).

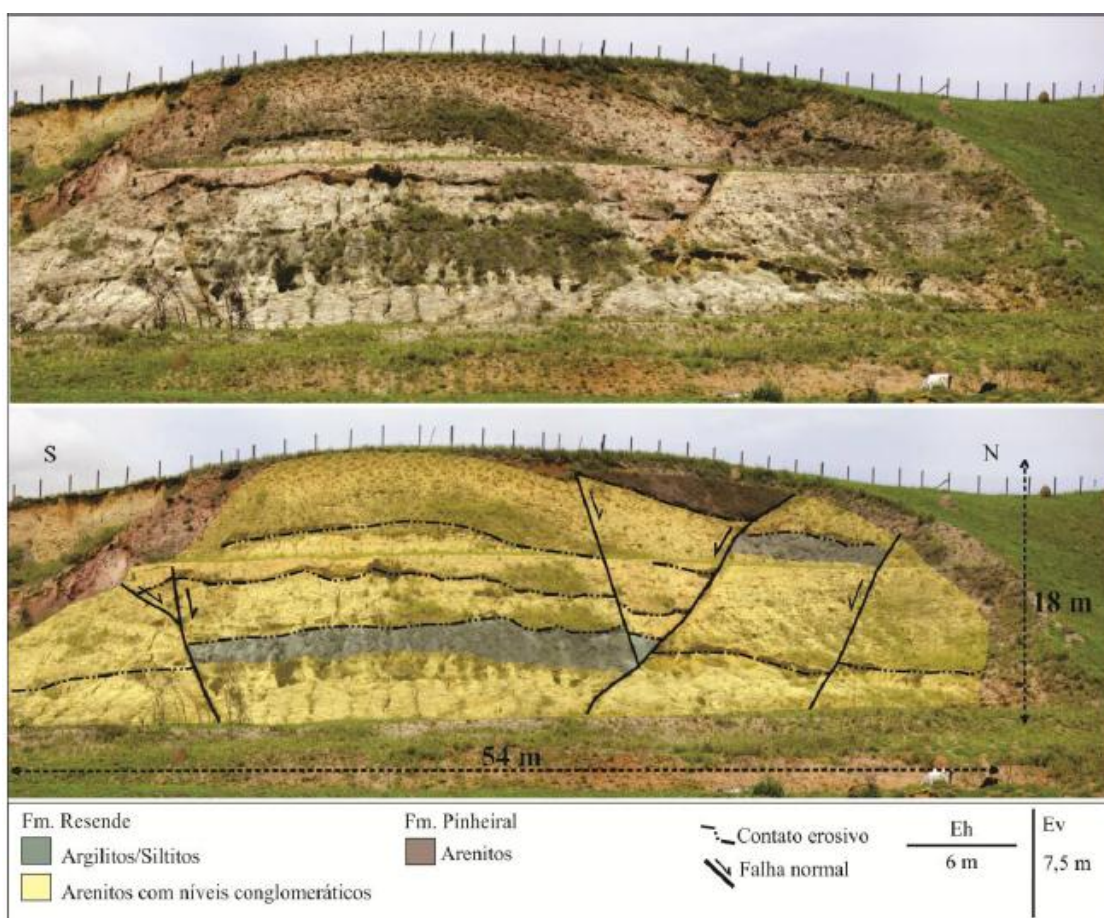


Figura 8: Aspectos gerais do afloramento estudado. São destacados os contatos litológicos e as estruturas tectônicas mais evidentes. Extraído de Maciel, 2016.

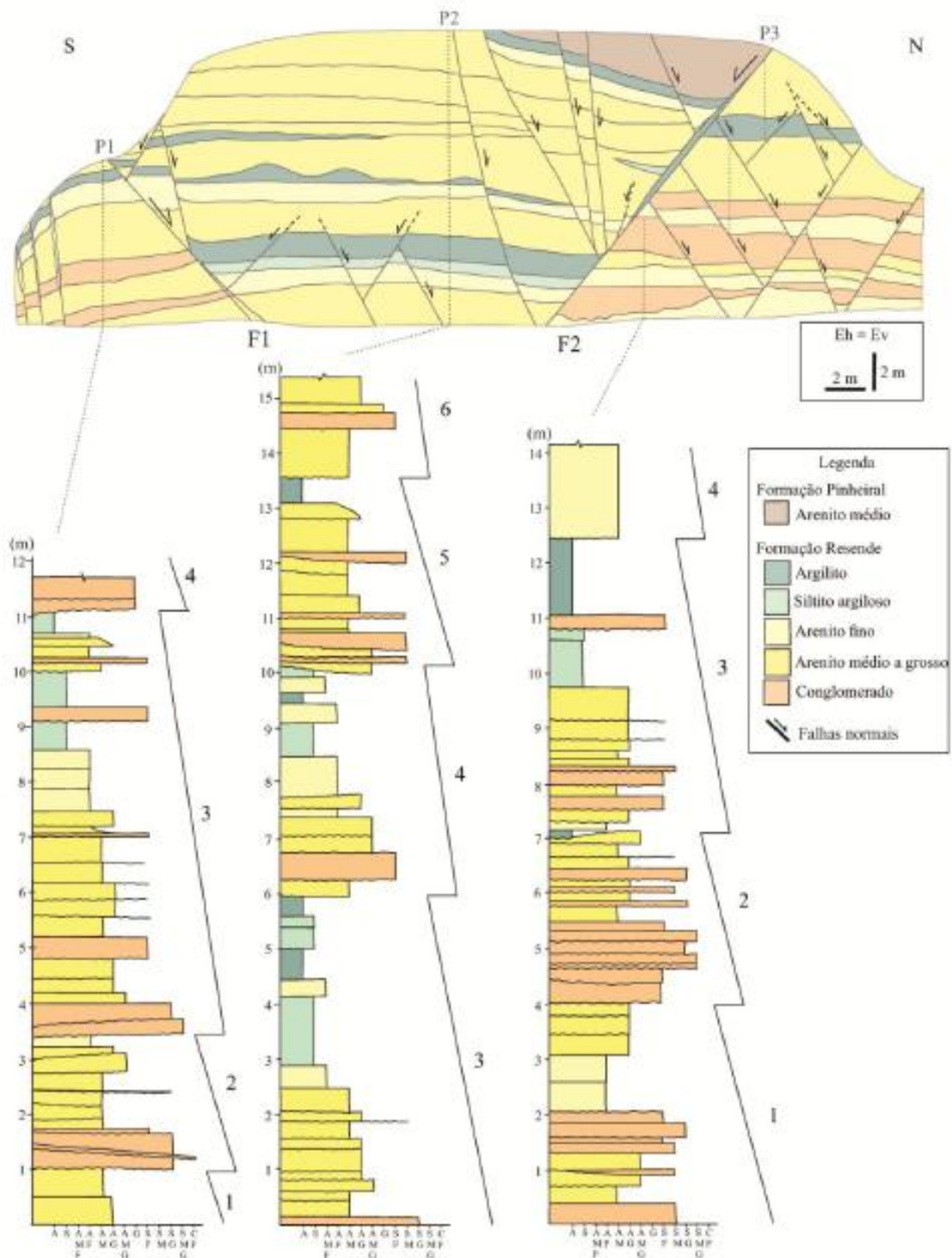


Figura 9: Seção geológica do afloramento estudado e perfis sedimentológicos (P1, P2 e P3) referentes aos seus três blocos principais (sul, central e norte) limitados pelas falhas F1 e F2. As falhas F1 e F2 definem um padrão geral de gráben e horstes para o afloramento. Extraído de Maciel, 2016.

Maciel (2017) notou que as falhas possuíam grande influência no padrão de cimentação das rochas por óxido de ferro. O plano de falha, segundo a autora, encontra-se ferruginizado por completo, indicando que a falha atua como um componente de retardo para o fluxo de fluidos (Fig. 10).

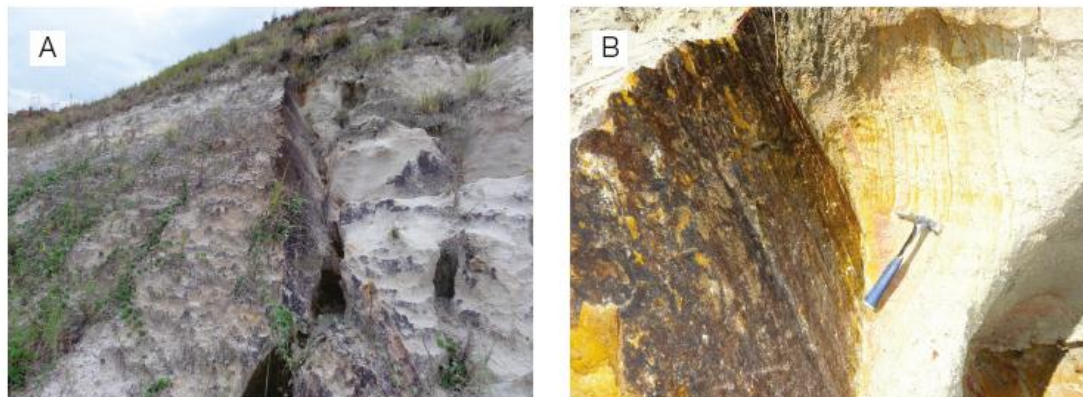


Figura 10: Aspectos estruturais relacionados à falha F1. (A) plano de falha ferruginizado limitando conjuntos litológicos distintos. Observar a variação no grau de oxidação das rochas entre os blocos sul (cores avermelhadas) e central (cores esbranquiçadas). (B) plano de falha ferruginizado, com presença de estrias indicativas de movimentação vertical. Observar também planos de falha conjugados, com aumento no grau de oxidação em direção ao plano principal. Extraído de Maciel, 2017.

Feições estruturais com características semelhantes a bandas de deformação foram descritas por Maciel (2016) (Fig. 11). As estruturas formam um padrão anastomosado, composto por múltiplas faixas delgadas, com tamanho inferior a 1 cm, subverticais, e com orientação NE-SW. A granulometria das faixas apresenta um aspecto mais fino que a rocha no entorno, condicionando um padrão de oxidação, sugerindo um padrão de retardo de fluxo e favorecimento de precipitação por óxido de ferro.

Rotava (2017) descreveu e interpretou através de lâminas petrográficas as estruturas descritas como bandas de deformação por Maciel (2016). Com base no modelo de classificação proposto por Pei *et al.* (2015), Rotava (2017) classificou, a partir de três blocos de arenitos em análise, as bandas de deformação em dois tipos: bandas cataclásticas, que são predominantes, caracterizadas como faixas de grãos muito fraturados e cominuídos, relacionadas a eventos tectônicos transcorrentes de idade neogênica (TS E-W) e/ou quaternária (TD E-W) registrados na evolução tectônica do *Rift* Continental do Sudeste do Brasil; o outro tipo de banda identificada foram as

bandas de desagregação, caracterizadas pela reorientação de grãos, sem que haja faturamento dos mesmos.



Figura 11: Visão em planta de possível zona de bandas de deformação ou de compactação, identificada em intervalo arenítico do afloramento estudado (a seta indica o topo do afloramento). Extraído de Maciel *et al.*, 2017.

Vogel (2018) por meio de imagens tomográficas e seções microtomográficas caracterizou aspectos estruturais e texturais relacionados à deformação rúptil dos arenitos da Formação Resende, os associando com dados de petrofísica básica. Através das imagens tomográficas a autora delimitou as áreas de atuação da deformação correspondente a porções de maior compactação da rocha (faixas com maior densidade), permitindo o reconhecimento da geometria dessas feições.

O estudo complementar de seções microtomográficas permitiu melhor compreensão dos processos mecânicos envolvidos (compactação, catáclase, e desagregação) na formação das bandas de deformação, além de agregar dados para a caracterização dos tipos de estruturas (bandas de compactação, bandas de cisalhamento, e bandas de dilatação). As seções microtomográficas permitiram, ainda, o reconhecimento de feições não observadas em imagem

tomográfica, como alinhamento de grãos, alinhamento de poros e a evolução do processo de cominuição de grãos entre a rocha original e as suas porções afetadas pela deformação.

Com o propósito de verificar a influência das estruturas tectônicas sobre as características petrofísicas das rochas estudadas, Vogel (2018) construiu um gráfico de correlação entre os valores de porosidade e permeabilidade absoluta obtidos para os *plugs* correspondentes as rochas em análise. Avaliando a presença de um provável padrão de interdependência entre os valores de porosidade e permeabilidade e as estruturas observadas, a autora logrou a divisão das amostras em quatro grupos (Fig. 12).

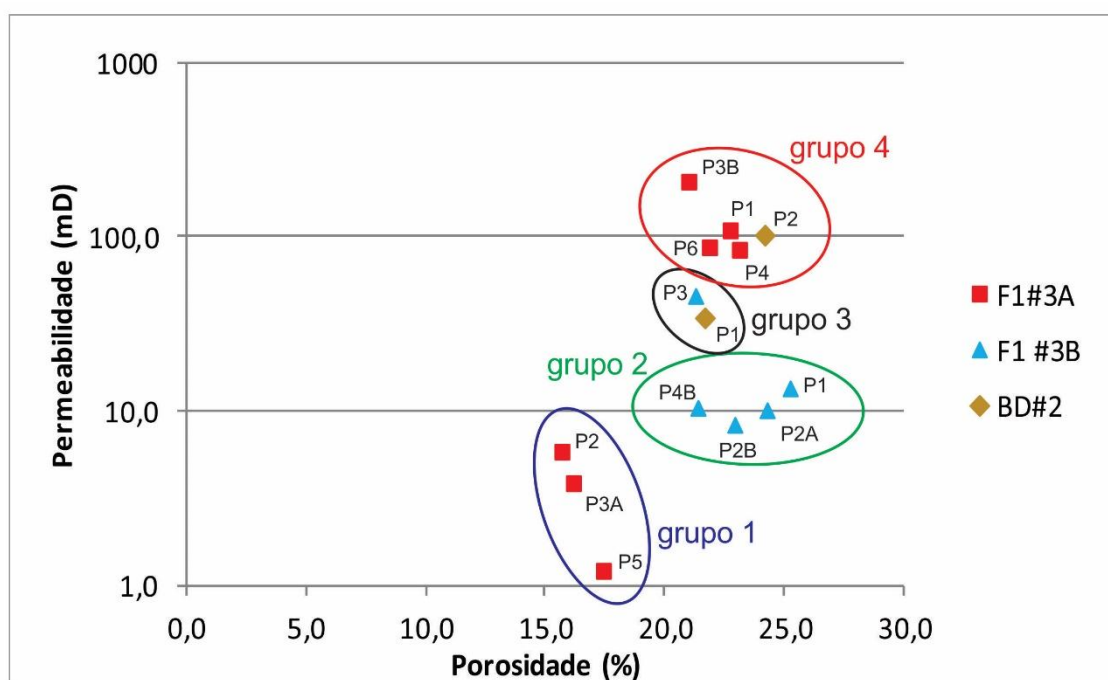


Figura 12: Gráfico de correlação entre os valores de permeabilidade absoluta (em escala logarítmica), em relação aos valores de porosidade. Extraído de Vogel (2018).

As características descritas por Rotava (2016) em lâminas petrográficas, juntamente com as análises tomográficas, microtomográficas e de petrofísica básica obtidas por Vogel (2018) serão abordadas, comparadas, e correlacionadas com as análises propostas neste trabalho, uma vez que os blocos analisados por ambas as autoras foram utilizados para aquisição dos dados aqui estudados.

6. METODOLOGIA

No afloramento estudado, identificado como um potencial análogo de rochas reservatório, após análise de imagens tomográficas (obtidas por um tomógrafo médico do laboratório de Tomografia do CENPES/PETROBRAS), foram separados três blocos de rocha deformada: F1#3A, F1#3B e BD#2 (Fig. 13). Estes blocos foram selecionados por Vogel (2018) por apresentarem estruturas de deformação mais contrastantes e por apresentarem também regiões com grau menor de deformação, de modo a permitir uma comparação entre zonas deformadas e zonas aparentemente menos deformadas.

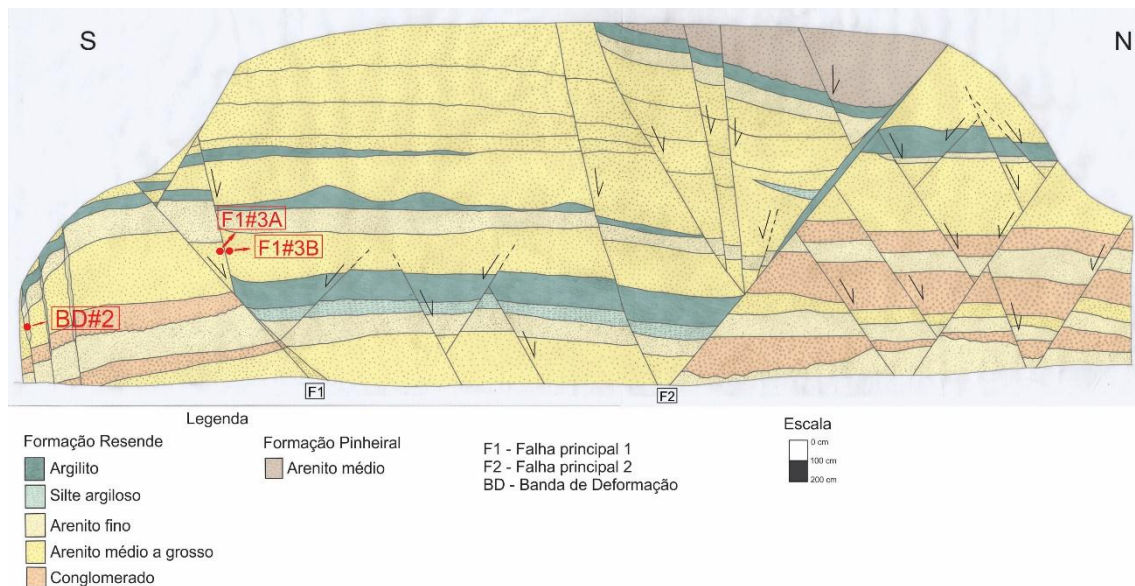


Figura 13: Seção geológica do afloramento em estudo (modificado de Maciel, 2016), indicando a localização da coleta dos blocos de arenitos deformados (F1#3A, F1#3B, BD#2).

Após a seleção dos blocos, *plugs* foram confeccionados com objetivo de amostrar direções de variações nos valores de porosidade e de permeabilidade em relação à presença das feições de deformação em comparação com áreas no bloco com menor deformação. Feições estas identificadas nas imagens tomográficas dos blocos.

Pelo fato de os arenitos serem pouco consolidados, para a confecção dos *plugs*, foi necessário congelar os blocos de rocha em nitrogênio líquido. A partir dos blocos já congelados foram confeccionados doze *plugs* (dois do bloco

BD#2, seis do bloco F1#3A e quatro do bloco F1#3B), com cerca de 1" (~ 3 cm) de diâmetro e comprimento variando de 3,39 a 8,80 cm.

Ainda congelados, os *plugs* foram revestidos inicialmente com teflon diretamente sobre o *plug*; e posteriormente por uma camisa de níquel. Foram colocadas, também, telas de aço inox no topo e na base (Fig. 13). Em seguida, foram colocados em estufa, por 24 horas, para remoção de fluidos.



Figura 14: A fotografia à esquerda ilustra o *plug* com encapsulamento de Ni, ao longo do eixo mais longo (amostra F1#3B-P3); à direita indicando o mesmo *plug* com o topo com a tela metálica. Extraído de Vogel (2018).

Ao término da confecção, os 12 *plugs* foram encaminhados para a microtomografia em um microtomógrafo do CENPES/PETROBRAS. Dentre os 12 *plugs* obtidos por Vogel (2018), foram selecionados 8 *plugs* para o presente estudo, conforme indicado na tabela abaixo (Tab. 2)

Tabela 2: Tabela com os três blocos de rocha deformada e seus respectivos *plugs*, dos quais foram selecionados para análise do presente estudo.

Bloco	Plugs
F1#3A	Plug 1
	Plug 2
	Plug 5
	Plug 6
F1#3B	Plug 1
	Plug 3
BD#2	Plug 1
	Plug 2

As informações dos *plugs* selecionados foram processadas de modo a caracterizar a microestrutura geométrica das amostras em particular os aspectos relacionados à porosidade. As imagens de raios X reconstruídas em 3 dimensões foram analisadas utilizando-se o *software Avizo Fire 8.1* - FEI.

Após reconstrução do modelo tridimensional dos *plugs*, os modelos foram submetidos à aplicação de um filtro com o objetivo de ressaltar o contraste entre os grãos, foram preferenciadas, por segmentação manual, as regiões de maior densidade, eliminando-se as de menor densidade. Nesse contexto quanto mais próximo da cor branca, maior a densidade dos grãos, no mesmo sentido, quanto maior a aproximação à cor vermelha, menor a densidade.

A aplicação dessa técnica por sua vez, foi designada por consideração aos trabalhos anteriores, que foram conclusivos quanto à percolação e precipitação de óxido de ferro.

As imagens, então, seguiram em sequência para segmentação, por consideração a atenuação distinta de raios-X, segmentação em 2D (atribuição de uma cor para o espaço de poros e matriz – Fig. 15), segmentação 3D e cálculos do volume de poros. Eliminada a porção referente à matriz, foram gerados para análise modelos tridimensionais concernentes a rede de poros.

Uma vez determinado o volume de poros, a porosidade foi determinada pela razão deste com o volume cilíndrico total. A porosidade é obtida pela razão entre a somatória das áreas de vazios pela somatória das áreas totais das seções.

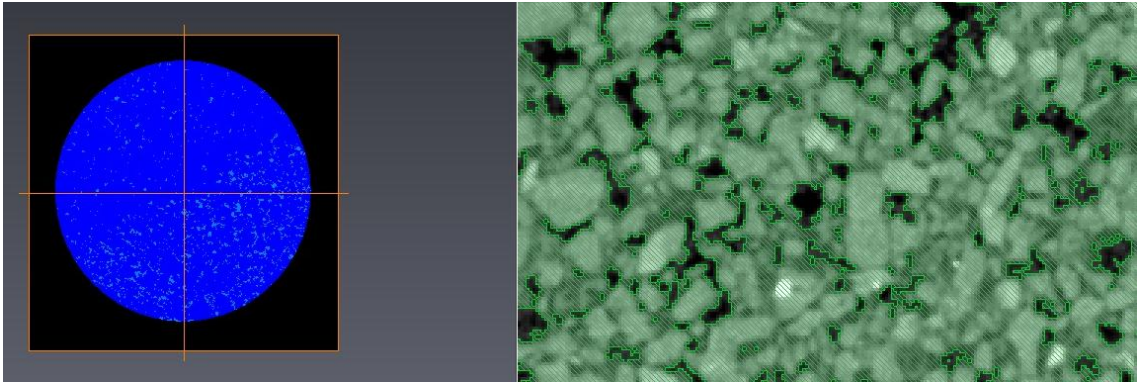


Figura 15: Ferramenta de segmentação do software Avizo Fire 8.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir serão apresentados os resultados obtidos das análises em escala microtomográfica (descrição e interpretação dos modelos tridimensionais dos *plugs* confeccionados a partir dos blocos F1#3A, F1#3B e BD#2).

7.1 Bloco F1#3A

O bloco F1#3A foi coletado no bloco alto em uma falha sintética à falha principal F1, chamada de F1' (Fig. 13). Os *plugs* confeccionados neste bloco foram orientados em relação às estruturas tectônicas identificadas anteriormente por Vogel (2018) (Fig. 16). Quatro foram selecionados e analisados para o presente trabalho.

Dois *plugs* foram obtidos na parte superior à direita do bloco: o *plug* 1, com orientação perpendicular à falha principal, e o *plug* 2, posicionado ortogonalmente ao *plug* 1. Já na parte inferior à esquerda, foram obtidos outros dois *plugs* com a finalidade de avaliar a porção menos deformada do bloco, o *plug* 5 e o *plug* 6, ortogonais entre si.

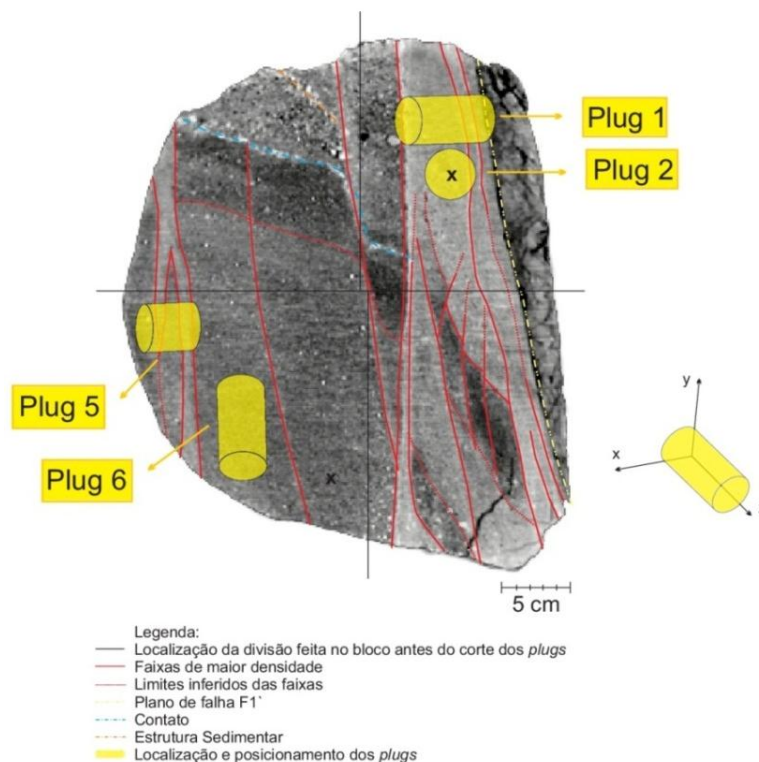


Figura 16: Bloco F1#3A com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018).

No modelo tridimensional, reconstruído e segmentado, é possível observar grãos de maior densidade no *plug* F1#3A-P1 (Fig. 17). Em uma visão superior é destacado faixas de grãos de maior densidade paralelas a subparalelas (Fig. 17 – letras A e B). Na visão lateral do modelo é identificada uma faixa densa em sentido longitudinal em relação ao *plug*, que apresenta um deslocamento vertical entre as duas faixas (Fig. 17 – letras C e D). O deslocamento vertical foi interpretado como uma falha.

No modelo tridimensional da rede de poros do *plug* F1#3A-P1 (Fig. 18) são observadas faixas sub-horizontais e subparalelas onde há significativa redução de porosidade. Essas faixas são correlacionáveis às faixas de grãos de maior densidade observadas na figura anterior. O deslocamento observado anteriormente, na Figura 18, agora é caracterizado como uma faixa verticalizada, que secciona e desloca as sub-horizontais. Observa-se, também, uma faixa, paralela à interpretada, seccionando e deslocando as faixas sub-horizontais, gerando, porém, um menor deslocamento. Considera-se por sua orientação que as faixas verticalizadas sejam pertencentes aos feixes de bandas interpretadas na imagem tomográfica por Vogel (2018), subparalelas ao plano da falha F1 (Fig. 25).

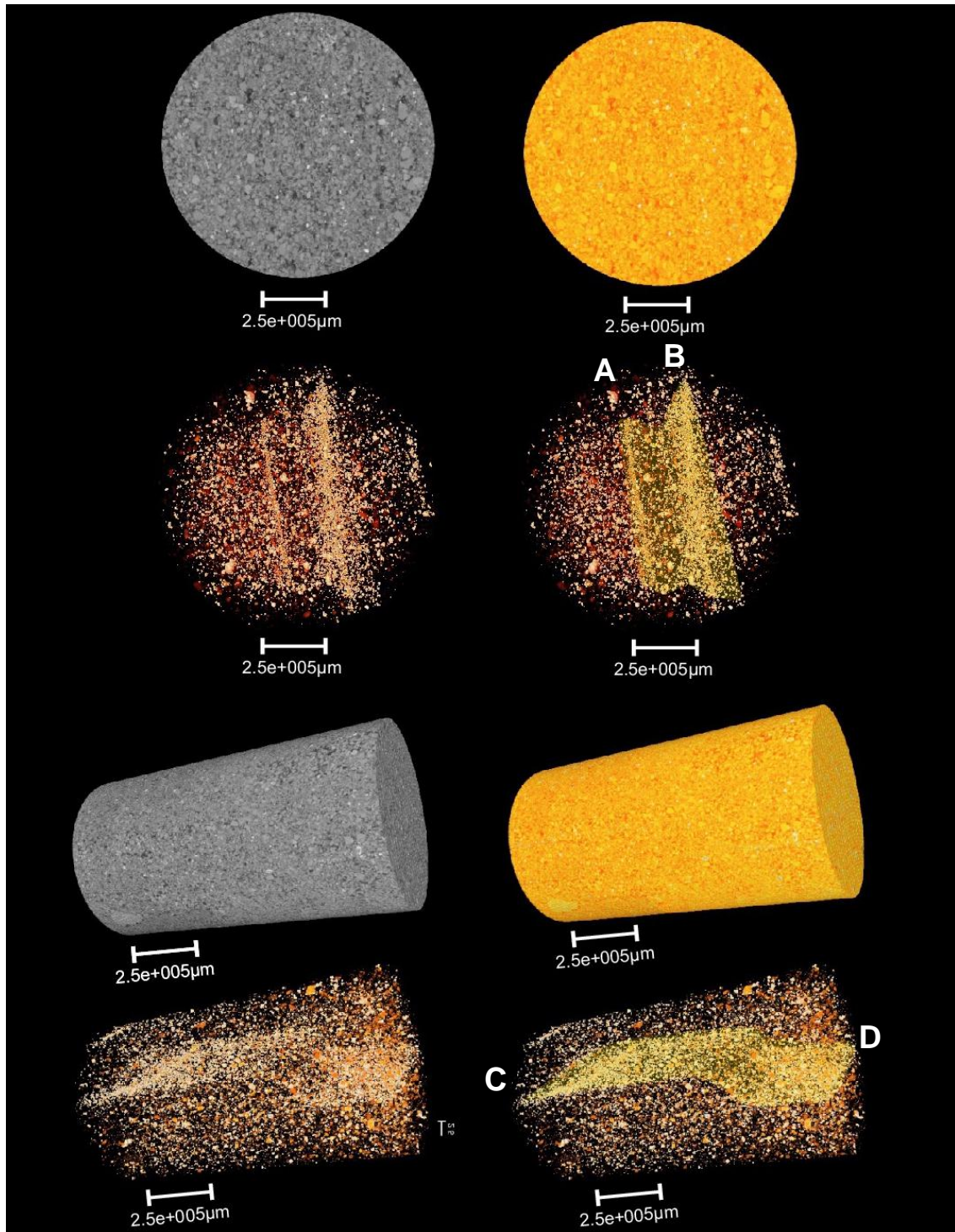


Figura 17: Imagens do modelo 3D do *plug* P1 do bloco F1#3A. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstrução do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B, C e D.

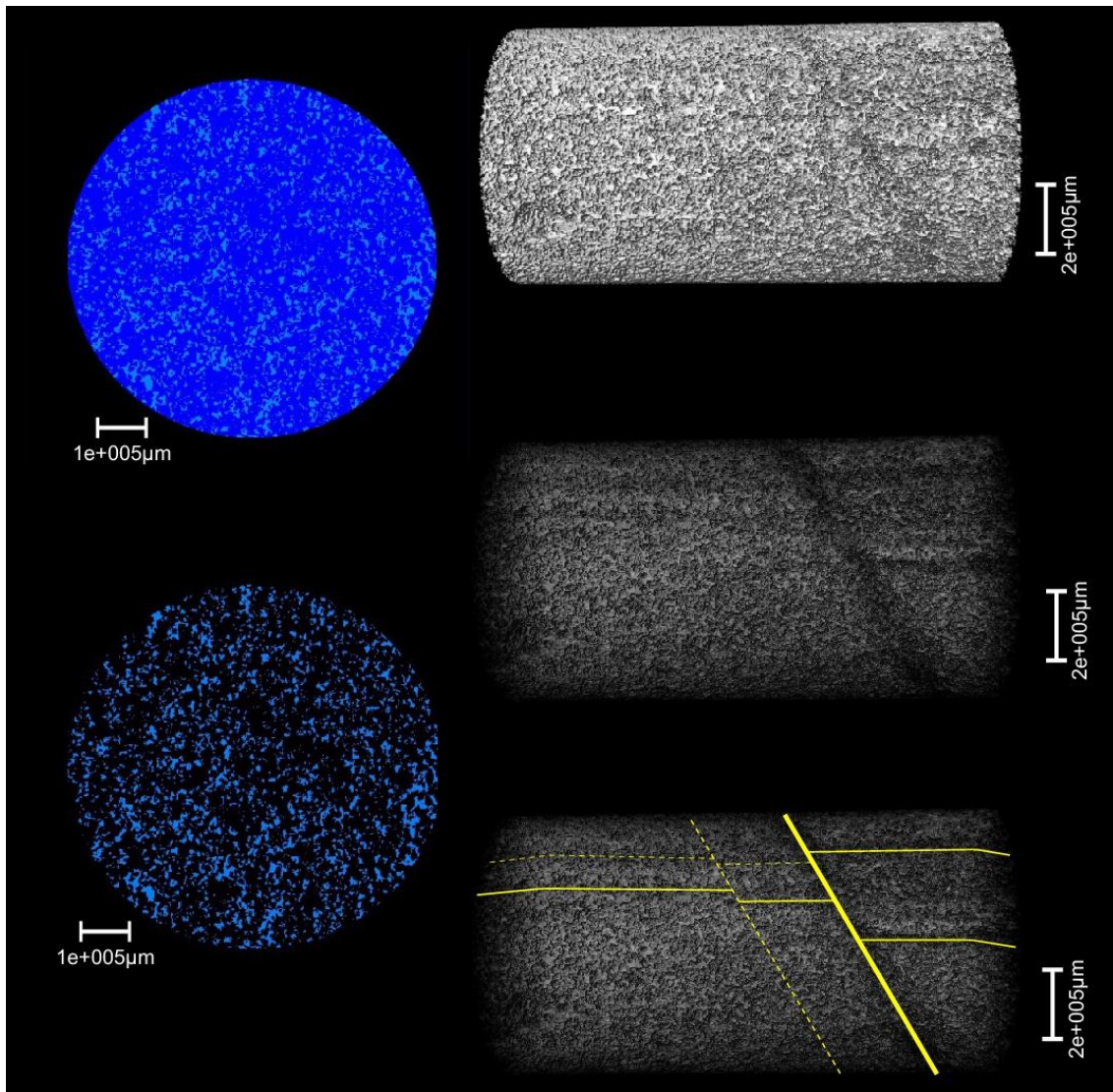


Figura 18: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros, e as imagens à direita são as reconstruções da rede de poros. Em amarelo são as interpretações das estruturas inferidas, de acordo com a redução de porosidade.

No modelo gerado para o *plug* F1#3A-P2 (Fig. 19), privilegiando os grãos de maior densidade, nota-se, em proeminência, duas faixas subparalelas, com predominância de granulometria mais fina, condizente com redução de granulometria por catáclase, quando comparada com a parte mais ao centro do *plug* (Fig. 19 – letra A). É possível observar, ainda, uma orientação preferencial dos grãos, congruente com fluxo granular, de típica ocorrência em feições de deformação (Fig. 19 – letras B e C).

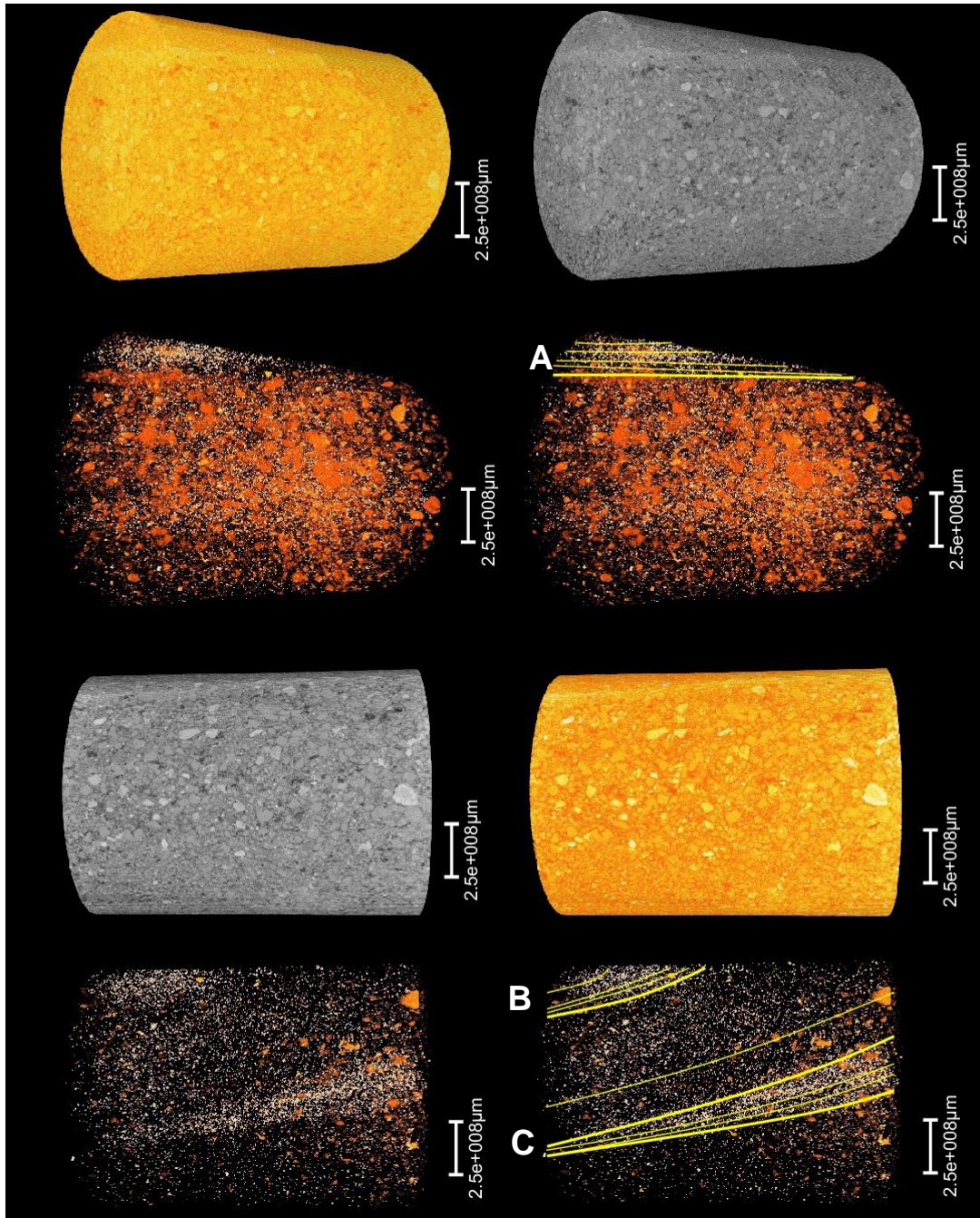


Figura 19: Imagens do modelo 3D do *plug* P2 do bloco F1#3A. É possível observar nas oito imagens em visão lateral do *plug*, a reconstrução do modelo. Foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C.

Quando se observa o modelo de rede de poros gerados para o *plug* F1#3A-P2, destaca-se significativa redução de porosidade na porção superior do modelo (Fig. 20 – letra A), condizente com o feixe de grãos mais densos interpretados no modelo anterior, corroborando em redução de porosidade e maior compactação gerada por cataclase. Nota-se ainda um possível alinhamento de poros (Fig. 20 – letra B) nas imediações onde foi interpretado um segundo feixe de grãos de maior densidade na Figura 19, letra C.

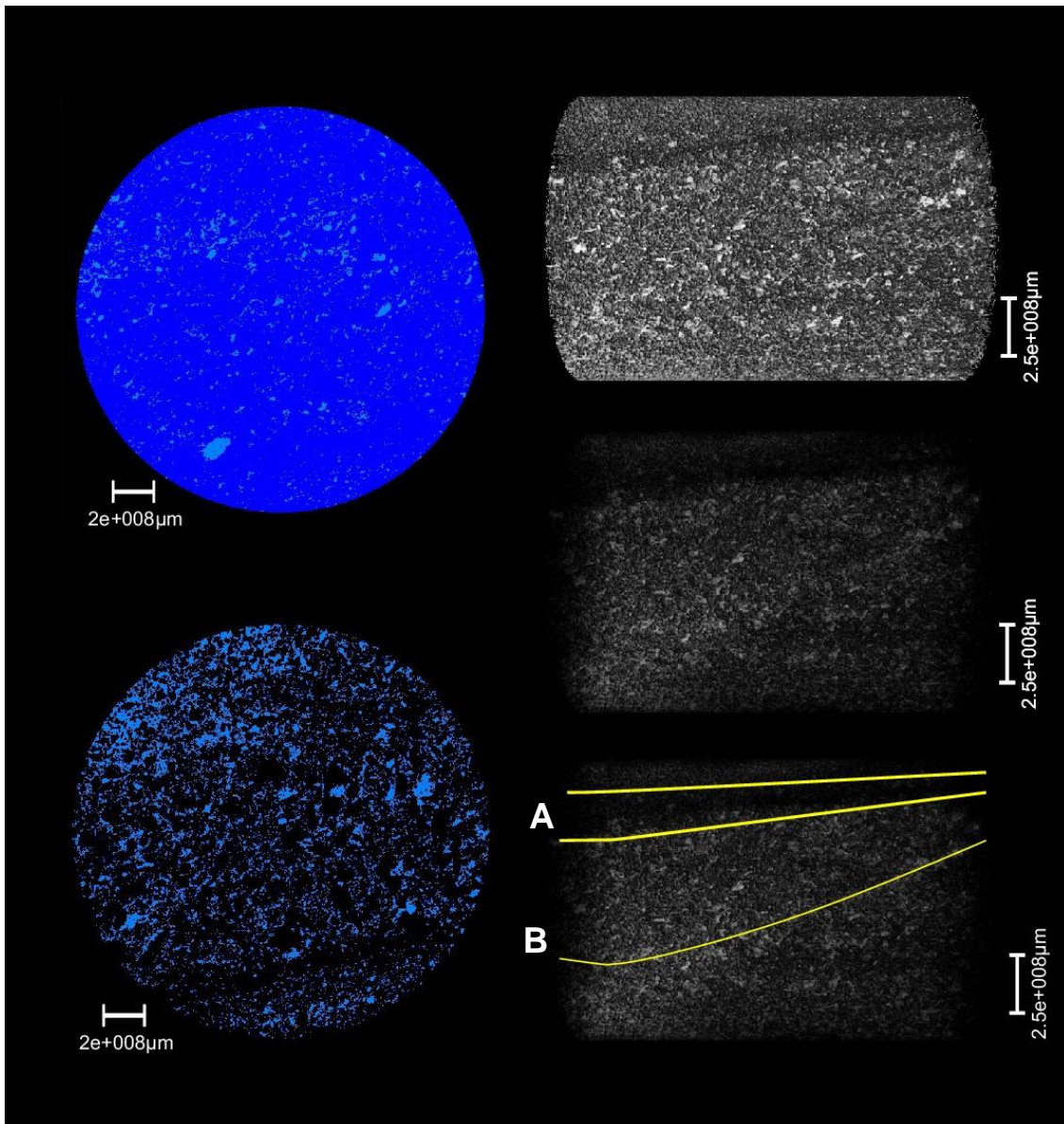


Figura 20: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P2 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros, e as imagens à direita são as reconstruções da rede de poros, e em amarelo são as interpretações de estruturas inferidas, de acordo com a redução de porosidade, indicadas, também em A e B.

As características dessas zonas de feixes de grãos de maior densidade e menor porosidade conduzem para a determinação destes como bandas de deformação, de orientação semelhante às interpretadas em tomografia por Vogel (2018), considerasse-as como continuação dos feixes de bandas interpretadas para o *plug* F1#3A-P1 (Fig. 25).

Em relação ao *plug* F1#3A-P5, através do modelo gerado respeitando os grãos de maior densidade, foram observadas em destaque faixas verticais subparalelas de maior densidade de grãos (Fig. 21 - letras A, B e C). Uma em especial, mais à esquerda, marcando o contato entre uma faixa de granulometria mais grossa que o restante do *plug*. Menos proeminente, nota-se um alinhamento de grãos a partir da segunda faixa verticalizada (Fig. 21 - letra D), da esquerda para a direita.

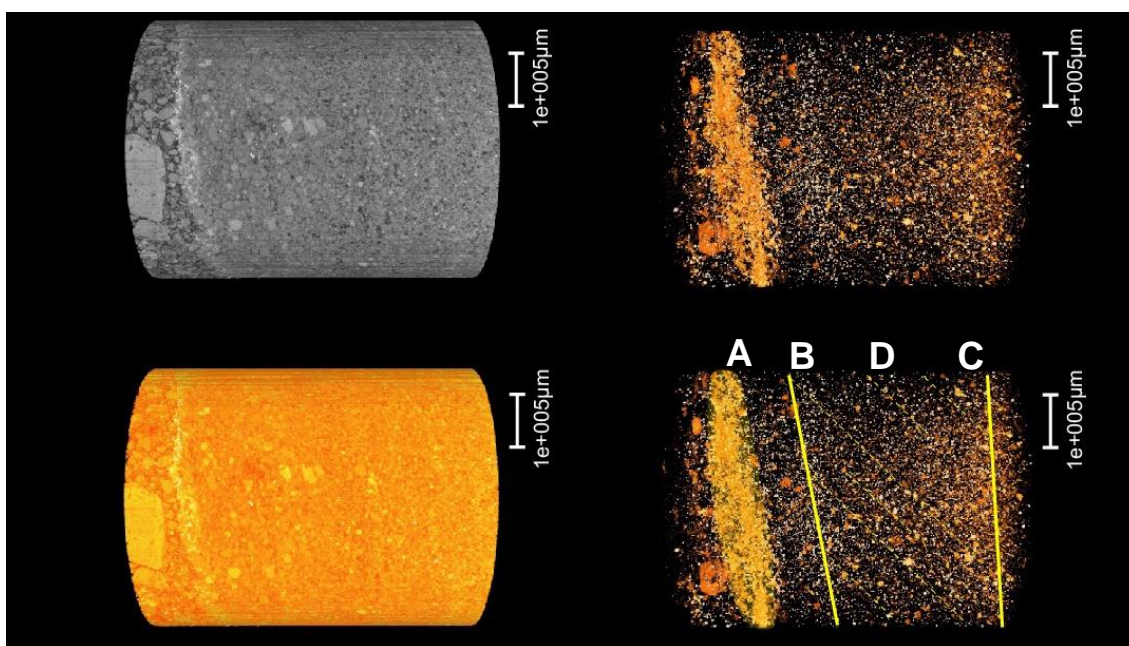


Figura 21: Imagens do modelo 3D do *plug* P5 do bloco F1#3A. É possível observar nas quatro imagens em visão lateral do *plug*, a reconstituição do modelo. Foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. É possível observar também alinhamento de grão, indicados com a letra D.

De acordo com o modelo de rede de poros do *plug* F1#3A-P5, a região entre as duas faixas de grãos mais densas interpretadas na Fig. 22, letras A e B, é a região com menor porosidade do *plug* (Fig. 22 - letra A). Essa feição corrobora com a interpretação tomográfica de Vogel (2018). Ocorre ainda, assim como

nos grãos na figura anterior, uma orientação dos poros, mais a direita (Fig. 22 - letra B). Nota-se uma zona menos deformada entre a região com redução de porosidade e a orientação preferencial de poros (Fig. 22 - letra C).

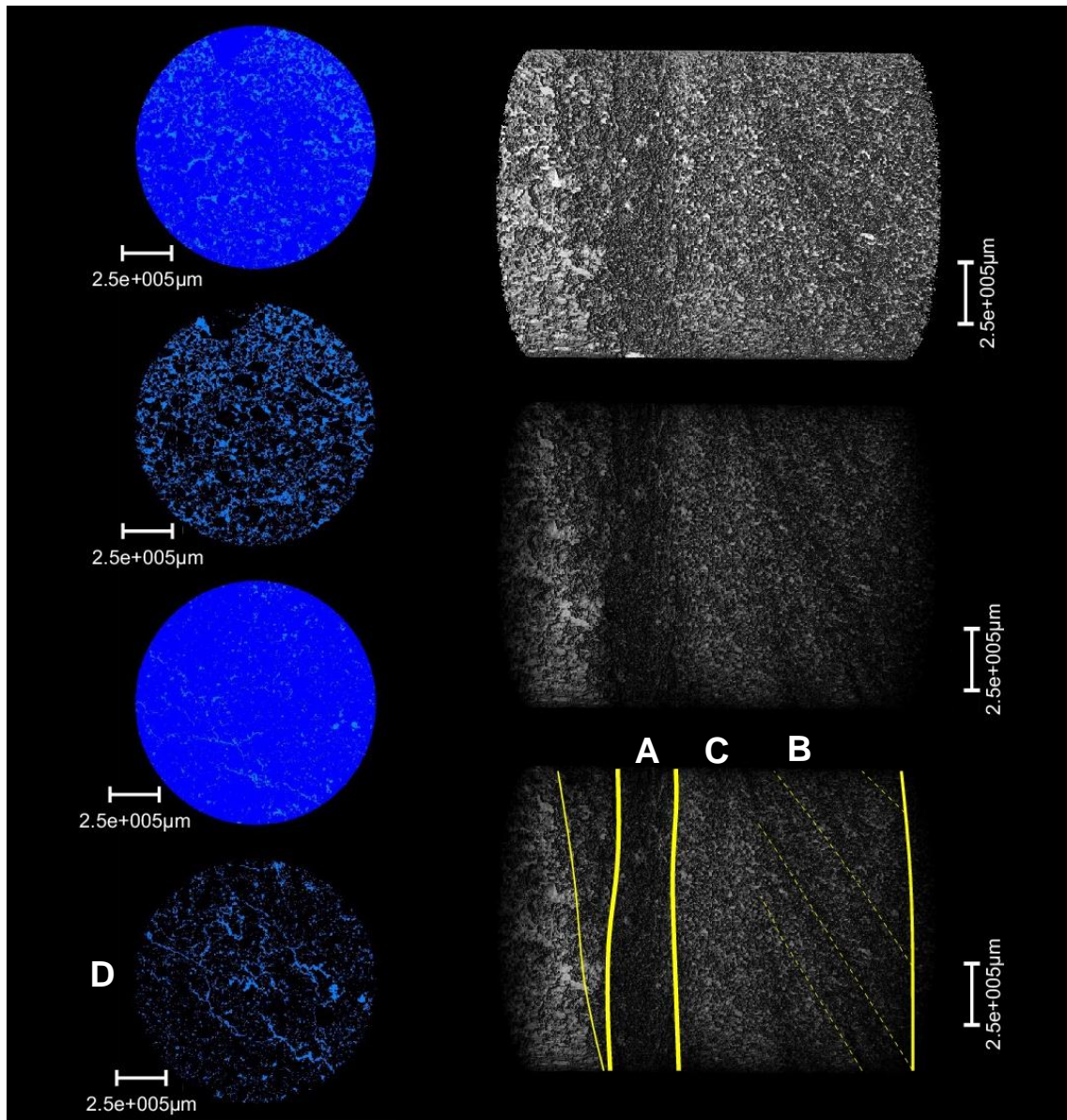


Figura 22: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P5 do bloco F1#3A. As imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são as reconstruções da rede de poros e interpretação de estruturas inferidas, em amarelo, de acordo com a redução de porosidade, principalmente observada e A. Em B observa-se orientação de poros. Em C aponta uma zona com menor deformação e redução de porosidade. Em D se observa feição relacionada a confecção do *plug*.

Ainda em relação ao *plug* F1#3A-P5, na seção ao lado do modelo reconstruído e interpretado (Fig. 22 - letra D), onde é apresentado o espaço poroso do *plug* individualizado, notam-se feições diagonais não comuns aos demais *plugs*.

Acredita-se que as feições sejam resultado de esforços mecânicos relacionados à confecção do *plug*.

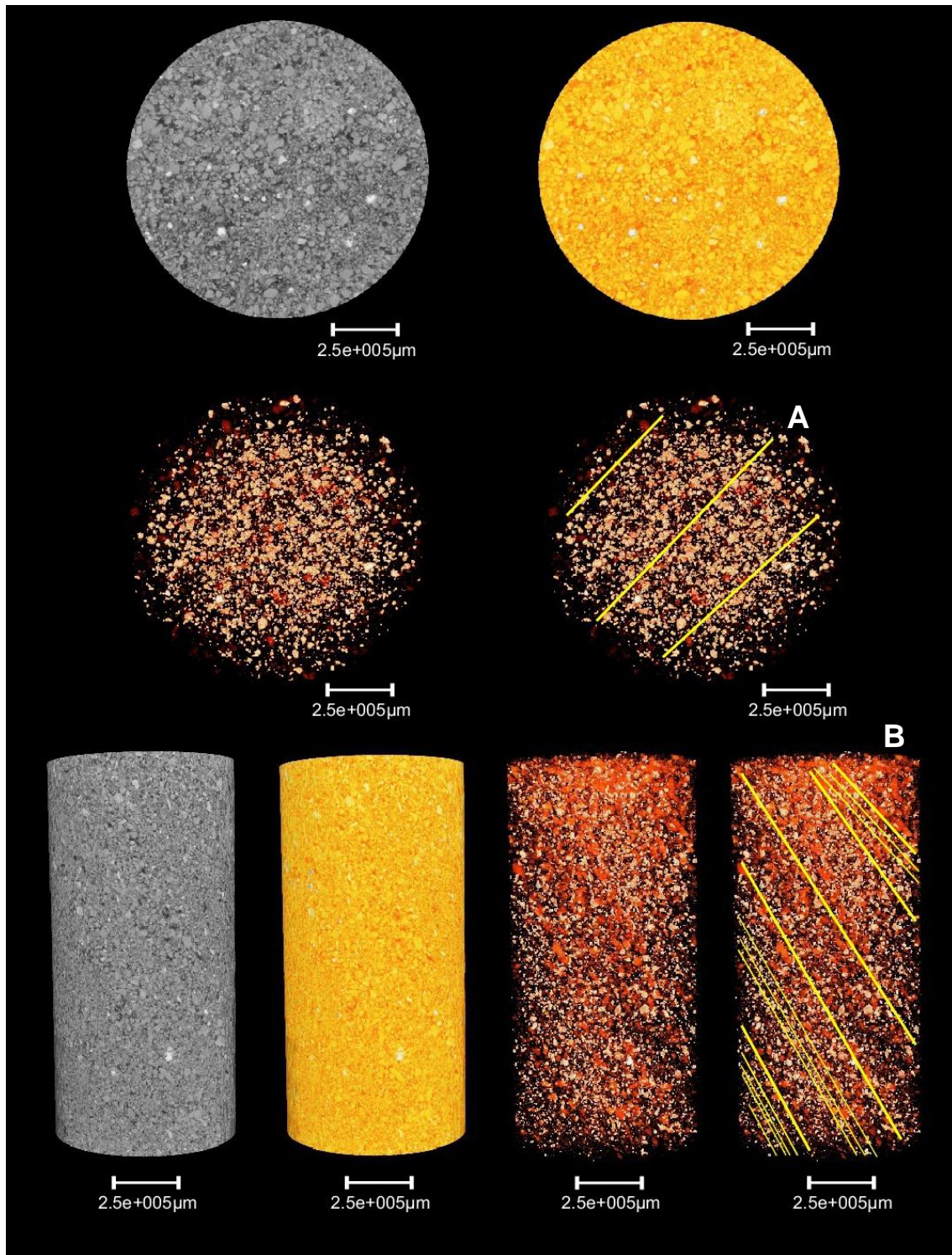


Figura 23: Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão vertical da reconstituição do modelo, onde foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B.

Nota-se no modelo concebido para o *plug* F1#3A-P6, em ambas as visões, uma orientação preferencial proeminente dos grãos (Fig. 23 – letras A e B). O mesmo ocorre com o modelo de rede de poros (Fig. 24 – letra A), onde é possível observar orientação em mesmo sentido que a falha F1' (Fig. 16), mostrando que devido a tensão sofrida pela rocha durante a formação das bandas de deformação e ou durante o desenvolvimento da falha os grãos foram arrastados e deformados em mesmo sentido.

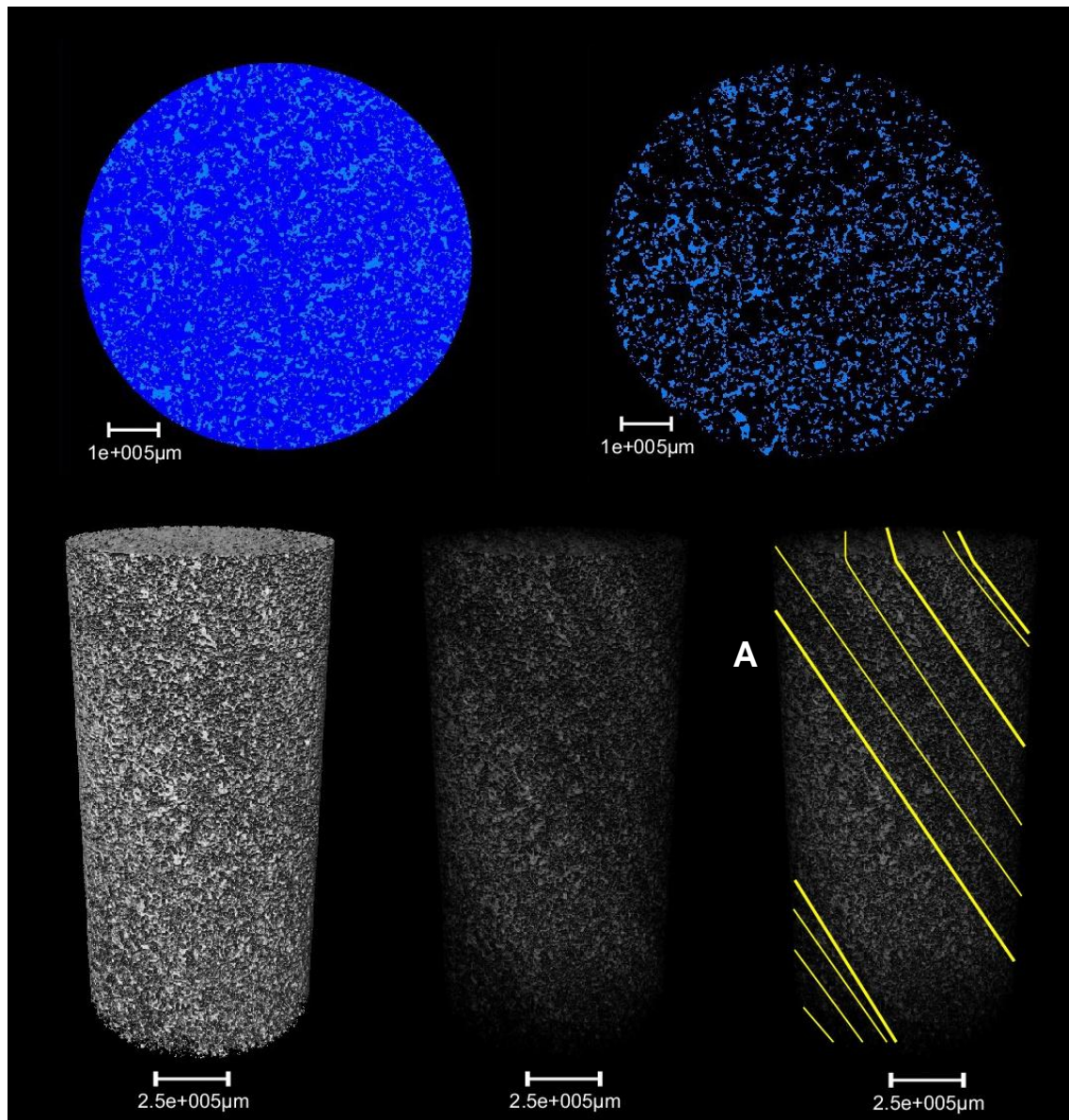


Figura 24: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P6 do bloco F1#3A. Às duas primeiras imagens ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As três últimas imagens em posição vertical representam reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo e indicadas com a letra A.

Comparando as imagens de maior densidade com a rede de poros, é possível interpretar que apesar do *plug* ter sido retirado em uma área que não se esperava uma considerável deformação, através da análise microtomográfica é possível avaliar que todo bloco está significativamente deformado, o mesmo foi concluído por Vogel (2018), porém umas áreas foram propensas a formação de bandas de deformação enquanto outras áreas não.

As estruturas de deformação observadas nas análises microtomográficas dos modelos tridimensionais gerados para os *plugs* retirados do bloco F1#3A podem ser correlacionadas com estruturas interpretadas por Vogel (2018) na análise tomográfica do bloco (Fig. 25). As estruturas corroboram para a melhor compreensão e determinação das faixas de bandas de deformação e suas continuidades.

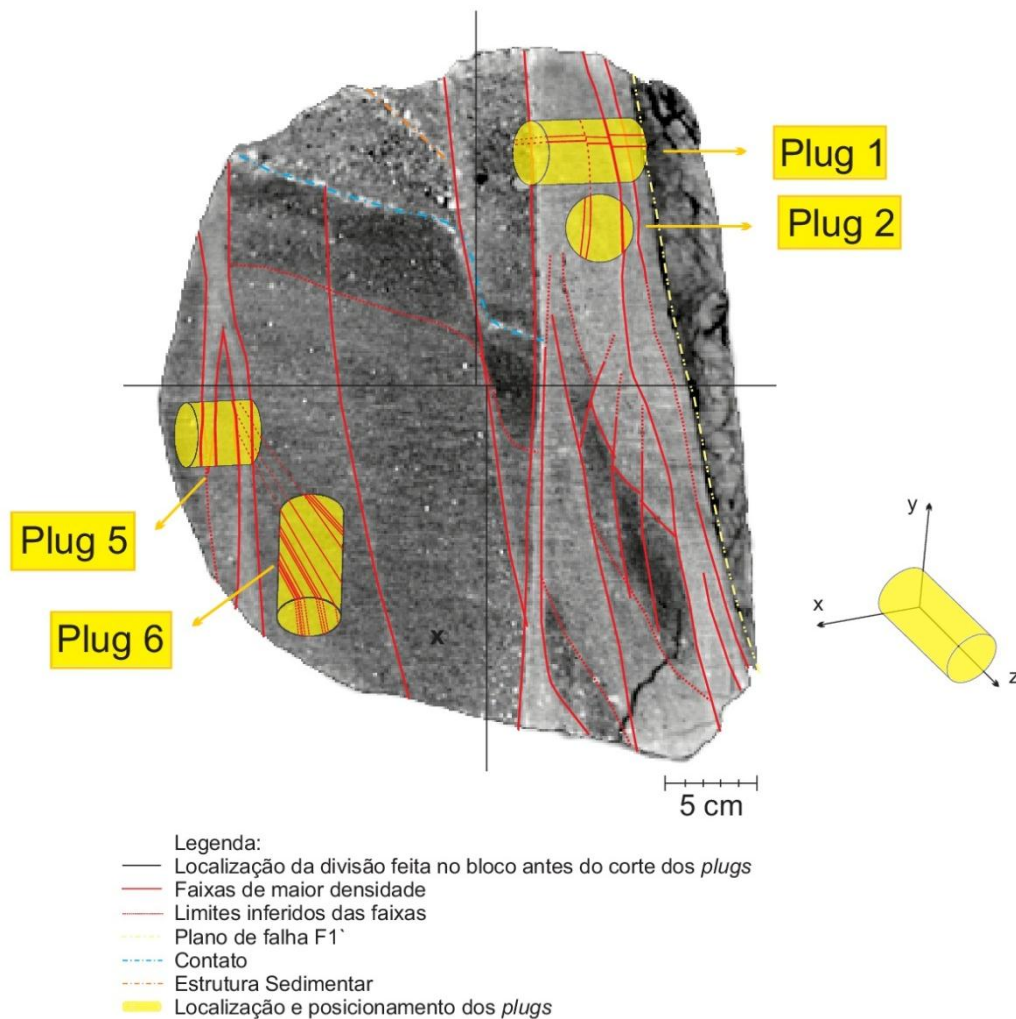


Figura 25: *Plugs* do bloco F1#3A interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018).

A interpretação realizada a partir da tomografia do bloco pode ser correlacionada com as feições estruturais e texturais identificadas por Vogel (2018) em seções microtomográficas, e por Rotava (2017) em lâminas petrográficas.

Nos 4 *plugs* analisados no bloco F1#3A, foram identificadas por Vogel (2018) faixas com significativa redução de granulometria e porosidade, as quais a autora apontou como resultado do processo de catáclase, alinhamento e lineações de grãos e poros, a julgar como consequência de fluxo granular de grãos (Fig. 26).

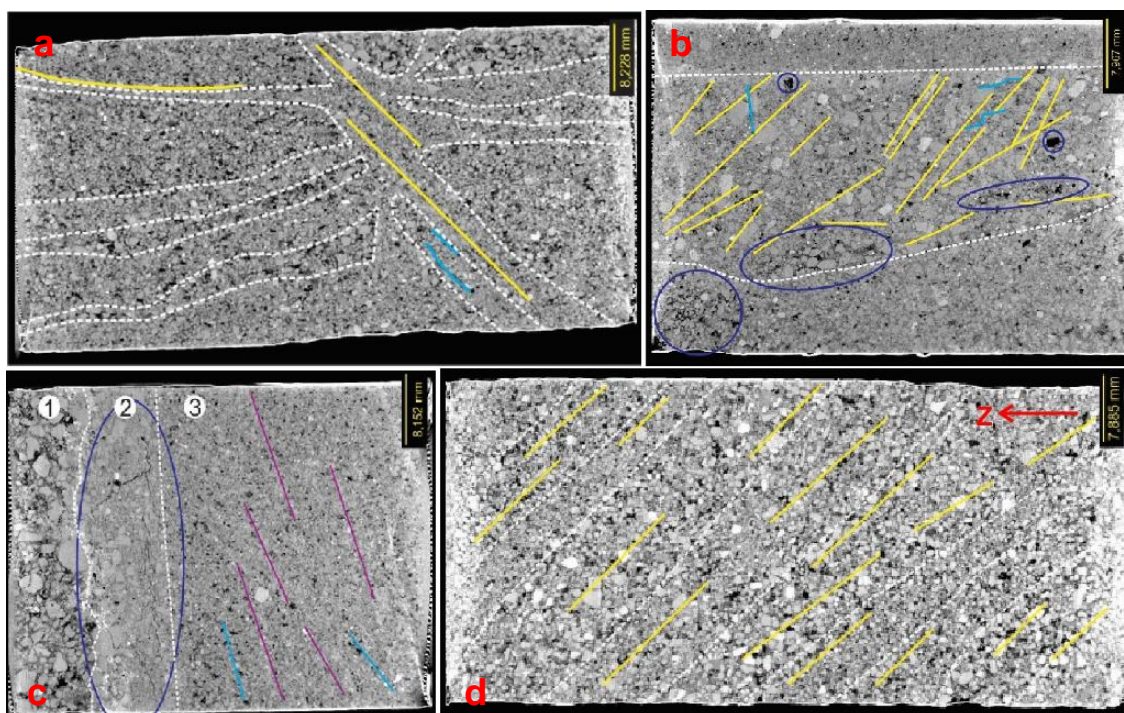


Figura 26: Feições estruturais e texturais identificadas por Vogel (2018) em seções microtomográficas dos plugs: a) F1#3A-P1; b) F1#3A-P2; c) F1#3A-P5; d) F1#3A-P6. Faixas com diferenças texturais delimitadas por tracejado branco, alinhamento de grãos em amarelo, alinhamento de poros em azul claro, em lilás pontos de limonita e em azul escuro áreas mais porosas e porosidade móldica.

Rotava (2017), por sua vez, reconheceu feições como faixas com redução de granulometria e porosidade e seus aspectos texturais relacionados, como angulosidade, seleção, orientação e matriz. A autora caracterizou ainda aspectos ligados à percolação e cimentação por óxido de ferro, a esse aspecto pode ser correlacionado as porções mais densas observadas nos modelos

obtidos, já que a distinção mineral é restrita em seções e modelos gerados a partir da micromotografia (Fig. 27).

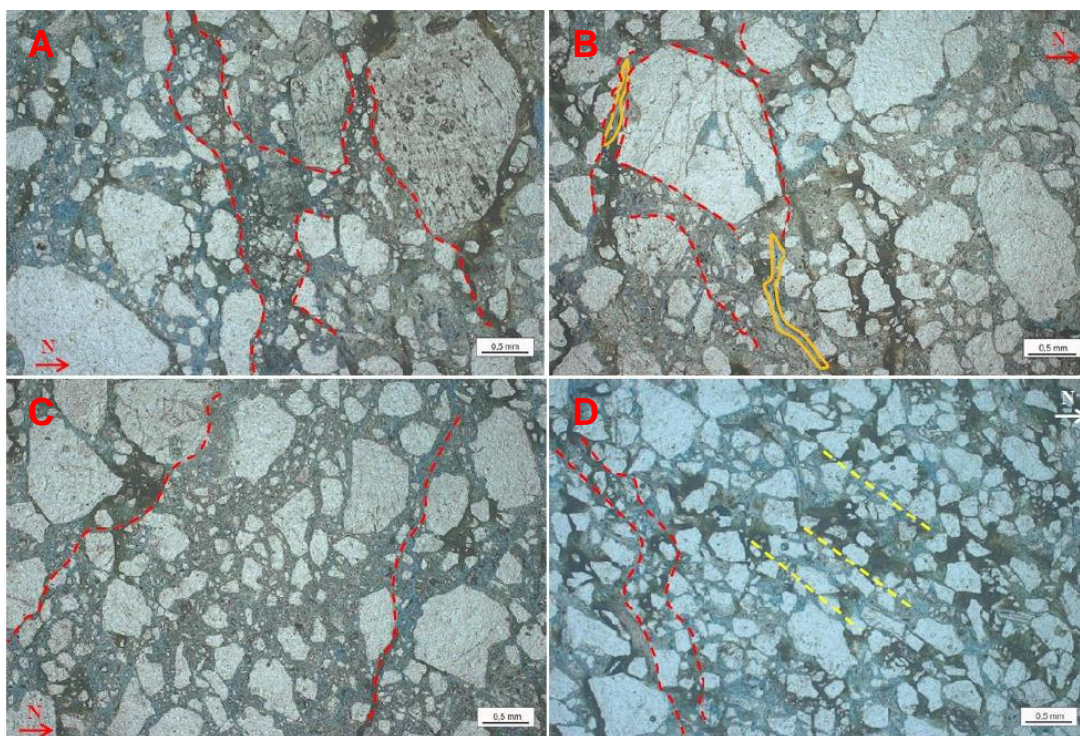


Figura 27: Lâminas petrográficas interpretadas por Rotava (2017), obtidas do plug F1#3A-P1. A fotomicrografia (A) destaca significativa variação granulométrica, presença de grãos fraturados e matriz abundante; na fotomicrografia (B) é destacado grão de quartzo com bordas fragmentadas e muito fraturado, além de faixas com grãos cominuídos (linhas tracejadas vermelhas) e micas compactadas (linhas contínuas laranjas); a fotomicrografia (C) apresenta predominância de grãos finos a muito finos e matriz abundante (linhas tracejadas vermelhas); e a fotomicrografia (D) apresenta seleção moderada, cimentação por óxido de ferro difusa, orientação dos grãos (linha tracejada em amarelo).

7.2 Bloco F1#3B

O bloco F1#3B foi coletado ao lado do bloco F1#3A, no bloco baixo da falha F1' (Fig. 13). É possível observar neste bloco um contato litológico, um arenito com granulometria mais grossa na porção superior, e uma camada de arenito com granulometria mais fina na porção inferior do bloco. Desta forma, foram confeccionados dois *plugs*, orientados perpendicularmente em relação às estruturas tectônicas identificadas por Vogel (2018), o *plug* 1, de orientação ortogonal às estruturas interpretadas no bloco, está posicionado na porção inferior à direita do bloco. O *plug* 3, com orientação paralela as estruturas, está posicionado na porção superior à direita do bloco (Fig. 28).

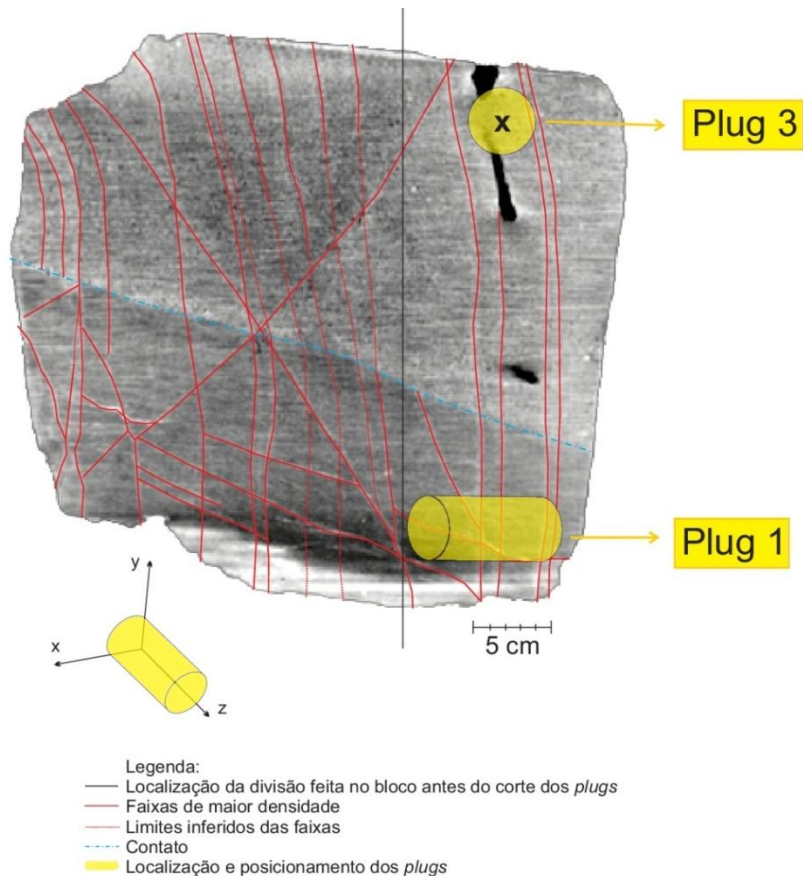


Figura 28: Bloco F1#3B com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018).

Na reconstrução do *plug* F1#3B-P1 nota-se que a textura geral do *plug* é fina, todavia é possível identificar faixas de maior densidade verticais paralelas a subparalelas (Fig. 29 – letras A e B). E em menor intensidade, mas com densidade significativa, faixas diagonais a visão lateral do *plug* (Fig. 29 – letra C). Quando correlacionadas as estruturas do *plug* com as estruturas interpretadas na imagem tomográfica do bloco, as faixas de maior densidade verticais se ajustam as bandas de deformação interpretadas por Vogel (2018), assim como as estruturas diagonais.

No modelo gerado para a rede de poros do *plug* F1#3B-P1 é possível observar redução de porosidade nas porções onde foram identificadas as faixas de maior densidade verticais, interpretadas como bandas de deformação (Fig. 30 – letras A e B). E ainda uma orientação dos poros na diagonal, equivalendo a

orientação das faixas diagonais na Figura 29 (letra C), que possuem características sedimentares (Fig. 30 – letra C).

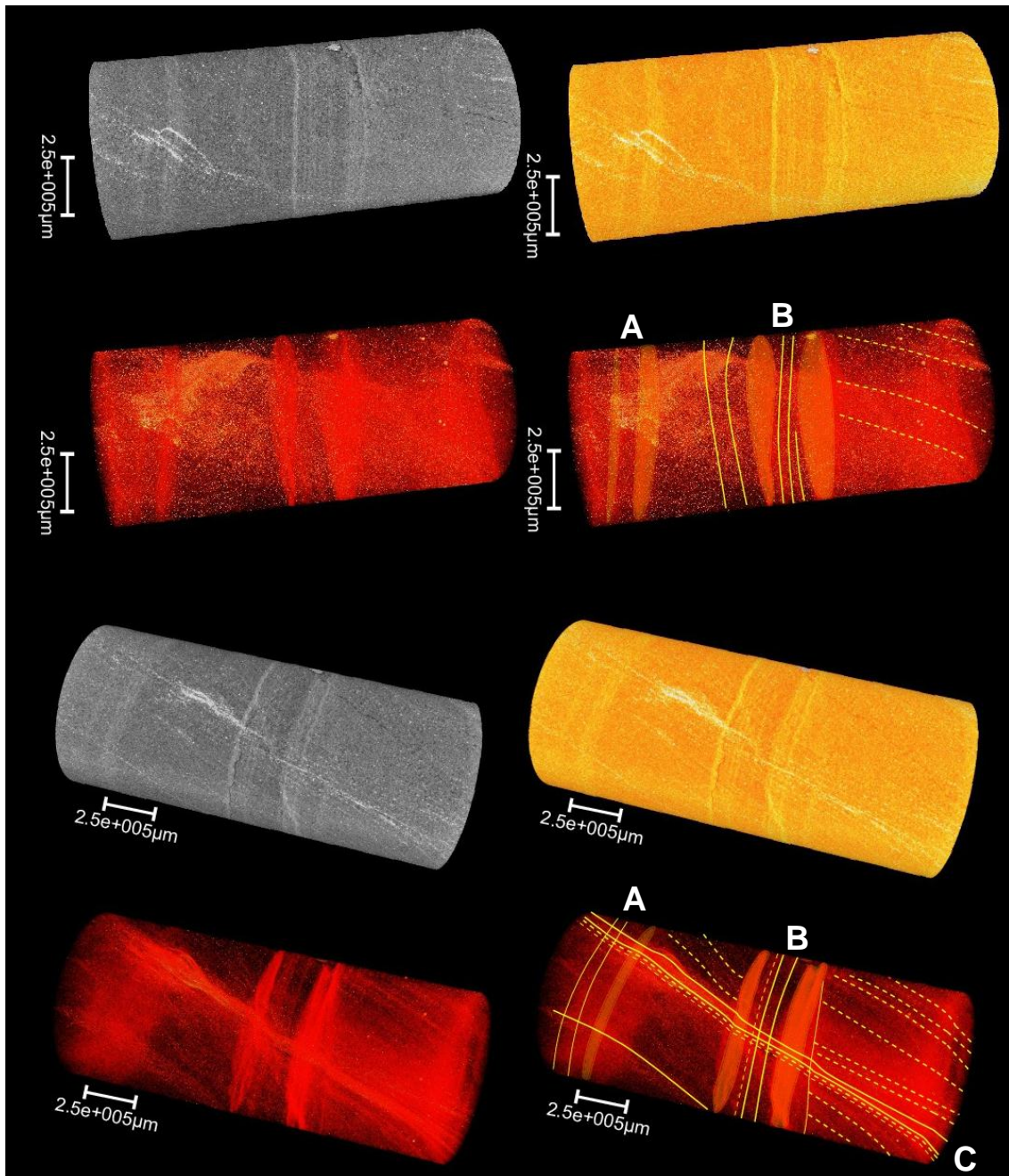


Figura 29: Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas oito imagens em visão lateral, a reconstituição do modelo, onde foi aplicada uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C.

A partir do modelo de rede de poros, pode-se detalhar que as faixas diagonais se encontram falhadas em certas porções, principalmente na porção central do *plug*, onde o dano causado pelas bandas de deformação aparenta ser mais expressivo.

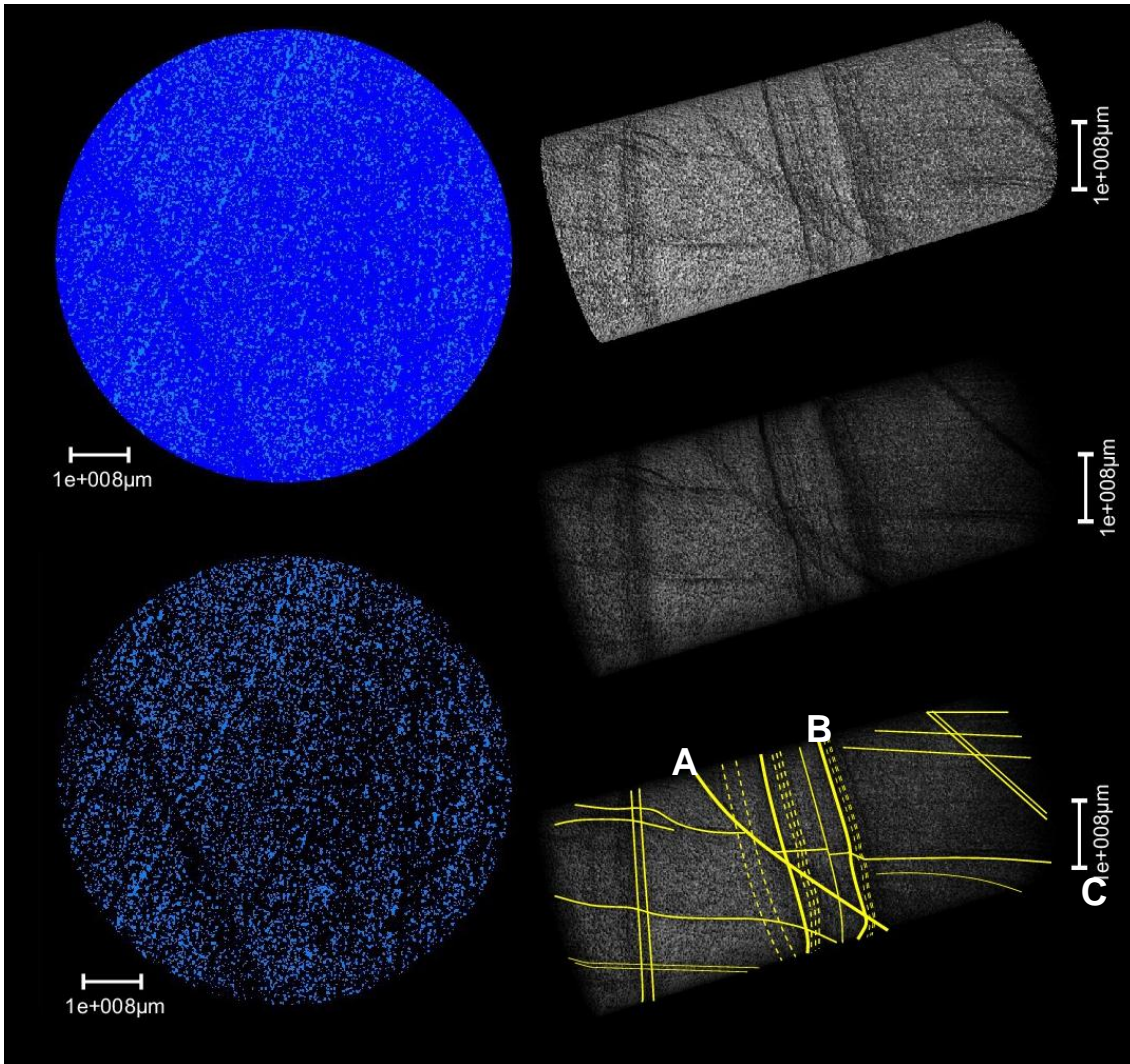


Figura 30: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo e indicadas com as letras A, B e C.

No modelo para o *plug* F1#3B-P3 se observa uma granulometria mais grossa quando comparada ao *plug* F1#3B-P1. Na visão superior é possível caracterizar uma faixa de maior densidade e grãos alinhados ao centro do *plug* e outra faixa de menor intensidade na porção inferior (Fig 31 – letras A e B). Lateralmente é possível observar a mesma faixa de maior densidade e alinhamento de grãos acompanhada por outras subparalelas de menor densidade (Fig 31 – letra C). Esse *plug* apresenta uma feição de bioturbação.

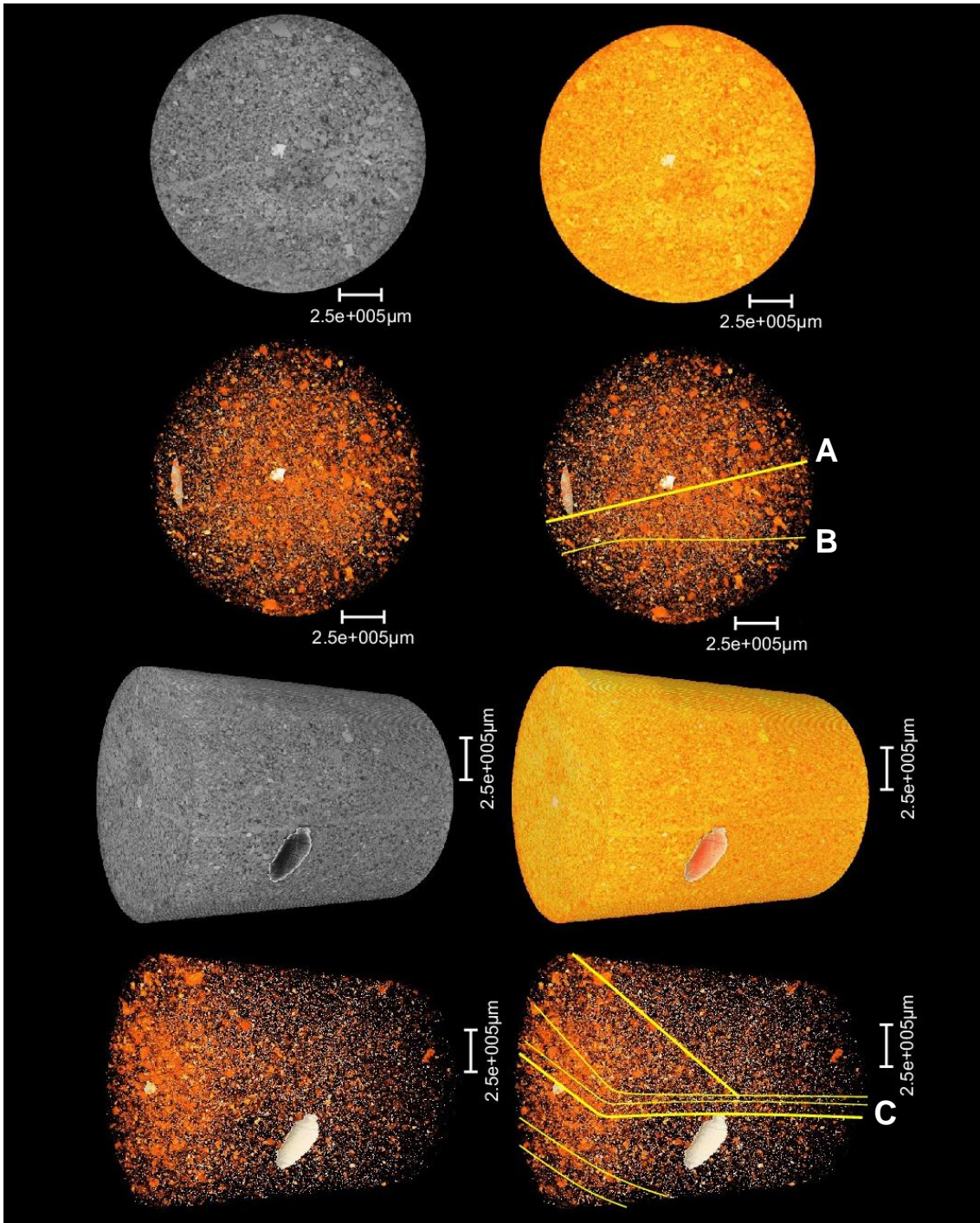


Figura 31: Imagens do modelo 3D do *plug* P3 do bloco F1#3B. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C.

No modelo de rede de poros do *plug* F1#3B-P3, é possível observar faixas com redução de porosidade, que estão relacionadas às faixas de maior densidade no modelo anterior (Fig. 32 – letra A). Essas faixas podem ser correlacionadas às interpretadas como bandas de deformação em tomografia por Vogel (2018).

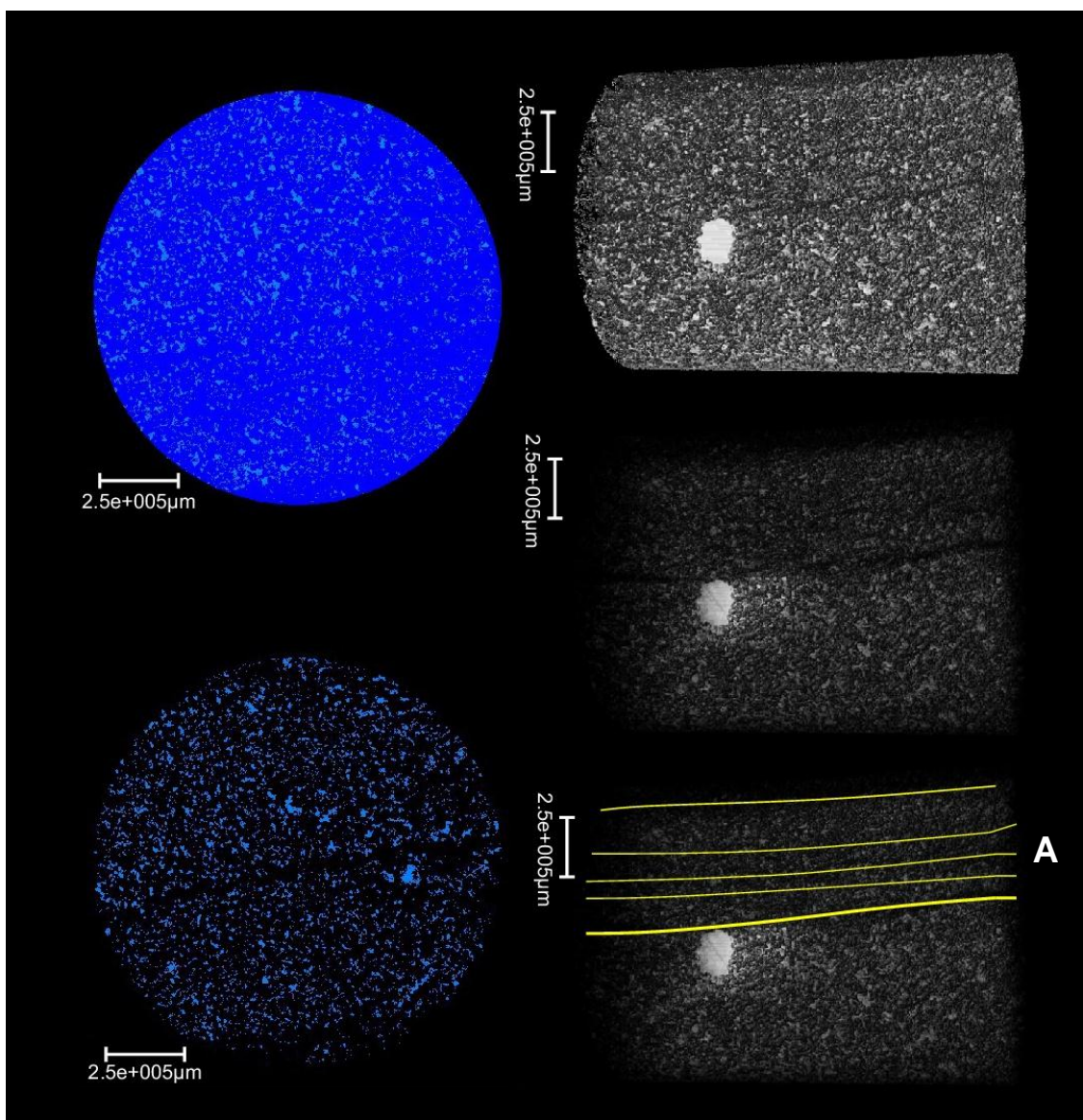


Figura 32: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo e indicada com a letra A.

Outro modelo de poro foi gerado para melhor visualização da feição de bioturbação, é uma forma de entender como a rocha é afetada por esta estrutura (Fig. 33 – letra A).

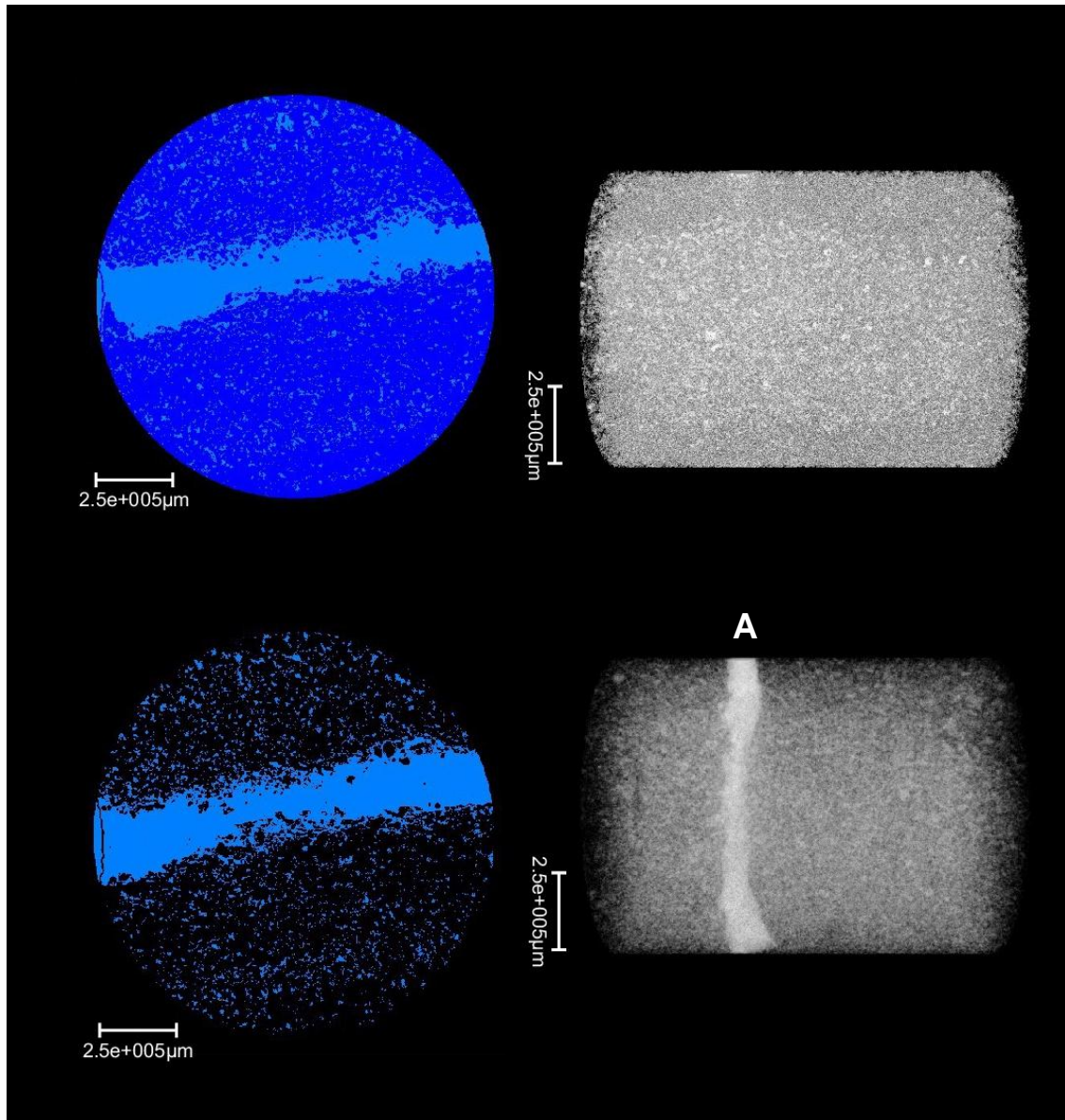


Figura 33: Figura 31: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P3 do bloco F1#3B. Nas duas imagens à esquerda seções segmentadas de poro e matriz. A cor azul é a porosidade, que nesta situação foi formada por bioturbação e nas duas imagens à direita é possível observar reconstruções da rede de poros, onde também é possível observar a bioturbação, indicada com a letra A.

As estruturas de deformação observadas nas análises microtomográficas dos modelos tridimensionais gerados para cada *plug* do bloco F1#3B, podem ser correlacionadas e ajustadas às estruturas interpretadas por Vogel (2018) em análise tomográfica do bloco (Fig. 34).

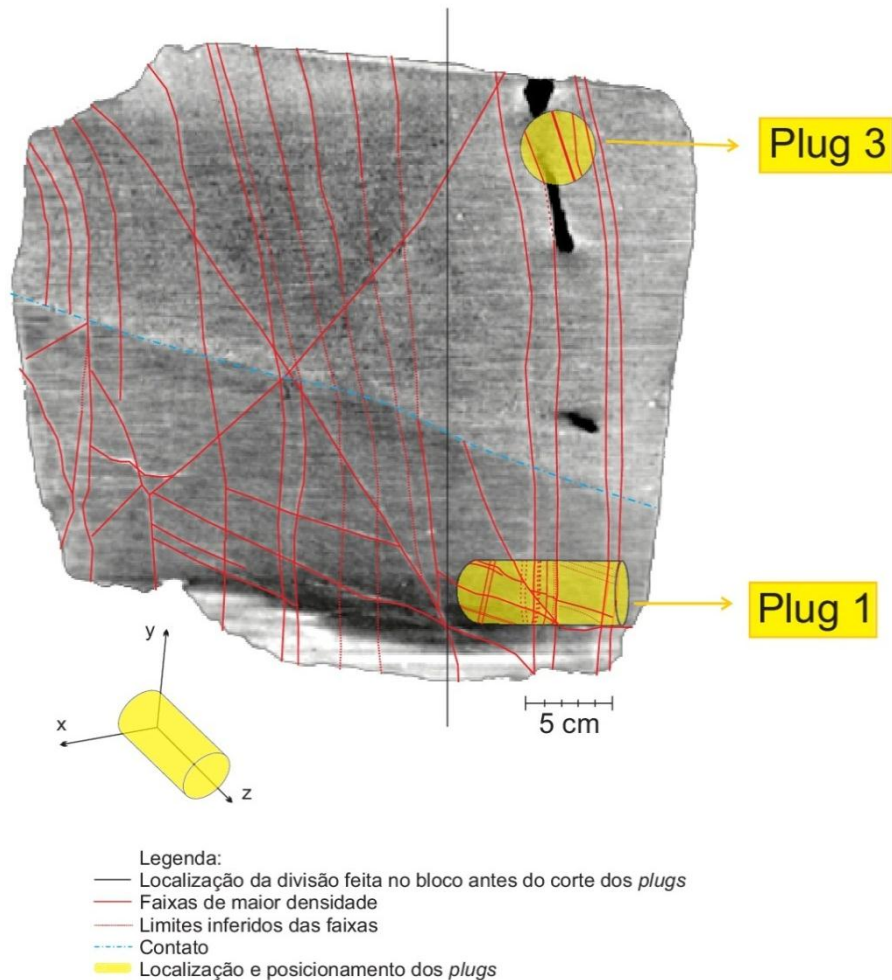


Figura 34: *Plugs* do bloco F1#3B interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018).

Vogel (2018) visualizou as mesmas faixas verticais e diagonais observadas no *plug* F1#3B-P1, as verticais considerou como bandas de deformação e as diagonais justificou como não sendo meramente de origem tectônica, mas sedimentar. As lineações de grãos e poros seriam elucidadas pela percolação de água e precipitação de óxido de ferro e, também, uma feição de arraste, contemporânea a movimentação da falha F1. A autora também visualizou bandas de deformação no *plug* F1#3B-P3, apesar de a deformação ter sido menos intensa que no *plug* F1#3B-P1 (Fig. 35).

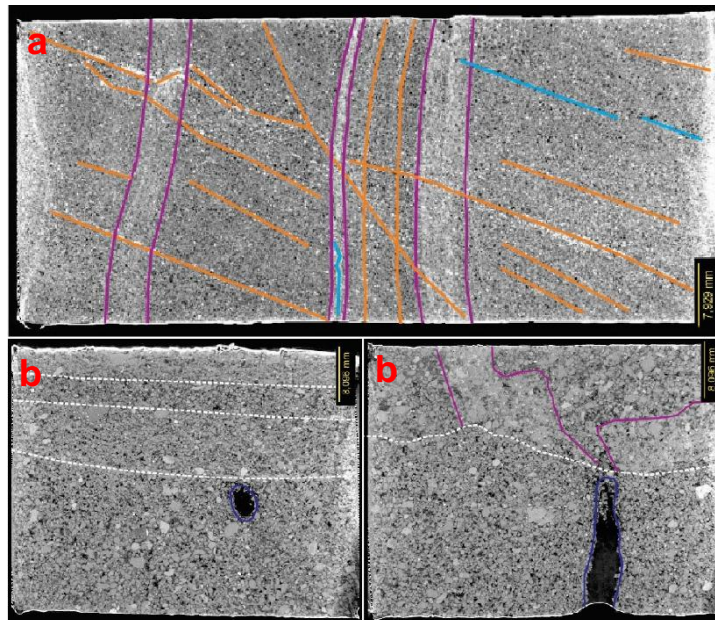


Figura 35: Imagens microtomográficas dos plugs: a) F1#3B-P1 e b) F1#3B-P3 interpretadas por Vogel (2018), onde a cor lilás indica faixas mais densas de óxido de ferro, em laranja alinhamento de óxido de ferro, em azul claro alinhamento de poros, em azul escuro bioturbação, e em branco a diferença de textura.

Rotava (2017) por meio da descrição petrográfica referente ao *plug* F1#3B-P1, caracterizou faixas verticais cimentadas por óxido de ferro, semelhantes às faixas de maior densidade identificadas na Figura 30 (letra B). A autora definiu as faixas como bandas de deformação, identificando um maior faturamento e cominuição de grãos (Fig. 36).

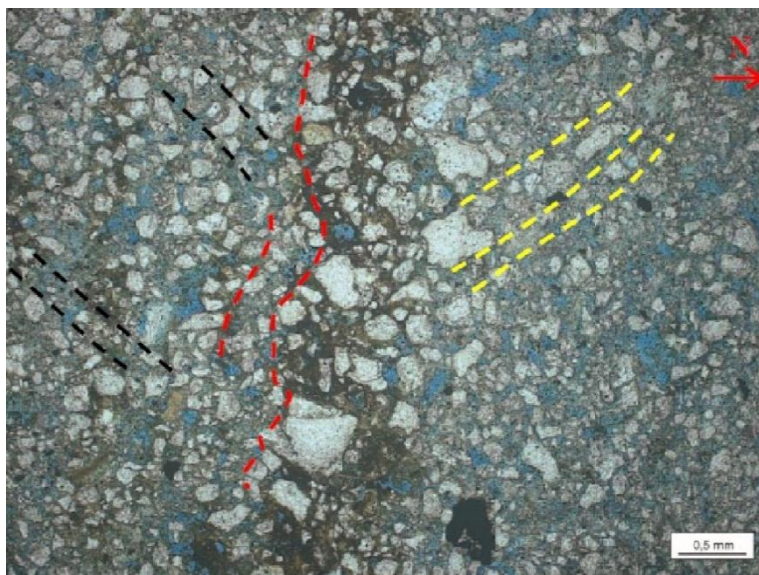


Figura 36: Fotomicrografia obtida e interpretada por Rotava (2017) para o *plug* F1#3B-P1, destacando a cimentação ferruginosa no limite entre faixas com granulometrias distintas, com a concentração de óxido de ferro preferencialmente na faixa de granulometria mais grossa. Orientações dos grãos em direções distintas: vertical (assinalada pela cor vermelha); NE (cor preta) e NW (cor amarela).

7.3 Bloco BD#2

O bloco foi coletado em uma zona de bandas de deformação a esquerda do núcleo da falha F1. Os dois *plugs*, *plug 1* e *plug 2*, foram orientados ortogonalmente as estruturas interpretadas da imagem tomográfica do bloco (Fig. 37).

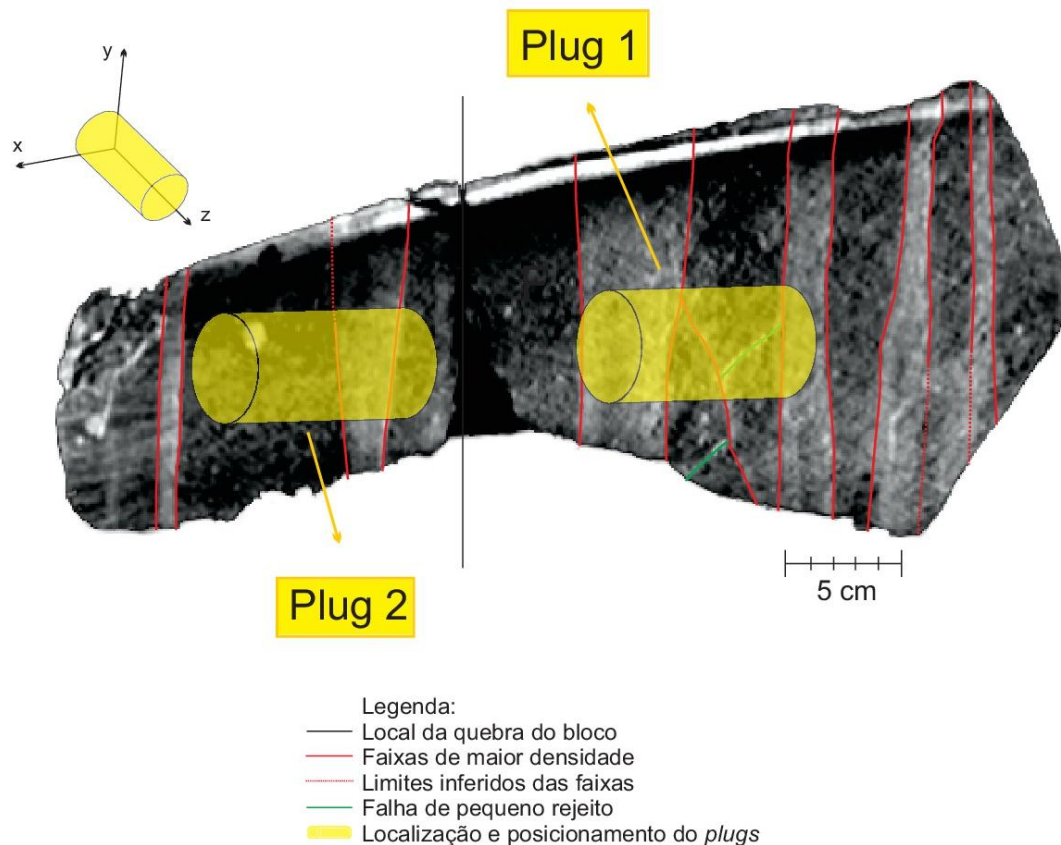


Figura 37: Bloco BD#2 com a interpretação da imagem tomográfica e o posicionamento dos *plugs*. Adaptado de Vogel (2018).

No modelo construído para o *plug* BD#2-P1 observa-se uma faixa de maior densidade separando duas texturas granulométricas distintas na visão superior (Fig. 38 – letra A). Lateralmente essa faixa apresenta-se em orientação oblíqua. Subparalela a faixa anterior, na extremidade oposta, outra faixa de maior densidade é identificada. Acredita-se que essas faixas de maior densidade sejam bandas de deformação (Fig. 38 – letras A e B). Entre as duas faixas se observa uma orientação preferencial dos grãos na diagonal do *plug*.

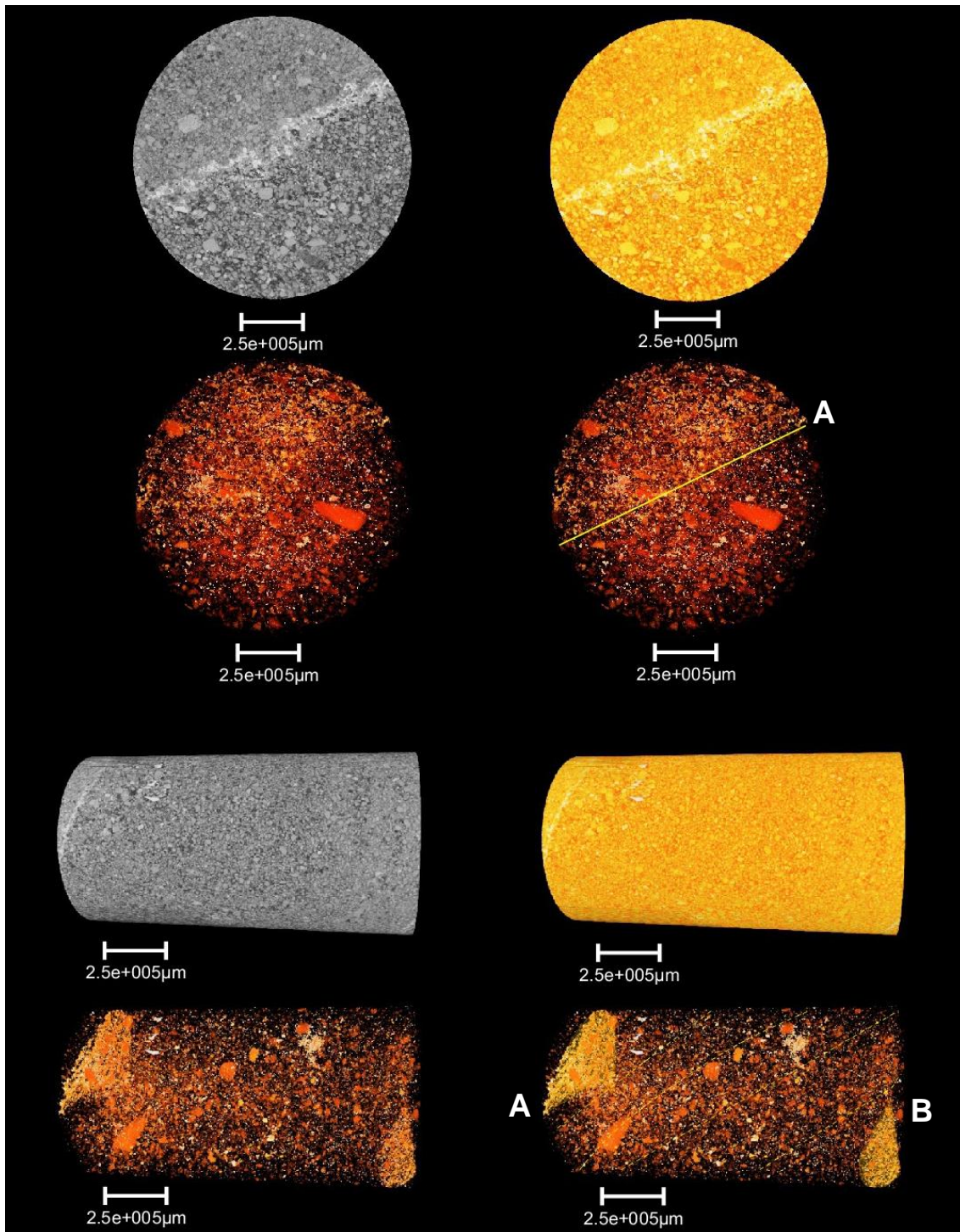


Figura 38: Imagens do modelo 3D do *plug* P1 do bloco BD#2. Na ordem de cima para baixo, é possível observar nas quatro primeiras imagens, uma visão superior e nas quatro últimas imagens, uma visão lateral da reconstituição do modelo, onde foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu a parte mais densa. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A e B.

No modelo de rede de poros gerado para o *plug* BD#2-P1 se observa faixas verticais com redução de porosidade nas duas extremidades do *plug* (Fig. 39 –

letras A e B), mais expressivas, entretanto, na porção a esquerda do *plug*. As faixas de maior densidade interpretadas na Figura 39 convergem com posição e orientação com determinadas faixas de redução de porosidade.

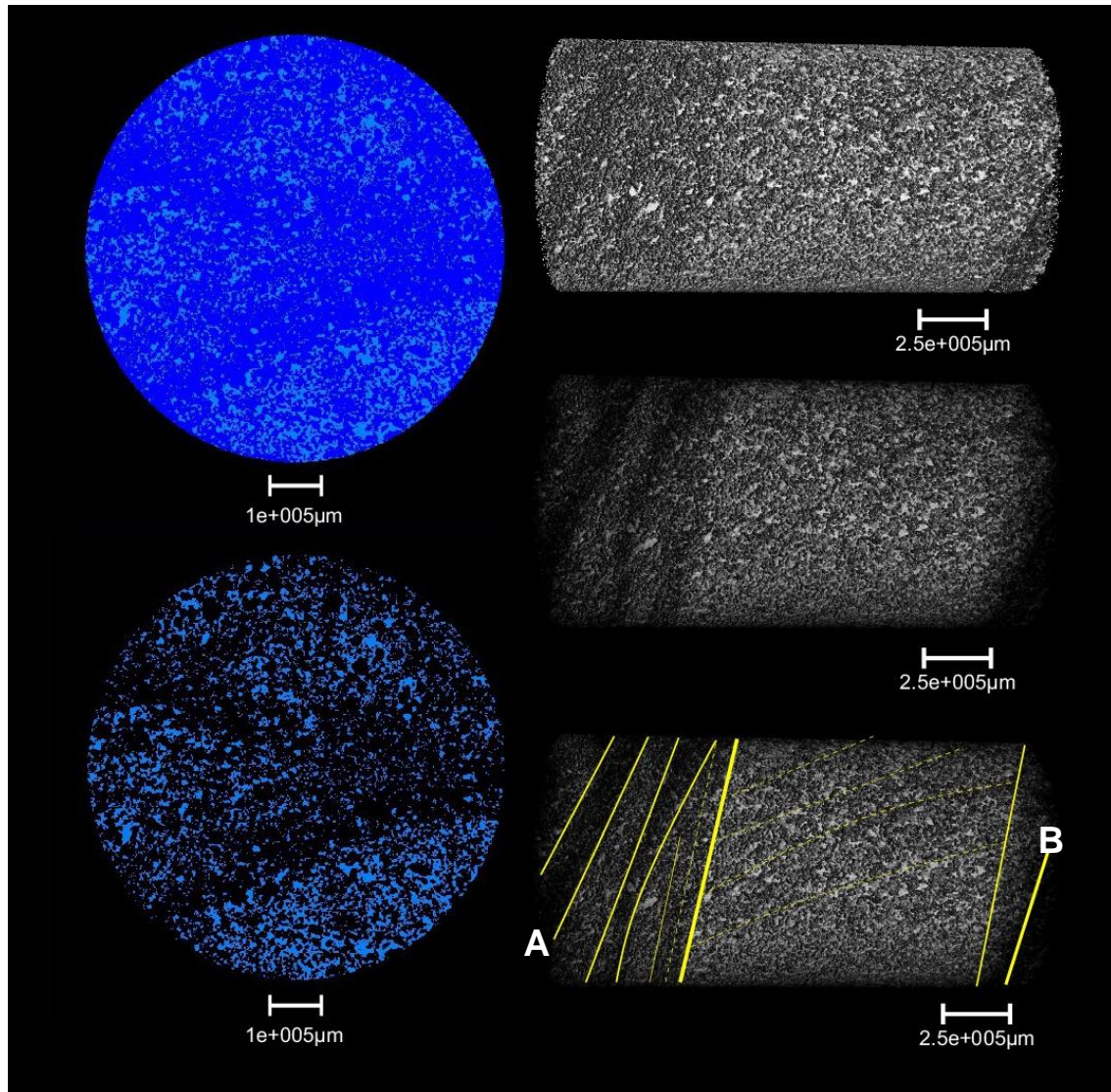


Figura 39: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P1 do bloco BD#2. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo.

As faixas interpretadas na Figura 38 aprimoram juntamente com as interpretadas na Figura 39 e podem ser correlacionadas com faixas indicadas por Vogel (2018) como bandas de deformação.

No modelo trabalhado a partir da segmentação dos grãos mais densos do *plug* BD#2-P2 nota-se três faixas de maior densidade de grãos (Figura 40 – letras A, B e C), duas verticais mais centralizadas, e outra diagonal, na extremidade esquerda do *plug*. Verifica-se, também, uma orientação dos grãos na diagonal, do centro para a direita do *plug*. Acredita-se que as faixas verticais de maior densidade sejam bandas de deformação, podendo ser correlacionadas com estruturas interpretadas por Vogel (2018) em imagem tomográfica do bloco.

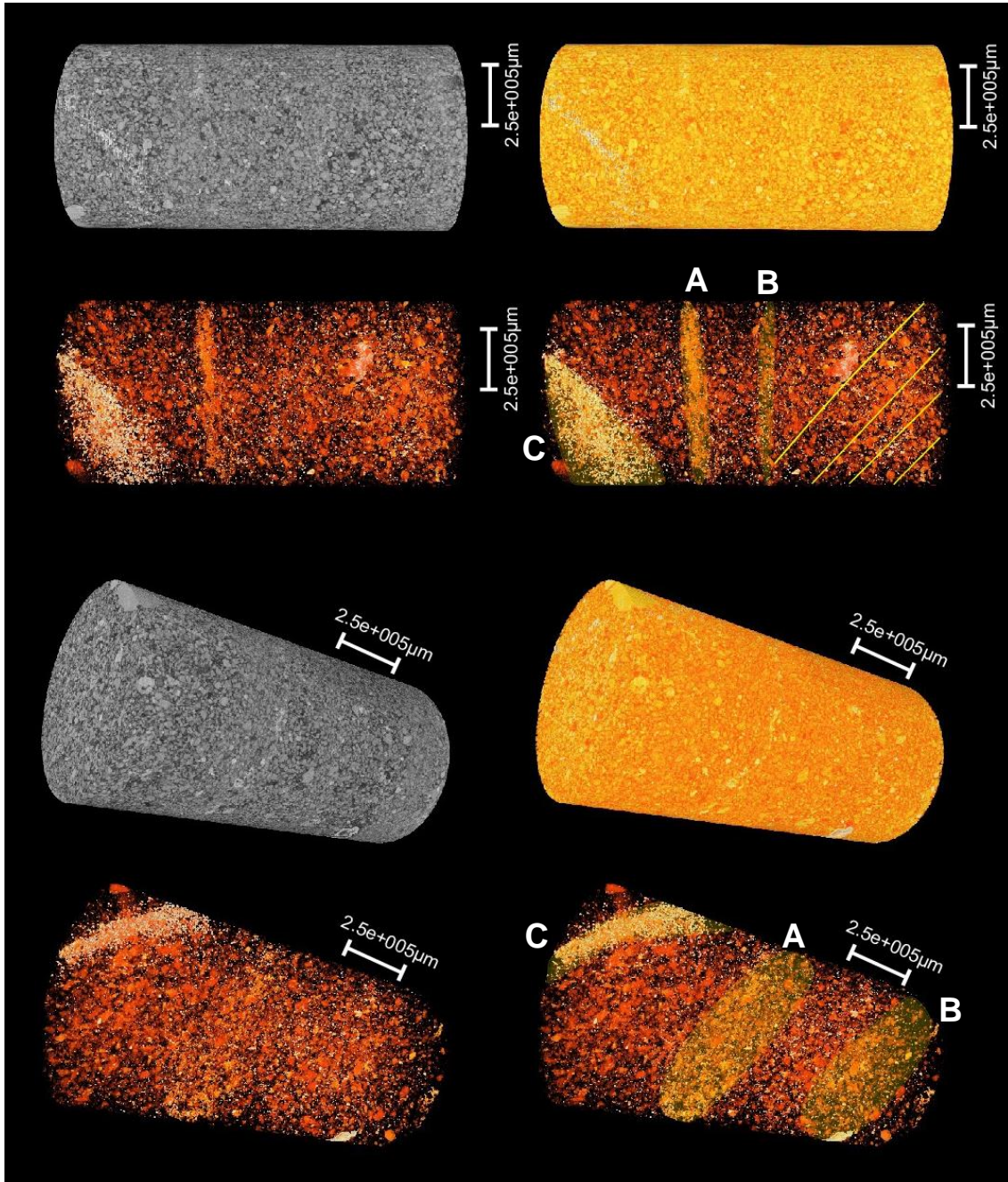


Figura 40: Imagens do modelo 3D do *plug* P2 do bloco BD#2. É possível observar nas oito imagens em visão lateral do *plug*, a reconstituição do modelo. Foi aplicado uma máscara de cor, que seguiu áreas mais densas. Através desta segmentação foi possível interpretar feições de deformação que estão apresentadas em amarelo e indicadas em A, B e C. (não vejo as letras A, B e C).

No modelo de rede de poros para o plug BD#2-P2 pode-se interpretar três faixas com redução de porosidade, as duas centralizadas concordando com as faixas de maior densidade observadas na análise anterior, a faixa de redução de porosidade mais à direita é significativa (Fig. 41 – letra A), contudo, não encontra correlação com a análise de densidade de grãos no modelo apresentado na Figura 40.

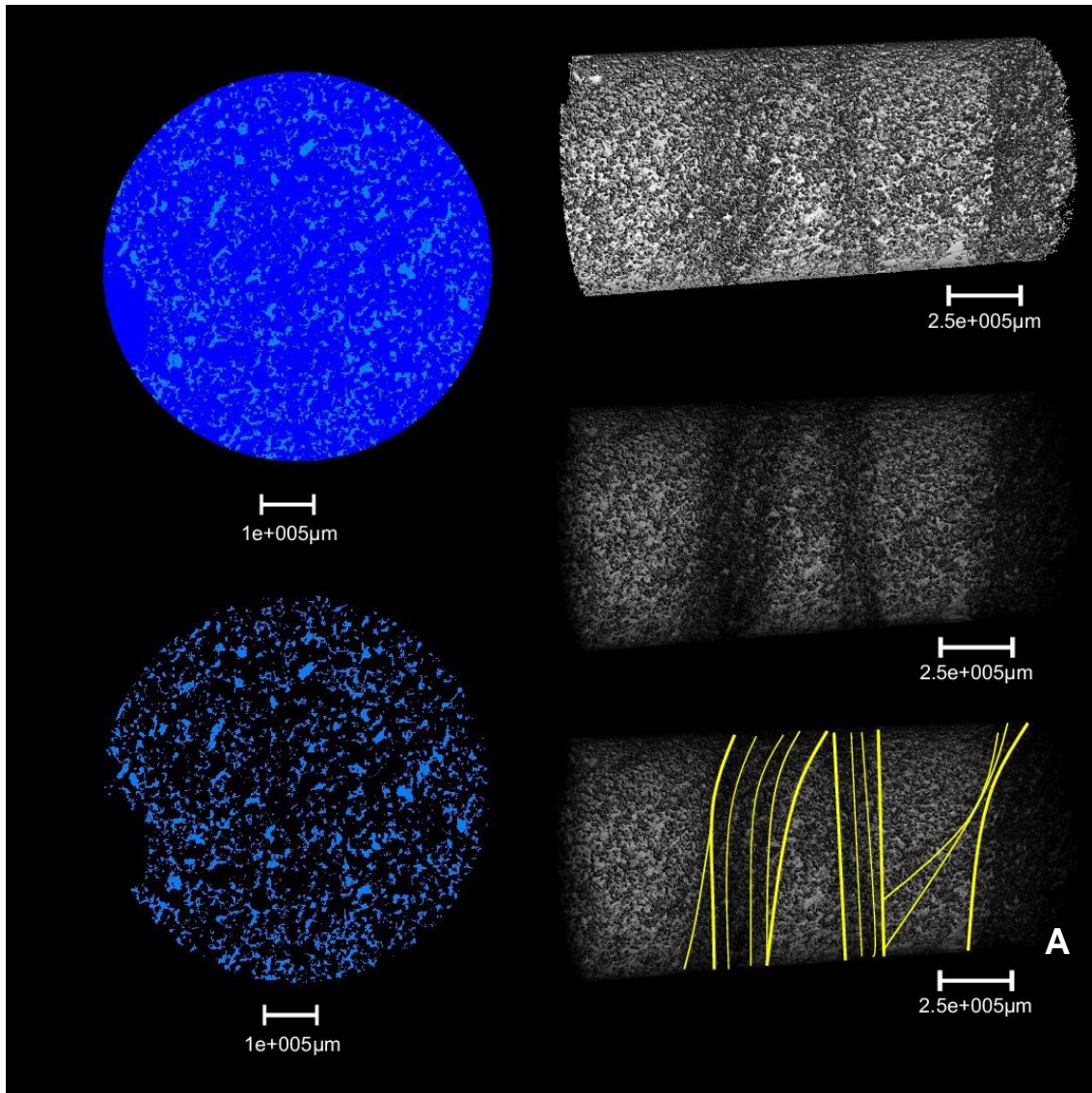


Figura 41: Imagens do modelo 3D da rede de poros do *plug* P2 do bloco F1#3B. Às imagens à esquerda ilustram seções segmentadas de poro e matriz, onde a cor azul representa os poros. As imagens à direita são reconstruções da rede de poros (em cinza). A redução da porosidade, em tons de cinza escuro a preto, está relacionada a estruturas de deformação. Estas estruturas foram interpretadas em amarelo.

Combinadas as análises dos dois modelos apresentados, pode-se correlacionar as estruturas interpretadas com as bandas de deformação identificadas por Vogel (2018) na análise tomográfica do bloco (Fig. 42).

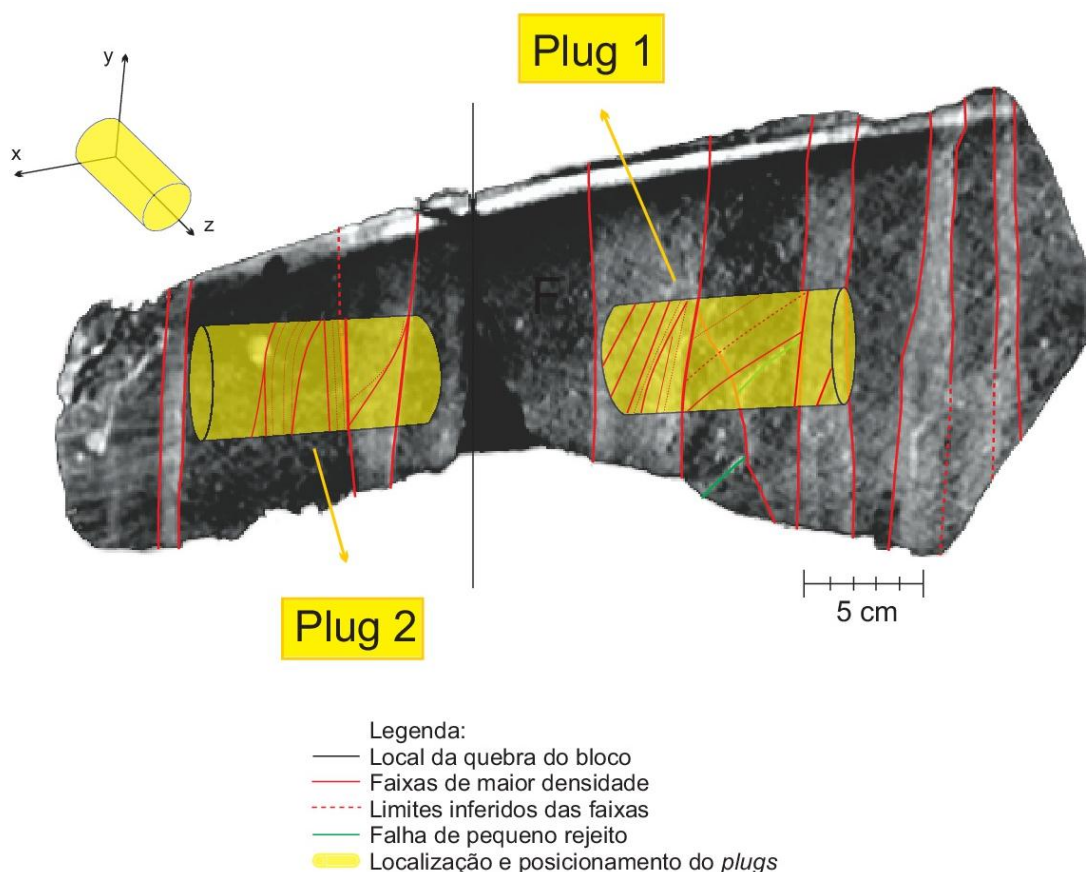


Figura 42: *Plugs* do bloco BD#2, interpretados de acordo com as análises descritas acima e correlacionados com a interpretação das imagens tomográficas feitas por Vogel (2018).

Vogel (2018) identificou, por meio de seções microtomográficas, duas faixas de maior densidade de grãos no *plug* BD#2-P1, as quais ela interpretou como bandas de deformação, a partir dos aspectos associados, como aumento de densidade, orientação dos grãos e diminuição da granulometria nessas faixas. Já para o *plug* BD#2-P2, identificou bandas de deformação com menor densidade das identificadas no *plug* BD#2-P1, e alinhamento de grãos na região entre as bandas de deformação, as quais a autora interpretou como fraturas de dilatação (Fig. 43).

Rotava (2017), por sua vez, através da caracterização petrográfica de material pertencente ao *plug* BD#2-P1, identificou aspectos texturais em faixas de areia de granulometria grossa, tais como, a má seleção de grãos, a angulosidade, neste caso, classificou os grãos como sendo angulosos a muito angulosos, além do grau de fragmentação elevada dos grãos. Descreveu também a concentração de óxido de ferro em faixas de maior granulometria (Fig. 44).

Acredita-se que tanto as bandas de deformação identificadas por Vogel (2018), quanto às identificadas por Rotava (2017) estão associadas as faixas de maior densidade e com redução de porosidade interpretadas nos modelos tridimensionais.

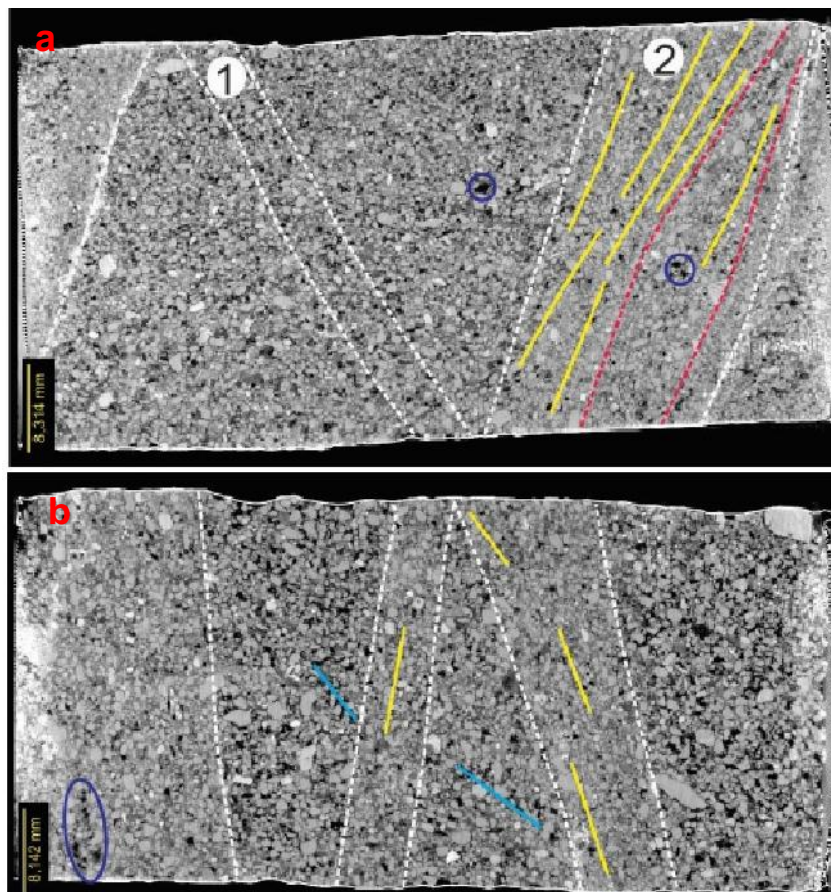


Figura 43: Imagens tomográficas dos plugs: a) BD#2-P1 e b) BD#2-P3 interpretadas por Vogel (2018), onde a cor branca indica os limites das faixas distinguidas pela diferença textural, em rosa concentração de sucessivas faixas interpretadas internamente às faixas, em azul escuro porosidade móldica, em amarelo alinhamento de grãos e em azul claro alinhamento de poros.

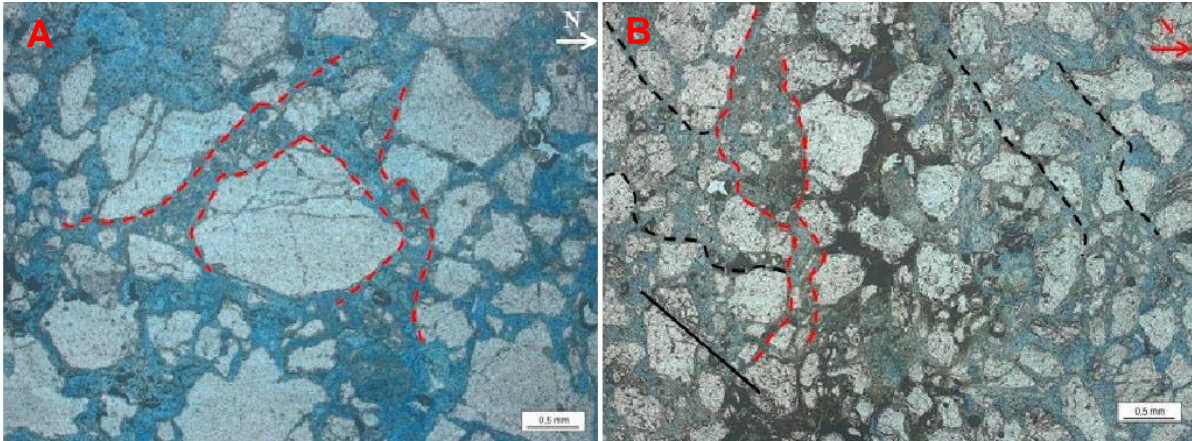


Figura 44: Fotomicrografia interpretada por Rotava (2017), obtidas do plug BD#2-P1. (a) Destaque em vermelho de faixas de grãos finos e fraturados, associadas à fragmentação das bordas de grãos maiores; em (b) destaque, em vermelho, para a superfície ferruginosa bem marcada, sendo controlada pela faixa vertical de grãos finos e cominuídos; outras duas faixas com características semelhantes de orientação NE em preto tracejado; e no canto inferior esquerdo da imagem, destaca-se, em linha contínua em preto, o padrão de fraturamento preservado nos grãos de quartzo.

7.4 Porosidade

Calculou-se a porosidade das amostras a partir das imagens de μ CT após segmentação do espaço poroso (Fig. 45). Os resultados da porosidade da μ CT, juntamente com a comparação da porosidade efetiva, calculada por Vogel (2018), e o erro relativo entre as duas medidas, são apresentados na Figura 46. A maior diferença entre a porosidade efetiva e a porosidade medida por μ CT foi de 3,62%, para o *plug* F1#3A-P5, equivalente a um erro relativo de 20,6%, já a menor diferença foi de 0,76%, para o *plug* F1#3A-P6, correspondendo a um erro relativo de 3,47%. Para os demais *plugs* o erro varia de 6,24% a 9,45%.

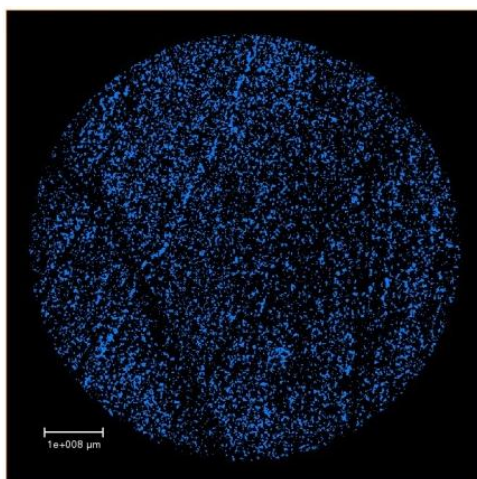


Figura 45: Espaço poroso, representado com a cor azul, segmentado a partir de seção microtomográfica do *plug* F1#3B-P1.

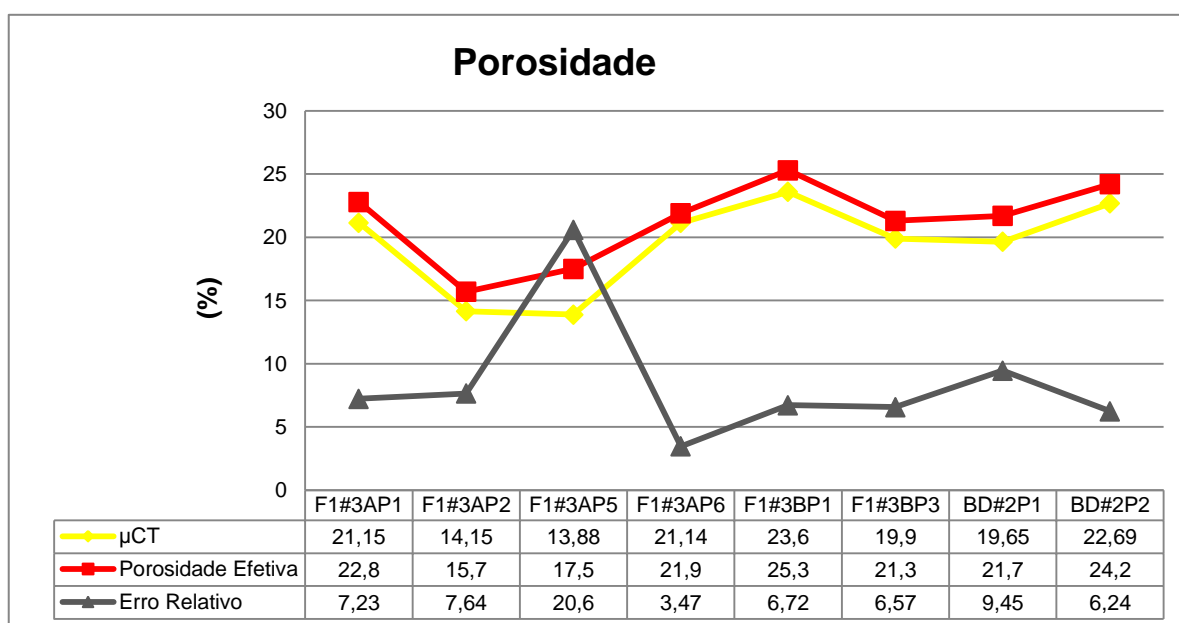


Figura 46: Gráfico ilustrando a comparação entre a porosidade efetiva (obtida por Vogel, 2018), a porosidade obtida por μ CT e o erro relativo entre as medidas dos *plugs* analisados.

O cálculo da porosidade é realizado de acordo com o volume de espaços vazios em cada *plug*, contudo um *plug* apresenta diferenças estruturais e texturais que condicionam diferentes valores de porosidade de acordo com a posição avaliada. Nesse sentido, buscou-se avaliar a porosidade em porções distintas do *plug* F1#3A-P5 (Fig. 47), mais deformado, aplicando a mesma metodologia para uma porção do *plug* F1#3A-P6 (Fig. 48), menos deformado.

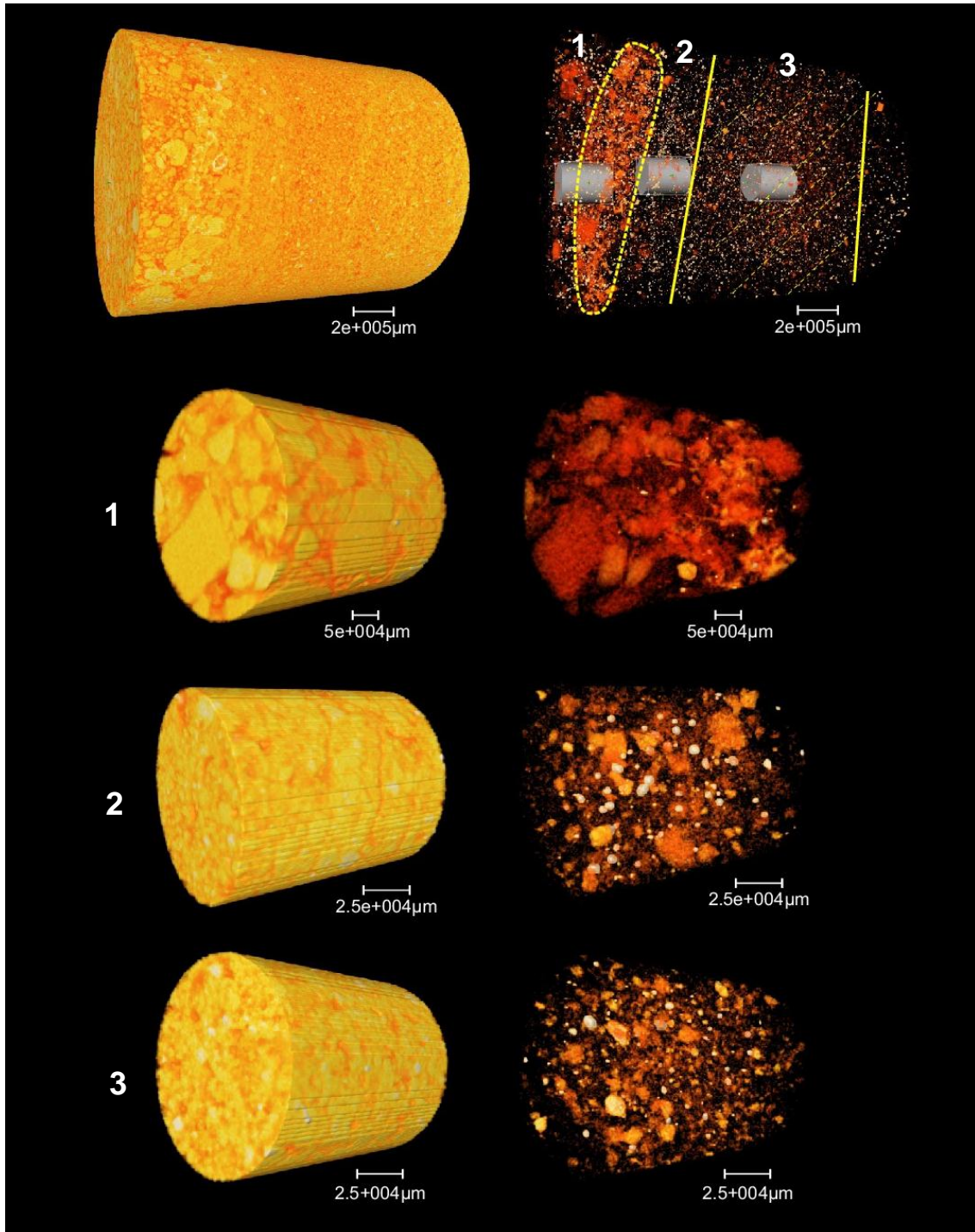


Figura 47: Imagens do modelo 3D do *plug* P5 do bloco F1#3A, mais deformado. O modelo reconstruído e interpretado (linhas amarelas) foi amostrado digitalmente em porções menores (1, 2 e 3), caracterizado localmente na imagem do *plug*. Os minerais mais densos possuem cores mais claras.

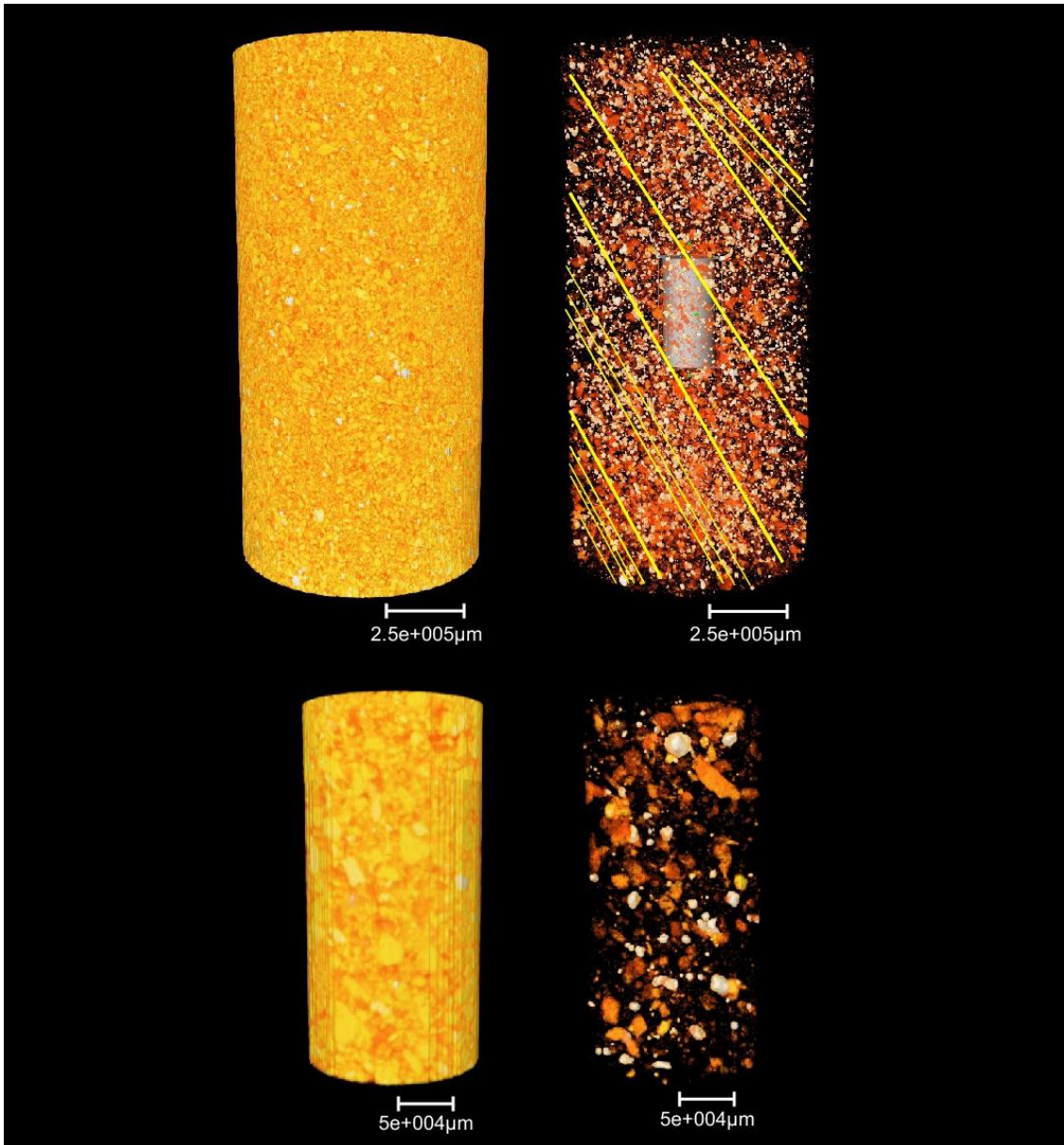


Figura 48: Imagens do modelo 3D do *plug* P6 do bloco F1#3A, menos deformado. O modelo reconstruído e interpretado (linhas amarelas) foi amostrado digitalmente em uma porção menor, caracterizado localmente na imagem do *plug*. Os minerais mais densos possuem cores mais claras.

Os resultados obtidos para a porosidade nas porções avaliadas dos *plugs* estão expostos na Figura 49. Em relação às porções do *plug* F1#3A-P5, nota-se diferentes porosidades para as 3 porções consideradas. A porção 1 apresenta a maior porosidade, 16,29%, se observa que a mesma apresenta textura mais grossa que as demais, e uma proporção menor de minerais mais densos, como óxido de ferro. A porção 2 apresenta porosidade muito reduzida, 2,76%, ela corresponde a porção mais cimentada do *plug*, e a proporção de

óxido de ferro nessa porção é muito superior as demais. Por fim a porção 3 possui porosidade reduzida em relação a porção 1, porém maior que a porção 2, 5,52%. Essa porção também possui uma proporção de óxido de ferro considerável.

A porosidade obtida para a porção avaliada para o *plug* F1#3A-P6 foi de 12%, superior aos dados de porosidade referente às porções mais deformadas do *plug* F1#3A-P5, porém muito inferior a porosidade obtida para o *plug* inteiro, de 21,14. Nota-se, também, que há significativa presença de óxido de ferro na porção avaliada.

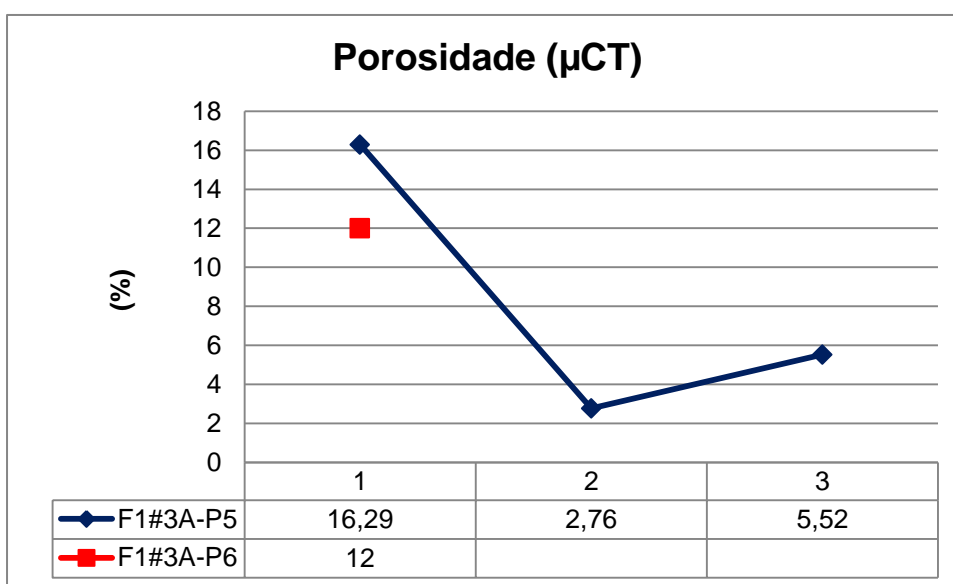


Figura 49: Gráfico ilustrando a comparação entre porosidade obtida para as porções avaliadas dos *plugs* F1#3A-P5 e F1#3A-P6.

8. CONCLUSÕES

O presente trabalho se propôs a realizar uma análise da porosidade em arenitos deformados e pouco consolidados da Formação Resende. Para isso utilizou-se de modelos tridimensionais dos *plugs* submetidos à microtomografia de raios-X.

A microtomografia de raios-X apresentou ser uma técnica segura e confiável no estudo de porosidade em laboratório. A técnica permite visualização de centenas de seções microtomográficas, reconstrução do volume tridimensional da amostra e aferição da porosidade. A limitação da análise, no entanto, afeta a estimativa da porosidade, tendo em vista a resolução atingida na aquisição das seções microtomográficas, que pode não atingir o menor tamanho de poro. Se a resolução não for suficiente, isso pode dificultar a parte de individualização dos poros nas seções, e por consequência subestimar os valores de porosidade.

Os modelos tridimensionais obtidos a partir da microtomografia dos *plugs* propiciou a obtenção de informações sobre a estrutura interna dos arenitos. Sendo demasiadamente adequados para a identificação de faixas de maior densidade e para a discussão a cerca das bandas de deformação e o modo em que a deformação influi sobre a porosidade da rocha. Os modelos conduzem, também, a uma melhor caracterização de feições como alinhamento de grãos e de poros.

As informações obtidas a partir da visualização espacial das estruturas tectônicas, evidenciadas por minerais de maior densidade, juntamente com a visualização da rede poros das amostras, nos permite realizar medidas qualitativas e quantitativas, mais seguras, de porosidade, e até realizá-las em porções específicas, caracterizando as heterogeneidades petrofísicas da rocha.

Como nenhuma técnica de análise de poros é totalmente satisfatória, para melhor compreensão, se faz necessário integrar os resultados obtidos pela microtomografia de raios-X com os dados de petrofísica básica, e petrografia. Este trabalho demonstra que os dados fornecidos pela microtomografia de

raios-X, integrados às análises convencionais, contribuem significativamente para análise de rochas análogas as de um reservatório.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albuquerque, A.P.B. 2003. Fraturamento neotectônico e a sua aplicação na avaliação hidrogeológica da bacia sedimentar de Resende (RJ). *Revista Águas, Informe Técnico*. 1: 1- 8.
- Arnold, J.R.; Testa, J.P.J.; Friedman, P.J.; Mambic, G.X. 1982. Computed tomographic analysis of meteoric inclusions. *Science*, v. 219, p. 383-384.
- Aydin, A. & Johnson, A.M. 1978. Development of faults as zones of deformation bands and as slip surfaces in sandstone. *Pure and Applied Geophysics*, 116: 931 - 942.
- Cnudde V., Masschaele B., Dierick M., Vlassenvroeck J., Hoorebeke L.V., Jacobs P. 2006. Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool. *Applied Geochemistry*, 21:826-832.
- Duliu, O.G. 1999. Computer axial tomography in geosciences: An overview. *Earth-Science Reviews*, 48, 265-281.
- Fetter, M., ROS; L. F., BRUHN; C. H. L. 2009. Petrographic and Seismic Evidence for the Depositional Setting of Giant Turbidit Reservoirs and the Paleogeographic Evolution of Campos Basin, Offshore Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 26: 824 - 853.
- Fisher, Quentin & Knipe, R. 2001. The permeability of faults within siliclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf. *Marine and Petroleum Geology*. 18. 1063-1081. 10.1016/S0264-8172(01)00042-3.
- Fossen, H., Schulz, R.A., Shipton, Z.K., Mair, K., 2007. Deformation Bands in Sandstone – a Review. *The Geological Society*, 164: 755 - 769.
- Fossen, H. 2010. Deformation bands formed during softsediment deformation: observations from SE Utah. *Marine and Petroleum Geology*, 22: 215 - 222.
- Gibson, R.G. 1998. Physical character and fluid-flow properties of sandstone-derived fault zones. In: Coward, M.P., Daltaban, T.S. & Johnson, H. (eds.), *Structural Geology in Reservoir Characterization*. Special Publications, Geological Society, 127: 83 - 97.
- Hounsfield, G.N. 1973. Computerized transverse axial scanning (tomography). Part 1: Description of system. *British Journal of Radiology*, v. 46, p. 1016-1022.
- Howell, J.A.; Martinius, A.W.; Good, T.R. 2014. The application of outcrop analogues in geological modelling: A review, present status and future outlook, In: Martinius, A. W.; Howell, J.A.; Good, T.R. (Eds.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*. The Geological Society, 387: 1 - 25.
- Knipe, R.J., Fisher, Q.J., Clennell, M.R., Farmer, A.B., Harrison, A., Kidd, B., McAllister, E., Porter, J.R., White, E.A., 1997. Fault seal analysis: successful methodologies, application and future directions. In: MØLLER-PEDERSEN, P.,

KOESTLER, A.G. (eds.), Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production. Special Publication of the Norwegian Petroleum Society, 7: 15 – 40.

Maciel, I.B. 2016. Caracterização da Deformação Rúptil em Afloramento da Formação Resende, Bacia de Volta Redonda (RJ). Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado, 80 p.

Maciel, Ingrid & Limeira Mello, Claudio & Silva, Aline. 2017. Caracterização da deformação rúptil em afloramento da Formação Resende, Bacia de Volta Redonda, Estado do Rio de Janeiro. *Geologia USP. Série Científica*. 17. 113. 10.11606/issn.2316-9095.v17-391.

Melo, M. S.; Riccomini, C.; Campanha, G. A. C.; Miotto, J. A.; Almeida, F. F. M.; Hasui, Y.; Ponçano, W. L.; Gimenez, A. F. 1983. Estudos Geológico-Tectônicos na Bacia de Resende (RJ) e Sedimentos Terciários de Volta Redonda (RJ) e Bacia de Taubaté (Área de Cruzeiro-SP). Relatório 17.737, IPT, São Paulo, p.124.

Negrão, A.P. 2014. Evolução Tectonossedimentar e Deformação Rúptil Cenozoica da Região da Bacia Sedimentar de Volta Redonda (Segmento Central do Rifte Continental do Sudeste do Brasil, RJ). Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de Doutorado, 249 p.

Negrão, A. P.; Ramos, R. R. C.; Mello, C. L.; Sanson, M. S. R. 2015. Mapa Geológico do Cenozoico da Região da Bacia de Volta Redonda (RJ, Segmento Central do Rifte Continental do Sudeste do Brasil): Identificação de Novos Grábens e Ocorrências Descontínuas, e Caracterização de Estágios Tectonossedimentares. *Brazilian Journal of Geology*, v. 45: 273 - 291.

Ogilvie, S. R., and P. W. J. Glover, 2001, The petrophysical properties of deformation bands in relation to their microstructure: *Earth and Planetary Science Letters*, v. 193, p. 129– 142.

Pei, Y.; Paton, D.A.; Knipe, R.J.; Wu, K. 2015. A review of fault sealing behaviour and its evaluation in siliciclastic rocks. *Earth-Science Reviews*, 150: 121 - 138.

PRONAGEO UERJ/CPRM. 2007. Folhas: Volta Redonda (SF-23-Z-A-V), CPRM (2007); Barra do Piraí (SF-23-Z-A-III), CPRM (2007); Santa Rita do Jacutinga (SF-23-Z-A-II), CPRM (2007). Mapas Geológicos.

Raynaud, S.; Fabre, D.; Mazerolle, F.; Géraud, Y.; Latière, H.J. 1989. Analysis of the internal structure of rocks and characterization of mechanical deformation by a nondestructive method: x-ray tomodensitometry. *Tecnophysics*, v. 159, p. 149-159.

Reis Neto, J. M.; Fiori, A. P.; Lopes, A. P.; Marchese, C.; Pinto-Coelho, C. V.; Vasconcellos, E. M. G.; Da Silva, G. F.; Secchi, R. 2011. A microtomografia computadorizada de raios X integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. *Revista Brasileira de Geociências*, 41(3), 498-508.

Riccomini, C.; Melo, M. S.; Carneiro, C. D. R.; Almeida, F. F. M.; Mito, J. A.; Hasui, Y. 1983. Sobre a Ocorrência de um Derrame de Ankaramito na Bacia de Volta Redonda (RJ) e Sua Importância na Datação das Bacias Tafrogênicas Continentais do Sudeste Brasileiro. In: SIMPÓSIO REGIONAL DE GEOLOGIA, 4, 1983. Boletim de Resumos, Sociedade Brasileira de Geologia, n. 1: 23 - 24.

Riccomini, C. 1989. O Rift Continental do Sudeste do Brasil. Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade de São Paulo, Tese de Doutorado, 256p.

Riccomini C., Sant'anna L.G., Ferrari A.L. 2004. Evolução geológica do Rift Continental do Sudeste do Brasil. In: Mantesso-Neto, V., Bartorelli, A., Dal Ré Carneiro, C., Brito Neves, B.B. (Eds.). Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Editora Beca, p. 383 - 405.

Rotava, T. 2017. Caracterização Macroscópica e Microscópica de Bandas de Compactação/Deformação em Arenitos da Formação Resende (Eoceno, Rift Continental do Sudeste do Brasil). Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia), 51 p.

Rotevatn, A., Sandve, T.H., Keilegavlen E., Kolyukhin, D., Fossen, H., 2013. Deformation bands and their impact on fluid flow in sandstone reservoirs: the role of natural thickness variations. *Geofluids* (2013) 13, 359–371.

Sanson, M. S. R. 2006. Sistemas Depositionais Aluviais e Tectônica Cenozóica na Região de Volta Redonda (RJ) – Rift Continental do Sudeste do Brasil. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 169p.

Sanson, M. S. R.; Ramos, R. R. C.; Mello C. L. 2006. Bacias Sedimentares Brasileiras - Bacia de Volta Redonda. *Phoenix*. 88: 1 - 6.

Vinegar, H.J. 1986. X-ray CT and NMR imaging of rocks. *Journal of Petroleum Technology*, v. 38, p. 257-259.

Vogel, S. N. 2018. Caracterização macroscópica e microscópica de aspectos texturais e estruturais relacionados à deformação rúptil de arenitos pouco consolidados (Formação Resende, Bacia de Volta Redonda) e aspectos permoporosos associados. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado, 84 p.