



WILLIAM DA SILVEIRA FREITAS

**CONTROLES PETROGRÁFICOS SOBRE A POROSIDADE E
PERMEABILIDADE DE LITOLOGIAS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE
SANTOS**

Porto Alegre, 2022

WILLIAM DA SILVEIRA FREITAS

**CONTROLES PETROGRÁFICOS SOBRE A POROSIDADE E
PERMEABILIDADE DE LITOLOGIAS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE
SANTOS**

Trabalho de conclusão de curso de Geologia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, apresentado na forma de monografia como requisito para obtenção do título de bacharelado em Geologia.

Orientador: Dr. Luiz Fernando De Ros

Coorientadora: Dra. Rosalia Barili da Cunha

Porto Alegre
2022

CIP - Catalogação na Publicação

Freitas, William da Silveira
Controles Petrográficos sobre a Porosidade e
Permeabilidade de Litologias do Pré-sal / William da
Silveira Freitas. -- 2022.
92 f.
Orientador: Luiz Fernando De Ros.

Coorientadora: Rosalia Barili da Cunha.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto
de Geociências, Curso de Geologia, Porto Alegre,
BR-RS, 2022.

1. Petrofísica. 2. Microtomografia. 3. Geologia do
Petróleo. 4. Pré-sal. 5. Porosidade. I. De Ros, Luiz
Fernando, orient. II. Cunha, Rosalia Barili da,
coorient. III. Título.

Dedico este trabalho *in memoriam* de minha sogra, Maritana Maria Valandro, que infelizmente foi vítima da pandemia do Covid-19. Por todo o amor que me deu e por todos os cafés que me preparou.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pois tudo é d'Ele, por Ele e para ele.

Aos meus pais, Mara e Beto, que sempre apoiaram meus objetivos e me deram o suporte necessário durante esta jornada, mesmo que em diversos momentos não entenderem bem o que é geologia. Minha total gratidão e amor a eles, tenho orgulho de ser filho deles.

À minha irmã, Thaís, que na época do pré-vestibular pagava minha passagem e comprava uns salgadinhos para o lanche acreditando que tudo ia dar certo. Ao meu irmão, Luis Henrique, que sempre foi meu parceiro e quem pude sempre confiar.

À minha noiva, Rafaela, que desde o início da graduação esteve comigo, acreditando e sonhando junto, me consolando nas aflições e comemorando as conquistas. Te amo!

Aos amigos que me acompanharam durante este período: Karol, Daniê, Rafa Linck, Matheus, Viana, João Gui, Cris e em especial ao meu melhor amigo, João Victor, pelas caronas e muitas ideias trocadas, risadas e tudo mais que compartilhamos.

A todos os colegas que fiz na graduação, em especial ao grupo "Ismaturminha", Andrey, Ismael, João Pedro, Jean, Léo e Misael. Agradeço também a minha amiga Alice, por todos os materiais compartilhados e por viver intensamente este final de curso comigo. Com vocês o fardo foi mais leve e a jornada muito mais divertida. Desejo sucesso a todos, onde quer que atuem.

Aos meus colegas do Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais, sobretudo aos colegas do LCR, Argos, Elias, Jaques, Thisi e Rafa, por todo o carinho, troca de ideias, discussões técnicas, resultados gerados e todo apoio que deram na realização deste trabalho.

À minha supervisora, Rosalia, que pensou comigo, organizou todas questões burocráticas com os materiais utilizados e facilidades laboratoriais, apoiou minhas ideias e me ajudou na formatação deste trabalho.

Ao meu orientador, De Ros, que me mostrou que pesquisa de qualidade, com excelência e séria é realizada no Brasil e que acreditou no meu potencial até mesmo quando eu duvidei. Espero que se prolongue esta orientação e que eu possa ainda aprender muito sob sua orientação.

À Equinor, por permitir o acesso as amostras e pelo apoio financeiro durante o projeto.

Enfim, muitas pessoas passaram pelo meu caminho durante este período, e a quem eu não citei aqui, deixo registrado meu muito obrigado!

"Taking on a challenge is a lot like riding a horse, isn't it? If you're comfortable while you're doing it, you're probably doing it wrong."

Ted Lasso

RESUMO

A gênese da Bacia de Santos, localizada na margem leste brasileira está relacionada à ruptura do paleocontinente de Gondwana, e à abertura do Atlântico Sul. As rochas da Formação Barra Velha, Aptiano da bacia, constituem os principais reservatórios da seção Pré-sal, com gigantescos volumes de óleo descobertos recentemente. Os reservatórios do Pré-sal atualmente respondem por mais 70% do total de hidrocarbonetos produzidos no Brasil. Esses reservatórios ainda exibem um potencial exploratório gigantesco, de grande importância para o desenvolvimento econômico do país. A compreensão dos controles exercidos pelas características petrográficas sobre a qualidade dos reservatórios do Pré-sal são muito importantes, não apenas para sua exploração, como também para a otimização de sua produção. Este trabalho buscou reconhecer e caracterizar os principais processos, produtos e padrões petrográficos de reservatórios e litologias associadas da Formação Barra Velha em uma área da Bacia de Santos, e suas relações com as características petrofísicas de porosidade e permeabilidade, bem como avaliar o uso da microtomografia computadorizada de raios-x como ferramenta auxiliar. Aspectos da estrutura, textura, fábrica e composição primárias, processos e produtos diagenéticos e tipos de poros foram avaliados em relação à permeabilidade e porosidade petrofísica. A calcita é o principal constituinte dessas litologias, ocorrendo principalmente como agregados fasciculares e esferulíticos. Os depósitos *in situ* apresentam diferentes texturas e estruturas, mais comumente laminações irregulares de argilas magnesianas com esferulitos, crostas formadas pelo crescimento preferencial de shrebs, e laminações plano-paralela em amostras com predominância de lama. Os depósitos ressedimentados de intraclastos de esferulitos e shrebs apresentam estruturas predominantemente maciças. Poros inter-agregado predominam nas rochas *in situ*, seguidos de tipos intra-agregado, fratura e vugular. Nas rochas redepositadas, a porosidade mais significativa é a interpartícula, seguida de poros intrapartícula da dissolução dos grãos. A dissolução da matriz, dos agregados e dos intraclastos contribuem para o aumento da porosidade e permeabilidade, enquanto que a dolomita e a sílica são os principais constituintes que reduzem a porosidade, em alguns casos, obstruindo a conectividade entre os poros. Através da integração das técnicas empregadas, foi possível definir três classes de rochas: *in situ* sem lama, *in situ* lamosas e redepositadas. Cálculos de porosidade através do processamento de imagens do microtomógrafo corroboraram a definição petrográfica das rochas redepositadas como os melhores reservatórios, seguidas pelas rochas *in situ* sem lama, principalmente shrubstones e spherulstones. Rochas com lama apresentam baixa porosidade e permeabilidade. O estudo mostrou que a heterogeneidade das rochas do Pré-sal, muitas vezes em escala de lâmina, dificulta a avaliação das suas características. O uso da microtomografia atrelado à caracterização petrográfica permitiu melhor compreensão das feições de interesse. Os resultados desse trabalho visam contribuir para o entendimento dos aspectos primários, secundários e da porosidade característica das litologias da fase sag do Pré-sal da Bacia de Santos.

Palavras-Chave: Petrofísica; Microtomografia; Geologia do Petróleo; Pré-sal

ABSTRACT

The genesis of the Santos Basin, located along the Brazilian eastern margin, is related to the opening of the Gondwana paleocontinent, and the formation of the South Atlantic. The rocks of the Barra Velha Formation, Aptian of the basin, constitute the main reservoirs of the Pre-salt section, with gigantic volumes of oil discovered. Pre-salt reservoirs currently account for over 70% of the total hydrocarbons produced in Brazil. These reservoirs still exhibit a gigantic exploratory potential, of great importance for the economic development of the country. Understanding the controls exerted by the petrographic characteristics on the quality of the pre-salt reservoirs is very important, not only for their exploration, but also for the optimization of their production. This work sought to recognize and characterize the main processes, petrographic patterns of reservoir products and lithologies associated with the Barra Velha Formation in an area of the Santos Basin, and their relationships with the petrophysical characteristics of porosity and permeability, as well as evaluating the use of computerized microtomography of x-rays as an auxiliary tool. Aspects of structure, texture, primary fabric and composition, diagenetic processes and products and types of pores were evaluated in relation to the permeability and petrophysical porosity. Calcite is the main constituent of these lithologies, occurring mainly as fascicular and spherulitic aggregates. The *in situ* deposits show different textures and structures, most commonly irregular laminations of magnesian clays with spherulites, crusts formed by the preferential growth of fascicular shrubs and plane-parallel laminations in samples with a predominance of mud. Resedimented deposits of spherulite and shrub intraclasts show predominantly massive structures. Inter-aggregate pores predominate in the *in situ* rocks, followed by intra-aggregate, fracture and vugular. In reworked rocks, the most significant porosity is interparticle, followed by intraparticle dissolution porosity. Dissolution of matrix, aggregates and intraclasts contribute to the increase of porosity and permeability, while dolomite and silica are the main porosity reducing constituents that can, in some cases, obstruct the pores connectivity. Through the techniques integration, it was possible to define three classes of rocks: *in situ* without mud, muddy *in situ*, and redeposited. Porosity calculation processed from microtomographic images corroborate the petrographic identification of the redeposited rocks as the best reservoirs, followed by the *in situ* shrubstones and spherulstones without mud. Muddy rocks show low porosity and permeability. Furthermore, the study revealed that the heterogeneity of the pre-salt rocks, many times at a thin section scale, makes it difficult to evaluate their characteristics. The use of microtomography, linked to the petrographic characterization, allowed better understanding to the features of interest. The results of this work aim to contribute to the understanding of the primary and secondary aspects and of the characteristic porosity of lithologies of the sag phase of the Santos Basin Pre-salt.

Keywords: Petrophysics; Microtomography; Petroleum Geology; Pre-salt

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa da Bacia de Santos com feições estruturais. (Retirado de Garcia <i>et al.</i> , 2012).	19
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos com o intervalo alvo marcado (Moreira <i>et al.</i> , 2007).....	21
Figura 3: Classificação de Choquette e Pray (1970). Traduzido de Scholle & Umer-Scholle (2005).....	28
Figura 4: Termos modificadores da porosidade em rochas carbonáticas (Choquette e Pray, 1970; traduzido de Scholle & Umer-Scholle, 2005). ..	29
Figura 5: Classificação petrológica/petrofísica da porosidade em rochas carbonáticas proposta por Lucia (1983, 1995). (Traduzido de Lucia, 2007).....	30
Figura 6: Classificação de poros em rochas carbonáticas de Ahr (2008).	31
Figura 7: Classificação de Lønøy (2006), baseado em Choquette e Pray (1970) e Lucia (1983, 1995).....	32
Figura 8: Classificação para as rochas <i>in situ</i> do Pré-sal. (De Ros & Oliveira, <i>In prep.</i>).....	35
Figura 9: Classificação das rochas redepositadas do Pré-sal. (De Ros & Oliveira, <i>In prep.</i>)	35
Figura 10: Janela composicional do software Petroledge® com a identificação de constituintes primários (verde), diagenéticos (amarelo) e tipos de porosidade (azul).	37
Figura 11: Procedimento simplificado realizado no microtomógrafo.	38
Figura 12: (A) Microtomógrafo de Raios-X computadorizado SkyScan 1173. (B) Detalhe do compartimento interno do microtomógrafo de raios X, mostrando algumas partes internas do equipamento.	40
Figura 13: Janela do software NRecon, com destaque para a aba de configuração da imagem.....	42
Figura 14: Exemplo de como é analisada a porosidade no software CTAn, com o espaço branco sendo a porosidade e o preto a região com amostra. ..	43
Figura 15: Exemplo de integração da micro-CT com petrografia (Herlinger e Vidal, 2022).....	44
Figura 16: Principais fácies <i>in situ</i> . A) SHR: Shrubstone. B) MSH: Muddy Shrubstone. C) MSP: Muddy Spherulstone. D) SPH: Spherulstone. E) SSP: Shrub-Spherulstone. F) MUD: Mudstone. Escala 10cm.	48

- Figura 17:** Principais fácies redepositadas. A) CSS: Calcarenito. B) RCS: Calcarenito rudáceo. C) CRD: Calcirrudito. Escala 10cm.49
- Figura 18:** Descrição do testemunho 1 e parte do testemunho 2 do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.51
- Figura 19:** Descrição de parte do testemunho 2 do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.52
- Figura 20:** Fotomicrografias das principais feições texturais e estruturais das lâminas analisadas. A) Muddy Spherulstone com distribuição irregular da matriz e dos esferulitos (polarizadores cruzados, XP). B) Shrubstone com presença de shrubs fasciculares grandes com crescimento preferencial vertical (XP). C) Shrub-spherulstone com laminação irregular devido à alternância de esferulitos e formas transicionais para shrubs (seta vermelha) (XP). D) Shrub-spherulstone com laminação irregular marcada pela distribuição de esferulitos (XP). E) Mudstone com laminação plano-paralela. Polarizadores descruzados (PP). F) Calcarenito maciço com porosidade interpartícula (PP).54
- Figura 21:** Fotomicrografias dos principais constituintes das lâminas analisadas. A) Shrubstone, com presença de grandes shrubs coalescidos e porosidade inter-agregado reduzida pela presença de calcedônia (polarizadores cruzados, XP). B) Spherulstone, constituído por esferulitos parcialmente substituídos por sílica e com intensa substituição da matriz por dolomita. Sílica preenchendo poros de dissolução da matriz (XP). C) Detalhe de esferulito recristalizado (XP). D) Shrubstone de shrubs coalescidos formando crostas (XP). E) Formas transicionais de esferulitos para shrubs (seta vermelha), apresentando início de crescimento preferencial vertical dos agregados (XP). F) Esferulitos com extinção radial preservada em matriz singenética com poucos grãos siliciclásticos e laminação irregular (XP).56
- Figura 22:** Fotomicrografias da matriz singenética mostrando suas principais formas de ocorrência. A) Esferulitos e formas transicionais para shrubs em matriz singenética (XP). B) Matriz com alta concentração de grãos siliciclásticos (seta vermelha) , com laminação irregular devido à deformação por agregados de calcita fascicular e esferulíticos (XP). C) Matriz intensamente substituída por dolomita (setas vermelhas) e por agregados esferulíticos de calcita (XP). D) Detalhe da substituição da matriz por cristais euédricos de dolomita (PP).58
- Figura 23:** Fotomicrografias dos principais constituintes das lâminas analisadas. A) Calcarenito rudáceo composto por intraclastos carbonáticos dos agregados de calcita fascicular e esferulíticos, com porosidade interpartícula (PP). B) Calcarenito formado por intraclastos esferulíticos, fasciculares e microcristalinos (PP). C) Detalhe de oóides retrabalhados em Calcarenito rudáceo (PP). D) Detalhe de pelóides argilosos substituídos por sílica criptocristalina em um Muddy Shrubstone (XP). E) Detalhe dos pelóides argilosos em Shrub-spherulstone (PP). F) Detalhe dos pelóides argilosos parcialmente dissolvidos e substituídos por dolomita em Shrub-spherulstone (PP).59

- Figura 24:** Fotomicrografias dos principais constituintes secundários das lâminas analisadas. A) Detalhe de calcita blocosa cobrindo calcita fascicular (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). B) Detalhe de calcita blocosa cobrindo agregados de calcita fascicular em Shrubstone. (PP). C) Detalhe de matiz sendo substituída por dolomita em Spherulstone. (PP) D) Dolomita blocosa cimentando parcialmente poro inter-agregado (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). E) Dolomita cobrindo agregado esferulítico em Muddy Spherulstone. (PP) F) Dolomita e calcita cimentando poro em Shrubstone. (PP).61
- Figura 25:** Fotomicrografias dos principais constituintes secundários das lâminas analisadas. A) Detalhe de pelóides silicificados em Muddy Shrubstone. (XP). B) Cimento de calcedônia em feixes em poro inter-agregado em Shrubstone. (XP). C) Calcedônia com hábito esferulítico como cimento em poro vugular em Shrubstone. (XP) D) Cimento de quartzo microcristalino Shrubstone. (XP) E) Quartzo macrocristalino preenchendo poros intra-agregado (seta vermelha) em shrubstone. (XP) F) Esferulitos e formas transicionais para shrubs parcialmente substituídos por quartzo microcristalino. (XP).....63
- Figura 26:** Fotomicrografias dos principais tipos de porosidades encontradas nas lâminas estudadas. A) Porosidade inter-agregado em Shrubstone. (PP) B) Porosidade inter-agregado e de canal reduzida pelo preenchimento por quartzo em Shrubstone (PP) C) Porosidade inter-agregado pela dissolução de pelóides em Shrub-spherulstone. (PP) D) Detalhe da porosidade intra-agregado pela dissolução ao longo de linhas de crescimento nos shrubs. (PP) E) Porosidade vugular em Shrubstone. (PP) F) Porosidade interpartícula em rocha retrabalhada. (PP).....65
- Figura 27:** Imagem 3D de shrubstones. (A) Agregados fasciculares de calcita circundados por pontilhado em vermelho, setas amarelas indicando porosidade inter-agregado. (B) Agregados de calcita fascicular destacados por pontilhado em vermelho. Porosidade vugular marcada pelas setas amarelas.67
- Figura 28:** Imagem 3D das principais fácies *in situ* lamosas. (A) Muddy Shrubstone de agregados fasciculares grandes com baixa porosidade inter-agregado devido a presença de lama. Nível lamoso marcado pelas setas em amarelo. (B) Muddy Spherulstone de agregados esferulíticos e com abundância da lama. (C) Mudstone composto basicamente por lama, com pouca a nenhuma porosidade.68
- Figura 29:** Imagem 3D das fácies redepositadas. (A) Calcarenito com grandes intraclastos fasciculares e porosidade interpartícula e vugular marcada pelas setas amarelas. (B) Grandes intraclastos fasciculares destacados em amarelo. Porosidade interpartícula marcada pelas setas amarelas e porosidade intrapartícula nas setas azuis.69
- Figura 30:** Amostras representativas de cada classe. (A) Rocha *in situ* predominantemente sem lama. (B) Rocha com predominância de lama. (C) Rocha redepositada063_2022da. Escala 3mm.70

Figura 31: Resultados em 2D de escaneamento realizado através da microtomografia de raios-x das 20 amostras selecionadas. Escala = 4mm. (A) Shrubstone. (B) Muddy Shrubstone. (C) Muddy Spherulstone. (D) Shrubstone. (E) Calcarenito rudáceo. (F) Shrubstone. (G) Calcarenito. (H) Calcarenito rudáceo. (I) Calcarenito rudáceo. (J) Shrubstone. (K) Shrub-spherulstone. (L) Calcarenito. (M) Calcarenito rudáceo. (N) Calcarenito rudáceo. (O) Calcarenito. (P) Calcarenito. (Q) Shrub-spherulstone. (R) Spherulstone. (S) Mudstone. (T) Spherulstone.....72

Figura 32: Resultados de análise petrofísica convencional de 131 amostras do poço em estudo, adquiridos pelo Projeto Genesis, plotados no gráfico de Porosidade X Permeabilidade.....73

Figura 33: Integração de imagens tomográficas em 3D e 2D com fotomicrografias de lâminas delgadas, evidenciando elementos vistos em três escalas diferentes. (A) Calcarenito rudáceo em 3D, com variação de granulometria ao longo da amostra, porosidade interpartícula, intrapartícula e vugular. (B) Seção 2D do Calcarenito rudáceo. (C) Porosidade intrapartícula em intraclastos fascicular dissolvido e interpartícula. (D) Porosidade interpartícula em rocha retrabalhada.75

Figura 34: Integração de imagens tomográfica em 3D e 2D e fotomicrografias de lâminas delgadas, evidenciando uma variação no tamanho dos agregados de calcita em poucos centímetros e contato entre duas fácies diferentes em pequena escala. (A) Shrubstone em 3D, com diferença de no tamanho dos agregados ao longo da amostra. (B) Seção 2D do Shrubstone. (C) Detalhe do contato entre Shrubstone e Muddy Shrubstone.76

Figura 35: Fotomicrografias evidenciando principais tipos de porosidade. A) Poros inter-agregado alargado como poros vugulares em Shrubstone. (PP). B) Porosidade intra-agregado parcialmente ocupada por quartzo prismático em Shrub-spherulstone. (PP). C) Porosidade inter-agregado de contração e dissolução da matriz em Muddy Shrubstone. (PP). D) Porosidade interpartícula parcialmente ocupada por dolomita blocosa em rocha redepositada. (PP). E) Poros intrapartícula e interpartícula em calcarenito. (PP). F) Detalhe de porosidade interpartícula localmente alargada como poro vugulares em Calcarenito rudáceo. (PP).....78

Figura 36: Fotomicrografias dos tipos de poro encontrados nas lâminas delgadas. A) Poros de contração da matriz parcialmente substituída por dolomita blocosa em Calcarenito. (PP). B) Poros inter-agregado (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). C) Poros inter-agregado (seta vermelha) e de fratura (seta amarela) em Shrub-Spherulstone. (PP). D) Porosidade inter-agregado (seta vermelha) e de fratura parcialmente alargada como poros vugulares (seta amarela) em Shrubstone. (PP). E) Porosidade Inter-agregado (seta vermelha), intra-agregado, vugular (seta verde) em Shrubstone. (PP) F) Poros inter-agregado (seta vermelha), intra-agregado (seta amarela) e de fratura (seta verde) em Shrubstone. (PP).80

Figura 37: Fotomicrografias dos principais constituintes que contribuem para a redução da porosidade. A) Dolomita blocosa preenchendo porosidade interpartícula (setas vermelhas). (PP). B) Porosidade inter-agregado (seta vermelha) reduzida por dolomita blocosa e quartzo macrocristalino preenchendo fraturas (seta amarela). (PP). C) Detalhe da dolomita blocosa preenchendo porosidade e reduzindo a conectividade entre poros. (PP). D) Detalhe da dolomita blocosa preenchendo poros inter-agregado. (XP) E) Detalhe da dolomita blocosa preenchendo poros intra-agregado (seta vermelha). (XP). F) Calcita blocosa preenchendo porosidade inter-agregado. (PP).....83

Figura 38: Fotomicrografias dos principais constituintes que contribuem para a redução da porosidade. A) Substituição por sílica criptocristalina de pelóides e cimentação por esferulitos de calcedônia reduzindo a porosidade. (XP). B) Quartzo macrocristalino preenchendo porosidade de canal em agregado de calcita fascicular. (XP). C) Intensa silicificação por quartzo preenchendo porosidade inter-agregado e quartzo microcristalino substituindo agregados esferulíticos. (XP). D) Esferulitos de calcedônia preenchendo porosidade inter-agregado. (XP). E) Cimento de quartzo prismático preenchendo porosidade inter-agregado. (XP). F) Cimento de barita preenchendo porosidade inter-agregado. (XP).....84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação de Archie (1952).....	25
Tabela 2: Tabela integrada com dados de fácies das amostras selecionadas para escaneamento no Micro-CT e dados adquiridos da ANP.....	39
Tabela 3: Fácies <i>in situ</i> caracterizadas na descrição de dois testemunhos do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.	45
Tabela 4: Fácies redepositadas caracterizadas na descrição de dois testemunhos do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.....	47
Tabela 5: Porosidade calculada e dimensão de cada amostra escaneada no microtomógrafo	66
Tabela 6: Porosidade calculada das amostras escaneadas pelo microtomógrafo com resolução de 10 μm	69

LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS E SIGLAS

Ø	Porosidade
k	Permeabilidade
%	Porcentagem
µm	Micrometro
mm	Milímetros
m	Metros
µ-CT	Microtomografia
mD	Milidarcy
µA	Microamperagem
Kv	Quilovolt
MMbbl/d	Mil milhões de barris por dia
MMm³/d	Milhões de metros cúbicos por dia
MMboe/d	Milhões de óleo equivalente por dia
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PP	Polarizadores descruzados
XP	Polarizadores cruzados
ROI	Região de interesse (<i>Region of interest</i>)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 OBJETIVOS	17
3 CONTEXTO GEOLÓGICO	18
3.1 Bacia de Santos.....	18
3.2 Pré-sal	22
4 ESTADO DA ARTE	24
4.1 Porosidade em Rochas Carbonáticas.....	24
4.1.1 Archie (1952)	25
4.1.2 Choquette e Pray (1970).....	26
4.1.3 Lucia (1983, 1995)	29
4.1.4 Ahr (2005).....	31
4.1.5 Lønøy (2006)	32
5 MÉTODOS	33
5.1 Revisão Bibliográfica	33
5.2 Análise de fácies.....	33
5.3 Petrografia semi-quantitativa	34
5.4 Microtomografia Computadorizada de Raios-X	38
6 RESULTADOS	45
6.1 Fácies	45
6.2 Petrografia	53
6.2.1 Estruturas e texturas.....	53
6.2.2 Constituintes Essenciais	55
6.2.3 Constituintes Secundários	60
6.2.4 Porosidade.....	64
6.3 Amostras escaneadas no μ -CT.....	66
7 DISCUSSÃO	71
7.1 Microtomografia na avaliação de porosidade	71
7.2 Porosidade.....	77
7.2.1 Feições que contribuem para a porosidade	79
7.2.2 Feições que reduzem a porosidade e permeabilidade	81
8 CONCLUSÕES	85
REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento do conhecimento sobre a gênese e evolução dos reservatórios do intervalo Pré-sal vem crescendo desde sua descoberta na primeira década dos anos 2000. As rochas da Formação Barra Velha, Aptiano, seção sag da Bacia de Santos, constituem os principais reservatórios sag do Pré-sal e do país. A unidade é constituída principalmente por agregados de calcita fascicular e esferulítica e por matriz argilosa singenética magnesianas. Embora esses reservatórios sejam de extrema importância, ainda não se tem boa compreensão sobre diversos aspectos texturais e estruturais, primários, secundários e sobre sua porosidade.

Este estudo faz parte de um projeto de P&D (Projeto Genesis) desenvolvido pelo Instituto de Petróleo e Recursos Naturais – IPR/PUCRS para a Equinor. Toda a estrutura para o desenvolvimento dessa pesquisa bem como as facilidades analíticas e recursos financeiros foram disponibilizados pelo IPR-PUCRS. O presente estudo buscou uma melhor compreensão de como as características primárias e diagenéticas controlam a qualidade (porosidade e permeabilidade) dos reservatórios.

2 OBJETIVOS

Este trabalho teve como objetivo entender como os aspectos estruturais, texturais, composicionais primários e diagenéticos controlaram a distribuição da porosidade e permeabilidade em rochas carbonáticas da Formação Barra Velha (Bacia de Santos).

O estudo visou os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar os produtos e padrões de formação singenética de silicatos magnesianos e carbonatos, e de seus processos de alteração diagenética e hidrotermal em depósitos da seção sag do Pré-sal de uma área da Bacia de Santos.

- Avaliar o uso da microtomografia de raios-x como ferramenta auxiliar na caracterização da porosidade nas amostras estudadas.
- Integrar as características petrográficas com aspectos analisados por outras técnicas a fim de avaliar seu controle sobre a porosidade e permeabilidade dos reservatórios.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Bacia de Santos

A Bacia de Santos situa-se na região sudeste da margem continental brasileira, abrangendo os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio e ao Sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis, sendo a maior bacia *offshore* do país, com cerca de 350.000 Km² (Moreira *et al.*, 2007; Figura 1). Os primeiros estudos sobre a bacia foram feitos na década de 1970. Posteriormente, Pereira e Feijó (1994) estabeleceram um arcabouço crono-estratigráfico de sequências deposicionais, ainda que com poucos poços disponíveis. O trabalho desenvolvido por Moreira *et al.* (2007) buscou atualizar esse arcabouço anteriormente definido, com ênfase na individualização das sequências deposicionais.

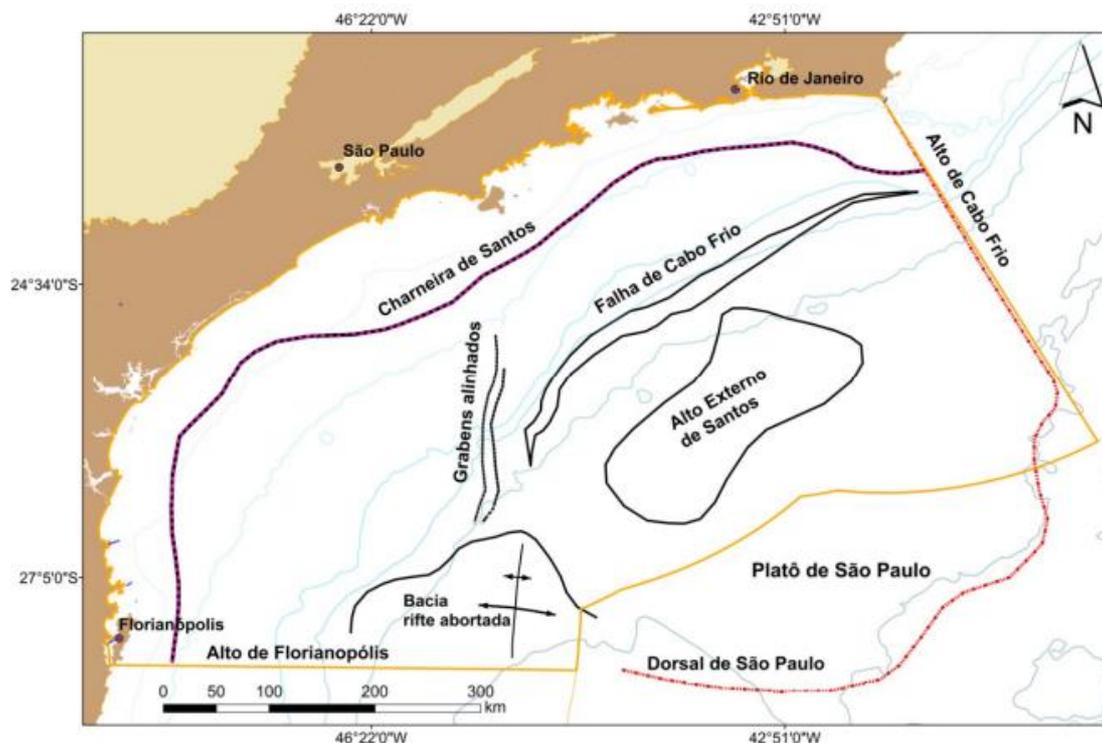


Figura 1: Mapa da Bacia de Santos com feições estruturais. (Retirado de Garcia *et al.*, 2012).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos aflorante na região de São Paulo é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes ao Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Esses autores dividiram o preenchimento da bacia em três supersequências deposicionais: Rife, sag e Drifte (Figura 2). A primeira é constituída pelo Grupo Guaratiba, composto pelas formações Camboriú, Piçarras e Itapema. A Formação Camboriú é composta por basaltos toleíticos, representando o embasamento econômico da bacia (Moreira *et al.*, 2007; Mohriak, 2012). A Formação Piçarras é composta por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos constituído de fragmentos de basalto, quartzo, feldspato nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica nas porções lacustres (Moreira *et al.*, 2007). A Formação Itapema é composta por arenitos e conglomerados aluviais proximais, coquinas de bioclastos de bivalves, e carbonatos distais intercalados com folhelhos escuros (Moreira *et al.*, 2007).

O contato com a supersequência de sag é definido pela discordância regional Pré-Alagoas (Moreira *et al.*, 2007). A deposição da Formação Barra Velha (sag) ocorreu em ambiente lacustre restrito, com altas taxas de evaporação, formando ciclos de laminitos argilosos e carbonáticos, esferulitos calcínicos em matriz de silicatos de magnésio e crostas compostas por arbustos fasciculares de calcita (Wright & Barnett, 2015). A Formação Ariri corresponde a evaporitos Aptianos, representando as primeiras incursões marinhas (Moreira *et al.*, 2007).

Já a supersequência Drifte corresponde os Grupos Camburi, Frade e Itamambuca (Moreira *et al.*, 2007). O Grupo Camburi é composto por leques aluviais siliciclásticos, carbonatos de plataforma rasa e folhelhos distais depositados durante o Albiano, por leques aluviais proximais, folhelhos distais e margas associados a turbiditos (Moreira *et al.*, 2007). O Grupo Frade é composto por depósitos de leque aluvial da Formação Santos, arenitos fluviais da Formação Juréia e folhelhos e pelitos da Formação Itajaí-Açu (Moreira *et al.*, 2007). O Grupo Itamambuca, é composto por arenitos fluviais da Formação Ponta Aguda, calcarenitos e calcirruditos da Formação Iguape e por último, a Formação Marambaia formada por folhelhos, pelitos, margas e diamictitos (Moreira *et al.*, 2007).

Atualmente, a Bacia de Santos é a maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil, abrigando 44 campos descobertos, sendo 22 na fase de desenvolvimento, 12 na fase de produção e outros 10 já devolvidos ou incorporados a outros campos (Freitas *et al.*, 2019). As reservas 1P (provadas desenvolvidas e não desenvolvidas) de hidrocarbonetos da Bacia de Santos são da ordem de 7,58 bilhões de barris de petróleo e 205.045,92 milhões de metros cúbicos de gás natural (Freitas *et al.*, 2019). A produção do Pré-sal foi de 2,074 MMbbl/d (milhões de barris por dia) de petróleo e 88,3 MMm³/d (milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural, totalizando 2,629 MMboe/d (milhões de óleo equivalente por dia) no ano de 2020 (ANP, 2021). A produção do Pré-sal correspondeu a 70,5 % do total produzido no Brasil e o Campo de Tupi, anteriormente conhecido como Campo de Lula, foi o que mais produziu petróleo, com média de 920 Mbbl/d (ANP, 2021).

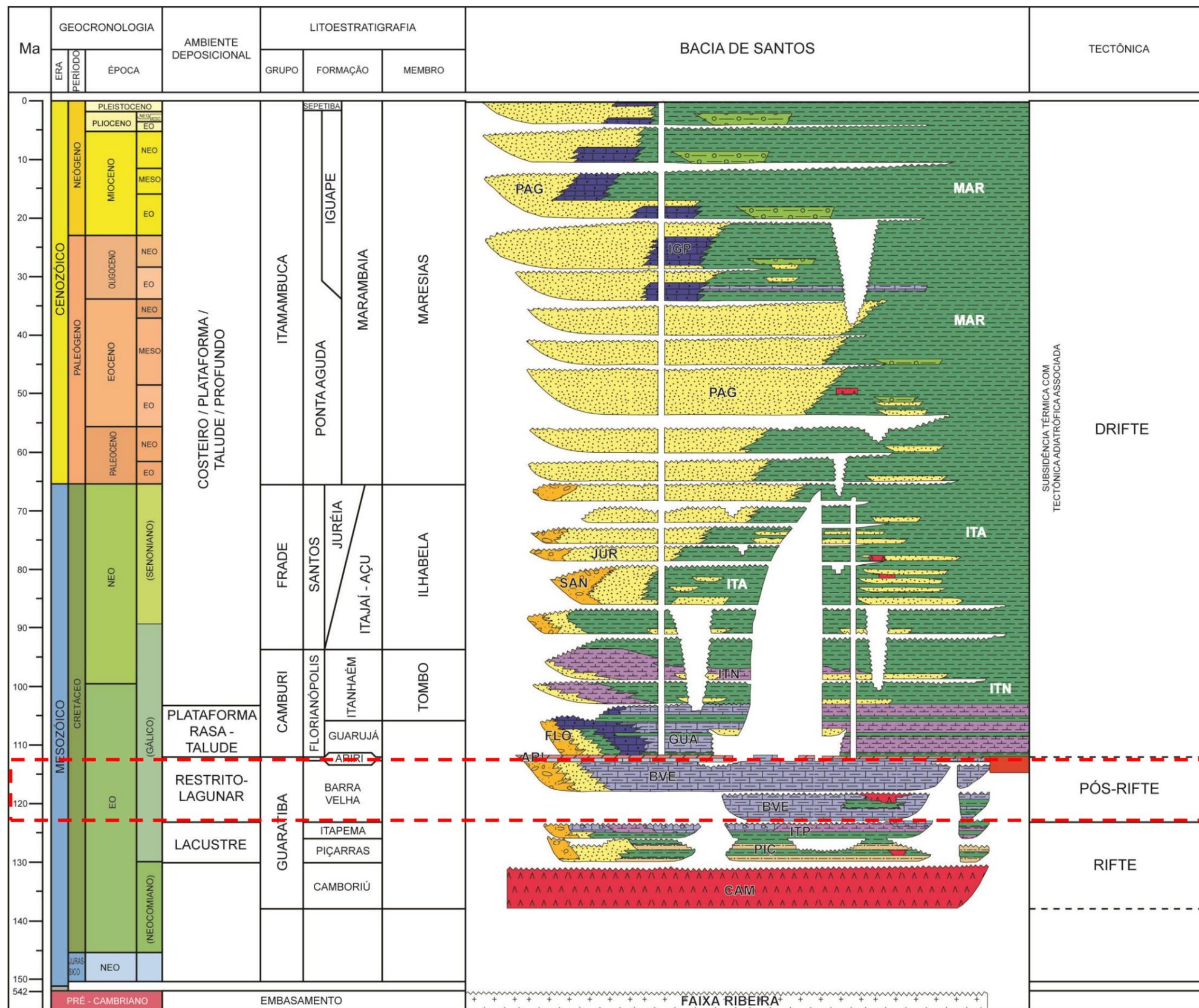


Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos com o intervalo alvo marcado (Moreira *et al.*, 2007).

3.2 Pré-sal

A exploração da seção Pré-sal é na verdade antiga. Nas décadas de 1970 e 1980, a Petrobras executou a exploração na seção rifte do Pré-sal, na parte *offshore* rasa da Bacia de Campos. Entretanto, não foi possível realizar a exploração nas áreas offshore mais profundas das Bacias de Campos e Santos, em função da baixa qualidade dos dados sísmicos e de limitações das tecnologias de perfuração disponíveis na época. A descoberta dos campos de Tupi na Bacia de Santos em 2007, e de Jubarte e Cachalote na região do chamado Parque das Baleias da Bacia de Campos em 2008, revelaram a existência de enormes acumulações em uma vasta área, estendendo-se pela margem brasileira (Carminatti *et al.*, 2008; 2009; Estrella, 2009; Abelha & Petersohn, 2018). Mesmo que parte dessas acumulações ocorra também na seção rifte, no mesmo tipo de reservatórios bioclásticos explorados na porção rasa da Bacia de Campos, a maior parte dos hidrocarbonetos está contido na seção sag da Bacia de Santos. A estrutura estratificada e laminada das rochas carbonáticas da seção sag do Pré-sal e a falta de uma caracterização sistemática petrográfica, petrológica e geoquímica levaram a muitos profissionais de exploração e pesquisa a interpretar esses reservatórios sag como microbiais (Carminatti *et al.*, 2008; 2009; Estrella, 2009; Terra *et al.*, 2010). Ocorrências como as lagoas quaternárias de Shark Bay (Austrália) e do estado do Rio de Janeiro (Brasil), e o sabkha de Abu Dhabi (Emirados Árabes Unidos) foram apresentadas como análogos para os reservatórios sag do Pré-sal, apesar de sua configuração geológica muito diferente e, principalmente, seus aspectos petrográficos e geoquímicos.

A caracterização petrográfica dos principais reservatórios sag do Pré-sal revelou que eles são constituídos por agregados fibrosos divergentes com fábrica -fascicular-óptico, característica de precipitação química abiótica de carbonatos em diversos ambientes, como alguns travertinos (Chafetz e Guidry, 1999; Fouke *et al.*, 2000) e estromatólitos pré-cambrianos (Grotzinger e Knoll, 1999; Riding, 2008). Outro aspecto interessante do sistema Pré-sal corresponde à precipitação volumosa e recorrente de silicatos magnesianos (estevensita, querolita). Essas argilas foram comumente substituídas e

incrustadas localmente por agregados de calcita esferulítica e fascicular, bem como substituídas por dolomita e sílica, ou dissolvidas, originando reservatórios esferulíticos com porosidade secundária (Herlinger Jr. *et al.*, 2017; Wright & Barnett, 2017; 2020; Lima & De Ros, 2019). Algumas características dos depósitos da seção sag do pré-sal podem ser entendidas essencialmente como um produto da precipitação recorrente, de alta frequência e alternada de calcita e de silicatos de magnésio laminados singenéticos. Outra característica de muita ocorrência do Pré-sal é a incidência de alterações como intensa dissolução, dolomitização e silicificação nas proximidades de grandes falhas e outras estruturas, que podem ser caracterizadas como alterações hidrotermais (Lima *et al.*, 2020).

Avanços significativos no entendimento das condições químicas não convencionais sob as quais os depósitos do Pré-sal foram originados e evoluíram foram feitos durante os últimos anos (por exemplo, Wright e Barnett, 2015; 2017; 2020; Ceraldi e Green, 2016; Saller *et al.*, 2016; Wright e Tosca, 2016; Herlinger *et al.*, 2017; Tosca e Wright, 2017; Pietszch *et al.*, 2018; 2020; Lima e De Ros, 2019; Teboul *et al.*, 2019; Lima *et al.*, 2020; Gomes *et al.*, 2020; Carramal *et al.*, 2022; Wright, 2022). No entanto, ainda existem muitas questões importantes a serem abordadas, estes incluem sua composição primária, texturas e condições paleoambientais, diferenças entre processos e constituintes singenéticos e diagenéticos, relações entre fácies deposicionais e padrões diagenéticos, os tipos de poros e os controles deposicionais e diagenéticos na distribuição do espaço poroso. Além disso, existem questões terminológicas sobre como descrever e classificar os tipos e fábricas dessas rochas, que não são adequadamente enquadrados nas classificações existentes na literatura.

4 ESTADO DA ARTE

A porosidade é uma propriedade física importante para a caracterização e avaliação de reservatórios de hidrocarbonetos. Entretanto, nas rochas carbonáticas essa avaliação é mais difícil do que em rochas siliciclásticas, em função da porosidade mais complexa das rochas carbonáticas, devido à maior variação de estruturas e fábricas deposicionais, à reatividade dos seus constituintes primários, e conseqüentemente aos intensos processos diagenéticos a que são submetidas.

A permeabilidade é uma propriedade da rocha que indica a capacidade deste meio permitir o escoamento de fluidos (Rosa *et al.* 2006). É uma propriedade intimamente dependente da porosidade, do tamanho dos poros e do arranjo geral do material. Este arranjo, a forma e tamanho dos grãos influenciam diretamente nos valores de permeabilidade. A cimentação reduz o espaço poroso, e como conseqüência interfere nos valores de permeabilidade, e a percolação de fluidos atuam aumentando os valores de permeabilidade (Silva, 2014).

Embora essas propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) estejam ligadas na análise de um reservatório, o trabalho tem um foco em estudar a porosidade, tipos de poro e quais litologias apresentam melhores valores de porosidade. Entender os diferentes tipos de classificações existentes na literatura sobre rochas carbonáticas é importante para melhor entender e enquadrar as porosidades caracterizadas nas amostras do estudo.

4.1 Porosidade em Rochas Carbonáticas

Diferentes autores criaram classificações para os tipos de poros em rochas carbonáticas utilizando diferentes parâmetros, como os aspectos genéticos, geométricos e petrofísicos (e.g. Archie, 1952; Choquette e Pray, 1970; Lucia, 1983, 1995; Ahr, 2005; Lønøy, 2006). Algumas dessas classificações serão brevemente explicadas a seguir, de acordo com sua

cronologia de publicação. Embora diferentes aspectos sejam levados em conta nessas classificações, nenhuma se adequa perfeitamente às litologias complexas do Pré-sal.

4.1.1 Archie (1952)

A classificação de Archie (1952) foi uma das primeiras desenvolvidas sobre a porosidade das rochas carbonáticas, com objetivo de correlacionar as relações às propriedades petrofísicas. Essa classificação é baseada em dois aspectos: (I) a textura da matriz, e (II) e as feições dos poros visíveis (Tabela 1).

Tabela 1: Classificação de Archie (1952).

Textura da Matriz	Aparência da amostra de mão	Aparência sob o microscópio (10-15x)
TIPO I Compacta Cristalina	Cristalina, dura, densa, arestas afiadas, faces lisas quando quebra.	Matriz composta por cristais fortemente interligados, não permitindo espaços de poros visíveis entre os cristais, comumente produzindo "borda de pena" na quebra devido à fratura de aglomerados de cristais em flocos finos
TIPO II Cristalina (Chalky)	Opaco, terroso ou farináceo. Aparência cristalina ausente porque os pequenos cristais são menos fortemente interligados, refletindo a luz em diferentes direções, compostos de grânulos extremamente finos ou organismos marinhos. Pode ser silicoso ou argiloso.	Cristais interligados de forma menos eficaz do que os anteriores, unindo-se em ângulos diferentes. A textura extremamente fina pode ainda parecer farinácea sob este aumento, mas outras podem começar a parecer cristalinas. O tamanho do grão para este tipo é inferior a cerca de 0,05 mm. Texturas mais grossas são classificadas como Tipo III.
TIPO III Granular ou sacaroidal	Aparência arenosa ou açúcarada. Tamanho dos cristais ou grânulos classificados como: Muito fino = 0,05 mm Fino = 0,1 mm Médio = 0,2 mm Grosso = 0,4mm	Cristais interligados em ângulos diferentes, geralmente permitindo espaço para uma porosidade considerável entre os cristais. Texturas oolíticas e outras texturas granulares se enquadram nesta classe.

O tamanho dos poros visíveis pode ser classificado da seguinte forma:

Classe A: Porosidade não-visível – diâmetro menor que 0,01 mm;

Classe B: Porosidade visível – entre 0,01 e 0,1 mm;

Classe C: Porosidade visível – maior que 0,1 mm e menor que o “tamanho de corte”;

Classe D: Porosidade visível – maior que a escala de observação, como evidências de fraturamento ou dissolução formando canais.

Nesta classificação são propostas três classes texturais, chamadas de Tipo I, II e III, e as classes de porosidade visível são denominadas de A a D. Archie (1952) descreveu os carbonatos Tipo I como cristalinos, duros, densos que sob o microscópio, apresentam uma matriz de cristais fortemente interligados, não mostrando nenhuma porosidade visível com a objetiva de 10x no microscópio. As rochas Tipo II são descritas como terrosas ou calcárias com partículas menos interligadas, que se agrupam em diferentes ângulos, com uma textura extremamente fina ou com organismos marinhos. As rochas do Tipo III são granulares ou sacaroidais, textura típica de dolomitos com porosidade intercrystalina. As partículas ou cristais são interligadas com ângulos diferentes, permitindo a presença de porosidade entre eles.

As classes de porosidade visíveis são separadas entre A, B, C e D. A classe A é definida pela ausência de porosidade visível com aumento de 10x ao microscópio. A Classe B mostra porosidade visível, entre 10 e 100 μm , com a objetiva de 10x de aumento. A classe C também tem porosidade visível, maior que 100 μm , e a classe D, apresenta porosidade vugular.

4.1.2 Choquette e Pray (1970)

Diferente de Archie (1952) que definiu uma classificação de porosidade das rochas carbonáticas relacionando com propriedades petrofísicas, Choquette e Pray (1970) buscaram fazer uma classificação dos tipos de poros com enfoque na origem dos poros, e com isso, separaram em três classes: porosidade seletiva, porosidade não-seletiva, ou porosidade seletiva ou não-seletiva quanto à fábrica da rocha. Havendo relação específica entre o poro e

a fábrica, é dito como seletiva, caso contrário, não-seletiva. A origem dos poros pode ser deposicional, diagenética ou ambas.

Os autores definiram quinze tipos de poros e os organizaram conforme as três classes propostas (Figura 3), caracterizando a porosidade seletiva como interpartícula, intrapartícula, intercrystalino, fenestral, móldica, abrigo (*shelter*) e de crescimento de arcabouço (*growth-framework*). A porosidade não seletiva compreende os tipos: fratura, canal, vugular e caverna. E a porosidade dos tipos seletivos ou não seletivos inclui os poros de brecha, perfurações (*boring*), escavação (*burrow*) e contração (*shrinkage*). Choquette e Pray (1970) definem também modificadores genéticos, comumente utilizados para descrever os processos e tipos de modificação, e o tempo de formação da porosidade (Figura 4).

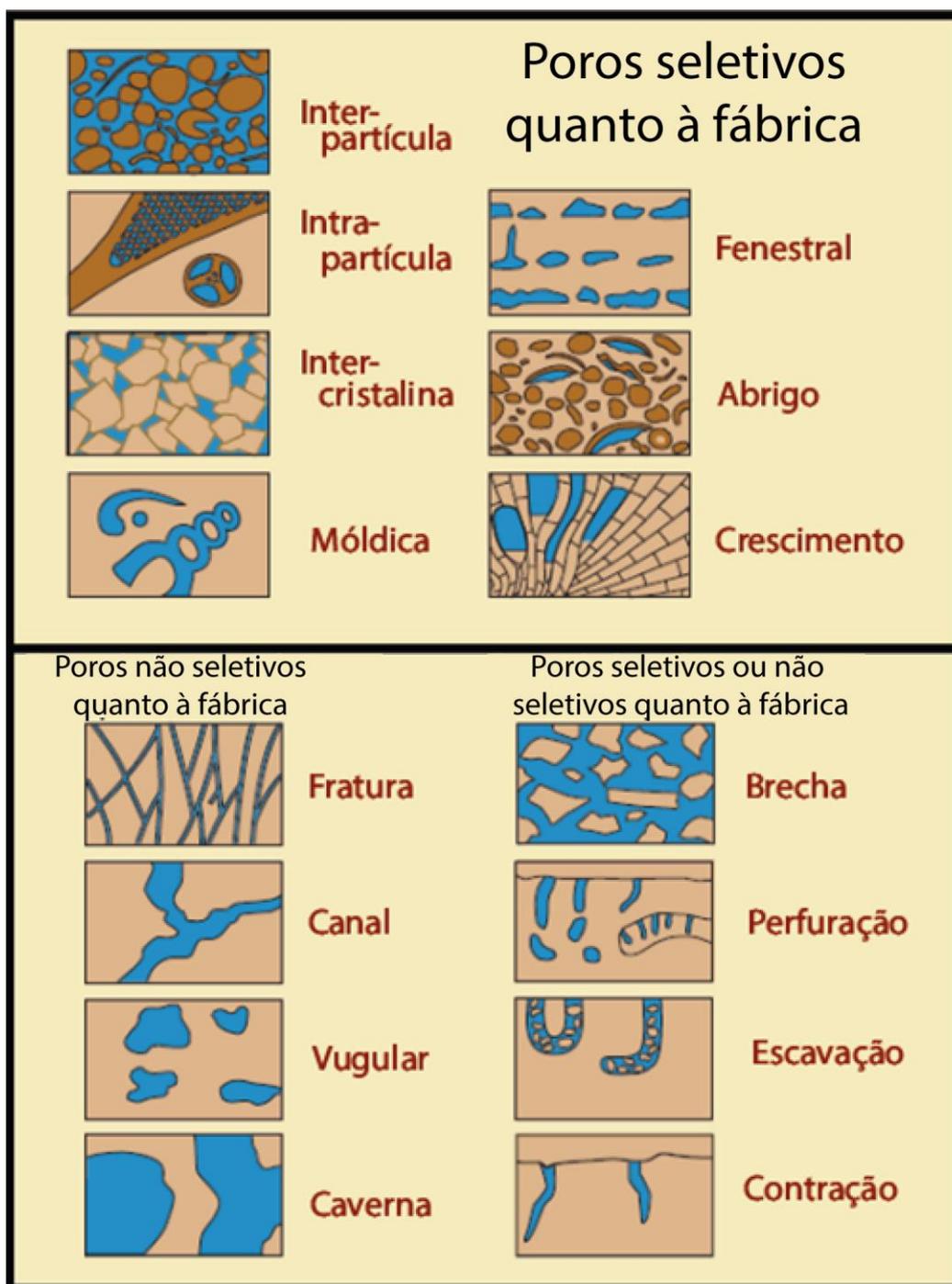


Figura 3: Classificação de Choquette e Pray (1970). Traduzido de Scholle & Umer-Scholle (2005).

Modificadores Genéticos		Modificadores de Tamanho*	
Processo	Direção ou Estágio	Classes	mm
Dissolução	Ampliado	Megaporo	Grande 256
Cimentação	Reduzido		Pequeno 32
Sedimento interno	Preenchido	Mesoporo	Grande 4
			Pequeno 1/2
			1/16
		Microporo	*para poros sub-cavernas de forma regular
Tempo de Formação		Modificadores de Abundância	
Primário		Porcentagem de porosidade (15%)	
Pré-Deposicional		ou	
Deposicional		Razão de tipos de porosidade (1:2)	
Secundário		ou	
Eodiagenético		Razão e porcentagem (1:2) (15%)	
Mesodiagenético			
Telodiagnético			
Processo + Direção + Tempo			
Ex.: Cimento primário reduzido; sedimento eodiagenético preenchido			

Figura 4: Termos modificadores da porosidade em rochas carbonáticas (Choquette e Pray, 1970; traduzido de Scholle & Umer-Scholle, 2005).

4.1.3 Lucia (1983, 1995)

A classificação proposta por Lucia (1983, 1985) não foca na gênese, mas em propriedades petrofísicas. Afim de correlacionar a fábrica de uma rocha com suas características petrofísicas, Lucia classificou o espaço poroso em dois tipos: porosidade interpartícula, caracterizado como o espaço localizado entre as partículas aloquímicas, e vugular, abarcando todos os outros tipos de porosidade (Figura 5). A porosidade vugular é subdividida em dois tipos, (I) poros conectados apenas pela rede interpartícula, chamados pelo autor de separados, e (II) poros em contato direto com outros vugs, definidos como conectados.

Alguns nomes são iguais aos de outras classificações, como a porosidade interpartícula e vugular, que foram definidas por Choquette e Pray (1970), entretanto com outro sentido da definição. A classificação de Lucia preocupou-se em enfatizar os controles da disposição dos tamanhos de poros sobre a porosidade e permeabilidade das rochas carbonáticas.

4.1.4 Ahr (2005)

Essa classificação é representada por um diagrama triangular cujos vértices são os processos deposicionais, processos diagenéticos e processos de fraturamento (Figura 6). A compreensão desses processos é importante para entender a petrofísica das rochas. Entre esses três vértices são definidos poros híbridos, que podem ter sido formados por mais de um tipo de processo.

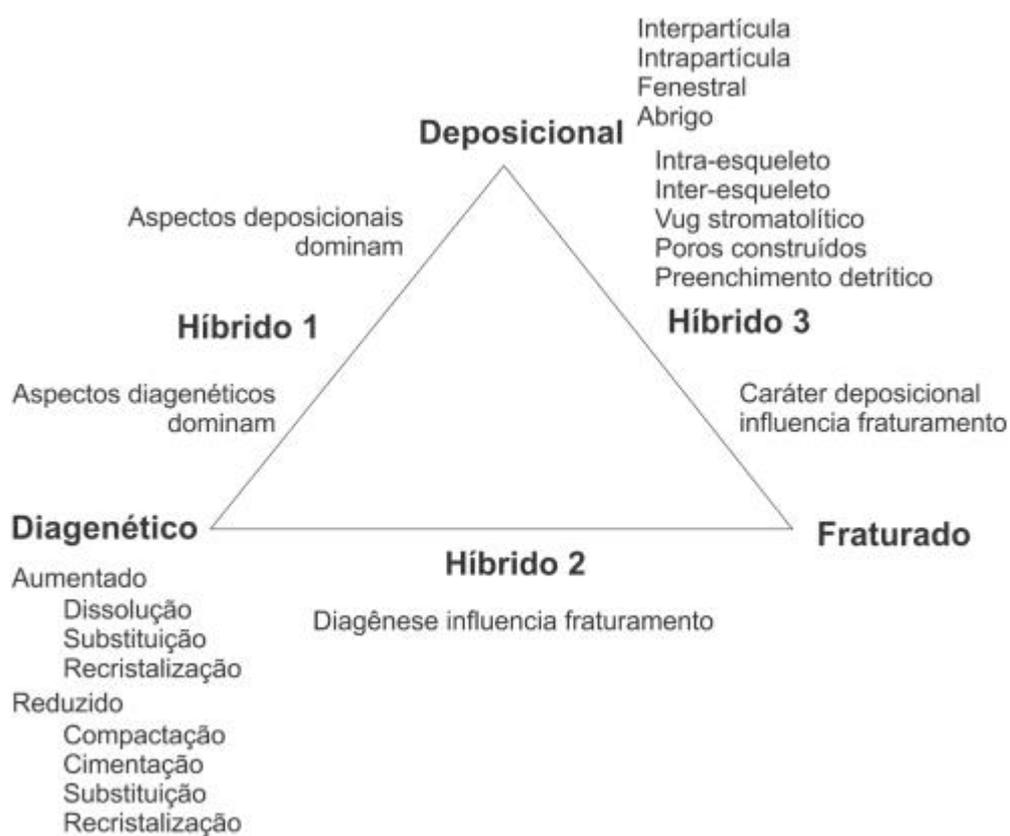


Figura 6: Classificação de poros em rochas carbonáticas de Ahr (2008).

4.1.5 Lønøy (2006)

A classificação proposta por Lønøy (2006) enfatiza o controle de características deposicionais e diagenéticas sobre as propriedades de fluxo. Além de usar os tipos de poros propostos por Choquette e Pray (1970), introduz 20 novos termos, a fim de relacionar os tipos de poros com a porosidade e permeabilidade (Figura 7). Lønøy (2006) baseou-se também na classificação de Lucia (1983, 1995), entretanto modificando algumas definições, com o intuito de aprimorá-la. O autor propõe a subdivisão das três classes de poros interpartícula de Lucia e dos tipos de porosidade interpartícula e intercrystalina de Choquette e Pray em outras 12 novas classes, seis interpartícula e seis intercrystalinas. O sistema proposto tem como princípio em três elementos principais: tipos, tamanho e distribuição dos poros.

Tipo de poro	Tamanho do poro	Distribuição do poro	Fábrica do poro
Interpartícula	Microporos (10-50 μ m)	Uniforme Irregular	Interpartícula, microporos uniformes Interpartícula, microporos irregulares
	Mesoporos (50-100 μ m)	Uniforme Irregular	Interpartícula, mesoporos uniformes Interpartícula, mesoporos irregulares
	Macroporos (>100 μ m)	Uniforme Irregular	Interpartícula, macroporos uniformes Interpartícula, macroporos irregulares
Intercristalino	Microporos (10-20 μ m)	Uniforme Irregular	Intercristalino, microporos uniformes Intercristalino, microporos irregulares
	Mesoporos (20-60 μ m)	Uniforme Irregular	Intercristalino, mesoporos uniformes Intercristalino, mesoporos irregulares
	Macroporos (>60 μ m)	Uniforme Irregular	Intercristalino, macroporos uniformes Intercristalino, macroporos irregulares
Intrapartícula			Intrapartícula
Móldico	Microporos (<10-20 μ m)		Microporos móldicos
	Macroporos (>20-30 μ m)		Macroporos móldicos
Vugular			Vugular
Microporosidade de mudstone	Microporos (<10 μ m)		

Figura 7: Classificação de Lønøy (2006), baseado em Choquette e Pray (1970) e Lucia (1983, 1995).

5 MÉTODOS

Este estudo está inserido em um projeto de P&D (Projeto Gênesis), desenvolvido pelo Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais da PUCRS para a Equinor. Por meio deste projeto, foi possível ter acesso aos dados digitais, aos testemunhos e às amostras físicas de um poço selecionado no intervalo da Formação Barra Velha, Aptiano da Bacia de Santos.

5.1 Revisão Bibliográfica

Na etapa de revisão bibliográfica foi importante buscar todos os principais trabalhos relativos à área de estudo e às metodologias empregadas.

Foram levantados um conjunto de artigos pertinentes, com conceitos atuais sobre o Pré-sal, com ênfase naqueles com informações sobre os principais processos, produtos e padrões relacionados à evolução deposicional e diagenética desse extraordinário sistema. Foram também revisadas as classificações de litotipos e de porosidade mais amplamente usadas nas litologias estudadas. Todos os arquivos adquiridos estão foram armazenados em uma biblioteca digital, utilizando o software *Mendeley*, facilitando sua organização e posterior referenciamento no trabalho. Paralelamente, diversos encontros técnicos foram realizados com a equipe do projeto, com o propósito de entender e discutir os mais relevantes estudos publicados no sentido de contribuir para um melhor entendimento dos reservatórios.

5.2 Análise de fácies

A equipe do projeto Genesis, no qual este trabalho está inserido, descreveu dois testemunhos do poço selecionado, um com 39 m e outro com 9,4 m, totalizando a descrição de 48,4 m de testemunho. As descrições foram realizadas na *Stratum Reservoir*, localizada no Estado do Rio de Janeiro.

Os perfis litoestratigráficos foram elaborados no formato digital utilizando o *software Adobe Illustrator*. A análise e descrição dos testemunhos foram integradas com as descrições petrográficas do poço, de forma a realizar uma definição coerente de *fácies* para o poço. A análise de *fácies* permitiu entender as heterogeneidades do poço estudado e as condições de formação desses depósitos do Pré-sal da fase sag da Bacia de Santos.

5.3 Petrografia semi-quantitativa

Foram descritas 52 lâminas delgadas do poço selecionado. As análises foram realizadas em conjunto com a equipe de petrografia do projeto, e utilizou-se aqui os resultados que foram gerados até o momento. Essas amostras foram descritas no Laboratório de Microscopia Óptica, vinculado ao Laboratório de Caracterização de Rochas do Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais da PUCRS.

Todas as lâminas foram preparadas de amostras impregnadas com resina *epoxy* azul, com o intuito de ressaltar a porosidade das rochas. Foi utilizado tingimento com uma solução de alizarina e ferrocianeto de potássio para identificar as espécies de carbonatos, sendo possível, ainda, identificar aquelas com ferro (Dickinson, 1966). O uso da solução é importante nas descrições dessas litologias, pois a presença de carbonatos, principalmente calcita e dolomita, ocorrem de maneira significativa, e comumente com hábitos cristalinos similares.

Para classificação das petrofácies foram utilizados dois sistemas de classificação: um para as rochas *in situ* (Figura 8) e outro para as rochas redepositadas (Figura 9) (De Ros & Oliveira, *In prep.*). O sistema de classificação utilizado para as rochas *in situ* leva em conta os três constituintes principais dos depósitos do Pré-sal: materiais finos e seus produtos microcristalinos de substituição, agregados de calcita fascicular (*shrubs*) e esferulíticos. O sistema para as rochas redepositadas segue uma adaptação da classificação textural de Folk (1968) para depósitos clásticos, combinada com nomes de rochas carbonáticas de Grabau (1904), e Brankamp & Powers (1958).

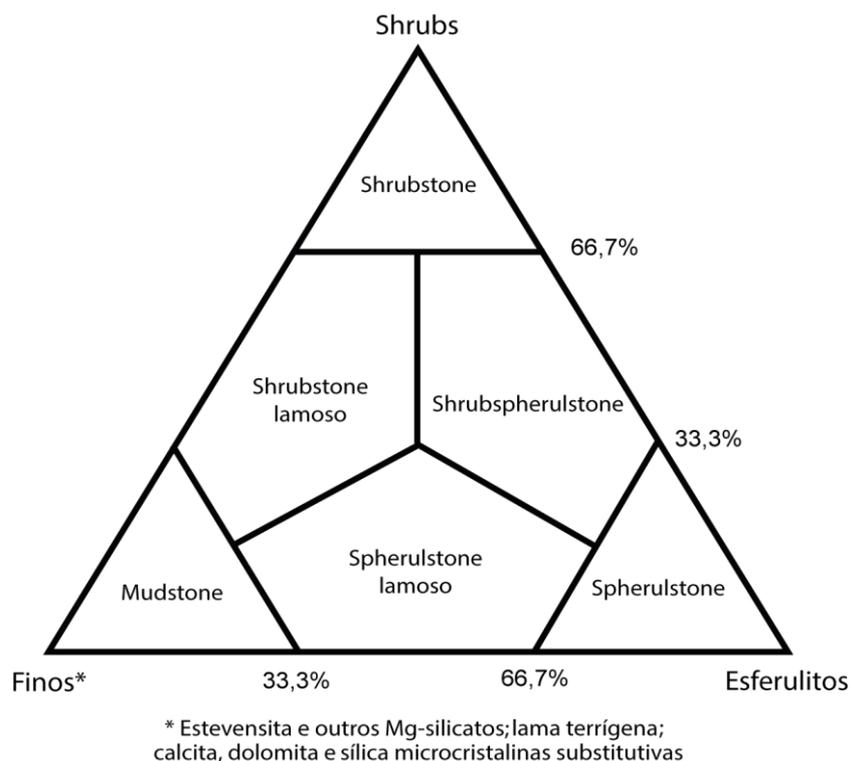


Figura 8: Classificação para as rochas *in situ* do Pré-sal. (De Ros & Oliveira, *In prep.*)

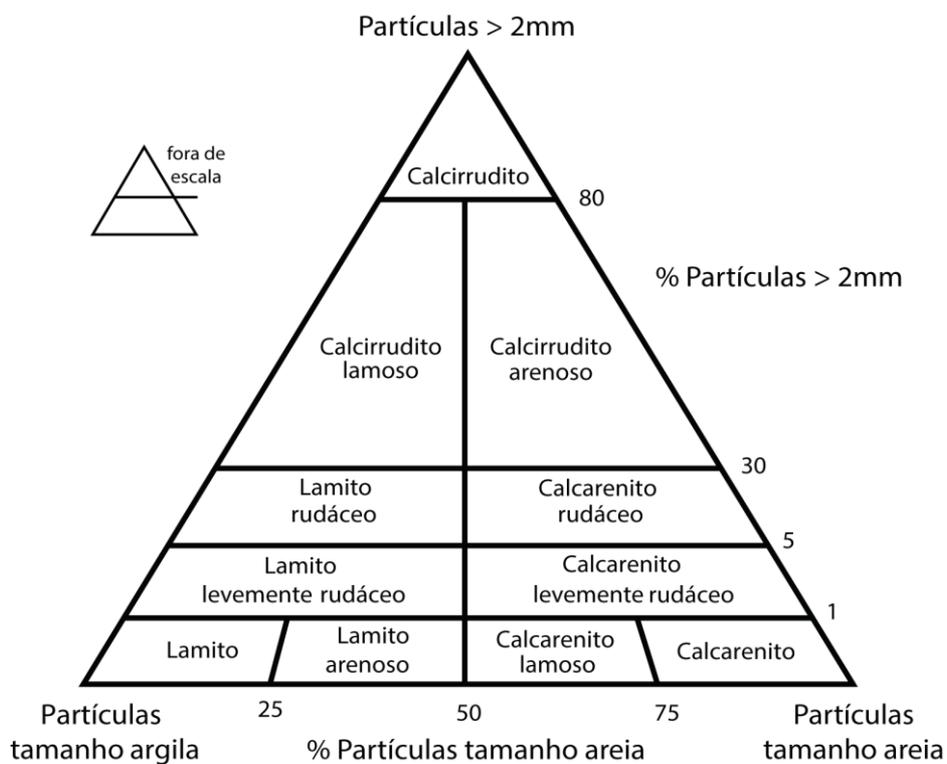


Figura 9: Classificação das rochas redepositadas do Pré-sal. (De Ros & Oliveira, *In prep.*)

A análise petrográfica semi-quantitativa foi realizada pelo método de estimativa visual, com uso de microscópio petrográfico equipado com *charriot*. As descrições petrográficas foram feitas utilizando o *software* Petroledge® (De Ros *et al.*, 2007), um sistema para auxiliar na aquisição, processamento e compartilhamento dos dados gerados. O *software* funciona com diferentes janelas. Inicialmente é realizada um cadastro da amostra, inserindo nome do poço, nome da bacia, profundidade e testemunho. Em seguida são inseridas as informações das principais estruturas, da textura e fábrica vistas na amostra. A caracterização composicional é feita pela identificação dos constituintes primários, diagenéticos e tipos de poros, identificados de acordo com seus tipos, hábitos, localizações e relações paragenéticas (Figura 10). Ao final da análise é inserido um texto que sintetiza as informações estruturais, texturais e composicionais da amostra, iniciando pela classificação geral identificada. A utilização desse *software* facilitou o cruzamento dos dados obtidos através da petrografia com as outras técnicas utilizadas no trabalho.

As descrições foram realizadas em um microscópio óptico ZEISS AXIO A1M em luz transmitida, com polarizadores cruzados e descruzados. A documentação fotomicrográfica foi obtida com o auxílio do *software* ZEN 3.1 *Blue Edition*, utilizando a câmera AxioCam ICc 3 acoplada ao microscópio.

PETROLEDGE

Descrição Análise Interpretação Ferramentas Ajuda

Composição -

Conteúdo da Célula
1.1) Matriz silicática singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial -

Controle da Platina
Iniciar Trilha
Avançar Controlador

Pontos
300 de 300
Quantidade Percentual
100.00 %

Nº	Identificação do Constituinte	Pontos	%	Quantida...	Observa...
1	Matriz silicática singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial -	96	32.000		
2	Matriz silicástica lamosa indiferenciada - Como constituinte intrabacial -	2	0.667		
3	Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial -	2	0.667		
4	Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial -	1	0.333		Spherulite...
5	Calcita - Fascicular - Matriz-substitutivo - Recristalizado - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicática singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	1	0.333		
6	Calcita - Esferulito - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	54	18.000		
7	Calcita - Esferulito - Matriz-substitutivo - Recristalizado - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	44	14.667		
8	Calcita - Esferulito - Matriz-substitutivo - - Engolfando <Constituinte primário> - Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial	1	0.333		
9	Calcita - Blocoso - Preenchendo poro intra-agregado cristalino - - Em poro de dissolução de <Constituinte diagenético> - Calcita - Matriz-substitutivo	1	0.333		Spherulite...
10	Calcita - Blocoso - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Dolomita - Matriz-substitutivo	17	5.667		?
11	Calcita - Macrocristalino - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	5	1.667		
12	Calcita - Macrocristalino - Intrapartícula substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial	8	2.667		
13	Calcita - Microcristalina - Intrapartícula substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial	10	3.333		
14	Dolomita - Blocoso - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	19	6.333		
15	Dolomita - Blocoso - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Calcita - Matriz-substitutivo	4	1.333		Spherulite...
16	Dolomita - Macrocristalino - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	1	0.333		
17	Dolomita - Macrocristalino - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Calcita - Matriz-substitutivo	2	0.667		Spherulite...
18	Dolomita - Macrocristalino - Intrapartícula substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Pelóide argiloso indiferenciado - Como constituinte intrabacial	1	0.333		
19	Dolomita - Microcristalina - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	4	1.333		
20	Quartzo - Macrocristalino - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Calcita - Matriz-substitutivo	2	0.667		Spherulite...
21	Quartzo - Macrocristalino - Preenchendo poro inter-agregado cristalino - - Em poro de dissolução de <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como const...	1	0.333		
22	Argila diagenética indiferenciada - Fibroso - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	10	3.333		
23	Pirita - Microcristalina - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	7	2.333		
24	Pirita - Microcristalina - Matriz-substitutivo - - Substituindo <Constituinte diagenético> - Calcita - Matriz-substitutivo	1	0.333		Spherulite...
25	Poro de contração - Intersticial - - Em <Constituinte primário> - Matriz silicástica singenética indiferenciada - Como constituinte intrabacial	3	1.000		

Figura 10: Janela composicional do software Petroledge® com a identificação de constituintes primários (verde), diagenéticos (amarelo) e tipos de porosidade (azul).

5.4 Microtomografia Computadorizada de Raios-X

A investigação por imagens através da tomografia computadorizada de raios X teve início por volta de 1970 (Hounsfield, 1973; Cnudde *et al.*, 2006). A partir da década de 80, os geólogos começaram a difundir seus trabalhos com a técnica aplicada em diferentes áreas, como análise em geologia do petróleo (Vinegar, 1986), geotécnica (Raynaud *et al.*, 1989) entre outros. A tomografia de raios X usa dos mesmos princípios de uma radiografia convencional, onde as diferentes partes de uma amostra absorvem de formas distintas a radiação X que incide sobre ela e o produto final são diversas “fatias” da amostra, que podemos analisar através do software de visualização (Figura 11).

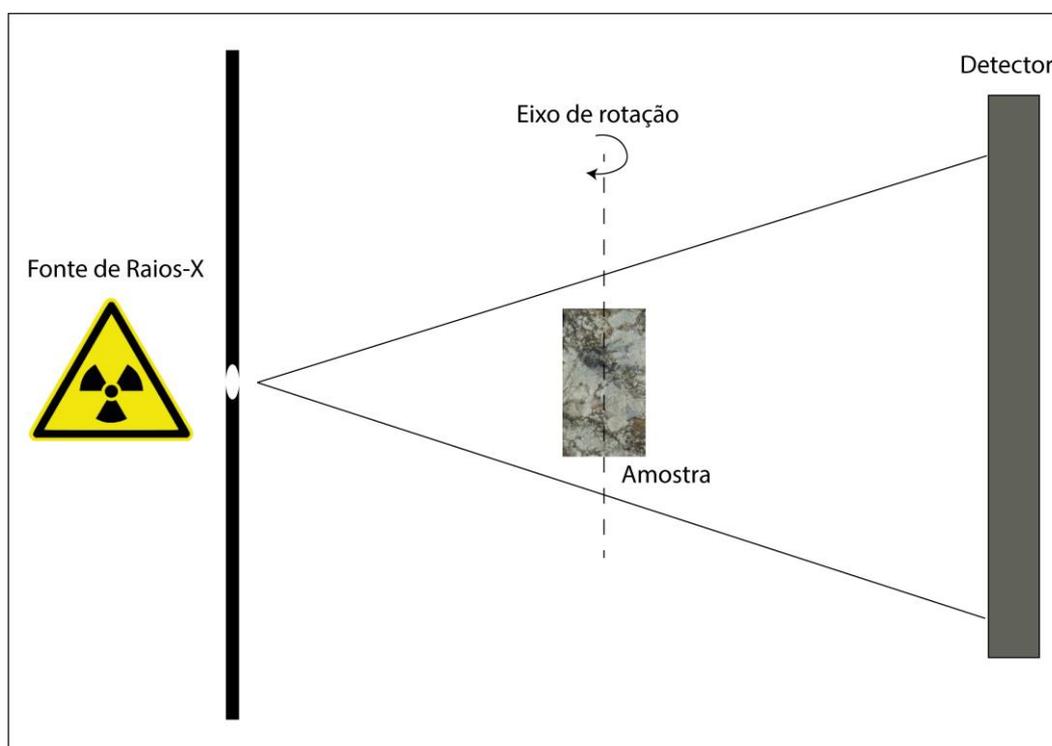


Figura 11: Procedimento simplificado realizado no microtomógrafo.

Foram selecionadas 20 amostras representativas do poço em estudo, com o propósito de abranger as principais litofácies identificadas e contemplar verticalmente o perfil estratigráfico para serem escaneadas no microtomógrafo.

A seleção das amostras baseou-se na descrição dos testemunhos, na petrografia previamente realizada em lâminas delgadas de profundidades

próximas de mesma fácies e com base nos dados de petrofísica básica, porosidade e permeabilidade, disponibilizados pelo Projeto Genesis de dados adquiridos da ANP (Tabela 2).

Tabela 2 - Tabela integrada com dados de fácies das amostras selecionadas para escaneamento no Micro-CT e dados adquiridos da ANP.

Profundidade	Fácies	Lâmina (ANP)	Porosidade % (ANP)	Permeabilidade (mD) (ANP)
XX41,29	Shrubstone	XX41,20	11,5	0,152
XX43,44	Muddy Shrubstone	XX43,55	15,5	0,607
XX44,51	Muddy Spherulstone	XX43,90	11,8	0,267
XX45,59	Shrubstone	XX45,50	21,1	751
XX50.52	Calcarenito rudáceo	XX50,65	19,8	238
XX51.25	Shrubstone	XX51,10	15,9	1,22
XX53.69	Calcarenito	XX53,80	16,4	3,82
XX55.59	Calcarenito rudáceo	XX55,40	21	734
XX56.02	Calcarenito rudáceo	XX56,10	22,2	1600
XX56.62	Shrubstone	XX56,55	21,9	962
XX57,69	Shrub-spherulstone	XX57,50	22,6	1665
XX58,64	Calcarenito	XX58,60	18,9	49,1
XX59,18	Calcarenito Rudáceo	XX59,30	16,6	9,84
XX60.27	Calcarenito rudáceo	XX60,15	9,2	0,185
XX62.11	Calcarenito	XX62,20	15,2	5,57
XX66.25	Calcarenito	XX66,10	11,7	0,03
XX67.43	Shrub Spherulstone	XX67,35	14,7	3,76
XX73.76	Spherulstone	XX74,15	17,7	2,43
XX83.73	Mudstone	XX83,75	12,9	0
XX85.74	Spherulstone	XX85,65	15,1	1,64

A técnica foi utilizada no trabalho para permitir a verificação de seções transversais não destrutivas e a geração de modelos tridimensionais, possibilitando a visualização e quantificação de partes específicas da estrutura interna das rochas através da diferença de densidade entre os materiais que compõe a amostra. As análises foram feitas no Laboratório de microtomografia, que faz parte do laboratório de Caracterização de Rochas do Instituto do petróleo dos Recursos Naturais da PUCRS.

A análise por microtomografia computadorizada foi realizada em três etapas: I) aquisição das imagens; II) reconstruções das seções de micro-CT no software NRecon, cujo objetivo é processar as imagens realizando as correções necessárias para que possa construir o volume 3D da rocha; e; III)

cálculo de volume total ou parcial da amostra escaneada, realizado no software CTAn.

O equipamento utilizado foi um Microtomógrafo de Raios-X computadorizado SkyScan 1173 da Bruker (Figura 12), utilizando o software do μ -CT, o *SkyScan1173*.

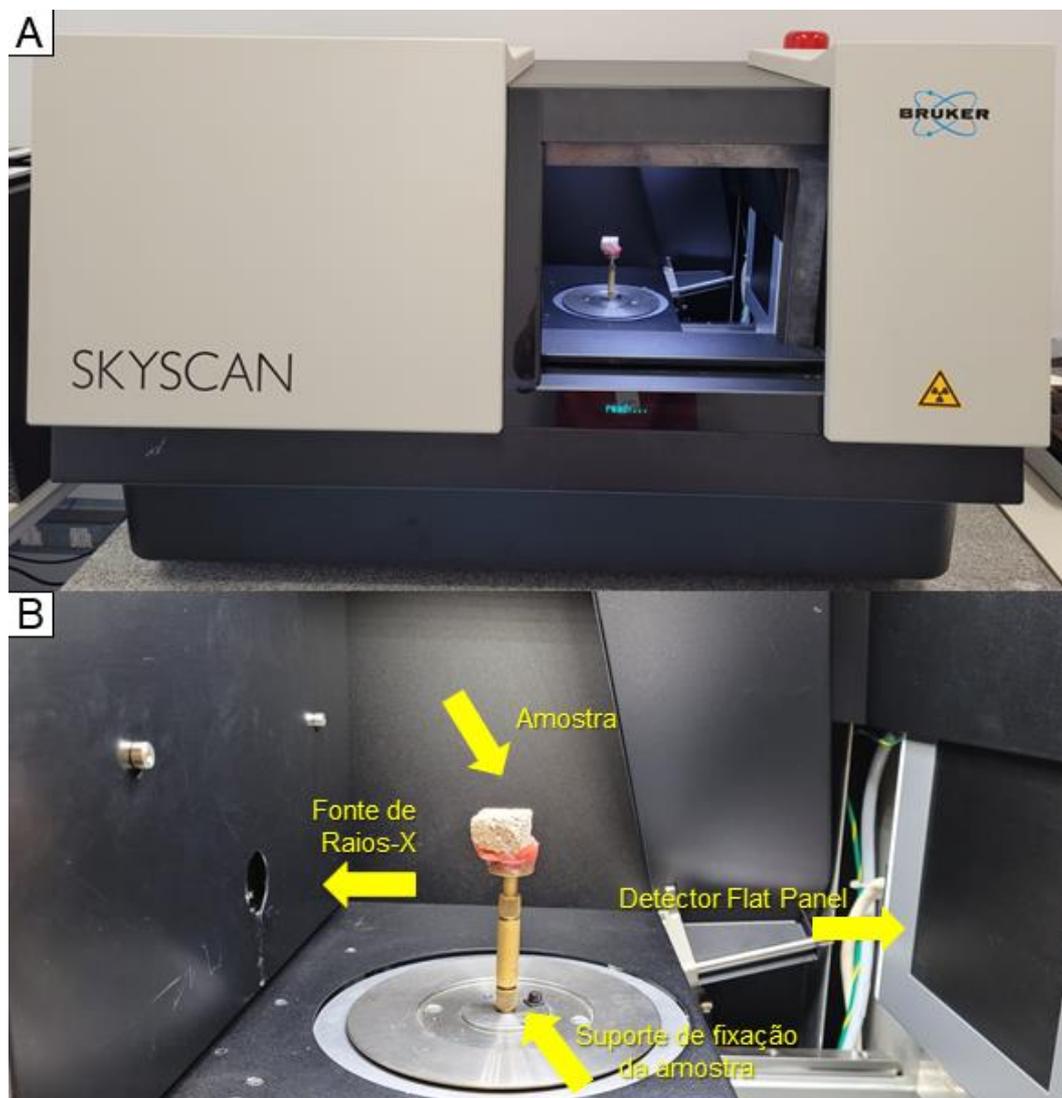


Figura 12: (A) Microtomógrafo de Raios-X computadorizado SkyScan 1173. (B) Detalhe do compartimento interno do microtomógrafo de raios X, mostrando algumas partes internas do equipamento.

É necessário configurar o equipamento de acordo com o posicionamento e ajuste vertical da amostra, e a resolução do escaneamento. Estas configurações dependem do tamanho da amostra, uma vez que resoluções melhores são atingidas com amostra menores, dada a possibilidade de aproximar a amostra da fonte de Raios-X. A resolução do

escaneamento deve ser pelo menos 3 vezes menor do que o menor objeto que se quer observar. Para otimizar os resultados, evitando ruídos, deve-se ajustar que tipo de filtro, se deseja utilizar e configurar a voltagem (Kv) e a amperagem (μA). O escaneamento seguiu os padrões sugeridos para amostras de natureza geológica (rochas), com 130Kv, e 61 μA , utilizando-se filtro de latão. A resolução utilizada para a aquisição das imagens foi 10 μm , pois notou-se que essa fornecia a melhor relação resolução *versus* tempo. Cada amostra levou em média uma hora e trinta minutos para o escaneamento e reconstrução das seções em um modelo tridimensional.

Para a aquisição das imagens pelo $\mu\text{-CT}$, foram fixadas as mesmas configurações para todas as amostras no software *SkyScan1173*, com o propósito de padronizar as análises e não haver baias entre cada procedimento. A resolução utilizada foi 10 μm para todas as amostras, e utilizou-se ferramentas de pós processamento no software NRecon (Figura 13), para melhorar a qualidade da imagem e assegurar que as feições de interesse fossem vistas com melhor clareza durante a avaliação.

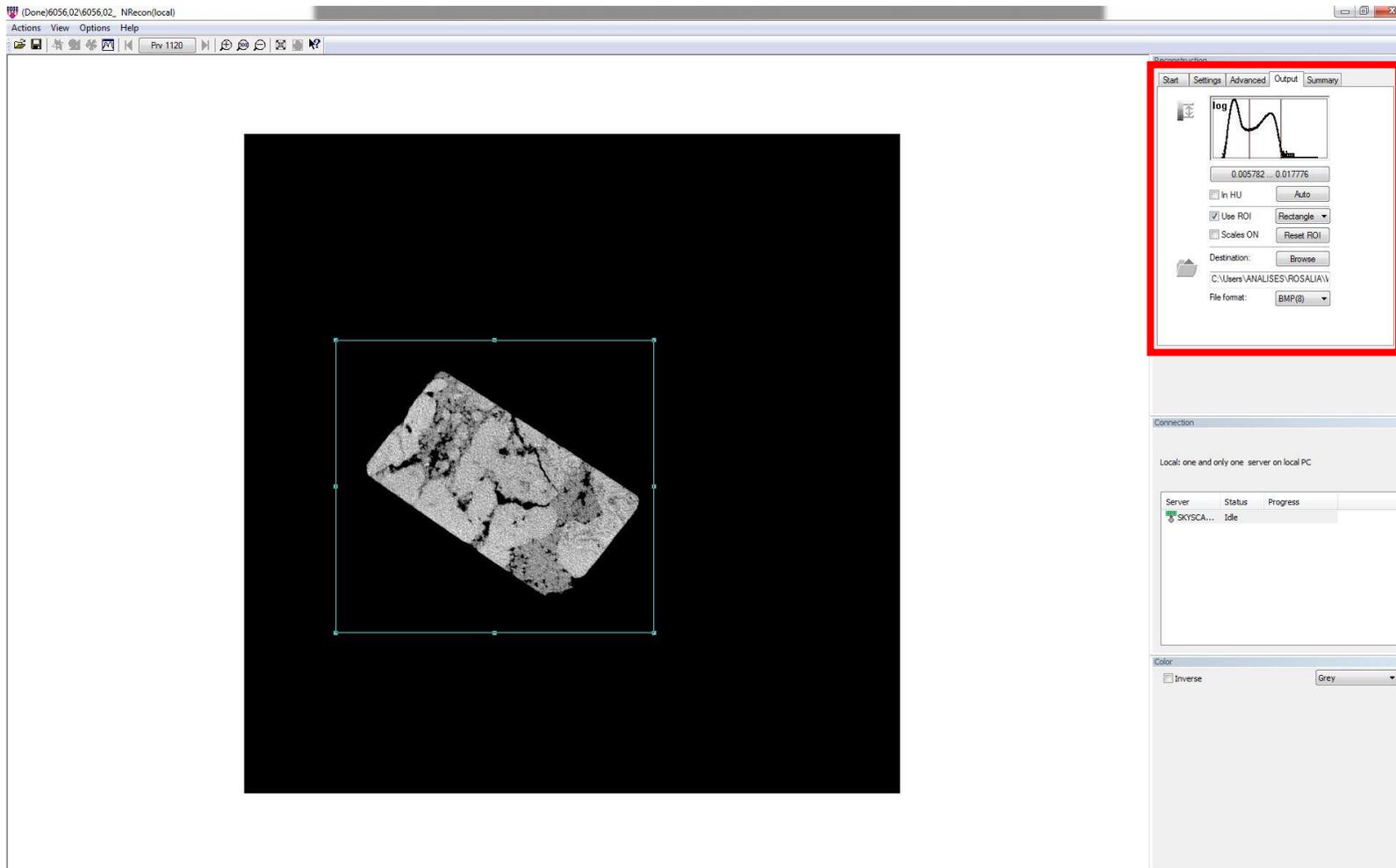


Figura 13: Janela do software NRecon, com destaque para a aba de configuração da imagem.

É possível estimar nas amostras a porosidade e/ou os volumes de materiais que possuam contrastes de densidade, utilizando o software CTAn, da Bruker.

Para fazer o cálculo, é escolhida uma região de interesse (ROI), e a partir desta área delimitada, é possível trabalhar com o histograma das tonalidades de cinza em escala logarítmica e sua distribuição nas imagens, sendo o valor 0 (preto) a região menos densa da amostra e o valor 255 (branco) a porção mais densa da amostra (Figura 14). Foi fixado um valor de 0 a 80 para todas as amostras, pois neste intervalo foi possível identificar a porosidade nas amostras.

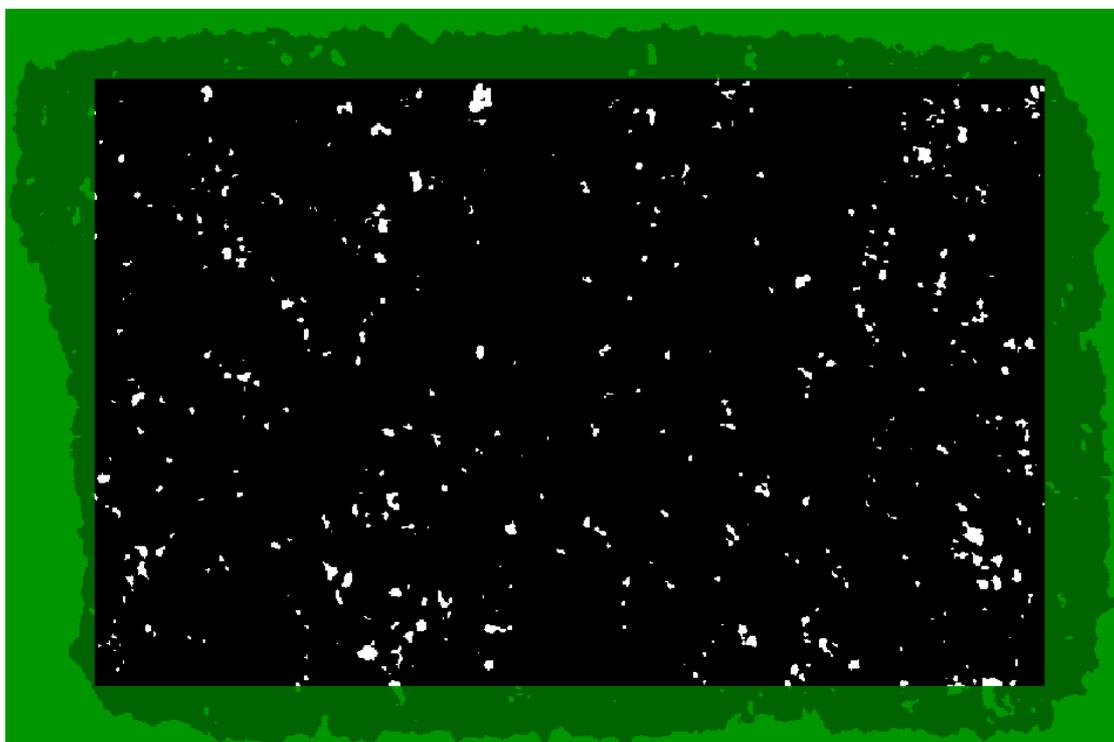


Figura 14: Exemplo de como é analisada a porosidade no software CTAn, com o espaço branco sendo a porosidade e o preto a região com amostra.

A partir dos dados obtidos com essa técnica, buscou-se entender como poderia ser feito e desenvolvido uma integração do método com a petrografia convencional, a fim de analisar com mais cuidado e precisão os materiais vistos através das imagens com a petrografia, e assim caracterizar a porosidade dessas litologias (Figura 15).

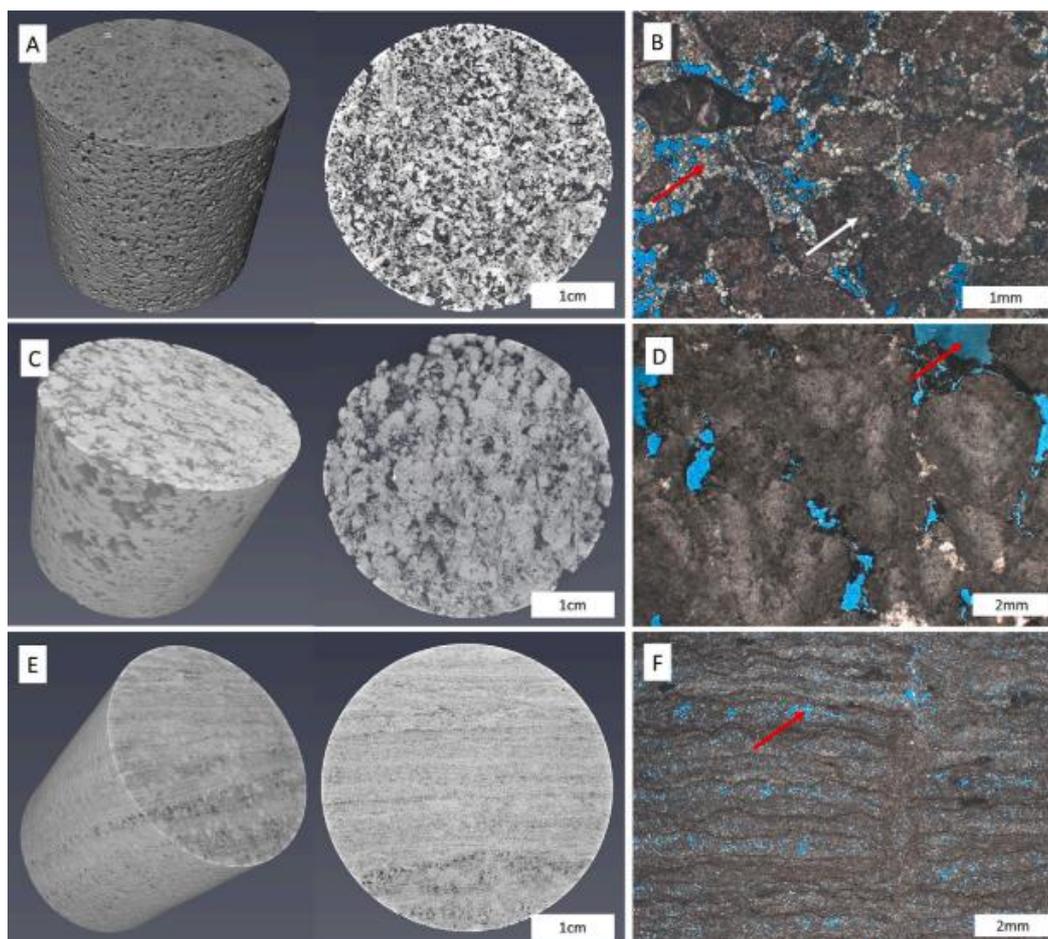


Figura 15: Exemplo de integração da micro-CT com petrografia (Herlinger e Vidal, 2022).

6 RESULTADOS

6.1 Fácies

Por meio da descrição de dois testemunhos do poço selecionado, foi possível identificar 6 fácies *in situ* (Tabela 3; Figura 16) e 3 fácies de depósitos redepositados (Tabela 4; Figura 17).

Tabela 3: Fácies *in situ* caracterizadas na descrição de dois testemunhos do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.

FÁCIES IN SITU		
Código	Nome	Descrição
SHR	Shrubstone	Composta por mais de 2/3 de shrubs de calcita, de tamanho milimétrico a centimétrico, arborescente, subordinadamente dendrítico, às vezes constituindo crostas milimétricas a centimétricas intercaladas em outras litofácies. Porosidade inter-agregado e vugular são comuns.
MSH	Muddy Shrubstone	Composta predominantemente por shrubs e lama, geralmente de textura maciça. Os shrubs são coalescidos a parcialmente coalescidos, porosidade intra- e inter-agregado são comuns

MSP	Muddy Spherulstone	Composta predominantemente por esferulitos não coalescidos, com quantidades significativas de lama, comumente apresentando laminação incipiente a irregular ou plano-paralela
SPH	Spherulstone	Predominantemente composta por esferulitos, coalescidos a não coalescidos, geralmente atingindo alguns milímetros de diâmetro. Os esferulitos são frequentemente silicificados e dolomitizados. Porosidades intra-agregado, inter-agregado e vugular são comuns.
SSP	Shrub-Spherulstone	Shrubs, esferulitos e lama dispersos ou como laminações ou gradações de um para outro. Laminações irregulares a plano-paralelas geralmente destacadas por lama escura ou crostas de agregados de calcita
MUD	Mudstone	Camadas milimétricas a centimétricas de lama, variando de cor escura a branca devido à alteração de grau de alteração. Laminação incipiente a irregular ou plano-paralela, às vezes deformada ou deslocada por sílica

Tabela 4: Fácies redepositadas caracterizadas na descrição de dois testemunhos do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos

FÁCIES REDEPOSITADAS		
Código	Nome	Descrição
CSS	Calcarenito	Comumente maciça ou apresentando laminação plano-paralela, moderada a mal selecionada, composta por partículas subarredondadas milimétricas a centimétricas. As partículas compreenderam fragmentos de agregados de calcita, lamitos e sílex. Poros interpartícula e vugulares são comuns
RCS	Calcarenito Rudáceo	Comumente maciço ou apresentando laminação irregular, composto de partículas moderadamente a mal selecionadas, arredondadas de até 4 centímetros de tamanho. Poros interpartícula e vugulares são comuns.
CRD	Calcirrudito	Maciço a irregularmente laminado, granulometria grossa a muito grossa mal selecionada, com partículas angulares a arredondadas. A porosidade vugular é comum.



Figura 16: Principais fácies *in situ*. A) SHR: Shrubstone. B) MSH: Muddy Shrubstone. C) MSP: Muddy Spherulstone. D) SPH: Spherulstone. E) SSP: Shrub-Spherulstone. F) MUD: Mudstone. Escala 10cm.

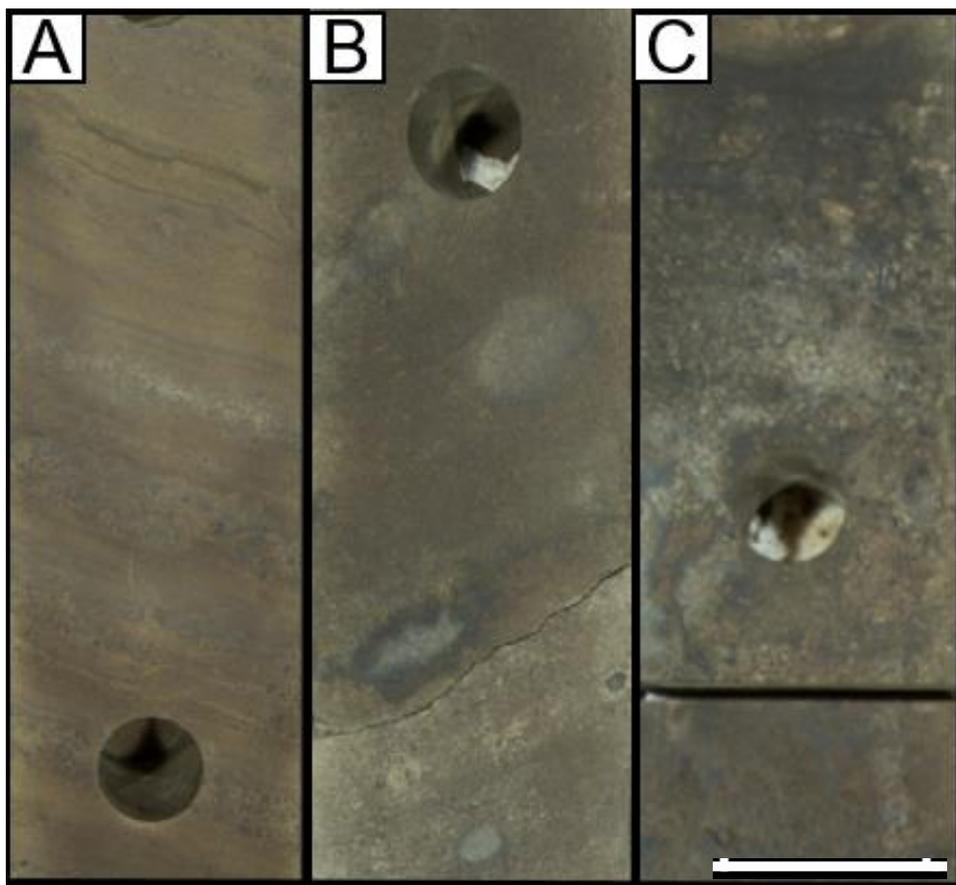


Figura 17: Principais fácies redepositadas. A) CSS: Calcarenito. B) RCS: Calcarenito rudáceo. C) CRD: Calcirrudito. Escala 10cm.

Com base na descrição realizada e pelos arquivos recebidos, os dois testemunhos apresentam características diferentes e apresentam uma heterogeneidade significativa, corroborando com o que já conhecido na literatura (Figura 18 e Figura 19).

O T1 (testemunho amostrado 1) apresenta uma predominância de rochas *in situ*, com depósitos retrabalhados restritos na base. Os depósitos retrabalhados apresentam uma espessura máxima de 1,1m e são principalmente compostos por calcarenitos. As rochas *in situ* apresentam uma espessura máxima de 8,8m e são constituídas predominantemente por Shrubstones e Muddy Shrubstones, que atingem até 3,7m e 2m de espessura. Presença restrita de porções silicificadas no topo deste testemunho.

O T2 (testemunho amostrado 2) apresenta uma predominância de rochas *in situ* em direção à base e depósitos retrabalhados no topo. As rochas *in situ* na base possuem uma espessura máxima de 16,13m e correspondem

principalmente a intercalações de alta frequência de várias fácies *in situ*. No topo do testemunho, os depósitos retrabalhados apresentam uma espessura máxima de 8,7 metros, e correspondem principalmente a calcarenitos e calcarenitos rudáceos, que atingem até 4,53 e 3,2 metros de espessura, respectivamente. As porções silicificadas ocorrem predominantemente na base do testemunho, sendo limitadas no topo.

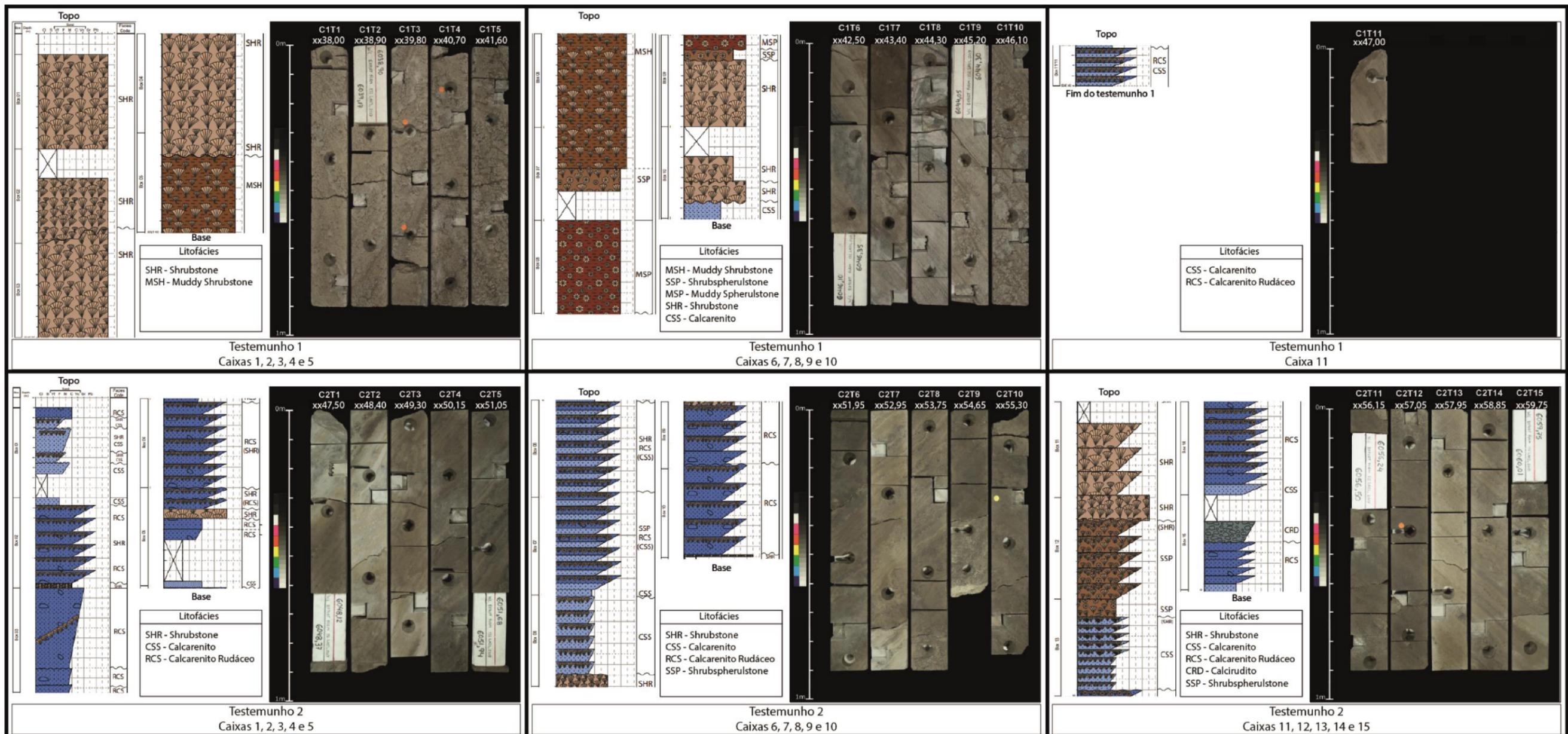


Figura 18: Descrição do testemunho 1 e parte do testemunho 2 do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.

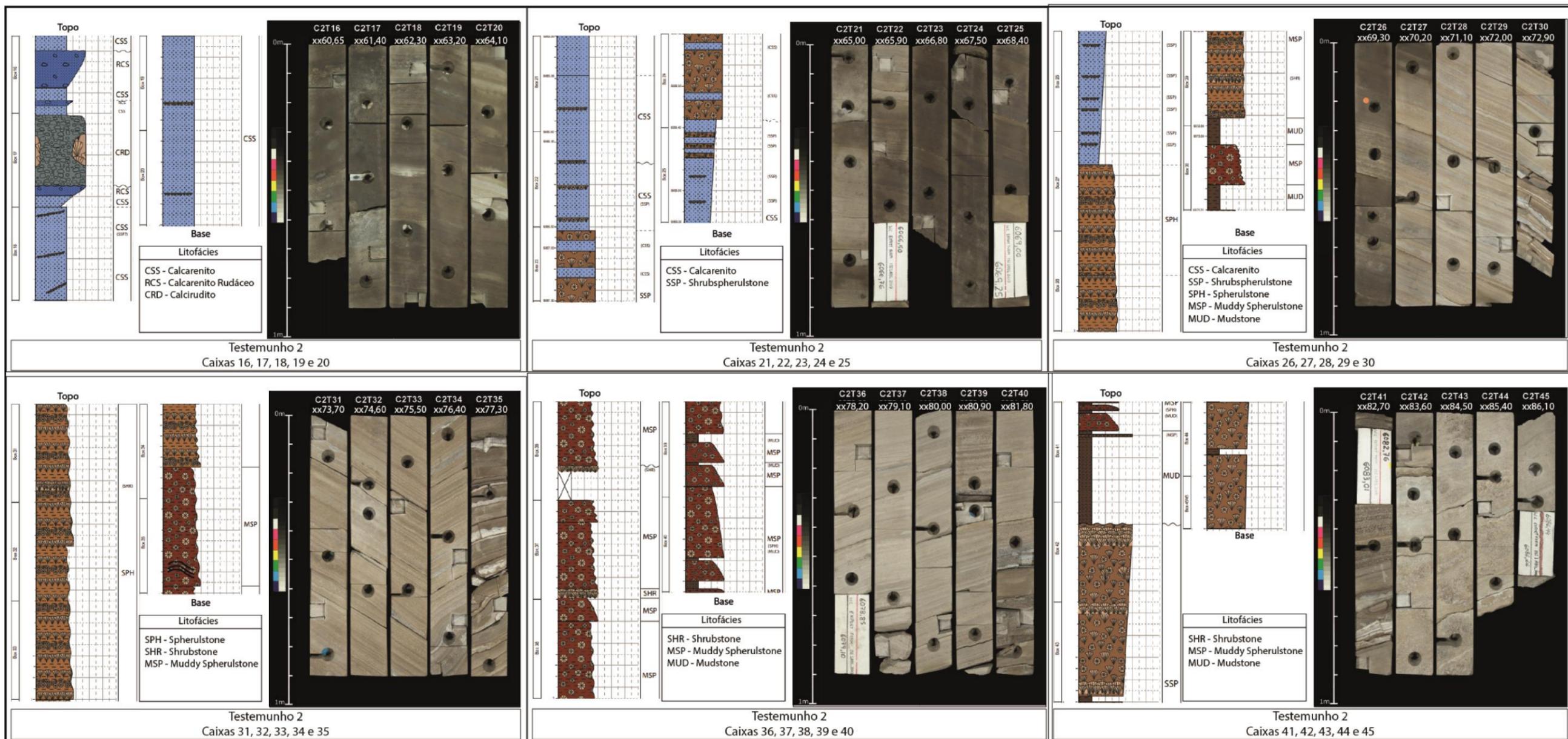


Figura 19: Descrição de parte do testemunho 2 do poço selecionado da Fm. Barra Velha, Bacia de Santos.

6.2 Petrografia

6.2.1 Estruturas e texturas

As rochas *in situ* apresentam diferentes texturas e estruturas. Os Muddy Spherulstones geralmente apresentam laminação irregular devido à distribuição, concentração e grau de coalescência dos esferulitos (Figura 20A). Os Shrubstones e Muddy Shrubstones são geralmente arbustiformes ou arborescentes (Figura 20B). Os Shrub-spherulstones apresentam laminação irregular devido à alternância dos esferulitos e shrubs (Figura 20C e Figura 20D). Os Mudstones apresentam laminação plano-paralela à irregular (Figura 20E). As amostras retrabalhadas são geralmente maciças (Figura 20F).

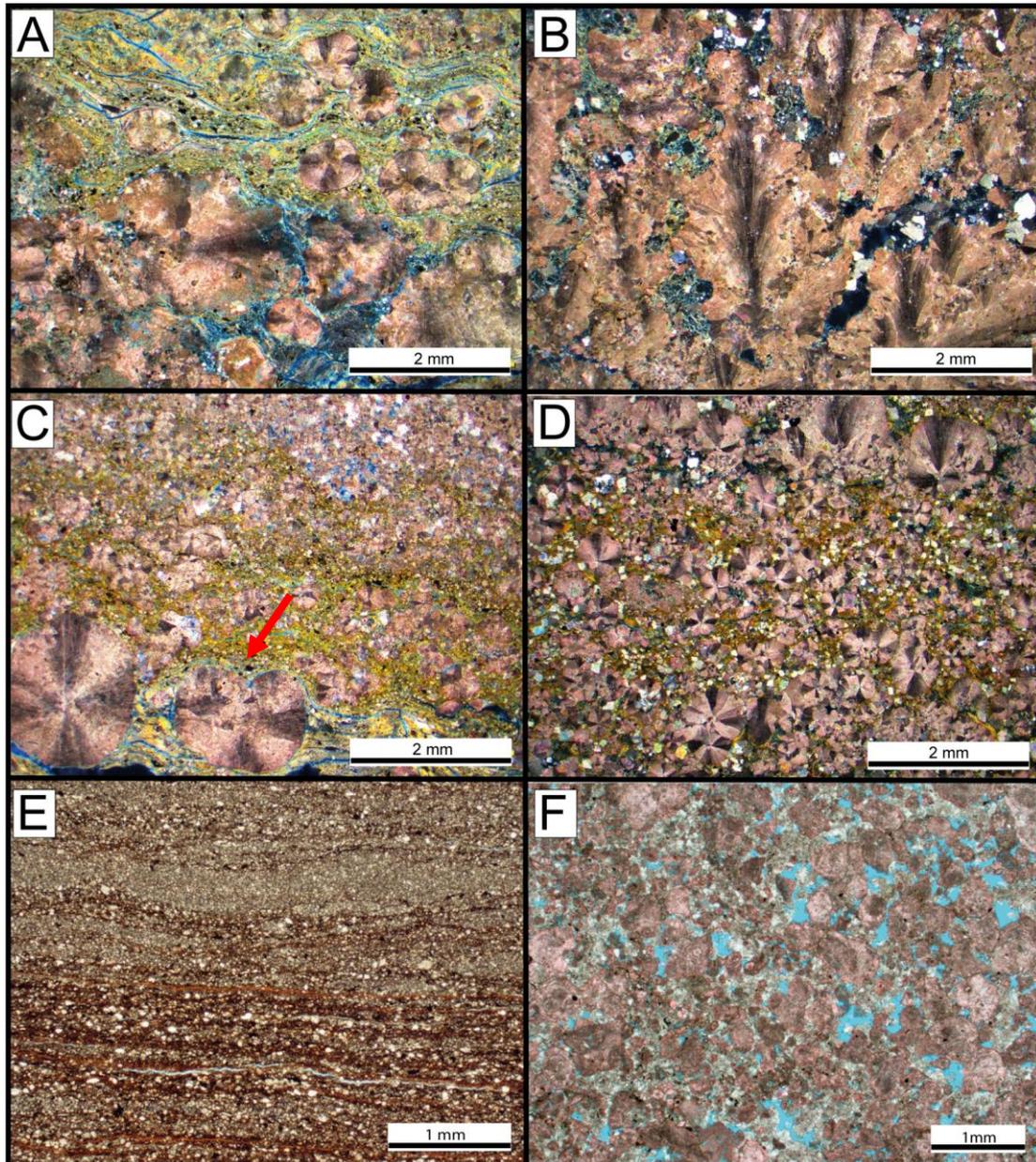


Figura 20: Fotomicrografias das principais feições texturais e estruturais das lâminas analisadas. **A)** Muddy Spherulstone com distribuição irregular da matriz e dos esferulitos (polarizadores cruzados, XP). **B)** Shrubstone com presença de shrubs fasciculares grandes com crescimento preferencial vertical (XP). **C)** Shrub-spherulstone com laminação irregular devido à alternância de esferulitos e formas transicionais para shrubs (seta vermelha) (XP). **D)** Shrub-spherulstone com laminação irregular marcada pela distribuição de esferulitos (XP). **E)** Mudstone com laminação plano-paralela. Polarizadores descruzados (PP). **F)** Calcarenito maciço com porosidade interpartícula (PP).

6.2.2 Constituintes Essenciais

A calcita é o principal constituinte entre as litologias estudadas, tanto para as rochas *in situ* como para as rochas redepositadas. Ela ocorre principalmente como agregados fasciculares (shrubs) (Figura 21A) e esferulíticos (Figura 21B). Os esferulitos e shrubs variam consideravelmente de tamanho conforme a amostra. Ambas formas por muitas vezes ocorrem de maneira recristalizadas (Figura 21C).

Os shrubs aparecem como agregados de calcita fascicular, e são caracterizadas pelo crescimento preferencial vertical e a forma arbustiforme ou arborescente. Podem ou não estar coalescidos (Figura 21D). Ocorrem também como formas transicionais para esferulitos (Figura 21E).

Os esferulitos ocorrem como agregados regulares ou irregulares, identificados pela extinção radial (Figura 21F). Quando recristalizados, perdem a característica extinção, sendo reconhecidos pelas formas externas.

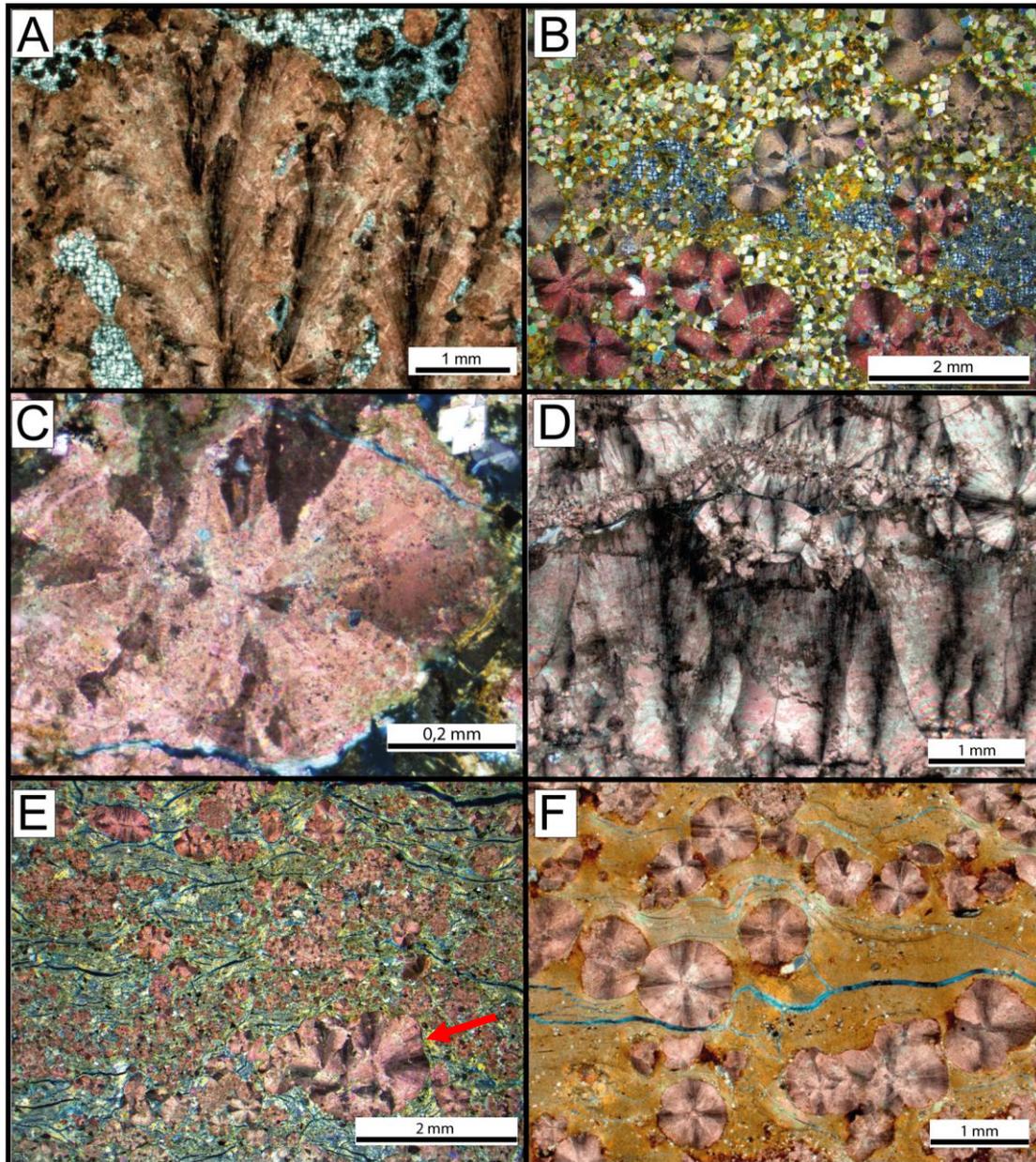


Figura 21: Fotomicrografias dos principais constituintes das lâminas analisadas. **A)** Shrubstone, com presença de grandes shrubs coalescidos e porosidade inter-agregado reduzida pela presença de calcedônia (polarizadores cruzados, XP). **B)** Spherulstone, constituído por esferulitos parcialmente substituídos por sílica e com intensa substituição da matriz por dolomita. Sílica preenchendo poros de dissolução da matriz (XP). **C)** Detalhe de esferulito recristalizado (XP). **D)** Shrubstone de shrubs coalescidos formando crostas (XP). **E)** Formas transicionais de esferulitos para shrubs (seta vermelha), apresentando início de crescimento preferencial vertical dos agregados (XP). **F)** Esferulitos com extinção radial preservada em matriz singenética com poucos grãos siliciclásticos e laminação irregular (XP).

Outro constituinte essencial dessas rochas é a matriz de filossilicatos magnesianos, comum nas rochas *in situ* do Pré-sal (Figura 22A). Grãos siliciclásticos ocorrem misturados localmente na matriz, e incluem feldspato, quartzo, micas, rutilo, turmalina e zircão (Figura 22B). A matriz é geralmente parcialmente ou completamente substituída por sílica criptocristalina, quartzo microcristalino, dolomita blocosa, microcristalina e em sela, e calcita microcristalina, ou outras vezes simplesmente dissolvida (Figura 22C e Figura 22D). A composição da matriz foi identificada em estudos anteriores (e.g., Carramal *et al.*, 2022) como constituída essencialmente por estevensita singenética e querolita

As amostras retrabalhadas são compostas por uma mistura variável de intraclastos de carbonato e oóides retrabalhados (Figura 23A, Figura 23B e Figura 23C). Os intraclastos são geralmente fragmentos dos depósitos *in situ* com texturas esferulíticas, fasciculares, microcristalinas e cristalinas grossas.

Pelóides argilosos são comuns nas rochas *in situ*, geralmente com tamanho de silte a areia fina, embora também sejam encontrados nas rochas retrabalhadas dentro de intraclastos carbonáticos. Os pelóides são comumente substituídos por sílica criptocristalina (Figura 23D), calcita microcristalina ou dolomita (Figura 23E e Figura 23F).

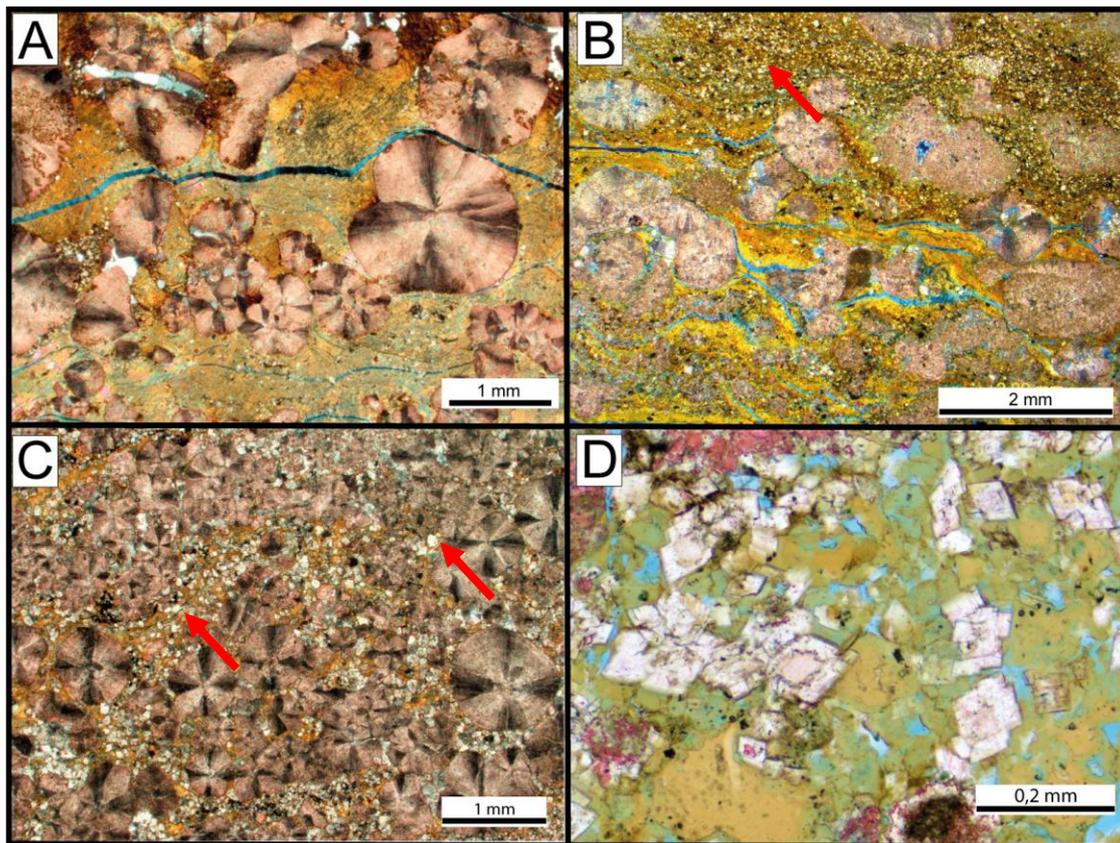


Figura 22: Fotomicrografias da matriz singenética mostrando suas principais formas de ocorrência. **A)** Esferulitos e formas transicionais para shrebs em matriz singenética (XP). **B)** Matriz com alta concentração de grãos siliciclásticos (seta vermelha) , com laminação irregular devido à deformação por agregados de calcita fascicular e esferulíticos (XP). **C)** Matriz intensamente substituída por dolomita (setas vermelhas) e por agregados esferulíticos de calcita (XP). **D)** Detalhe da substituição da matriz por cristais euédricos de dolomita (PP).

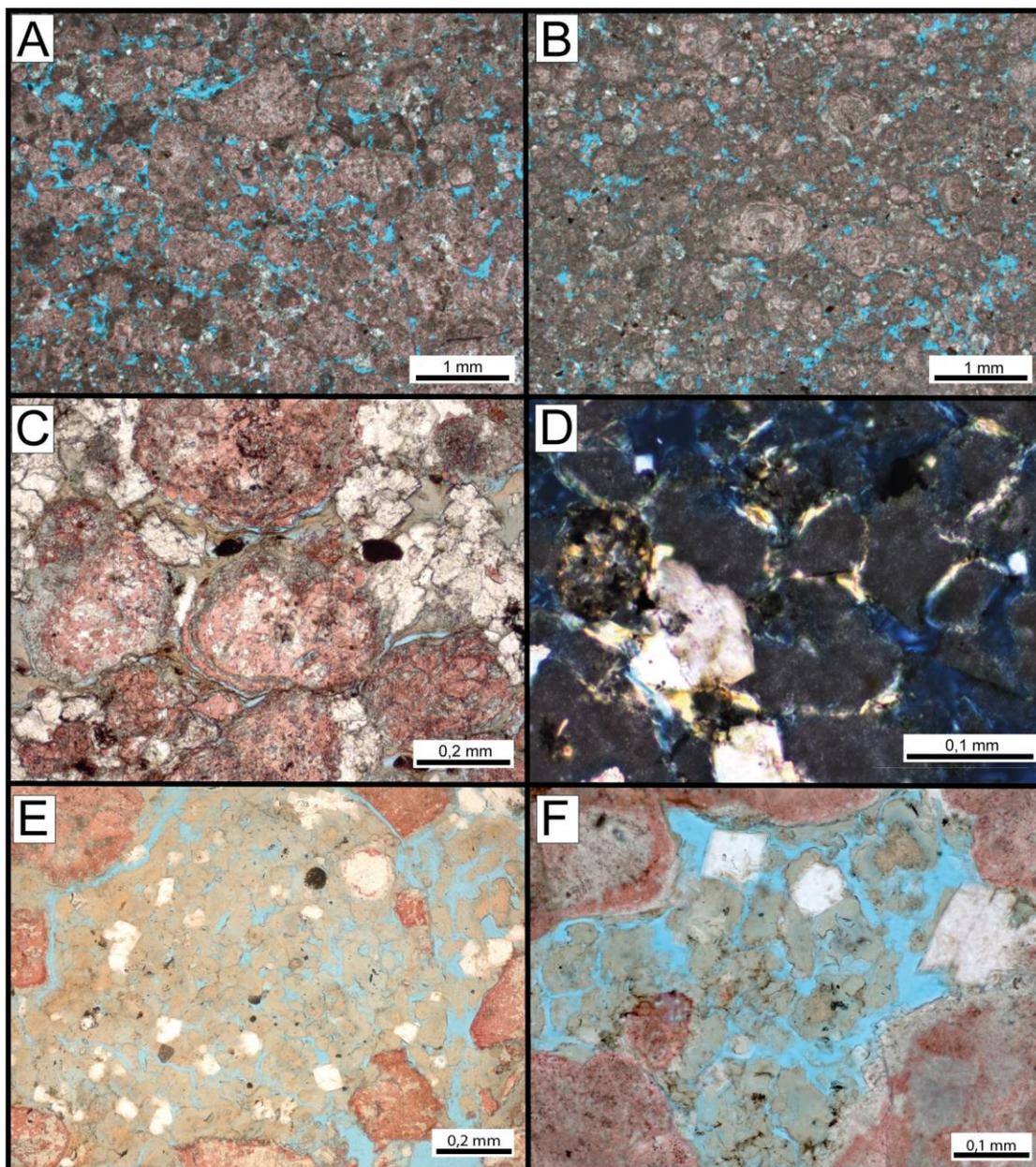


Figura 23: Fotomicrografias dos principais constituintes das lâminas analisadas. **A)** Calcarenito rudáceo composto por intraclastos carbonáticos dos agregados de calcita fascicular e esferulíticos, com porosidade interpartícula (PP). **B)** Calcarenito formado por intraclastos esferulíticos, fasciculares e microcristalinos (PP). **C)** Detalhe de oóides retrabalhados em Calcarenito rudáceo (PP). **D)** Detalhe de pelóides argilosos substituídos por sílica criptocristalina em um Muddy Shrubstone (XP). **E)** Detalhe dos pelóides argilosos em Shrub-spherulstone (PP). **F)** Detalhe dos pelóides argilosos parcialmente dissolvidos e substituídos por dolomita em Shrub-spherulstone (PP).

6.2.3 Constituintes Secundários

Embora a calcita com hábito fascicular e esferulítico seja o principal constituinte nas rochas *in situ*, ela também ocorre de forma secundária com hábito blocoso, com franjas descontínuas, ao longo das bordas dos agregados ou das partículas, no caso das retrabalhadas (Figura 24A e Figura 24B). Calcita macrocristalina e blocosa ocorrem também preenchendo poros, tanto em amostras *in situ* como nas retrabalhadas.

A dolomita é um constituinte diagenético importante e muito comum nas amostras *in situ* e retrabalhadas. O hábito mais recorrente são romboedros euédricos, que aparecem diversas vezes substituindo a matriz (Figura 24C), agregados de calcita e partículas, no caso das redepositadas. Ocorre também como cimento preenchendo ou circundando poros (Figura 24D).

A dolomita microcristalina ocorre comumente como substituição de matriz e agregados. A dolomita ocorre também como cristais lamelares preenchendo os poros de contração da matriz e substituindo a matriz singenética. Dolomita substitui localmente esferulitos e shrebs (Figura 24E). A dolomita em sela ocorre tanto como cimento quanto como substituição de matriz, agregados e partículas. A dolomita macrocristalina ocorre localmente, como cimento de preenchimento de canal (Figura 24F).

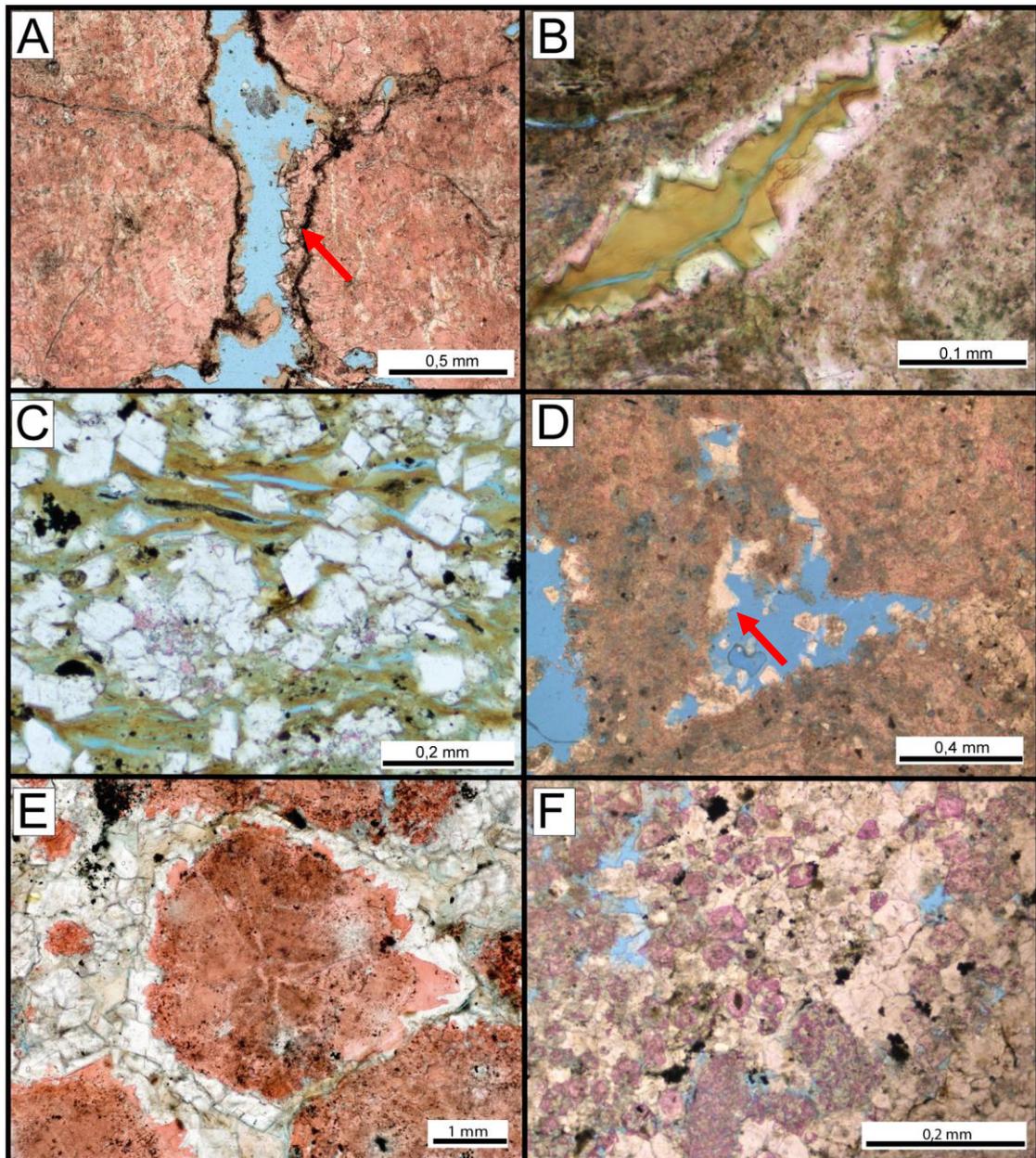


Figura 24: Fotomicrografias dos principais constituintes secundários das lâminas analisadas. **A)** Detalhe de calcita blocosa cobrindo calcita fascicular (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). **B)** Detalhe de calcita blocosa cobrindo agregados de calcita fascicular em Shrubstone. (PP). **C)** Detalhe de matiz sendo substituída por dolomita em Spherulstone. (PP) **D)** Dolomita blocosa cimentando parcialmente poro inter-agregado (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). **E)** Dolomita cobrindo agregado esferulítico em Muddy Spherulstone. (PP) **F)** Dolomita e calcita cimentando poro em Shrubstone. (PP).

A sílica foi descrita como sílica indiferenciada, calcedônia e quartzo. A sílica indiferenciada ocorre como agregados criptocristalinos (Figura 25A), geralmente substituindo a matriz singenética, pelóides e os agregados carbonáticos, e ocorre também localmente como cimento.

A calcedônia ocorre como feixes fibrosos (Figura 25B) e também como agregados esferulíticos (Figura 25C). A calcedônia fibrosa geralmente ocorre como cimento preenchendo poros, mas também substitui pelóides, agregados carbonáticos e matriz. Um hábito particular da calcedônia são pequenos esferulitos.

O quartzo micro- e macrocristalino preenche os poros de dissolução da matriz (Figura 25D), agregados e de partículas, bem como canais, fraturas e poros vugulares. O quartzo também substitui a matriz singenética, intraclastos carbonáticos, pelóides e agregados carbonáticos (Figura 25E e Figura 25F). O quartzo prismático ocorre principalmente como cristais discretos preenchendo poros de dissolução de matriz e agregados, poros interpartículas e vugulares.

A pirita é menos comum, e ocorrem com hábito blocoso, framboidal e microcristalino, substituindo matriz singenética, agregados carbonáticos e intraclastos e dolomita. Barita também ocorre com hábito macrocristalino, poiquilotópico e prismático, preenchendo poros inter-agregado, vugulares e outros poros de dissolução.

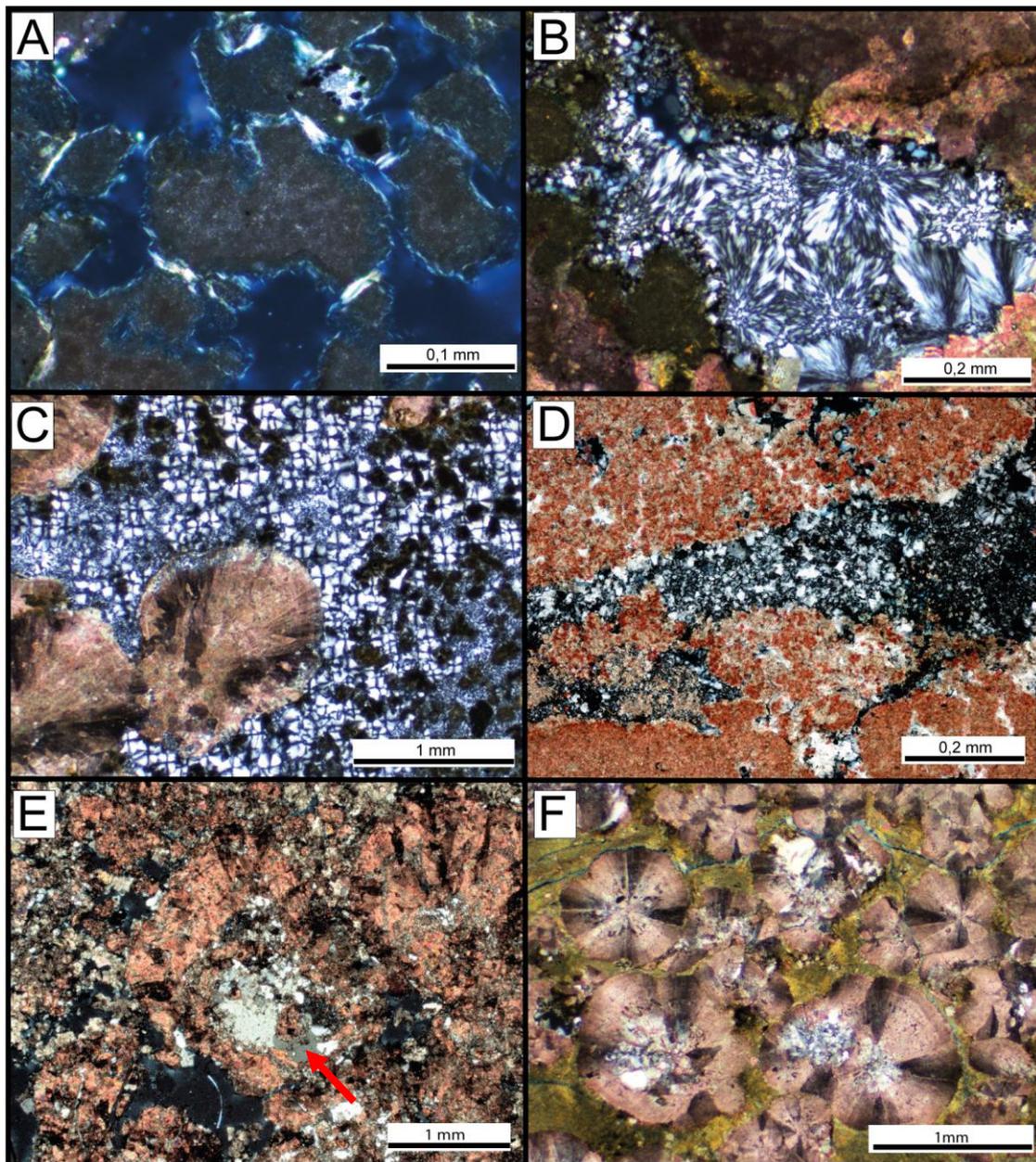


Figura 25: Fotomicrografias dos principais constituintes secundários das lâminas analisadas. **A)** Detalhe de pelóides silicificados em Muddy Shrubstone. (XP). **B)** Cimento de calcedônia em feixes em poro inter-agregado em Shrubstone. (XP). **C)** Calcedônia com hábito esferulítico como cimento em poro vugular em Shrubstone. (XP) **D)** Cimento de quartzo microcristalino Shrubstone. (XP) **E)** Quartzo macrocristalino preenchendo poros intra-agregado (seta vermelha) em shrubstone. (XP) **F)** Esferulitos e formas transicionais para shrubs parcialmente substituídos por quartzo microcristalino. (XP)

6.2.4 Porosidade

O tipo de poro mais importante nas amostras *in situ* corresponde à porosidade inter-agregado (Figura 26A e Figura 26B), seja primária ou por dissolução da matriz. A porosidade de dissolução da matriz é geralmente extensa e identificada algumas vezes apenas por cristais de dolomita “flutuando” dentro dos poros resultantes da dissolução da matriz. Os poros inter-agregado também são parcialmente o resultado da dissolução de pelóides (Figura 26C).

Poros intra-agregado da dissolução dos agregados de calcita também são relativamente comuns nas amostras *in situ* (Figura 26D), cortando a fábrica cristalina. Poros vugulares (Figura 26E) também são extremamente comuns, particularmente em amostras *in situ*, sendo completamente cimentados em rochas fortemente alteradas. Fraturas e poros do canal aparecem com certa frequência.

O tipo de porosidade mais comum em amostras retrabalhadas corresponde aos poros interpartícula, e depois intrapartícula de dissolução de intraclastos (Figura 26F). Outros tipos de poros localmente significativos nessas litologias incluem canal, fratura de rocha e poros vugulares, embora geralmente tenham sido fortemente ou completamente cimentados.

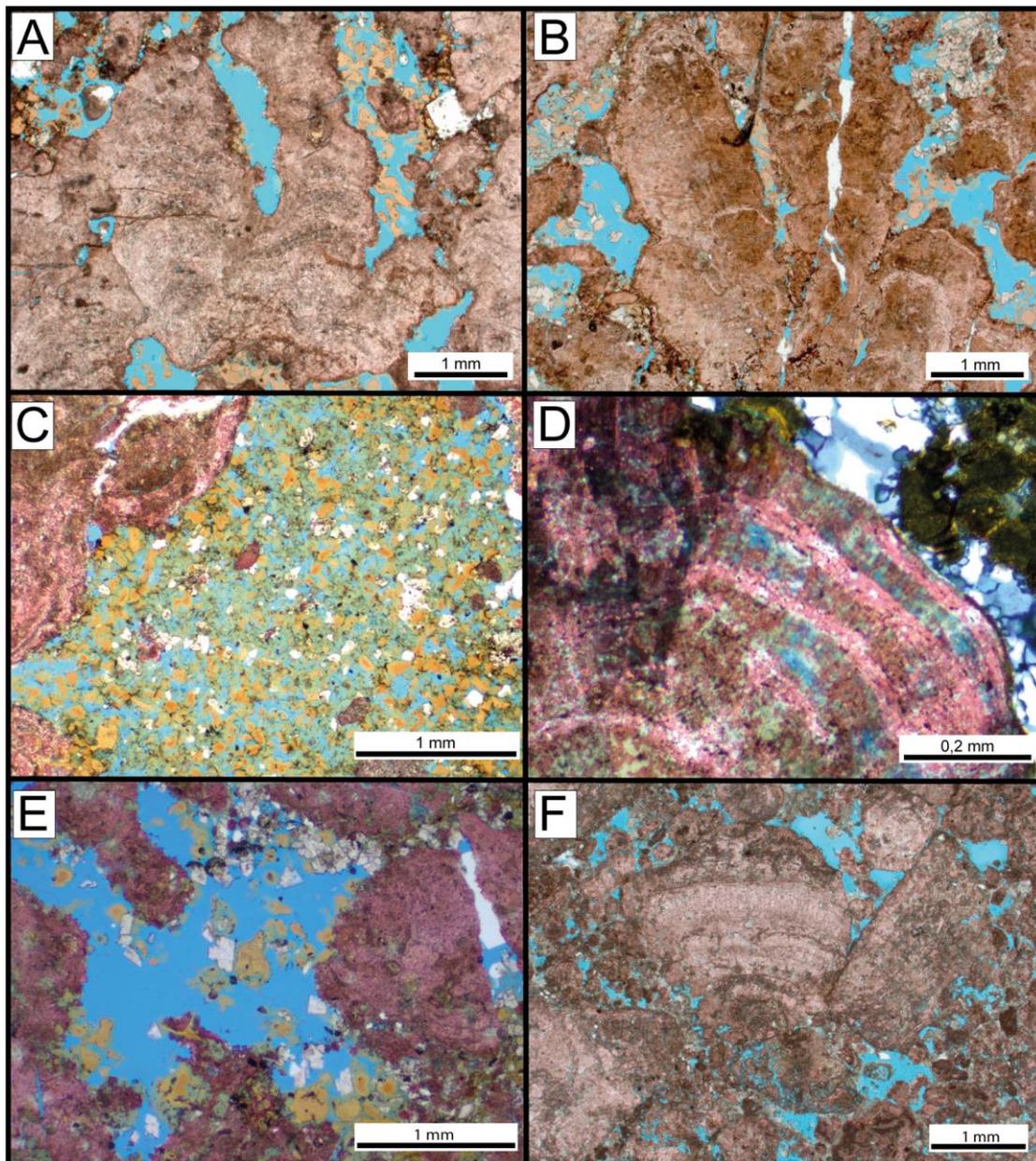


Figura 26: Fotomicrografias dos principais tipos de porosidades encontradas nas lâminas estudadas. **A)** Porosidade inter-agregado em Shrubstone. (PP) **B)** Porosidade inter-agregado e de canal reduzida pelo preenchimento por quartzo em Shrubstone (PP) **C)** Porosidade inter-agregado pela dissolução de pelóides em Shrub-spherulstone. (PP) **D)** Detalhe da porosidade intra-agregado pela dissolução ao longo de linhas de crescimento nos shrubs. (PP) **E)** Porosidade vugular em Shrubstone. (PP) **F)** Porosidade interpartícula em rocha retrabalhada. (PP)

6.3 Amostras escaneadas no μ -CT

Após escaneamento no microtomógrafo, foi possível separar as amostras em três classes principais, (I) rochas *in situ* sem lama, (II) rochas *in situ* lamosas e (III) rochas redepositadas e realizar o cálculo de porosidade para cada amostra (Tabela 5). Apesar de haver essa separação entre as fácies, a variação de constituintes é por muitas vezes milimétrica nas rochas do Pré-sal, então levou-se em conta a predominância do constituinte, e levando em consideração a classificação feita anteriormente através da petrografia.

Tabela 5: Porosidade calculada e dimensão de cada amostra escaneada no microtomógrafo

Profundidade	Dimensões da amostra escaneada (cm)	Resolução do escaneamento	Porosidade Amostras escaneadas %
XX41,29	3 x 1 x 0,8	10 μ m	6,28
XX43,44	2 x 1,2 x 0,4	10 μ m	2,81
XX44,51	3 x 1,5 x 0,5	10 μ m	0,46
XX45,59	3 x 0,9 x 0,9	10 μ m	8,57
XX50.52	3 x 1 x 1	10 μ m	10,05
XX51.25	2,5 x 0,8 x 0,4	10 μ m	1,88
XX53.69	3 x 0,8 x 0,4	10 μ m	3,00
XX55.59	2,6 x 1 x 0,6	10 μ m	10,29
XX56.02	2 x 0,8 x 0,4	10 μ m	18,52
XX56.62	3 x 0,9 x 0,5	10 μ m	3,57
XX57,69	2 x 1,4 x 1,1	10 μ m	9,85
XX58,64	3 x 0,8 x 0,5	10 μ m	2,26
XX59,18	3 x 0,9 x 0,6	10 μ m	2,91
XX60.27	3 x 0,9 x 0,8	10 μ m	1,11
XX62.11	2,5 x 0,8 x 0,6	10 μ m	4,26
XX66.25	3 x 0,6 x 0,6	10 μ m	0,51
XX67.43	3 x 0,8 x 0,9	10 μ m	4,5
XX73.76	1,8 x 0,8 x 0,7	10 μ m	0,1
XX83.73	3 x 0,8 x 0,8	10 μ m	0,01
XX85.74	3 x 1,2 x 0,7	10 μ m	3,42

As rochas *in situ* sem lama (Figura 27) que foram escaneadas configuram fácies dos Shrubstone, Shrub-spherulstone e Spherulstone. Através da aquisição e reconstrução dessas amostras e, de acordo com o que foi visto nas lâminas delgadas, verificou-se que o principal tipo de porosidade é a inter-agregado seguida pela porosidade intra-agregado, com porosidade vugular também presente. Outra porosidade importante nessas amostras é a

microporosidade nos agregados de calcita fascicular e esferulíticos, que, entretanto, com a resolução limitada do equipamento, não é perceptível.

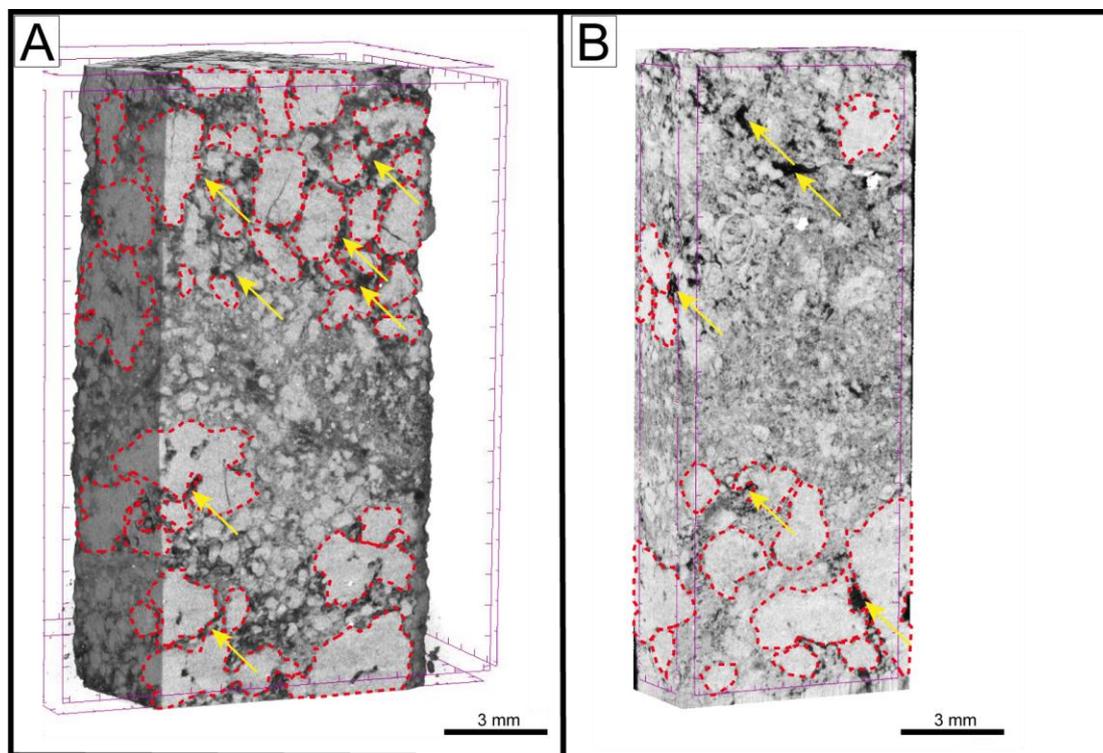


Figura 27: Imagem 3D de shrubstones. **(A)** Agregados fasciculares de calcita circundados por pontilhado em vermelho, setas amarelas indicando porosidade inter-agregado. **(B)** Agregados de calcita fascicular destacados por pontilhado em vermelho. Porosidade vugular marcada pelas setas amarelas.

As amostras escaneadas das fácies *in situ* lamosas apresentam menor porosidade devido a presença da lama entre os shrubs e esferulitos de calcita. A identificação dos minerais através da avaliação de imagens dessas amostras é muito mais difícil quando comparada as fácies sem lama, pois em alguns casos os agregados são menores, o que dificulta a identificação.

Três amostras lamosas foram submetidas ao microtomógrafo (Figura 28), com o propósito de evidenciar como a lama está distribuída através dos outros constituintes. Mudstones foram identificados através dessa técnica e com o auxílio da petrografia, como as rochas com a menor porosidade.

Muddy Shrubstones e Muddy Spherulstones também apresentam porosidade baixa, como mostrado nas imagens 3D, pois a lama se distribui entre os agregados. A principal porosidade dessas litologias é inter-agregado, ocorrendo de forma localizada. Microporosidade nos agregados pode

configurar uma porosidade importante nessas fácies, mas com a resolução de 10 μ m não é possível sua identificação e quantificação.

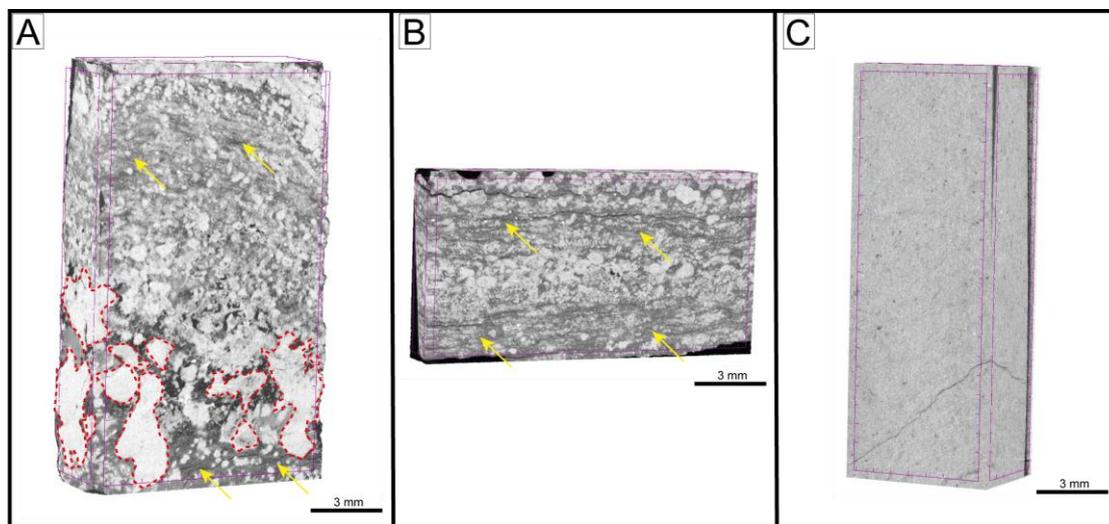


Figura 28: Imagem 3D das principais fácies *in situ* lamosas. **(A)** Muddy Shrubstone de agregados fasciculares grandes com baixa porosidade inter-agregado devido a presença de lama. Nível lamoso marcado pelas setas em amarelo. **(B)** Muddy Spherulstone de agregados esferulíticos e com abundância da lama. **(C)** Mudstone composto basicamente por lama, com pouca a nenhuma porosidade.

As fácies mais porosas são as fácies retrabalhadas. Foram escaneadas 11 amostras que mostraram que há diferentes níveis de retrabalhamento definidos na observação em lâmina petrográfica e extrapolado para as imagens geradas no escaneamento da amostra. O grau de retrabalhamento destas amostras pode ser sutil até mesmo em lâmina petrográfica, é difícil distinguir e avaliar se é uma fácies *in situ* ou levemente retrabalhada.

Com o uso do microtomógrafo, notou-se que a variação na porosidade é muito intensa nas rochas retrabalhadas (Figura 29), em poucos centímetros ocorre grandes intraclastos fasciculares com significativa porosidade interpartícula, vugular e até mesmo intrapartícula, e em outros já não se tem essas feições, devido a compactação mais intensa, e por isso a porosidade pode estar reduzida.

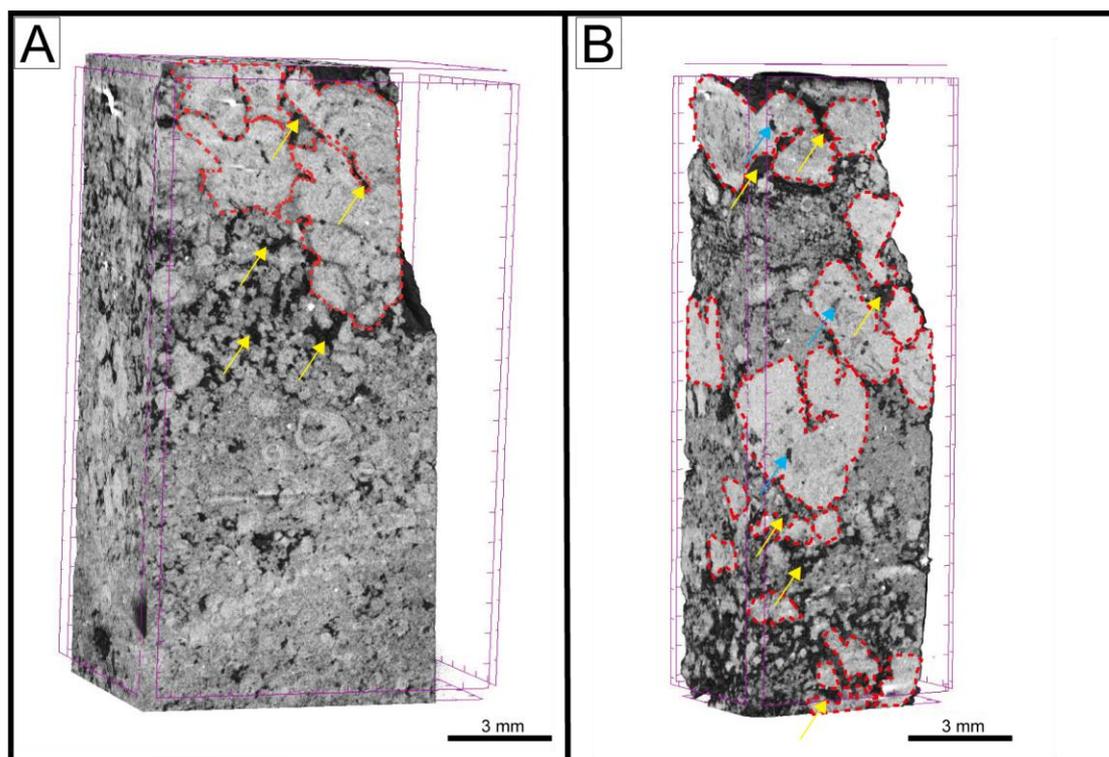


Figura 29: Imagem 3D das fácies redepositadas. **(A)** Calcarenito com grandes intraclastos fasciculares e porosidade interpartícula e vugular marcada pelas setas amarelas. **(B)** Grandes intraclastos fasciculares destacados em amarelo. Porosidade interpartícula marcada pelas setas amarelas e porosidade intrapartícula nas setas azuis.

Após a reconstrução e identificação dos constituintes de interesse, foi possível calcular pelo *software* CTAn a porosidade de todas as 20 amostras selecionadas (Tabela 6).

Tabela 6: Porosidade calculada das amostras escaneadas pelo microtomógrafo com resolução de 10 μm .

	<i>In situ</i> sem lama	<i>In situ</i> lamosas	Redepositadas
\emptyset max	8,57	2,81	18,52
\emptyset min	0,1	0,01	0,5
\emptyset média	5,02	1,09	5,87

As amostras *in situ* sem lama configuram, logo após as fácies retrabalhadas, os melhores valores de porosidade (Figura 30A). Há também nessas amostras uma diferença de porosidade, que pode estar condicionada a quantidade de lama que a amostra contém, sendo que quando não há ou há

menos lama, porosidades melhores são vistas. Amostras *in situ* lamosas apresentam os piores valores de porosidade, devido à presença abundante de lama em seu espaço intersticial (Figura 30B).

As fácies com porosidade mais alta foram as retrabalhadas, chegando até 18,52% de porosidade (Figura 30C). Notou-se também que outras amostras retrabalhadas divergiram dos valores aproximados no geral, o que baixou a média. Uma possível causa é a compactação que a amostra foi submetida, podendo ter contribuído para a redução da porosidade da amostra.

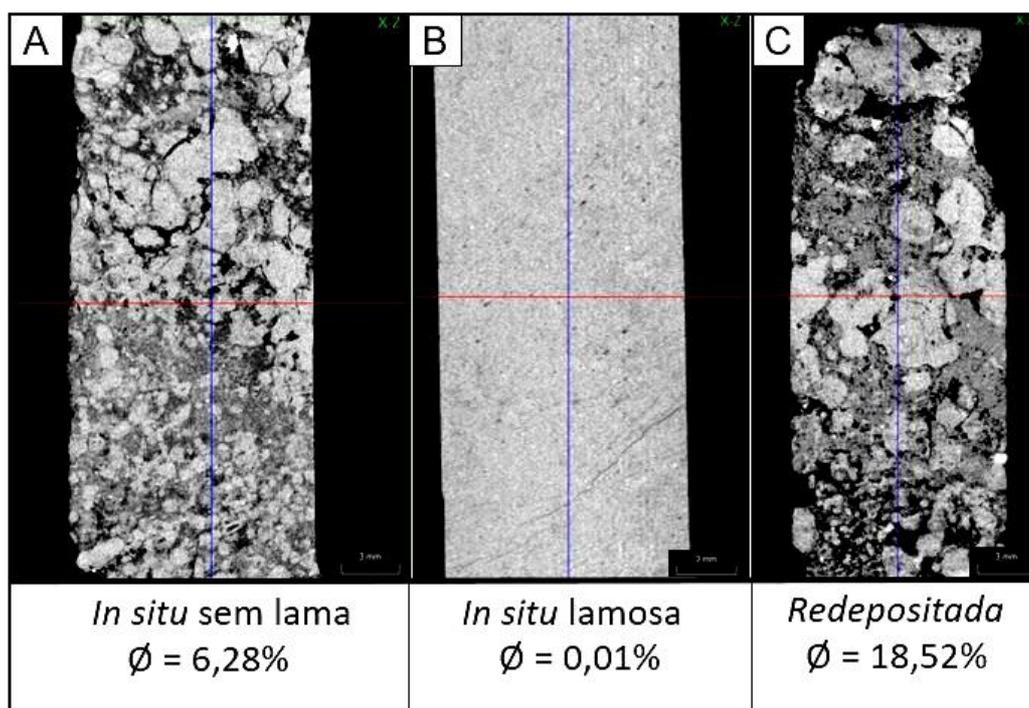


Figura 30: Amostras representativas de cada classe. **(A)** Rocha *in situ* predominantemente sem lama. **(B)** Rocha com predominância de lama. **(C)** Rocha redepositada. Escala 3mm.

7 DISCUSSÃO

7.1 Microtomografia na avaliação de porosidade

A avaliação da porosidade nas rochas do Pré-sal é consideravelmente mais difícil do que em rochas siliciclásticas e carbonáticas convencionais. O sistema é altamente complexo, e caracterizar o espaço poroso é um desafio, já que nenhum sistema de classificação de rochas carbonáticas satisfaz completamente as características dos tipos de poro analisados nessas litologias.

Diversas ferramentas estão sendo utilizadas para caracterizar e otimizar o tempo na classificação da morfologia de porosidade nessas litologias. A microtomografia computadorizada de raios-x mostrou ser uma boa ferramenta no estudo. Através dessa técnica foi possível estimar a porosidade das 20 amostras representativas das fácies principais do poço estudado (Figura 31). De maneira geral, ela corroborou os resultados adquiridos da ANP de ensaios de petrofísica básica (porosidade e permeabilidade), mostrando que os melhores reservatórios são aqueles em rochas redepositadas, seguida pelas rochas *in situ* sem lama.

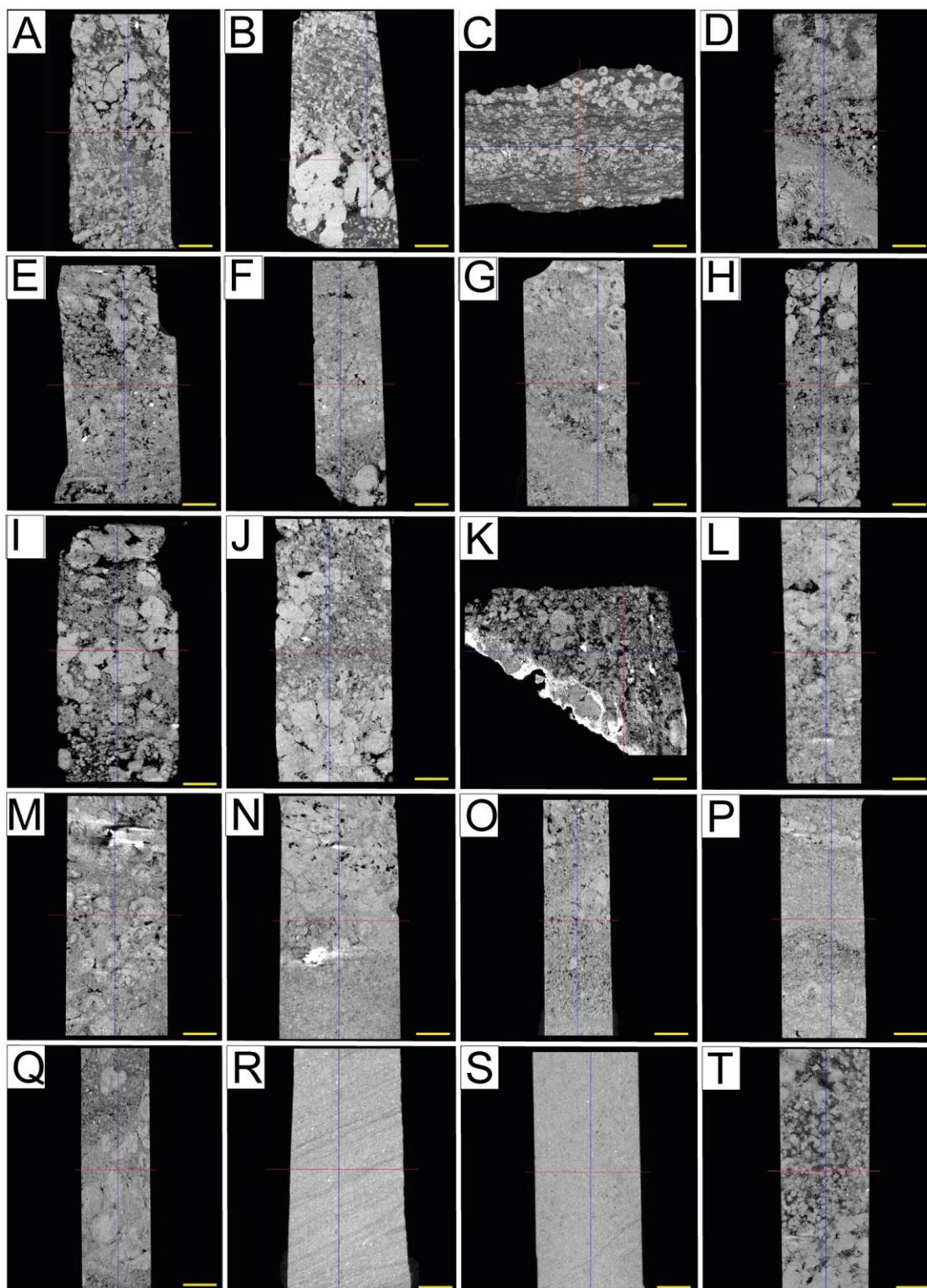


Figura 31: Resultados em 2D de escaneamento realizado através da microtomografia de raios-x das 20 amostras seleccionadas. Escala = 4mm. **(A)** Shrubstone. **(B)** Muddy Shrubstone. **(C)** Muddy Spherulstone. **(D)** Shrubstone. **(E)** Calcarenito rudáceo. **(F)** Shrubstone. **(G)** Calcarenito. **(H)** Calcarenito rudáceo. **(I)** Calcarenito rudáceo. **(J)** Shrubstone. **(K)** Shrub-spherulstone. **(L)** Calcarenito. **(M)** Calcarenito rudáceo. **(N)** Calcarenito rudáceo. **(O)** Calcarenito. **(P)** Calcarenito. **(Q)** Shrub-spherulstone. **(R)** Spherulstone. **(S)** Mudstone. **(T)** Spherulstone.

De maneira geral, essas análises serviram para entender melhor o gráfico de dispersão de porosidade *versus* permeabilidade, resultados de ensaios de petrofísica básica adquiridos da ANP, mostrando que os melhores reservatórios são realmente aqueles em rochas redepositadas e rochas *in situ* sem lama (Figura 32).

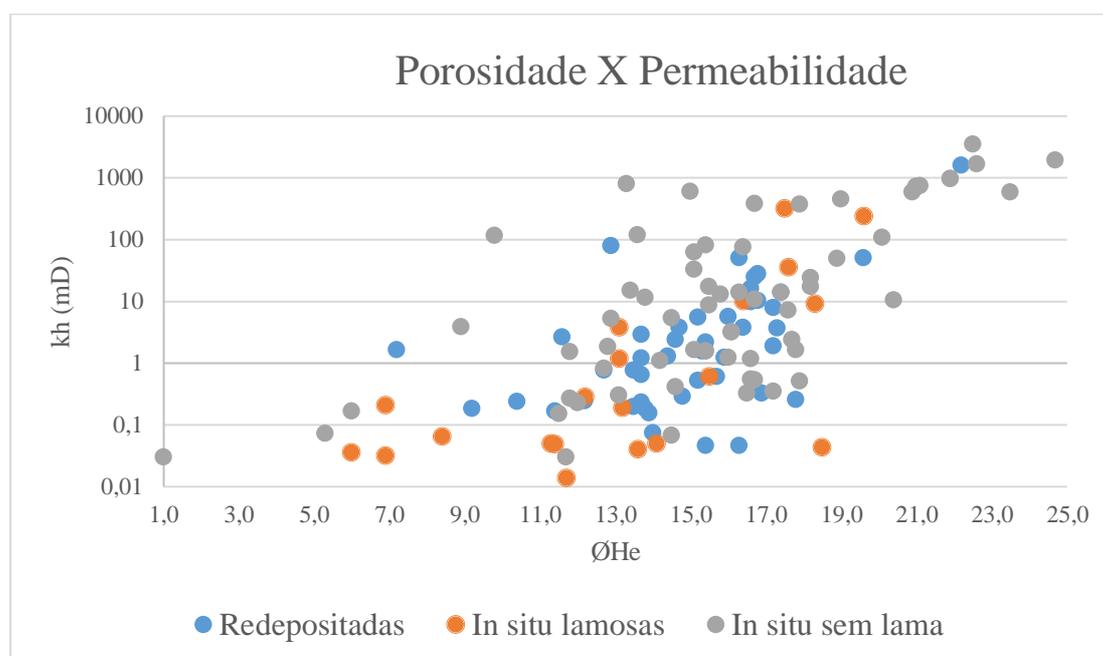


Figura 32: Resultados de análise petrofísica convencional de 131 amostras do poço em estudo, adquiridos pelo Projeto Genesis, plotados no gráfico de Porosidade X Permeabilidade.

Ademais, a técnica mostrou-se viável para caracterizar as estruturas internas da amostra, e como não é um método destrutível, pode-se encaminhar as amostras posteriormente para outros ensaios analíticos.

A microtomografia foi importante para ver em outra escala o que estava sendo visto em lâmina e nesse sentido, fazer a integração dos dois métodos foi de extrema importância para dar um significado geológico para o que estava sendo analisado pelas imagens da adquiridas pelo método (Figura 33). Isso, porque por essa técnica é possível distinguir os materiais através da diferença de densidade dos materiais. Como a maior parte dessas rochas é composta por calcita, e o material secundário mais importante é a dolomita, minerais de densidade semelhante, não é possível realizar a distinção do material somente pela microtomografia, necessitando-se do auxílio da petrografia.

Essas análises permitiram determinar variações granulométricas nas rochas retrabalhadas e variações no tamanho dos agregados nas rochas *in situ* significativas em poucos centímetros, confirmadas pela análise das lâminas delgadas (Figura 34). Essa rápida mudança dos constituintes e da porosidade dificulta a avaliação das amostras, pois o cálculo é realizado fazendo uma média do volume total de amostra. É necessário ter cuidado para não computar apenas uma região de interesse (ROI), mas cobrir o máximo possível das amostras e gerar resultados representativos do todo.

Percebe-se também limitações para a técnica na avaliação da microporosidade, importante em muitas amostras. A resolução dos escaneamentos foi realizada em 10 μm , resolução na qual não é possível detectar poros tão pequenos, cuja caracterização foi possível na petrografia.

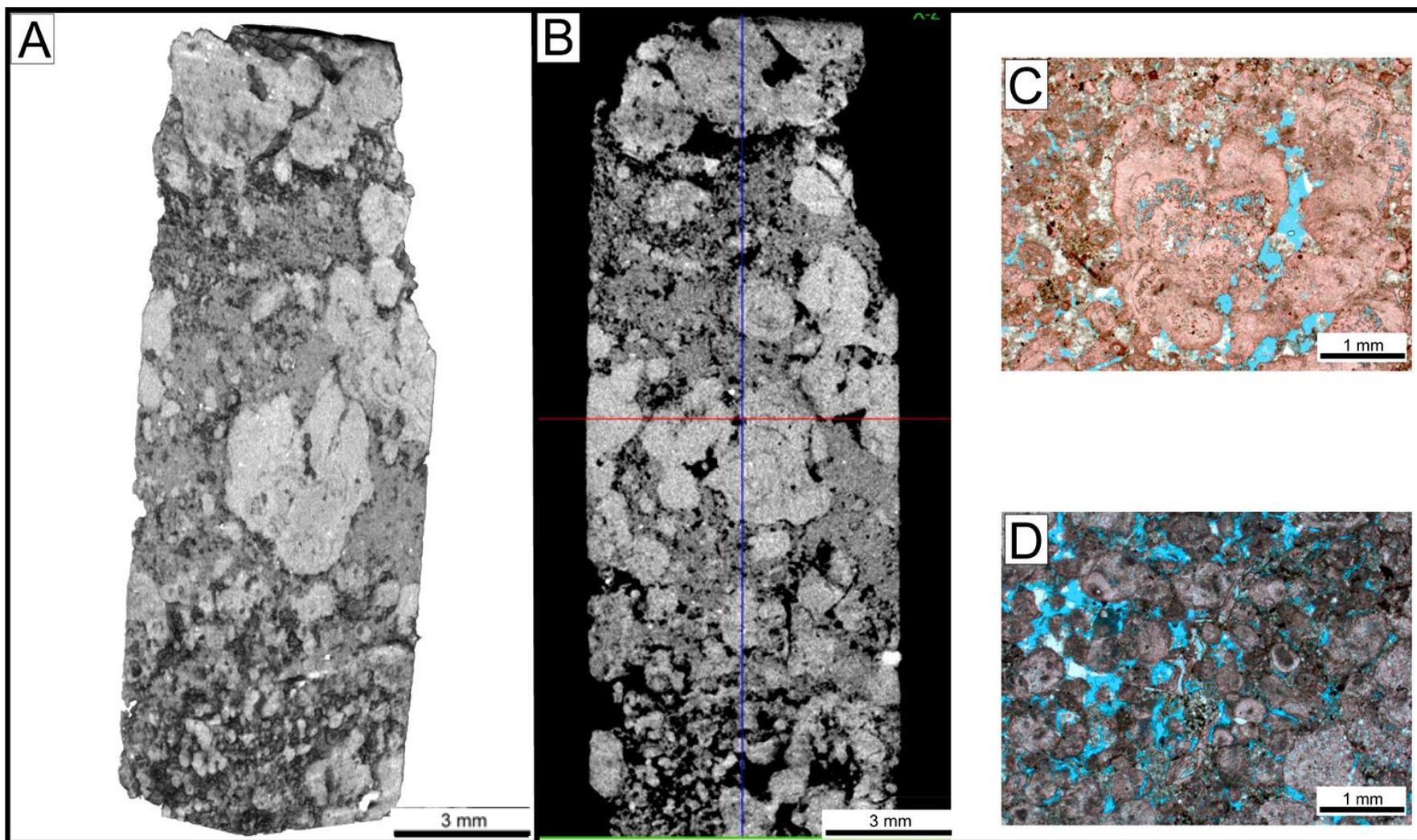


Figura 33: Integração de imagens tomográficas em 3D e 2D com fotomicrografias de lâminas delgadas, evidenciando elementos vistos em três escalas diferentes. **(A)** Calcarenito rudáceo em 3D, com variação de granulometria ao longo da amostra, porosidade interpartícula, intrapartícula e vugar. **(B)** Seção 2D do Calcarenito rudáceo. **(C)** Porosidade intrapartícula em intraclastos fascicular dissolvido e interpartícula. **(D)** Porosidade interpartícula em rocha retrabalhada.

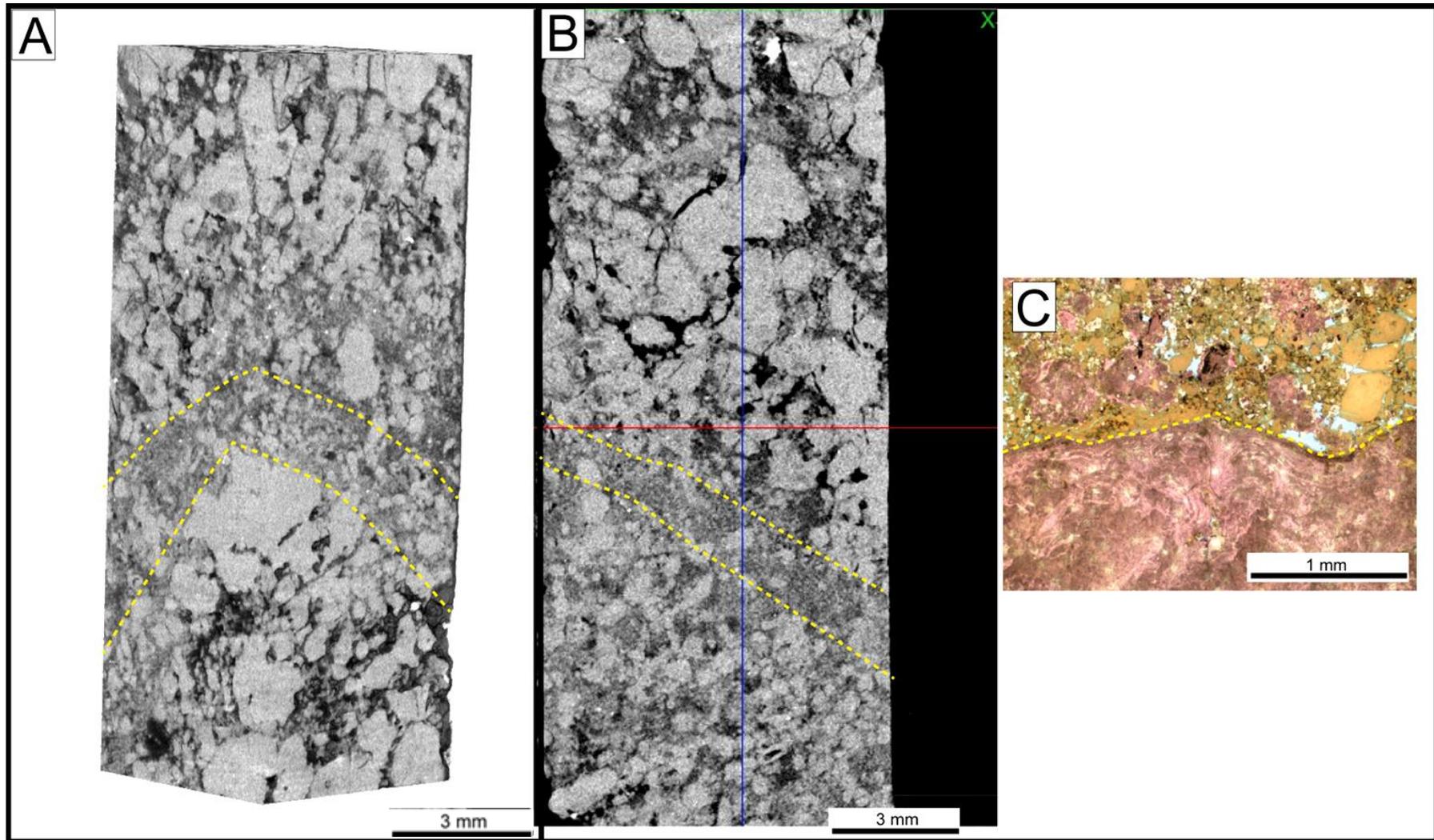


Figura 34: Integração de imagens tomográfica em 3D e 2D e fotomicrografias de lâminas delgadas, evidenciando uma variação no tamanho dos agregados de calcita em poucos centímetros e contato entre duas fácies diferentes em pequena escala. **(A)** Shrubstone em 3D, com diferença de no tamanho dos agregados ao longo da amostra. **(B)** Seção 2D do Shrubstone. **(C)** Detalhe do contato entre Shrubstone e Muddy Shrubstone.

7.2 Porosidade

As rochas da seção sag da Formação Barra Velha, objeto deste estudo, apresentam variação no tipo de porosidade e permeabilidade. Essas litologias possuem um sistema altamente complexo, devido aos padrões deposicionais e diagenéticos que controlam as propriedades de porosidade e permeabilidade.

As rochas com porosidade mais significativas são as rochas redepositadas, com predominância na porosidade interpartícula, que geralmente está controlada pelo arranjo das partículas. A porosidade intrapartícula é também importante nessas rochas. Porosidades de canal, fratura e vugular ocorrem com menor frequência, mas quando estão presentes na rocha, aumentam de forma significativa os valores de porosidade e permeabilidade, pois são poros grandes com boa conexão. Tipos de poros encontrados nessas amostras são mostrados na Figura 35.

As rochas *in situ* sem lama, principalmente os Shrubstones e Spherulstones, apresentam também bons valores de porosidade, principalmente quando há a dissolução total da matriz singenética. Porosidade inter-agregado é o principal tipo nessas rochas. A porosidade intra-agregado também ocorre com frequência.

Rochas *in situ* lamosas no geral apresentam baixos volumes de espaços vazios, devido a presença de matriz entre os agregados. A principal porosidade nessas rochas ocorre quando há uma dissolução parcial da matriz.

Microporosidade ocorre na matriz e devido à dissolução dos agregados de calcita fascicular e esferulítica, sendo importante parte da porosidade total, mas contribuem pouco para a permeabilidade.

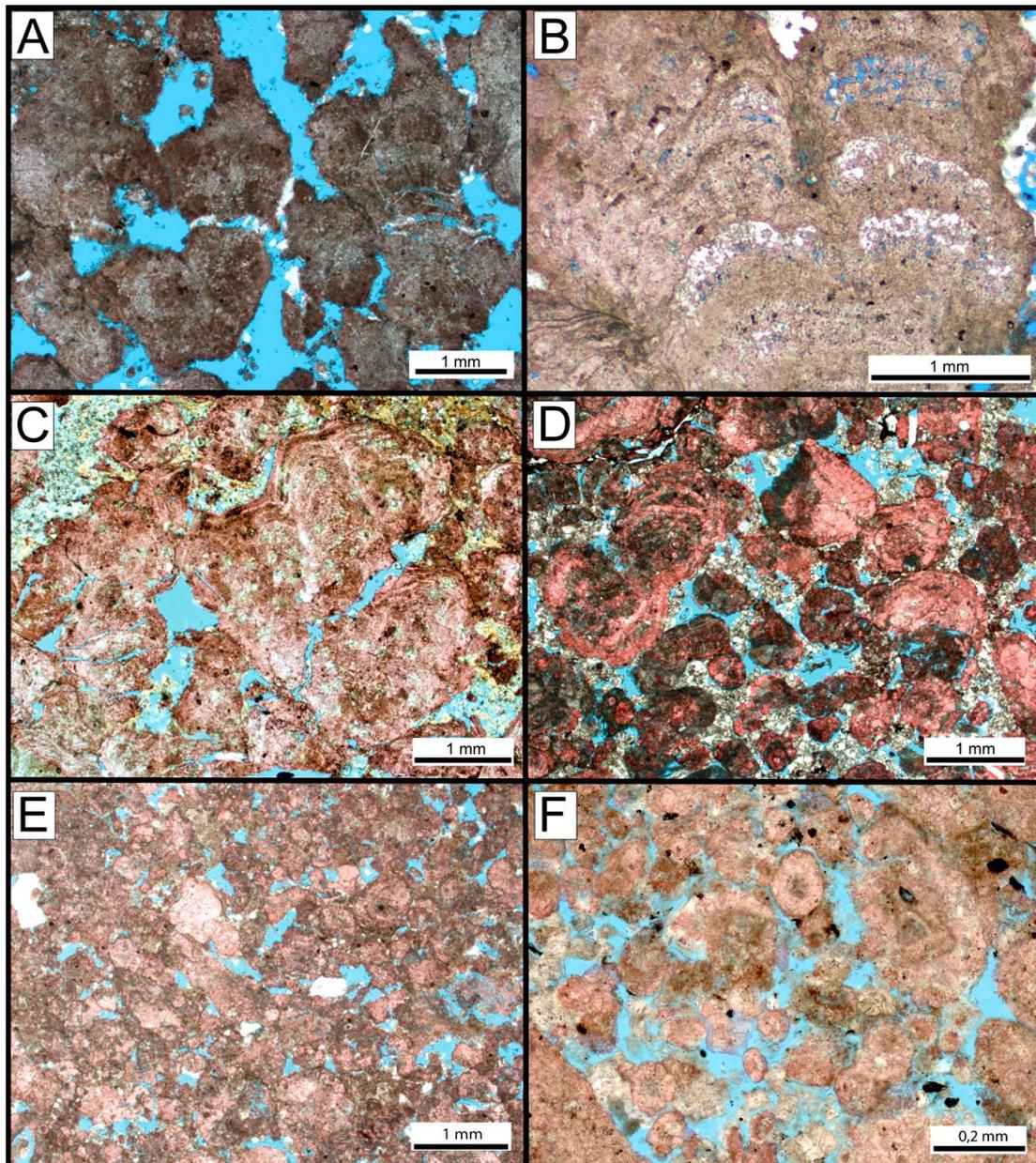


Figura 35: Fotomicrografias evidenciando principais tipos de porosidade. **A)** Poros inter-agregado alargado como poros vulgares em Shrubstone. (PP). **B)** Porosidade intra-agregado parcialmente ocupada por quartzo prismático em Shrub-spherulstone. (PP). **C)** Porosidade inter-agregado de contração e dissolução da matriz em Muddy Shrubstone. (PP). **D)** Porosidade interpartícula parcialmente ocupada por dolomita blocosa em rocha redepositada. (PP). **E)** Poros intrapartícula e interpartícula em calcarenito. (PP). **F)** Detalhe de porosidade interpartícula localmente alargada como poro vulgares em Calcarenito rudáceo. (PP).

7.2.1 Feições que contribuem para a porosidade

A principal feição que contribui para a porosidade nas amostras estudadas foi a dissolução parcial ou total da matriz singenética estevensítica e sua contração (Figura 36A). Em boa parte dos casos estudados, a dissolução gerou espaço entre os agregados de calcita, configurando o principal tipo de porosidade nessas rochas (Figura 36B e Figura 36C). A dissolução da matriz contribui também para uma melhor permeabilidade (Figura 36D).

A dissolução parcial ou total dos agregados, partículas e dissolução dos agregados de calcita igualmente reflete em bons valores de porosidade. A ocorrência de porosidade de fratura e canal somados à dissolução de matriz e/ou de constituintes diagenéticos aumentam os valores de permeabilidade e porosidade nas amostras analisadas. (Figura 36E e Figura 36F).

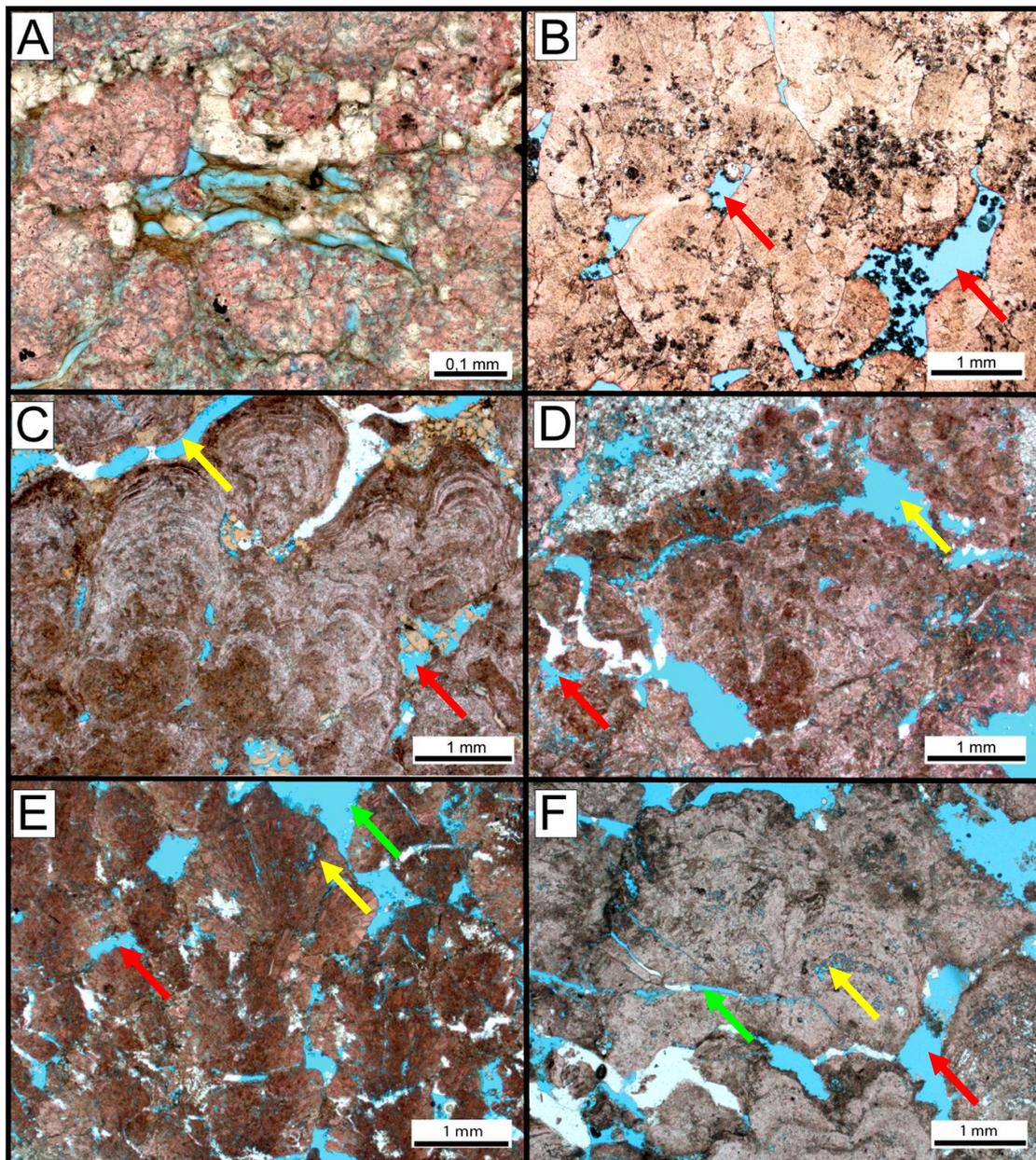


Figura 36: Fotomicrografias dos tipos de poro encontrados nas lâminas delgadas. **A)** Poros de contração da matriz parcialmente substituída por dolomita blocosa em Calcarenito. (PP). **B)** Poros inter-agregado (seta vermelha) em Shrubstone. (PP). **C)** Poros inter-agregado (seta vermelha) e de fratura (seta amarela) em Shrub-Spherulstone. (PP). **D)** Porosidade inter-agregado (seta vermelha) e de fratura parcialmente alargada como poros vugulares (seta amarela) em Shrubstone. (PP). **E)** Porosidade Inter-agregado (seta vermelha), intra-agregado, vugular (seta verde) em Shrubstone. (PP) **F)** Poros inter-agregado (seta vermelha), intra-agregado (seta amarela) e de fratura (seta verde) em Shrubstone. (PP).

7.2.2 Feições que reduzem a porosidade e permeabilidade

A diagênese controla a porosidade e permeabilidade dos depósitos de carbonatos do Pré-sal, modificando e redistribuindo os espaços vazios das rochas. A compreensão desses processos diagenéticos e o quanto eles impactam nos produtos finais é importantíssimo para a caracterização dos reservatórios, sendo uma informação valiosa para exploração das reservas de hidrocarboneto.

O principal constituinte que contribui para a redução da porosidade é a dolomita blocosa (Figura 37A), que ocorre preenchendo poros de dissolução da matriz e de intraclastos carbonáticos e dos agregados de calcita fascicular ou esferulíticos. Dolomita blocosa também ocorre preenchendo poros inter-agregado, cobrindo esses agregados e diminuindo o espaço vazio (Figura 37B, Figura 37C, Figura 37D e Figura 37E).

Dolomita macrocristalina ocorre preenchendo poros de fratura, diminuindo a porosidade e a permeabilidade, desde que as fraturas ocorrem como feição de conexão entre poros. Dolomita macrocristalina também ocorre preenchendo poros intra-agregado.

Dolomita microcristalina preenche poros interpartícula e inter-agregado. Dolomita em sela preenche poros interpartícula primários e também aqueles da dissolução de intraclastos. Dolomita em sela ocorre também preenchendo poros inter-agregado, intra-agregado, vugular e de canal em rochas *in situ*.

Calcita blocosa, macrocristalina e microcristalina ocorrem preenchendo poros intrapartícula, interpartícula, inter-agregado, intra-agregado, vugular e fraturas, diminuindo a porosidade de algumas das amostradas estudadas (Figura 37F).

Nas amostras estudadas, a sílica ocorre como fases sílica criptocristalina, calcedônia fibrosa e esferulítica, e como quartzo. A sílica criptocristalina ocorre substituindo as argilas magnesianas da matriz laminada e os pelóides argilosos (Figura 38A). O quartzo microcristalino e macrocristalino substituem diretamente a matriz argilosa, agregados de calcita e intraclastos, e preenchem poros de fratura (Figura 38B), vugular e de canal. A calcedônia e o quartzo ocorrem substituindo diretamente os agregados de

calcita, intraclastos carbonáticos e matriz argilosa, ou preenchendo vugs, fraturas e poros gerados pela dissolução tanto da matriz ou dos agregados de calcita (Figura 38C e Figura 38D).

O quartzo prismático geralmente ocorre como cristais em poros de dissolução (Figura 38E). A ocorrência de quartzo prismático associado à dolomita em sela, calcita grossa e sulfetos em fraturas e canais é semelhante à observada por Lima & De Ros (2019) e por Lima *et al.* (2020) em rochas equivalentes da Bacia de Campos, e por eles interpretada como de origem hidrotermal.

Outro constituinte que ocorre obliterando a porosidade dessas amostras é a barita (Figura 38F). Ela ocorre com hábito macrocristalino preenchendo poros interpartícula, inter-agregado e vugular. Barita poiquilotópica preenche poro vugulares e barita prismática ocorre preenchendo poro interpartícula e inter-agregado.

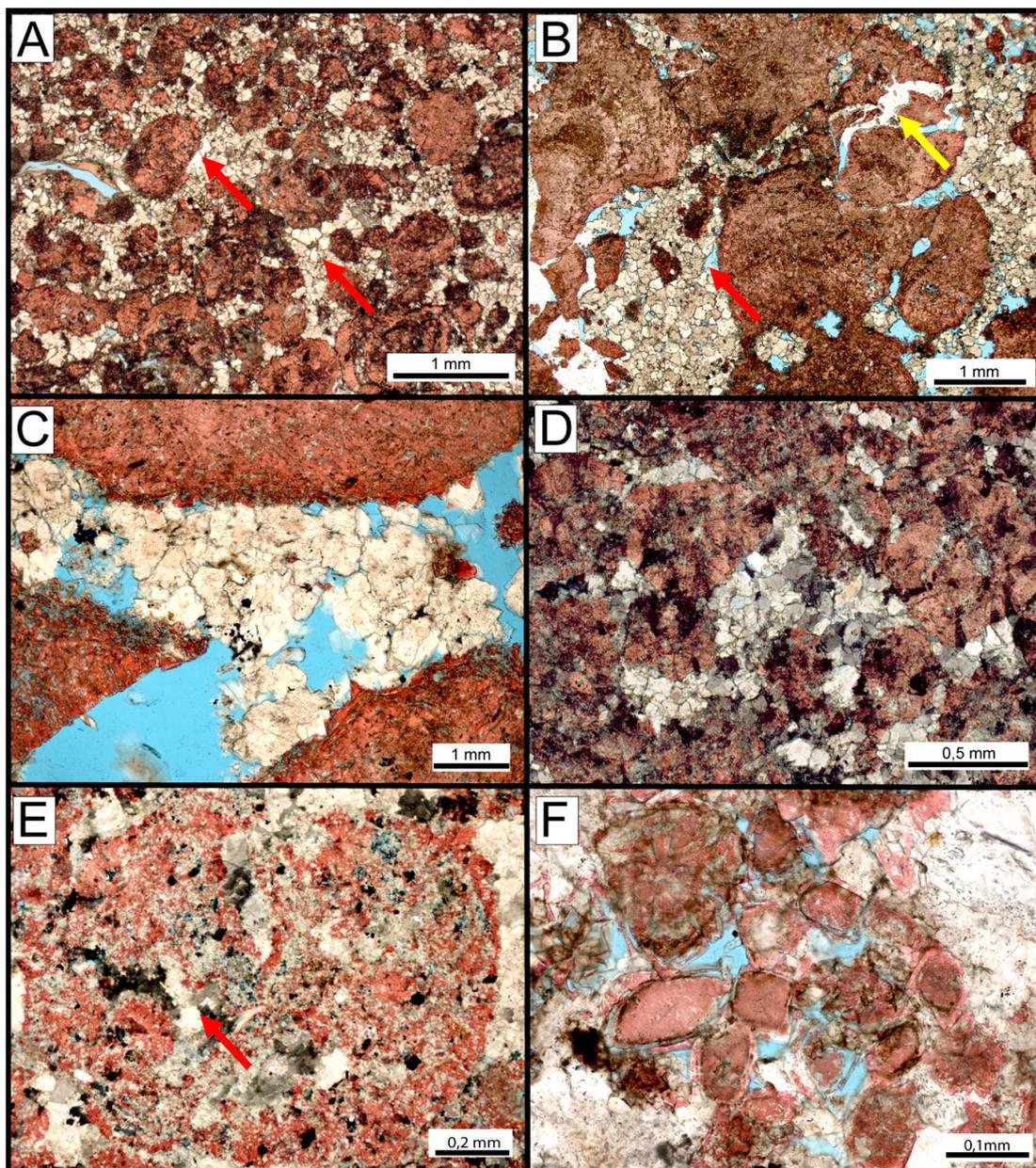


Figura 37: Fotomicrografias dos principais constituintes que contribuem para a redução da porosidade. **A)** Dolomita blocosa preenchendo porosidade interpartícula (setas vermelhas). (PP). **B)** Porosidade inter-agregado (seta vermelha) reduzida por dolomita blocosa e quartzo macrocristalino preenchendo fraturas (seta amarela). (PP). **C)** Detalhe da dolomita blocosa preenchendo porosidade e reduzindo a conectividade entre poros. (PP). **D)** Detalhe da dolomita blocosa preenchendo poros inter-agregado. (XP) **E)** Detalhe da dolomita blocosa preenchendo poros intra-agregado (seta vermelha). (XP). **F)** Calcita blocosa preenchendo porosidade inter-agregado. (PP)

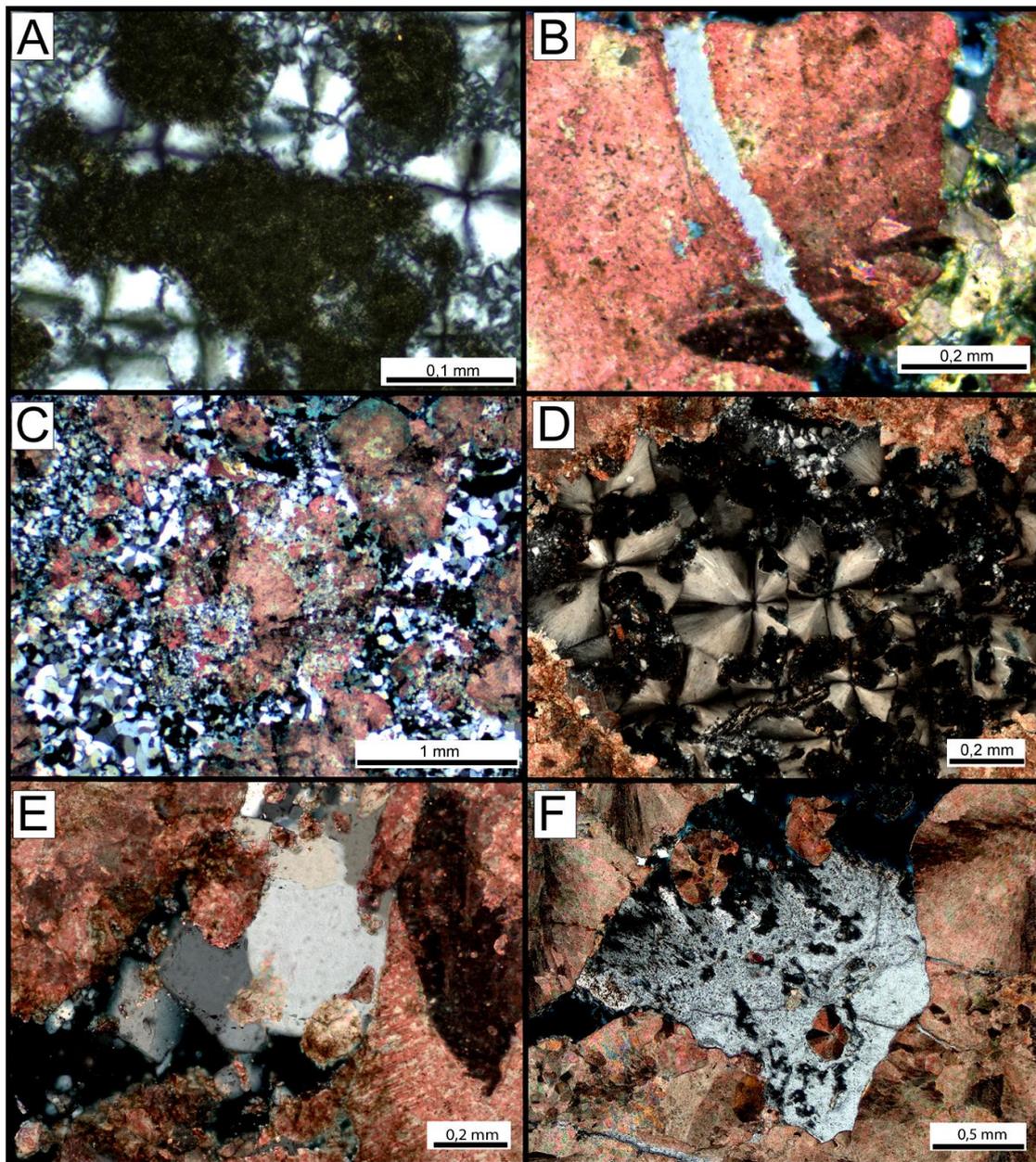


Figura 38: Fotomicrografias dos principais constituintes que contribuem para a redução da porosidade. **A)** Substituição por sílica criptocristalina de pelóides e cimentação por esferulitos de calcedônia reduzindo a porosidade. (XP). **B)** Quartzo macrocristalino preenchendo porosidade de canal em agregado de calcita fascicular. (XP). **C)** Intensa silicificação por quartzo preenchendo porosidade inter-agregado e quartzo microcristalino substituindo agregados esferulíticos. (XP). **D)** Esferulitos de calcedônia preenchendo porosidade inter-agregado. (XP). **E)** Cimento de quartzo prismático preenchendo porosidade inter-agregado. (XP). **F)** Cimento de barita preenchendo porosidade inter-agregado. (XP).

8 CONCLUSÕES

- Através da descrição de dois intervalos de testemunhos com suporte da caracterização petrográfica de um poço na seção sag do intervalo Pré-Sal da Bacia de Santos foi possível definir 6 fácies *in situ*: Shrubstones, Muddy Shrubstones, Spherulstones, Muddy Spherulstones, Shrub-spherulstones e Mudstones, e 3 fácies redepositadas: Calcarenitos, Calcarenitos Rudáceos e Calcirruditos. Foram definidas 3 petrofácies para o conjunto de lâminas delgadas analisadas no poço: *in situ* sem lama, *in situ* lamosas e redepositadas.
- Os principais constituintes das litologias estudadas são matriz singenética de filossilicatos magnesianos, que em muitos casos está dissolvida e/ou substituída, e a calcita, que ocorre na forma de shrubs fasciculares e esferulitos.
- A presença e preservação da matriz diminui consideravelmente a porosidade e a permeabilidade dessas rochas. Outros constituintes secundários como dolomita blocosa, microcristalina e em sela, e o quartzo macrocristalino contribuem para a redução da porosidade, e em alguns casos são os responsáveis pela obliteração de poros de canal e vugulares, diminuindo a permeabilidade das amostras.
- A porosidade mais importante foi definida como inter-agregado no caso das rochas *in situ* e interpartícula nas retrabalhadas, seguido pela porosidade intra-agregado e depois pela porosidade vugular e de canal.
- A microporosidade constitui parte significativa da porosidade total dessas rochas, mas não contribui para sua permeabilidade.
- O uso da microtomografia computadorizada de raios-X mostrou ser uma ferramenta útil para o entendimento da distribuição da porosidade, e

para auxiliar a petrografia na caracterização da distribuição dos constituintes.

- A variação das litologias características do Pré-sal pode ocorrer em escala milimétrica, o que dificulta a avaliação da porosidade por meio da microtomografia, que calcula a porosidade média do volume da amostra.
- A correlação e integração das técnicas de microtomografia computadorizada e petrografia com dados de petrofísica básica corroboram que as fácies mais porosas da seção Pré-Sal da área estudada na Bacia de Santos são as rochas redepositadas, seguidas por rochas *in situ* sem lama.
- Espera-se que os resultados desse trabalho possam contribuir para o entendimento dos aspectos primários, secundários e da porosidade característica das litologias da fase sag do Pré-sal da Bacia de Santos. Trabalhos futuros poderão incluir dados mais detalhados de correlação entre lâmina e dados de microtomografia.

REFERÊNCIAS

- Abelha, M. & Petersohn, E. (2018) The State of the Art of the Brazilian Pre Salt Exploration. AAPG Annual Convention & Exhibition, Salt Lake City, Utah. ANP: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/State_art_pre-salt_Brazil_AAPG_2018.pdf
- ANP (2021) Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, janeiro 2021 / Número 125, 40 p. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021-01-boletim.pdf>
- Archie G. E, 1952. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. AAPG Bulletin 36, 2:278–298.
- Ahr, W M. 2008. Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks, 277 p.
- Azerêdo, A.C., Duarte, L.V. and Silva, A.P., 2021. The challenging carbonates from the Pre-Salt reservoirs, offshore Brazil: facies, diagenesis and palaeoenvironment. Journal of South American Earth Sciences, v. 108, 103202.
- Barnett, A.J., Obermaier, M., Amthor, J., Juk, K., Camara, R., Sharafodin, M. and Bolton, M., 2018. Origin and significance of thick carbonate grainstone packages in nonmarine successions: a case study from the Barra Velha Formation, Santos Basin. AAPG Search and Discovery Article #11116.
- Basso, M. & Kuroda, M. & Vidal, A.. (2017). Análise geológica e petrofísica de um bloco de travertino como análogo de reservatório de hidrocarbonetos. Geologia USP. Série Científica. 17. 211. 10.11606/issn.2316-9095.v17-337.
- Bramkamp, R.A. & Powers, R.W. (1958) Classification of Arabian carbonate rocks. Geological Society of America Bulletin, v. 69, p. 1305–1318.
- Brelaz, L., Ribeiro, M. e Mendes, I.. (2019). Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha, Pré-sal da Bacia de Santos, Brasil. 1-6. 10.22564/16cisbgf2019.047.
- Carminatti, M., Dias, J. L. e Wolf, B. (2009). From Turbidites to Carbonates: Breaking Paradigms in Deep Waters Proceedings, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 4-7 May 2009, 7 pp.

- Carramal, N.G., Oliveira, D.M., Cacela, A.S.M., Cuglieri, M.A.A., Rocha, N.P., Viana, S.M., Toledo, S.L.V., Pedrinha, S. and De Ros, L.F. (2022) Paleoenvironmental insights from the deposition and diagenesis of Aptian Pre-Salt magnesium silicates from the Lula Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, v. 92, p. 12–31. <https://doi.org/10.2110/jsr.2020.139>
- Ceraldi, T. S., e Green, D. (2017). Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. *Geological Society, London, Special Publications*, 438(1), 77-98.
- Chafetz, H. S. e Guidry, S. A. (1999), Bacterial shrubs, crystal shrubs, and ray-crystal shrubs: bacterial vs. abiotic precipitation. *Sedimentary Geology*, 126(1-4), 57-74.
- Choquette, P. W., and L. C. Pray, 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: *AAPG Bulletin*, v. 54, p. 207– 250.
- Cnudde, Veerle & Masschaele, Bert & Dierick, Manuel & Vlassenbroeck, Jelle & Hoorebeke, Luc & Jacobs, Patric. 2006. Recent progress in X-ray CT as a Geosciences Tool. *Applied Geochemistry*. 21. 826-832.
- Dickinson, J.A.D. (1966) Carbonate Identification and Genesis as Revealed by Staining. *Journal of Sedimentary Petrology*, 36, 491-505.
- De Ros, L.F. Goldberg, K., Abel, M., Victoreti, F.I., Mastella, L., Castro, E. 2007. Advanced Acquisition and Management of Petrographic Information from Reservoir Rocks Using the PETROLEDGE ® System. *In: AAPG, Annual Convention and Exhibition, 2007*. p. e4. The American Association of Petroleum Geologists, Long Beach, CA, USA, Extended Abstracts CD, 6pp.
- De Ros, L.F. & Oliveira, D.M. An operational classification system for the South Atlantic Pre-Salt rocks. *In prep.*
- Estrella, G. O., Azevedo, R. L. M., Formigli Filho, J. M. 2009. Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades, in J. P. R. Veloso (coord.). *Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil*. Rio de Janeiro, José Olympio, pp. 67-78.
- Farias, F., Szatmari, P., Bahniuk, A. and França, A.B., 2019. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin - genesis and tectonic implications. *Marine and Petroleum Geology*, v. 105, p. 251–272.
- Folk, R.L., 1968, *Petrology of Sedimentary Rocks: Austin, Texas*, Hemphill Publishing Company, 182 p.

- Fouke, B. W., Farmer, J. D., Des Marais, D. J., Pratt, L., Sturchio, N. C., Burns, P. C., and Discipulo, M. K. (2000). Depositional facies and aqueous-solid geochemistry of travertine-depositing hot springs (Angel Terrace, Mammoth Hot Springs, Yellowstone National Park, USA). *Journal of Sedimentary Research*, 70(3), 565-585.
- Freitas, V.A., Travassos, R.M. e Cardoso, M.B. (2019). Bacia de Santos. Sumário Geológico e Setores em Oferta, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 16o Rodada de Solicitações. 19pp.
- Gomes, J.P., Bunevich, R.B., Tedeschi, L.R., Tucker, M.E., and Whitaker, F.F. (2020) Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, 113, 104-176.
- Folk, R.L., 1968, *Petrology of Sedimentary Rocks*: Austin, Texas, Hemphill Publishing Company, 182 p.
- Garcia, Savio & Danderfer, André & Frizon de Lamotte, Dominique & Rudkiewicz, Jean-Luc. (2012). Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*. 42. 433-450.
- Grotzinger, J. P., e Knoll, A. H. (1999). Stromatolites in Precambrian carbonates: evolutionary mileposts or environmental dipsticks?. *Annual review of earth and planetary sciences*, 27(1), 313-358.
- Herlinger Jr., R., Zambonato, E.E. e De Ros, L.F. (2017) Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, v. 87, p. 1285-1313.
- Herlinger, Ronaldo & Vidal, Alexandre. (2022). X-ray μ Ct extracted pore attributes to predict and understand Sor using ensemble learning techniques in the Barra Velha Pre-Salt carbonates, Santos Basin, Offshore Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Hosa, A., Wood, R.A., Corbett, P.W.M., Schiffer de Souza, R. and Roemers, E., 2020. Modelling the impact of depositional and diagenetic processes on reservoir properties of the crystal shub limestones in the 'Pre-Salt' Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 112, 104100.

- Hounsfield, G.N. 1973. Computerized Transverse Axial Scanning (Tomography). Part 1. Description of System. *The British Journal of Radiology*, 46, 1016-1022.
- Lima, B. E. M., e De Ros, L. F. (2019). Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology*, 383, 55-81.
- Lima, B. E. M., Tedeschi, L. R., Pestilho, A. L. S., Santos, R. V., Vazquez, J. C., Guzzo, J. V. P., and De Ros, L. F. (2020). Deep-burial hydrothermal alteration of the Pre-Salt carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil: Evidence from petrography, fluid inclusions, Sr, C and O isotopes. *Marine and Petroleum Geology*, 113(2020), 104-143.
- Lima, Inayá & Appoloni, Carlos & de Oliveira, Luís & Lopes, Ricardo. 2021. Caracterização de materiais cerâmicos através da microtomografia computadorizada 3D. *Revista Brasileira de Arqueometria, Restauração e Conservação*. Vol.1, No.2, pp. 022 – 027.
- Lønøy, A., 2006, Making sense of carbonate pore systems: *AAPG Bulletin*, v. 90, p. 1381-1405.
- Lucia, F. J., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space: *Journal of Petroleum Technology*, v. 35, p. 626-637.
- Lucia, F. J., 1995, Rock/fabric petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization: *AAPG Bulletin*, v. 79, p. 270-300.
- Moreira, J. L. P.; Madeira, C. V.; Gil, J. A.; Machado, M. A. P. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 531-549.
- Muniz, M. and Bosence, D.W.J., 2015. Pre-Salt microbialites from the Campos basin (offshore Brazil): image log facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. In: *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production* (Eds Bosence, D.W.J., Gibbons, K.A., Le Heron, D., Morgan, W.A., Pritchard, T. & Vining, B.A.), Geological Society of London Special Publication 418, 221–242.
- Neto, José & Fiori, Alberto & Lopes, Angela & Marchese, Clarice & Pinto-Coelho, Cristina & Vasconcellos, Eleonora & Silva, Gabriel & Secchi, Rodrigo. (2011). A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. *Revista Brasileira de Geociências*. 41. 498-508.

- Pereira, M. J., Feijó, F. J. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 219-234, jan. /mar. 1994.
- Petersohn, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p, 2013.
- Pietzsch, R., Oliveira, D. M., Tedeschi, L. R., Neto, J. V. Q., Figueiredo, M. F., Vazquez, J. C., e de Souza, R. S. (2018). Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 507, 60-80.
- Pietzsch, R., Tedeschi, L. R., Oliveira, D. M., dos Anjos, C. W. D., Vazquez, J. C., and Figueiredo, M. F. (2020). Environmental conditions of deposition of the Lower Cretaceous lacustrine carbonates of the Barra Velha Formation, Santos Basin (Brazil), based on stable carbon and oxygen isotopes: A continental record of pCO₂ during the onset of the Oceanic Anoxic Event 1a (OAE 1a) interval?. *Chemical Geology*, 535, 119457.
- 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.
- Rezende, M. e Pope, M. (2015). Importance of depositional texture in pore characterization of subsalt microbialite carbonates, offshore Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*. 418. 10.1144/SP418.2.
- Riccomini, C., Sant'Anna, L., e Tassinari, C. (2012). Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP*. 33. 10.11606/issn.2316-9036.v0i95p33-42.
- Riding, R. (2008). Abiogenic, microbial and hybrid authigenic carbonate crusts: components of Precambrian stromatolites. *Geologia Croatica*, 61(2-3), 73-103.
- Rosa A.J., Carvalho R.S.; Xavier J.A.D. 2006. Engenharia de reservatórios de petróleo. 1ª Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro.
- Sabato Ceraldi, T. e Green, D. (2016) Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. In: *Petroleum Geoscience of the West Africa Margin* (Eds. T. Sabato Ceraldi, R.A. Hodgkinson and G. Backe), *Geol. Soc. London Spec. Publ.* 438.

- Saller, A., Rushton, S., Buambua, L., Inman, K., McNeil, R., and Dickson, J. T. (2016). Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *Aapg Bulletin*, 100(7), 1135-1164.
- Scholle, P.A. e D. Ulmer-Scholle, 2003. A color guide to the petrography of carbonate rocks: grains, textures, porosity, diagenesis: AAPG Memoir 77, 474p.
- Silva A.D.L. 2014. Caracterização petrofísica em área produtora de minério de ferro: Investigação de porosidade, permeabilidade e velocidades de ondas acústicas compressoriais e cisalhantes em plugs de rocha. Dissertação de mestrado profissional, Engenharia Geotécnica – UFOP, Ouro Preto (MG). 146p.
- Tanaka, A.P. Faria, D. Gomes, J.P. and Souza Jr., O., 2018. Geological Characterization and Modeling of an Aptian Carbonate Reservoir in the Santos Basin, Brazil. Search and Discovery Article #11128. Adapted from oral presentation given at AAPG 2018 AAPG Annual Convention and Exhibition, Salt Lake City, Utah, May 20-23, 2018.
- Terra, G.J.S., Spadini, A.R., França, A.B., Sombra, C.L., Zambonato, E.E., Juschaks, L.C.S., Arienti, L.M., Erthal, M.M., Blauth, M., Franco, M.P., Matsuda, N.S., Silva, N.G.C., Moretti Jr., P.A., D'Avila, R.S.F., Souza, R.S., Tonietto, S.N., Anjos, S.M.C., Campinho, V.S. and Winter, W.R., (2010). Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim Geociencias Petrobras*, 18, 9-29.
- Tosca, N. J., e Wright, V. P. (2017). Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous pre-salt Barra Velha Formation, offshore Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, 435(1), 33-46.
- Vieira de Luca, P.H., Matias, H., Carballo, J., Sineva, D., Pimentel, G.A., Tritlla, J., Esteban, M., Loma, R., Alonso, J.L.A., Jiménez, R.P., Pontet, M., Martinez, P.B. and Vega, V., 2017. Breaking barriers and paradigms in Pre-Salt exploration: the Pão de Açúcar discovery, (offshore Brazil). *AAPG Memoir* 113, p. 177–194.
- Vinegar, H.J. 1986. X-ray CT and NMR imaging of rocks. *Journal of Petroleum Technology*, v. 38, p. 257-259.
- Wright, V.P. (2022) The mantle, CO₂ and the giant Aptian chemogenic lacustrine carbonate factory of the South Atlantic: Some carbonates are made, not born. *Sedimentology*, v. 69, p. 47-73.

- Wright, V. P., e Barnett, A. J. (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 418(1), 209-219.
- Wright, V.P. e Tosca, N. (2016). A Geochemical Model for the Formation of the Pre-Salt Reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for Understanding Reservoir Distribution. Search and Discovery Article #51304, adapted from oral presentation given at AAPG Annual Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, June 19-22, 2016. AAPG Search and Discovery, Article, 51304.
- Wright, V.P., e Barnett, A.J. (2017) Critically Evaluating the Current Depositional Models for the Pre-Salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil. Search and Discovery Article #51439, adapted from Keynote Address given at AAPG/SEG International Conference and Exhibition, London, England, October 15-18. AAPG Search and Discovery, Article, 51439.
- Wright, V. P., e Barnett, A. J. (2020). The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. *Facies*, 66(1), 7.