



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Carmen Fernandes Nogueira Cardoso

**Estudo das características porosas das rochas reservatório do Pré-Sal
através do processamento digital de imagens**

Rio de Janeiro

2023

Carmen Fernandes Nogueira Cardoso

**Estudo das características porosas das rochas reservatório do Pré-Sal através do
processamento digital de imagens**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Estratigrafia e correlação geológica.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira

Rio de Janeiro

2023

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/CTCC

C268 Cardoso, Carmen Fernandes Nogueira.
Estudo das características porosas das rochas reservatório do Pré-Sal
através do processamento digital de imagens / Carmen Fernandes Nogueira
Cardoso.– 2023.
104 f. : il.

Orientador: Egberto Pereira.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro,
Faculdade de Geologia.

1. Geologia estratigráfica - Teses. 2. Pré-Sal – Teses. 3. Petrografia -
Teses. 4. Hidrocarbonetos – Teses. 5. Gestão ambiental – Teses. I. Pereira,
Egberto. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de
Geologia. III. Título.

CDU: 551.25

Bibliotecária Responsável: Priscila Freitas Araujo/ CRB-7: 7322

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta
dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Carmen Fernandes Nogueira Cardoso

**Estudo das características porosas das rochas reservatório do Pré-Sal através do
processamento digital de imagens**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Estratigrafia e correlação geológica.

Aprovada em 07 de agosto de 2023.

Banca Examinadora: _____

Prof. Dr. Egberto Pereira (Orientador)

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Leonardo Goliatt da Fonseca

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Costa de Oliveira

Petróleo Brasileiro S. A.

Rio de Janeiro

2023

DEDICATÓRIA

Aos meus amigos por serem o meu porto seguro e força.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a meu orientador Egberto Pereira por ter sido solícito e acessível desde o primeiro contato. Agradecer a Anderson Santos que foi quem me ensinou grande parte do que sei de *python* e por ter me ajudado muito no início do mestrado, neste aspecto gostaria de agradecer a Caio Soares por ter me ajudado com os Perfis Geofísicos. Agradecer a Manianni Picciani por sempre ser solícita.

Em termos de suporte emocional, ainda mais nestes exatos um ano em que minha vida mudou tantas vezes e de formas abruptas e não planejadas gostaria de agradecer a minha família, em especial meus tios, Carmen e Márcio; além deles a minhas primas Nina, Letícia e a meu irmão Filipe. Agradecer também à minha família que eu escolhi e sou extremamente afortunada em ter em minha vida, as meninas do Rio: Sarah Gomes, Raissa Castro, Katianne Berquiolli e Bianca Nogueira. Agradecer aos amigos de longa data por cada sorriso e ouvido atento: Bianca Menezes, Ayana Souza, Cristine Almeida, Dianne Santana, Vanessa Moura, Liliane Barros, Priscila Pinheiro, Júlia Gonçalves, Murilo Gomes, Eider Rangel, Roberto Rios, Marcela Leandra e Tarcio Augusto.

Agradecer aos meus colegas de trabalho da ERM por tornarem meus dias aprazíveis mesmo eu estando tão cansada e estressada! Obrigada por me aturarem! (risos)

Agradecer a todos que tornaram leve de alguma forma esta trajetória, colegas da Pós, amigos da AAPG, amigos não citados e qualquer outra pessoa não citada que foi importante neste caminho.

Agradecer à Agência Nacional do Petróleo e Finep pelo suporte financeiro da bolsa do mestrado em quase todo o período do mestrado.

Agradecer aos professores maravilhosos que tive na Pós Graduação que me ensinaram muito!

E por último e não menos importante agradecer a Deus em quem apesar de tudo sigo acreditando e sinto que me ajudou e ajuda na minha vida.

Não acredito em nada além do que duvido
Renato Russo

RESUMO

CARDOSO, Carmen Fernandes Nogueira. **Estudo das características porosas das rochas reservatório do Pré-Sal através do processamento digital de imagens**. 2023. 104 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

A caracterização da porosidade de reservatórios de hidrocarbonetos é um grande desafio na indústria petrolífera, uma vez que o entendimento desta importante propriedade petrofísica determina a qualidade de um reservatório de hidrocarbonetos. Existem muitos métodos que visam o cálculo da porosidade em rochas sedimentares, sendo que estes podem ser diretos (obtidos diretamente da amostra da rocha, tais como Petrografia Sedimentar e Porosímetro) ou indiretos (tais como Perfilagem Geofísica de Poços e Ressonância Magnética Nuclear (RMN)). Um método comum de efetuar a estimativa de porosidade é a contagem modal da porosidade que pode ser realizada segundo transversas perpendiculares à laminação ou orientação dos grãos efetuada com auxílio do microscópio óptico, a partir de uma lâmina petrográfica. Dessa forma, uma estimativa da porosidade é realizada diretamente sobre as lâminas petrográficas, o sucesso e agilidade do procedimento dependem da experiência do petrógrafo, o ônus deste método é a o tempo gasto. Além disso, as lâminas são de difícil acesso. Ao se requerer um poço na Agência Nacional do Petróleo (ANP) este material não é disponibilizado. No entanto, as fotografias das lâminas são disponibilizadas junto com os outros dados do poço, tais como as curvas dos perfis geofísicos. Estes são dados públicos fornecidos ao se solicitar os dados de poço. Assim, o objeto desse estudo são as fotografias de lâminas petrográficas dos reservatórios carbonáticos das formações Barra Velha e Itapema do Campo de Búzios da Bacia de Santos, além dos dados dos perfis neutrônico e de ressonância magnética, visando à avaliação da porosidade das rochas de forma indireta. Neste trabalho, foram utilizados cinco métodos para a avaliação da porosidade, três métodos tradicionais; Porosímetro, Perfil neutrônico, Perfil de Ressonância Nuclear Magnética, e dois métodos de processamento digital de imagens utilizando as informações dos canais R e B do padrão RGB (*red, green and blue*). Os algoritmos foram desenvolvidos em *python* - sendo o único método direto é o porosímetro, que foi considerado o valor padrão da porosidade. O valor da porosidade obtido pelo método que utiliza o canal R foi o que mais se aproximou do valor considerado padrão. A média do percentual da porosidade obtido pelo Canal R corresponde a 94,53% daquela obtida pelo porosímetro, para a Formação Barra Velha, e de 88,16% para a Formação Itapema.

Palavras-chave: porosidade; petrografia; *Python*.

ABSTRACT

CARDOSO, Carmen Fernandes Nogueira. **Study of the porous characteristics of Pre-Salt reservoir rocks through digital image processing**. 2023. 104 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

Characterizing the porosity of hydrocarbon reservoirs is a major challenge in the oil industry, since understanding this important petrophysical property determines the quality of a hydrocarbon reservoir. There are many methods that aim to calculate the porosity in sedimentary rocks, and these can be direct (obtained directly from the rock sample, such as Sedimentary Petrography and Porosimeter) or indirect (such as Geophysical Profiling of Wells and Nuclear Magnetic Resonance (NMR)). A common method of estimating porosity is the porosity modal count, which can be performed according to transverse lines perpendicular to the lamination or grain orientation performed with the aid of an optical microscope, from a petrographic slide. In this way, an estimate of the porosity is performed directly on the petrographic slides, the success and agility of the procedure depend on the experience of the petrographer, the cost of this method is the time spent. In addition, the blades are difficult to access. When requesting a well at the Agência Nacional de Petróleo (ANP), this material is not available. However, photographs of the thin sections are made available along with other well data, such as geophysical profile curves. This is public data provided when requesting well data. Thus, the object of this study are the photographs of petrographic thin sections of the carbonate reservoirs of the Barra Velha and Itapema formations of Campo de Búzios in the Santos Basin, in addition to data from the neutron and magnetic resonance profiles, aiming at the evaluation of the porosity of the rocks of form indirect. In this work, five methods were used to assess porosity, three traditional methods: Porosimeter, Neutron Profile, Nuclear Magnetic Resonance Profile, and two methods of digital image processing using information from the R and B channels of the RGB standard (red, green and blue). The algorithms were developed in python - the only direct method being the porosimeter, which was considered the default porosity value. The porosity value obtained by the method that uses the R channel was the closest to the value considered standard. The average porosity percentage obtained by the R Channel corresponds to 94.53% of that obtained by the porosimeter, for the Barra Velha Formation, and 88.16% for the Itapema Formation.

Keywords: petrography; porosity; *Python*.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Mapa batimétrico e de localização da Bacia de Santos.....	22
Figura 2 –	São representados os três segmentos do Atlântico Sul, assim como suas principais estruturas. A Bacia de Santos insere-se no Segmento Central, sendo limitado pelas Zonas de Falha Ascensão, ao Norte, e Rio Grande, ao Sul.....	24
Figura 3 –	Modelos de geração de riftes.....	26
Figura 4 –	Modelos de geração de riftes.....	26
Figura 5 –	Carta Estratigráfica Bacia de Santos.....	32
Figura 6 –	Esquema do Cubo de cores RGB. Pontos ao longo do diagonal principal têm valores de cinza, de preto na origem ao branco no ponto (1, 1, 1).....	38
Figura 7 –	O cubo de cor 24-bit RGB.....	38
Figura 8 –	Algoritmo do código para processamento das fotografias de lâminas petrográficas.....	40
Figura 9 –	Imagem original, canal B, canal G e canal R.....	40
Figura 10 –	Imagem original com porosidade definida pelo porosímetro e imagem binarizada, (amarelo matriz, azul poro) com porosidade estimada através do código.....	41
Figura 11 –	Classificação de Choquette & Pray (1970) dos tipos de porosidade.....	43
Figura 12 –	Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado – CqPFR, representada por 2 amostras, CS-2013-00-05106 (1) e CS-2013-00-05489 (2).....	49
Figura 13 –	Coquina Packstone/Floatstone retrabalhados da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 22,8%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 20,86%.....	49
Figura 14 –	Coquina Packstone/Floatstone retrabalhado da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18,8%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 17,63%.....	50
Figura 15 –	Coquina Packstone/Floatstone – CqPF, representada por 3 amostras, CS-2013-00-05134 (1), CS-2013-00-05677 (2) e CS-2013-00-05687 (3).....	51

Figura 16 –	Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 12,1%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 7,93%.....	51
Figura 17 –	Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,3%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 12,31%.....	51
Figura 18 –	Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 8,09%.....	52
Figura 19 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05120 (1), CS-2013-00-05128 (2), CS-2013-00-05141 (3) e CS-2013-00-05459 (4).....	53
Figura 20 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05473 (5), CS-2013-00-05494 (6), CS-2013-00-05499 (7) e CS-2013-00-05503 (8).....	53
Figura 21 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05529 (9), CS-2013-00-05575 (10), CS-2013-00-05596 (11) e CS-2013-00-05597 (12)	54
Figura 22 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05599 (13), CS-2013-00-05612 (14), CS-2013-00-05616 (15) e CS-2013-00-05617 (16).	54
Figura 23 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05618 (17), CS-2013-00-05664 (18), CS-2013-00-05714 (19) e CS-2013-00-05715 (20)	55
Figura 24 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr da Fm. Itapema, porosidade original: 11,7%, porosidade binarizada: 11,63%.....	55
Figura 25 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr da Fm. Itapema, porosidade original: 18%, porosidade binarizada: 36,97%.....	56
Figura 26 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 4 amostras: CS-2013-00-05526 (1), CS-2013-00-05553 (2), CS-2013-00-05559 (3) e CS-2013-00-05560 (4)	57
Figura 27 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 4 amostras: CS-2013-00-05584 (5), CS-2013-00-05593 (6), CS-2013-00-05631 (7) e CS-2013-00-	

	05637 (8).	57
Figura 28 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG representada por 4 amostras: CS-2013-00-05641 (9), CS-2013-00-05593 (10), CS-2013-00-05631 (11) e CS-2013-00-05637 (12)	58
Figura 29 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 2 amostras: CS-2013-00-05697 (13) e CS-2013-00-05705 (14)	58
Figura 30 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG da Fm. Itapema, porosidade original: 16,5%, porosidade binarizada: 8,6%.....	59
Figura 31 –	Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG da Fm. Itapema, porosidade original: 18,2%, porosidade binarizada: 18,91%.....	59
Figura 32 –	Espatito– Ep, representado por 2 amostras: CS-2013-00-05135 (1) e CS-2013-00-05554 (2).	60
Figura 33 –	Espatito – Ep da Fm. Itapema, porosidade original: 13,9%, porosidade binarizada: 9,46%.....	60
Figura 34 –	Espatito – Ep da Fm. Itapema, porosidade original: 13%, porosidade binarizada: 9,78%.....	60
Figura 35 –	Grainstone oolítico – Go, representado por 1 amostra: CS-2013-00-05761 (1)....	59
Figura 36 –	Grainstone oolítico – Go da Fm. Itapema, porosidade original: 28,5%, porosidade binarizada: 29,85%.....	61
Figura 37 –	Mudstone/Packstone – MP, representada por 1 amostra: CS-2013-00-05668 (1).....	61
Figura 38 –	Mudstone/Packstone – MP da Fm. Itapema, porosidade original: 15,4%, porosidade binarizada: 9,88%.....	63
Figura 39 –	Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb, representada por 4 amostras: CS-2013-00-05562 (1), CS-2013-00-05569 (2), CS-2013-00-05601 (3) e CS-2013-00-056086 (4).	64
Figura 40 –	Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb da Fm. Itapema, porosidade original: 14,9%, porosidade binarizada: 11,08%.....	64
Figura 41 –	Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb da Fm. Itapema, porosidade original: 9,6%, porosidade binarizada: 8,56%.....	64
Figura 42 –	Wackstone bioclástico (ostracodes) – Wb, representada por 1 amostra: CS-2013-00-05670 (1)	65
Figura 43 –	Wackstone bioclástico (ostracodes) – Wb da Fm. Itapema, porosidade original:	

	15,3%, porosidade binarizada: 14,73%.....	66
Figura 44 –	Esferulito Packstone – EpP: representada por 3 amostras, CS-2013-00-05094, CS-2013-00-05096 e CS-2013-00-04418.....	70
Figura 45 –	Esferulito Packstone – EpP da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 13,7%, imagem binarizada com porosidade estimada de 14,15%.....	70
Figura 46 –	Esferulito Packstone – EpP da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 12,9%, imagem binarizada com porosidade estimada de 9,82%....	71
Figura 47 –	Esferulito Packstone retrabalhado – EpPr: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04446.	71
Figura 48 –	Mudstone crenulado - Mdc: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04476.....	72
Figura 49 –	Mudstone crenulado – Mdc da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 12,2%, imagem binarizada com porosidade estimada de 11,51%.....	72
Figura 50 –	Mudstone crenulado Bioclasto – MdcB: representado por 1 amostra, CS-2013-00-05407.	73
Figura 51 –	Mudstone crenulado com Bioclasto – MdcB da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 8,4%, imagem binarizada com porosidade estimada de 6,89%.....	73
Figura 52 –	Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone ShEfFR: representado por 3 amostras, CS-2013-00-04360, CS-2013-00-04368 e CS-2013-00-04371.....	74
Figura 53 –	Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone – ShEfFR da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 10,8 %, imagem binarizada com porosidade estimada de 10,35%.....	74
Figura 54 –	Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone – ShEfFR da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 8 %, imagem binarizada com porosidade estimada de 6,61%.....	74
Figura 55 –	Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone com Bioclasto – ShEfFRb: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04465.	75
Figura 56 –	Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone com Bioclasto – ShEfFRb da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 15 %, imagem binarizada com porosidade estimada de 14,18%.....	75
Figura 57 –	Shrub Grainstone/Rudstone ShGR: representado por 1 amostra, CS-2013-00-	

	04410.....	76
Figura 58 –	Shrub Grainstone/Rudstone ShGR da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 13,2 %, imagem binarizada com porosidade estimada de 9,03%...	76
Figura 59 –	Shrub Packstone retrabalhado – ShPr: representado por 2 amostras, CS-2013-00-04362 e CS-2013-00-04377.....	77
Figura 60 –	Shrub Packstone retrabalhado – ShPr da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 9 %, imagem binarizada com porosidade estimada de 4,57%.....	77
Figura 61 –	Shrub Packstone retrabalhado – ShPr da Fm. Barra Velha, imagem original com porosidade de 9,5%, imagem binarizada com porosidade estimada de 6,93%.....	78
Figura 62 –	Processamento do Canny: imagem original e processada.....	81
Figura 63 –	Processamento do Canny: imagem original e processada.....	81
Figura 64 –	Processamento do Canny: imagem original e processada.....	81
Figura 65 –	Processamento do Canny: imagem original e processada.....	82
Figura 66 –	Histograma de porosidade do Perfil de Ressonância Magnética.....	83
Figura 67 –	Histograma de porosidade do Perfil Neutrônico.....	84
Figura 68 –	Perfis do poço de Búzios correspondentes ao intervalo das Formações de interesse.....	84
Figura 69 –	Imagem original, canal B, canal G e canal R.....	85
Figura 70 –	Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 18%, imagem binarizada com porosidade estimada de 36,97%.....	86
Figura 71 –	Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 18%, imagem binarizada com porosidade estimada de 20,76%.....	86
Figura 72 –	Imagem original, canal B, canal G e canal R.....	87
Figura 73 –	Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 20,5%, imagem binarizada com porosidade estimada de 8,09%....	87
Figura 74 –	Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 20,5%, imagem binarizada com porosidade estimada de 12,85%..	88
Figura 75 –	Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 12,7%, imagem binarizada com porosidade estimada de 29,1%....	88

Figura 76 –	Imagem original, canal B, canal G e canal R.....	89
Figura 77 –	Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 12,7%, imagem binarizada com porosidade estimada de 21,52%..	89
Figura 78 –	Gráfico comparativo entre a porosidade obtida via porosímetro e porosidade obtida pelo método de processamento de imagem.....	90
Figura 79 –	Gráfico com o erro normalizado das 63 lâminas analisadas.....	91
Figura 80 –	Gráfico comparativo dos erros dos Canais R e B da Formação Barra Velha.....	93
Figura 81 –	Gráfico comparativo dos erros dos Canais R e B da Formação Itapema.....	93
Figura 82 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada - CqRGr da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 11,7%, imagem binarizada com porosidade estimada de 13,89%.....	94
Figura 83 –	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada - CqRGr da Fm. Itapema, imagem original com porosidade de 11,7%, imagem binarizada com porosidade estimada de 6,4%.....	95
Figura 84 –	Comparativo das porosidades da Formação Itapema.....	96
Figura 85 –	Comparativo das porosidades da Formação Barra Velha.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Amostras da Formação Itapema.....	66
Tabela 2 – Amostras da Formação Barra Velha.....	78
Tabela 3 – Resultados obtidos no processamento das 61 lâminas do campo de Búzios.....	91
Tabela 4 – Resultado obtido onde o erro absoluto do Canal B foi inferior ao do Canal R.....	94

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	17
1	OBJETIVOS	20
1.1	Geral	20
1.2	Específicos	20
2	BASE DE DADOS	21
2.1	Área de Estudo	21
3	MATERIAIS E MÉTODOS	23
3.1	Geologia Regional	23
3.2	Arcabouço Tectônico-Estratigráfico	27
3.3	Rochas Reservatório da Bacia de Santos	30
3.4	Processamento Digital de Imagem	36
3.5	Processamento Digital de Imagens Aplicado a Lâminas Petrográficas	39
3.6	Porosidade	42
3.7	Porosímetro	44
3.8	Perfil Neutrônico	45
3.9	Ressonância Magnética Nuclear	46
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
4.1	Qualidade dos Reservatórios por Fácies	48
4.1.1	Formação Itapema	48
4.1.2	Formação Barra Velha	69
4.2	Resultados Obtidos pelo Método Canny (Método de Detecção de Padrões em Imagens)	80
4.3	Resultados Comparativos com os Perfis Neutrônico e Ressonância Magnética	82
4.4	Resultados do Canal R e um Comparativo com os Resultados Obtidos no Processamento do Canal B	85
4.5	Resultados do Estudo Comparativo entre Distintos Métodos para a Aferição da Porosidade	95
	CONCLUSÕES	97

INTRODUÇÃO

A porosidade constitui um dos principais parâmetros petrofísicos utilizados na caracterização de rochas reservatório. É um parâmetro petrofísico de conceito simples define-se como a razão entre o volume de espaços porosos e o volume total da rocha, sendo comumente expressa em termos percentuais.

Classifica-se, de forma geral, em dois tipos fundamentais: porosidade primária e porosidade secundária. A porosidade primária, também denominada deposicional, é aquela desenvolvida durante a sedimentação, estando diretamente relacionada à textura e ao arranjo original dos grãos. Com o avanço do soterramento, essa porosidade tende a ser reduzida devido à compactação mecânica e aos processos diagenéticos porosos (SUGUIO, 2003).

Por sua vez, a porosidade secundária é gerada após a deposição, sendo comumente associada a processos diagenéticos como a dissolução de minerais ou à ocorrência de fraturas, contribuindo significativamente para a heterogeneidade dos sistemas porosos (SUGUIO, 2003).

Estimar a porosidade em subsuperfície é uma atividade fundamental na indústria petrolífera, visto que este parâmetro é muito importante para qualificar uma rocha reservatório e a sua correta caracterização irá exercer influência de forma direta na exploração de hidrocarbonetos. Geólogos e geofísicos usam um conjunto de métodos e equipamentos para obter uma boa estimativa da porosidade de um reservatório, dentre eles: petrografia sedimentar, porosímetro, perfilagem geofísica de poços, entre outros.

A caracterização petrográfica é uma ferramenta fundamental na interpretação do potencial exploratório das unidades litológicas, visto que aspectos da textura, composição primária e diagênese ajudam a definir as condições deposicionais e pós-deposicionais, bem como a qualidade das rochas como reservatório de petróleo. O método consiste no exame de lâminas delgadas do material e a quantificação estatística das áreas e perímetros dos vazios na seção. Para isso é realizada a confecção de lâminas delgadas, preparadas a partir de amostras extraídas de plugs de testemunhos ou amostras laterais, que são impregnadas com uma resina epoxy azul, onde os poros são totalmente preenchidos por esta, facilitando a visualização da porosidade. As lâminas são analisadas sistematicamente com o uso de microscópio petrográfico de luz polarizada e com o auxílio de algum software faz-se o registro das micrografias.

A contagem modal da porosidade pode ser realizada segundo transversas

perpendiculares à laminação ou orientação dos grãos, com o uso de um dispositivo (*charriot*) acoplado ao microscópio, a fim de movimentar a lâmina segundo intervalos regulares. A cada passo percorrido pelo *charriot*, cuja dimensão é proporcional à textura das amostras, é registrado o constituinte situado sob o cruzamento dos fios do retículo da ocular do microscópio. Este procedimento é repetido até totalizar 300 pontos contados e, automaticamente, a percentagem de cada um dos constituintes detríticos, diagenéticos e tipos de poros identificados na lâmina é calculada. Dessa forma, uma estimativa da porosidade é realizada diretamente sobre as lâminas petrográficas. Este método é direto, contudo, o sucesso e agilidade do procedimento depende da experiência do petrógrafo. O mesmo não é um procedimento rápido e está sujeito ao erro de paralaxe que é atribuído ao operador. Além disso, as lâminas são de difícil acesso, ao se requerer um poço na Agência Nacional do Petróleo (ANP) este material não é disponibilizado. No entanto, os dados de fotografias das lâminas são disponibilizados junto com os outros dados do poço, tais como as curvas dos perfis geofísicos. São dados públicos fornecidos ao se solicitar os dados de poço.

Existem alguns trabalhos que propõem métodos automáticos que estimam a porosidade através de imagens de lâminas delgadas utilizando o processamento digital de imagem (SANTOS e SANTOS, 2021). No entanto, necessitam de uma prévia edição da imagem, para que o método tenha uma resposta mais acurada. O mesmo não faz a identificação de poros de menor escala e microporosidades, além de ser necessário fazer uso de *softwares* pagos (BASSO *et al.*, 2017; VIDAL *et al.*, 2019; CHINELATTO, 2013).

Dessa forma, serão analisadas as qualidades permo-porosas das rochas reservatório da Bacia de Santos através do estudo de 61 (sessenta e uma) fotografias de lâminas delgadas das formações Itapema e Barra Velha no Campo de Búzios, em conjunto com os perfis de densidade e neutrônico (perfis que estimam a porosidade). Com base nas características petrográficas observadas dividiu-se em fácies para que a análise do reservatório seja realizada com maior detalhe, trazendo uma resposta mais específica ao se falar da porosidade das formações.

Portanto, a análise de lâminas delgadas das rochas reservatório, com o auxílio de algoritmos de processamento digital de imagens, sem necessidade de pré-processamento da imagem, têm a pretensão de criar um método de trabalho que possibilite tratar o imenso volume de dados gerados na exploração do Pré-Sal, tornando o trabalho do geólogo mais rápido e confiável.

A aplicação de algoritmos e de machine learning na análise de características petrofísicas vêm ganhando relevância nas geociências nos últimos anos (SAPORETTI *et. al.*,

2021; SAPORETTI et al., 2019), por ter se demonstrado um método preditivo confiável que auxilia o especialista na definição um arcabouço microfaciológico, quando se analisa um conjunto muito grande de variáveis a partir de uma base de dados com um elevado número de amostras. Juntamente com a petrografia será utilizada a porosidade obtida em perfis (densidade e neutrônico). Como a perfilagem não tem a mesma sensibilidade da petrografia, dessa forma será criado um dado de comparação, entre os dois métodos .

1. OBJETIVOS

1.1 Geral

O principal objetivo deste projeto é estimar a porosidade das rochas-reservatório do Pré-Sal aplicando o processamento digital de imagens.

1.2 Específico

Adicionalmente, pretende-se demonstrar a correlação entre registros de dados de imagem e dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade). Para tal, propõe-se:

- a) Estimar a porosidade através do processamento digital de imagens de fotografias de lâminas delgadas de rochas reservatório, subdividindo as formações em fácies para uma melhor avaliação destes reservatórios.
- b) Utilizar dados de perfis convencionais utilizados para a obtenção de porosidade tais como: densidade e neutrônico.

2 BASE DE DADOS

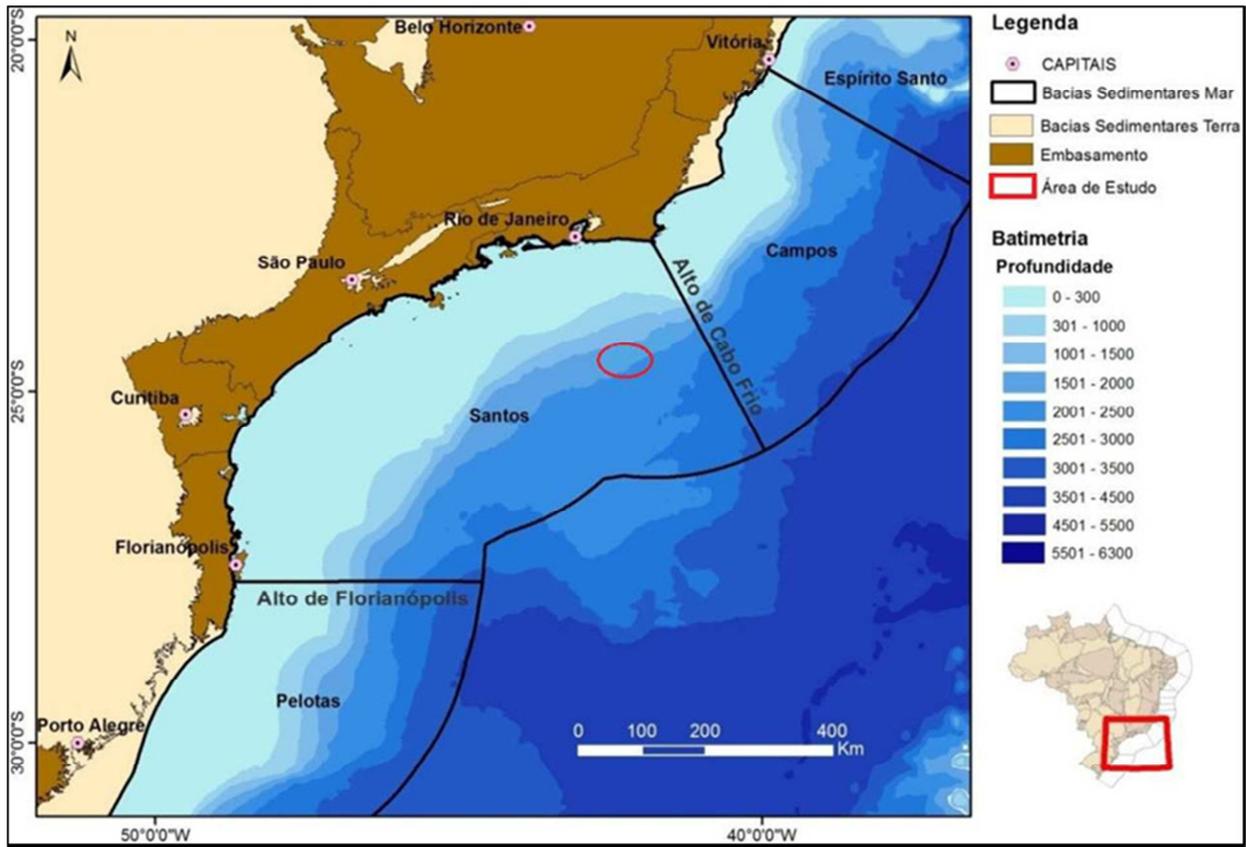
O material utilizado nesta pesquisa foram 61 (sessenta e uma) fotografias de lâminas petrográficas, além dos perfis de imagem e perfis convencionais do poço 9-BRSA-1159-RJS, pertencente ao Campo de Búzios na Bacia de Santos. Litologicamente, as amostras das lâminas petrográficas correspondem a rochas carbonáticas, considerada como reservatórios desta bacia, associadas às formações Barra Velha e Itapema. A metodologia de investigação consiste em levantamentos bibliográficos, processamento digital de imagens, obtenção de porosidade através dos perfis neutrônico e ressonância magnética.

2.1 Área de estudo

Pelo Alto de Cabo Frio e ao Sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (O poço 9-BRSA-1159-RJS, objeto de estudo, pertence ao Campo de Búzios e localiza-se na região nordeste da Bacia de Santos, estando dentro do polígono do pré-sal. A Bacia de Santos situa-se na região sudeste da margem continental brasileira, entre os paralelos 23° e 28° Sul, ocupando cerca de 350.000 km² até a cota batimétrica de 3.000 m (Figura 1). Abrange os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos MOREIRA *et al.*, 2007).

Os reservatórios deste campo se situam entre 5.000 e 6.000 m abaixo do nível do mar e são caracterizados por coquinas calcárias da Formação Itapema do Rifte Superior e por carbonatos esferulíticos e *Shrub* da Formação Barra Velha, da Sequência Pós-Rifte (WRIGHT e BARNETT, 2015, LIMA e DE ROS, 2019, WRIGHT, 2012, SANTOS, 2020).

Figura 1 – Mapa batimétrico e de localização da Bacia de Santos



Fonte: SANTOS, 2020.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Geologia Regional

A evolução tectônica da Bacia de Santos está relacionada com a separação do Supercontinente Gondwana Oeste no Neocomiano, há cerca de 135 Ma que deu origem ao Oceano Atlântico e as Bacias da margem leste da costa brasileira (THIEDE, 2010; PEREIRA e MACEDO, 1990). Segundo Biari *et. al.* (2021), o Atlântico tem sido uma região importante para estudos cinemáticos das placas devido às suas anomalias magnéticas facilmente identificáveis. Um dos primeiros cientistas a propor essa conexão pretérita foi Alfred Wegener, publicada em 1912 (WEGENER, 1912), que fez uso das linhas costeiras e a fauna dos continentes da África e da América do Sul para propor que a ambos estiveram unidos anteriormente.

A Bacia de Santos está no contexto da borda sul do chamado Seguimento Central do Atlântico Sul (MOULIN *et al.*, 2010). Este segmento possui cerca de 2.000 km de extensão, sendo limitado por duas zonas de falha: Ascensão, ao Norte, e Rio Grande, ao Sul (Figura 2). É caracterizado pela ocorrência de grandes bacias evaporíticas desenvolvidas no Aptiano, a Bacia de Santos está incluída nesta conjuntura.

Existem vários modelos geodinâmicos que tentam explicar a origem da largura extrema da Bacia de Santos, mas que, contudo, ainda precisam ser mais bem refinados. Karner *et. al.* 2021 propuseram que a localização de refletores mergulhantes para o mar (*Seaward Dipping Reflectors – SDRs*) sejam parâmetro fundamental para definir a localização e momento da quebra continental. Eles observaram a presença de uma crosta magmática muito larga entre a crosta continental e a verdadeira crosta oceânica, que foi interpretada como sendo uma crosta transicional/oceânica espessada, coincidindo com a interpretação de embasamento continental. O novo paradigma de Karner *et al.* 2021 indica que existiram dois centros de espalhamento vindo do norte e do sul. Para os autores, a Bacia de Santos seria o local onde o ramo vindo do norte competiu, no espaço e no tempo, com o ramo propagador vindo do sul. A Zona de Fraturas de Florianópolis marca o limite ou zona de transição entre os dois propagadores, chegando à região em torno de 130 Ma, logo após a enorme erupção da Grande Província Ígnea Paraná-Etendeka (Paraná-Etendeka Large Igneous Province – PEMP-LIP) em 133.6 Ma. Trata-se de uma área de intenso vulcanismo. Composicionalmente, a

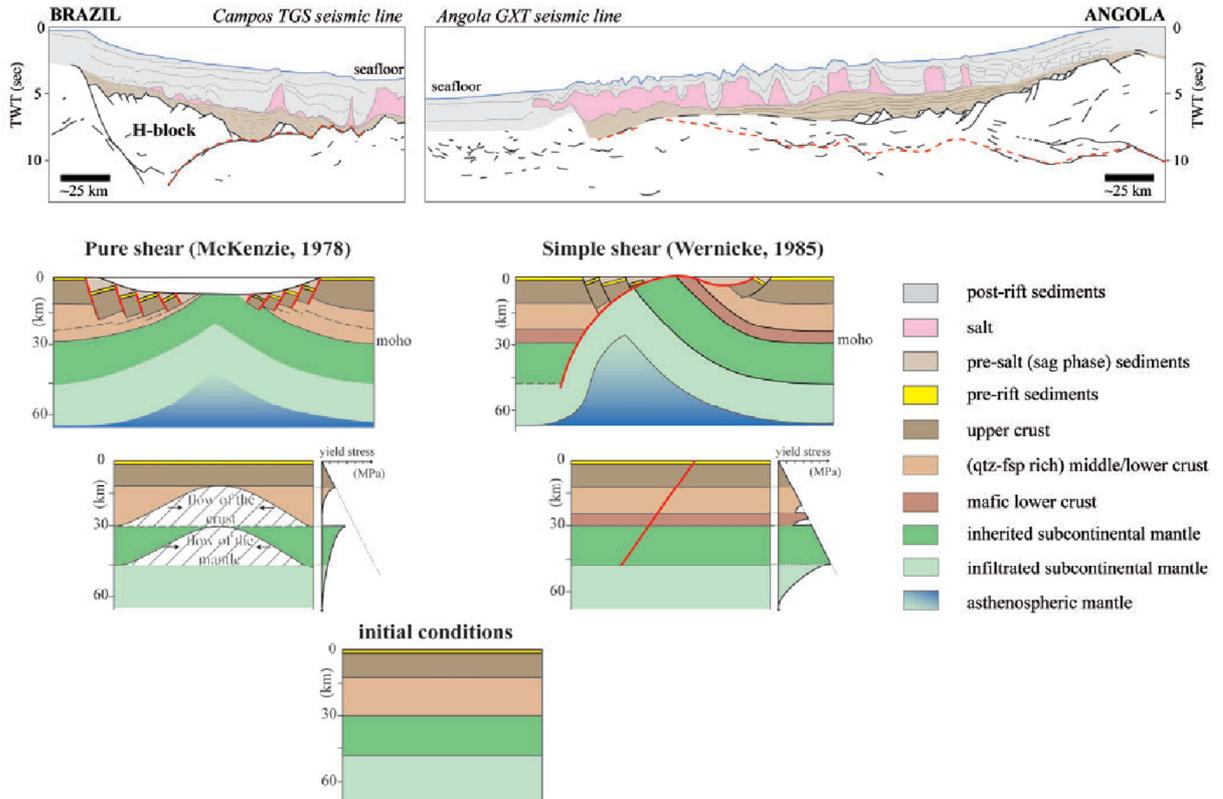
Oceano Atlântico Central (América do Norte/NW-África) a cerca de 195 Ma atrás (BIARI *et al.*, 2021) com a ruptura do continente Gondwana no Triássico Superior – Jurássico Inferior (OLIVET, 1978, KLITGORD e SCHOUTEN, 1986; SAHABI *et al.*, 2004). A outra porção do Oceano Atlântico a se abrir foi o do Atlântico Sul, começando primeiro no segmento austral meridional (Argentina/Namíbia-África do Sul) durante o Cretáceo Inferior com a ruptura do Gondwana ocidental cerca de 140 Ma (GRANOT e DYMENT, 2015). Extensão então se propagou para o norte do Atlântico Sul, onde a separação começou no final do Cretáceo Inferior (112 Ma atrás) entre o leste brasileiro e a margem continental da África Ocidental. O norte do Atlântico Sul teve duas fases de abertura (Triássico Superior ao Jurássico Inferior e Jurássico até o Cretáceo Inferior) com uma primeira na fase de riftiamento e uma segunda fase quando houve a propagação da abertura de sul para norte, com a separação final ocorrendo no Aptiano-Albiano por volta de 112 Ma (TUCHOLKE e SIBUET 2007). A conexão total entre o Atlântico Central e Sul ocorreu durante o Albiano-Turoniano, entre 93 a 106 Ma atrás.

No entanto, os mecanismos geradores do rifteamento inicial ainda são muito controversos. Asmus & Baisch (1983) propõem que o soerguimento do manto astenosférico e o subsequente domeamento da crosta continental seriam os causadores do afinamento litosférico. Chang *et al.* (1992), por outro lado, atribuem este domeamento inicial a um intenso processo de estiramento litosférico, tendo as anomalias térmicas um papel secundário no processo de rifteamento. Os modelos tradicionais de rifteamento tanto o modelo de Cisalhamento Puro (Mckenzie, 1978), quanto o de Cisalhamento Simples (Wernicke, 1985) mostraram-se incapazes de explicar a história deformacional e a arquitetura final dessas margens. Já o modelo polifásico proposto por Lavier e Manatschal (2006), aparentemente respeita de forma satisfatória as geometrias e estruturas observadas no Atlântico Sul. Esse modelo propõem que o estágio inicial da abertura seria dominado por mecanismos de cisalhamento puro, e que em sua fase final, um componente de cisalhamento simples seria adicionado (Sartorato, 2018) (Figura 3 e 4).

Embasamento

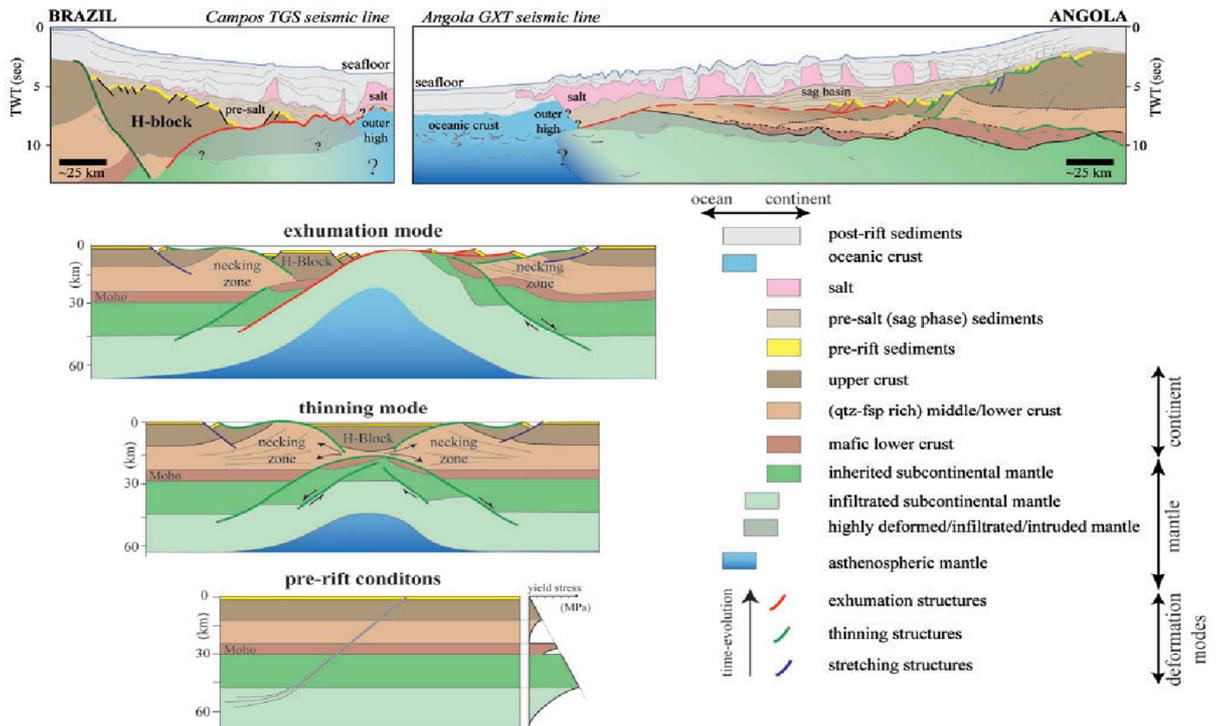
O embasamento cristalino da Bacia de Santos aflorante na região de São Paulo é caracterizado por granitos e gnaisses, de idade pré-cambriana, pertencentes ao Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira. O embasamento econômico da Bacia de Santos é definido pelos basaltos da Formação Camboriú, que cobrem discordantemente o embasamento pré-cambriano, constituindo a Seqüência K20-K34 (MOREIRA *et al.*, 2007) (Figura 7).

Figura 3 – Modelos de geração de riftes.



Fonte: UNTERNEHR *et al.*,2010.

Figura 4 – Modelos de geração de riftes.



Fonte: UNTERNEHR *et al.*,2010.

3.2 Arcabouço tectônico-estratigráfico

Fase rifte

O registro sedimentar da Bacia de Santos na fase rifte se inicia no Hauteriaviano até o Aptiano inferior (138 a 122 Ma., MOREIRA *et al.*, 2007) (Figura 5).

A sequência do rifte inferior está associada com um intenso vulcanismo, tem limite inferior discordante com as rochas do embasamento e superior discordante com os sedimentos da Sequência K36. O vulcanismo do tipo sin-rifte é composto por derrames basálticos eocretáceos denominado de Formação Camboriú (sequência K20-K34), que integra o embasamento econômico da bacia (MOREIRA *et al.*, 2007).

A sequência K36 também compõe o rifte inferior (Fm. Piçarras; MOREIRA *et al.*, 2007), 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 e folhelhos escuros nas porções lacustres, ricos em matéria orgânica. Depósitos desta sequência ocorrem em toda a Bacia de Santos após a charneira cretácica preenchendo os grábens e hemi-grábens da seção rifte (SANTOS, 2020). A Formação Piçarras ocorre sobreposta aos basaltos da Formação Camboriú e sotoposta à Formação Itapema, cujos sedimentos foram depositados no Andar Barremiano.

O rifte superior corresponde a sequência K38 (MOREIRA *et al.*, 2007), litoestratigraficamente é a Fm. Itapema, de idade Barremiana até Aptiano inferior (MOREIRA *et al.*, 2007), conhecida como seção das coquinas.

A Formação Itapema é composta de grainstones, grainstones bioclásticos (coquinas), wackestones e packstones bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos ricos em matéria orgânica (MOREIRA *et al.*, 2007). A correlação de poços indica significativa mudança lateral de fácies, sugerindo compartimentação e variabilidade nas condições paleoambientais. A Formação Itapema ocorre em toda a Bacia de Santos após a charneira cretácica preenchendo os grábens e semi-grábens da seção do rifte superior (MOREIRA *et al.*, 2007). Os sedimentos terrígenos associados à Formação Itapema são limitados no topo pela Discordância Pré-Alagoas de 123,1 Ma e na base pela Discordância Pré-Jiquiá de 126,4 Ma; (MOREIRA *et al.*, 2007).

Fase Pós-Rifte

A fase pós-rifte ocorre durante o Aptiano (andar Alagoas), aproximadamente entre 123 e 113 Ma. Esta fase, também chamada de sag ou transicional, tem como ambiente

deposicional transicional, entre continental e marinho raso, com relativa quiescência tectônica e um ambiente deposicional restrito, com ingressões marinhas, o que possibilitou, juntamente com condições fisiográficas e climáticas favoráveis, a deposição de carbonatos (Formação Barra Velha) e espessas e extensas camadas de evaporitos da Formação Ariri (MOREIRA *et al.*, 2007).

A Formação Barra Velha tem início com a Sequência K44 (MOREIRA *et al.*, 2007) tendo seu limite inferior dado pela Discordância Pré-Alagoas. Seu limite superior é dado pela Discordância Intra-Alagoas, de 117 Ma, e que corresponde a um refletor sísmico de caráter regional. A unidade seguinte corresponde à Sequência K46-K48 que engloba os sedimentos depositados no estágio em que as falhas mestras do rifteamento haviam cessado e a bacia rifte iniciou sua fase de subsidência térmica. O ambiente deposicional desta sequência é marcado por um ambiente transicional, de um ambiente clástico/carbonático transicional para um ambiente evaporítico. A mesma é composta por leques aluviais de arenitos e conglomerados em ambientes proximais, e em ambientes distais por carbonatos, estes são formados a partir de precipitação química (Shrub e esferulitos) e carbonatos formados a partir da influência biológica (estromatólitos e microbiólitos) (WRIGHT e BARNETT, 2015, LIMA e DE ROS, 2019, WRIGHT, 2012, SANTOS, 2020), a natureza biótica ou abiótica destes depósitos ainda é tema de discussão, como será abordado adiante.

O processo de ruptura do Atlântico Sul permitiu a entrada de água marinha em um golfo. As ingressões marinhas foram controladas por uma barreira formada pela Dorsal de São Paulo/Alto de Florianópolis, no período compreendido entre o Aptiano e início do Albiano (ARAI, 2009). Esse arcabouço paleogeográfico, em conjunto com clima árido contribuíram para criar as condições ideais para a acumulação da sequência evaporítica no golfo estreito e alongado que estendia desde a Bacia de Santos até a Bacia de Sergipe-Alagoas (MOHRIAK, 2003, 2012). Esta sequência se depositou sobre as seções rifte e sag, selando-as. A continuidade do processo de separação dos continentes Americano e Africano gerou uma importante feição estrutural que hoje se estende entre o litoral sul do Brasil e a costa da Namíbia, na África: a cadeia de Rio Grande-Walvis. Esta barreira física limitou a deposição do sal no Atlântico Sul, sendo assim, nas bacias atlânticas ao sul de Santos não se reconhecem depósitos evaporíticos (SZATMARI *et al.*, 2021).

Os evaporitos, que correspondem à Formação Ariri (Sequência K50, MOREIRA *et al.*, 2007), depositaram-se no Neoptiano, sendo que o tempo estimado de deposição para os evaporitos é de 0,7 a 1 Ma (DIAS, 1998), permanecendo, ainda, imprecisa a taxa de acumulação devido à alta mobilidade da halita. Os evaporitos são compostos por halita e

anidrita, constatou-se também a presença de sais mais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita.

Fase Drifte

A fase Drifte da Bacia de Santos teve início no Albiano e se estende até o recente, compreende 19 sequências individuais (MOREIRA *et al.*, 2007) contidas em dois grandes ciclos de tendências transgressivas e um de tendência regressiva (SANTOS, 2020).

O primeiro grande ciclo de caráter transgressivo se inicia no Albiano inferior até a base do Albiano superior, com depósitos carbonáticos plataformais de um ambiente de alta energia interdigitados com depósitos de leques aluviais e deltaicos na porção proximal, próximos à borda da plataforma (SANTOS, 2020). Correspondem à sequência K60 com uma duração de 8,9 Ma e é composta por três sequências deposicionais de terceira ordem. Esta sequência é composta pela parte inferior da Formação Florianópolis (siliciclásticos proximais), Formação Guarujá (carbonatos) e a porção basal da Formação Itanhaém - folhelhos, intercalados com os depósitos arenosos de sistemas originados por fluxos gravitacionais que compõem o Membro Tombo (MOREIRA *et al.*, 2007).

O grande ciclo transgressivo inicial se estende até um evento de inundação máxima no intra-Turoniano (~91 Ma; MOREIRA *et al.*, 2007). A sequência K82 a K85 (MOREIRA *et al.*, 2007) engloba as unidades litoestratigráficas do Grupo Camburi e do Grupo Frade.

Segundo Santos (2020), reativações tectônicas iniciais entre 87 e 90 Ma, com o consequente soerguimento da Serra do Mar, e reativações tectônicas posteriores de 77 a 75 Ma, mudaram a configuração tectono-estratigráfica da bacia, passando para um grande ciclo regressivo que vai desde o Coniaciano até o final do Eoceno (sequências K88 a E 60; MOREIRA *et al.*, 2007). A queda expressiva do nível do mar que ocorreu após a máxima inundação Turoniana, expôs áreas plataformais a intensa erosão com sedimentos sendo transportados para o talude formando depósitos turbidíticos (turbiditos Ilha Bela). O soerguimento da Serra do Mar possibilitou o ingresso de um grande volume de sedimentos clásticos na bacia, com desenvolvimento de grandes estruturas progradantes na plataforma.

O terceiro grande ciclo de tendência geral de tipo transgressiva compreende as sequências E70, E80, N10-N30, N40 e N50-60 de Moreira *et al.* (2007), período que vai do Oligoceno até o recente. Este ciclo compreende litoestratigraficamente as formações: 1) Marambaia - folhelhos de águas profundas e corpos arenosos turbidíticos (Membro Maresias); 2) Plataformas carbonáticas (Formação Iguape); e 3) silicilastos proximais (Formação Ponta Aguda). Estes sedimentos se depositaram em ambientes desde o continental fluvial até os ambientes costeiros e de plataforma rasa. No Oligoceno inferior, num período de mar alto,

registra-se um importante pulso de aporte de sedimentos arenosos no sul da Bacia de Santos (SANTOS, 2020).

3.3 Rochas Reservatório da Bacia de Santos

Formação Itapema

A Formação Itapema é composta por unidades intercaladas de depósitos lacustres, formada por carbonatos ricos em moluscos (coquinas) e folhelhos. As coquinas podem ser definidas como bioacumulações formadas por conchas ou fragmentos de conchas depositadas por algum agente de transporte (SCHÄFFER, 1972). As da Bacia de Santos remontam ao Barremiano/Aptiano e são rochas carbonáticas interpretadas na literatura como de origem lacustre, geralmente constituindo depósitos heterogêneos. Dos pontos de vista sedimentológico e diagenético, caracterizados por grande diversidade faciológica e variabilidade do seu sistema poroso (ROCHA *et al.*, 2021). As coquinas foram acumuladas no rifte superior em ambiente lacustre, durante a etapa local do Jiquiá, presentes ao longo da margem leste brasileira (SCHALLER, 1969). Representam uma sequência complexa, onde a sequência das coquinas inferiores é comumente intercalada com folhelhos e as coquinas superiores se intercalam lateralmente com depósitos aluviais/fluviais. O topo da sequência de coquinas marca uma mudança importante nas condições do lago em termos de nível de água e química (MUNIZ, 2013; THOMPSON *et al.*, 2015).

Segundo Oliveira *et al* (2021), os reservatórios da Formação Itapema foram interpretados como sendo depositados em um período de geração contínua de espaço de acomodação, associado a uma alta taxa de produção de carbonato. Essa configuração gerou um padrão de empilhamento sedimentar caracterizado por clinofórmias sigmoidais em um contexto retrogradacional induzido por eventos transgressivos rápidos, que desenvolveram geometrias de retrocesso. O topo do último *backstep* corresponde a uma discordância sísmica caracterizada por alta refletividade e contraste de impedância positiva. Esta superfície desenvolveu-se diacronicamente num contexto transgressivo de 3ª ordem e limita o topo da fácies do reservatório, de elevada qualidade permoporosa. Acima dessa superfície ocorrem depósitos de baixa energia que tendem a engrossar em direção às porções distais e a diminuir em direção aos altos estruturais. Esses depósitos são, por sua vez, limitados por uma superfície erosiva, a Discordância Pré-Alagoas, que marca a passagem para um ambiente mais

estressante e hipersalino. Tal discordância é uma superfície regional correlacionada por praticamente todas as bacias das margens leste e sudeste do Brasil.

A configuração sísmica atrelada aos dados de poços sugere a possibilidade de um grande afogamento ambiental, provavelmente associado ao aumento da subsidência durante a fase rifte, que teria culminado na cessação da deposição de coquinas. Após esse evento é possível que uma inversão na dinâmica do rift tenha promovido o soerguimento da área, que expôs a plataforma e posteriormente contribuiu para o desenvolvimento da Discordância Pré-Alagoas. Essas mudanças ambientais abriram caminho para a deposição de carbonatos completamente diferentes, a do calcário químico orgânico, associados à Formação Barra Velha.

Formação Barra Velha

Os carbonatos registrados no Pré-sal, associados à Formação Barra Velha na Bacia de Santos, causam um intenso debate científico a respeito da origem biótica ou abiótica desses importantes reservatórios. As rochas desta sucessão junto com a sucessão de coquinas, do final da fase rifte, constituem os importantes reservatórios do pré-sal, responsáveis por aproximadamente metade da produção diária de hidrocarbonetos no Brasil (SANTOS, 2020). Lima e De Ros (2019) e Wright e Barnett (2015 e 2020) defendem que é de origem predominantemente abiótica, tendo inúmeros dados de testemunhos e lâminas delgadas. Sabato e Green (2016) suportam a origem biótica baseado em estudos de lâminas e testemunhos e correlacionam essa hipótese com o crescimento das estruturas em direção a luz solar, a mesma segue refutada por Wright e Barnett (2020).

Os artigos de Lima e De Ros (2019), Muniz e Bosence (2015), Wright e Barnett (2015), Wright e Barnett (2020) e Sabato e Green (2016), apresentam seus argumentos embasados nas ferramentas da petrografia, testemunhos, análises de perfis de imagem, microscopia eletrônica de varredura, além de experimentos relatados na literatura e analogias com microbialitos.

Segundo Wright e Barnett (2015), os reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha na Bacia de Santos são muitas vezes chamados informalmente de ‘Microbialitos’ e desenvolvidos antes da fase principal de deposição de sal (Formação Ariri) nessas bacias, sendo, portanto, também referidos como ‘Microbialitos do Pré-Sal’.

Muniz e Bosence (2015) descreveram microbialitos da fase de Sag da Formação Macabu Aptiana do sul da Bacia de Campos, análoga da Formação Barra Velha, possivelmente como mais depósitos marinhos marginais. Esses autores desenvolveram um modelo de fácies baseado em registro de imagens e uma estratigrafia de ciclo para esses

carbonatos de microbialita. Os carbonatos cíclicos em escala de metros representam uma fase de transição dos sistemas continentais para os marinhos, com leques aluviais clásticos próximos à linha costeira e mais carbonatos na direção da bacia depositados em ambientes não marinhos rasos e restritos. Os ciclotemas rasos passam de laminitos microbianos e margas bioturbadas (subaquáticas profundas) através de grainstones trombolíticos a bioclásticos com ooides, a estromatólitos com grainstones, a laminitos microbianos e uma tampa de exposição subaérea com características de dessecação.

Os resultados obtidos por Wright e Barnett (2015) para a composição dos carbonatos da Formação Barra Velha são baseados no exame de 1.400 m de testemunho e mais de 3.400 lâminas delgadas de inúmeros poços da Formação Barra Velha da Bacia de Santos. A Formação Barra Velha mostra uma escassez de feições microbianas características. As macroestruturas microbianas que se assemelham aos estromatólitos clássicos são raras (0,5% da espessura das seções registradas), assim como os laminitos planares microbianos (1%) e oncooides (0,1%). Microestruturas dos tipos associados a carbonatos microbianos observados acima são extremamente raras, efetivamente ausentes. Associados a esses arbustos (*shrubs*) estão texturas microbianas raras que se assemelham a porostromatas (moldes de filamentos microbianos) ou espongiostromatos, como texturas micropeloidais e coaguladas. Esses moldes de filamento têm normalmente menos de 5 mm de diâmetro, apropriados para diâmetros de células de tricomas de cianobactérias, mas são extremamente raros e ocorrem em cortes finos de 1: 2000. As texturas micropeloidais são igualmente raras.

A interpretação apoiada é de que os arbustos (*shrubs*) de cristal se assemelham muito àqueles comumente encontrados em depósitos de travertino, onde ocorre uma variedade de precipitados semelhantes a arbustos, alguns abertamente biogênicos e outros mais facilmente interpretados como abiogênicos levando a precipitação rápida causada pela desgaseificação como a causa principal. Em muitos casos, a associação com travertinos, especialmente do tipo comum de cristal de agulha, reflete a precipitação rápida devido à desgaseificação de águas alimentadas por aberturas outros autores apontam para a probabilidade de que tais diferenças entre uma influência abiótica e biótica dependam das interações da hidrodinâmica do movimento do fluido, níveis de saturação e taxas de crescimento. Onde a precipitação é rápida, a partir de soluções altamente saturadas, os processos abióticos podem dominar, mas onde as taxas são mais baixas, as interações microbianas se tornam mais importantes. A analogia feita aqui com os produtos de alguns depósitos de travertino não implica que os arbustos sejam de origem travertino, ao invés disso, as texturas são surpreendentemente semelhantes e os mecanismos de precipitação (precipitação abiótica rápida) podem ter sido

semelhantes (WRIGHT & BARNETT, 2015; WRIGHT, 2012).

O crescimento do esferulito é favorecido por altos níveis de Mg e sílica em soluções altamente alcalinas, juntamente com o rápido crescimento de cristal de calcita, com ou sem qualquer influência microbiana, e especialmente em um meio viscoso. Estudos experimentais demonstraram que as formas dendríticas de calcita, que podem se transformar em esferulitas, são um produto do crescimento abiogênico da calcita em soluções alcalinas e ricas em sílica. Os precursores do talco-estevensita seriam géis de silicato de magnésio e seriam o meio ideal para o crescimento de esferulita; portanto, aqueles esferulitos associados com losangos de dolomita que parecem flutuar no espaço dos poros e placas semelhantes a pontes são interpretados como provavelmente formados nos géis de silicato de Mg iniciais ou placas de argila neoformadas. As estruturas em forma de ponte são sempre paralelas ou subparalelas à laminação e aos eixos longos das placas de argila, e podem ter se formado após as argilas formadas a partir dos géis (WRIGHT e BARNETT, 2015).

Segundo Wright e Barnett (2020), os carbonatos lacustres aptianos da Formação Barra Velha, offshore do Brasil, passaram por uma história paragenética e diagenética altamente incomum e apresentam problemas terminológicos significativos. As classificações de calcário existentes invocam o conceito de maturidade textural, visto que a razão entre a matriz e o grão é uma propriedade relevante e pode ser usada para inferir os níveis de energia e o grau de transporte antes da deposição. Na Formação Barra Velha, alguns grãos carbonáticos cresceram em uma matriz que posteriormente se dissolveu, produzindo o que parece ser porosidade intergranular primária. Assim, a aplicação de alguns termos em classificações existentes pode levar a falsas interpretações e, para evitar interpretações errôneas, são fornecidos critérios para a identificação de antigas matrizes fantasmas.

Os arbustos *in situ* constituem texturas de cimento no sentido de Wright (1992), se considerados de origem abiótica, uma categoria de classificação posiciona tanto os arbustos *in situ* quanto os esferulitos como boundstones, e os arbustos como estromatólitos. Isso é problemático tanto em termos de descrição quanto de interpretação. Sabato Ceraldi e Green (2016) provisoriamente consideraram a fácies arbustiva dos equivalentes da Formação Barra Velha nas bacias do Kwanza e Campos Sul como microbialitos, observando que os padrões de crescimento vertical a inclinado em características arborescentes sugerem uma resposta à luz solar ou à energia atual, talvez indicando uma origem microbiana.

A origem dos esferulitos tem sido foco de alguma discussão. Wright e Barnett (2015) favoreceram uma origem abiótica propondo que os esferulitos cresceram em um gel de Mg-silicato, o precursor da matriz de argila. Eles argumentaram que o crescimento do esferulito é

normalmente favorecido por altos níveis de Mg e sílica em soluções altamente alcalinas, juntamente com o rápido crescimento de cristal de calcita, com ou sem qualquer influência microbiana e especialmente em um meio viscoso. Lima e De Ros (2019), a partir de estudos de depósitos de esferulito-estevensita no norte da Bacia de Campos, concordam com esse modelo; relatado por outros autores que a partir de estudos em MEV dos esferulitos, concluíram que não apresentam estrutura orgânica tipo filamento. Os horizontes de esferulito carecem de qualquer evidência direta de atividade microbiana, observando esses autores que "Nenhum resíduo de microfóssil foi observado durante a análise MEV desta fácies."

As observações petrográficas da Formação Barra Velha sugerem que os arbustos e esferulitos cresceram dentro de argila de silicato de Mg ou um gel precursor que, após soterramento raso, foi reordenado por desidratação para formar silicatos de Mg cristalinos. Nos reservatórios produtores da Bacia de Santos, essa matriz posteriormente se dissolveu para produzir o que superficialmente parece ser porosidade intergranular primária. A dissolução da argila de silicato de Mg é, portanto, o processo gerador de porosidade mais significativo nesses reservatórios de hidrocarbonetos. Como resultado dessas matrizes fantasmas, o conceito de maturidade textural com base nas razões da matriz para o grão não pode ser usado para inferir os níveis de energia de deposição em fácies dominadas por arbustos e esferulitos *in situ*. Conseqüentemente, essas características não devem ser usadas como evidência de mediação microbiana de carbonato de cálcio. Outras meso e microestruturas microbianas genuínas ocorrem na Formação Barra Velha, mas são extremamente raras e não podem ser usadas para inferir que os carbonatos da Formação Barra Velha foram produzidos principalmente por processos microbianos.

3.4 Processamento digital de imagem

Na década de 1660, o físico e matemático inglês Isaac Newton iniciou uma série de experimentos com luz solar e prismas. Ele demonstrou que a luz branca era composta de sete cores visíveis. Ao estabelecer cientificamente nosso espectro visível (as cores que vemos em um arco-íris), Newton abriu caminho para que outros experimentassem as cores de maneira científica. Seu trabalho levou a avanços em óptica, física, química, percepção e no estudo da cor na natureza (WESTFALL, 1983)

As imagens digitais coloridas tais como conhecemos possuem três canais chamados de RGB, sigla inglesa das cores vermelho, verde e azul (*Red, Green and Blue*). A partir da

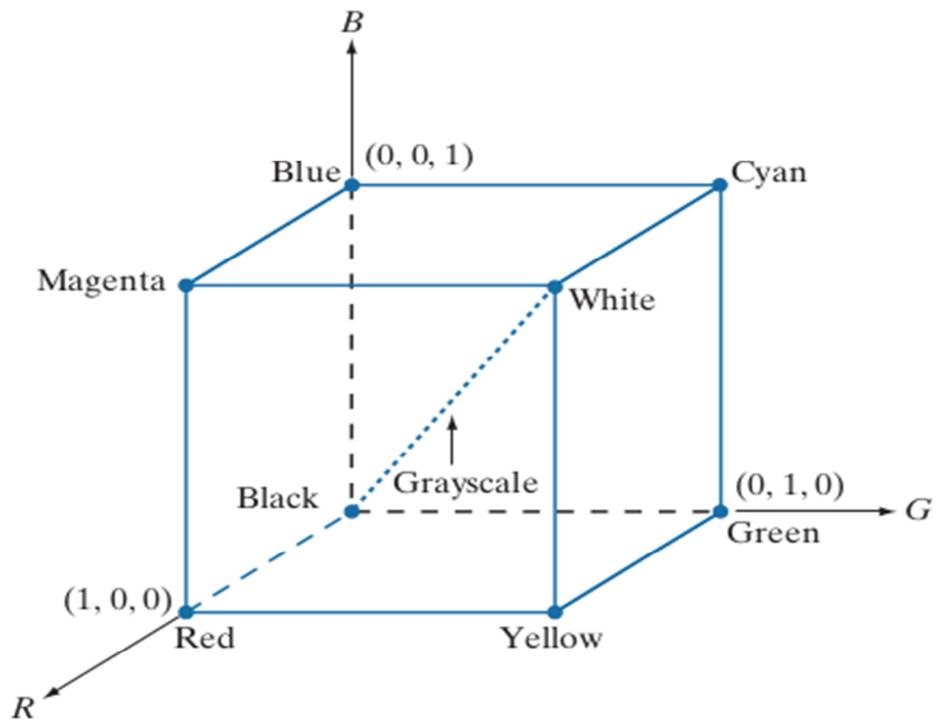
junção dos três canais é possível obter todo o espectro de cores visíveis pelo olho humano, conforme a variação da intensidade de cada canal, formando assim uma cor. Assim, as imagens utilizadas das fotografias de lâminas petrográficas são decompostas nestes 3 canais RGB.

Nesta etapa a técnica empregada está embasada no modelo de cores RGB. Segundo Gonzalez e Woods (2017), neste modelo cada cor aparece em seus componentes espectrais primários de vermelho, verde e azul. Este modelo é baseado em um sistema de coordenadas cartesianas. O subespaço de cores de interesse é o cubo mostrado na figura 5, no qual os valores primários RGB estão nos três vértices.

As diferentes cores neste modelo são pontos sobre ou dentro do cubo e são definidos por vetores que se estendem da origem. Os valores de cor foram normalizados, de modo que o cubo na figura 6 é o cubo unitário. Ou seja, todos os valores de R, G e B nesta representação são considerados no intervalo [0, 1]. As primárias RGB podem ser interpretadas como vetores unitários que emanam da origem do cubo (GONZALEZ e WOODS, 2017).

As imagens representadas no modelo de cores RGB consistem em três imagens componentes, uma para cada cor primária. Quando alimentadas em um monitor RGB, essas três imagens se combinam na tela para produzir uma imagem colorida composta. O número de bits usados para representar cada pixel no espaço RGB é chamado de profundidade de pixel. Considera-se uma imagem RGB na qual cada uma das imagens vermelha, verde e azul é uma imagem de 8 bits. Nestas condições, cada pixel de cor RGB [ou seja, um trio de valores (R, G, B)] tem uma profundidade de 24 bits (3 planos de imagem vezes o número de bits por plano). A figura 5 mostra o cubo de cores RGB de 24 bits correspondente ao diagrama da figura 6. Para imagens digitais, o intervalo de valores no cubo é dimensionado para os números representáveis pelos bits numéricos nas imagens. Se as imagens principais são imagens de 8 bits, os limites do cubo ao longo de cada eixo se tornam [0 , 255]. Então, por exemplo, o branco estaria no ponto [255 , 255 , 255] do cubo (GONZALEZ e WOODS, 2017).

Figura 6 – Esquema do Cubo de cores RGB. Pontos ao longo do diagonal principal têm valores de cinza, de preto na origem ao branco no ponto (1, 1, 1).



Fonte: GONZALEZ e WOODS, 2017.

Figura 7 – O cubo de cor 24-bit RGB.



Fonte: GONZALEZ e WOODS, 2017.

3.5 Processamento digital de imagens aplicado a lâminas petrográficas

O processamento digital de imagens foi utilizado como forma de estabelecer um filtro para identificação da região do poro nas fotografias das lâminas petrográficas. O método é realizado em etapas, de acordo com o algoritmo (Figura 7) utilizado, para criar o código em *Python*.

Aquisição

A partir da imagem original realiza-se a decomposição em componentes RGB. Primeiro, plota-se a imagem para análise da profundidade do pixel na região do poro. No canal R essa região geralmente é zerada. No entanto, como as fotos das lâminas possuem diferentes tons de azul há uma variação, que é denominada de abertura do filtro. Dessa forma, escolheu-se a banda R, pois como é possível notar na figura 8 é a única que faz uma melhor distinção entre poro e matriz. Neste trabalho, o termo matriz será considerado como todo o constituinte da rocha (matriz, grão, cimento), para facilitar a distinção entre o que é poro e não poro.

Segmentação

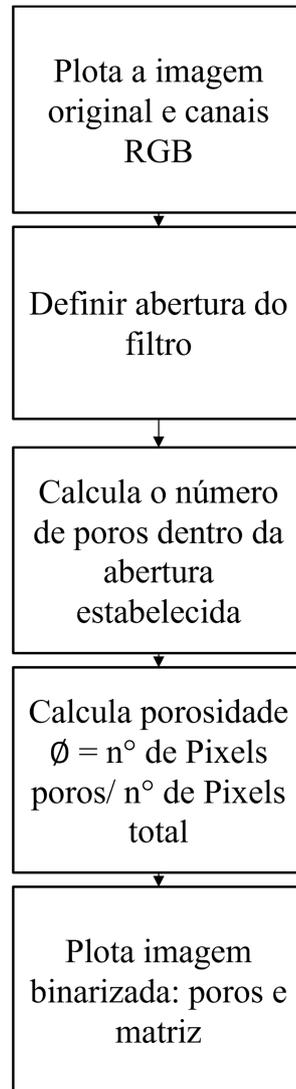
Ao plotar a imagem no Canal de interesse, neste caso o Canal R, a imagem tem uma faixa que varia de 0 a 255 que condiz com a “cor” do pixel, para a região dos poros existe um intervalo para cada imagem a depender da tonalidade do azul na fotografia. Dessa forma, determina-se a abertura da região dos poros para que o algoritmo reconheça esse intervalo como a área do poro, ou seja se a abertura determinada para a imagem foi de 90, o algoritmo irá considerar como poro todo o pixel no range de 0 a 90 e contabilizar como porosidade. Assim, é realizada a binarização da imagem em poro e matriz, no canal R o poro é representado pelo azul marinho e a matriz pelo amarelo.

Reconhecimento e Classificação

Utilizando um contador dentro do código criado (Figura 7), que é incrementado todas às vezes que o algoritmo encontra às características definidas pelos limites da área do poro, a região que apresenta a abertura determinada é reconhecida como poro e contabilizada. Ao final do processamento da contagem dos pixels, o código retorna com dois produtos, um de natureza qualitativa que é a plotagem da imagem binarizada, poro e matriz. O segundo é de

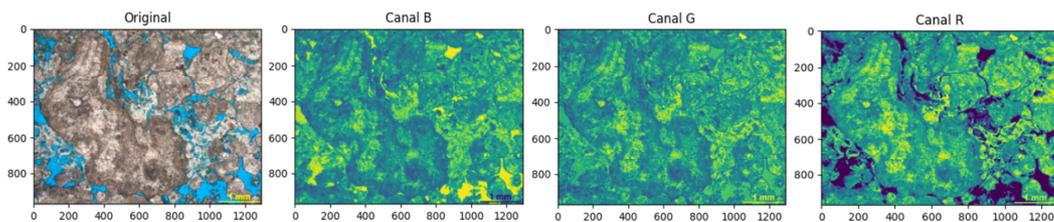
natureza quantitativa que representa a porosidade em percentual contabilizada pelo código (Figura 9), que é razão do número de pixels dos poros pelo número de pixels totais da imagem ($\emptyset = \text{N}^\circ \text{ de Pixels dos poros} / \text{N}^\circ \text{ de Pixels totais}$).

Figura 8 – Algoritmo do código para processamento das fotografias de lâminas petrográficas.



Fonte: A autora, 2022.

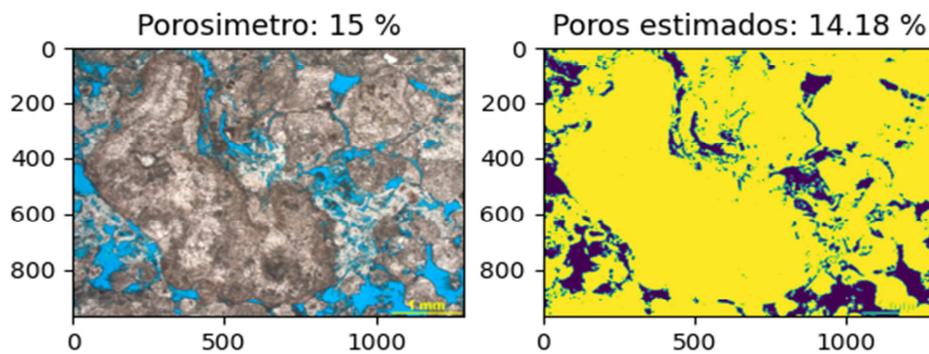
Figura 9 – Imagem original, canal B, canal G e canal R



Fonte: A autora, 2022.

A etapa final consiste na comparação qualitativa, realizada pelo intérprete, da imagem gerada com a imagem de entrada. Além disso, para saber se o resultado estimado pelo código é coerente, são comparados os resultados de percentual de poros do método com os dados de porosidade do porosímetro, fornecidos pela ANP, validando dessa forma a eficácia do método.

Figura 10 – Imagem original com porosidade definida pelo porosímetro e imagem binarizada, (amarelo matriz, azul poro) com porosidade estimada através do código.



Fonte: A autora, 2022.

3.6 Porosidade

O parâmetro petrofísico da porosidade caracteriza a capacidade que um meio possui de armazenar fluido nos seus poros, neste caso, o meio em questão são as rochas reservatório e os fluidos de interesse são os hidrocarbonetos. A variedade de granulometria, esfericidade e arredondamento dos grãos, que compõem as rochas, quando bem selecionados tendem a deixar espaços vazios entre os mesmos, dando origem à porosidade. A porosidade (ϕ) assim vai ser definida como o espaço vazio do volume total da rocha (Teixeira, 2016). Em termos geológicos dois tipos de porosidade são definidos: porosidade primária e porosidade secundária (Zinszner & Pellerin, 2007; SANTOS, 2019).

O espaço entre os grãos de sedimentos primários é referido como porosidade primária. A porosidade intergranular significa simplesmente que há interstícios ou vazios entre os grãos, enquanto porosidade intragranular, significa porosidade dentro dos grãos de sedimento, e é resultante de processos de dissolução de grãos do arcabouço, como feldspatos e minerais micáceos, e causadas por contrações intergranulares (BJØRLYKKE, 1989). Quando esses poros intragranulares são formados por atuação de fluidos, essa porosidade é

conhecida como porosidade alveolar (FRANKS E FORESTER, 1984). A porosidade formada pela dissolução ou fratura de grãos é chamada de secundária (BJØRLYKKE e AAGAARD, 2010; SANTOS, 2019).

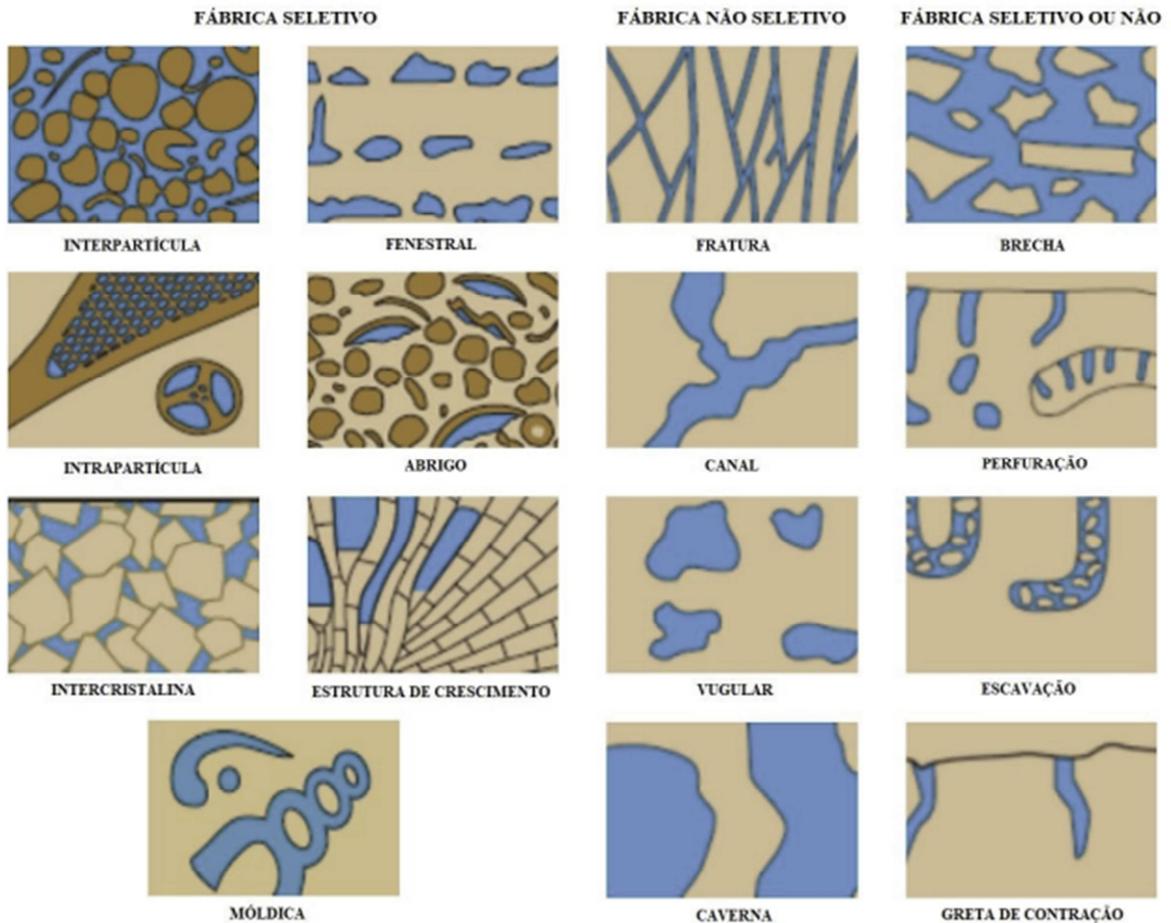
A porosidade primária é o espaço poroso, sendo levado em conta seu volume, geometria e distribuição de poros que existia no o pacote sedimentar imediatamente após a deposição, antes da alteração diagenética. Durante a deposição, a porosidade primária é reduzida por compactação e cimentação. A porosidade primária é em geral fortemente modificada, mesmo próximo a superfície, durante o soterramento. A disposição original da porosidade primária pode ser preservada em uma rocha sedimentar quando é preenchida parcialmente por cimento (precipitado químico), deste modo o cimento que a preenche é precoce e restringe a compactação (BJØRLYKKE e AAGAARD, 1992), ou ainda, quando o hidrocarboneto migra para a rocha reservatório preenchendo os poros, reduzindo ou parando os processos diagenéticos posteriores (BJØRLYKKE, 1989). No entanto, rochas carbonáticas bem cimentadas podem ser frágeis, particularmente durante eventos tectônicos, com isso podem gerar fraturas, que são outra forma de porosidade (BJØRLYKKE e AAGAARD, 2010). Os fatores que alteram a porosidade primária são a compactação mecânica, pressão de soluções, expansão de micas. Os argilominerais também são fatores que reduzem a porosidade (BJØRLYKKE, 1989). Na compactação, ocorre um rearranjo mecânico dos grãos por ação da pressão confinante. A consolidação provém de deformações dos grãos e dos vazios, com aumentos progressivos da pressão confinante no subsolo. Na cimentação ocorre a deposição de material em torno das áreas de contato entre os grãos, reduzindo assim, os espaços vazios e bloqueando os gargalos dos poros (LIMA, 2014; SANTOS, 2019).

A porosidade secundária é o espaço poroso produzido por processos de dissolução e fragmentação após a deposição. A porosidade secundária pode, portanto, ser considerada uma adição à porosidade primária (BJØRLYKKE e AAGAARD, 2010). A porosidade secundária resulta da interação química do arcabouço, da matriz e do cimento com a água intersticial, favorecidas ou não pelas condições de temperatura ou pressão (FRANKS e FORESTER, 1984; SANTOS, 2019).

No contexto da petrofísica o tipo de porosidade chamada de efetiva é a mais importante, pois se refere à quantidade de poros interconectados, ou seja, aquela que faz parte da rede de escoamento de fluídos da rocha e é diretamente relacionado à permeabilidade (TIAB e DONALDSON, 2004). A porosidade absoluta engloba também os poros isolados, que, portanto, abrigam fluidos não recuperáveis (SANTOS, 2019)..

Os principais processos diagenéticos que afetam a porosidade são a dissolução, a cimentação e a dolomitização. Os atributos utilizados por Choquette & Pray (1970) para caracterizar os tipos de poros em rochas carbonáticas foram o tamanho, a forma, a gênese ou a posição em relação aos elementos da fábrica (Figura 11).

Figura 11 – Classificação de Choquette & Pray (1970) dos tipos de porosidade



Fonte: modificado de CHOQUETTE e PRAY, 1970.

Dessa forma, tem-se que as porosidades intergranular, intragranular e intercrystalina, por exemplo, são definidas pela posição em relação aos elementos da fábrica, já a porosidade de caverna, é definida somente com base no tamanho. Poros móldicos, de perfuração (*boring*) e de contração (*shrinkage*) são definidos somente com base na sua origem. Já poros vugulares, de canal e outros são definidos pela combinação de atributos morfológicos e genéticos (ALTENHOFEN, 2013).

3.7 Porosímetro

O método do Porosímetro por expansão de gás Hélio (He) tem como base física a Lei de Boyle da expansão do gás. Esta Lei tem como base a igualdade $P_1V_1 = P_2V_2$, onde PV é constante, sendo utilizado para medição direta do volume dos grãos e volume dos poros, numa célula auxiliar isotérmica. Subsequentemente, a porosidade e densidade do grão pode ser calculada a partir das medições diretas (Moreira, 2010). Segundo Lima (2014), esta técnica consiste em uma amostra de volume total conhecido que é colocada num recipiente contendo um gás a uma determinada pressão. Este recipiente é interligado a um ao outro de volume fixado e originalmente sob vácuo. A pressão de equilíbrio no sistema é determinada e, pela lei dos gases perfeitos, calcula-se o volume de gás presente na amostra. Além disso, esse procedimento fornece valores representativos da porosidade interconectada (SANTOS, 2019)..

O Hélio pode ser modelado como um gás ideal para a maioria das pressões e temperaturas de interesse. Este gás possui vantagens sobre outros gases pois consiste em pequenas moléculas que penetram e se expande isotermicamente em pequenos poros da rocha, é inerte e não adsorve sobre superfícies rochosas como acontece com o ar. Após a expansão, a pressão de equilíbrio resultante é medida. Por se comportar como um gás ideal, ou seja, possui uma massa pequena ($z=1$) e uma alta difusividade, este gás pode ser utilizado para determinar porosidades em rochas com baixa permeabilidade (MOREIRA, 2010).

Uma das vantagens deste método é sua relação com a amostra, é não destrutivo, além de ser direto. A desvantagem consiste na incerteza de que com a expansão do gás a porosidade não será afetada, ou seja, o ato de medir a porosidade com a injeção de um gás, pode vir a criar a abertura de novos espaços porosos, afetando na medida real da porosidade (SANTOS, 2019).

Limitações do instrumento: Diferentes tipos de porosímetros têm limitações específicas que podem afetar a precisão das medições. Por exemplo, certos porosímetros podem ter limites mínimos ou máximos de detecção de tamanho de poro, ou podem ter limitações em termos do tipo de fluidos ou gases que podem ser usados para medição. Variações de pressão ou fluxo: variações na pressão aplicada ou na taxa de fluxo durante o processo de medição podem afetar a medição de porosidade. Flutuações nesses parâmetros podem levar a resultados inconsistentes, especialmente se o material testado for sensível a mudanças nas condições de pressão ou fluxo. Heterogeneidade da amostra: Se o material

testado for heterogêneo, com variações no tamanho ou na estrutura dos poros, pode introduzir erros nas medições de porosidade (SANTOS, 2019).

3.8 Perfil Neutrônico

O Perfil Neutrônico é utilizado para determinar a porosidade, com base na quantidade de hidrogênio existente numa rocha reservatório, sendo aplicado, principalmente, na identificação de zonas de gás, na análise litológica e na correlação de estratos ou reservatórios. O método de funcionamento das ferramentas neutrônicas consiste em uma fonte de nêutrons e de um ou quatro receptores. Os nêutrons rápidos bombardeiam as camadas adjacentes do poço onde ocorrem múltiplas e sucessivas colisões elásticas com os átomos do meio, fazendo com que os nêutrons percam parte da sua energia inicial. Esta perda depende da massa relativa do núcleo colidido. As maiores perdas acontecem quando essas partículas se chocam com núcleos de massa praticamente igual a sua, neste caso, com núcleos de hidrogênio (NERY, 2013; SANTOS, 2019).

Segundo Nery (2013), a partir do momento em que os nêutrons atingem a energia termal do meio, eles difundem-se sem mais perda de energia até serem capturados por qualquer núcleo, após a captura o núcleo torna-se excitado e emite raios gama de alta energia, para retorno à estabilidade ($E=mc^2$). Existem quatro ferramentas que utilizam fontes que emitem nêutrons rápidos diferindo apenas no modo de detecção, sendo que, em todas, a redução do nível energético dos nêutrons depende da quantidade de hidrogênio (ou outros absorvedores), por unidade de volume, das camadas próximas às paredes do poço. O hidrogênio se encontra livre nas moléculas de água, adsorvidas na estrutura cristalina, nos hidrocarbonetos e nos argilominerais, preenchendo os poros das rochas.

Este método possui alguns problemas que se relacionam com o seu princípio físico de funcionamento, tais como a lama/reboco, presença de gás ou hidrocarboneto leve e argilosidade. O problema com a lama ocorre quando um poço com desmoronamento, ou seja, maior diâmetro, aumentando assim a possibilidade de ter lama ou reboco entre a sapata e a parede dele. Com isso, maior a quantidade de hidrogênio em torno do detector e menor a resposta proveniente das camadas. A presença de gás ou hidrocarboneto leve representam menor densidade de hidrogênio por unidade de volume de rocha. Portanto, a leitura do Perfil Neutrônico acusará uma baixa porosidade, enquanto o Perfil de Densidade lerá alta

porosidade. Isto posto, é notória a necessidade da correlação de vários perfis para obter um resultado com menor erro possível. Por outro lado, a argilosidade significa um alto teor de água adsorvida, dando origem a uma maior porosidade nas rochas argilosas do que nas limpas. Dessa forma, novamente os Perfis terão de densidade e neutrônico respostas diferentes, sendo que o primeiro apresentará menor porosidade (NERY, 2013; SANTOS, 2019).

3.9 Ressonância Magnética Nuclear

Os princípios físicos que regem este método estão no campo da física do eletromagnetismo. Quando submetidos a um campo magnético estático B_0 , os momentos magnéticos nucleares de certos isótopos atômicos se alinham, em movimento de precessão, ao redor desse campo, dentre os quais, o H presente na composição molecular dos fluidos de reservatório (água, óleo e gás) (Schuab, 2015).

Esse processo, denominado polarização, produz uma magnetização resultante M_0 que aponta na direção do campo B_0 . Essa magnetização permanece alinhada indefinidamente, até ser defletida por um pulso de radiofrequência B_1 , aplicado perpendicularmente a B_0 . Ao término do pulso, M_0 retorna ao seu alinhamento original num processo denominado relaxação magnética nuclear (RIOS *et al.*, 2010; SANTOS, 2019)

Assim sendo, essas medidas consistem numa série de manipulações dos prótons de hidrogênio presentes nas moléculas dos fluidos contidos nos poros da rocha. Esses prótons possuem um momento magnético e, por isso, se comportam como pequenas barras magnéticas na presença de um campo magnético, adquirindo a orientação deste (SCHUAB, 2015). Eles também giram, o que os faz comportar-se como giroscópios. Uma sequência de medidas começa com o alinhamento dos prótons segundo um campo magnético constante, seguido de uma deflexão desse campo de 90 graus, precessão e repetidas defasagens e refocalizações. As relaxações transversais (T_2) e longitudinais (T_1) é que limitam o tempo que uma medida pode levar (GLORIOSO *et al.*, 2003).

Durante o processo de relaxação, uma corrente elétrica, amortecida, que constitui o sinal de RMN, é induzida numa bobina de detecção por M_0 . Os fluidos confinados no espaço poroso estão sujeitos a três mecanismos principais de relaxação (COATES *et al.*, 2001), que são: (i) intrínseco (ou "bulk"), (ii) superficial e (iii) difusivo, resultado do movimento difusivo

das moléculas em presença de um gradiente de campo magnético. Entretanto, quando o mecanismo de relaxação superficial predomina sobre os demais, as taxas de relaxação do fluido encerrado no meio poroso dependem da composição química da matriz porosa e da razão superfície/volume, da seguinte maneira: $\frac{1}{T_1} \rho_1 \left(\frac{S}{V}\right)_{poro}$ e $\frac{1}{T_2} \rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_{poro}$, em que ρ_1 e ρ_2 são, respectivamente, a relaxatividade superficial (propriedade inerente à matriz porosa) para T_1 e T_2 , e S/V é a razão superfície/volume do poro, evidenciam o potencial da RMN de responder simultaneamente tanto à composição da matriz quanto à distribuição de tamanho dos poros, característica única quando comparada aos demais métodos indiretos (TOUMELIN e TORRES, 2003).

Como resultado o método obtém curvas de porosidade, saturação, tende a ler a porosidade efetiva e partir disso estimar a permeabilidade. Em comparação com os perfis tradicionais tem a vantagem de estar livres da matriz da rocha e dos parâmetros elétricos da equação de Archie, além do caráter não destrutivo. Toda ferramenta possui um limite de detecção, dessa forma este método também possui um limite, onde abaixo deste não é possível identificar os poros, onde o resultado encontrado pode apresentar divergência com o real (SCHUAB, 2015; (SANTOS, 2019).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

De modo geral, os maiores erros (ou diferenças entre a metodologia do Canal R e o dado do porosímetro) encontram-se nas rochas que contém algum tipo de argilosidade e/ou são muito cimentadas, ou possuem uma tonalidade da matriz da rocha tendendo ao rosado. Nessas rochas o resultado do método digital é consistentemente menor que a do porosímetro. Há diferenças também onde (aparentemente) a fotografia parece não ser bem representativa da fácies. As questões das diferentes metodologias adotadas serão abordadas no decorrer do trabalho.

4.1 Qualidade dos Reservatórios por fácies

4.1.1 Formação Itapema

Foram analisadas 48 fotografias de lâminas petrográficas da Formação Itapema sendo classificadas em nove fácies segundo Santos (2020), compreendida no intervalo de 5668,6 a 5872 metros de profundidade (Tabela 1).

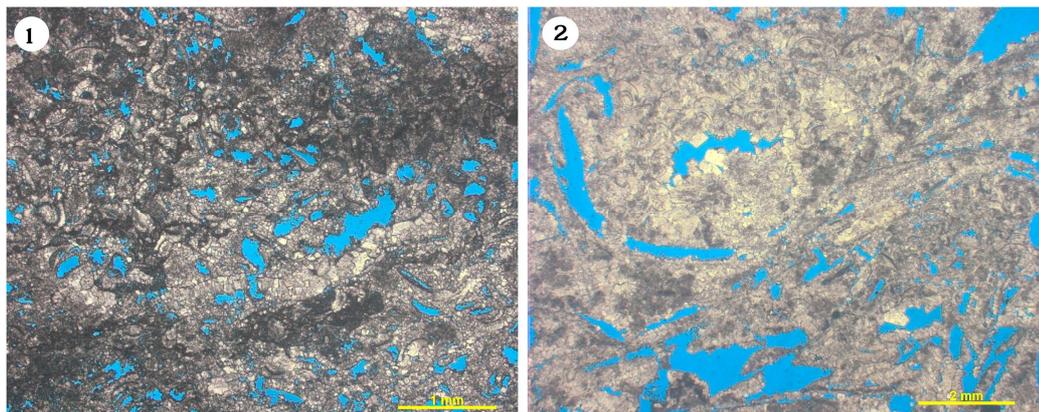
Fácies Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado - CqPFR: representada por 2 amostras (Figura 12).

Essa fácies caracteriza-se por ter um arcabouço grão suportado, mas ainda com presença de matriz preservada. Os grãos em sua maioria são fragmentos de conchas de bivalves retrabalhados e muito fragmentados, ocorrendo menos frequentemente conchas de ostracodes. A matriz micrítica recristalizada para calcita microcristalina e matriz argilosa de coloração muito escura, sendo provavelmente rica em matéria orgânica e localmente presença de sílica detrítica. As conchas se apresentam recristalizadas e por vezes com cimento dolomítico e cimentação por calcita em mosaico. Porosidade gerada por dissolução do cimento e da matriz, gerando porosidade inter e intragranular e também, dissolução das conchas, gerando porosidade móldica, que por vezes encontra-se preenchida por cimento de sílica tardio (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5683,15 e 5802 m de profundidade, possuem porosidade

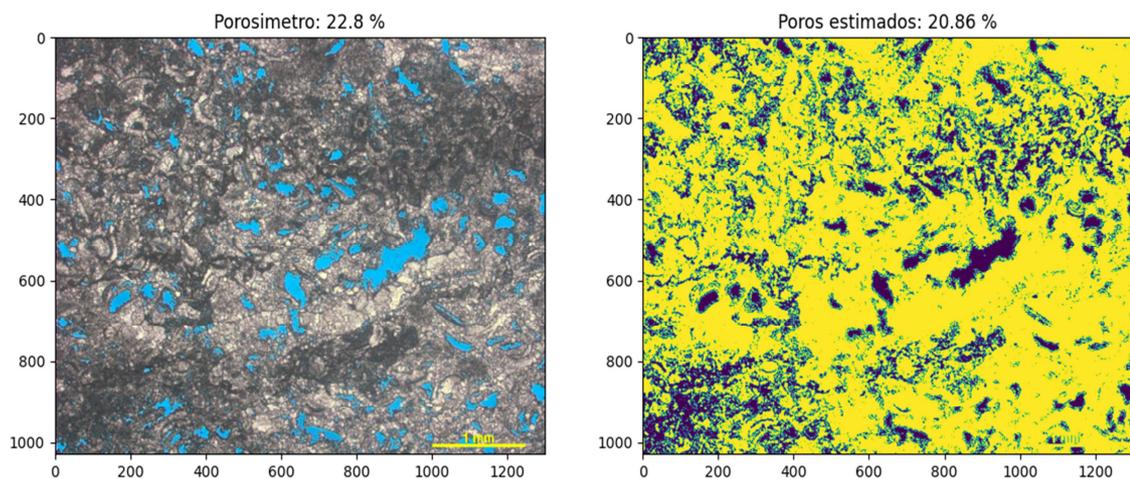
devido a dissolução do cimento intergranular e das conchas de bivalves desarticulados gerando porosidade móldica e vugular. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 18,8 a 22,8%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 17,63 a 20,86%, para uma abertura do filtro no canal R de 120 e 85, gerando um o erro absoluto de 1,17 a 1,94. A porosidade dessa fácies é classificada como boa a muito boa (Figuras 12 e 13).

Figura 12. – Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado – CqPFr, representada por 2 amostras, CS-2013-00-05106 (1) e CS-2013-00-05489 (2).



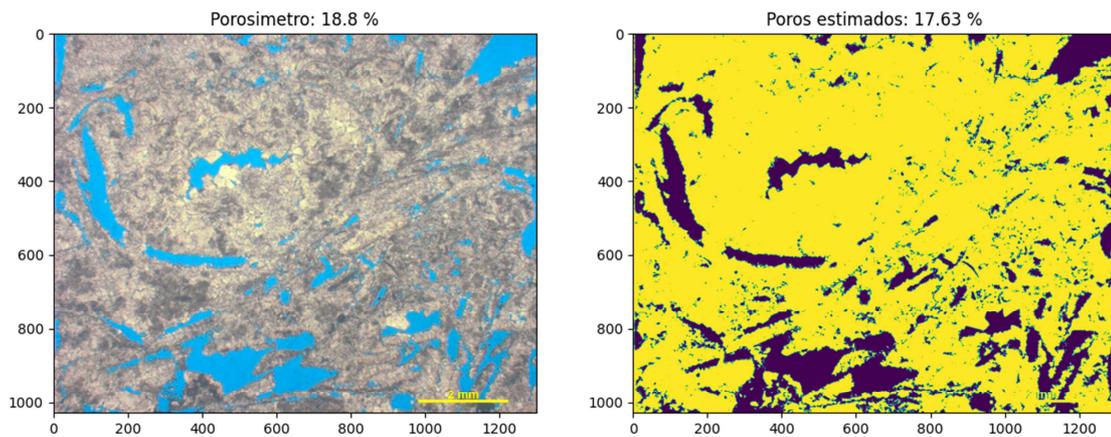
Fonte: A autora, 2022.

Figura 13 – Coquina Packstone/Floatstone retrabalhados da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 22,8%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 20,86%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 14 – Coquina Packstone/Floatstone retrabalhado da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18,8%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 17,63%.



Fonte: A autora, 2022.

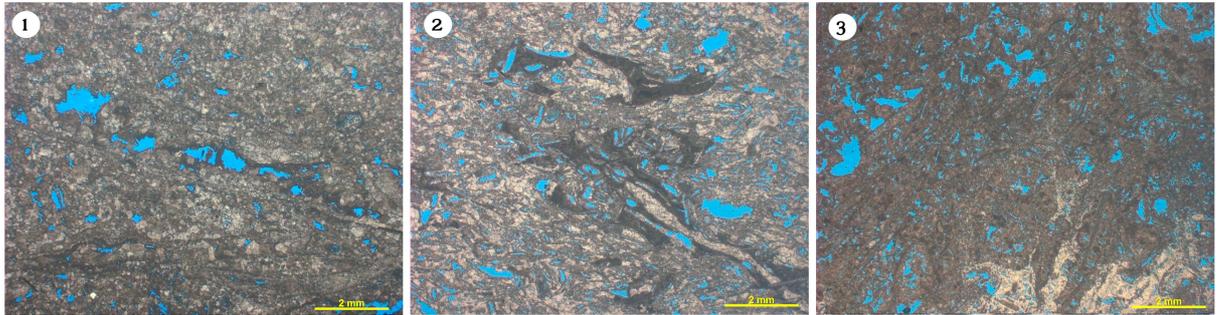
Fácies Coquina Packstone/Floatstone – CqPF: representada por 3 amostras (Figura 15).

Os principais bioclastos são bivalves e ostracodes e alguns ocorrem ainda preservando sua articulação, porém na maioria das vezes sofreram forte processo de dissolução, sendo apenas reconhecido devido a preservação do envelope micrítico. A matriz micrítica sofreu neomorfismo para calcita microcristalina, estando preservada apenas localmente. As conchas foram recristalizadas por carbonato de cálcio e dissolvidas e, por vezes, sofrendo cimentação por sílica e raramente dolomita. Restos de bioclastos são reconhecidos pela preservação do envoltório micrítico, tendo sofrido processo de dissolução e preenchidos por cimento de calcita. Matriz micrítica sofreu processo de neomorfismo formando cristais de calcita microcristalina, estando a matriz preservadas em pequenas áreas. Um segundo processo de dissolução parece ter gerado porosidade vugular e móldica e por vezes observa-se esses poros sendo preenchidos por uma cimentação tardia de sílica e raramente dolomita (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5753,35 e 5858 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução do cimento intergranular e das conchas de bivalves, em sua maioria ostracodes, gerando porosidade móldica e vugular. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 12,1 a 20,5%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 7,93 a 12,31%, para uma abertura do filtro no canal R de 80 a 100, gerando um erro absoluto de 4,17 a 12,41. A porosidade dessa fácies é classificada como regular a boa. Interessante notar que quanto mais micritizada a lâmina maior o erro do método de processamento digital de imagens, por interferir na abertura para leitura do canal R (Figuras

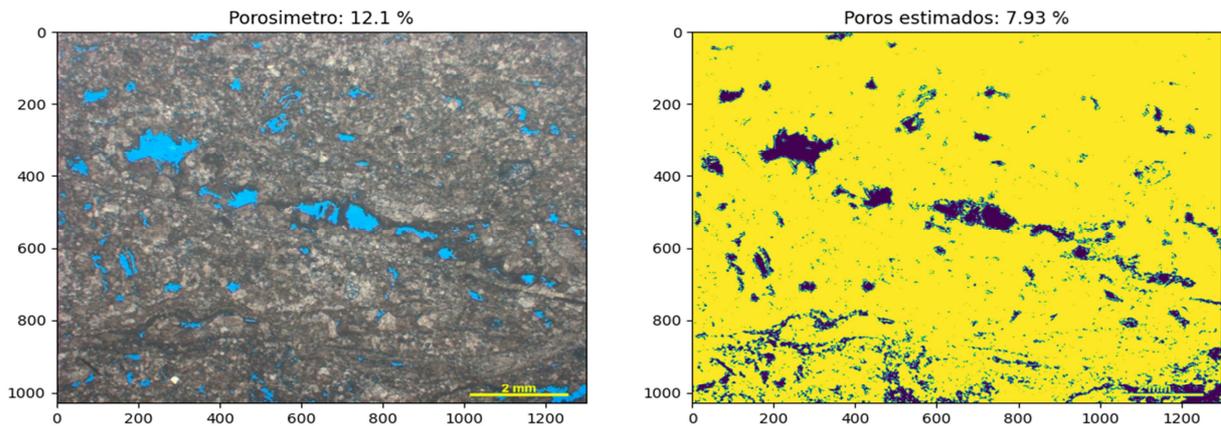
16, 17 e 18).

Figura 15 – Coquina Packstone/Floatstone – CqPF, representada por 3 amostras, CS-2013-00-05134 (1), CS-2013-00-05677 (2) e CS-2013-00-05687 (3).



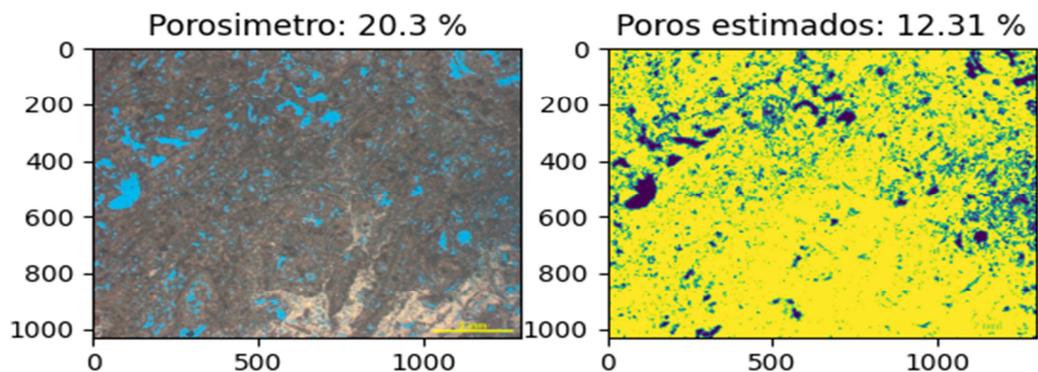
Fonte: A autora, 2022.

Figura 16 – Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 12,1%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 7,93%.



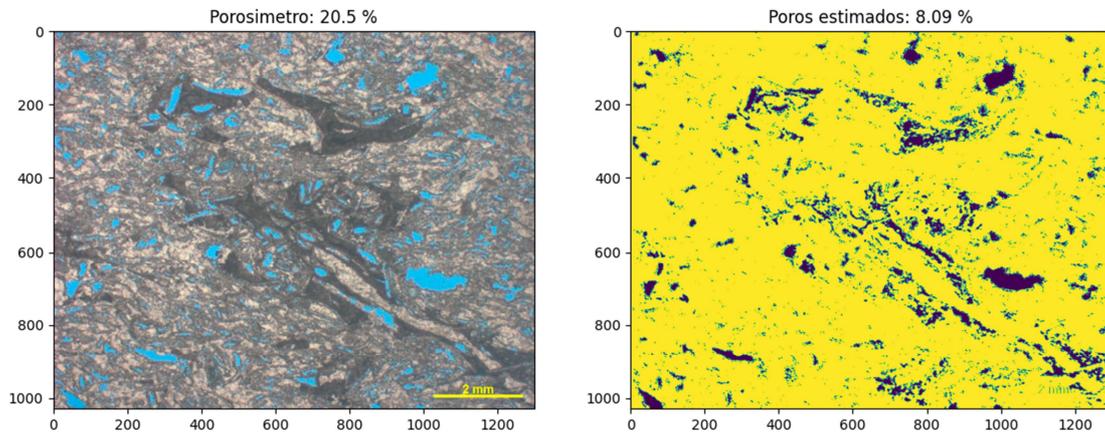
Fonte: A autora, 2022.

Figura 17 – Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,3%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 12,31%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 18 – Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 8,09%.



Fonte: A autora, 2022.

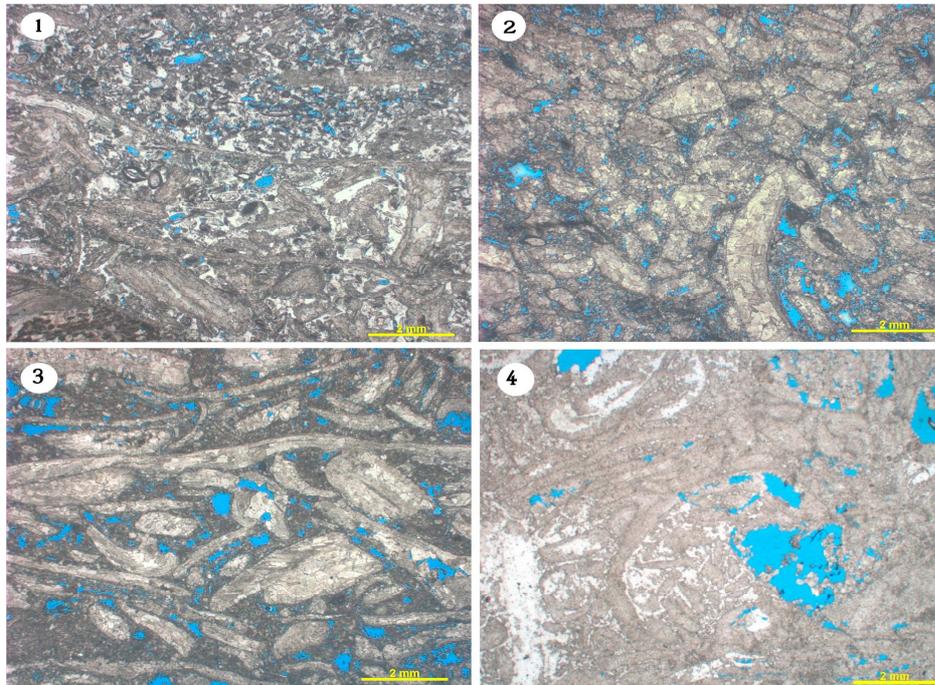
Fácies Coquina Rudstone/Grainstoe retrabalhada – CqRGr: representada por 20 amostras (Figuras 19, 20, 21, 22 e 23).

As conchas encontram-se em sua maioria desarticuladas, fragmentadas e dispostas de forma caótica. Apresentam-se mais bem selecionadas e com maior nível de arredondadas e esfericidade, quando comparado com a fácies CqRGr. Raramente se observa a presença de matriz micrítica havendo preservação do envelope micrítico e por vezes uma franja de calcita microcristalina circundando as conchas. Esta fácies, encontra-se frequentemente cimentada por calcita espática e mostra intensa recristalização, que, por vezes, dificulta o reconhecimento do material intersticial (cimento ou matriz micrítica). O processo de recristalização provocou uma cimentação por calcita em mosaico grosso nas conchas e calcita microcristalina no espaço intercrystalino, e posteriormente, ocorreu um novo processo de alteração diagenética, que dissolveu total ou parcialmente as conchas e o cimento carbonático. Uma ou mais fase tardia de silicificação preencheu o espaço poroso gerado pela dissolução, sendo observado pelo menos dois tipos de cimentação por sílica, uma microcristalina e outra em forma de cimento drúsico (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5668,6 até 5872 m de profundidade, é a fácies com maior amplitude de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução do cimento intergranular e das conchas de bivalves, gerando porosidade móldica e vugular. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 4,7 a 25,1%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 4,33 a 36,97%, para uma abertura do filtro no canal R

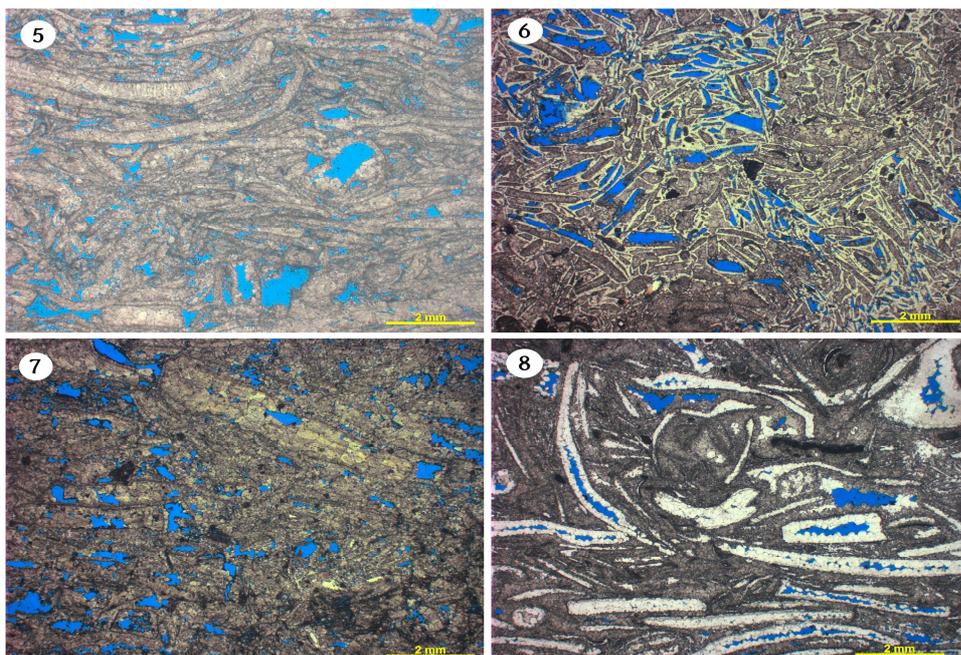
de 25 a 120, gerando um o erro absoluto de 0,07 a 18,97. A porosidade dessa fácies é classificada como irregular a insignificante, tendo uma ampla variação de acordo com o grau de dissolução sofrido (Figuras 24 e 25).

Figura 19 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05120 (1), CS-2013-00-05128 (2), CS-2013-00-05141 (3) e CS-2013-00-05459 (4).



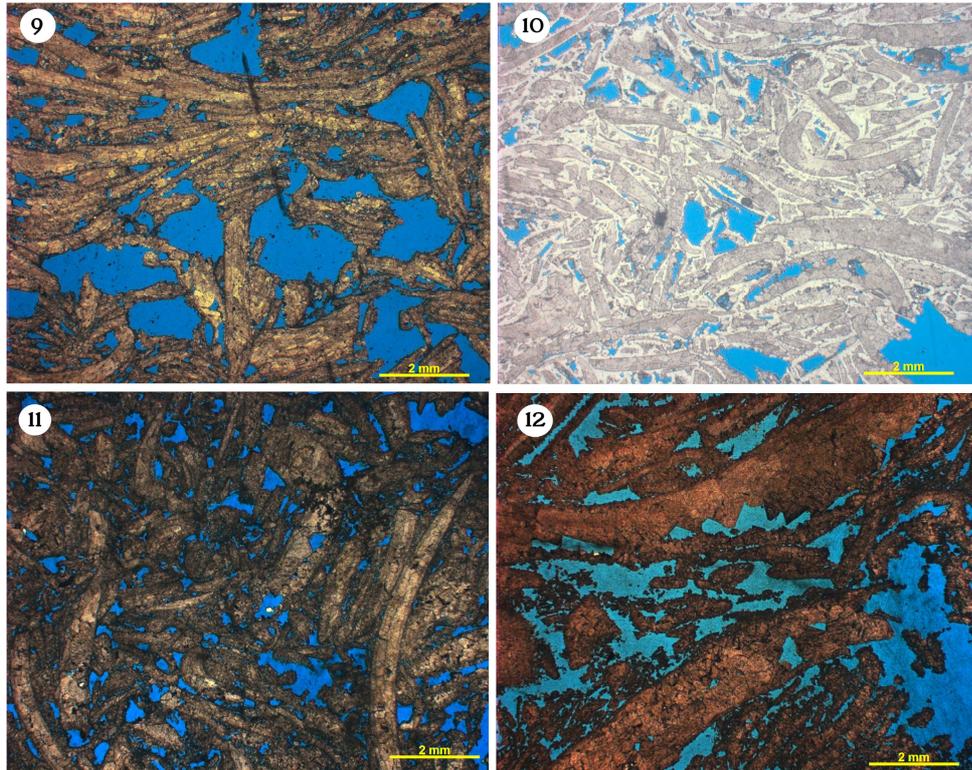
Fonte: A autora, 2022.

Figura 20 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05473 (5), CS-2013-00-05494 (6), CS-2013-00-05499 (7) e CS-2013-00-05503 (8).



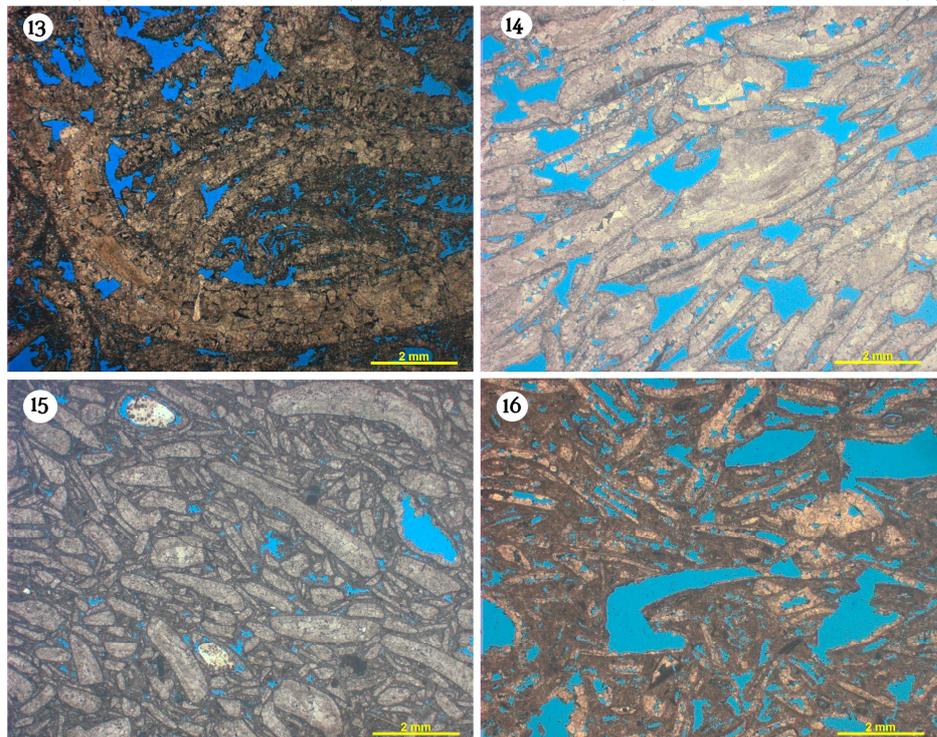
Fonte: A autora, 2022.

Figura 21. – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05529 (9), CS-2013-00-05575 (10), CS-2013-00-05596 (11) e CS-2013-00-05597 (12).



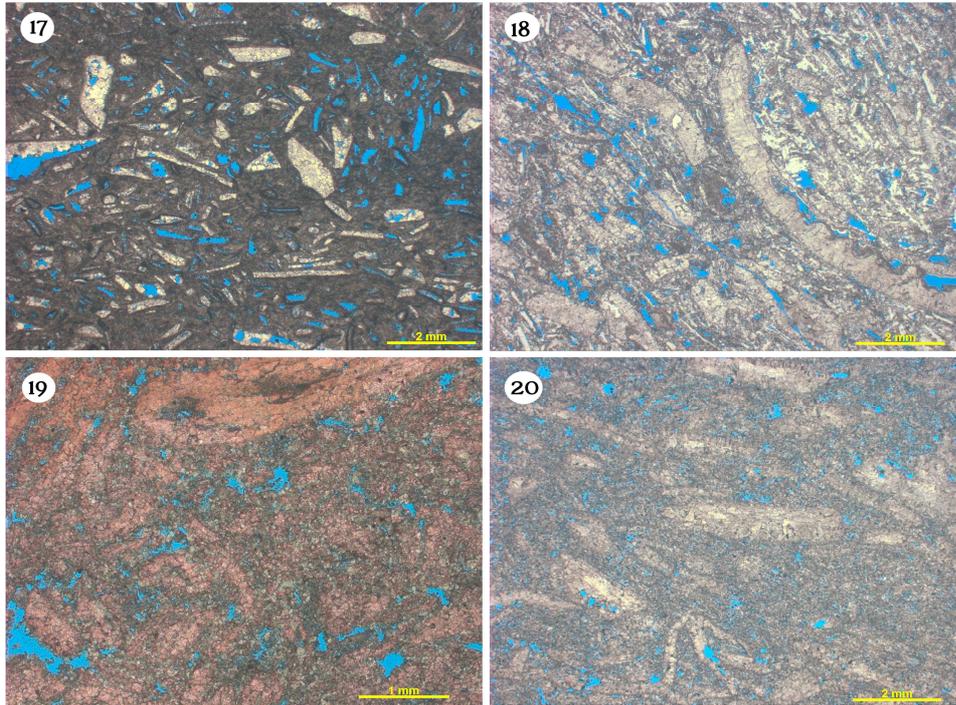
Fonte: A autora, 2022.

Figura 22 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05599 (13), CS-2013-00-05612 (14), CS-2013-00-05616 (15) e CS-2013-00-05617 (16).



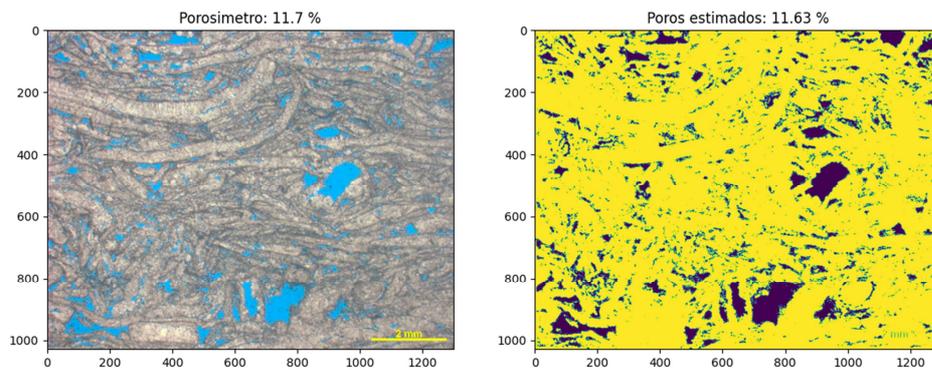
Fonte: A autora, 2022.

Figura 23 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05618 (17), CS-2013-00-05664 (18), CS-2013-00-05714 (19) e CS-2013-00-05715 (20)



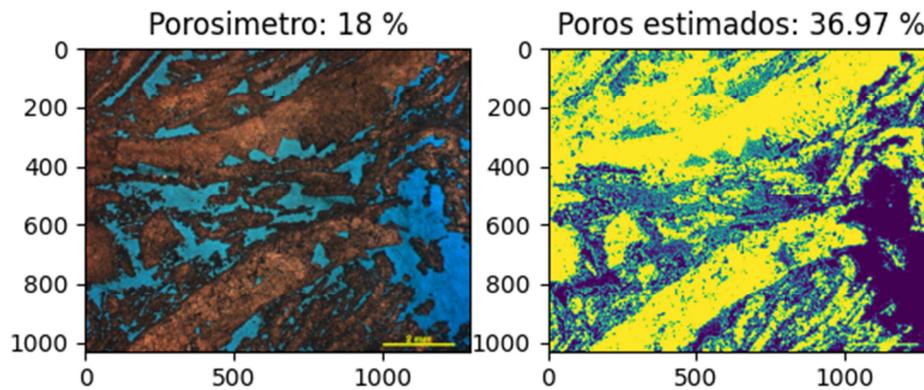
Fonte: A autora, 2022.

Figura 24 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 11,7%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 11,63%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 25 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada – CqRGr da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 36,97%.



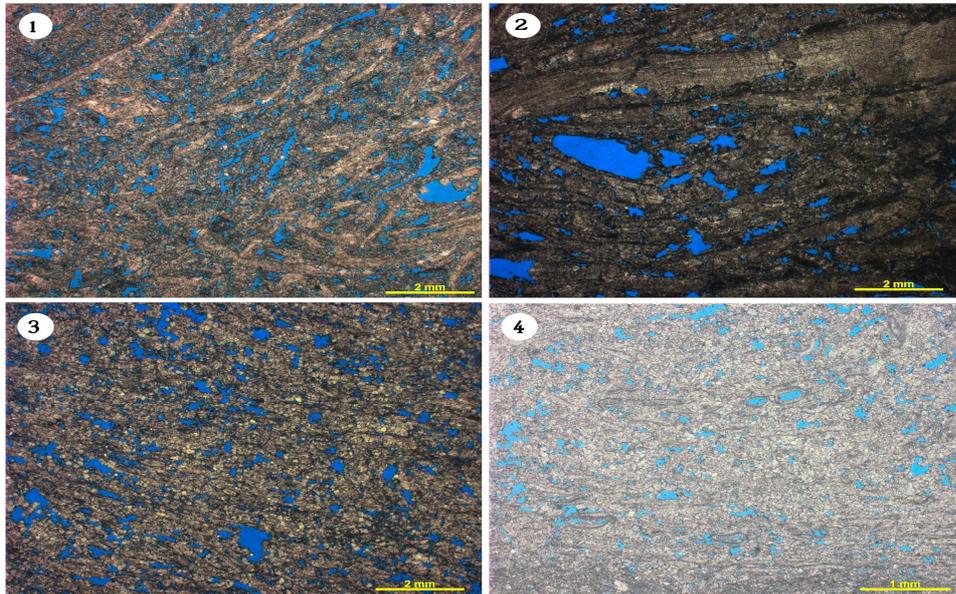
Fonte: A autora, 2022.

Fácies Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG: representada por 14 amostras (Figura 26, 27, 28 e 29).

As conchas encontram-se em sua maioria desarticuladas e levemente fragmentadas, e subordinadamente há preservação de conchas articuladas fechadas. No que se refere a biotrama, as conchas se apresentam moderadamente selecionadas, com baixa esfericidade e subangulosa a subarredondadas e por vezes exibem orientação concordante ao acamamento. O envelope micrítico encontra-se preservado e muitas vezes possibilita o reconhecimento das conchas que sofreram cimentação por calcita em mosaico, e um processo de recristalização, que gera calcita microcristalina a partir do neomorfismo de matriz micrítica. O processo de dissolução muitas vezes é intenso, provocando dissolução das conchas e do cimento carbonático e gerando porosidade intergranular, vugular e móldica. Por vezes, ocorre um processo de silicificação tardia que preenche total ou parcialmente os espaços porosos gerados pela dissolução (SANTOS, 2020).

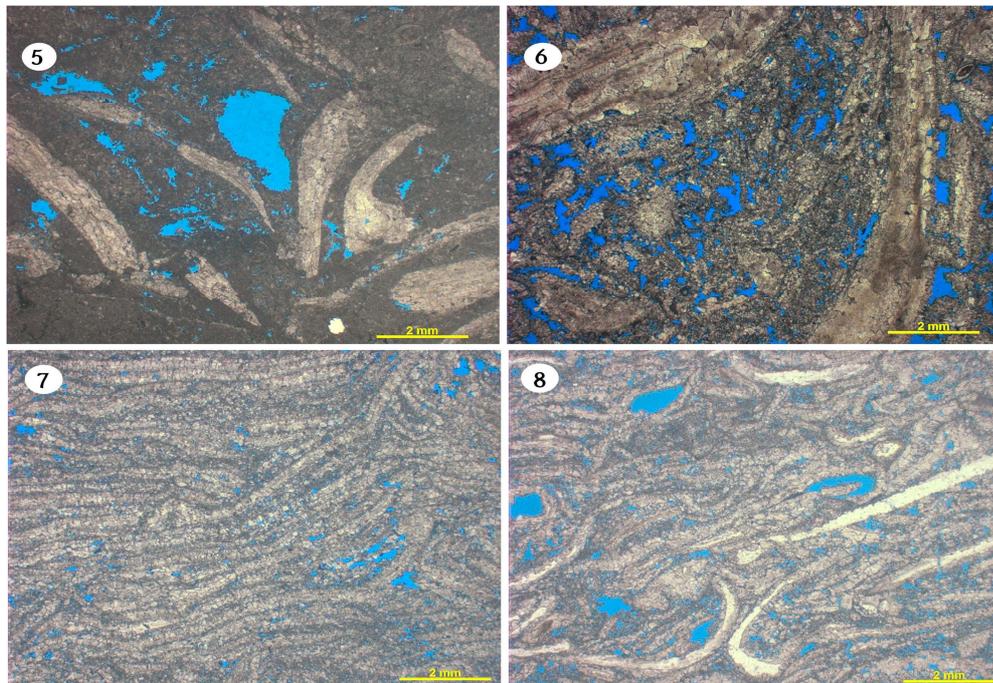
As amostras estão localizadas a 5695,35 e 5762,8 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução das conchas e do cimento carbonático e gerando porosidade intergranular, vugular e móldica. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 10,1 a 18,7%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 8,6 a 18,91%, para uma abertura do filtro no canal R de 23 a 135, gerando um o erro absoluto de 0,71 a 7,9, essa diferença possivelmente tem mais a ver com a quadrícula da foto do que com a fácies em si. A porosidade dessa fácies é classificada como regular a boa (Figuras 30 e 31).

Figura 26 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05526 (1), CS-2013-00-05553 (2), CS-2013-00-05559 (3) e CS-2013-00-05560 (4).



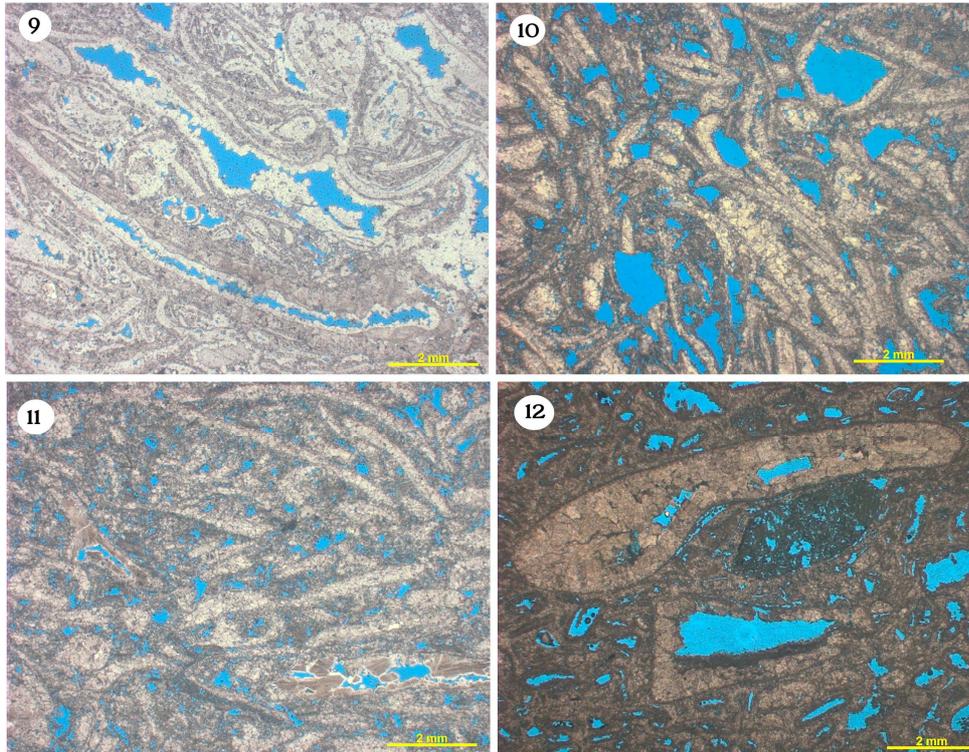
Fonte: A autora, 2022.

Figura 27 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 4 amostras, CS-2013-00-05584 (5), CS-2013-00-05593 (6), CS-2013-00-05631 (7) e CS-2013-00-05637 (8).



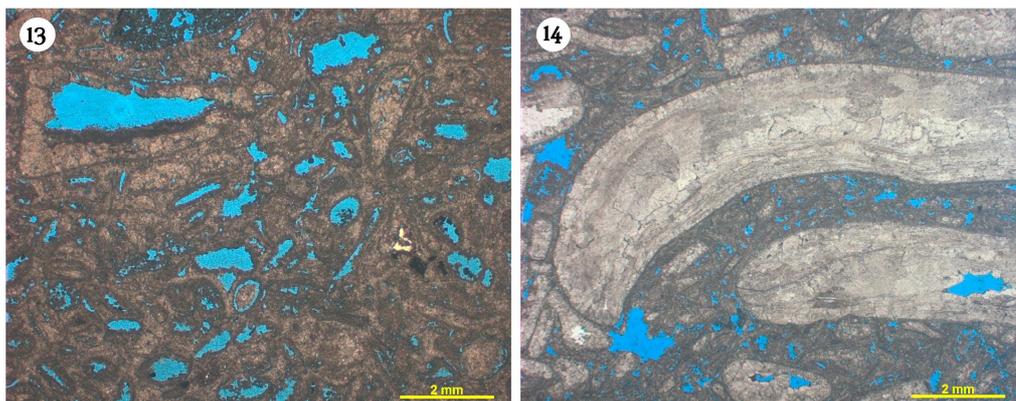
Fonte: A autora, 2022.

Figura 28 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG representada por 4 amostras, CS-2013-00-05641 (9), CS-2013-00-05593 (10), CS-2013-00-05631 (11) e CS-2013-00-05637 (12).



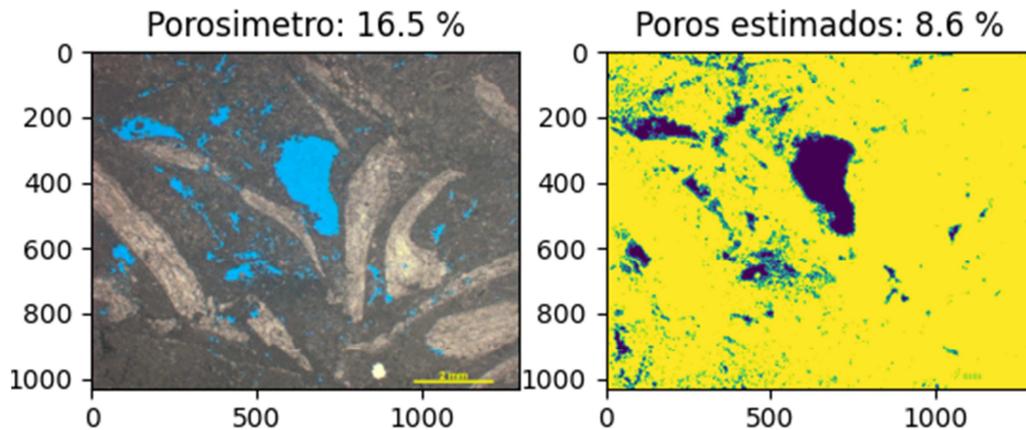
Fonte: A autora, 2022.

Figura 29 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG, representada por 2 amostras, CS-2013-00-05697 (13) e CS-2013-00-05705 (14).



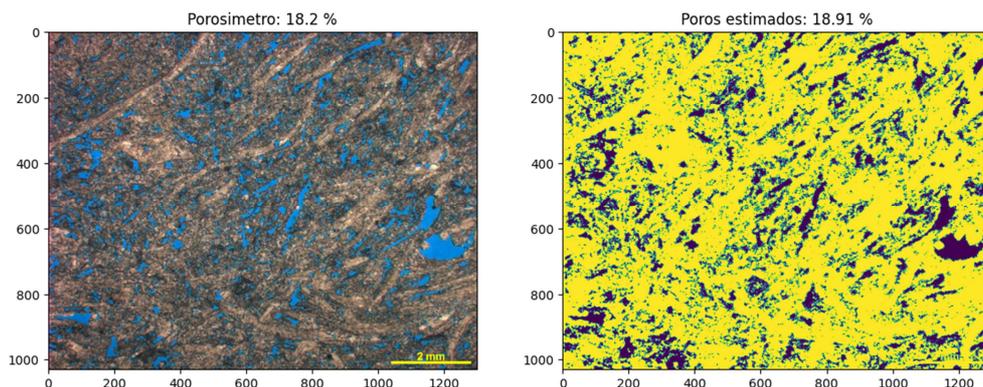
Fonte: A autora, 2022.

Figura 30 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 16,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 8,6%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 31 – Coquina Rudstone/Grainstone – CqRG da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18,2%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 18,91%.



Fonte: A autora, 2022.

Fácies Espatito - Ep: representada por 2 amostras (Figura 32).

Processo de recristalização intenso (pervasivo) sendo possível reconhecer alguns fragmentos de conchas somente pela presença de envelope de micrita e/ou pelo padrão de crescimento do cimento de calcita em mosaico, preservando as linhas de crescimento das conchas. Cimento de calcita em mosaico e também calcita microcristalina, provavelmente gerada pelo neomorfismo da matriz de micrita. Foram observados um processo de dissolução gerando porosidade intercrystalina e intragranular e um processo de silicificação tardia preenchendo os grãos e o cimento (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5711,9 e 5860 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução gerando porosidade intercrystalina e intragranular. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 13 a 14,2%, a porosidade estimada

através do processamento digital de imagens é de 9,46 a 9,78%, para uma abertura do filtro no canal R de 110 e 115, gerando um o erro absoluto de 3,22 a 4,74. A porosidade dessa fácies é classificada como regular (Figuras 33 e 34).

Figura 32 – Espatito– Ep representado por 2 amostras, CS-2013-00-05135 (1) e CS-2013-00-05554 (2).

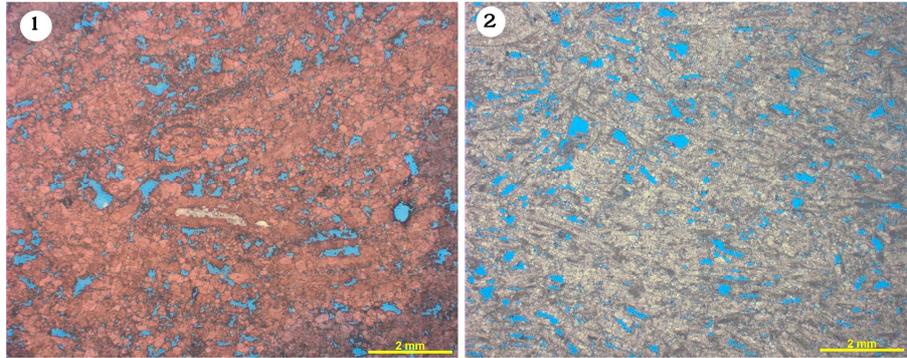


Figura 33 – Espatito – Ep da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 13,9%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 9,46%.

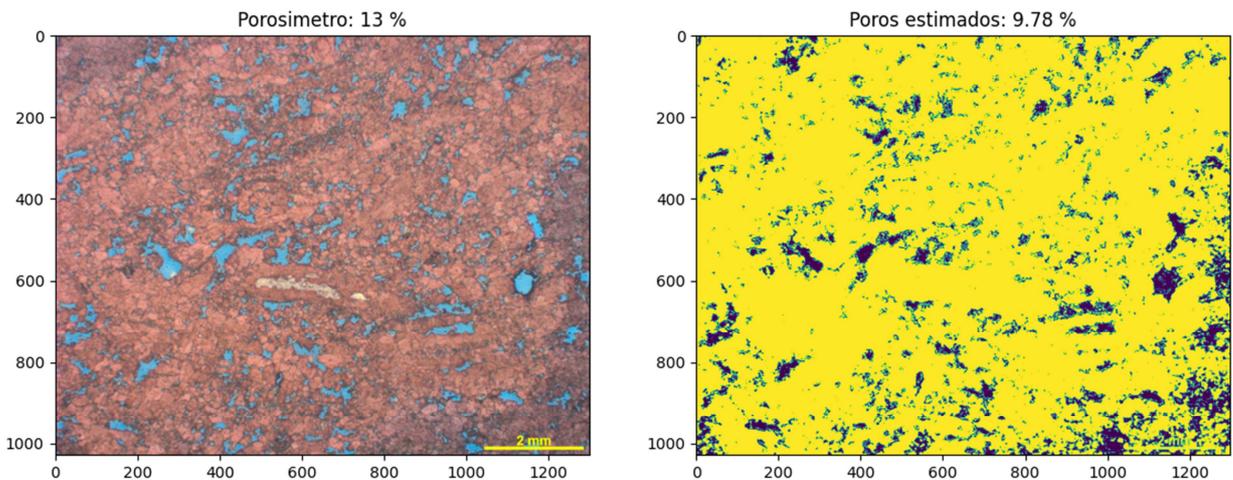
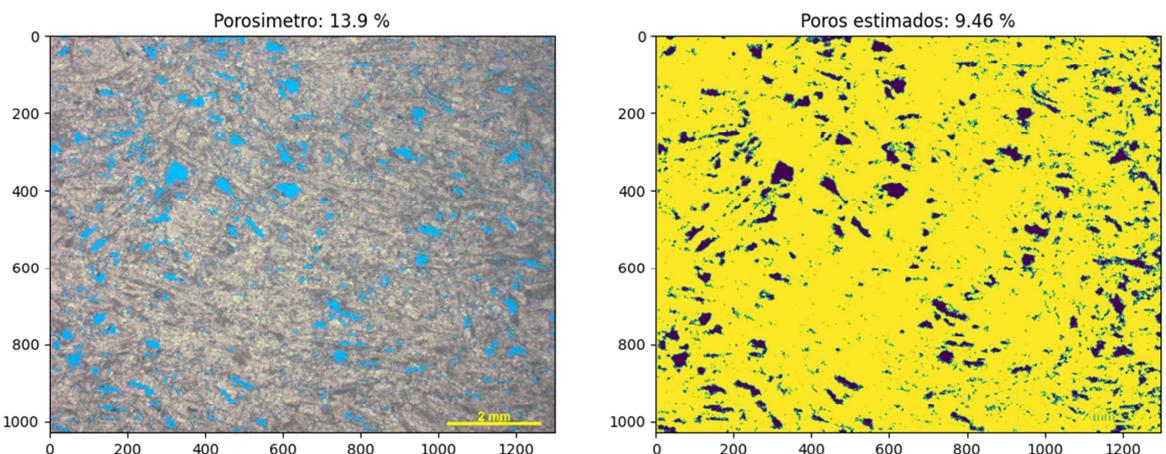


Figura 34 – Espatito – Ep da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 13%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 9,78%.



Fácies Grainstone oolítico – Go: representada por 1 amostra (Figura 35).

O grainstone oolítico é composto por oólitos medindo entre 0,4 a 1 mm, arredondado com baixa esfericidade e seleção moderada a boa, e quando preservados, apresentam envelopes formados por lâminas concêntricas. Essa fácies está bastante alterada por ação da diagênese e assim, alguns oólitos foram recristalizados e cimentados por calcita microcristalina. Posteriormente, os oólitos foram totalmente ou parcialmente dissolvidos, gerando porosidade móldica, assim como o cimento carbonático intergranular, uma vez que observa-se ainda presente resquícios desse cimento em meio ao cimento silicoso que preencheu o espaço intergranular após o evento de dissolução (SANTOS, 2020).

A amostra está localizada a 5780,9 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução dos oólitos gerando porosidade móldica. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 28,5%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 29,85%, para uma abertura do filtro no canal R de 80, gerando um o erro absoluto de 1,35. A porosidade dessa fácies é classificada como muito boa (Figuras 36).

Figura 35 – Grainstone oolítico – Go representado por 1 amostras, CS-2013-00-05761 (1).

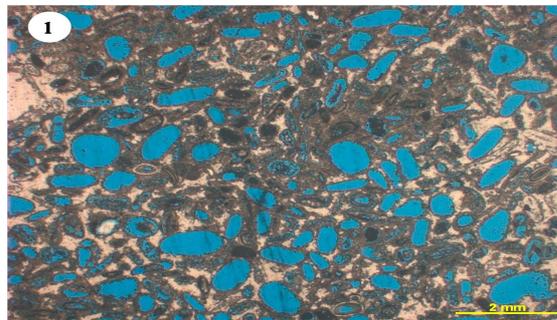
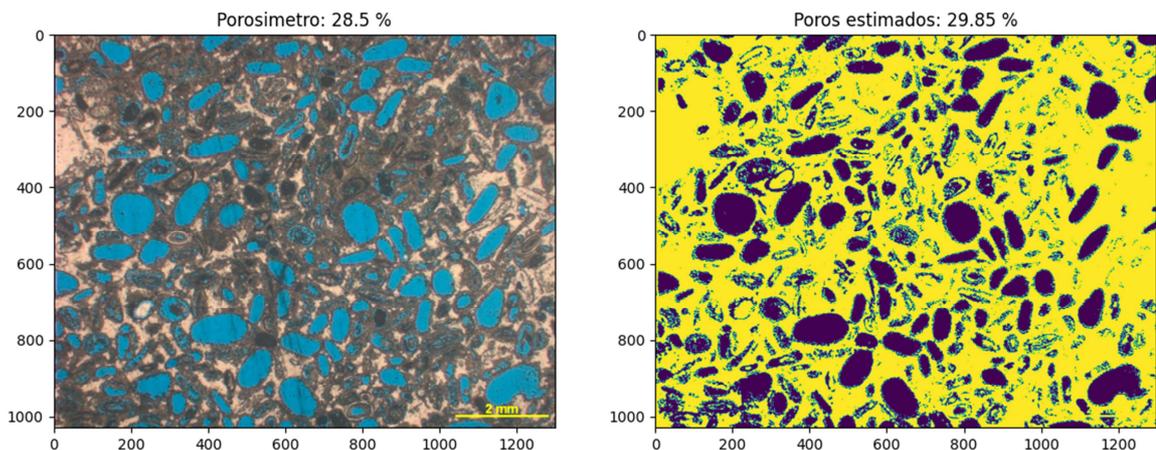


Figura 36 – Grainstone oolítico – Go da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 28,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 29,85%.

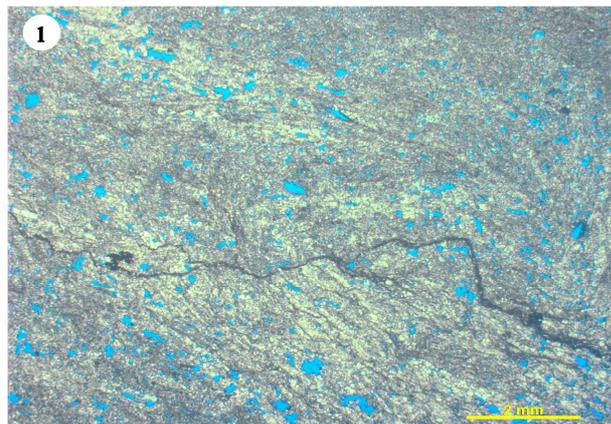


Fácies Mudstone/Packstone – MP: representada por 1 amostra (Figura 37).

Caracteriza-se por ser uma rocha carbonática matriz suportada (<10% de grãos), com estrutura maciça e contendo raros fragmentos de conchas de ostracodes. É composta por lama carbonática e por vezes materiais argiloso de coloração escura, parecendo ser argila enriquecida em matéria orgânica e com presença de pirita dispersa. Nos intervalos mais argilosos, apresenta deformação plástica, provocada por bioturbação ou processo físico. A matriz micrítica parece alterada para calcita (neomorfismo) e também ocorre cimento dolomítico esparsos, provocado pela ação diagenética e estilólitos. É possível observar um processo de dissolução gerando microporos dispersos e alguns poros sugerem ser dissolução de restos de conchas de ostracodes (porosidade móldica) (SANTOS, 2020).

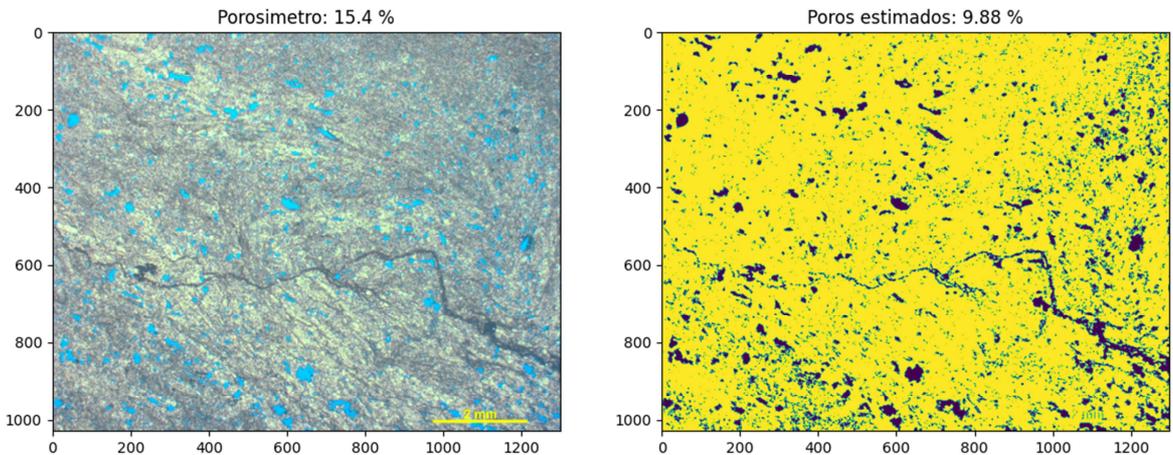
A amostra está localizada a 5750,3 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução gerando microporos dispersos e alguns poros e restos de conchas de ostracodes, gerando porosidade móldica. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 15,4%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 9,88%, para uma abertura do filtro no canal R de 105, gerando um o erro absoluto de 5,52. A porosidade dessa fácies é classificada como regular (Figuras 38).

Figura 37 – Mudstone/Packstone – MP representada por 1 amostra, CS-2013-00-05668 (1).



Fonte: A autora, 2022.

Figura 38 – Mudstone/Packstone – MP da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 15,4%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 9,88%.



Fonte: A autora, 2022.

Fácies Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb: representada por 4 amostras (Figura 39).

As carapaças de ostracodes possuem tamanho médio de 0,5 mm e estão dispersas numa matriz composta por lama carbonática e, por vezes, também argilosa, ocorrendo em sua maioria desarticuladas e, muitas vezes, sendo reconhecidas devido a preservação do envelope micrítico. A alteração diagenética ocorre em níveis distintos, e muitas vezes é possível observar a alteração da matriz micrítica para calcita microcristalina e em estágio mais avançado calcita em mosaico e/ou recristalizada, provocando uma diminuição da porosidade. Entretanto, um processo de dissolução mais tardio, quando presente, faz com que haja aumento da porosidade, a partir da dissolução da matriz e também do cimento carbonático, sendo em alguns locais dissolução seletiva a carapaça dos ostracodes, gerando porosidade móldica (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas no intervalo entre 5714,4 e 5729,15 m de profundidade, possuem porosidade devido a dissolução da matriz e também do cimento carbonático, sendo em alguns locais dissolução seletiva a carapaça dos ostracodes, gerando porosidade móldica. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 9,6 a 18,8%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens varia entre 8,56 e 16,58%, para uma abertura do filtro no canal R de 15 a 45, gerando um erro absoluto variando de 1,04 a 3,82. A porosidade dessa fácies é classificada como pobre a boa (Figuras 40 e 41).

Figura 39 – Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb representada por 4 amostras, CS-2013-00-05562 (1), CS-2013-00-05569 (2), CS-2013-00-05601 (3) e CS-2013-00-056086 (4)

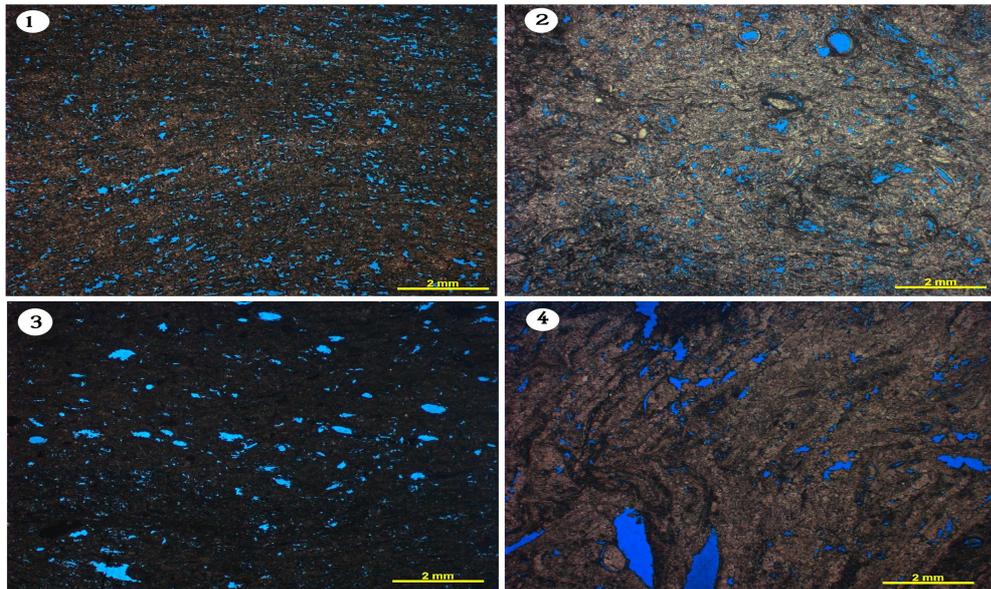


Figura 40 – Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 14,9%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 11,08%.

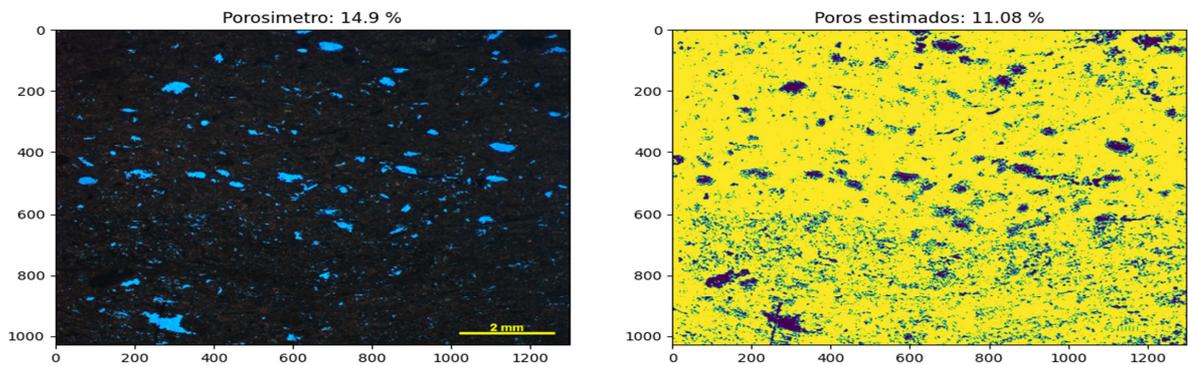
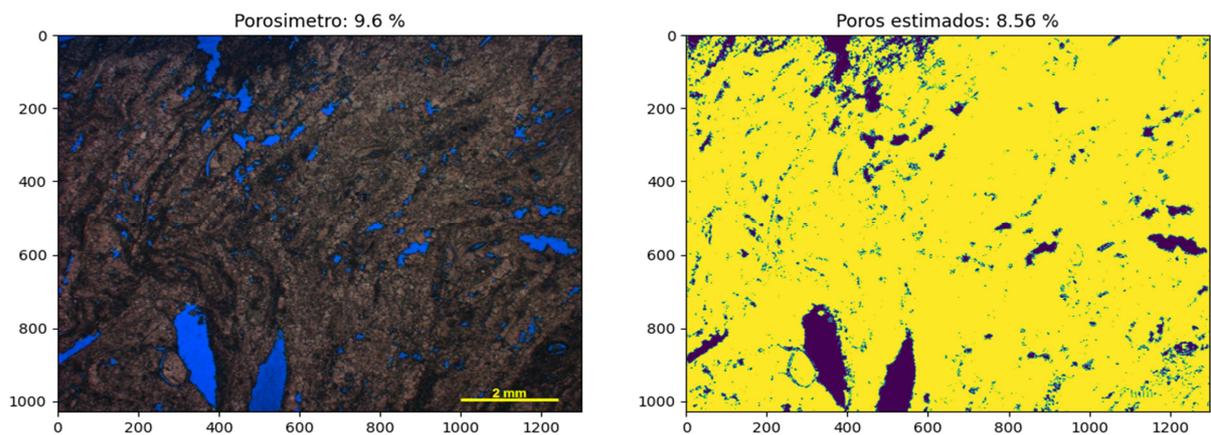


Figura 41 – Mudstone/Packstone bioclástico (ostracodes) – Mpb da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 9,6%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 8,56%

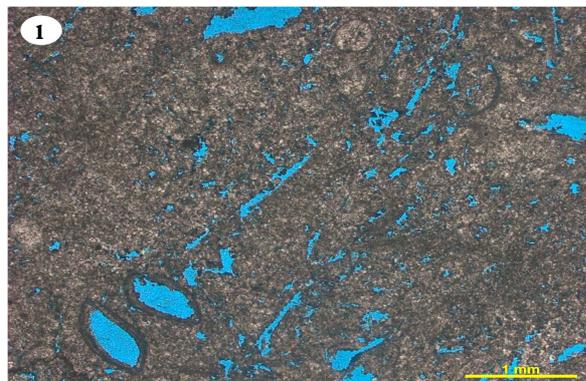


Fácies Wackstone bioclástico (ostracodes) – Wb: representada por 1 amostra (Figura 42).

Caracteriza-se por grãos bioclásticos carbonáticos (ostracodes, predominantemente) na fração areia, sustentados por uma matriz de micrita. Muitas vezes o processo de recristalização (micritização) é tão intenso que as conchas de ostracodes só podem ser reconhecidas devido a preservação do envelope micrítico. Presença de cimento de calcita microcristalina provavelmente gerado a partir da alteração da matriz e algumas conchas apresentam cimentação por calcita em mosaico. O processo de dissolução é pervasivo, gerando porosidade intercrystalina e vugs. Por vezes, observa-se uma cimentação tardia por sílica, que oblitera parte dos poros gerados por dissolução (SANTOS, 2020).

A amostra está localizada a 5750,95 m de profundidade, devido a dissolução gera porosidade intercrystalina e vugs. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 15,3%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 14,73%, para uma abertura do filtro no canal R de 71, gerando um o erro absoluto de 0,57. A porosidade dessa fácies é classificada como boa (Figura 43).

Figura 42 – Wackstone bioclástico (ostracodes) – Wb representada por 1 amostra, CS-2013-00-05670 (1).



Fonte: A autora, 2022.

Figura 43 – Wackstone bioclástico (ostracodes) – Wb da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 15,3%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 14,73%.

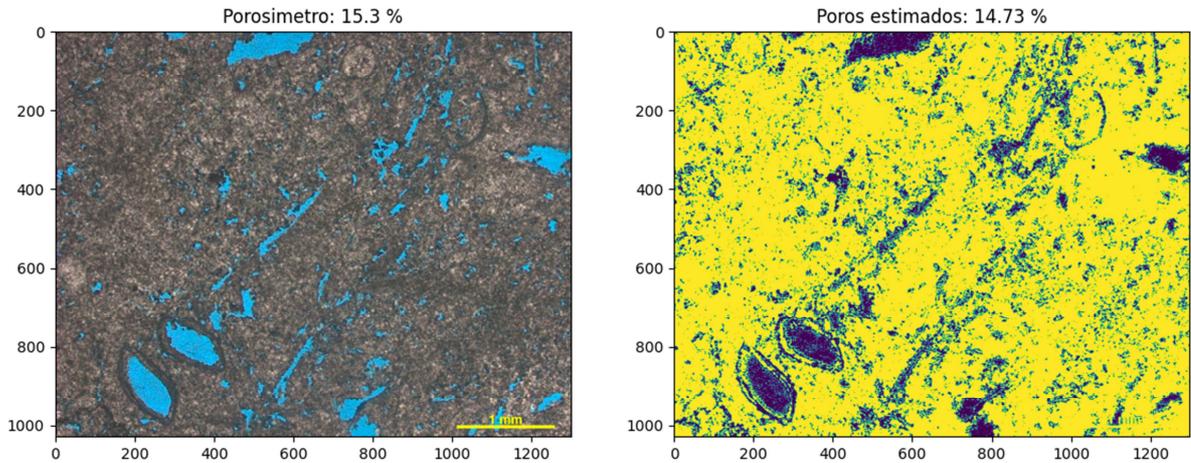


Tabela 1 – Amostras da Formação Itapema.

Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Fácies Santos (2020)
CS-2013-00-05489	18,8	17,63	1,17	5683,15	120	Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado CqPFt
CS-2013-00-05106	20,1	18,9	1,2	5802	85	Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado CqPFt
CS-2013-00-05687	20,3	12,31	7,99	5756,85	88	Coquina Packstone/Floatstone CqPF
CS-2013-00-05474	12,7	11,31	1,41	5753,35	110	Coquina Packstone/Floatstone CqPF
CS-2013-00-05473	11,7	11,11	0,56	5743,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Fácies Santos (2020)
CS-2013-00-05459	18,9	17,32	1,58	5688,65	60	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05490	12,5	11,57	0,93	5686,95	110	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05529	9,7	8,91	0,79	5697	105	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr

CS-2013-00-05530	7,2	6,6	0,61	5695,45	100	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05619	10,5	10,32	0,18	5702,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05621	11,2	10,23	0,97	5704,4	90	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05622	15,1	13,9	1,2	5705,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05623	9,1	4,33	4,77	5707,25	90	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05624	13,8	11,24	2,55	5708,65	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05491	11,7	11,3	0,4	5693	110	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05714	13,8	11,13	2,75	5765,9	100	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05526	18,2	18,91	0,71	5695,35	60	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05489	18,8	17,63	1,17	5683,15	120	Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado CqPFt
CS-2013-00-05106	20,1	18,9	1,2	5802	85	Coquina Packstone/Floatstone Retrabalhado CqPFt
CS-2013-00-05687	20,3	12,31	7,99	5756,85	88	Coquina Packstone/Floatstone CqPF
CS-2013-00-05474	12,7	11,31	1,41	5753,35	110	Coquina Packstone/Floatstone CqPF
CS-2013-00-05473	11,7	11,11	0,56	5743,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05459	18,9	17,32	1,58	5688,65	60	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05490	12,5	11,57	0,93	5686,95	110	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Fácies Santos (2020)
CS-2013-00-05529	9,7	8,91	0,79	5697	105	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr

CS-2013-00-05530	7,2	6,6	0,61	5695,45	100	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05619	10,5	10,32	0,18	5702,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05621	11,2	10,23	0,97	5704,4	90	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05622	15,1	13,9	1,2	5705,85	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05623	9,1	4,33	4,77	5707,25	90	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05624	13,8	11,24	2,55	5708,65	95	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05491	11,7	11,3	0,4	5693	110	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05714	13,8	11,13	2,75	5765,9	100	Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada CqRGr
CS-2013-00-05526	18,2	18,91	0,71	5695,35	60	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05553	13,9	12,78	1,12	5711,65	23	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05560	17,2	12,41	4,79	5713,85	125	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05564	18,1	12,73	5,37	5714,85	120	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05584	16,5	8,96	7,9	5721,75	105	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05637	14,3	12,38	1,91	5738,45	85	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05641	10,4	8,91	1,49	5739,85	135	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05646	18,8	15,57	3,23	5741,95	65	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05651	18,7	15,73	2,97	5743,15	90	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05505	10,1	9,05	1,05	5762,8	55	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05630	14,2	14,99	-0,79	5713,85	80	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Fácies Santos (2020)

		(%)				
CS-2013-00-05631	11,4	10,12	1,28	5736,65	105	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05639	16,5	15,3	1,2	5736,75	75	Coquina Rudstone/Grainstone CqRG
CS-2013-00-05692	14,2	9,84	4,74	5711,9	110	Espatito Ep
CS-2013-00-05135	13	9,78	3,22	5860	115	Espatito Ep
CS-2013-00-05668	28,5	23,98	4,52	5789,8	80	Grainstone oolítico Go
CS-2013-00-05562	15,4	9,88	5,52	5750,3	45	Mudstone/Packstone MP
CS-2013-00-05592	18,8	16,68	2,22	5714,4	28	Mudstone/Packstone bioclastico (ostracodes) Mpb
CS-2013-00-05604	17,6	13,67	3,92	5716,7	46	Mudstone/Packstone bioclastico (ostracodes) Mpb
CS-2013-00-05608	9,6	8,56	1,04	5729,15	18	Mudstone/Packstone bioclastico (ostracodes) Mpb
CS-2013-00-05636	10,2	10,83	-0,62	5727	75	Mudstone/Packstone bioclastico (ostracodes) Mpb
CS-2013-00-05670	15,3	14,73	0,57	5750,95	71	Wackstone bioclastico (ostracodes) Wb

4.1.2 Formação Barra Velha

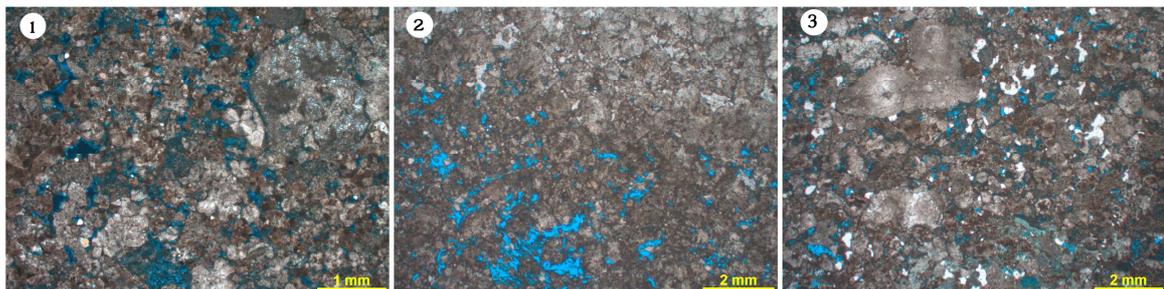
Foram analisadas 13 fotografias de lâminas petrográficas da Formação Barra Velha sendo classificadas em 6 fácies segundo Santos (2020) e em 7 fácies através de revisões realizadas nesse trabalho compreendida no intervalo de 5577 a 5650,75 metros de profundidade (Tabela 2).

Fácies Esferulito Packstone – EpP: representada por 3 amostras (Figura 44).

Caracteriza-se pela predominância de grãos esferulíticos, subarredondados com moderada seleção e granulometria variando de areia fina a muito grossa, sendo grão suportado e apresentando uma matriz relíquia. A matriz apresenta-se quase que totalmente recristalizada e formando cimento de calcita, dolomita e sílica. (SANTOS, 2020).

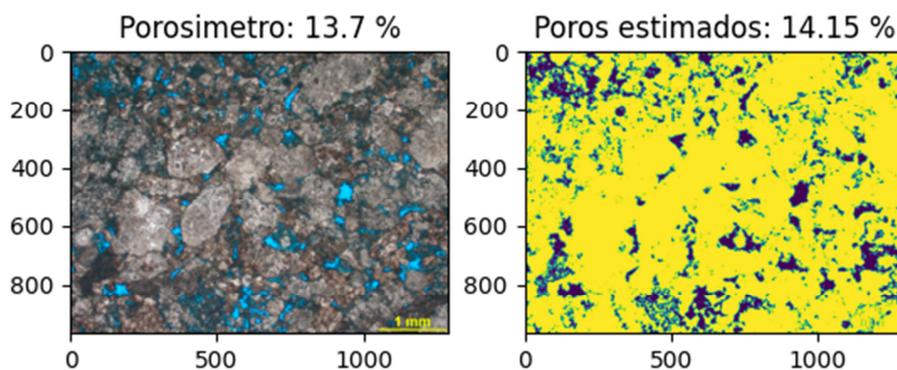
As amostras estão localizadas no intervalo entre 5581 e 5604,95 m de profundidade, devido a forte dissolução tanto da matriz como do cimento gera porosidade intergranular . A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 8,6 a 13,7%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens varia entre 7,06 e 14,15%, para uma abertura do filtro no canal R de 52 a 65, gerando um o erro absoluto variando de 0,45 a 3,08. A porosidade dessa fácies é classificada como pobre a regular (Figuras 45 e 46).

Figura 44 – Esferulito Packstone – EpP: representada por 3 amostras, CS-2013-00-05094 (1), CS-2013-00-05096 (2) e CS-2013-00-04418 (3).



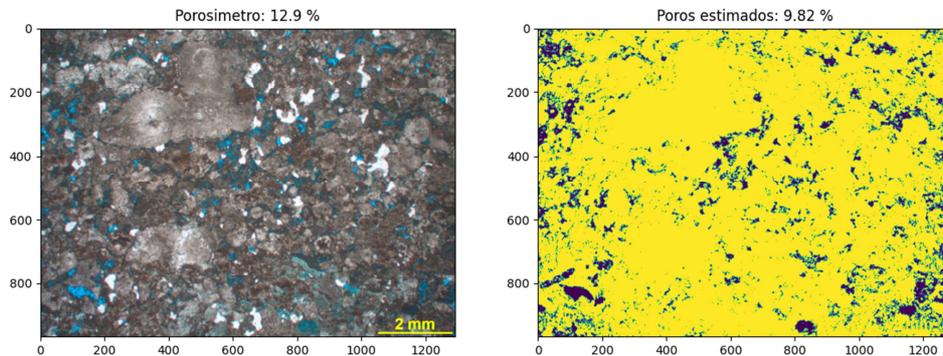
Fonte: A autora, 2022.

Figura 45 – Esferulito Packstone – EpP da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 13,7%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 14,15%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 46 – Esferulito Packstone – EpP da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 12,9%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 9,82%.



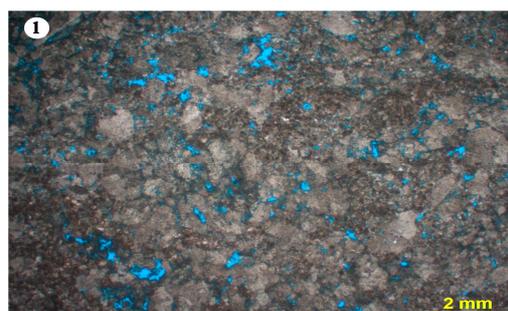
Fonte: A autora, 2022.

Fácies Esferulito Packstone retrabalhado – EpPr: representada por 1 amostra (Figura 47).

Caracteriza-se por predominância de grãos esferulíticos, arredondados a subarredondados com moderada a boa seleção, e por vezes parecendo estar fragmentados. A matriz encontra-se quase que totalmente dissolvida, porém observa-se uma franja de micrita ao redor de alguns grãos. Um processo de recristalização e posterior cimentação por calcita, dolomita e sílica e uma posterior dissolução gerando porosidade intergranular e vugular. Observa-se de precipitação de sílica na fração silte no interior desses poros. Localmente, há presença de esferulitos alongados parecendo estar transitando para shrub. (SANTOS, 2020).

A amostra esta localizada a 5613,8 m de profundidade, devido a dissolução foi gerada porosidade intergranular. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 15%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é 13,34%, para uma abertura do filtro no canal R de 56, gerando um o erro absoluto de 1,68. A porosidade dessa fácies é classificada como regular.

Figura 47 – Esferulito Packstone retrabalhado – EpPr: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04446 (1).



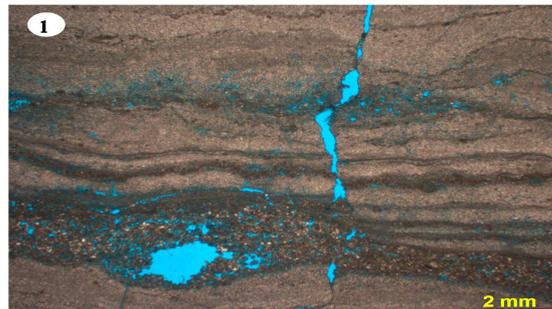
Fonte: A autora, 2022.

Fácies Mudstone crenulado - Mdc: representada por 1 amostra (Figura 48).

Caracteriza-se por ser composta por lama carbonática (micrita) e material argiloso (provavelmente argila magnesianas), estrutura interna com laminações plano-paralela horizontal a sub- horizontal, possuindo crenulações. Observa-se alternância de lâminas claras, composto por calcita microcristalina e lâminas escuras compostas por argilas magnesianas ou ricas em matéria orgânica e/ou dolomita microcristalina. Devido à instabilidade química, as argilas magnesianas sofrem alterações diagenéticas sendo facilmente dissolvidas ou substituídas para sílica e/ou dolomita microcristalina (SANTOS, 2020).

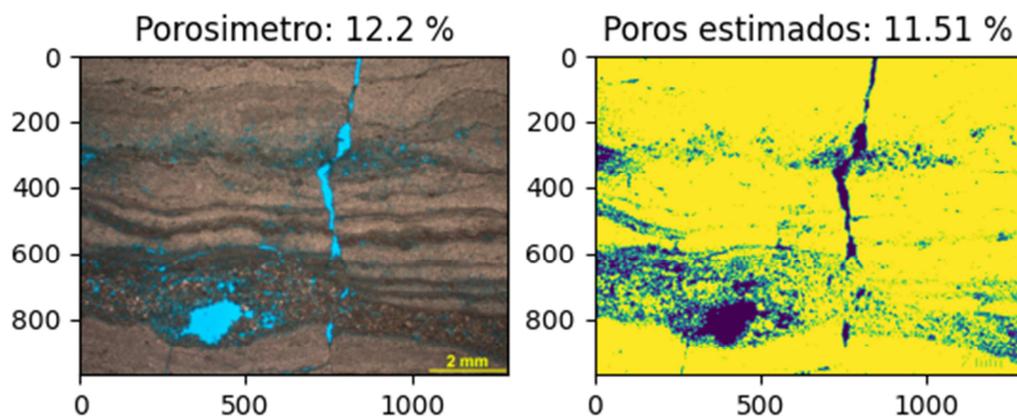
A amostra esta localizada a 5623,05 m de profundidade, devido a dissolução foi gerada porosidade intragranular além de possuir porosidade devido a fraturamento . A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 12,5%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é 11,51%, para uma abertura do filtro no canal R de 60, gerando um o erro absoluto de 0,99. A porosidade dessa fácies é classificada como regular (Figura 49).

Figura 48 – Mudstone crenulado - Mdc: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04476 (1).



Fonte: A autora, 2022.

Figura 49 – Mudstone crenulado – Mdc da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 12,2%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 11,51%.



Fácies Mudstone crenulado Bioclasto- MdcB: representada por 1 amostra (Figura 50).

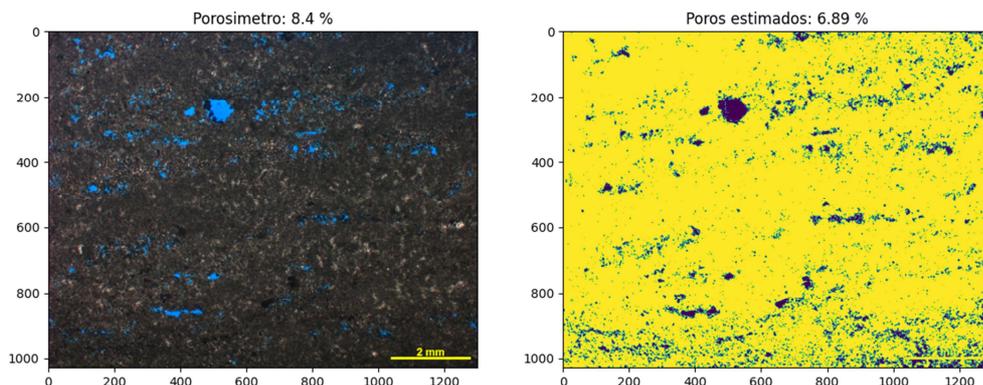
Caracteriza-se por ser composta por lama carbonática (micrita) e material argiloso (provavelmente argila magnésiana), estrutura interna com laminações plano-paralela horizontal a sub- horizontal, possuindo crenulações. Apresenta bioclasto micritizado.

A amostra está localizada a 5650,75 m de profundidade, devido a dissolução foi gerada porosidade intragranular e móldica. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 8,4%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é 6,89%, para uma abertura do filtro no canal R de 31, gerando um o erro absoluto de 01,51. A porosidade dessa fácies é classificada como pobre (Figura 51).

Figura 50 – Mudstone crenulado Bioclasto – MdcB: representado por 1 amostra, CS-2013-00-05407 (1).



Figura 51 – Mudstone crenulado com Bioclasto – MdcB da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 8,4%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 6,89%.



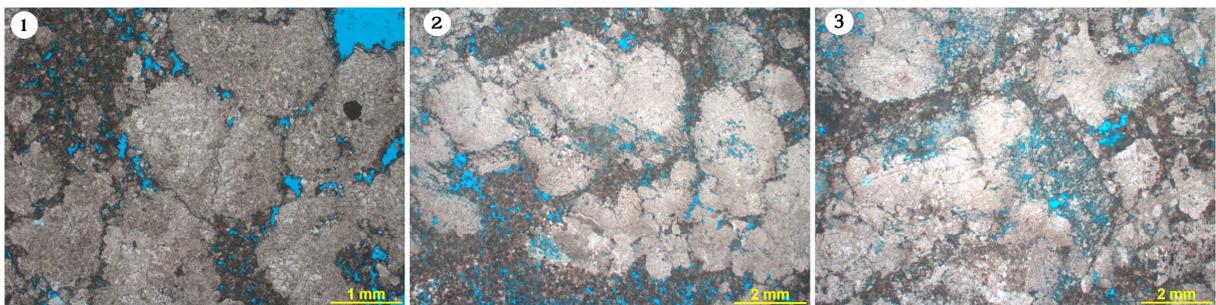
Fácies Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone ShEffR: representada por 3 amostras (Figura 52).

Caracteriza-se por ser uma forma transicional entre agregados de esferulitos e shrub. Shrub com crescimento fascicular, havendo uma clara transição de níveis esferulíticos amalgamados e alongados para shrub, parecendo estar mais desenvolvido para shrub do que esferulitos, onde na maior parte das vezes já não se pode mais perceber o núcleo radial dos

grãos esferulíticos e tão pouca presença de matriz. Possuem porosidade intergranular e vugular (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5584,7 até 5588,35 m de profundidade, devido a dissolução foi gerada porosidade intragranular e vugular. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 8 a 13,2%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens varia de 6,61 a 10,35%, para uma abertura do filtro no canal R de 56 a 85, gerando um erro absoluto de 0,45 a 5,54. A porosidade dessa fácies é classificada como pobre a regular (Figura 53 e 54).

Figura 52 – Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone ShEffR: representado por 3 amostras, CS-2013-00-04360 (1),



CS-2013-00-04368 (2) e CS-2013-00-04371 (3).

Figura 53 – Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone – ShEffR da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 10,8 %, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 10,35%.

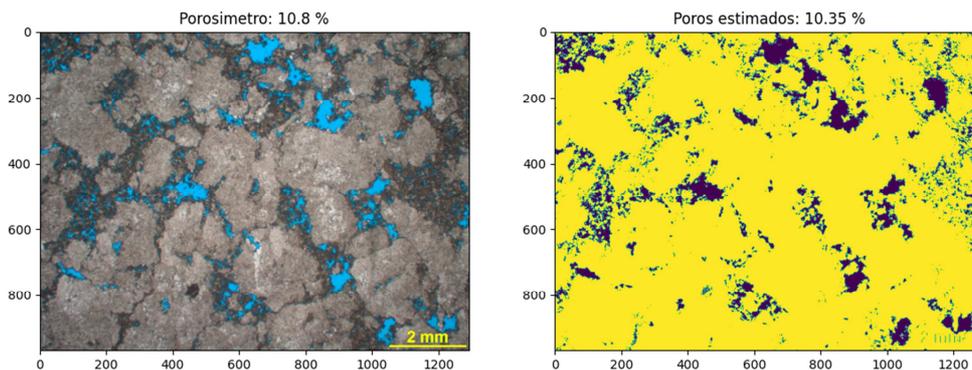
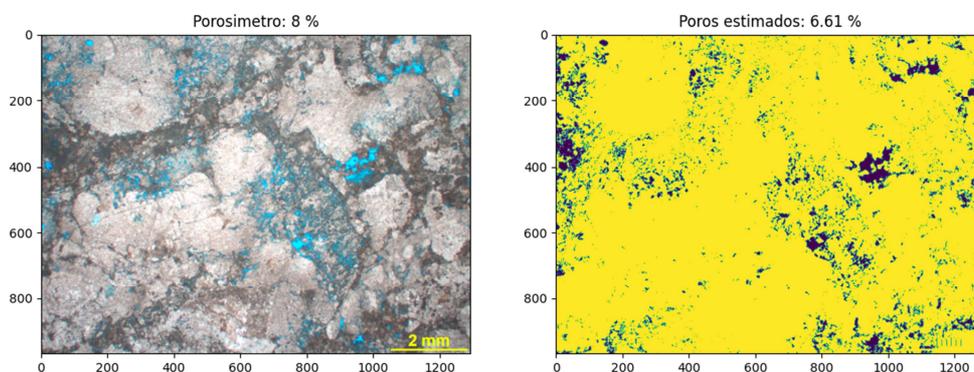


Figura 54 – Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone – ShEffR da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 8 %, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 6,61%.



Fácies Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone com Bioclasto – ShEfFRb: representada por 1 amostra (Figura 55).

Caracteriza-se por ser uma forma transicional entre agregados de esferulitos e shrub. Shrub com crescimento fascicular, havendo uma clara transição de níveis esferulíticos amalgamados e alongados para shrub, parecendo estar mais desenvolvido para shrub do que esferulitos, onde na maior parte das vezes já não se pode mais perceber o núcleo radial dos grãos esferulíticos e tão pouco presença de matriz. Adicionalmente, possui o que parece ser um bioclasto de um gastrópode parcialmente dissolvido. Possuem porosidade intergranular, móldica e vugular (SANTOS, 2020).

As amostras estão localizadas a 5619,5 m de profundidade. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 15%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 14,18%, para uma abertura do filtro no canal R de 71, gerando um erro absoluto de 1,82. A porosidade dessa fácies é classificada como regular (Figura 56).

Figura 55 – Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone com Bioclasto – ShEfFRb : representado por 1 amostra, CS-2013-00-04465 (1).

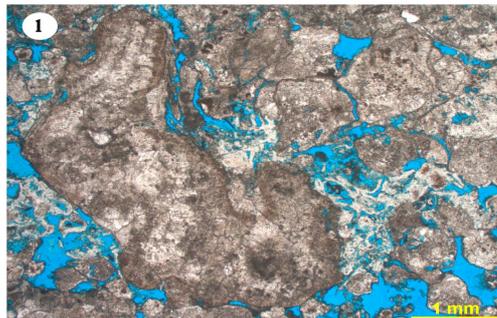
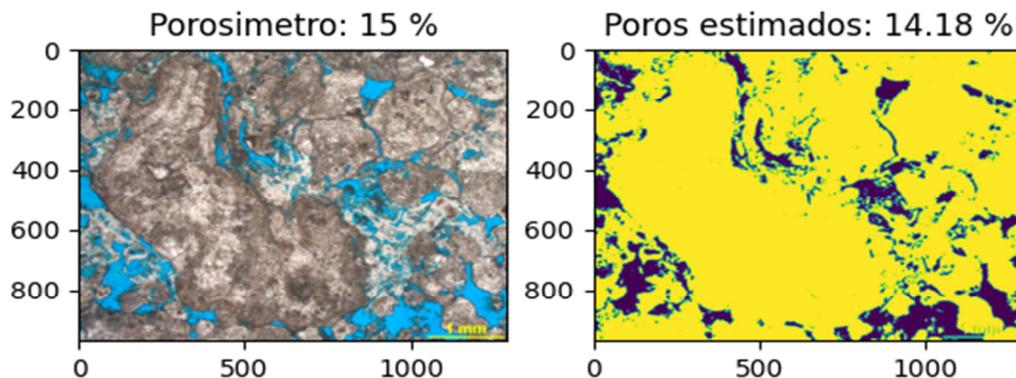


Figura 56 – Shrub Esferulito Floatstone/Rudstone com Bioclasto – ShEfFRb da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 15 %, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 14,18%.



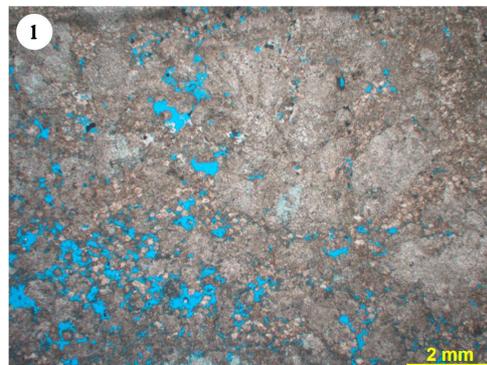
Fácies Shrub Grainstone/Rudstone ShGR: representada por 1 amostra (Figura 57).

Caracteriza-se por ser uma forma in situ, com crescimento fascicular, com grãos de tamanho variando de areia muito grossa a grânulo. Apresenta traço de sílica detrítica e rara

preservação de uma matriz micrítica. Um intenso processo de recristalização, havendo cimentação por calcita no espaço intercrystalino e um nos grãos. Um processo de dissolução do cimento e dos grãos, gerando porosidade secundária e uma silicificação tardia preenchendo parte deste espaço poroso (SANTOS, 2020).

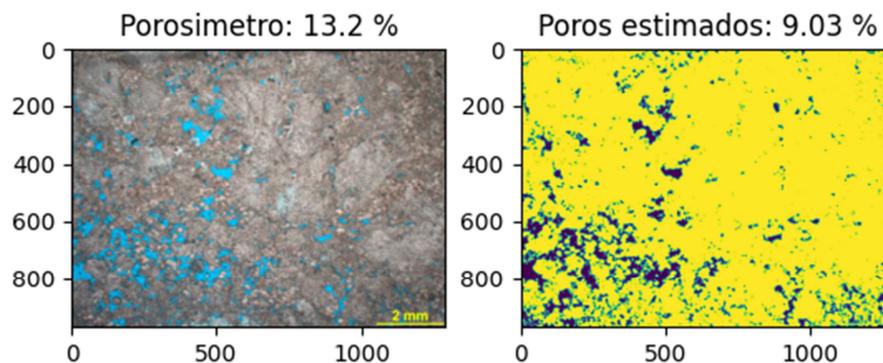
As amostras estão localizadas a 5602,5 m de profundidade. A porosidade do porosímetro para essa fácies é de 13,3%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 9,03 %, para uma abertura do filtro no canal R de 78, gerando um erro absoluto de 4,27. A porosidade dessa fácies é classificada como regular (Figura 58).

Figura 57 – Shrub Grainstone/Rudstone ShGR: representado por 1 amostra, CS-2013-00-04410 (1).



Fonte: A autora, 2022.

Figura 58 – Shrub Grainstone/Rudstone ShGR da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 13,2 %, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 9,03%.



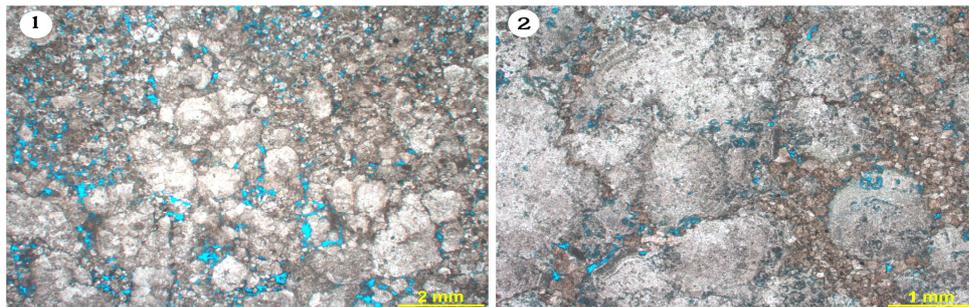
Fácies Shrub Packstone retrabalhado – ShPr: representada por 2 amostras (Figura 59).

Caracteriza-se por sua forma fascicular e retrabalhada e por vezes fragmentadas, tendo uma arranjo interno desorganizado, com grão variando de 0,5 mm a mais de 4 mm, e matriz raramente preservada de caráter micrítico, não sendo observada matriz argilosa. Apresenta-se recristalizado com cimentação por calcita e um posterior e forte processo de

silicificação, não sendo observado a presença de dolomita. Observou-se também a presença de estrutura de compactação, estilólito e por vezes parece estar associado com esferulitos e em contato com material fino recristalizado (possível laminito). O cimento de sílica parece ter ocorrido após o processo de dissolução que gerou porosidade intergranular e vugular, preenchendo estes poros com sílica microcristalina e cimento drúsico de sílica (SANTOS, 2020).

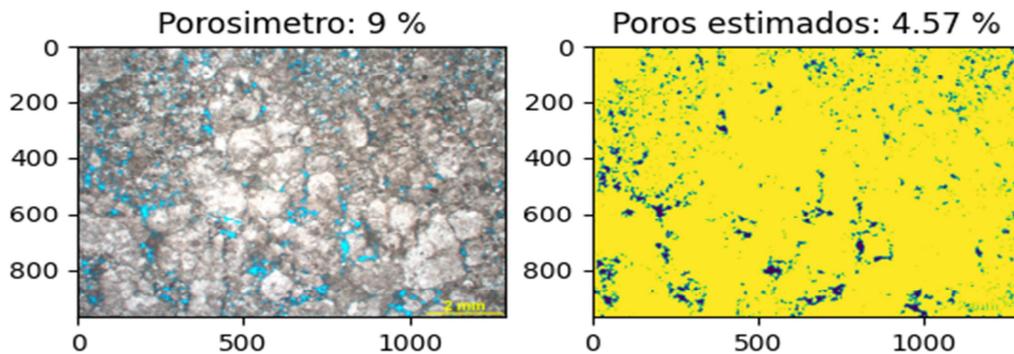
As amostras estão localizadas a 5585,3 até 5591 m de profundidade. A porosidade do porosímetro para essa fácies varia de 9 a 9,5%, a porosidade estimada através do processamento digital de imagens é de 4,57 e 6,93 %, para uma abertura do filtro no canal R de 80 a 95, gerando um o erro absoluto de 2,57 a 4,43. A porosidade dessa fácies é classificada como pobre (Figura 60 e 61).

Figura 59 – Shrub Packstone retrabalhado – ShPr: representado por 2 amostras, CS-2013-00-04362 (1) e CS-2013-00-04377(2).



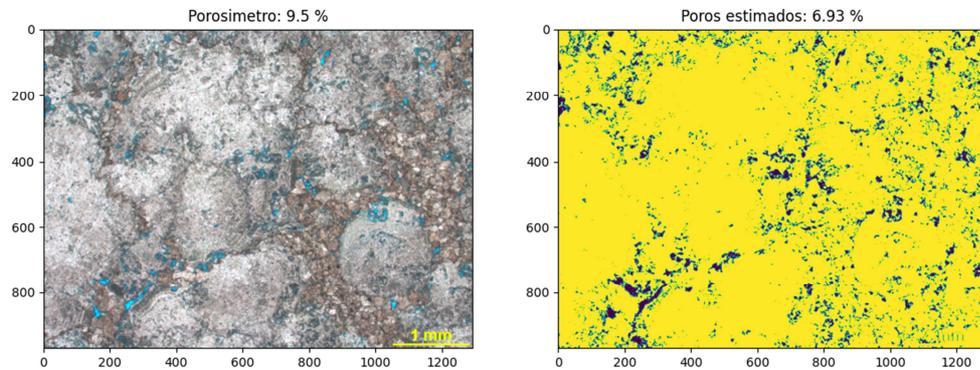
Fonte: A autora, 2022.

Figura 60 – Shrub Packstone retrabalhado – ShPr da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 9 %, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 4,57%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 61 – Shrub Packstone retrabalhado – ShPr da Fm. Barra Velha, a esquerda imagem original com porosidade de 9,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 6,93%



Fonte: A autora, 2022.

Tabela 2 – Amostras da Formação Barra Velha

Código da Amostra	Porosidade e porosímetro (%)	Porosidade de PDI – Canal R (%)	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Adotado no trabalho	Fácies Santos (2020)
CS-2013-040-05094	8,6	7,06	1,54	5577	60	Esferulito Packstone EpP	Esferulito Packstone/Grainstone e EpPG
CS-2013-040-04818	12,9	9,54	3,35	5581,5	62	Esferulito Packstone EpP	Esferulito Packstone/Grainstone e EpPG
CS-2013-040-04441	13,2	8,08	5,12	5604,95	55	Esferulito Packstone EpP	Esferulito Packstone/Grainstone e EpPG
CS-2013-040-04446	15	13,2	1,88	5613,8	56	Esferulito Packstone Retrabalhado	Esferulito Packstone/Grainstone e retrabalhado EpPr
CS-2013-040-04512	8,3	6,62	1,68	5620	59	Esferulito Packstone Retrabalhado	Esferulito Packstone/Grainstone e retrabalhado EpPr
CS-2013-040-04507	11,5	11,92	0,42	5623,05	60	Mudstone crenulado	Laminito Lm
CS-	8,4	6,89	1,51	5650,75	31	Mudstone	Laminito Lm

2013-040-04507						crenulado com bioclasto	
CS-2013-040-04360	10,8	10,35	0,45	5584	56	Shrub Esferulito / Floatstone/Rudstone ShEfR	Shrub Esferulito / Floatstone/Rudstone ShEfR
CS-2013-040-04359	13,5	9,53	3,97	5585,7	55	Shrub Esferulito	Shrub Esferulito
CS-2013-040-04358	12,1	7,97	4,13	5587,6	60	Floatstone/Rudstone ShEfR	Floatstone/Rudstone ShEfR

Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade de PDI – Canal R (%)	Erro absoluto (%)	Profundidade da Amostra (m)	Abertura	Adotado no trabalho	Fácies Santos (2020)
CS-2013-040-04357	8	6,91	1,09	5588,35	85	Shrub Esferulito	Shrub Esferulito
CS-2013-040-04341	15	14,8	0,2	5619,5	71	Shrub Esferulito / Floatstone / Rudstone com bioclasto ShEfR	Shrub Esferulito / Floatstone / Rudstone com bioclasto ShEfR
CS-2013-040-04342	13,3	9,04	4,26	5620,5	78	Shrub Grainstone/Rudstone shGR	Shrub Grainstone/Rudstone shGR
CS-2013-040-04340	9	4,03	4,97	5583,5	90	Shrub Packstone retrabalhado ShPr	Shrub Packstone/Grainstone retrabalhado ShPr
CS-2013-040-04377	9,5	7,53	2,93	5591	95	Shrub Packstone retrabalhado ShPr	Rudstone retrabalhado/Grainstone retrabalhado

4.2 Resultados obtidos pelo método Canny (método de detecção de padrões em imagens)

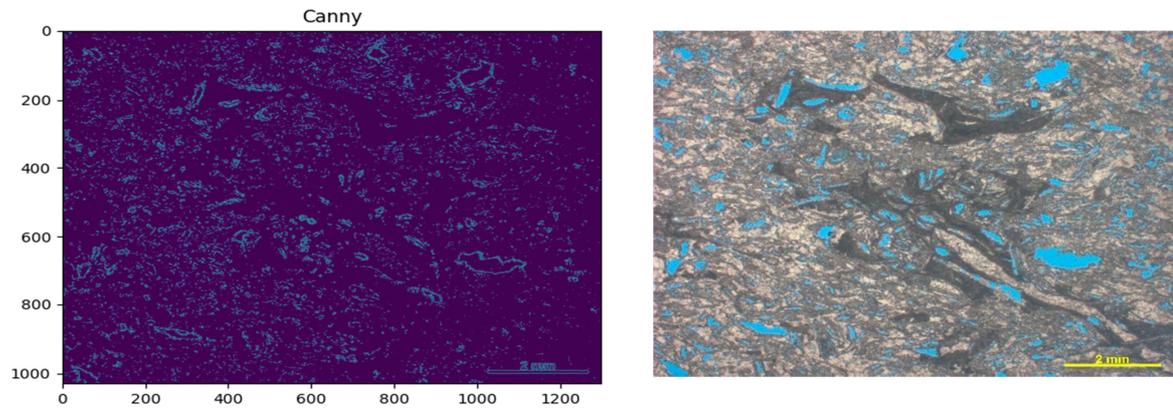
Levando em conta que os objetos de estudo são imagens em sua essência foram pesquisados os principais métodos de detecção de padrões em imagem tal como o Edge Detection – Detector de borda.

Desenvolvido por Jonh Canny em 1986, publicado no artigo “A Computational Approach to Edge Detection”, o algoritmo conhecido hoje como Canny, é utilizado em larga escala como um método para detecção de borda, cuja aplicação vai desde o reconhecimento de fraturas em rocha até fraturas em osso (LIU & REN, 2019; ARGIALAS & MAVRANTZA, 2004). Dessa forma, trata-se de uma ferramenta poderosa utilizada em diversos ramos da ciência.

Os Detectores Edge têm sido uma parte essencial de muitos sistemas de visão computacional. O processo de detecção de borda serve para simplificar a análise de imagens, reduzindo drasticamente a quantidade de dados a serem processados, enquanto preserva as informações estruturais úteis sobre os limites do objeto de estudo. Certamente há muita diversidade em aplicações de detecção de borda, mas considera-se que muitos aplicativos compartilham um conjunto comum de requisitos. Estes requisitos produzem um problema abstrato de detecção de borda, cuja solução pode ser aplicada em qualquer um dos domínios com problemas (CANNY, 1986).

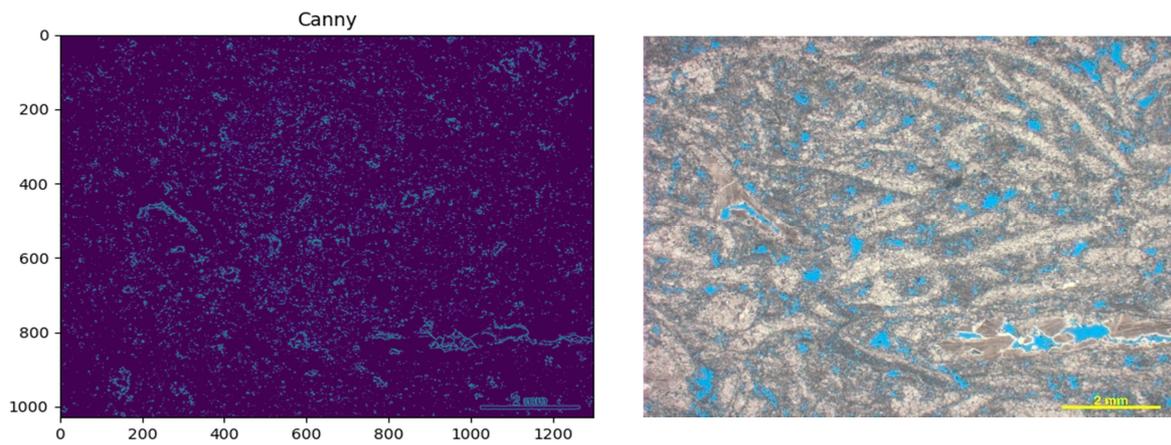
A tentativa de usar o Canny como uma máscara para separar poro de não poro não se apresentou como uma boa escolha, como podemos verificar nas figuras 62, 63, 64 e 65 abaixo, que representam fotografias de lâminas da Formação Itapema. A figura 62 corresponde a fácies Coquina Packstone/Floatstone; a figura 63 corresponde a fácies Coquina Rudstone/Grainstone; as figuras 64 e 65 correspondem a fácies Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada, percebe-se comparando a imagem original e a imagem processada que não há uma seleção bem delimitada do que seria a região de interesse, que neste caso, é o poro. Existe um ruído de pontilhado que exigiria um tempo maior para tentar melhorar este resultado. Dessa forma, deixou-se este capítulo para demonstração dos resultados das sugestões de novas abordagens de processamento de imagem.

Figura 62 – Processamento do *Canny* a esquerda e a direita Imagem original.



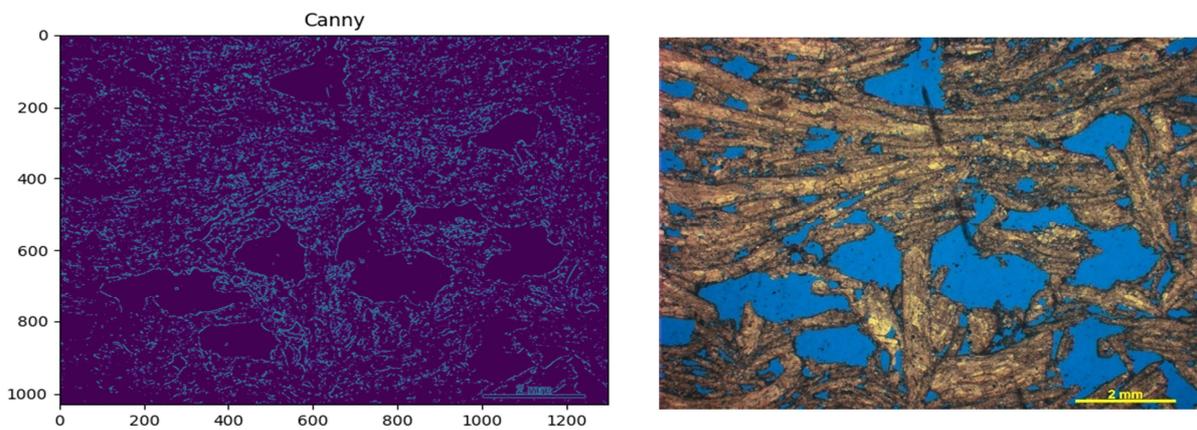
Fonte: A autora, 2022.

Figura 63 – Processamento do *Canny* a esquerda e a direita Imagem original.



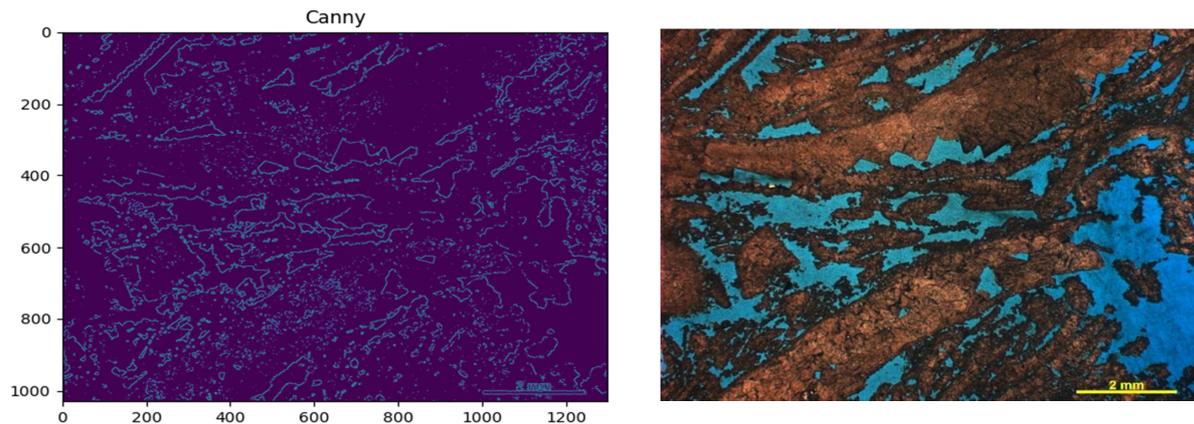
Fonte: A autora, 2022.

Figura 64 – Processamento do *Canny* a esquerda e a direita Imagem original.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 65 – Processamento do Canny a esquerda e a direita Imagem original.



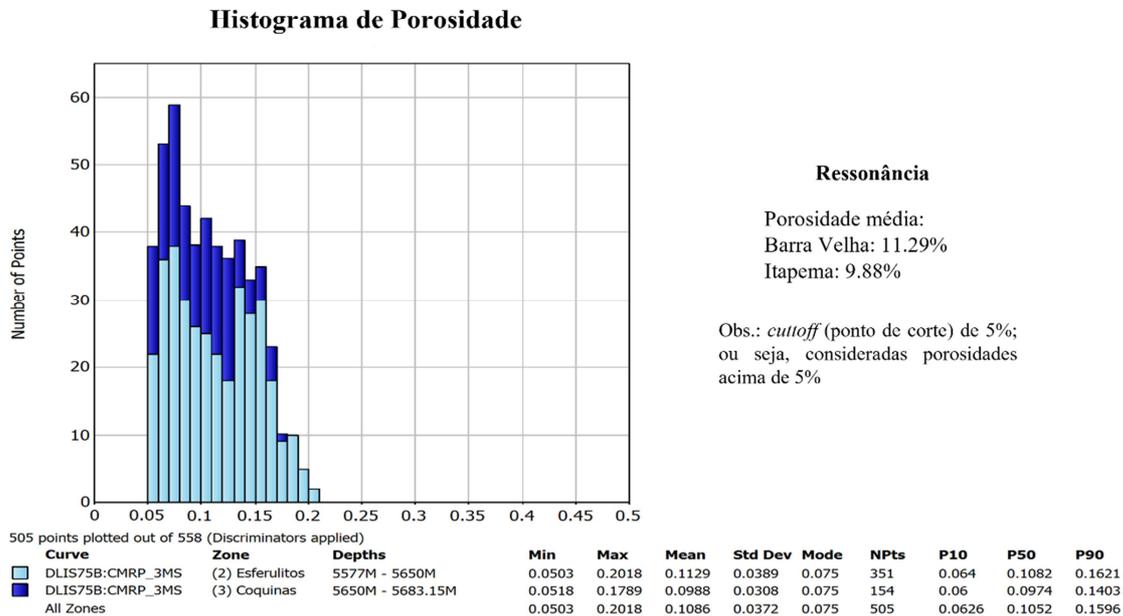
Fonte: A autora, 2022.

4.3 Resultados comparativos com os perfis neutrônico e ressonância magnética

O perfil de ressonância magnético obtém como resultado do método curvas de porosidade, saturação, tende a ler a porosidade efetiva e partir disso estimar a permeabilidade. Em comparação com os perfis tradicionais tem a vantagem de estar livres da matriz da rocha e dos parâmetros elétricos da equação de Archie (Schuab, 2015). Este perfil é largamente utilizado para estimar porosidade e permeabilidade em reservatórios carbonáticos que considerado um dos melhores perfis de porosidade (CHANG et al., 1994; ALLEN et al., 2001; AMABEOKU et al., 2001; ARNS et al., 2006).

O Perfil Neutrônico é utilizado para determinar a porosidade, com base na quantidade de hidrogênio existente numa rocha reservatório, sendo aplicado, principalmente, na identificação de zonas de gás, na análise litológica e na correlação de estratos ou reservatórios. (Nery, 2013). Importante notar que a porosidade pelo perfil neutrônico parece um pouco maior, que pode ser devido a presença de argilominerais, que possuem água em sua estrutura cristalina e afetam o perfil de nêutrons (Figura 68).

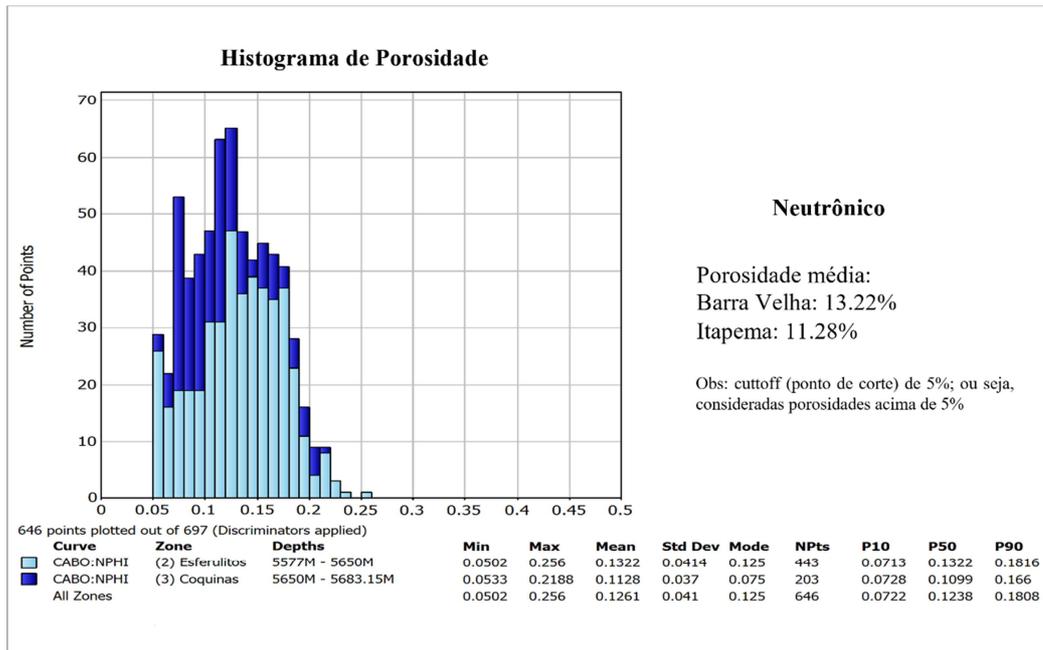
Figura 66 – Histograma de porosidade do Perfil de Ressonância magnética, em azul escuro representando a Formação Itapema e em azul claro a Formação Barra Velha.



Fonte: A autora, 2022.

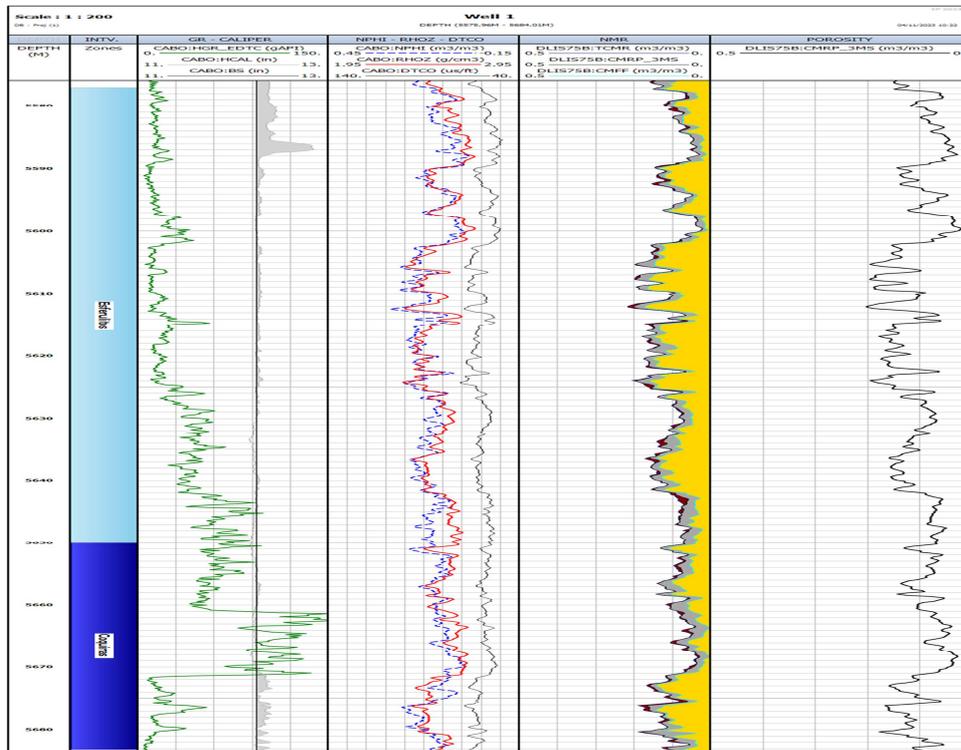
A porosidade obtida através da ressonância e está representada pelo histograma (Figuras 66 e 67), que foi obtido levando em consideração um *cutoff* de 5%. Os histogramas de porosidade para ambos os casos (ressonância e perfil de neutrônico) são ótimos instrumentos de visualização estatística do dado. Os *cutoff* são utilizados como ponto de corte em uma avaliação petrofísica para definir qual intervalo é considerado reservatório, para este trabalho foi considerado, por exemplo, um *cutoff* de 5%, onde os intervalos com porosidade inferior a 5% não são considerados reservatórios (não entra no *netpay* do reservatório), logo só sobram os intervalos com porosidade acima de 5%. Essa escolha foi realizada com base nos dados das lâminas petrográficas selecionadas para este trabalho, onde apenas uma lâmina possui a porosidade do porosímetro inferior a 5%. A Formação Barra Velha possui uma média de porosidade de 11,29% e a Formação Itapema 9,88%.

Figura 67 – Histograma de porosidade do Perfil Neutrônico, em azul escuro representando a Formação Itapema e em azul claro a Formação Barra Velha.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 68 – Perfis do poço de Búzios em azul escuro representando a Formação Itapema e em azul claro a Formação Barra Velha.



Fonte: A autora, 2022.

4.4 Resultados do canal R e um comparativo com os resultados obtidos no processamento do canal B

Dentre as 61 (sessenta e uma) lâminas processadas 3 tiveram um erro absoluto maior que 10. A abordagem porposta por Viana *et al.* (2017), de se utilizar a banda B foi realizada em todas as lâminas estudadas. O resultado desse método será apresentado nestes comparativos e em gráficos que compilam e comparam os resultados do canal R e B.

A lâmina CS-05597 é uma amostra de Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada (SANTOS, 2020) pertencente a Formação Itapema, localizada a 5725,65m de profundidade. Ao decompor em bandas a imagem original é perceptível, como mostra a figura 69, que o canal R não mapeia a porosidade tão bem como a canal B, por exemplo, o tom de azul da região do poro não foi evidenciada na banda R. A abertura de 45 do filtro a região do poro não foi bem mapeada, além de ter colocado região de matriz como porosidade (Figura 70). A porosidade do porosímetro é 18% e a porosidade calculada pelo código é 36,97%, com um erro absoluto de 18,97. Neste caso, como a região do poro teve uma resposta mais adequada no canal B, o método empregado por Viana *et al.* (2017) obteve um resultado mais compatível, a porosidade estimada foi de 20,76%, com um erro absoluto de 2,76 (Figura 71).

Figura 69 – Imagem original, canal B, canal G e canal R.

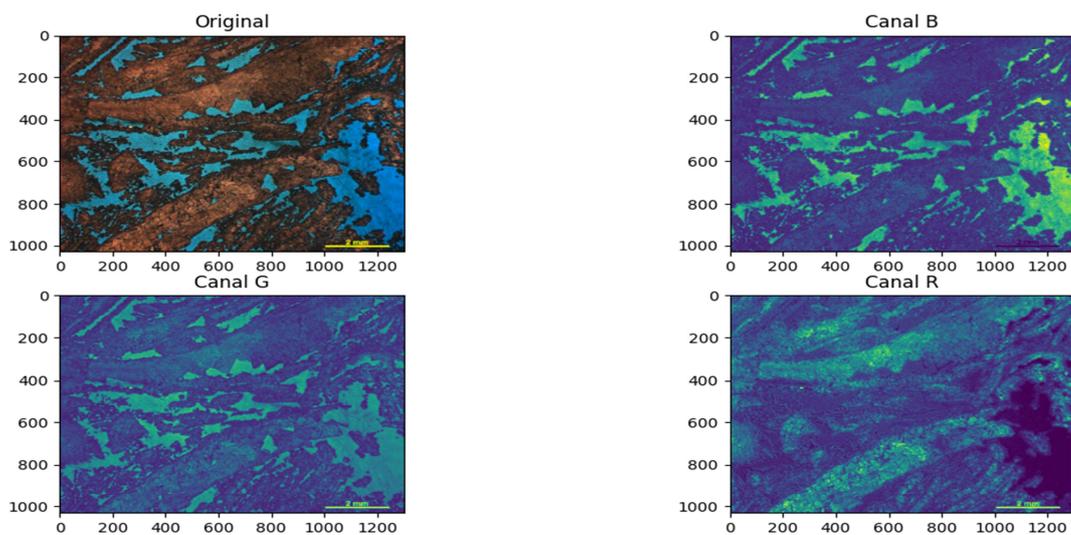
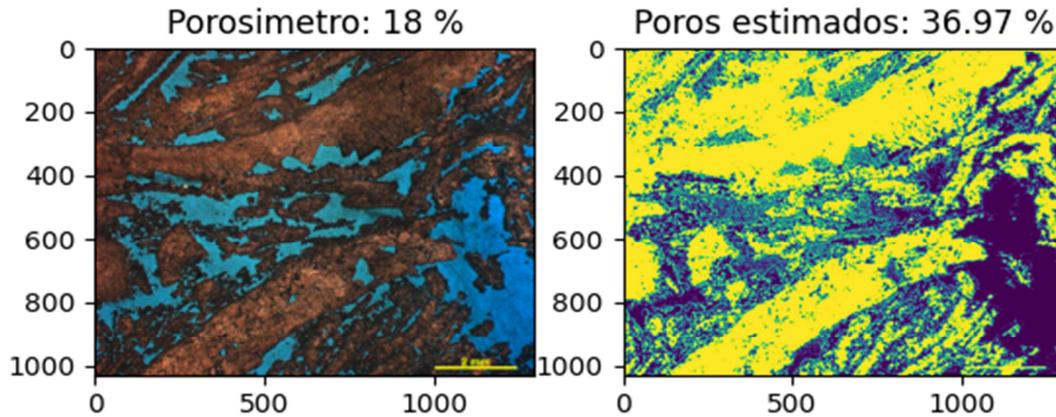
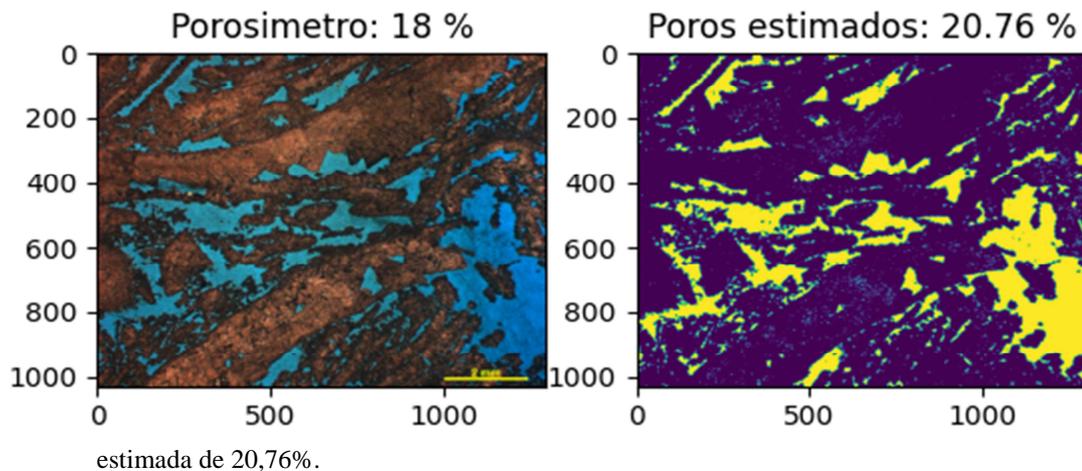


Figura 70 – Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 36,97%.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 71 – Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 18%, a direita imagem binarizada, amarelo representa os poros e o azul escuro a matriz, porosidade



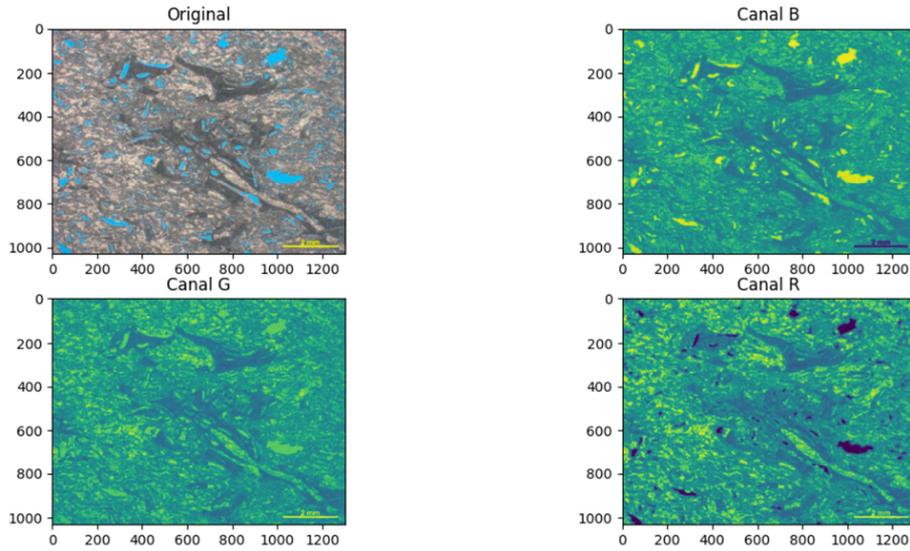
estimada de 20,76%.

Fonte: A autora, 2022.

A lâmina CS-05677 é uma amostra de Coquina Packstone/Floatstone (SANTOS, 2020) pertencente a Formação Itapema, localizada a 5753,35m de profundidade. Ao decompor em bandas a imagem original nota-se que no canal R tanto para a região dos poros como os níveis de argila possuem uma profundidade de cor similar. Foi utilizada uma abertura de 100, como mostra a Figura 72. A porosidade do porosímetro é de 20,5% e a porosidade calculada pelo código é 8,09%, com um erro absoluto de 12,41 (Figura 73). Neste caso, como a região do poro teve uma resposta mais adequada no canal B, o método empregado por Viana *et al.* (2017) obteve um resultado mais compatível, a porosidade estimada foi de 12,85%, com

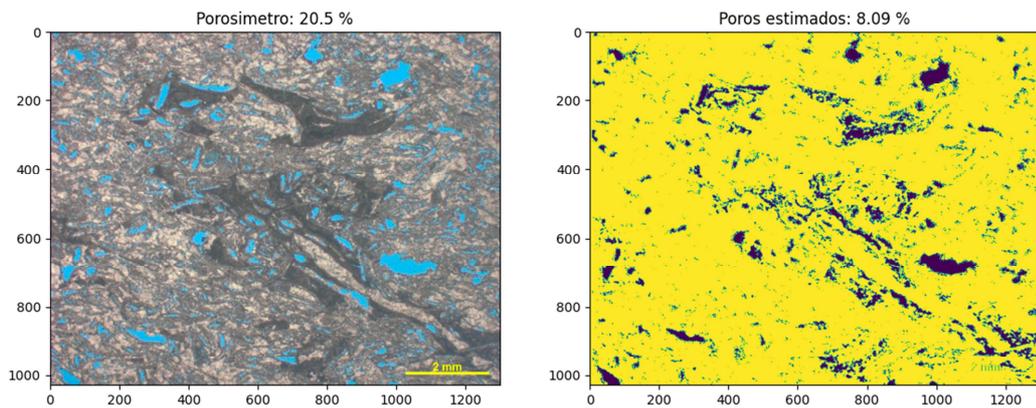
um erro absoluto de 7,65 (Figura 74). Neste caso, ambas deram um valor menor do que o porosímetro, o que também condiz com a análise qualitativa. Dessa forma, o erro pode ser atribuído a um corte da lâmina não representativo.

Figura 72 – Imagem original, canal B, canal G e canal R.



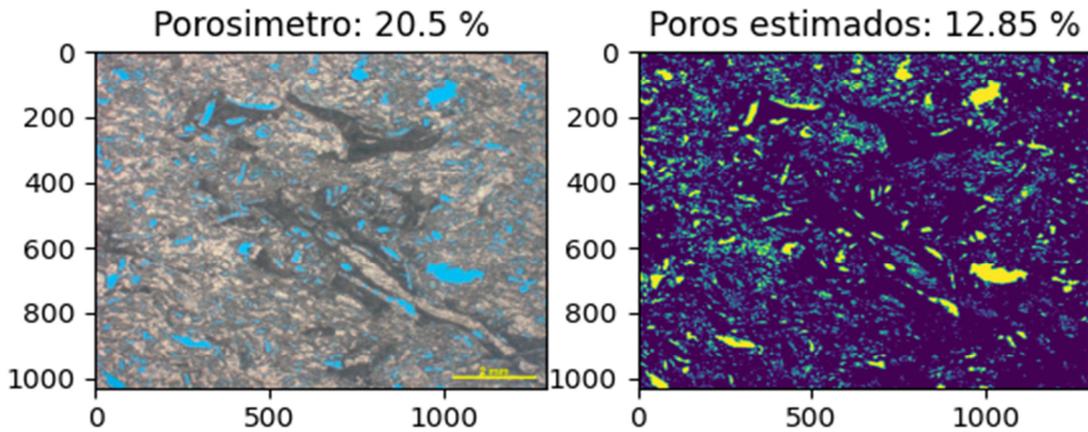
Fonte: A autora, 2022.

Figura 73 – Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,5%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 8,09%.



Fonte: A autora, 2022.

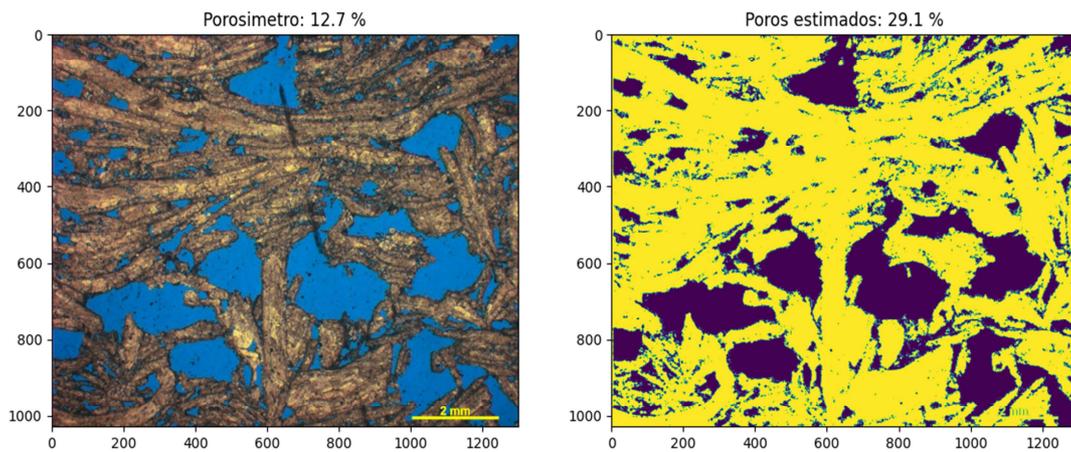
Figura 74 – Coquina Packstone/Floatstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 20,5%, a direita imagem binarizada, amarelo representa os poros e o azul escuro a matriz, porosidade estimada de 12,85%.



Fonte: A autora, 2022.

A Lâmina CS-05529 é uma amostra da Formação Itapema, profundidade 5697,4m, litologicamente classificada e descrita por Santos (2020) como Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada de ambiente de alta energia. A porosidade do porosímetro é de 12,7%, a porosidade estimada através do método de processamento digital de imagens é de 29,1%, para uma abertura do filtro no canal R de 50, o erro absoluto de 16,4 (Figura 75).

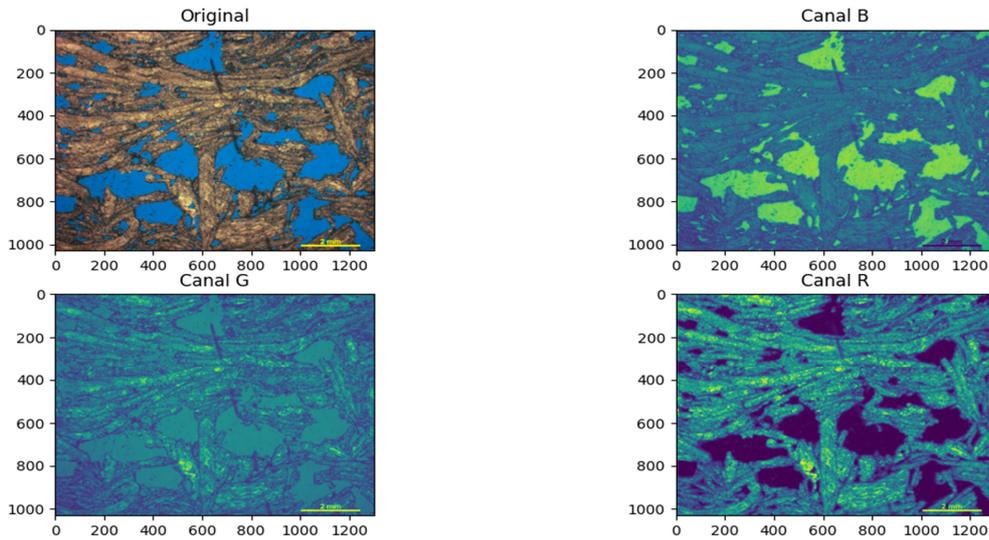
Figura 75 – Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 12,7%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, porosidade estimada de 29,1%.



Fonte: A autora, 2022.

Este terceiro caso em que o erro absoluto foi maior que 10 é perceptível que o resultado da imagem binarizada obtida pelo método possui um resultado coerente quando comparado com a imagem original. Ao decompor em bandas a imagem original nota-se que o canal R destacou precisamente a região dos poros (Figura 76).

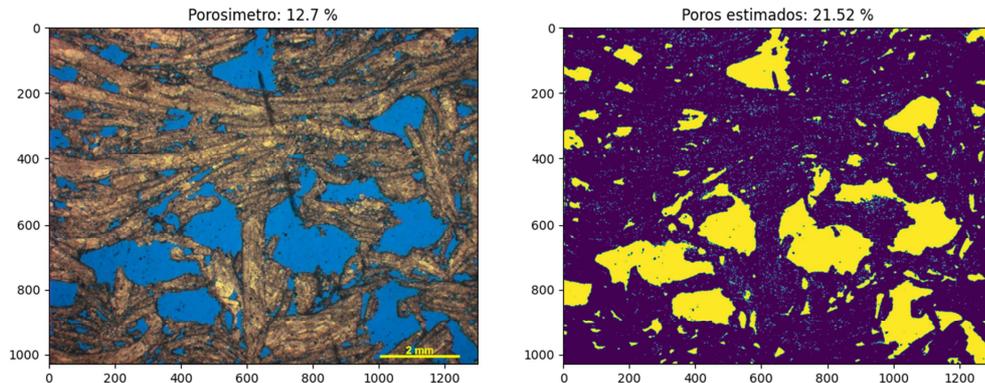
Figura 76 – Imagem original, canal B, canal G e canal R



Fonte: A autora, 2022.

Neste caso, como a região do poro teve uma resposta mais adequada no canal B, o método empregado por Viana *et al.* (2017) obteve um resultado mais compatível, a porosidade estimada foi de 21,52%, com um erro absoluto de 8,82 (Figura 77). Em ambas as metodologias aplicadas deram um valor maior do que o porosímetro, o que também condiz com a análise qualitativa. Portanto, o erro pode ser atribuído ao resultado do porosímetro, ou até mesmo a escolha da fotografia da lâmina para representar a rocha.

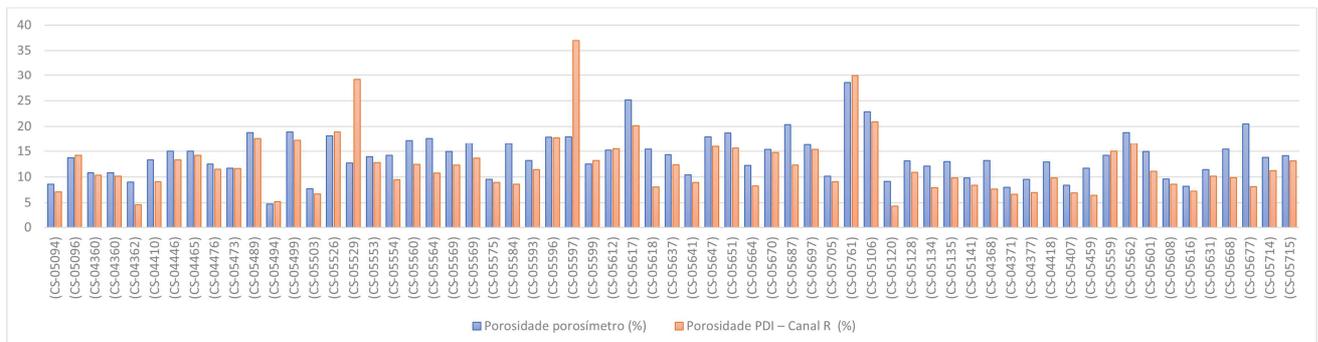
Figura 77 – Coquina Rudstone/Grainstone da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 12,7%, a direita imagem binarizada, amarelo representa os poros e o azul escuro a matriz, porosidade estimada de 21,52%.



Fonte: A autora, 2022.

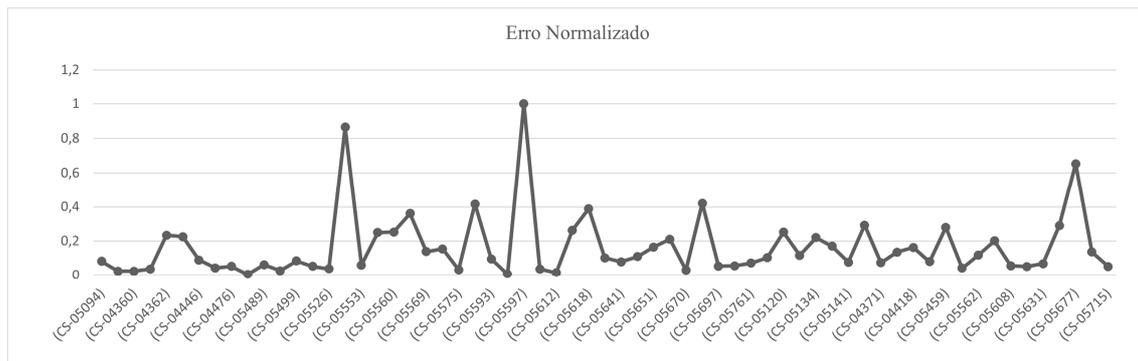
Os resultados obtidos com o método de processamento digital de imagens através da decomposição da fotografia da lâmina petrográfica em bandas, a escolha do Canal R, em especial para lâminas de rochas carbonáticas, onde o canal B possui uma resposta parecida para a região do poro e matriz, foi considerado satisfatório. As razões para ser considerado uma alternativa para estimativa de porosidade estão no fato de ser gratuito, um código simples desenvolvido em *Python* sem a necessidade de licenças de *softwares*. As fotografias das lâminas são fornecidas pela ANP (Agência Nacional de Petróleo), e muitas vezes não há dados de porosímetro ou de poço que forneçam a porosidade. Para as 61 (sessenta e uma) lâminas analisadas apenas 3 tiveram erro absoluto maior que 10, ademais os resultados das outras 60 lâminas foram satisfatórios. A Figura 78 apresenta o gráfico com um comparativo entre os resultados de porosidade obtida via porosímetro (em azul) e porosidade obtida pelo método de processamento de imagem (em laranja) para cada amostra analisada. A Figura 79 apresenta o gráfico que mostra o erro normalizado das amostras analisadas, onde os três picos destoantes já foram abordados acima. A Tabela 03 resume informações sobre profundidade, porosidade do porosímetro, porosidade obtida através do processamento das imagens e abertura utilizada no código.

Figura 78 – Gráfico comparativo entre a porosidade obtida via porosímetro e porosidade obtida pelo método de processamento de imagem.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 79 – Gráfico com o erro normalizado das 63 lâminas analisadas.



Fonte: A autora, 2022.

Tabela 3 – Resultados obtidos no processamento das 61 lâminas do campo de Búzios.

Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Abertura	Erro absoluto
(CS-05094)	8,6	7,06	60	1,54
(CS-05096)	13,7	14,15	52	0,45
(CS-04360)	10,8	10,35	56	0,45
(CS-04360)	10,8	10,1	56	0,7
(CS-04362)	9	4,57	80	4,43
(CS-04410)	13,3	9,03	78	4,27
(CS-04446)	15	13,32	56	1,68
(CS-04465)	15	14,18	71	0,82
(CS-04476)	12,5	11,51	60	0,99
(CS-05473)	11,7	11,63	110	0,07
(CS-05489)	18,8	17,63	120	1,17
(CS-05494)	4,7	5,2	25	0,5
(CS-05499)	18,9	17,32	56	1,58
(CS-05503)	7,7	6,71	50	0,99
(CS-05526)	18,2	18,91	60	0,71
(CS-05529)	12,7	29,1	50	16,4
(CS-05553)	13,9	12,78	23	1,12
(CS-05554)	14,2	9,46	110	4,74
(CS-05560)	17,2	12,41	125	4,79
(CS-05564)	17,6	10,75	120	6,85
(CS-05569)	14,9	12,28	30	2,62
(CS-05569)	16,6	13,67	45	2,93
(CS-05575)	9,5	8,89	110	0,61
(CS-05584)	16,5	8,6	75	7,9
(CS-05593)	13,2	11,39	45	1,81
(CS-05596)	17,9	17,78	30	0,12
(CS-05597)	18	36,97	45	18,97
(CS-05599)	12,5	13,19	35	0,69
(CS-05612)	15,2	15,47	120	0,27
(CS-05617)	25,1	20,12	85	4,98
(CS-05618)	15,4	8,03	75	7,37

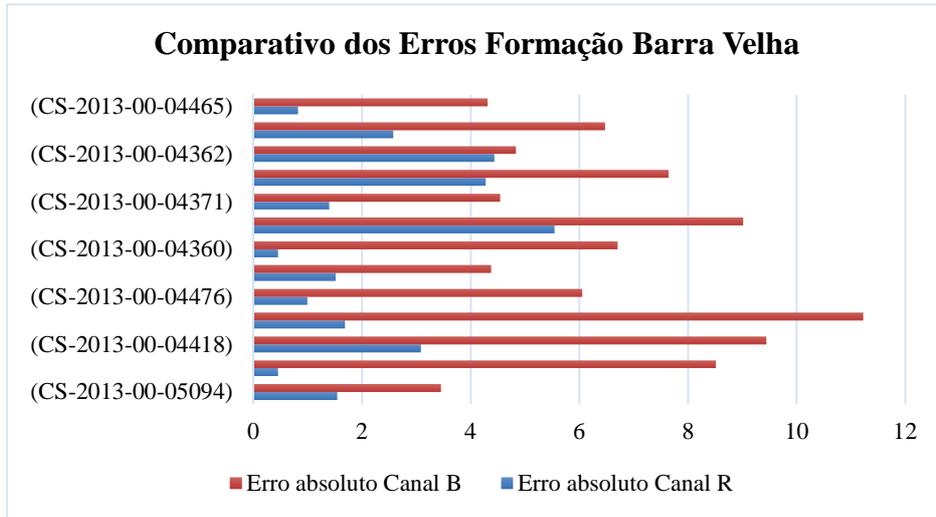
Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Abertura	Erro absoluto
(CS-05637)	14,3	12,38	115	1,92
(CS-05641)	10,4	8,91	135	1,49
(CS-05647)	18	15,93	95	2,07
(CS-05651)	18,7	15,57	120	3,13
(CS-05664)	12,2	8,21	110	3,99
(CS-05670)	15,3	14,73	71	0,57
(CS-05687)	20,3	12,31	88	7,99
(CS-05697)	16,3	15,3	75	1
(CS-05705)	10,1	9,05	95	1,05
(CS-05761)	28,5	29,85	80	1,35
(CS-05106)	22,8	20,86	85	1,94
(CS-05120)	9,1	4,33	95	4,77
(CS-05128)	13,1	10,89	95	2,21
(CS-05134)	12,1	7,93	80	4,17
(CS-05135)	13	9,78	115	3,22
(CS-05141)	9,8	8,35	95	1,45
(CS-04368)	13,2	7,66	80	5,54
(CS-04371)	8	6,61	85	1,39
(CS-04377)	9,5	6,93	95	2,57
(CS-04418)	12,9	9,82	65	3,08
(CS-05407)	8,4	6,89	31	1,51
(CS-05459)	11,7	6,4	100	5,3
(CS-05559)	14,2	14,99	40	0,79
(CS-05562)	18,8	16,58	28	2,22
(CS-05601)	14,9	11,08	15	3,82
(CS-05608)	9,6	8,56	18	1,04
(CS-05616)	8,2	7,23	90	0,97
(CS-05631)	11,4	10,12	105	1,28
(CS-05668)	15,4	9,88	105	5,52
(CS-05677)	20,5	8,09	100	12,41
(CS-05714)	13,8	11,22	100	2,58
(CS-05715)	14,1	13,13	120	0,97

Fonte: A autora, 2022.

O processamento foi realizado levando em consideração o Canal azul afim de realizar uma comparação com o método já publicado por Viana *et al.* (2017). Os resultados em ambas as formações estudadas foram pessimistas quando comparados ao valor das porosidades do porosímetro e Canal R. Apenas em 5 lâminas (Tabela 4) o erro absoluto do Canal B foi inferior ao do Canal R como mostram os gráficos das Figuras 80 e 81. O processamento com o canal B que se mostrou ineficiente para porosidades intragranulares, e no caso das amostras que são em sua maioria composta por carbonatos cimentados, impactou negativamente nos

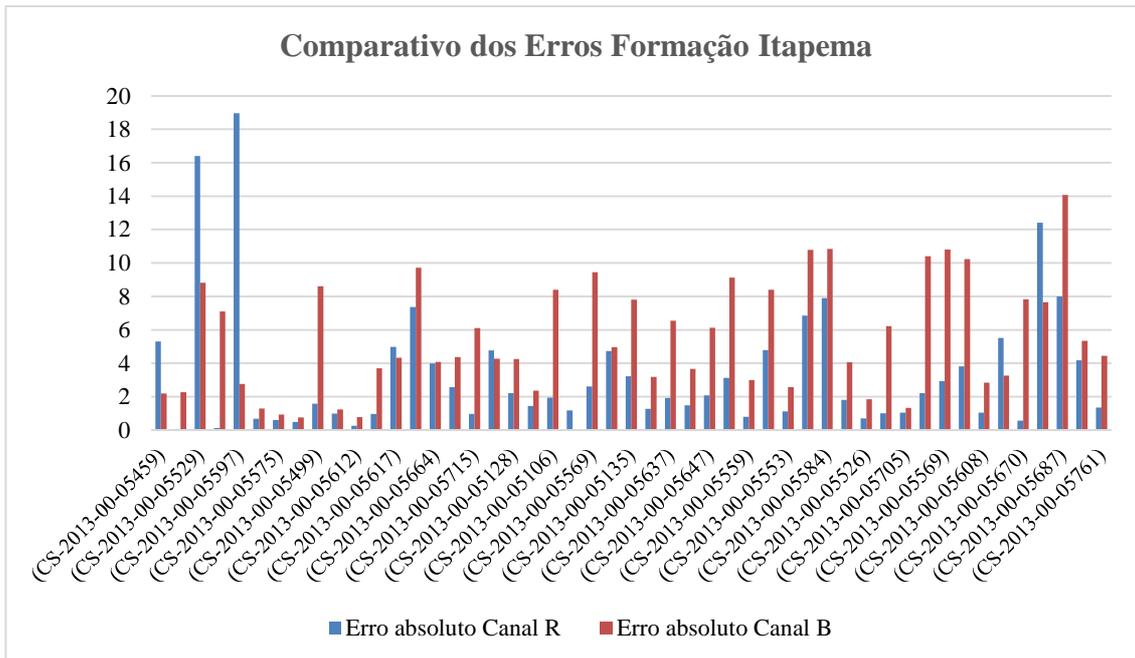
resultados.

Figura 80 – Gráfico comparativo dos erros dos Canais R e B da Formação Barra Velha



Fonte: A autora, 2022.

Figura 81– Gráfico comparativo dos erros dos Canais R e B da Formação Itapema



Fonte: A autora, 2022.

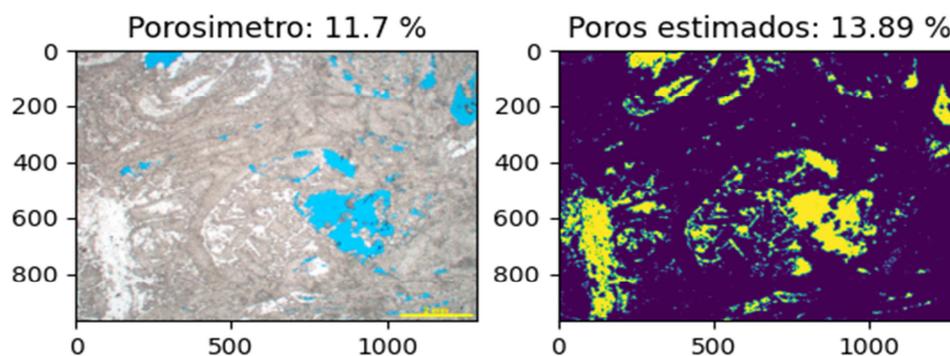
Tabela 4 – Resultado obtido onde o erro absoluto do Canal B foi inferior ao do Canal R

Código da Amostra	Porosidade porosímetro (%)	Porosidade PDI – Canal R (%)	Porosidade PDI – Canal B (%)	Erro absoluto Canal R	Erro absoluto Canal B
(CS-2013-00-05459)	11,7	6,4	13,89	5,3	2,19
(CS-2013-00-05529)	12,7	29,1	21,52	16,4	8,82
(CS-2013-00-05668)	15,4	9,88	12,14	5,52	3,26
(CS-2013-00-05677)	20,5	8,09	12,85	12,41	7,65
(CS-2013-00-05617)	25,1	20,12	20,77	4,98	4,33

Fonte: A autora, 2022.

Ainda nessas lâminas, onde o erro do canal B foi inferior ao do canal R, não é possível dizer obrigatoriamente, que qualitativamente esses números são representativos, visto que em uma análise comparativa das figuras 82 e 83, nota-se que o Canal B considerou como porosidade a parte da fotografia da lâmina onde o carbonato possui como a interação da luz do microscópio uma cor mais clara, e este erro faz com que aumente o percentual de porosidade.

Figura 82 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada- CqRGr da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 11,7%, a direita imagem binarizada, amarelo representa os poros e o azul escuro a matriz, porosidade estimada de 13,89%.

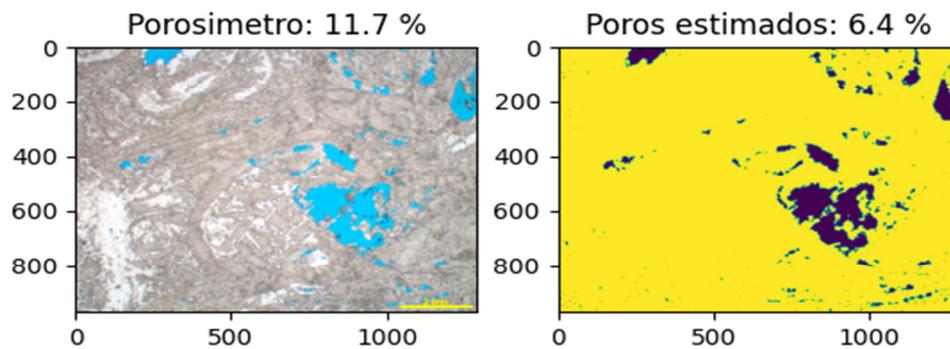


Fonte: A autora, 2022.

A média do percentual do valor que a o porosidade do Canal B corresponde a do porosímetro é 71,27% enquanto a do Canal R é de 94,53% para a Formação Barra velha, além disso 100% do resultado obtido para o processamento da estimativa de porosidade obtidas

através do canal B tem um erro absoluto maior ou igual a 75% quando comparado ao valor da porosidade do porosímetro, já no canal R é de 33,33%.

Figura 83 – Coquina Rudstone/Grainstone retrabalhada- CqRGr da Fm. Itapema, a esquerda imagem original com porosidade de 11,7%, a direita imagem binarizada, azul escuro representa os poros e o amarelo a matriz, pororidade estimada de 6,4%.



Fonte: A autora, 2022.

A média do percentual do valor que a porosidade do Canal B corresponde a do porosímetro é 68,85%, enquanto que a do Canal R é de 88,16% para a Formação Itapema. Além disso, 64,27% do resultado obtido para o processamento da estimativa de porosidade obtidas através do canal B tem um erro absoluto maior ou igual a 75%, quando comparado ao valor da porosidade do porosímetro, já no canal R é de 30,61%.

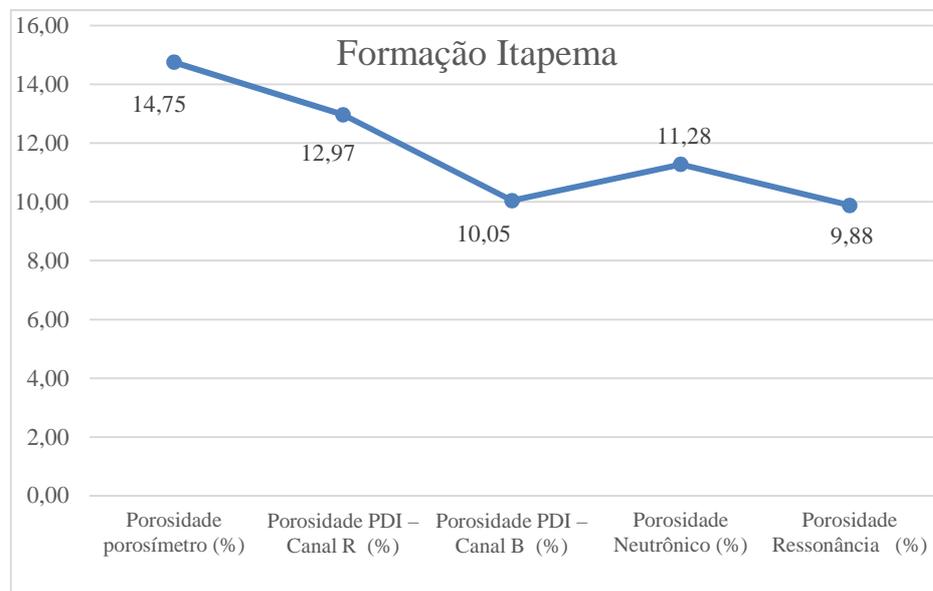
A estimativa de porosidade no Canal B se mostrou mais ineficiente quando comparada aos resultados obtidos com o Canal R, e uma das razões para este problema no Canal B é que muitas vezes no processamento a matriz da rocha carbonática se confunde com o valor do pixel que representa o poro. Além disso, o Canal B tem maior dificuldade com porosidades intragranulares. Dessa forma, na grande maioria dos casos obtem-se um valor inferior ao de outro método.

4.5 Resultados do estudo comparativo entre distintos método para a aferição da porosidades

Neste trabalho foram utilizados cinco dados de porosidade, sendo o único método direto é o porosímetro, que está sendo consirado o valor correto da porosidade, o valor padrão, apesar da ciência de que todos os métodos possuem erros. O valor da porosidade do

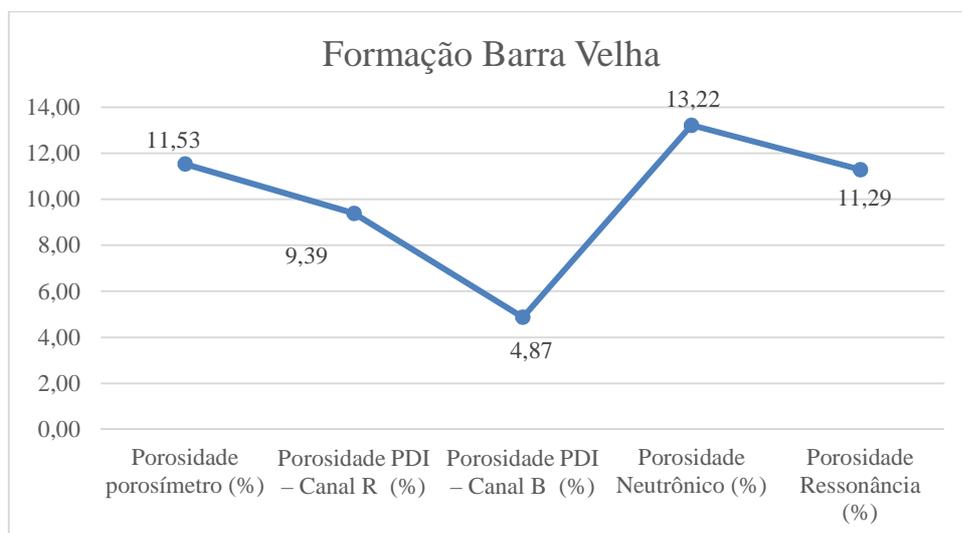
canal R na Formação Itapema foi o método que mais se aproximou do valor padrão como mostra a Figura 84, sendo os valores de ressonância magnética e o Canal B foram os mais pessimistas em relação a porosidade obtida. Na Formação Barra velha, pelo fato da fotografia da lâmina possuir tons mais claros ao processar as imagens muitas vezes a abertura não pôde ser grande, visto que a matriz pode ser contabilizada como poro. Para essa formação o resultado do Canal B foi o mais pessimista abordado, enquanto o valor do canal R foi bem próximo do valor padrão como pode ser observado na Figura 85.

Figura 84 – Comparativo das porosidades médias da Formação Itapema.



Fonte: A autora, 2022.

Figura 85 – Comparativo das porosidades médias da Formação Barra Velha.



Fonte: A autora, 2022.

CONCLUSÕES

A análise das fotografias das lâminas petrográficas nos mostra duas formações de rochas carbonáticas onde a porosidade que predomina é a secundária, causada pela dissolução seja formando porosidade móldica ou *vugs*. A porosidade intercrystalina também se faz presente devido à cimentação das rochas carbonáticas estudadas.

O método de Processamento Digital de Imagens considerando o Canal R como principal foco de estudo obteve resultados satisfatórios. Na Formação Itapema foi o método que mais se aproximou do valor padrão. Para a Formação Itapema a média do percentual do valor que a porosidade do Canal R corresponde a do porosímetro é de 88,16%. Além disso, 30,61% do resultado obtido tem um erro absoluto maior ou igual a 75%, quando comparado ao valor da porosidade do porosímetro. A média do percentual do valor que a porosidade do Canal R corresponde a do porosímetro é de 94,53% para a Formação Barra velha. Além disso, 33,33% do resultado obtido para o processamento da estimativa de porosidade obtida tem um erro absoluto maior ou igual a 75%.

A estimativa de porosidade no Canal B se mostrou mais ineficiente quando comparada aos resultados obtidos com o Canal R, e uma das razões para este problema no Canal B é que muitas vezes no processamento a matriz da rocha carbonática se confunde com o valor do pixel que representa o poro. Além disso, o Canal B tem maior dificuldade com porosidades intragranulares, dessa forma na grande maioria dos casos observa-se um valor inferior ao de outro método.

Há várias vantagens no método utilizado, que analisa um dado que é disponibilizado mais facilmente do que uma lâmina petrográfica em si, além de ser desenvolvido em uma linguagem de programação livre, ou seja, não é necessário pagar licenças para realizar o processamento. A imagem importada para processamento pode estar em qualquer formato, não necessita de etapas custosas de pré-processamento da imagem. Ainda como aspecto positivo, o método é mais rápido quando comparado ao método tradicional da contagem de pontos, ou seja, o intérprete que realiza em média três lâminas por dia, ao utilizar o método, realizará uma lâmina em menos de 2 minutos.

As limitações encontradas são referentes a impregnação da resina azul na lâmina, pois como há uma variação de azul isso impede de ter uma abertura padrão. Além disso, em uma lâmina onde existe a presença de minerais escuros a abertura do canal R acaba englobando estes e entrega um resultado mais otimista do que o real. Há outra desvantagem,

pois o corte da lâmina escolhido pode não ser representativo da rocha, amostras onde o tom da matriz fica próximo ao rosa ou em algum tom de vermelho prejudica também a leitura do canal R.

REFERÊNCIAS

- ARGIALAS, D. P.; MAVRANTZA, O. D. Comparison of edge detection and Houghtransform techniques for the extraction of geologic features. *Int. Arch. Photogramm. Remote Sens. Spat. Inf. Sci.*, vol. 34, no. Part XXX, 2004.
- ASMUS, H.E & BAISCH, P.R. Geological Evolution of the Brazilian Continental Margin. *Episodes* 1983; 6:3-9. <https://doi.org/10.18814/epiiugs/1983/v6i4/001>
- ALTENHOFEN, S. D. Caracterização petrográfica de depósitos carbonáticos lacustres do Grupo Lagoa Feia, Bacia de Campos. Porto Alegre, 2013. 69 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), Instituto de Geociências - Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- ARAI, M. 2009. South Atlantic Aptian paleogeography: a new model based on recent Brazilian micropaleontological data. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 17(2): 331-351.
- ALLEN, D., F.; BOYD, A.; MASSEY, J., et al., “The Practical Application of NMR Logging in Carbonates: 3 Case Studies”, SPWLA 42th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, 17-20 June 2001.
- AMABEOKU, M. O.; FUNK, J. J.; AL-DOSSARY, S. M., et al., “Calibration of Permeability Derived from NMR Logs in Carbonate Reservoirs”, SPE Middle East Oil, SPE 68085, Bahrain, 17-20 March 2001.
- ARNS, C. H.; SHEPPARD, A. P; SAADATFAR, M., et al., “Prediction of permeability from NMR response: surface relaxivity heterogeneity”, SPWLA 47th Annual Logging Symposium, Vera Cruz, México, 4-7 June 2006.
- BASSO, M.; KURODA, M. C.; VIDAL, A. C. Análise geológica e petrofísica de um bloco de travertino como análogo de reservatório de hidrocarbonetos. *Revista do Instituto de Geociências – USP*, v. 17, n. 2, p. 21-221, 2017.
- BIARI, Y., KLINGELHOEFER, F., FRANKE, D., FUNCK, T., LONCKE, L., SIBUET, J.C., BASILE, C., AUSTIN, J.A., RIGOTI, C.A., SAHABI, M. AND BENABDELLOUAHED, M., 2021. Structure and evolution of the Atlantic passive margins: a review of existing rifting models from wide-angle seismic data and kinematic reconstruction. *Marine and Petroleum Geology*, 126, p.104898
- BJØRLYKKE, K. *Sedimentology and Petroleum Geology*. Tradução B. Wahl. Berlin: Springer- Verlag, 363 p. Tradução de: Norwegian Lærebok i Sedimentologi og Petroleums Geologi, 1989.
- BJØRLYKKE, K. *Petroleum Geoscience: From sedimentary environments to rock physics*. Springer, 2010.
- BJØRLYKKE, K. e AAGAARD, P. Clay Minerals in North Sea Sandstones. In: HOUSEKNECHT, D. W.; PITMAN, E. D. (Eds.). *Origin, Diagenesis and Petrophysics of*

Clay Minerals in Sandstones. Tulsa: Soc. Econ. Paleon. Miner, SEPM. Special Publication, v. 47, p. 65-80, 1992.

CAINELLI, C., MOHRIAK, W.U., 1998. Geology of the Atlantic Eastern Brazilian Basins. In: Rio 98 AAPG International Conference and Exhibition, Short Course-Brazilian Geology.

CANNY, J. Approach Computational To Edge Detection, IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 8 (6): 679-698, 1986.

CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an overview. Tectonophysics, 213:97-138:1992.

CHANG, D.; VINEGAR, H.; MORRIS, C. et al., "Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging", SPWLA 35th Annual Logging Symposium, 19-22 June 1994.

CHINELATTO, G. F. Caracterização permo-porosa a partir da análise de imagens das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil. Campinas, 2013. 35 p. Monografia (Trabalho de conclusão de curso) - Instituto de Geociências, Universidade de Campinas.

CHOQUETTE, P. W. & PRAY, L. C. Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 54, n. 2, p. 207-250, 1970.57

DE JESUS, C. M.; COMPAN, A. L. M.; COELHO, J. R. P.; DE SÁ SILVEIRA, A. E.; BLAUTH, M. 2019. Evaluation of Karst Porosity Morphological Properties through Borehole Image Logs – Correlation with Dynamic Reservoir Properties from a presalt Oil Field. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, 2019. doi: <https://doi.org/10.4043/29722-SM>

DIAS, J. L. Análise sedimentológica e estratigráfica do andar aptiano em parte da margem leste do Brasil e no platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. 1998. 2v. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1998.

FRANKS, S. G.; FORESTER, R. W. Relationships Among Secondary Porosity, Pore Fluid Chemistry and Carbon Dioxide, Texas Gulf Coast. In: McDONALD, D. A.; SURDAM, R. C. (Eds.). Clastic diagenesis. Tulsa: AAPG Memoir. v. 37, p. 3-13, 1984.

GRANOT, R. & DYMENT, J. The Cretaceous opening of the South Atlantic Ocean, Earth and Planetary Science Letters. Vol. 414. 156-163. 2015. ISSN 0012-821X, <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2015.01.015>.

MENZIES, M. A., KLEMPERER, S. L., EBINGER, C.J., BAKER, J. Characteristics of volcanic rifted margins. In: Menzies, M. A., Klempere, S. L., Ebinger, C.J., Baker, J.(Ed.) Volcanic Rifted Margins. Geological Society of America Special Paper, 2002. N 362, p. 1-14

GONZALEZ, R. C., WOODS, R. E. Digital Image Processing. Editora Pearson Education Limited, ISBN 10: 1-292-22304-9, 2017

- HAWKESWORTH, C. J., GALLAGHER, K., KELLEY, S., MANTOVANI, M. PEATE, D.W., REGELOUS, M., & ROGERS, N.W. 1999. parana-magmatism and the opening of south atlantic. in: b.c. storey, t. alabaster, r. j. pankhurst (eds.). magmatism and the causes of continental break-up. geological society of london. special publication, 68, 1-8.
- KLITGORD, K. & SCHOUTEN, H. Plate kinematics of the Central Atlantic. Geological Society of America - The Geology of North America. 351-378. 1986.
- LAVIER, L. & MANATSCHAL, G. 2006. A mechanism to thin the continental lithosphere at magma-poor margins. *Nature*, 440, 324–328.
- LIMA, O. A. L. Propriedades Físicas das rochas – Bases da Geofísica Aplicada. Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf). Rio de Janeiro, 2014.
- LIMA, B. E. M.; & DE ROS, L. F. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology*, 2019. 383, 55-81.
- LIU, C.; REN, C. Research on Coal-Rock Fracture Image Edge DetectionBased on Tikhonov Regularization and Fractional Order Differential Operator. *JournalOf Electrical And Computer Engineering*, [s.l.], v. 2019, p. 1-13, 2 maio 2019. Hindawi Limited. <http://dx.doi.org/10.1155/2019/9594301>.
- MCKENZIE, D., 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary science letters*, 40, 25 – 32, [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7)
- MIZUSAKI, A.M.P., PETRINI, R., BELLINI, COMIN-CHIARAMONTI, P.; DIAS, J.; DE MIN, A.; PICCIRILLO, E. M. Basalt magmatism along the passive continental margin of SE Brazil (Campos basin). *Contrib Mineral Petrol* 111, 143–160 (1992). <https://doi.org/10.1007/BF00348948>
- MOREIRA, J.L.P.; MADEIRA, C.V.; GIL, J.A.; MACHADO, M.A.P. Bacia de Santos. *Boletim de Geociencias da PETROBRAS*, 2007.15(2), 531-549.
- MOHRIAK, W. U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: Bizzi, L. A., Schobbenhaus, C., VIDOTTI, R.M. & GONÇALVES, J.H. (eds) *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. CPRM, São Paulo, Capítulo III, p: 87-165.
- MOHRIAK, W. 2012. Bacias da margem continental divergente. In: Hasui, Y., Carneiro, CDR, Almeida, FFM, Bartorelli, A. (Eds.), *Geologia do Brasil*, 466-480.
- MOULIN, M.; ASLANIAN, D.; UNTERNEHR, P. A new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean, *Earth-Science Reviews*, Vol. 98, Issues. 1–21-37. 2010. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.08.001>.
- MUNIZ, M.C., 2013. Tectono-stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian Continental Rift Carbonates, in Southern Campos Basin, Brazil. PhD thesis. Royal Holloway University of London.

- MUNIZ, M.C., BOSENCE, D.W.J., 2015. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society of London Special Publications no. 418, pp. 221–242.)
- PEATE, D.W. The Parana-Etendeka Province. In: Large Igneous Provinces. Mahoney, J.J.:Coffin, M.F.: (Editors), American Geophysical Union, Washington D.C.. 217-245. 1997.
- PEATE, D. W., HAWKESWORTH, C. J., & MANTOVANI, M. S. Chemical stratigraphy of the Paraná lavas (South America): classification of magma types and their spatial distribution. 1992. Bulletin of Volcanology, 55(1), 119-139.
- ROCHA, L.; FAVORETO, J. E BORGHI, L. 2021. Coquinas da Formação Itapema, Campo de Mero (Pré-sal da Bacia de Santos): Análise de Microfácies e Paleoambiente Depositional. Anuário do Instituto de Geociências, 2021, v. 44, 39883
- ROEDEL JR, J. Aplicação dos Perfis de Imagem na Indústria do Petróleo. Salvador, 2014. 88 p. Monografia (Trabalho Final de Graduação) – Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia.
- ROSSETTI, L. M.; LIMA, E. F.; WAICHEL, B. L.; SCHERER, C. M.; BARRETO, C. J. Stratigraphical framework of basaltic lavas in Torres Syncline main valley, so thern Parana-Etendeka Volcanic Province. Journal of South American Earth Sciences. Vol. 56. 2014. 409-421. ISSN 0895-9811. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2014.09.025>.
- SABATO CERALDI, T., GREEN, D., 2016. Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ. 438, 77–98.
- SAHABI, M.; ASLANIAN, D.; OLIVET, J.-L. Un nouveau point de d'e part pour l'histoire de l'Atlantique central. Comptes Rendus Geoscience. 2004. Vol. 336, 12 ,1041-1052. doi.10.1016/j.crte.2004.03.017
- SANTOS, P. T. Caracterização tectono - estratigráfica e faciológica dos reservatórios carbonáticos do pré-sal do campo de Búzios, Bacia de Santos, com base em interpretação sísmica, perfis de poços, análise de testemunho e amostras laterais. 2020. 309f. Tese (Doutorado em Geociências) -Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- SANTOS, C.F.C. Métodos de caracterização de porosidade em rochas reservatório e a estimativa de porosidade utilizando a linguagem de programação *python*. 2019. 60 f. TCC (Graduação - Geologia) -- Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, Salvador.
- SANTOS, C.F.C.; SANTOS, A. S. Caracterização Semiautomática de porosidade utilizando a linguagem de Programação Python. GEOCIÊNCIAS (SÃO PAULO. ONLINE), v. 40, p. 415-426, 2021.
- SAPORETTI, C. M.; GOLIATT, L.; PEREIRA, E. 2019. A Lithology Identification Approach Based on Machine Learning with Evolutionary Parameter Tuning. IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, p. 1-5, 2019.
- SAPORETTI, C. M.; GOLIATT, L.; PEREIRA, E. 2021. Neural network boosted with

differential evolution for lithology identification based on well logs information. *Earth Science Informatics*, v. 14, p. 133-140, 2021.

SARTORATO, Ana Carolina Leonel. Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos. 2018. 255 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias; Tectônica, Petrologia e Recursos Minerais) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SCHALLER, H., Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas. In: Boletim técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, pp. 21-86, 1969.

SUGUIO, K. *Geologia sedimentar*. 1. Ed. SP: Edgard Blucher, 2003.

SZATMARI, P., DE LIMA, C. M., FONTANETA, G., LIMA, N. M., ZAMBONATO, E., MENEZES, M. R., BAHNIUK, J., COELHO, S. L., FIGUEIREDO, M., FLORENCIO, C. P., GONTIJO, R. Petrography, geochemistry and origin of South Atlantic evaporites: The Brazilian side. *Marine and Petroleum Geology*, Volume 127, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104805>.

TEIXEIRA, J. B. Petrografia de rochas reservatório areníticas e relação com diferentes técnicas de obtenção de parâmetros petrofísicos. 2016. 128 f. Dissertação (Mestrado em Geociências - Geoquímica Ambiental) – Programa de Pós-Graduação em Geociências – Geoquímica, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói.

THOMPSON, D. L.; STILWELL, J. D.; HALL, M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-Salt coquinas of Brazil and West Africa. *Gondwana Research*. Vol. 28. 2015. 26-51. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.12.005>.

TIAB, D. & DONALDSON, E. C. *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2nd ed. New York, USA: Elsevier, 2004. Choquette & Pray (1970)

TUCHOLKE, B. E. & SIBUET, J.-C., 2007. Leg 210 synthesis: tectonic, magmatic, and sedimentary evolution of the Newfoundland-Iberia rift. In Tucholke, B.E., Sibuet, J.-C., and Klaus, A. (Eds.), *Proc. ODP, Sci. Results, 210: College Station, TX (Ocean Drilling Program)*, 1–56. doi:10.2973/odp.proc.sr.210.101.2007

UNTERNEHR, P.; PERON-PINVIDIC, G.;- MANATSCHAL, G.; SUTRA, E. 2010. Hyper-extended crust in the South Atlantic: In search of a model. *Petroleum Geoscience*, 16, 207 – 215.

VIANA, A. S.; MENDES, A. C.; SANTOS, C. S. C.; SOUSA JUNIOR, R. O. Processamento e Análise Digital de Imagem (PADI): Quantificação grão/não-grão e estimativa de porosidade a partir de imagens em lâminas delgadas. In: 15 Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, 2017, Rio de Janeiro - RJ. 15TH INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF, RIO DE JANEIRO, BRAZIL, 31 JULY-3 AUGUST 2017. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2017. p. 917-92

VIDAL, A. C.; DILLY, B. L. G.; BASILICI, G. Programa computacional para análise de imagens de sistema poroso de rochas sedimentares. *Terræ Didática*, v.15, p. 1-6, 2019.

WEGENER, A., 1912. Die Entstehung der Kontinente. *Geol. Rundsch.* 3 (4), 276–292.

WERNICKE, B. 1985. Uniform-sense normal simple shear of the continental lithosphere. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 22, 108–125

WESTFALL, R.S. *Never at rest. A biography of Isaac Newton* (Cambridge University Press, Cambridge, 1983).

WRIGHT, V. P. 1992 A revised classification of limestones. *Sedimentar Geology* 76:177–185

WRIGHT, V. P. 2012. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. In: Garland, J., Neilson, J. E., Laubach, S. E. & Whidden, K. J. (eds) *Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis*. Geological Society, London, Special Publications, 370, 39–47.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 2015. v. 418, n. 1, p. 209-219.

WRIGHT, V.P. & BARNETT, A. J. The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. *Facies*. 2020 Jan 1;66(1).

ZALÁN, P. V.; WOLFF, S.; CONCEIÇÃO, J. C. J.; ASTOLFI, M. A. M.; VIEIRA, I. S.; APPO, V. T.; ZANOTTO, O.A. Tectônica e sedimentação da Bacia do Paraná: 3o Simpósio Sul Brasileiro de geología, Curitiba, Atas SBG, 1987. v. 1, p. 441-477

ZINSZNER, B. & PELLERIN, F. M. A. *Geoscientist's Guide to Petrophysics*. France: Editions Technip, 2007.