



**Universidade do Estado do Rio de Janeiro**

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Luciana Castro Brelaz

**Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra  
Velha (Pré-sal da Bacia de Santos) e comparação com calcários microbiais  
análogos**

Rio de Janeiro

2019

Luciana Castro Brelaz

**Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Pré-sal da Bacia de Santos) e comparação com calcários microbiais análogos**

Tese apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Webster Ueipass Mohriak

Coorientadores: Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Prof.<sup>a</sup> Dra. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro

Rio de Janeiro

2019

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

B835 Brelaz, Luciana Castro.  
Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Pré-sal da Bacia de Santos) e comparação com calcários microbiais análogos / Luciana Castro Brelaz. – 2019.  
317 f.: il.

Orientador: Webster Ueispass Mohriak.

Coorientadores: Leonardo Fonseca Borghi de Almeida e Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro

Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Rochas carbonáticas – Sedimentação e depósitos – Santos, Bacia de – Teses. 2. Geofísica – Santos, Bacia de – Teses. 3. Petrologia – Santos, Bacia de – Teses. 4. Pré-sal – Santos, Bacia de – Teses. 5. Reservatórios – Santos, Bacia de – Teses. I. Mohriak, Webster Ueispass. II. Almeida, Leonardo Fonseca Borghi de. III. Ribeiro, Mariléa Gomes dos Santos. IV. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. V. Título.

CDU 553.55(815.3/816.4)

Bibliotecária responsável: Taciane Ferreira da Silva / CRB-7: 6337

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

---

Assinatura

Data

Luciana Castro Brelaz

**Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Pré-sal da Bacia de Santos) e comparação com calcários microbiais análogos**

Tese apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 29 de abril de 2019.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Webster Ueipass Mohriak  
Faculdade de Geologia – UERJ

---

Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Prof. Dra. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro  
Universidade Federal do Pará

---

Prof. Dr. Alfredo Moisés Vallejos Carrasco  
Universidade Federal Fluminense

---

Dr. Marcelo Fagundes de Rezende  
CENPES – PETROBRAS

---

Dr. Rodolfo Araújo Victor  
CENPES – PETROBRAS

---

Dra. Marcelle Marques Erthal  
CENPES – PETROBRAS

Rio de Janeiro

2019

## **DEDICATÓRIA**

Aos meus exemplos de amor incondicional: Luciene Castro, Reinivaldo Brelaz e Waldelira Brelaz (in memoriam).

## AGRADECIMENTOS

Toda gratidão à Deus, por me amar primeiro e me dar muito mais do que eu mereço;

Aos meus pais pelo apoio incondicional ainda que longe dos olhos, porém, presente em todos os meus dias. A vocês meu amor eterno;

À Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) pela oportunidade de ingressar no doutorado pelo Programa de Pós-Graduação em Geociências e pela estrutura disponível para a execução da tese no Laboratório de Interpretação Sismoestratigráfica (Labsismo);

Aos meus orientadores Webster Mohriak e Leonardo Borghi, pela confiança no meu trabalho e incentivo à esta pesquisa. Em especial ao professor Borghi por viabilizar as amostras do Laboratório de Geologia Sedimentar utilizadas nas análises desta tese;

À minha orientadora Mariléa Ribeiro que me apresentou à Petrofísica de Reservatórios e me encorajou a seguir neste desafio. Obrigada pelos ensinamentos, paciência, prestatividade em sempre ajudar de perto e de longe e amizade que levo para vida;

A geóloga Iraima Mendes e ao geólogo Júlio Kosaka (Schlumberger) por terem me auxiliado na elaboração dos perfis no Techlog e nas discussões geológicas, por todas as semanas em que estiveram ao meu lado me ensinando pacientemente e sempre de bom grado;

À Weatherford Laboratórios pelo apoio na irrestrito ao meu projeto de tese, suportado pelo gerente Eric Huseth que autorizou a execução de todas análises laboratoriais de petrografia e de petrofísica básica e especial (RCAL e SCAL) a custo zero. Estendo meus agradecimentos a todos os funcionários que me apoiaram em cada etapa da análise: Marco Silva, Anderson Silva, Carlos Eduardo, Severino Martins, Claudio Rodrigues, Thiago Abreu, Clarissa Luz, Pierre Adriano e Felipe Leite. Agradeço especialmente a Carolina Sagrillo por me auxiliar nas análises, processamento e interpretação dos dados de ressonância magnética e porosimetria por injeção de mercúrio. Además, agradezco a mi grande amigo Pablo Carreño con las análisis de Microscopia Electrónica de Barrido en la oficina de Villahermosa (Weatherford México) y por todos sus consejos para mantenerme firme en el camino;

Aos amigos da “firma Labsismo”: Carolina Araújo, Victor Schuback, Talissa Mira, Suelen Gouvêa, Renata Gama, Gabi Avelar e ao nosso estagiário Felipe Corrêa. O que o sufoco uniu, que a vida não separe! Obrigada pelo companheirismo, risos, conselhos e ombro amigo;

Às minhas irmãs que nasceram no coração e me suportaram em todos os momentos ao longo destes últimos 7 anos: Camila Almeida e Noemi Rovaris.

Faça o que puder, com o que tiver, onde estiver.

*Theodore Roosevelt*

## RESUMO

BRELAZ, Luciana Castro. **Análise petrofísica dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Pré-sal da Bacia de Santos) e comparação com calcários microbiais análogos**. 2019. 317 f. Tese (Doutorado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

Esta tese apresenta a análise das propriedades petrofísicas dos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal da Bacia de Santos e de calcários microbiais obtidos em diversos afloramentos, tendo como objetivo principal identificar possíveis análogos com condições permo-porosas semelhantes às rochas da Formação Barra Velha. Para este estudo foram selecionados os poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS, ambos situados no campo de Lula, por apresentarem uma suíte completa de dados de poços e dispor de perfilação contínua em espessuras superiores a 200 m dentro da Formação Barra Velha. Dentre as amostras de afloramento foram estudados cinco calcários lacustres formados in situ: estromatólito de Lagoa Salgada (Rio de Janeiro), estromatólito da Formação Yacoraite (Bacia de Salta, Argentina), calcário laminado do Membro Crato (Bacia do Araripe), travertinos italianos da região de Tívoli e tufas da região de Bonito (Mato Grosso do Sul). Os resultados indicam que os travertinos, caracterizados por arcabouço cristalino e poros vugulares, mostram condições permo-porosas semelhantes às encontradas nas rochas-reservatório de óleo da Formação Barra Velha, caracterizada por calcários estromatolíticos vugulares com porosidade moderada a boa, permeabilidades moderadas e eventualmente elevadas, rede de poros formados por macroporos e raros microporos. O estromatólito de Yacoraite e o calcário laminado do membro Crato apresentam características permo-porosas que se assemelham às zonas não-reservatório, formadas por calcários estromatolítico-esferulíticos laminados com raros poros vugulares, boa porosidade, baixas permeabilidades, rede de poros formados por mesoporos e microporos e baixo percentual de macroporos. O estromatólito de Lagoa Salgada e as tufas quaternárias da região de Bonito (Mato Grosso do Sul) mostraram altíssimas porosidades e sistema poroso formado por abundantes microporos e macroporos que resultaram em permeabilidades extremamente heterogêneas que não se assemelham às condições permo-porosas encontradas nos calcários da Formação Barra Velha no campo de Lula. As conclusões deste trabalho sugerem que os travertinos italianos de Tívoli, o estromatólito da Bacia de Salta e os calcários laminados do Membro Crato possam ser possíveis análogos aos calcários não-retrabalhados da Formação Barra Velha a partir da perspectiva da petrofísica de reservatórios. A aplicação destes análogos pode ser extremamente útil em casos onde não há disponibilidade de amostras e no entendimento das variações laterais de fácies e suas propriedades petrofísicas ao longo do reservatório, sobretudo em condições heterogêneas e complexas como as encontradas no Pré-sal.

Palavras-chave: Pré-sal. Petrofísica. Reservatórios carbonáticos. Calcários microbiais.  
Análogos



## ABSTRACT

BRELAZ, Luciana Castro. **Petrophysical analysis of the carbonate reservoirs from Barra Velha Formation (Pre-salt of Santos Basin) and comparison to analogous microbial limestones.** 2019. 317 f. Tese (Doutorado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

This thesis presents the analysis of the petrophysical properties of the Pre-salt microbial carbonate reservoirs in the Santos Basin and microbial limestones obtained from several outcrops, with the main goal of identifying possible analogues with permo-porous conditions similar to rocks from the Barra Velha Formation. For this study, wells 1-BRSA-369A-RJS and 3-BRSA-496-RJS were selected, both located in the Lula field, as they have a complete suite of well data and have continuous logging at thicknesses greater than 200 m within the Barra Velha Formation. Among the outcrop samples, five lacustrine limestones formed in situ were studied: Lagoa Salgada stromatolites (Rio de Janeiro), stromatolite from the Yacoraite Formation (Salta Basin, Argentina), laminated limestone belongs to the Crato Member (Araripe Basin), Italian travertines from Tívoli region and tufas from the Bonito region (Mato Grosso do Sul). The results indicate that the travertines, characterized by crystalline framework and vugular pores, show permo-porous conditions similar to those found in reservoir rocks of the Barra Velha Formation, these characterized by vugular stromatolite limestones with moderate to good porosity, moderate and eventually high permeabilities, pore network formed by macropores and rare micropores. The Yacoraite stromatolite and the Crato laminated limestone have permo-porous characteristics that are similar to the non-reservoir zones, formed by laminated stromatolitic-spherulitic limestones with rare vugular pores, good porosity, low permeabilities, pore network formed by mesopores and micropores and low percentage of macropores. The Lagoa Salgada stromatolite and the quaternary tufas of the Bonito region (Mato Grosso do Sul) showed extremely high porosities and porous system formed by abundant micropores and macropores that resulted in extremely heterogeneous permeabilities that do not resemble the permo-porous conditions found in Barra Velha limestones in the Lula field. The conclusions of this work suggest that the Italian travertines from Tívoli, the stromatolite from the Salta Basin and the laminated limestones from the Crato Member may be possible analogs to the non-reworked limestones from the Barra Velha Formation from the perspective of reservoir petrophysics. The application of these analogues can be extremely useful in cases where there is no availability of samples and in understanding the lateral variations of facies and their petrophysical properties along the reservoir, especially in heterogeneous and complex conditions such as those found in the pre-salt.

Keywords: Pre-salt. Petrophysics. Carbonate Reservoirs. Microbial limestones. Analogues.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Estrutura interna de uma esteira microbial ativa.....	28
Figura 2 –	Classificação dos microbialitos de acordo com as petrotramas e estruturas internas.....	29
Figura 3 –	Classificação de rochas carbonáticas segundo DUNHAM (1962).....	31
Figura 4 –	Classificação de rochas carbonáticas de acordo com WRIGHT (1992).....	31
Figura 5 –	Classificação de porosidade de rochas carbonáticas.....	32
Figura 6 –	Mapa de localização dos limites da província do Pré-sal, destacado pelo polígono em marrom e linha pontilhada azul.....	33
Figura 7 –	Mapa de localização da Bacia de Santos.....	34
Figura 8 –	Carta estratigráfica da fase rifte e pós-rifte da Bacia de Santos.....	35
Figura 9 –	Seção sísmica regional interpretada das áreas dos Altos Externos que abrangem duas grandes estruturas: Tupi (a direita) e o Alto Externo, também chamado de Pão de Açúcar (à esquerda).....	36
Figura 10 –	Modelo deposicional dos ambientes sedimentares nas margens conjugadas de Santos – Namíbia antes da deposição do sal e da ruptura do Gondwana.....	36
Figura 11 –	Tipos de calcários arborescentes ( <i>shrubby boundstones</i> ) da seção sag do Pré-sal.....	39
Figura 12 –	<i>Mudstone</i> laminado (ou calcilutito laminado) e calcários arbustiformes ( <i>shrubbies</i> ).....	40
Figura 13 –	<i>Grainstone</i> / <i>Rudstone</i> esferulítico - intraclástico (ou calcarenito mal selecionado).....	41
Figura 14 –	Fácies esferulíticas (ou calcarenito esferulítico maciço e laminado).....	42
Figura 15 –	Fácies híbrida (calcário estromatolítico - esferulítico).....	43
Figura 16 –	Argilitos estevensíticos laminados (calcilutito laminado) com esferulitos	44
Figura 17 –	Fácies de <i>mudstone</i> (calcilutitos).....	45
Figura 18 –	Modelo estratigráfico esquemático do Pré-sal na Bacia de Kwanza, cronocorrelata à seção sin-rifte e sag da Bacia de Santos. O topo da superfície mostra um modelo deposicional com distribuição de fácies para o sag superior.....	46

Figura 19 –	Mapa de localização da região de Lagoa Salgada, litoral norte do Rio de Janeiro.....	49
Figura 20 –	Estromatólitos às margens da Lagoa Salgada, litoral norte do Rio de Janeiro.....	50
Figura 21 –	Mapa de localização da Bacia de Salta e suas quatro sub-bacias .....	51
Figura 22 –	Estromatólitos dômicos lateralmente coalescentes da Formação Yacoraite.....	52
Figura 23 –	Mapa de localização e geológico da Bacia do Araripe.....	53
Figura 24 –	Afloramento do Membro Crato em frente de lavra na região de Nova Olinda-CE.....	55
Figura 25 –	Mapa de localização da região de Tívoli, Itália.....	56
Figura 26 –	Frente de lavra de travertinos na região de Tívoli, Itália.....	57
Figura 27 –	Imagem SRTM da região do Pantanal Matogrossense.....	58
Figura 28 –	Afloramento de tufa em cachoeiras na região da Serra da Bodoquena (MS) .....	59
Figura 29 –	Os valores de tensão interfacial ( $\sigma$ ) e o ângulo de contato ( $\theta$ ) entre dois líquidos em um sistema de óleo - água em contato com uma superfície sólida.....	66
Figura 30 –	Esquema hipotético de relações de pressão em um tubo capilar cilíndrico parcialmente preenchido com água cercada por óleo. A diferença de pressão na interface óleo-água no ponto B define a pressão capilar.....	67
Figura 31 –	Distribuição de NMR T2 em reservatórios de arenito molháveis a água...	77
Figura 32 –	Modelos de permeabilidade inferidos a partir de dados de RMN.....	79
Figura 33 –	Curva de pressão capilar idealizada.....	83
Figura 34 –	Modelo esquemático do poço e da formação usada para descrever as medidas de perfis elétricos.....	85
Figura 35 –	Processos de espalhamento e absorção dos raios gama.....	89
Figura 36 –	Partição de porosidade em carbonatos usando perfis de NMR e de imagem para determinar as proporções dos diferentes tipos de poros dentro da porosidade total.....	102
Figura 37 –	Fluxograma da metodologia geral adotada na tese.....	103
Figura 38 –	Mapa de localização do Campo de Lula e locação dos poços avaliados....	104
Figura 39 –	Correlação entre perfis litoestratigráficos esquemáticos dos poços 1-	

	BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS no intervalo Pré-sal.....	106
Figura 40 –	Fluxograma da metodologia empregada para perfis de poço.....	108
Figura 41 –	Parâmetros para o cálculo de VShale do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	110
Figura 42 –	Parâmetros para o cálculo de VShale do poço 3-BRSA-496-RJS.....	111
Figura 43 –	Dados de entrada e parâmetros para o cálculo de porosidade por nêutrons-densidade do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	112
Figura 44 –	Dados de entrada e parâmetros para o cálculo de porosidade por nêutrons-densidade do poço 3-BRSA-496-RJS.....	112
Figura 45 –	Dados de entrada e parâmetros para o cálculo da saturação de água do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	113
Figura 46 –	Dados de entrada e parâmetros para o cálculo da saturação de água do poço 3-BRSA-496-RJS.....	113
Figura 47 –	Dados de entrada e parâmetros para o modelo petrofísico Quant ELAN <sup>®</sup> utilizados no poço 1-BRSA-369A-RJS.....	115
Figura 48 –	Dados de entrada e parâmetros para o modelo petrofísico Quant ELAN <sup>®</sup> utilizados no poço 3-BRSA-496-RJS.....	115
Figura 49 –	Localização das rochas análogas aos carbonatos microbiais do Pré-sal.....	117
Figura 50 –	Fluxograma de análises laboratoriais para as amostras de afloramento.....	118
Figura 51 –	Etapas de preparação de amostras para análises petrofísicas laboratoriais	119
Figura 52 –	Microscópio petrográfico e difratômetro de raios-X.....	121
Figura 53 –	Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV).....	122
Figura 54 –	Porosímetro-permeâmetro automatizado DV 4000.....	123
Figura 55 –	Penetrômetro e porosímetro por injeção de mercúrio.....	125
Figura 56 –	Equipamento de ressonância magnética nuclear de baixo campo.....	128
Figura 57 –	Zoneamento e correlação dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS.....	131
Figura 58 –	Perfis básicos das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	135
Figura 59 –	Perfis básicos e de imagem acústica das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.....	137
Figura 60 –	Perfis convencionais e de imagem acústica das zonas A, B, C e D.....	141
Figura 61 –	Curvas calculadas das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	143
Figura 62 –	Curvas calculadas das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.....	145
Figura 63 –	Composição mineralógica das zonas A, B, C e D.....	146

Figura 64 –	Modelo petrofísico das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS...	147
Figura 65 –	Modelo petrofísico das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.....	148
Figura 66 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	149
Figura 67 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS..	150
Figura 68 –	Partição de porosidade por RMN para as zonas A, B, C e D.....	152
Figura 69 –	Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas A, B, C e D.....	153
Figura 70 –	Perfis básicos das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	156
Figura 71 –	Perfis convencionais e de imagem acústica das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.....	157
Figura 72 –	Curvas calculadas das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	159
Figura 73 –	Curvas calculadas das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.....	161
Figura 74 –	Modelo petrofísico das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	161
Figura 75 –	Modelo petrofísico das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.....	162
Figura 76 –	Composição mineralógica das zonas E e F.....	162
Figura 77 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	163
Figura 78 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.....	165
Figura 79 –	Partição de porosidade para as zonas E e F.....	166
Figura 80 –	Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas E e F.....	167
Figura 81 –	Perfis básicos das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	168
Figura 82 –	Perfis básicos e de imagem acústica das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.....	169
Figura 83 –	Correlação dos perfis convencionais com perfil de imagem acústica das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.....	171
Figura 84 –	Curvas calculadas das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	174
Figura 85 –	Curvas calculadas das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.....	175
Figura 86 –	Modelo petrofísico das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	178

Figura 87 –	Modelo petrofísico das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.....	179
Figura 88 –	Composição mineralógica das zonas G e H.....	180
Figura 89 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	181
Figura 90 –	Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.....	182
Figura 91 –	Partição de porosidade para as zonas G e H.....	184
Figura 92 –	Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas G e H.....	184
Figura 93 –	Perfis e curvas calculadas utilizadas como critério para definição das zonas-reservatório de hidrocarbonetos do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	187
Figura 94 –	Perfis e curvas calculadas utilizadas como critério para definição das zonas-reservatório de hidrocarbonetos do poço 3-BRSA-496-RJS.....	188
Figura 95 –	<i>Crossplot</i> de litologia do poço 1-BRSA-369A-RJS. A) zonas de reservatórios de óleo. B) zonas não-reservatório.....	190
Figura 96 –	<i>Crossplot</i> de litologia do poço 3-BRSA-496-RJS. A) zonas de reservatórios de óleo. B) zonas não-reservatório.....	191
Figura 97 –	Amostra de mão dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	195
Figura 98 –	Estruturas sedimentares dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	195
Figura 99 –	Tipos de poros dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	196
Figura 100 –	Análise por DRX dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	197
Figura 101 –	Fábrica laminada dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	198
Figura 102 –	Textura grumosa do estromatólito de Lagoa Salgada.....	199
Figura 103 –	Tipos de poros dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	200
Figura 104 –	Microporos dos estromatólitos de Lagoa Salgada.....	201
Figura 105 –	Estromatólito da Formação Yacoraite, Paleoceno da Bacia de Salta, Argentina.....	202
Figura 106 –	Análise mineralógica de DRX dos estromatólitos da Formação Yacoraite	203
Figura 107 –	Aspectos petrográficos do Estromatólito da Formação Yacoraite.....	204
Figura 108 –	Microporos dos estromatólitos da Formação Yacoraite.....	205
Figura 109 –	Calcário laminado do Membro Crato, Bacia do Araripe.....	206
Figura 110 –	Análise mineralógica por DRX dos calcários laminados do Membro Crato.....	207

Figura 111 –	Microporos dos calcários laminados do Membro Crato.....	208
Figura 112 –	Aspectos macroscópicos dos travertinos vulgares de Tívoli.....	209
Figura 113 –	Análise de DRX dos travertinos.....	210
Figura 114 –	Fotomicrografias do arcabouço dos travertinos.....	210
Figura 115 –	Fotomicrografias da fábrica fascicular dos travertinos.....	211
Figura 116 –	Tipos de poros presente nos travertinos.....	212
Figura 117 –	Microporosidade dos travertinos.....	213
Figura 118 –	Aspectos macroscópicos das tufas calcárias.....	214
Figura 119 –	Análise de DRX das tufas calcárias com estrutura arbustiforme- arborescente.....	215
Figura 120 –	Estruturas sedimentares das tufas.....	216
Figura 121 –	Laminações botrioidais das tufas.....	217
Figura 122 –	Laminações de calcita fibrosa-acicular.....	218
Figura 123 –	Tipos de poros presente nas tufas.....	219
Figura 124 –	Porosidade x permeabilidade dos calcários microbiais análogos.....	224
Figura 125 –	Plugues submetidos aos ensaios de petrofísica básica (RCAL).....	225
Figura 126 –	Distribuição dos tempos de T2 para os estromatólitos de Lagoa Salgada..	228
Figura 127 –	Distribuição dos tempos de T2 para o estromatólito de Yacoraite.....	229
Figura 128 –	Distribuição dos tempos de T2 para os calcários laminados do Membro Crato.....	231
Figura 129 –	Distribuição dos tempos de T2 para os travertinos.....	232
Figura 130 –	Distribuição dos tempos de T2 para as tufas.....	233
Figura 131 –	Distribuição dos tamanhos de garganta de poro nas amostras E1 e E2 do estromatólito de Lagoa Salgada.....	235
Figura 132 –	Distribuição dos tamanhos de garganta de poro na amostra E3 do estromatólito de Lagoa Salgada.....	236
Figura 133 –	Distribuição dos tamanhos de garganta de poro na amostra ‘ES’ do estromatólito de Yacoraite, Bacia de Salta.....	237
Figura 134 –	Distribuição dos tamanhos da garganta de poro na amostra ‘EA’ do calcário laminado do Membro Crato, Bacia do Araripe.....	238
Figura 135 –	Distribuição dos tamanhos de garganta de poro nas amostras dos travertinos.....	239
Figura 136 –	Distribuição dos tamanhos de garganta de poro das amostras de tufas.....	241

- Figura 137 – *Crossplots* de porosidade efetiva (PHIE\_ND) *versus* permeabilidade RMN ( $K_{TIM}$ ) associado a dados de partição de porosidade RMN das zonas reservatório de hidrocarbonetos e comparação com as propriedades permo-porosas dos travertinos..... 247
- Figura 138 – *Crossplots* de porosidade efetiva (PHIE\_ND) *versus* permeabilidade RMN ( $K_{TIM}$ ) associado a dados de partição de porosidade RMN das zonas não-reservatório e comparação com as propriedades permo-porosas do estromatólito de Yacoraite e calcário laminado..... 248



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Estimativa visual da porosidade em rochas-reservatório.....	62
Tabela 2 –	Descrição qualitativa da permeabilidade de um reservatório.....	63
Tabela 3 –	Fator fotoelétrico dos cinco minerais mais comuns em rochas carbonático-evaporíticas em barns por elétrons (b/e).....	90
Tabela 4 –	Valores de densidade dos constituintes mais comuns em reservatórios carbonáticos dados em g/cm <sup>3</sup> .....	92
Tabela 5 –	Valores para $\Delta t$ e V usados na equação de Wyllie.....	95
Tabela 6 –	Lista de perfis disponíveis por poço.....	104
Tabela 7 –	Indícios de petróleo na Formação Barra Velha.....	107
Tabela 8 –	Parâmetros de fluidos do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	109
Tabela 9 –	Parâmetros de fluidos do poço 3-BRSA-496-RJS.....	110
Tabela 10 –	Lista de amostras organizadas por litologia e as respectivas análises realizadas.....	118
Tabela 11 –	Dados referentes aos experimentos de petrofísica básica.....	123
Tabela 12 –	Dados de petrofísica básica para análises de MICP.....	124
Tabela 13 –	Dados processados de MICP para obtenção de parâmetros de poro.....	126
Tabela 14 –	Dados de pré-análise utilizados para os cálculos de RMN.....	127
Tabela 15 –	Dados de saída provenientes das análises de RMN para obtenção de parâmetros de poro.....	128
Tabela 16 –	Litologias e fácies sedimentares dos carbonatos da Formação Barra Velha.....	130
Tabela 17 –	Descrição litológica das zonas dos poços estudados.....	132
Tabela 18 –	Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas A, B, C e D.....	136
Tabela 19 –	Relação entre a densidade RHOB, porosidade NPHI e composição mineralógica.....	138
Tabela 20 –	Relação entre litofácies e parâmetros de densidade (RHOB), porosidade (NPHI) e resistividade profunda (RT) nas zonas A, B e C do poço 1-BRSA-369A-RJS.....	139
Tabela 21 –	Propriedades petrofísicas dos calcários com alto GR do poço 3-BRSA-496-RJS.....	138

Tabela 22 –	Propriedades petrofísicas dos calcários com baixo GR no poço 3-BRSA-496-RJS.....	138
Tabela 23 –	Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas A, B, C e D.....	143
Tabela 24 –	Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas A, B, C e D.....	150
Tabela 25 –	Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas E e F.....	157
Tabela 26 –	Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas E e F.....	159
Tabela 27 –	Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas E e F.....	163
Tabela 28 –	Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas G e H.....	169
Tabela 29 –	Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas G e H.....	175
Tabela 30 –	Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas G e H....	182
Tabela 31 –	Principais características petrofísicas das zonas reservatório e não-reservatório de hidrocarbonetos para os poços avaliados.....	188
Tabela 32 –	Resumo das características e petrofísicas dos poços estudados.....	192
Tabela 33 –	Quantificação da porosidade e matriz dos calcários lacustres por contagem de pontos em lâmina.....	220
Tabela 34 –	Dados de petrofísica de rotina para rochas análogas aos reservatórios microbiais do Pré-sal.....	221
Tabela 35 –	Dados de dimensões e de saturação de água dos plugues submetidos à RMN.....	223
Tabela 36 –	Porosidade e permeabilidade dos calcários microbiais análogos .....	242
Tabela 37 –	Partição de porosidade e garganta de poros dos calcários microbiais análogos.....	243
Tabela 38 –	Resumo das características geológicas e petrofísicas dos calcários da Formação Barra Velha e dos calcários análogos .....	244

## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	24
1	<b>OBJETIVOS</b> .....	26
2	<b>REVISÃO CONCEITUAL</b> .....	27
2.1	<b>Calcários Microbiais (Microbialitos)</b> .....	27
2.2	<b>Classificações de rochas carbonáticas</b> .....	30
2.3	<b>Seção Pré-sal</b> .....	32
2.4	<b>Bacia de Santos</b> .....	33
2.4.1	<u>Formação Barra Velha</u> .....	36
2.5	<b>Análogos geológicos aos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal</b> .....	47
2.5.1	<u>Estromatólitos de Lagoa Salgada – Rio de Janeiro</u> .....	48
2.5.2	<u>Estromatólitos da Formação Yacoraite – Bacia de Salta, Argentina</u> .....	50
2.5.3	<u>Calcário laminado do Membro Crato, Formação Santana, Bacia do Araripe</u> .....	53
2.5.4	<u>Travertinos de Tívoli, Itália</u> .....	55
2.5.5	<u>Tufas Quaternárias, Região de Bonito, Mato Grosso do Sul</u> .....	57
2.6	<b>Propriedades Físicas das Rochas</b> .....	59
2.6.1	<u>Porosidade</u> .....	60
2.6.2	<u>Permeabilidade</u> .....	62
2.6.3	<u>Tamanho de poro e garganta de poros</u> .....	64
2.6.4	<u>Saturação, molhabilidade e capilaridade</u> .....	64
2.6.5	<u>Resistividade e saturação de água</u> .....	69
2.7	<b>Técnicas experimentais</b> .....	73
2.7.1	<u>Petrofísica básica</u> .....	73
2.7.1.1	Densidade de grão.....	73
2.7.1.2	Porosidade.....	74
2.7.1.3	Permeabilidade.....	74
2.7.2	<u>Petrofísica avançada</u> .....	75
2.7.2.1	Ressonância magnética.....	75
2.7.2.2	Porosimetria por injeção de mercúrio.....	80
2.8	<b>Ambiente de poço</b> .....	84

2.9	<b>Perfis Geofísicos</b> .....	86
2.9.1	<u>Caliper</u> .....	86
2.9.2	<u>Raios Gama</u> .....	87
2.9.3	<u>Perfil Fotoelétrico</u> .....	89
2.9.4	<u>Densidade da Formação (RHOB)</u> .....	90
2.9.5	<u>Porosidade Neutrônica (NPHI)</u> .....	92
2.9.6	<u>Sônico</u> .....	94
2.9.7	<u>Resistividade</u> .....	97
2.9.8	<u>Ressonância Magnética Nuclear (CMR)</u> .....	98
2.9.9	<u>Imagem Acústica (CAST)</u> .....	99
2.10	<b>Classificação do tamanho de poros</b> .....	102
3	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	103
3.1	<b>Perfis Geofísicos de Poço</b> .....	103
3.1.1	<u>Poço 1-BRSA-369A-RJS</u> .....	105
3.1.2	<u>Poço 3-BRSA-496-RJS</u> .....	105
3.1.3	<u>Ocorrência de óleo e delimitação da profundidade de estudo</u> .....	107
3.1.4	<u>Metodologia</u> .....	107
3.1.4.1	Curvas de gradiente de temperatura (FTEMP) e resistividade da água (RWX).....	109
3.1.4.2	Cálculo do volume de argila (VShale).....	110
3.1.4.3	Cálculo da porosidade total (PHIT_ND), efetiva (PHIE_ND) e densidade aparente da matriz (RHOMAA) .....	111
3.1.4.4	Cálculo da Saturação de Água (Sw) e Volume Total de Água (BVW).....	113
3.1.4.5	Modelo petrofísico do reservatório .....	114
3.2	<b>Amostras de Calcários Microbiais</b> .....	116
3.2.1	<u>Metodologia</u> .....	116
3.2.1.1	Petrologia.....	119
3.2.1.2	Petrofísica básica (RCAL).....	121
3.2.1.3	Porosimetria por injeção de mercúrio (MICP).....	124
3.2.1.4	Ressonância Magnética Nuclear.....	126
4	<b>AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO</b> .....	129
4.1	<b>Litologia e fácies sedimentares</b> .....	129
4.2	<b>Zoneamento e correlação dos poços</b> .....	131

4.3	<b>Interpretação petrofísica</b> .....	134
4.3.1	<u>Zonas A, B, C e D</u> .....	134
4.3.1.1	Análise dos perfis básicos.....	135
4.3.1.2	Curvas calculadas.....	142
4.3.1.3	Perfil RMN.....	149
4.3.2	<u>Zonas E e F</u> .....	155
4.3.2.1	Análise dos perfis básicos.....	155
4.3.2.2	Curvas calculadas.....	159
4.3.2.3	Perfil RMN.....	163
4.3.3	<u>Zonas G e H</u> .....	167
4.3.3.1	Análise dos perfis básicos.....	168
4.3.3.2	Curvas calculadas.....	173
4.3.3.3	Perfil RMN.....	180
4.4	<b>Definição dos reservatórios</b> .....	185
4.5	<b>Discussões acerca das propriedades petrofísicas dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS</b> .....	192
5	<b>RESULTADOS LABORATORIAIS DOS CALCÁRIOS ANÁLOGOS</b> .....	194
5.1	<b>Caracterização petrográfica</b> .....	194
5.1.1	<u>Estromatólitos recentes de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro</u> .....	194
5.1.2	<u>Estromatólitos da Formação Yacoraite, Bacia de Salta (Argentina)</u> .....	201
5.1.3	<u>Calcário laminado, Membro Crato, Bacia do Araripe</u> .....	205
5.1.4	<u>Travertinos quaternários, Tívoli (Itália)</u> .....	208
5.1.5	<u>Tufas quaternárias, região de Bonito (MS)</u> .....	213
5.1.6	<u>Avaliação da porosidade</u> .....	220
5.2	<b>Petrofísica de Rotina (RCAL)</b> .....	222
5.3	<b>Petrofísica Avançada (SCAL)</b> .....	226
5.3.1	<u>Ressonância Magnética Nuclear (RMN)</u> .....	226
5.3.1.1	Estromatólitos de Lagoa Salgada.....	227
5.3.1.2	Estromatólitos de Yacoraite.....	229
5.3.1.3	Calcário laminado, Membro Crato.....	229
5.3.1.4	Travertinos.....	230
5.3.1.5	Tufas.....	230

5.3.2	<u>Porosimetria por Injeção de Mercúrio (MICP)</u> .....	234
5.3.2.1	Estromatólitos de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro.....	234
5.3.2.2	Estromatólitos da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina.....	236
5.3.2.3	Calcário laminado, Membro Crato, Bacia do Araripe.....	237
5.3.2.4	Travertinos (Tívoli, Itália).....	238
5.3.2.5	Tufas (região de Bonito, Mato Grosso do Sul).....	240
5.4	<b>Discussão entre dados petrográficos e petrofísicos</b> .....	242
6	<b>INTEGRAÇÃO ENTRE DADOS PETROFÍSICOS DE POÇO E CALCÁRIOS ANÁLOGOS</b> .....	244
	<b>CONCLUSÕES</b> .....	249
	<b>RECOMENDAÇÕES</b> .....	250
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	251
	<b>APÊNDICE A</b> – Perfis básicos do poço 1-BRSA-369A-RJS .....	264
	<b>APÊNDICE B</b> – Perfis básicos e de imagem acústica do poço 3-BRSA- 496-RJS .....	265
	<b>APÊNDICE C</b> – Curvas calculadas do poço 1-BRSA-369A-RJS .....	266
	<b>APÊNDICE D</b> – Curvas calculadas do poço 3-BRSA-496-RJS .....	267
	<b>APÊNDICE E</b> – Modelo petrofísico (mineralógico e fluidos) do poço 1- BRSA-369A-RJS .....	268
	<b>APÊNDICE F</b> – Modelo petrofísico (mineralógico e fluidos) do poço 3- BRSA-496-RJS .....	269
	<b>APÊNDICE G</b> – Perfis de RMN do poço 1-BRSA-369A-RJS .....	270
	<b>APÊNDICE H</b> – Perfis de RMN do poço 3-BRSA-496-RJS .....	271
	<b>APÊNDICE I</b> – Planilha de saturação de salmoura dos plugues e cálculo do fator de correção da saturação para análise de RMN .....	272
	<b>APÊNDICE J</b> – Planilha de análise de RMN da amostra E1 (estromatólito de Lagoa Salgada).....	273
	<b>APÊNDICE K</b> – Planilha de análise de RMN da amostra E2 (estromatólito de Lagoa Salgada).....	275
	<b>APÊNDICE L</b> – Planilha de análise de RMN da amostra E5 (estromatólito de Lagoa Salgada) .....	277
	<b>APÊNDICE M</b> – Planilha de análise de RMN da amostra ES (estromatólito de Yacoraite) .....	279

<b>APÊNDICE N</b> – Planilha de análise de RMN da amostra EA2 (calcário laminado) .....	281
<b>APÊNDICE O</b> – Planilha de análise de RMN da amostra EA4 (calcário laminado) .....	283
<b>APÊNDICE P</b> – Planilha de análise de RMN da amostra T1 (travertino)..	285
<b>APÊNDICE Q</b> – Planilha de análise de RMN da amostra T3 (travertino)..	287
<b>APÊNDICE R</b> – Planilha de análise de RMN da amostra T4 (travertino)..	289
<b>APÊNDICE S</b> – Planilha de análise de RMN da amostra T7 (travertino)..	291
<b>APÊNDICE T</b> – Planilha de análise de RMN da amostra Tu2 (tufa).....	293
<b>APÊNDICE U</b> – Planilha de análise de RMN da amostra Tu3 (tufa).....	295
<b>APÊNDICE V</b> – Planilha de petrofísica básica dos fragmentos analisados em MICP .....	297
<b>APÊNDICE W</b> - Planilha de análise de MICP da amostra E1 (estromatólito de Lagoa Salgada) .....	298
<b>APÊNDICE X</b> – Planilha de análise de MICP da amostra E2 (estromatólito de Lagoa Salgada) .....	300
<b>APÊNDICE Y</b> – Planilha de análise de MICP da amostra E3 (estromatólito de Lagoa Salgada) .....	302
<b>APÊNDICE Z</b> – Planilha de análise de MICP da amostra ES (estromatólito de Yacoraite) .....	304
<b>APÊNDICE AA</b> – Planilha de análise de MICP da amostra EA (calcário laminado) .....	306
<b>APÊNDICE BB</b> – Planilha de análise de MICP da amostra T1 (travertino) .....	308
<b>APÊNDICE CC</b> – Planilha de análise de MICP da amostra T2 (travertino) .....	310
<b>APÊNDICE DD</b> – Planilha de análise de MICP da amostra Tu1 (tufa).....	312
<b>APÊNDICE EE</b> – Planilha de análise de MICP da amostra Tu2 (tufa).....	314
<b>ANEXO A</b> - Carta de estimativa da temperatura em função da profundidade .....	316
<b>ANEXO B</b> – Carta de resistividade da água a partir de soluções aquosas de NaCl equivalente .....	317

## INTRODUÇÃO

A descoberta do Pré-sal foi um marco para a indústria do petróleo no Brasil. Em meados de 2008 a 2010, os campos do Pós-sal apresentavam uma ascensão na curva de produção de óleo e, em paralelo, o recém-descoberto Pré-sal começava a produzir seus primeiros barris. Em 2012, a curva de produção do Pós-sal começava a entrar em declínio enquanto a curva de produção no Pré-sal crescia significativamente (ANP, 2018). Em pouco mais de 10 anos de exploração, a produção nos campos do Pré-sal já supera a marca de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia (Mboe/dia) e corresponde atualmente a 54,9% da produção nacional de petróleo, superando a produção dos campos turbidíticos do Pós-sal (ANP, 2019).

Segundo Estrella (2008), os reservatórios carbonáticos do Pré-sal são formados por coquinas, carbonatos lacustres de origem microbial (“microbialitos”) e depósitos retrabalhados provenientes destas fácies. Os calcários microbiais, foco principal desta tese, são caracterizados por arcaçouço e rede de poros heterogêneos e complexos devido ao processo acrescionário de crescimento das comunidades microbianas, a grande reatividade dos minerais carbonáticos e intensa transformação diagenética em subsuperfície. Os processos diagenéticos de cimentação, dolomitização, silicificação, fraturamento e dissolução geraram diversos tipos, formas e tamanhos de poros que impactaram diretamente no armazenamento e na transmissão de fluidos no interior destas rochas (HERLINGER; ZAMBONATO; DE ROS, 2017).

As descobertas dos campos gigantes do Pré-sal trouxeram um enorme desafio para a caracterização petrofísica de reservatórios carbonáticos no Brasil. Um dos grandes desafios passou a ser identificar quais fácies carbonáticas microbiais apresentam condições permoporosas favoráveis à exploração e produção de hidrocarbonetos. Neste contexto, a comunidade científica tem buscado por rochas análogas a estes reservatórios para melhor compreender a interação entre fácies carbonáticas microbiais, fábrica de rocha, aspectos texturais de poros (tipos, formas e tamanho de poros) e seu impacto nas propriedades petrofísicas.

Pesquisadores como Wright (2012), Wright e Barnett (2014), Corbett (2015), Della Porta et al. (2015), Erthal et al. (2017), dentre outros, sugerem estromatólitos, tufas, travertinos e laminitos microbiais depositados em ambientes lacustres como os modelos geológicos análogos aos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal, tendo em vista os



aspectos sedimentológicos e paleoambientais, no entanto, sem observar as características petrofísicas destas rochas.

Neste contexto, este trabalho apresenta a análise petrofísica de reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal e de calcários análogos para investigar se estromatólitos, tufas e travertinos, coletados em afloramento, apresentam condições permo-porosas similares aos microbialitos do Pré-sal.

A tese está estruturada em seis capítulos. O capítulo 1 trata acerca dos objetivos central e específicos da tese. O capítulo 2 traz a revisão conceitual essencial para o entendimento da metodologia e resultados. O capítulo 3 refere-se aos materiais e métodos implementados neste trabalho. O capítulo 4 apresenta a interpretação integrada dos perfis de poços e descrições litológicas dos calcários microbiais do Pré-sal, identificando e caracterizando os intervalos reservatório e não-reservatório. O capítulo 5 reúne os resultados das análises petrográficas e petrofísicas dos calcários análogos de afloramento. O capítulo 6 traz a correlação dos aspectos geológicos e petrofísicos entre os calcários microbiais do Pré-sal e calcários análogos de afloramento, relacionando suas semelhanças e dessemelhanças. A tese se encerra com o capítulo “Conclusões”, onde aponta possíveis análogos com condições permo-porosas semelhantes aos microbialitos do Pré-sal e, por fim, propõe recomendações para estudos futuros.

## 1 OBJETIVOS

O objetivo geral desta tese é identificar dentre os análogos geológicos aqueles com características petrofísicas semelhantes aos calcários da seção sag do Pré-sal da Bacia de Santos frente aos perfis de poços do Campo de Lula. Para isso foram selecionados cinco litotipos análogos para o estudo: estromatólito de Lagoa Salgada (Rio de Janeiro), estromatólito da Formação Yacoraite (Bacia de Salta, Argentina), calcário laminado do Membro Crato (Bacia do Araripe), travertinos da região de Tívoli (Itália) e tufas da região de Bonito (Mato Grosso do Sul). Dois poços exploratórios foram selecionados para o levantamento das propriedades petrofísicas no intervalo da Formação Barra Velha: o poço pioneiro 1-RJS-628 (1-BRSA-369A-RJS), por meio do qual se descobriu as gigantes acumulações do Pré-sal, e o poço de extensão 3-RJS-646 (3-BRSA-496-RJS), ambos localizados no Campo de Lula (antigo Campo de Tupi), este que é, atualmente, o maior campo produtor de petróleo e gás do Brasil (ANP, 2019).

Para alcançar o objetivo proposto foram estipulados três objetivos específicos:

- a) Caracterização petrofísica dos reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha com base na interpretação de perfis geofísicos de poço e nas descrições litológicas fornecidas nos relatórios de poço;
- b) Avaliação geológica e petrofísica de calcários microbiais análogos a partir de medições laboratoriais em plugues;
- c) Correlação entre os dados petrofísicos dos calcários microbiais da Formação Barra velha e calcários análogos para verificar a existência (ou não) de condições permo-porosas similares.

## 2 REVISÃO CONCEITUAL

### 2.1 Calcários Microbiais

Os calcários microbiais, também chamados de microbialitos, são depósitos organossedimentares formados por meio do aprisionamento e adesão de sedimentos detríticos por comunidades microbianas bentônicas (CMB's) ou por meio da precipitação química de minerais no interior destas comunidades (BURNE; MOORE, 1987). Comunidades microbianas bentônicas procarióticas fotossintetizantes foram um grande marco na evolução biológica global e são as evidências geológicas mais antigas de que se tem registro, com pelo menos 3 bilhões de anos (RIDING, 2011).

As CMB's se desenvolveram em condições subaquosas com luminosidade e onde as condições físico-químicas permitiram a fixação no substrato, sem que houvesse soterramento. Isto envolve as mais variadas condições ambientais de salinidade, alcalinidade e temperatura, em águas doces, salobras, marinhas normais, hipersalinas, hiperalcalinas, hidrotermais e em um amplo espectro de ambientes: desde lagos e rios em regiões continentais, passando por ambientes transicionais como lagunas, pântanos e áreas sublitorâneas, até ambientes marinhos rasos a profundos no limite da incidência de luz solar no fundo dos corpos aquosos (FAIRCHILD, 2015).

As comunidades são formadas por microbiotas diversas, com até centenas de organismos distintos. Dentre os micróbios mais importantes se destacam as cianobactérias filamentosas e cocoides (organismos procarióticos fotossintetizantes), bactérias aeróbicas e anaeróbicas fotossintetizantes, diatomáceas (microalgas), fungos e protistas que constituem a microflora decompositora responsável por reciclar a matéria orgânica nas CMB's (Figura 1); no entanto, estes organismos são raramente preservados como microfósseis no registro geológico (DUPRAZ et al., 2009). Portanto, microbialitos é mais que um termo descritivo, pois carrega um significado genético ao se referir a depósitos rochosos formados sob ação biológica direta ou indireta de comunidades microbianas (FAIRCHILD, 2015).

Os microbialitos são encontrados em calcários, dolomitos, rochas magnésicas, fosfáticas, silicosas, formações ferríferas, evaporitos e até mesmo em rochas siliciclásticas; contudo, a maior quantidade de registros fósseis documentados está em rochas carbonáticas (FAIRCHILD, 2015). A litificação dos microbialitos é o resultado de processos de

organomineralização que podem ser bioinduzidos ou bioinfluenciados, visto que micróbios não são biomineralizadores (DUPRAZ et al., 2009).

Figura 1 – Estrutura interna de uma esteira microbial ativa.



Legenda: (A) e (B) – As laminações coloridas do topo para a base: em amarelo camada de substâncias poliméricas extracelulares (EPS); em verde laminações de cianobactérias; em vermelho laminações de bactérias redutoras de sulfato; em cinza laminações de redução de sulfato. Amostras de pântanos salinos da Lagoa de Pintanguinha, litoral norte fluminense. Largura da foto = 10 cm. C) Detalhe do retângulo branco em A para destacar o biofilme (EPS) de tom marrom amarelado com poucos sedimentos aderidos (seta).

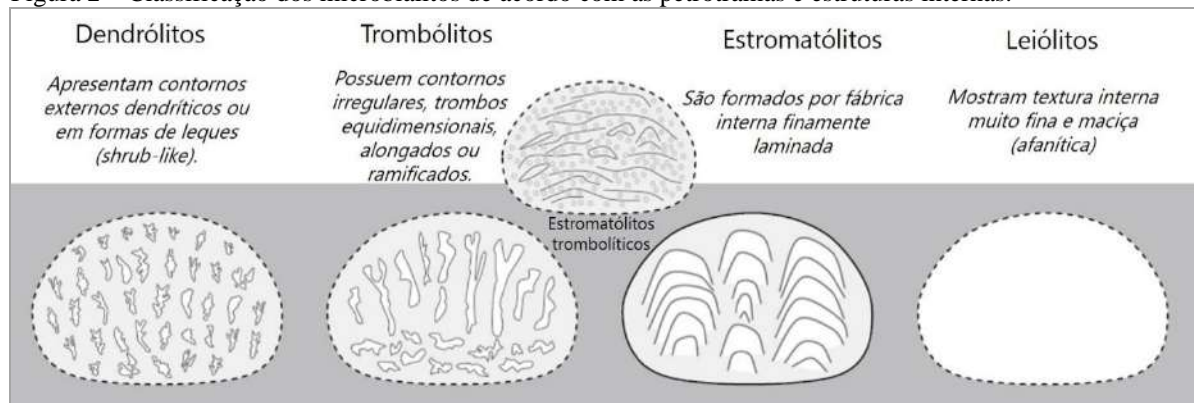
Fonte: RIDING, 2011. Adaptada pela autora, 2019.

Os processos para precipitação de carbonatos bioinduzidos resultam da atividade metabólica dentro das comunidades microbianas (fotossíntese aeróbica de cianobactérias e de algumas bactérias anaeróbicas) que podem ocasionar um aumento da alcalinidade dos corpos aquosos no sítio deposicional, elevando a saturação de cálcio ao ponto de favorecer a nucleação de minerais carbonáticos como calcita e dolomita. Por outro lado, os processos metabólicos de respiração por micróbios heterotróficos aeróbicos, oxidação de sulfetos e a fermentação por micróbios aeróbicos podem reduzir o grau de saturação de carbonato na água, levando a dissolução. A precipitação bioinfluenciada de carbonato ocorre na presença da matéria orgânica degradada, que serve como sítios de nucleação de carbonatos a partir de processos abióticos (evaporação, supersaturação de cálcio por ressurgência, desgaseificação) ou ainda sob influência das características físico-químicas da matéria orgânica degradada (DUPRAZ et al., 2009).

De acordo com a forma externa (petrotramas) e estruturas internas, Riding (2011) propôs quatro classificações para microbialitos (Figura 2): 1. *Estromatólitos*: apresentam estrutura interna laminada com petrotramas laminadas (laminitos), dômicas, colunares e

oncolíticas (referente à oncóides – grãos carbonáticos com laminações concêntricas algálicas em torno de um núcleo); 2) *Trombólitos*: são microbialitos não-laminados, com petrotrama formada por agregados de peloides (partículas formadas por lama carbonática / micrito), semelhantes a coágulos. A textura é chamada de grumosa (quando inferior a 500 µm) ou trombos (maiores que 500 µm); 3) *Dendrólitos* são microbialitos não-laminados ou com escassas laminações com petrotramas dendríticas macroscópicas devido a calcificação de micróbios; e 4) *Leiólitos*: são microbialitos afaníticos (sem laminação interna) e com textura interna maciça formada apenas por lama carbonática. As estruturas sedimentares nos microbialitos são produto das interações físico-químicas e biológicas no sítio deposicional. Os fatores ambientais físicos como a profundidade dos corpos aquosos, o aporte de sedimentos, a energia das correntes e movimentos oscilatórios de ondas exercem grande influência na morfologia dos microbialitos durante sua formação acrescionária (RIDING, 2011).

Figura 2 – Classificação dos microbialitos de acordo com as petrotramas e estruturas internas.



Fonte: RIDING, 2011. Adaptada pela autora, 2019.

Riding (1999) propôs que todo microbialito é um depósito microbiano bentônico seja ele litificado ou não. Desta maneira, pode-se empregar o termo microbialito tanto para depósitos rochosos antigos como para esteiras microbianas e estromatólitos modernos em formação, como os estromatólitos da região de Lagoa Salgada no litoral norte do Rio de Janeiro, que se encontram pouco ou nada litificados.

Tufas e travertinos são depósitos carbonáticos recentes associado a nascentes (*spring carbonates*). O nome ‘tufa’ deriva do latim “*tophus*” em alusão à depósitos friáveis de origem calcária ou vulcânica. Atualmente o termo tufa se restringe à carbonatos continentais formados em temperatura ambiente, com arcabouço constituído por vestígios de micro e macrófitas, invertebrados e bactérias (PEDLEY, 1990; PENTECOST, 2005). Os travertinos vem da designação “*Japis tiburtinos*” usada para os calcários de águas termais da região de

Bagni de Tívoli localizado a 30 km à oeste de Roma, sem vestígios de plantas ou animais, apenas de atividade microbiana de bactérias resistentes à altas temperaturas, como as diatomáceas (CHAFETZ; FOLK, 1984; FORD; PEDLEY, 1996). Neste aspecto, tufas e travertinos podem ser considerados como microbialitos ainda que haja divergências quanto a origem biótica ou abiótica destes depósitos (ROHN et al., 2015).

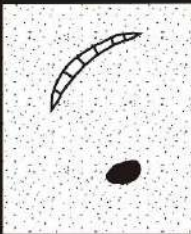
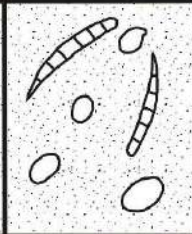
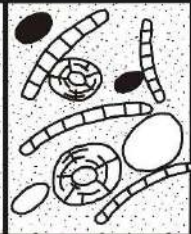
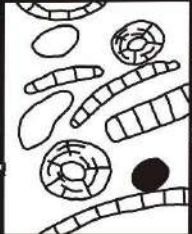
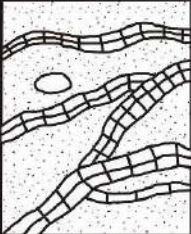
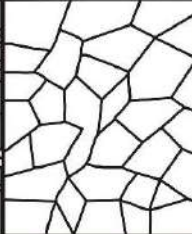
A distinção entre tufas e travertinos pode ser comprometida devido à má preservação de vestígios de plantas em tufas e as dificuldades em se determinar as paleotemperaturas do ambiente deposicional. O grau de dureza não é um critério para diferenciar as tufas, visto que há tufas endurecidas e travertinos friáveis. Neste caso, o emprego dos termos tufa e travertino é aconselhado quando for possível identificar diretamente a gênese destes depósitos ou quando se tem parâmetros seguros da origem termal (ROHN et al., 2015).

## 2.2 Classificações de rochas carbonáticas

A classificação de rochas carbonáticas proposta por Dunham (1962) é a mais difundida na indústria do petróleo. Esta classificação se baseia na proporção entre o conteúdo de matriz e grãos que constituem o arcabouço da rocha. As terminologias possuem caráter genético e descritivo, onde os termos refletem a energia do ambiente deposicional (Figura 3). A classificação de Wright (1992) é uma modificação das terminologias propostas por Dunham (1962) e Embry e Klovan (1971) com o incremento de termos que descrevem as texturas diagenéticas (Figura 4).

A classificação da porosidade em rochas carbonáticas utilizada neste trabalho é o de Choquette e Pray (1970) (Figura 5). É um sistema de caráter descritivo e genético organizados em quatro categorias: 1) Tipo de porosidade (fábrica seletiva e não-seletiva) e o local de formação no arcabouço da rocha; 2) Modificadores genéticos relacionados à processos diagenéticos (solução, cimentação, sedimentação, etc.) e/ou estágios de evolução da porosidade (alargamento, redução, preenchimento); 3) Tempo de formação, podendo ser primário (deposicional) ou secundário (eogenético, mesogenético ou telogenético); e 4) Modificadores de abundância, que estabelece a porcentagem do espaço poroso gerado, a proporção entre tipo de porosidades ou ainda a combinação de ambos.

Figura 3 – Classificação de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962).

TEXTURA DEPOSICIONAL RECONHECÍVEL					TEXTURA DEPOSICIONAL NÃO RECONHECÍVEL
Componentes originais não “ligados” durante a deposição				Componentes originais ligados durante a deposição	
Contém lama (partículas com tamanho argila/silte fino)		Sem lama			
Arcabouço Suportado pela matriz		Arcabouço Suportado pelos grãos	Arcabouço Suportado pelos grãos	Boundstone	
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos				
<i>Mudstone</i>	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>	<i>Boundstone</i>	<i>Carbonato Cristalino</i>
					

Fonte: DUNHAM, 1962. Adaptada pela autora, 2019.

Figura 4 – Classificação de rochas carbonáticas de acordo com Wright, 1992.

DEPOSICIONAL				BIOLÓGICO		
Suportado por matriz (tamanho argila / silte)		Suportado por grãos		Organismos <i>in situ</i>		
< 10% grãos	> 10% grãos	Com matriz	Sem matriz	Organismos incrustados (em posição de crescimento)	Organismos que formam cavidades	Organismos que formam um rígido arcabouço (por cimentação)
<i>Calci-mudstone</i>	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>			
Grãos > 2 mm						
	<i>Floatstone</i>	<i>Rudstone</i>				
DIAGENÉTICO						
Não obliterado				Obliterado		
Principal componente: cimento	Contato entre grãos; microestilólitos	Abundantes microestilólitos		Cristais > 10 µm	Cristais < 10 µm	
<i>Cementstone</i>	<i>Grainstone condensado</i>	<i>Fitted grainstone</i>		<i>Sparstone</i>	<i>Microsparstone</i>	

Fonte: WRIGHT, 1992. Adaptada pela autora, 2019.

Figura 5 – Classificação de porosidade de rochas carbonáticas.

CLASSIFICAÇÃO DE POROSIDADE (Choquette e Pray, 1970)				
Tipo de Porosidade (Fábricas)		Termos Modificadores		
SELETIVA		<b>Genéticos</b> Processos <ul style="list-style-type: none"> <li>Cimentação</li> <li>Dissolução</li> </ul>	<b>Diâmetro</b>	
			<b>Classes</b>	<b>mm</b>
NÃO SELETIVA		<b>Estágios</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Alargamento</li> <li>Redução</li> <li>Preenchimento</li> </ul>	<b>Megaporo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>grande: 256 - 32</li> <li>pequeno: 32 - 4</li> </ul>	
			<b>Mesoporo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>grande: 4 - 0,5</li> <li>pequeno: 0,5 - 0,0625</li> </ul>	
SELETIVA OU NÃO SELETIVA		<b>Tempo de Formação</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Primário               <ul style="list-style-type: none"> <li>Pré - deposicional</li> <li>Deposicional</li> </ul> </li> <li>Secundário               <ul style="list-style-type: none"> <li>Eogenético</li> <li>Mesogenético</li> <li>Telogenético</li> </ul> </li> </ul>	<b>Abundância</b>	
			Percentagem de porosidade (20%) ou Proporção dos tipos de porosidade (1:2) ou Percentagem e proporção (20%) (1:2)	

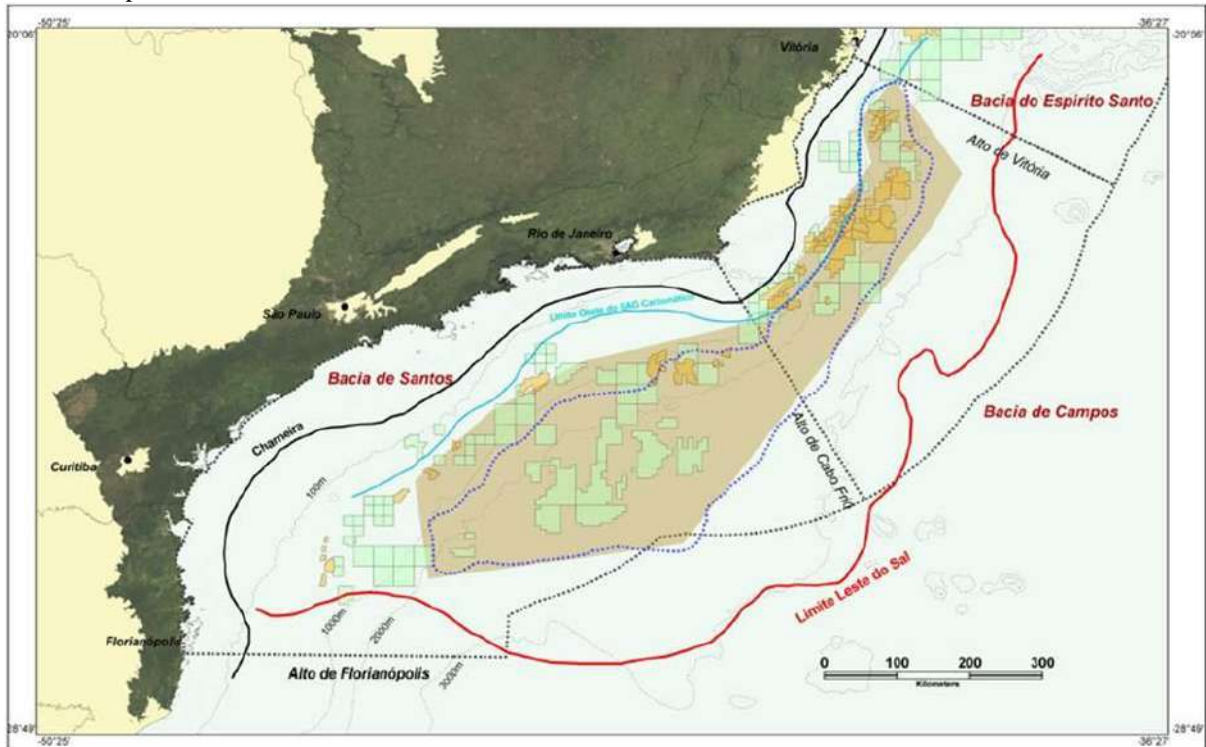
Fonte: CHOQUETTE e PRAY, 1970. Adaptada pela autora, 2019.

### 2.3 Seção Pré-sal

O termo 'Pré-sal' surgiu a partir de 2005 após atividades exploratórias da Petrobras em águas ultraprofundas (lâmina d'água superior a 2000 m) onde obteve os primeiros indícios de óleo na seção rifte no campo de Parati na Bacia de Santos (PAPATERRA, 2010). De acordo com Formigli (2008) e Estrella (2008), os reservatórios da seção Pré-sal são aqueles relacionados à fase *sag* constituídos por microbialitos, e, subordinadamente, por coquinas da fase rifte. Por outro lado, Carminatti et al. (2008) aplica o termo "Play pré-sal" apenas aos reservatórios carbonáticos de origem microbial formados em bacias *Sag* estratigraficamente posicionados abaixo dos evaporitos aptianos. Esta bacia *Sag* apresenta cerca de 800 km de extensão com até 200 km de largura abrangendo as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, limitadas à oeste pela zona de charneira *offshore* e a leste pelo limite aproximado da crosta continental (Figura 6). A batimetria varia desde 500 m a 3000 m e a profundidade de soterramento de 3000 m a 4000 m (PAPATERRA, 2010).



Figura 6 – Mapa de localização dos limites da província do Pré-sal, destacado pelo polígono em marrom e linha pontilhada azul.



Legenda: Os polígonos em verde e amarelo representam blocos e campos, respectivamente. A linha pontilhada em preto representa o limite geotectônico das bacias.

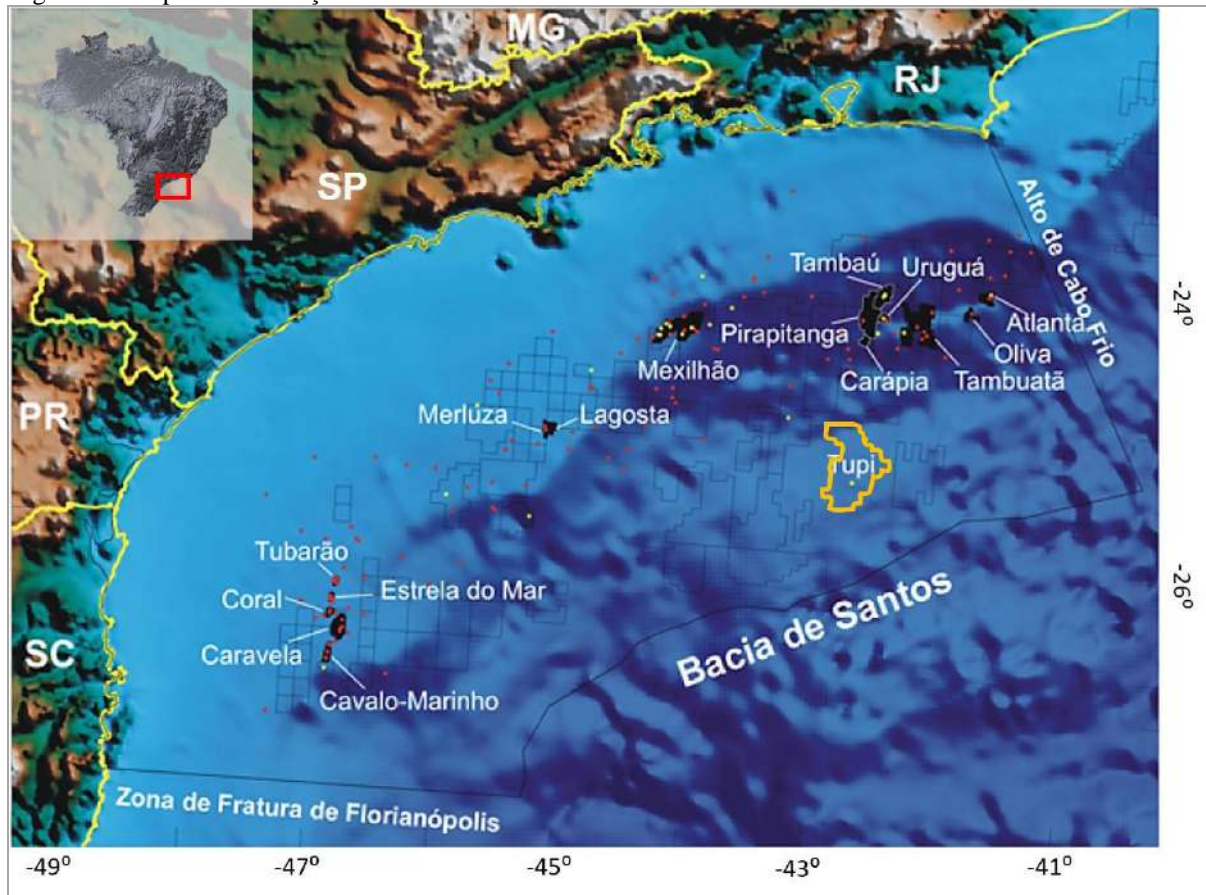
Fonte: ESTRELLA, 2008; FORMIGLI, 2008.

## 2.4 Bacia de Santos

A Bacia de Santos é a maior bacia sedimentar *offshore* do país, com espessura sedimentar de 10 Km em uma área superior a 350.000 Km<sup>2</sup> (BORGES et al., 2016; MILANI et al., 2000; PAPATERRA, 2010). Localizada na margem sudeste do Brasil, a Bacia de Santos se estende ao longo dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio e ao Sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (Figura 7) (MOREIRA et al., 2000).

A origem da Bacia de Santos está associada aos esforços tectônicos distensivos associados a um extenso magmatismo toleítico representado pelos basaltos da Formação Camboriú de idade Neocomiana (Figura 8) (MOREIRA et al., 2007). O processo de rifteamento ocorreu ao longo de zonas de fraqueza pré-existentes do embasamento de forma progressiva e diacrônica durante a ruptura do Megacontinente Gondwana no Cretáceo Inferior, responsável pela separação dos continentes Sul-americano e Africano (DIAS, 2005).

Figura 7 – Mapa de localização da Bacia de Santos.



Legenda: Em destaque no polígono amarelo o campo de Tupi / Lula.

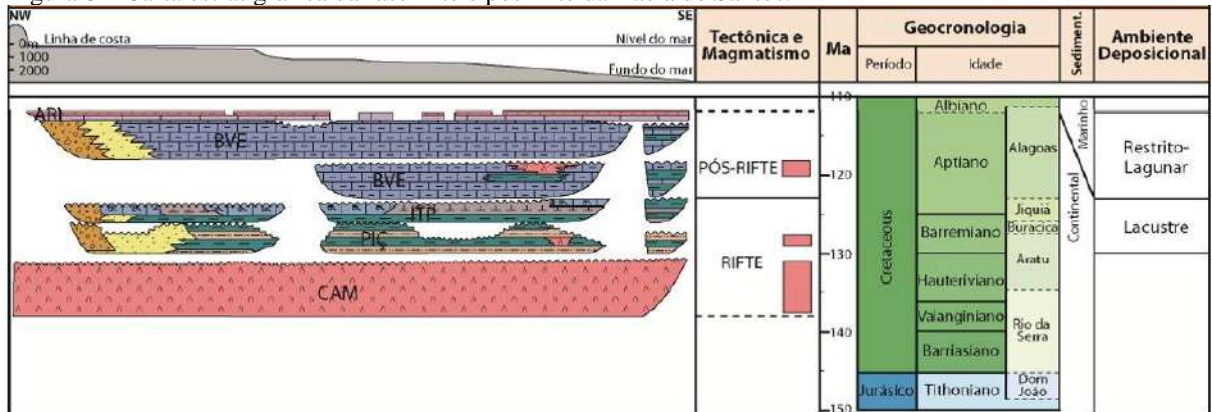
Fonte: CHANG et al., 2008. Adaptada pela autora, 2019.

A formação do Oceano Atlântico foi consequência do afinamento crustal e ruptura dos crátons São Francisco-Congo e Rio de la Plata-Kalahari, que se iniciou na Argentina e na costa Sul-Africana até a margem equatorial (MOHRIAK; NEMCOK; ENCISO, 2008). Enquanto um segmento do rifte se encontrava em processo de espalhamento oceânico, outro segmento ainda estava no processo de rifte (DIAS, 2005). A subsidência mecânica característica da fase rifte se estendeu até o Eoaptiano (~123 M.a.) com formação de lagos profundos preenchidos por rochas vulcânicas e sedimentos grossos associados a leques aluviais da Formação Piçarras e coquinas da Formação Itapema (Figura 8) (MOREIRA et al., 2007).

No final da fase rifte, eventos de soerguimento regional do embasamento foram responsáveis por criar altos estruturais intrabasinais, como o Alto Externo da Bacia de Santos (Figura 9). Antes da quebra continental, o Alto Externo, formado por rochas vulcânicas, estava localizado a 200 Km das linhas de charneira da África e do Brasil, criando um relevo positivo que a isolava do influxo de sedimentos terrígenos provenientes das áreas

continentais, favorecendo a instalação de extensas plataformas carbonáticas lacustres da fase *Sag* ao longo da margem sudeste brasileira e da margem oeste africana durante o Aptiano (Figuras 10, 18) (GOMES et al., 2009, 2012; SALLER et al., 2016). Dois segmentos do Alto Externo, chamados de sub-altos, correspondem às estruturas de Tupi e Pão de Açúcar (Figura 9), onde foram perfurados poços prolíficos com alvo nos reservatórios carbonáticos lacustres.

Figura 8 – Carta estratigráfica da fase rifte e pós-rifte da Bacia de Santos.



Legenda: Siglas referem-se às formações geológicas: CAM – Camboriú ; PIÇ – Piçarras; BVE – Barra Velha. Fonte: MOREIRA et al., 2007. Adaptada pela autora, 2019.

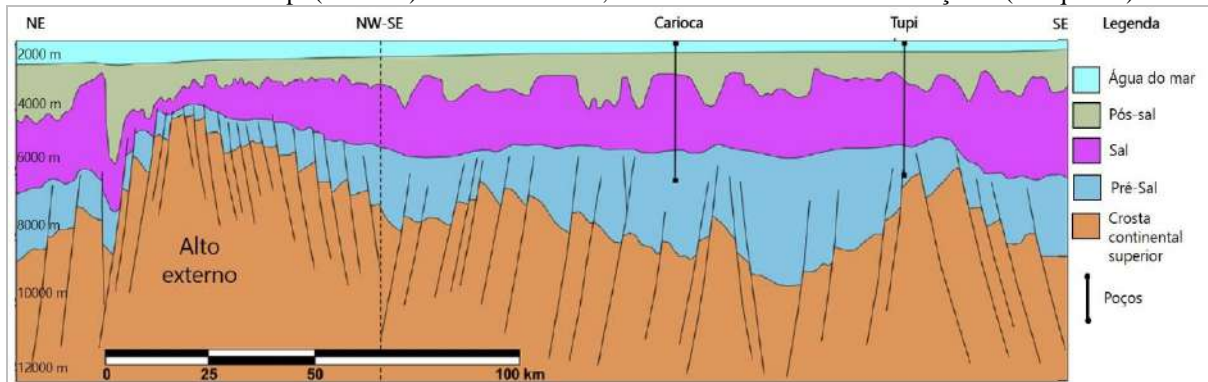
As plataformas *Sag* se formaram em condições de aridez cuja alta evaporação associada ao clima quente e seco resultou em ambientes lacustres formados por águas altamente salinas e alcalinas (HERLINGER; ZAMBONATO; DE ROS, 2017; SALLER et al., 2016). As condições ambientais estressantes inibiram a ação de organismos predadores (p.ex., gastrópodes) e favoreceram a proliferação de organismos bioconstrutores como algas e cianobactérias responsáveis pela formação de grandes depósitos carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha (DIAS, 2005).

Flutuações tectono-eustáticas relacionadas aos processos de rifteamento e subsidência térmica das bacias *Sag* condicionaram o desenvolvimento da plataforma carbonática. Episódios de subsidência favoreciam o crescimento das bioconstruções e períodos de soerguimentos promoviam a carstificação e exposição subaérea. Estas variações podem ter desempenhado um papel importante na qualidade das fácies carbonáticas de reservatório.

A presença de altos vulcânicos causou o confinamento das incursões marinhas, incrementando as condições de aridez que resultaram na formação de grandes bacias evaporíticas que serviram como sítios deposicionais de espessas sequências de sal representadas pela Formação Ariri (CHANG et al., 2008). O último estágio da bacia, representada pela fase drifte, é caracterizado pelo espalhamento oceânico com

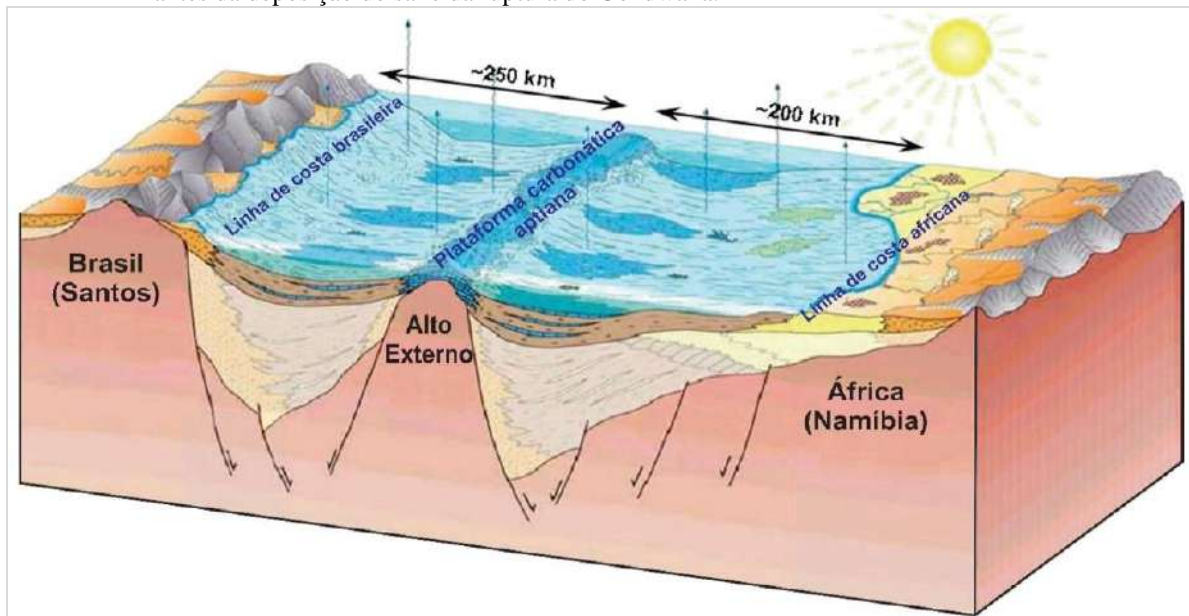
desenvolvimento de crosta oceânica e de margem passiva (ASLANIAN et al., 2009; CHANG et al., 2008; MILANI et al., 2000; ZALÁN; OLIVEIRA, 2005).

Figura 9 – Seção sísmica regional interpretada das áreas dos Altos Externos que abrangem duas grandes estruturas: Tupi (a direita) e o Alto Externo, também chamado de Pão de Açúcar (à esquerda).



Fonte: DEHLER et al., 2016 e GOMES et al., 2009. Adaptada pela autora, 2019.

Figura 10 – Modelo deposicional dos ambientes sedimentares nas margens conjugadas de Santos-Namíbia antes da deposição do sal e da ruptura do Gondwana.



Fonte: GOMES et al., 2012. Adaptada pela autora, 2019.

#### 2.4.1 Formação Barra Velha

De acordo com Moreira et al. (2007), a Formação Barra Velha foi individualizada como unidade geológica eoaptiana (andar Alagoas Inferior) a partir do poço 1-RJS-625, onde apresenta espessuras de mais de 300 m em contato concordante no topo com a base da

sucessão evaporítica da Formação Ariri (113 M.a) e discordante na base com o topo das coquinas da Formação Itapema através da discordância regional datada no andar Alagoas/Jiquiá (123,1 M.a.). Esta formação ocorre somente em subsuperfície, sendo cronocorrelata à Formação Macabu, pertencente à Bacia de Campos, e às sucessões carbonáticas aptianas da margem africana, descrito por Saller et al. (2016) na Bacia de Kwanza. Os depósitos predominantemente carbonáticos foram depositados em relativa quiescência tectônica, onde as falhas mestras ativas durante a fase rifte haviam cessado sua atividade, dando lugar a processos de subsidência tectônica. Estes depósitos englobam litofácies formadas *in situ* e litofácies retrabalhadas a partir dos depósitos plataformais formados *in situ*.

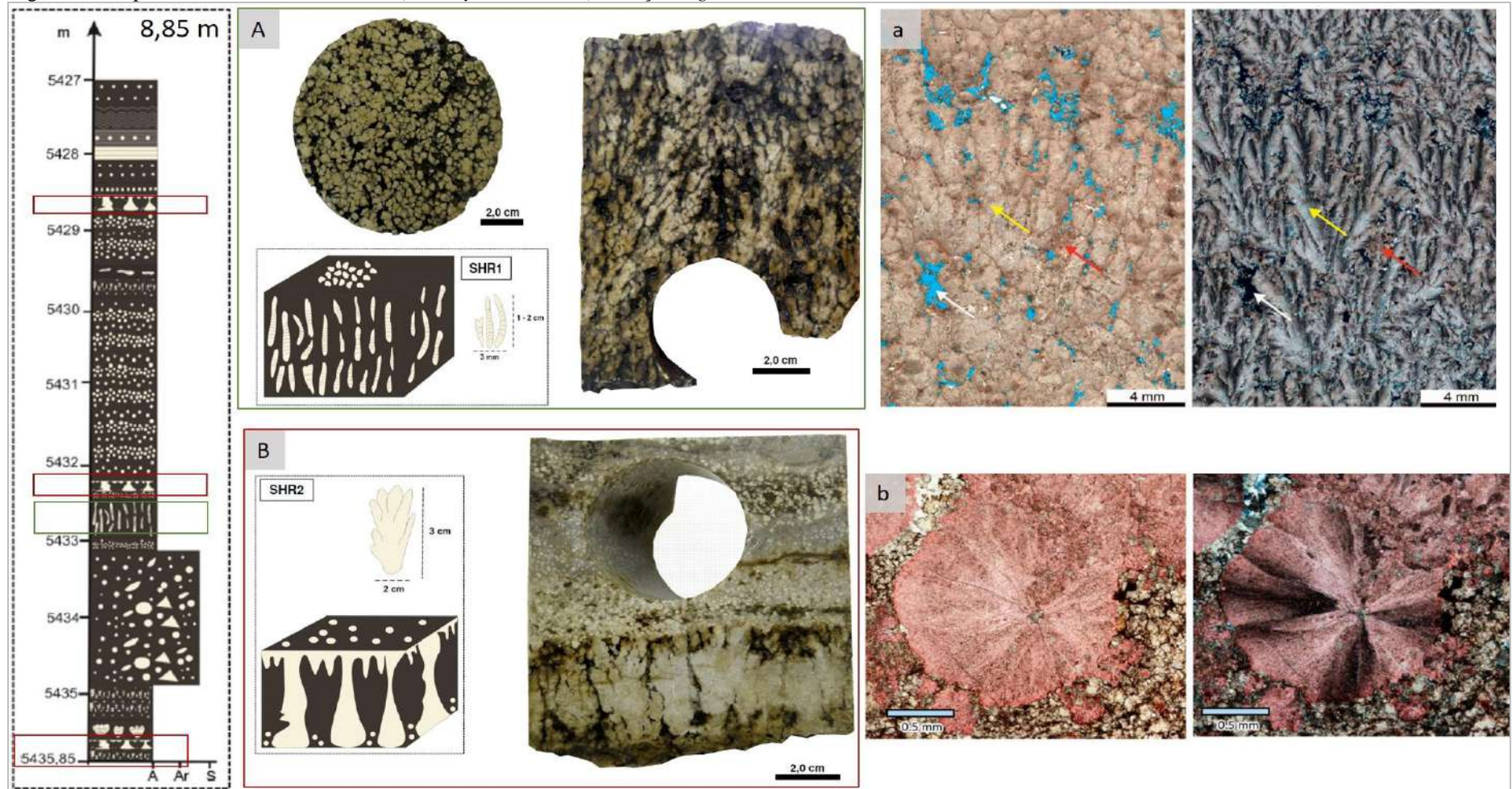
As principais litofácies formadas *in situ* são estromatólitos (Figuras 11 e 12B), esferulititos (Figuras 14 e 15), *mudstones* (Figuras 12A e 17), laminitos microbiais (Figura 17C), calcários e/ou argilitos com argilas magnesianas e esferulitos (Figura 16) e folhelhos carbonáticos depositados nas partes mais profundas e distais da bacia. Os depósitos de retrabalhamento incluem *grainstones* e *packstones* com fragmentos das rochas formadas *in situ* (Figura 13). Coquinas e basaltos datados em 118 M.a. ocorrem em menor frequência (MOREIRA et al., 2007).

Estudos recentes que integraram dados de rocha, perfil e sísmica, viabilizaram a redescritção de muitas fácies deposicionais e novas interpretações sobre as associações de fácies e dos sistemas deposicionais. Os estromatólitos foram redescritos por Arienti et al. (2018) e Souza et al. (2018) como: a) calcários cristalinos arbustiformes - arbustiformes (*shrubby boundstones*, Figuras 11, 12b); b) travertinos e tufas acamadados; e c) *boundstones* microbiais laminados incluindo laminitos microbiais (Figuras 16 e 17C). Os calcários cristalinos arbustiformes são agregados de cristais de calcita fascicular-ótica com extinção ondulante e padrão de ramificação divergente irregular (Figura 11a), associados a argilitos silicáticos magnesianos como kerolita, estevensita e sepiolita, que ocorrem intercalados às rochas carbonáticas. Esferulitos estão frequentemente associados às argilas estevensíticas em fácies de argilitos laminados e *wackestone-packstone* esferulíticos (Figuras 14b; 16b). Dados petrográficos, geoquímicos (isotópicos e elementares) e de inclusão de fluidos sugerem origem abiogênica para estes depósitos a partir da precipitação química em ambientes hidrotermais e evaporíticos a temperatura ambiente sob forte influência de fluidos ricos em Ca-Mg-Si associados a nascentes subaéreas e sub-lacustres. As rochas biogênicas são representadas por *boundstones* microbiais laminados (SOUZA et al., 2018) ou laminitos microbiais (Figura 17C).

Depósitos carbonáticos retrabalhados em condições de alta a baixa energia foram definidos como *rudstones* e *grainstones* com grãos carbonáticos de intraclastos e esferulitos (Figura 13) (ARIENTI et al., 2018). Fácies relacionadas a pedogênese e exposição subaérea incluem calcretes, dolocritos, silcretes e brechas hidráulicas. Todos estes depósitos mostram intensa substituição e/ou cimentação por dolomita e quartzo e diferentes graus de dissolução. Depósitos análogos semelhantes ocorrem nos sistemas Lago Bogoria, rifte de Afar, Mono Lake, Pyramid Lake, Parque Yellowstone, Denizli-Pamukale, Tívoli e San Juan e na Bacia de Madri. Entretanto, nenhum destes análogos apresenta todo o espectro de depósitos identificados na seção *Sag* aptiana do Pré-sal na Bacia de Santos (SOUZA et al., 2018).

A sedimentação dos depósitos da Formação Barra Velha (Figura 18) ocorreu em estilos estruturais distintos (rampa, *horst* e plataforma) no Alto Externo da Bacia de Santos (ARIENTI et al., 2018). Os principais sistemas deposicionais da fase *Sag* incluem: *buildups* carbonáticos com calcário arborescentes - arbustiformes e travertinos; sistemas lacustres costeiros (*shoreface*, *foreshore*, berma/crista, leque de *washover* produzido por ação de tempestades); sistema lacustre distal; sistema de planície microbial; leques aluviais e sistema fandelta; sistema evaporítico argilosos magnesianos e sistemas palustres.

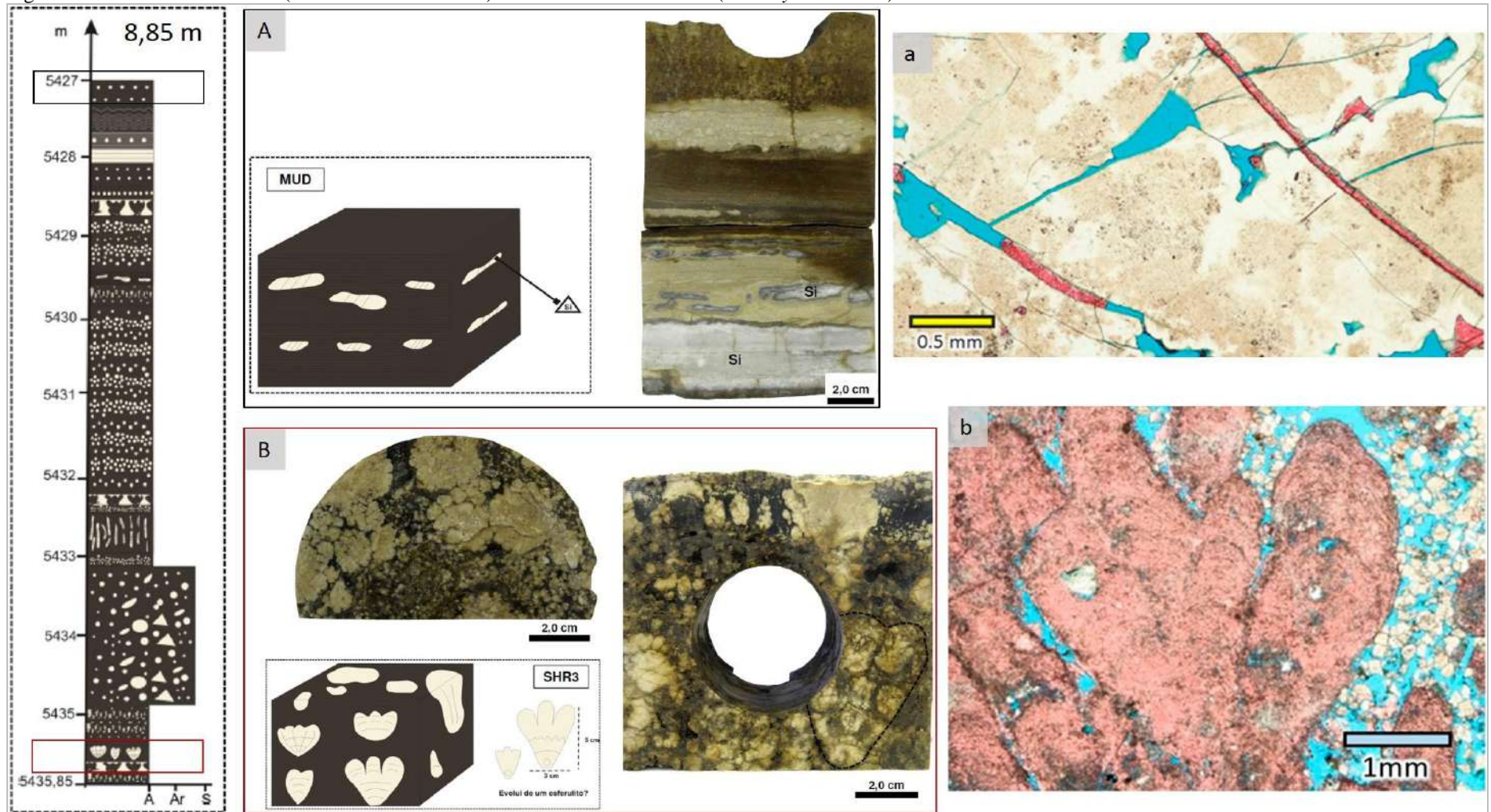
Figura 11 – Tipos de calcários arborescentes (*shrubby boundstones*) da seção sag do Pré-sal.



Legenda: A imagem à esquerda mostra perfil litoestratigráfico a partir de dados de testemunho da Formação Barra Velha do Campo de Libra. A foto em (A) apresenta calcários dendríticos e em (B) calcários arborescentes formados por (a) calcita fascicula-ótica com extinção ondulante e padrão de ramificação divergente (da esquerda para direita - fotomicrografias em nicóis paralelos e cruzados, respectivamente) e poros de crescimento de arcabouço (em azul indicado por setas). As fotomicrografias em (b) mostram esferulitos de calcita (vermelho) com pequenos romboedros de dolomita preenchendo poros interpartícula (da esquerda para direita - fotomicrografias em nicóis paralelos e cruzados, respectivamente).

Fonte: ANP, 2013; HERLINGER; ZAMBONATO; DE ROS, 2017; SALLER et al., 2016. Modificada pela autora, 2019.

Figura 12 – *Mudstone* laminado (ou calcilito laminado) e calcários arbustiformes (*shrubby limestones*).

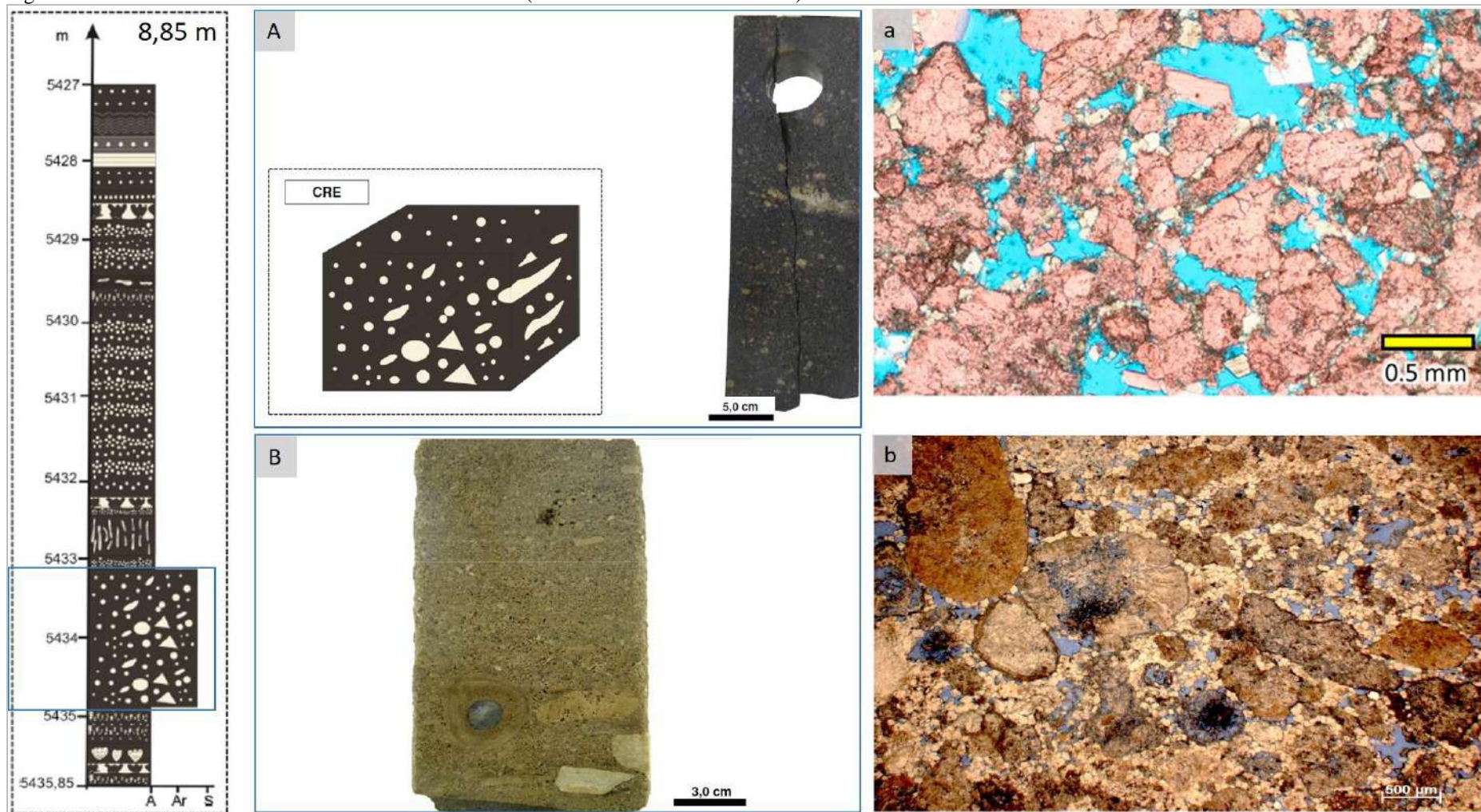


Legenda: As imagens em (A) mostram *mudstone* (retângulo preto) com nódulos de *chert*; a fotomicrografia em (a), sob nicóis paralelos, exhibe fraturas parcialmente abertas (azul) e com cimento de calcita (vermelho). Imagens em (B) são calcários arbustiformes (retângulo vermelho) formados por calcita em forma de arbusto; a fotomicrografia (b) em nicóis paralelos mostra poros de crescimento do arcabouço (em azul) com cimento de dolomita romboédrica.

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016. Modificada pela autora, 2019.



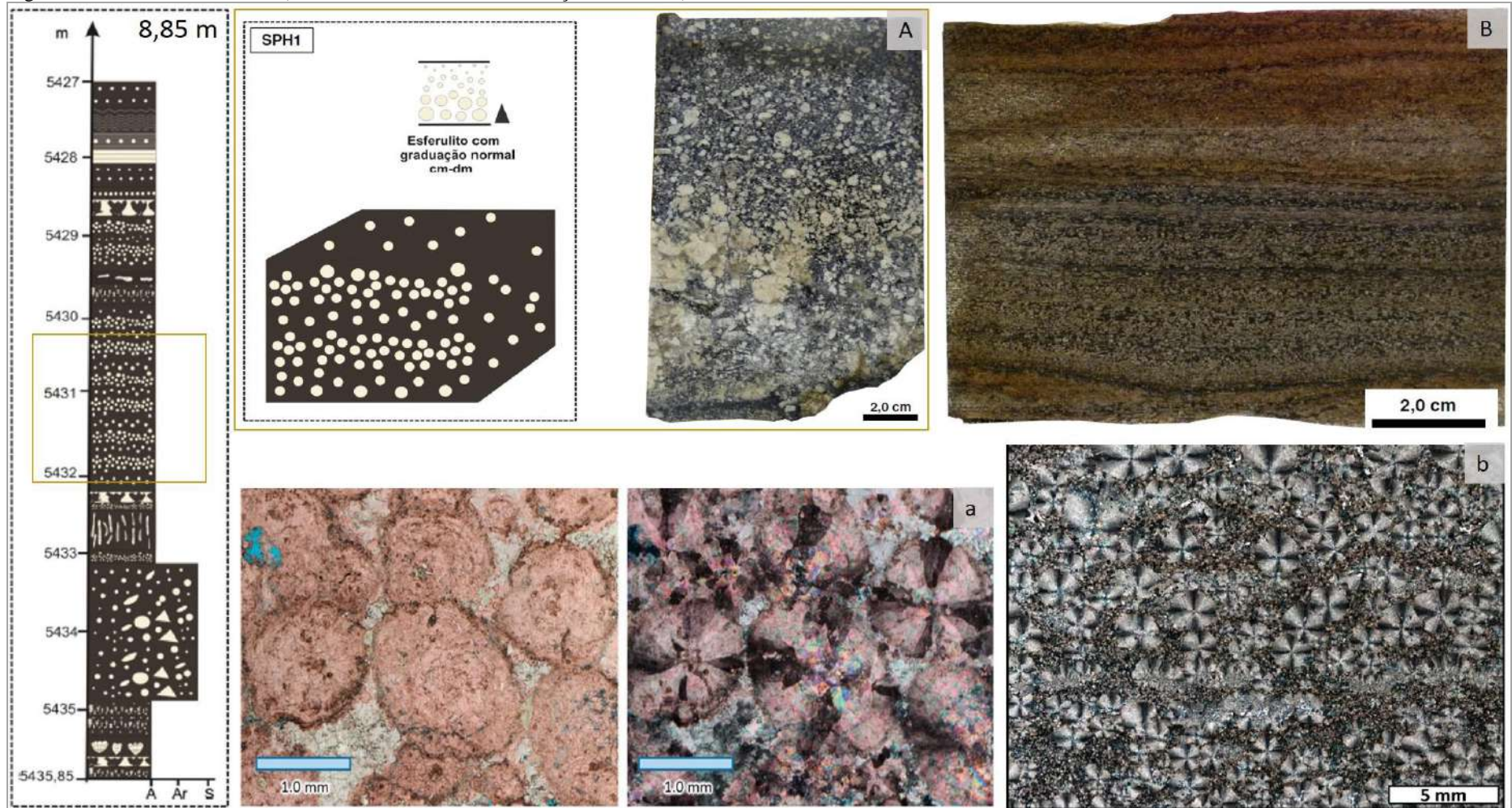
Figura 13 – *Grainstone / rudstone* esferulítico - intraclástico (ou calcarenito mal selecionado).



Legenda: As imagens em (A) exibem *grainstone* esferulítico - intraclástico recristalizado; a fotomicrografia (a), em nicóis paralelos, mostra poros intercrystalinos e interpartícula (em azul). A foto (B) mostra *grainstone / rudstone* esferulítico com intraclastos centimétricos de *boudstones* e *chert* retrabalhados; a fotomicrografia (b), em nicóis paralelos, mostra poros interpartícula (em azul) com cimento de dolomita romboédrica.

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016. Modificada pela autora, 2019.

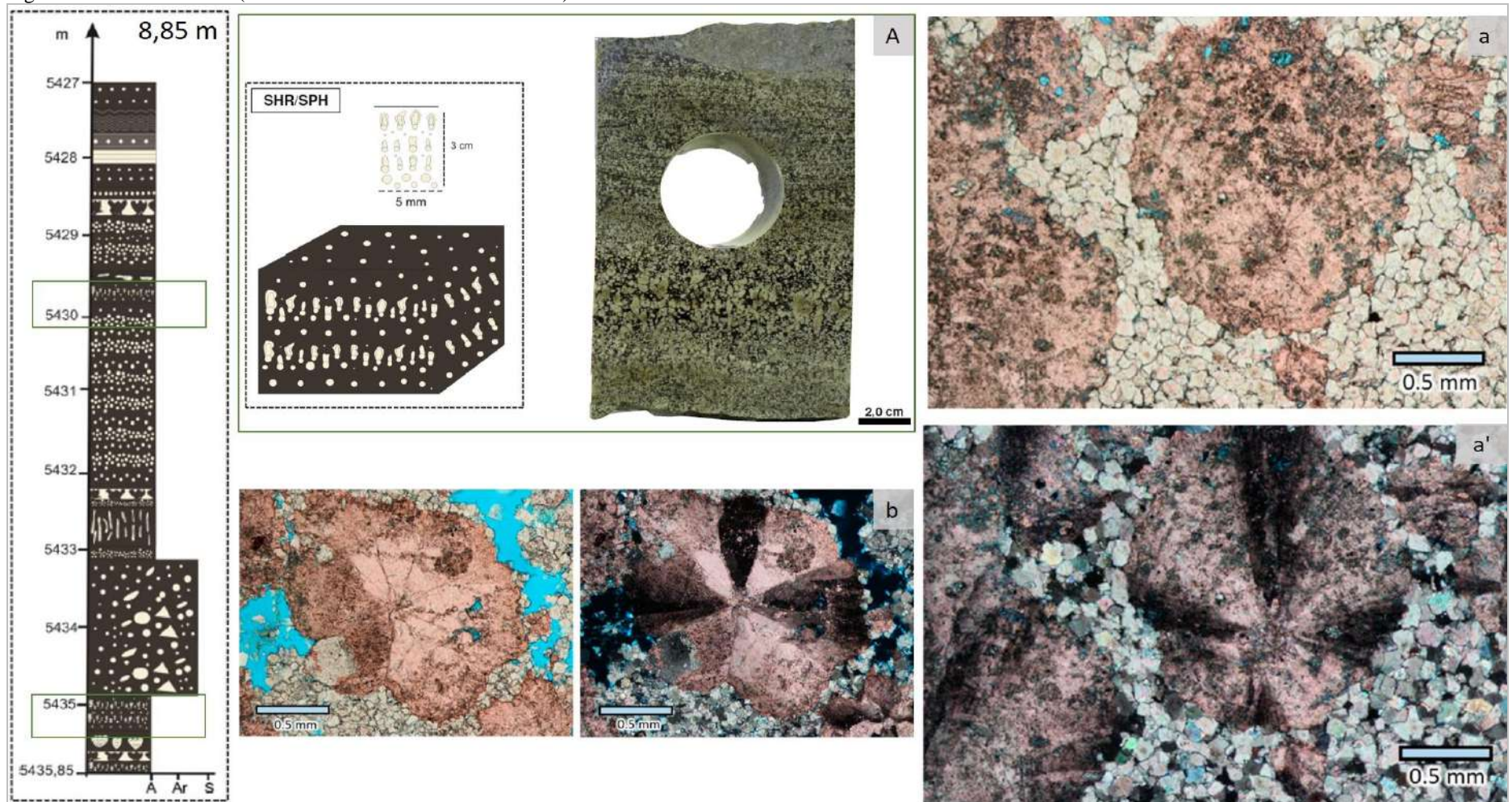
Figura 14 – Fácies esferulíticas (ou calcarenito esferulítico maciço e laminado).



Legenda: As imagens em (A) mostram *grainstones* esferulíticos maciços com graduação normal (esferulitos maiores na base e menores em direção ao topo); fotomicrografias em (a) mostram esferulitos de calcita (vermelhos) formados por calcita de extinção fibro-radial com poros interpartícula preenchidos por dolomita (da esquerda para direita - fotomicrografias em nicóis paralelos e cruzados, respectivamente). Imagens em (B) e (b) mostram *packstones* esferulíticos laminados com matriz formada por argila estevensítica e dolomita microcristalina observada em fotomicrografia com nicóis cruzados.

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016; LIMA e DE ROS, 2019. Modificada pela autora, 2019.

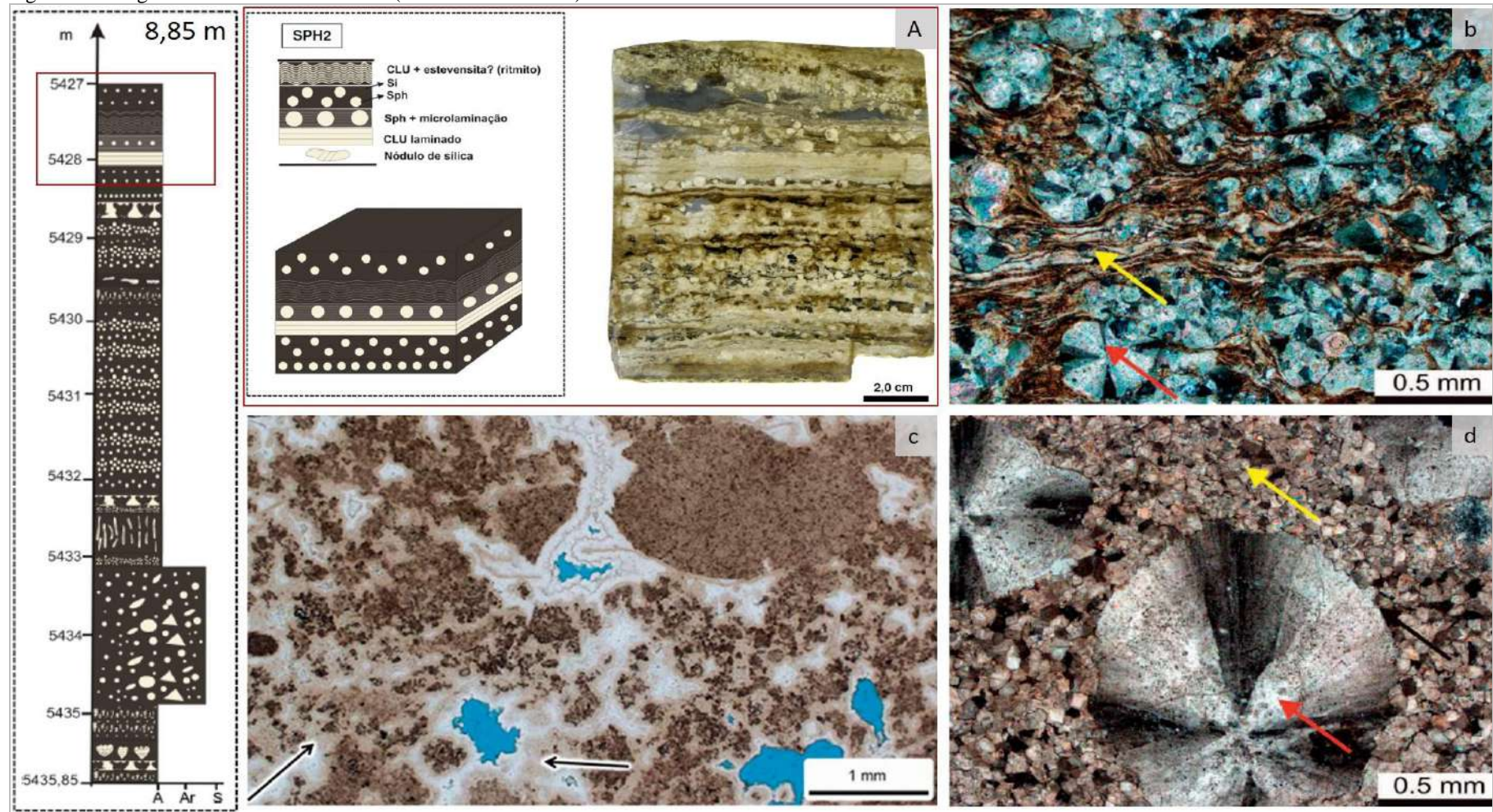
Figura 15 – Fácies híbrida (calcário estromatolítico - esferulítico).



Legenda: As imagens em (A) mostram intercalação entre calcita arborecescente / arbustiforme com camadas de esferulitos. As fotomicrografias em (a) e (a') mostram partícula calcítica “híbrida” (intermediário entre uma calcita arbustiva e um esferulito) com crescimento ascendente preferencial e cristais romboédricos de dolomita preenchendo os poros interpartícula (a= nicóis paralelos; a'= nicóis cruzados). As fotomicrografias em (b) exibem esferulítico com poros intercrystalinos - interpartícula (azul) e poro intrapartícula dentro do esferulito (da esquerda para direita - fotomicrografias em nicóis paralelos e cruzados, respectivamente).

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016. Modificada pela autora, 2019.

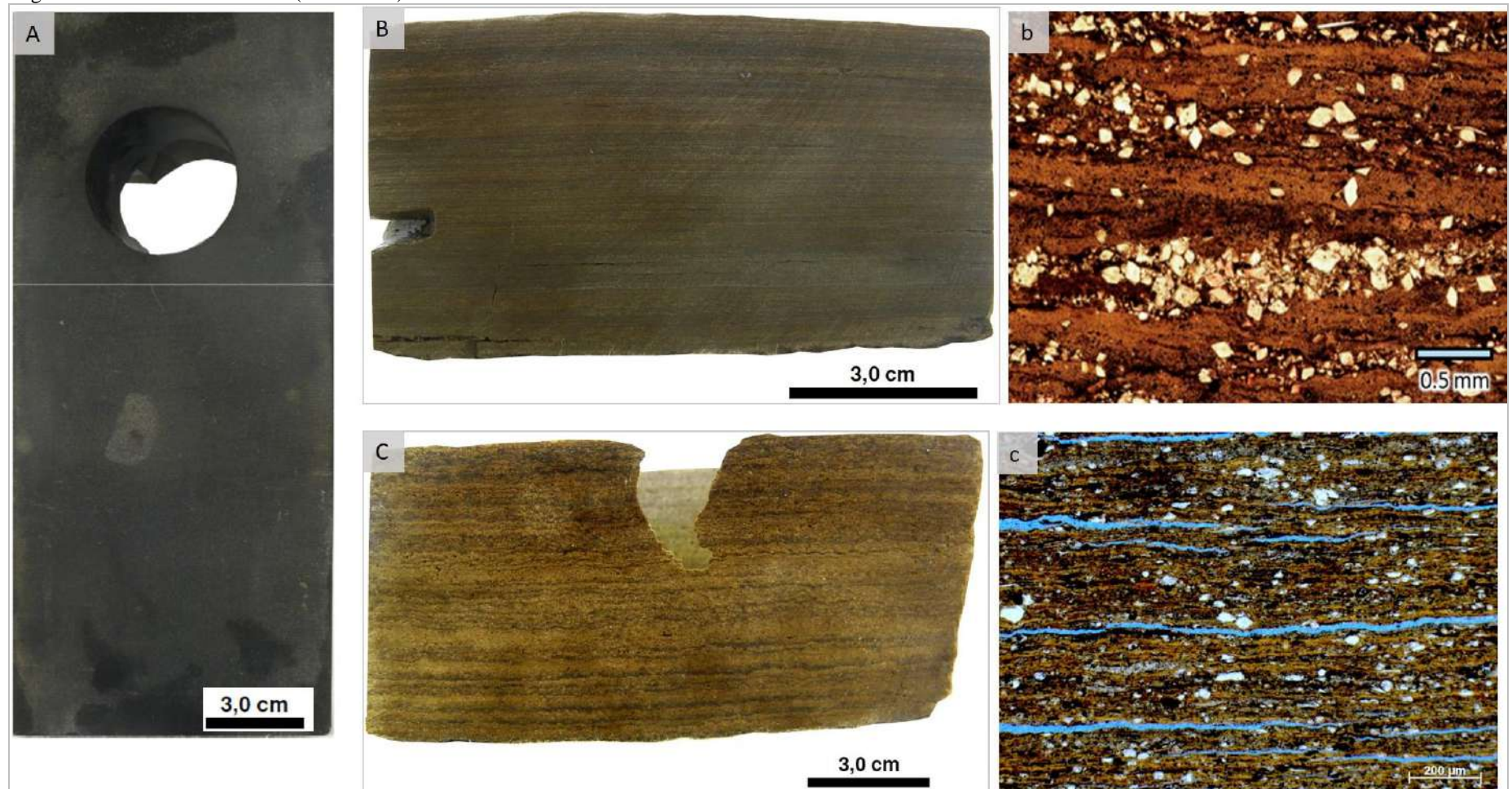
Figura 16 – Argilito estevensítico laminado (calcilito laminado) com esferulitos.



Legenda: As imagens em (A) exibem argilito estevensítico laminado com esferulitos e nódulos de chert, parcialmente substituído por sílica (silicificação); a fotomicrografia em (b) mostra esferulitos parcialmente silicificados (seta vermelha) deformando as laminações argilosas (seta amarela), parcialmente substituídas por dolomita de hábito lamelar. A fotomicrografia em (c) mostra *chert* com estruturas microbianas grumosas de tons castanho-escuro, crostas de cimento de calcedônia (castanho claro; setas), cimento de quartzo (branco) e poros vulgares residuais (azul). A fotomicrografia em (d) exibe esferulito pouco silicificado (seta vermelha) em matriz argilosa substituída por dolomita (seta amarela).

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016.

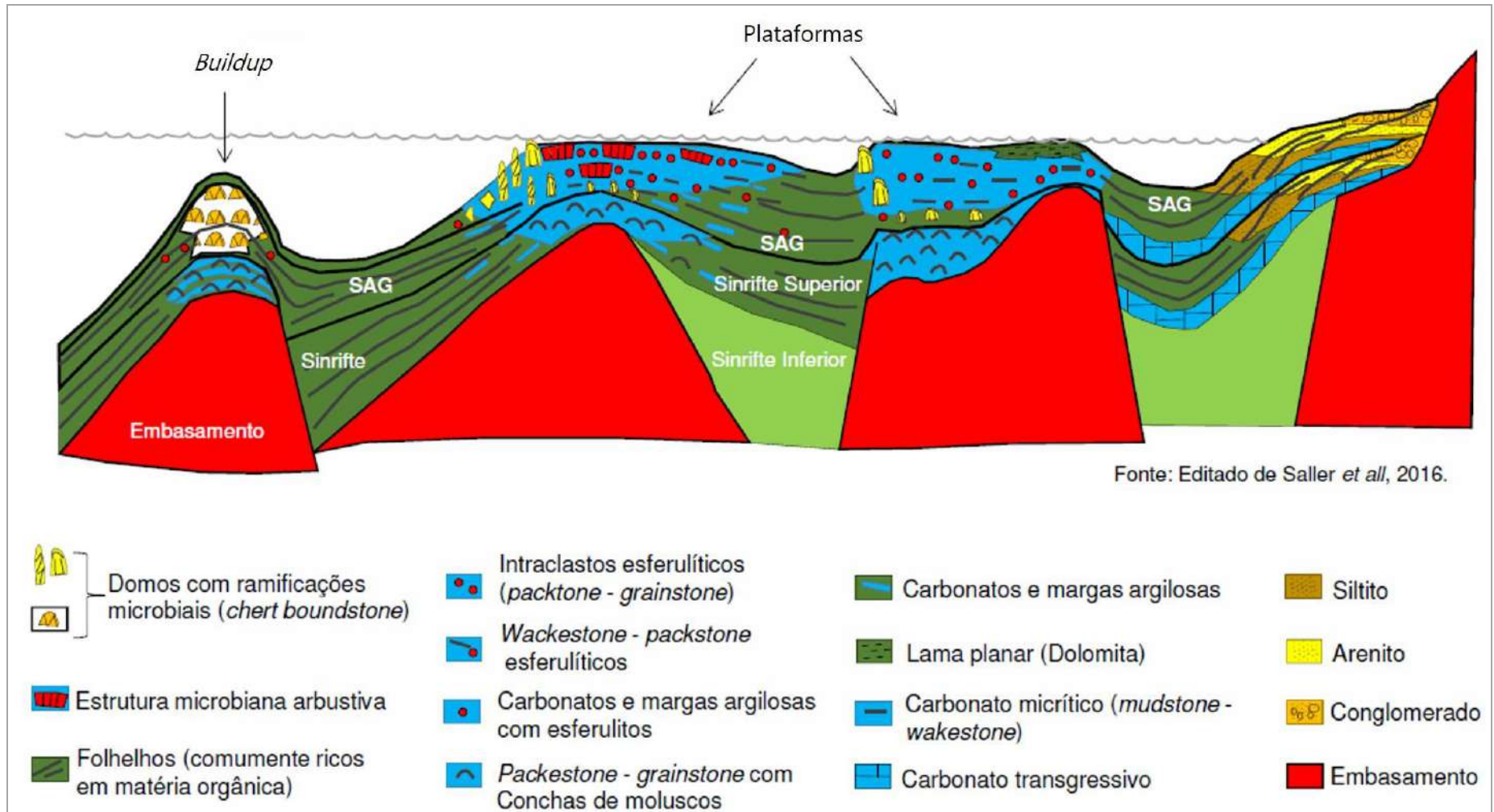
Figura 17 – Fácies de *mudstone* (calcilutitos).



Legenda: A foto em (A) mostra *mudstone* maciço e em (B) exhibe argilito estevensítico laminado. A fotomicrografia em (b), sob nicóis paralelos, mostra argilito parcialmente substituído por romboedros de dolomita e com laminações formadas por matéria orgânica (preto). A foto em (C) mostra *mudstone* com laminação crenulada, típico de laminito microbial. A fotomicrografia em (c), sob nicóis paralelos, exhibe o laminito microbial formado por matriz argilosa com laminações crenuladas impregnadas por matéria orgânica e com poros em forma de canal ao longo das laminações (azul).

Fonte: ANP, 2013; SALLER et al., 2016.

Figura 18 – Modelo estratigráfico esquemático do Pré-sal na Bacia de Kwanza, cronocorrelata à seção sin-rifte e sag da Bacia de Santos. O topo da superfície mostra um modelo deposicional com distribuição de fácies para o sag superior.



Fonte: ANP, 2018.

## 2.5 Análogos geológicos aos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-Sal

Os reservatórios carbonáticos microbiais nos campos do Pré-sal motivaram nos últimos anos a busca por rochas carbonáticas análogas em superfície. O estudo de análogos provenientes de afloramentos é importante para o entendimento da arquitetura de reservatórios em subsuperfície. Um análogo é um sistema que comparte similaridades com o objeto de estudo para prever aspectos e comportamentos do sistema menos compreendido e assim gerar uma representação mais acurada da subsuperfície. Como dois sistemas geológicos nunca são idênticos, jamais existirá um análogo perfeito (HOWELL et al., 2014). No caso dos reservatórios microbiais do Pré-sal a escolha de um único análogo não é possível em virtude da complexidade e heterogeneidade de suas rochas. Até o presente momento não se conhece uma rocha ou formação geológica que reúna todas as peculiaridades encontradas no Pré sal (WRIGHT; BARNETT, 2014; CORBETT, 2015). Assim, alguns análogos para os reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal foram propostos em teses, dissertações e artigos científicos com o objetivo de caracterizar do ponto de vista estratigráfico, sedimentológico e genético os depósitos carbonáticos de origem microbiana.

Os microbialitos do Pré-sal foram primeiramente comparados aos estromatólitos recentes de Lagoa Salgada situados no litoral norte fluminense por Estrella (2008) e Formigli (2008). Bento Freire (2012) e Terra et al. (2012) destacam os estromatólitos paleocênicos da Bacia de Salta, Argentina, como um campo-escola favorável para o entendimento de sequências carbonáticas microbiais desenvolvidas em ambiente lacustre a transicional. Wright (2010, 2012) sugere tufas e travertinos como modelos correlatos aos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal. Catto (2015) destaca a importância do estudo das rochas carbonáticas do andar Alagoas nas bacias sedimentares brasileiras para melhor compreensão dos carbonatos lacustres de origem microbial como os laminitos. Devido a estas características, estes análogos geológicos foram selecionados para o estudo petrofísico desta tese com o intuito de checar semelhanças quanto às propriedades permo-porosas com os reservatórios microbiais do Pré-sal.

Vale destacar que estas rochas são semelhantes somente aos estromatólitos e laminitos microbiais descritos por Moreira et al. (2007). Estes estromatólitos, também chamados de “shrubby boundstones” (ARIENTI et al., 2018) ou “crostas de calcita fascicular” (HERLINGER; ZAMBONATO; DE ROS, 2017), são as principais petrofácies -reservatório da seção sag do Pré-sal. As rochas selecionadas neste estudo não são consideradas análogas às

fácies de argilitos estevensíticos com esferulitos, esferulitos e pack-grain-rudstones intraclásticos, que ocorrem intercaladas aos reservatórios da Formação Barra Velha.

### 2.5.1 Estromatólitos de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro

A região de Lagoa Salgada pertence a um sistema costeiro de lagoas hipersalinas situadas no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, nas proximidades de Campos dos Goytacazes e São João da Barra, relacionados ao complexo deltaico do Rio Paraíba do Sul (SILVA E SILVA et al., 2013), ocupando uma área de cerca de 16 km<sup>2</sup> com eixo principal NW-SE (Figura 19).

O clima da região é tropical dominado por fortes ventos responsáveis pela homogeneização da rasa coluna d'água com aproximadamente 1 m de profundidade (Figura 20). Apresenta conexão com o mar através do Rio Açu e suas águas altamente salinas e alcalinas tem caráter sazonal com épocas totalmente secas (SILVA; SILVA et al., 2007). Este sítio contém as únicas ocorrências de estromatólitos carbonáticos colunares, domais, estratiformes, trombólitos e oncólitos de idade holocênica no Brasil que podem ser comparadas às bioconstruções encontradas em Shark Bay (Austrália), Salt Lake, Yellowstone, Green Lake (EUA) e litoral sul do Golfo do México, dentre outros (SRIVASTAVA, 2002).

De modo geral, os sedimentos encontrados em Lagoa Salgada são formados na base para o topo por areias marinhas cinza-escura a esverdeadas ricas em foraminíferos, estromatólitos carbonáticos, camadas argilosas ricas em matéria orgânica intercalada a esteiras microbianas margosas com restos de vegetais, gastrópodes, diatomáceas, bivalves, crustáceos e restos de vertebrados (SRIVASTAVA, 2002). As estruturas sedimentares identificadas nestes depósitos são: esteiras microbiais, estromatólitos colunares e trombólitos (SRIVASTAVA, 2002).

As esteiras microbiais são formadas por uma sucessão de lâminas escuras ricas em matéria orgânica intercaladas à laminações micríticas. As laminações plano-paralelas a crenuladas são recobertas por microgastrópodes, ostracodes e palinomorfos. Quando estas estruturas estão submersas apresentam a superfície lisa, porém, quando expostas exibem gretas de dissecação poligonais. Os oncólitos (grãos carbonáticos arredondados a elipsoidais com laminações microbianas concêntricas) encontram-se comumente associados a estas



esteiras. A presença destes grãos demonstra um sistema lagunar raso com circulação aberta e energia moderadamente alta (SILVA E SILVA et al., 2007)

Figura 19 – Mapa de localização da região de Lagoa Salgada, litoral norte do Rio de Janeiro.



Fonte: GOOGLE EARTH, 2016.

Os estromatólitos estão localizados ao longo de toda margem da Lagoa, recobertos por solo ou submersos em períodos de cheia; apresentam espessura inferior a 1 m e morfologias semelhantes à pequenas cabeças, colunas e domos lateralmente amalgamados (Figura 20). O arcabouço é altamente poroso e friável, com microgastrópodes, matéria orgânica, bioclastos de bivalves e grãos terrígenos. Não há ocorrência de estromatólitos no fundo da Lagoa.

Os trombólitos são estruturas microbiais semelhantes aos estromatólitos, contudo, não possuem laminação interna. Os trombólitos de Lagoa Salgada possuem forma externa dômica,

laminação interna difusa obliterada por bioturbação causada por microgastrópodes, vermes, ostracodes, e outros organismos que formaram um arcabouço de estrutura grumosa.

Figura 20 – Estromatólitos às margens da Lagoa Salgada, litoral norte do Rio de Janeiro.



Fonte: PINTO; NAVEIRO, 2009.

### 2.5.2 Estromatólitos da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina

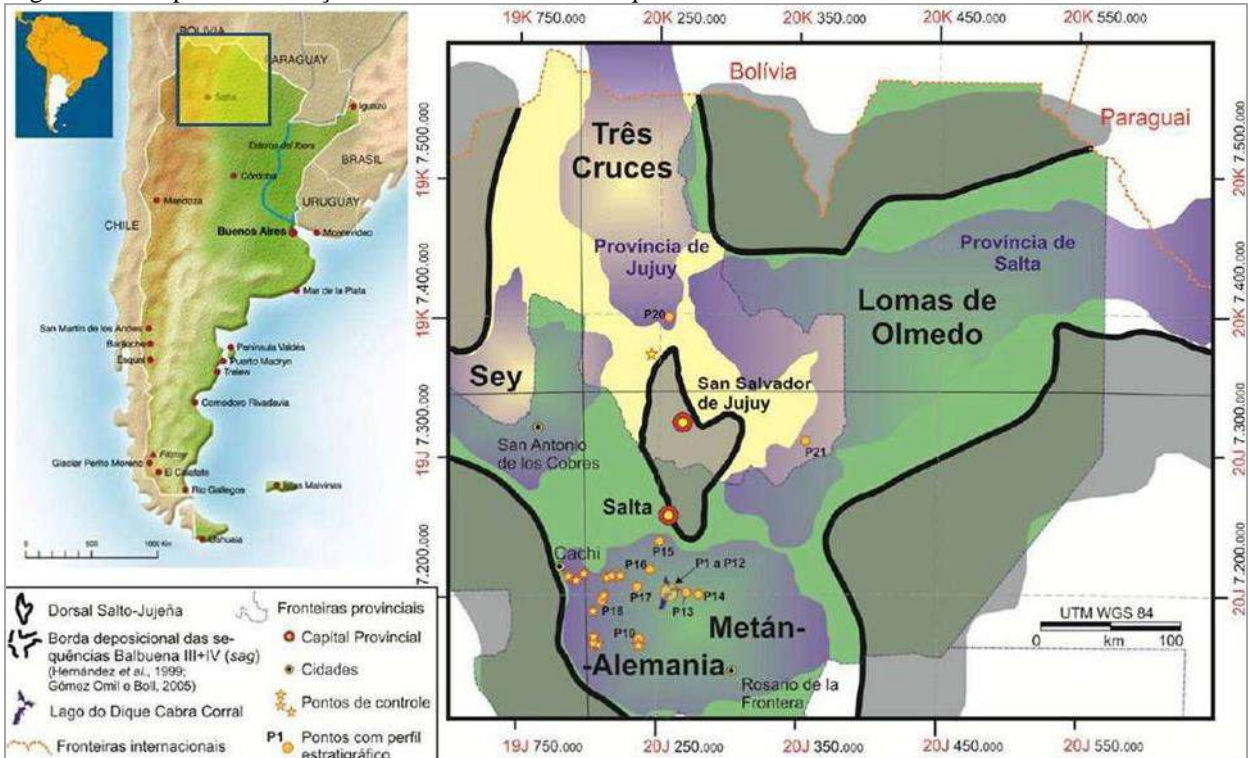
A Bacia de Salta está localizada ao noroeste da Argentina e se estende até o sul da Bolívia e oeste do Paraguai (Figura 21) em uma área de cerca de 150.000 Km<sup>2</sup> que abrange as províncias de Jujuy, Salta e Tucumán (MARQUILLAS; DEL PAPA; SABINO, 2005). Os primeiros estudos na Bacia de Salta foram impulsionados por descobertas de petróleo na década de 40 em carbonatos fraturados da Formação Yacoraite.

Esta bacia evoluiu a partir do processo de rifteamento intracontinental da Placa Sulamericana no Cretáceo como consequência dos esforços de distensão crustal e ruptura do Gondwana com consequente abertura do Atlântico Sul (BIANUCCI; HOMOVC, 1982; SALFITY; MARQUILLAS, 1989). De acordo com Cristallini et al., 1998, o processo de geração dos riftes deu origem a altos internos (umbrais e arcos estruturais) e as quatro sub-bacias: Lomas de Almedo, Sey, Tres Cruces e Metán-Alemania (Figura 27) conectadas a

partir de suas bordas na Dorsal de Salto-Jujeña (SABINO, 2004 apud BENTO FREIRE, 2012). A Bacia de Salta evolui em duas fases tectônicas: sin-rifte, do Berriasiano a Campaniano, e pós-rifte ou fase sag, do Maastrichtiano ao Eoceno.

Os depósitos da fase sag, pertencentes ao subgrupo Balbuena (Campaniano ao Daniano, 75 a 63 M.a.), são formados na base por folhelhos e arenitos híbridos a arcoseanos de ambiente flúvio-eólico da Formação Lecho, sobrepostos pela sequência deposicional mista da Formação Yacoraite, constituída por rochas carbonáticas microbiais, wackestones, grainstone, margas, siltitos, argilitos, arenitos de composição variada e tufos vulcânicos dispostos em camadas tabulares lateralmente contínuas por dezenas de quilômetros (BENTO FREIRE, 2012; MARQUILLAS; DEL PAPA, SABINO, 2005).

Figura 21 – Mapa de localização da Bacia de Salta e suas quatro sub-bacias.



Fonte: BENTO FREIRE, 2012.

Os estromatólitos da Formação Yacoraite apresentam formas dômicas que possuem dimensões de poucos centímetros a metros (Figura 22), além de formas achatadas, almofadadas e quase planar (BENTO FREIRE, 2012). Internamente os estromatólitos apresentam laminações e estruturas arbustiformes, arborescentes e dendriformes (BENTO FREIRE, 2012) reconhecidas em travertinos como shrubs (CHAFETZ; GUIDRY, 1999). O arcabouço destes estromatólitos é constituído por matriz micrítica sindeposicional e fragmentos de rochas adjacentes (estromatólitos, laminitos e grainstones). O ambiente

deposicional é controverso: enquanto nas sub-bacias de Três Cruces e Lomas de Olmedo há indícios fossilíferos que atestam a contribuição marinha para os lagos do norte da Bacia de Salta, na sub-bacia de Metán-Alemania os dados isotópicos de estrôncio (SIAL et al., 2001) e a ausência de fósseis marinhos (amonóides e foraminíferos) indicam influência exclusivamente continental para a formação dos estromatólitos em ambiente lacustre com eventual contribuição marinha (BENTO FREIRE, 2012).

O progressivo confinamento destas bacias em condições de aridez favoreceu a deposição subsequente de evaporitos de halita, gipsita e anidrita associados a ocorrências locais de folhelhos, siltitos, carbonatos e arenitos gipsíferos depositados em lagos salinos anóxicos do tipo “playa lakes” (SALFITY; MARQUILLAS, 1999). O fechamento do rifte ocorreu devido à orogênese Andina do Eoceno ao Recente, responsável pelo regime tectônico de antepaís onde os movimentos compressivos da placa ocasionaram a deformação e inversão da Bacia de Salta (HERNANDEZ et al., 1996).

Figura 22 – Estromatólitos dômicos lateralmente coalescentes da Formação Yacoraite.

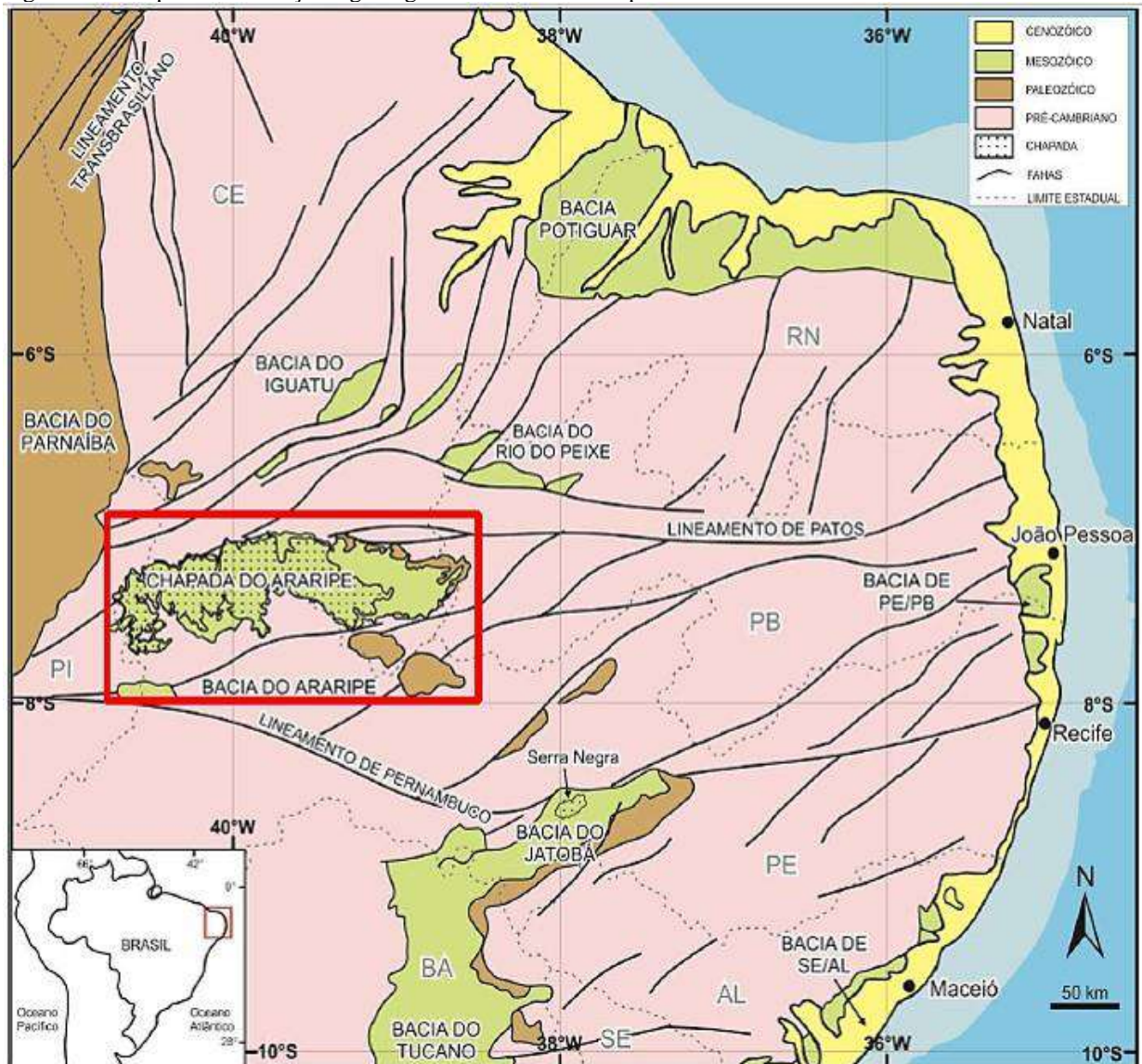


Fonte: BENTO FREIRE, 2012.

### 2.5.3 Calcário laminado do Membro Crato, Formação Santana, Bacia do Araripe

A Bacia do Araripe abrange os estados do Ceará, Piauí, Pernambuco e Paraíba em uma área de cerca de 9.000 km<sup>2</sup> (Figura 23). Os esforços distensivos atuantes no rifteamento do Gondwana e abertura do Atlântico Sul foram os responsáveis pela geração do rifte no embasamento situado na Zona Transversal da Província Borborema, entre os lineamentos de Patos e Pernambuco (ASSINE, 2007).

Figura 23 – Mapa de localização e geológico da Bacia do Araripe.



Fonte: CATTO, 2015.

O pós-rifte da Bacia do Araripe é representado pelos depósitos siliciclásticos flúvio-lacustres da Formação Barbalha e pela sequência carbonática-evaporítica da Formação Santana, subdividida nos membros Crato, Ipupi e Romualdo. O Membro Crato é constituído por calcários laminados intercalados a folhelhos, siltitos e arenitos depositados em ambiente lacustre.

Os calcários laminados do Membro Crato apresentam depósitos tabulares contínuos lateralmente por dezenas de quilômetros (Figura 24). São formados pela alternância rítmica e monótona de matriz micrítica formada por calcita com baixo teor de magnésio e laminações de argila e matéria orgânica. Nesta unidade são encontrados níveis com excelente preservação de fósseis vertebrados (peixes, répteis e quelônios), invertebrados (foraminíferos, ostracodes, conchostráceos, bivalves, gastrópodes e insetos), microfósseis (ostracodes e palinórfos) e plantas fósseis (coníferas, pteridófitas e gimnospermas) (FREIRE et al., 2013), sem registros de fósseis marinhos. Estudos isotópicos de carbono e oxigênio (NEUMANN, 1999) corroboram a deposição dos calcários do Membro Crato em ambientes lacustres salinos com influência de águas doces (BRUNO; HESSEL, 2006). O estudo microfaciológico baseado na morfologia dos microcristais de calcita, preservação de bactérias cocoides, organismos filamentosos, presença de cianobactérias e matriz orgânica reforçam a tese de precipitação da matriz carbonática induzida e influenciada pela atividade orgânica de cianobactérias e/ou bactérias sulfato-redutoras (CATTO, 2015).

No topo da sequência de calcários laminados encontram-se níveis de evaporitos depositados em sabkhas de idade neoptiana do Membro Ibupi, cronocorrelatos aos evaporitos das bacias marginais brasileiras (REGALI, 1989 apud CATTO, 2015). A Bacia do Araripe é colmatada por depósitos siliciclásticos de natureza aluvial e fluvial no Cretáceo Superior.

Figura 24 – Afloramento do Membro Crato em frente de lavra na região de Nova Olinda-CE.



Nota: No detalhe, foto do calcário laminado formado por camadas tabulares centimétricas intercalados a filmes de matéria orgânica.

Fonte: CATTO, 2015. Modificada pela autora, 2019.

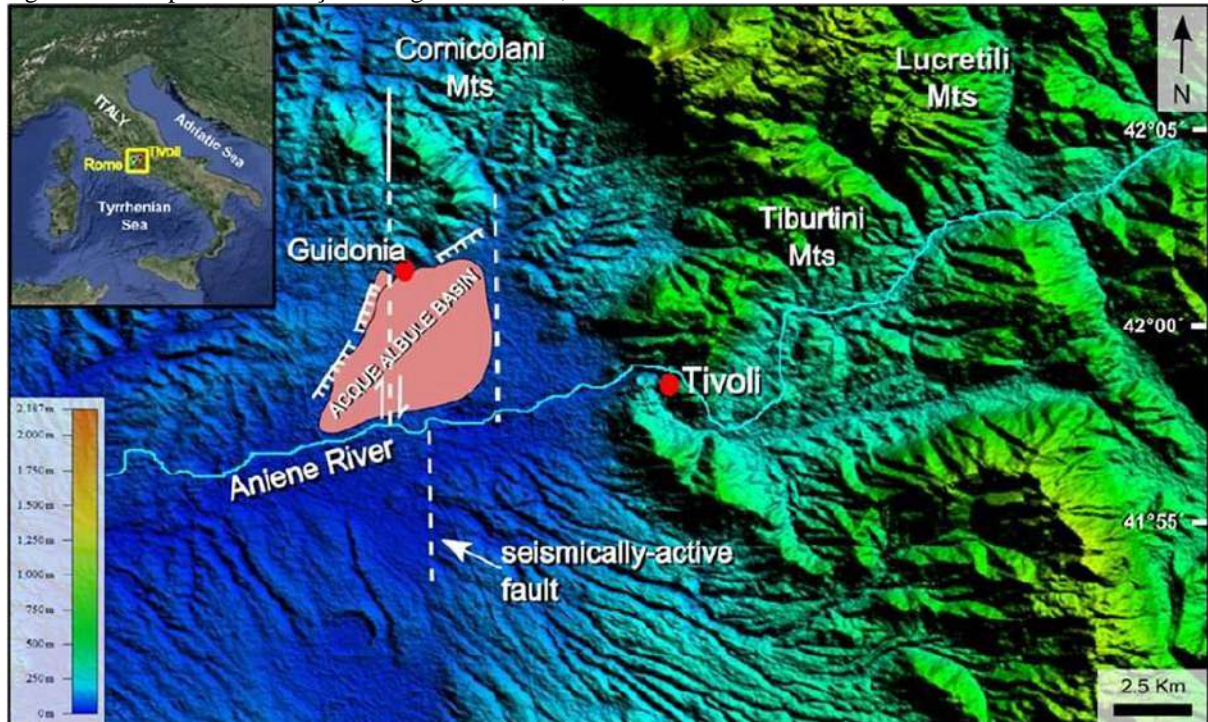
#### 2.5.4 Travertinos de Tívoli, Itália

O termo “travertino” tem sido usado para rochas carbonáticas formadas em ambientes hidrotermais (BRASIER, 2011; CAPEZZUOLI et al., 2014; DELLA PORTA, 2015; PEDLEY, 1990). Os travertinos de Tívoli pertencem à parte central da cordilheira dos Apeninos, feição geomorfológica que se estende ao longo de 1000 Km de norte a sul da Itália (Figura 25). Esta cordilheira é o resultado da convergência e colisão do orógeno Alpino e a crosta continental de Adria que se iniciou no final do Cretáceo e perdurou até o Mioceno Inferior. A tectônica colisional promoveu o aumento do gradiente geotermal, vulcanismo e incorporação de unidades tectônicas formadas por carbonatos marinhos Meso-Cenozóicas do Mar de Tétis.

A tectônica extensional do Mioceno Superior ao Pleistoceno foi responsável por gerar depressões na crosta continental formando bacias onde sequências sedimentares continentais a marinho rasa se depositaram. Estas bacias se formaram em um embasamento dominado por falhas normais e transcorrentes (Figura 25), que serviram de conduto para circulação de fluidos hidrotermais (DINI et al., 2008; BROGI et al., 2016; LIOTTA et al., 2015).

Os travertinos de Lapis Tiburtino compõem os maiores e mais espessos platôs de travertinos do mundo com até 90 m de altura. Localizados a oeste da cidade de Tívoli, estes travertinos pertencem a uma bacia do tipo pull-apart instalada no final do Pleistoceno cujas falhas transtensionais serviram de conduto de fluidos oriundos da atividade vulcânica e hidrotermal. Os depósitos são formados por uma variedade de calcários maciços a laminados contínuos por dezenas de quilômetros com fábricas arborescentes tipo *shrubs* (Figura 26). O ambiente deposicional está relacionado a piscinas e terraços alagados alimentados por fumarolas controladas pelas flutuações locais da coluna d'água e condicionadas ao fator climático (CARUCCI et al., 2012; CHAFETZ; FOLK, 1984; CHAFETZ, 2013; DE FILIPPIS et al., 2013; FACCENNA et al., 2008; GUO; RIDING, 1994; WRIGHT, 2012).

Figura 25 – Mapa de localização da região de Tívoli, Itália.



Nota: Os afloramentos de travertinos encontram-se por toda a região central da Itália, desde a porção montanhosa dos Apeninos até as depressões próximas ao rio Aniene, como a bacia de Acque Albule, e são limitados por falhas normais e transcorrentes.

Fonte: ERTHAL et al., 2017. Adaptado pela autora, 2019.



Figura 26 – Frente de lavra de travertinos na região de Tívoli, Itália.



Nota: Os travertinos mostram camadas onduladas formadas por feições arborescentes (*shrubs*) na base e, acima do contato erosivo (linha tracejada preta) as camadas tendem a serem plano-paralelas a suavemente onduladas.

Fonte: ERTHAL et al., 2017. Adaptado pela autora, 2019.

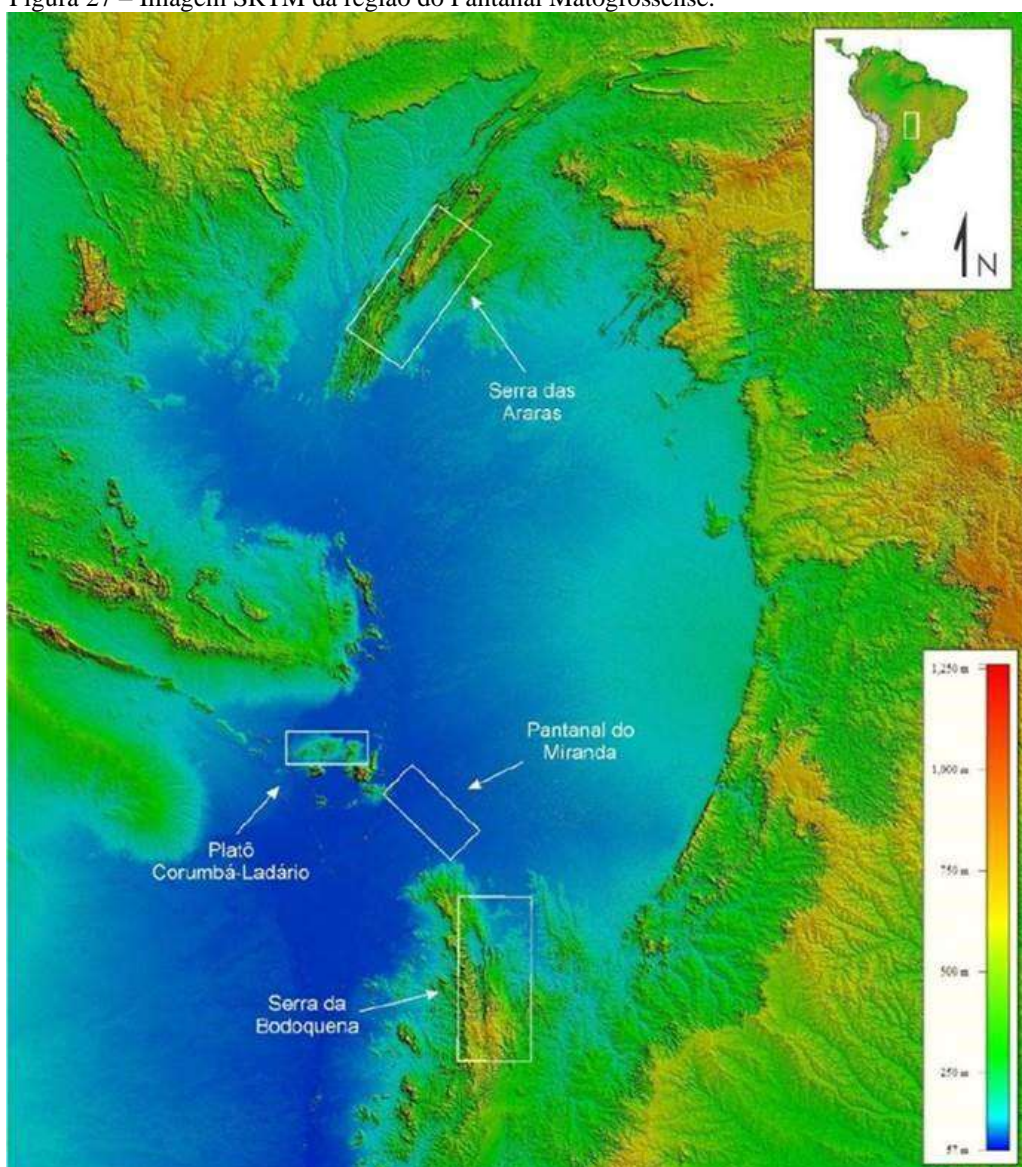
### 2.5.5 Tufas Quaternárias, Região de Bonito, Mato Grosso do Sul

As tufas são rochas formadas a partir da precipitação do carbonato em ambientes continentais sob condições de temperatura ambiente (PEDLEY, 1990). Os melhores depósitos aflorantes de tufas quaternárias no Brasil são encontrados nas regiões de Bonito, município situado na Serra da Bodoquena, e platô Corumbá/Ladário, ambos nas adjacências da Bacia do Pantanal (MS), estado do Mato Grosso do Sul (Figura 27).

De acordo com Oliveira (2013), as tufas da região de Bonito (MS) podem ser classificadas em sete fácies, das quais se destacam duas fácies, objetos de estudo deste

trabalho: “tufa laminada” e “tufa maciça”, ambas classificadas como boundstone fitohermal. A tufa laminada se refere ao calcário formado por micrito com laminações induzidas por micro-organismos. A tufa maciça corresponde ao calcário formado por calcita microespática sob a forma de incrustações diretas sobre algas micrófitas e macrófitas, plantas e cianobactérias, com pouca cimentação espática e alta porosidade devido a decomposição de matéria orgânica.

Figura 27 – Imagem SRTM da região do Pantanal Matogrossense.



Nota: Em destaque (retângulos brancos) as áreas de ocorrência de depósitos de tufas quaternárias. O município de Bonito situa-se na região da Serra da Bodoquena (MS).

Fonte: OLIVEIRA, 2013.

A deposição dos carbonatos continentais quaternários do Pantanal ocorreu em lagos com grande aporte de detritos sob influência de canais fluviais e nascentes. Os fluxos de

detritos são compostos por conglomerados com matriz. Os depósitos lacustres são representados por mudstones calcetizados, pack-grainstones oncolíticos, wackestones com ostracodes e bivalves preservados em posição de vida, além de carbonatos finos quartzosos com marcas de raiz e gretas de dessecação. Os canais fluviais são caracterizados por tufas maciças e laminadas na forma de barragens, cachoeiras (Figura 28) e construções estromatolíticas (OLIVEIRA, 2013).

Figura 28 – Afloramento de tufa em cachoeiras na região da Serra da Bodoquena - MS.



Fonte: OLIVEIRA, 2013.

## 2.6 Propriedades Físicas das Rochas

A petrofísica é o estudo das propriedades físicas das rochas e de suas interações com fluidos (soluções aquosas, gases e hidrocarbonetos) (TIAB; DONALDSON, 2004). Os reservatórios de hidrocarbonetos são rochas porosas e permeáveis que contêm quantidades

comerciais de hidrocarbonetos distribuídas em uma rede tridimensional de poros conectados (AHR 2008, LUCIA 2007).

Neste sentido, a porosidade, a permeabilidade e a saturação de fluidos são as propriedades físicas fundamentais para o armazenamento e transmissão de fluidos. Estas propriedades petrofísicas estão condicionadas às características do sistema poroso (tipo, tamanho, forma e distribuição de poros) que, por sua vez, dependem da fábrica da rocha, texturas e estruturas sedimentares, que foram determinadas pelas condições geológicas no momento de formação das rochas e pela história diagenética ao longo do tempo geológico em subsuperfície (TIAB; DONALDSON, 2004; LUCIA, 2007). Os tópicos a seguir apresentam uma síntese das definições de cada uma destas propriedades físicas da rocha essenciais para a caracterização de rochas-reservatório.

### 2.6.1 Porosidade

A porosidade é o percentual de espaço vazio existente no meio rochoso com capacidade para armazenamento de fluidos. É definida pela razão entre o volume de vazios (volume de poros -  $V_p$ ) e o volume total da rocha ( $V_t$ ), chamado também de ‘volume bulk’ ( $V_b$ ) (Equação 1):

$$\phi = \left( \frac{V_p}{V_g + V_p} \right) \cdot 100 \dots \dots \dots (1)$$

Onde:

$\Phi$  = Porosidade (%);

$V_p$  = Volume de poro ( $\text{cm}^3$ );

$V_g$  = Volume de grãos ( $\text{cm}^3$ ).

O volume total da rocha ( $V_{\text{bulk}}$ ) é obtido pela soma do volume de poros ( $V_p$ ) e do volume da parte sólida (volume de grãos –  $V_g$  ou volume da matriz) (LUCIA, 2007) conforme a Equação 2:

$$V_t = V_p + V_g \dots \dots \dots (2)$$

Onde:

$V_t$  = Volume total (*bulk*) ( $\text{cm}^3$ );

$V_p$  = Volume de poro ( $\text{cm}^3$ );

$V_g$  = Volume de grãos ( $\text{cm}^3$ ).

A porosidade é uma grandeza escalar que depende do volume total escolhido. Portanto, a porosidade não dá qualquer informação a respeito de tamanho de poros, sua distribuição e o grau de conexão entre poros. Rochas com a mesma porosidade podem ter propriedades físicas completamente diferentes (GLOVER, [200-]). Por sua vez, o ‘espaço poroso’ é o termo apropriado para descrever os vazios da rocha ou ‘poros visíveis’ (LUCIA, 2007).

A porosidade pode ser definida como porosidade total – relação entre o volume total de poros de uma rocha ( $V_p$ ), que inclui poros conectados e isolados, dividido pelo o volume total da amostra ( $V_t$ ); e porosidade efetiva, definida como a razão entre o volume de poros interconectados pelo volume total da rocha. É válido ressaltar que todo o espaço poroso está conectado em alguma escala de tamanho de poros (LUCIA, 2007; SCHÖN, 2014).

Quanto a origem, a porosidade pode ainda ser classificada em primária e secundária. A porosidade primária é formada durante o processo deposicional e a porosidade secundária resulta dos processos diagenéticos ocorridos após a litificação da rocha que modificaram a porosidade primária (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011).

Em rochas carbonáticas constituídas por grãos, o arranjo textural da rede de poros de origem primária varia com a forma, empacotamento, seleção e tamanho dos grãos. No caso de rochas carbonáticas bioconstruídas (microbialitos), a configuração do espaço poroso depende da fábrica deposicional e dos vazios criados durante o crescimento do arcabouço (growth framework). Nestas rochas, os processos que geram a porosidade secundária tem maior impacto, onde eventos diagenéticos de fraturamento, dissolução, substituição e cimentação modificam a porosidade original por ampliação ou redução dos poros primários (AHR, 2008). Rochas pouco afetadas pela diagênese apresentam valores de porosidades total e efetiva similares. No entanto, em rochas sujeitas à intensa diagênese estas duas porosidades podem apresentar valores bem distintos (LUCIA, 2007).

A quantificação da porosidade pode ser feita por métodos visuais e medições laboratoriais. A classificação de Archie (1952 apud AHR, 2008) combina o critério textural e a porosidade visível para determinar a porosidade total a partir da contagem de poros visíveis em lâmina petrográfica. Grande parte dos reservatórios carbonáticos no mundo apresenta

porosidade visível entre 5% a 15%. A estimativa visual de poros pode ser usada para prever a qualidade da porosidade do reservatório conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Estimativa visual da porosidade em rochas-reservatório.

Estimativa de porosidade (intervalo)	Descrição qualitativa
≤ 5%	Pobre
6- 10%	Razoável
11-15%	Bom
16-20%	Muito bom
≥ 20%	Excelente

Fonte: AHR, 2008. Modificado pela autora, 2019.

### 2.6.2 Permeabilidade

A permeabilidade de um meio poroso é definida como a capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos no seu espaço poroso (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011). Portanto, a permeabilidade é uma propriedade da rocha relacionada a taxa em que os hidrocarbonetos podem ser recuperados. Os valores podem ser inferiores a 0,01 millidarcy (md) ou superiores a 1 darcy. Uma permeabilidade de 0,1 md é geralmente considerada mínima para a produção de óleo (LUCIA, 2007).

A permeabilidade pode ser classificada de acordo com os fluidos como ‘absoluta’, ‘efetiva’ ou ‘relativa’. A permeabilidade absoluta ocorre quando há um único fluido não reativo saturando a rocha. A permeabilidade efetiva considera a facilidade com que dois ou mais fluidos imiscíveis se movem em relação a um fluido considerado. A permeabilidade relativa é a relação entre o fluxo de um fluido em relação ao outro (GLOVER, [200-]; LUCIA, 2007). Nesta tese será abordada apenas a permeabilidade absoluta.

A permeabilidade absoluta ( $k$ ) é calculada pela Lei de Darcy de acordo com a Equação 3, sendo aplicada para fluxos horizontais, laminares e viscosos em meios porosos (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011):

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \dots\dots\dots(3)$$

Onde:

$\mu$ : viscosidade do fluido (cp);

- L:** comprimento do meio poroso (cm);  
**A:** área aberta ao fluxo (cm<sup>2</sup>);  
**q:** vazão (cm<sup>3</sup>/s);  
**(P<sub>1</sub> – P<sub>2</sub>):** diferencial de pressão (atm).

Os reservatórios podem ser avaliados de modo qualitativo quanto a seus valores de permeabilidade absoluta conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Descrição qualitativa da permeabilidade de um reservatório.

Descrição qualitativa	Permeabilidade (mD)
Baixa	< 1 – 15
Moderada	15 – 50
Alta	50 – 250
Muito Alta	250 – 1000
Excelente	> 1000

Fonte: AHR, 2008.

Os métodos utilizados para o cálculo da permeabilidade podem ser diretos, por meio de análises laboratoriais de plugues em permeâmetros a gás, ou em ambiente de poço por meio de testes de poços, como teste de pressão por isolamento, testes de formação a cabo e testes de bombas. Métodos indiretos para inferência da permeabilidade utilizam dados de perfis de ressonância magnética nuclear (RMN) e cálculos a partir de perfis combinados como nêutron-densidade e nêutron-sônico (SCHÖN, 2014).

A permeabilidade é uma função da porosidade e do tamanho dos poros (LUCIA, 2007; SCHÖN, 2014). Devido a isto, a permeabilidade depende do volume da amostra, bem como da orientação. Em reservatórios carbonáticos caracterizados por heterogeneidade do espaço poroso, a permeabilidade varia dependendo do tamanho da amostra, visto que a amostragem poderá não contemplar todo o espectro de poros presente no arcabouço destas rochas. A porosidade associada à permeabilidade determina a qualidade do reservatório (AHR, 2008).

### 2.6.3 Tamanho de poros e garganta de poros

O tamanho dos poros está relacionado ao tamanho das partículas que compõem o arcabouço da rocha e a sua porosidade (LUCIA, 2007). O tamanho dos poros pode ser medido em laboratório por meio da técnica injeção de mercúrio a pressões variadas (seção 2.7.2.2) e ainda por correlação com a técnica de RMN. O tamanho do poro obtido por injeção de mercúrio é referido como o tamanho da garganta do poro e representa o tamanho de poro que conecta os poros maiores.

Lucia (2007) explica que as propriedades petrofísicas de porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos estão condicionadas ao tamanho dos poros. Para estimar a permeabilidade é necessário conhecer a porosidade, tamanho dos poros e sua distribuição no arcabouço da rocha. No caso das rochas carbonáticas, cross-plots de permeabilidade-porosidade podem mostrar grande dispersão dos dados visto que não há relação entre a porosidade e a permeabilidade, a menos que esteja incluída a distribuição do tamanho dos poros (LUCIA, 2007; TIAB; DONALDSON, 2004).

### 2.6.4 Saturação, molhabilidade e capilaridade

Saturação, molhabilidade e capilaridade são propriedades da rocha que auxiliam na identificação da malha de fluxo de reservatórios e nas barreiras de fluxo (AHR 2008).

A saturação é o volume de poros preenchido com fluidos. Uma quantidade de um determinado fluido é expressa como um percentual do volume total de poros conforme mostra a Equação 4 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011).

$$S_f(\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100\% \dots\dots\dots(4)$$

Onde:

$S_f$  = saturação do fluido (%);

$V_f$  = volume do fluido (cm<sup>3</sup>);

$V_p$  = volume de poros (cm<sup>3</sup>).



Em rochas-reservatório é frequente a presença de dois ou mais fluidos saturantes em quantidades diferentes no reservatório. A soma das saturações dos diferentes fluidos resulta na saturação total da rocha, expressa na Equação 5 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011). Em um reservatório de petróleo, a determinação das saturações é fundamental para a quantificação do fluido passível de ser produzido e/ou recuperado (GLOVER, [200-]).

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots(5)$$

Onde:

$S_w$  = Saturação de água (%);

$S_o$  = saturação de óleo (%);

$S_g$  = Saturação de gás (%).

Para que o óleo ou gás entre no reservatório, ele deve deslocar a água intersticial. Em poros grandes, o óleo deslocará a água e se alojará no centro do poro. Por outro lado, o óleo não deslocará a água presente no interior dos poros pequenos ou nas películas aquosas que recobrem as superfícies dos grãos. Como a água permanece em pequenos poros e em superfícies de grãos, observa - se que em rochas de granulometria grossa e com grandes poros (vugs e poros intergranulares) apresentam menores valores de  $S_w$ , e rochas de granulometria finas têm maiores valores de  $S_w$ . Consequentemente, a saturação de óleo é exatamente o oposto: menor em rochas de granulometria fina e maior em rochas de granulometria grossa (AHR, 2008). De modo geral, uma  $S_o$  de cerca de 80% indica uma zona produtiva no reservatório;  $S_o$  na faixa de 50% representa a zona de transição e  $S_o$  de 10 - 20% representa a zona de água (AHR, 2008). A saturação de óleo  $S_o$  é representada por  $(1 - S_w)$  em sistemas óleo-água. A saturação de água  $S_w$  é calculada a partir de perfis elétricos ou medida em testemunhos. A medição da saturação de água a partir de perfis elétricos é detalhada na seção 2.9.7.

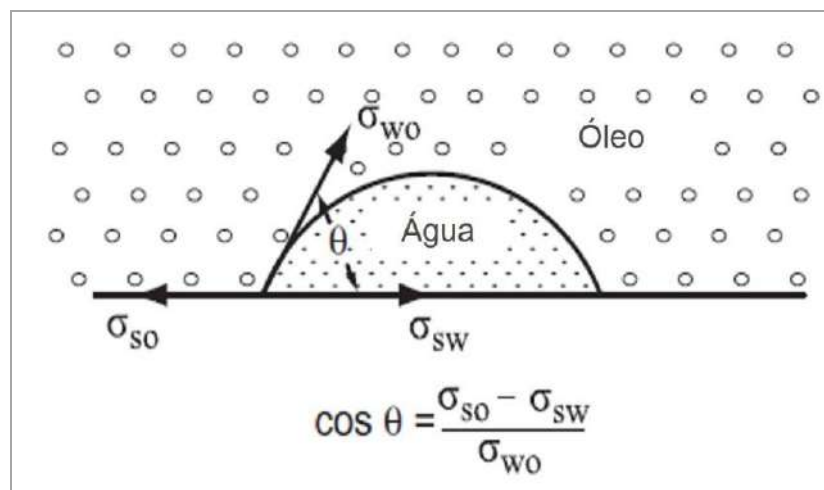
A molhabilidade é a tendência de um fluido em ser atraído por uma superfície sólida, sendo expressa na forma de uma curvatura de superfície do líquido formando um ângulo de contato entre o sólido e líquido. Para um sistema óleo-água em contato com um sólido (Figura 29), o ângulo de contato ( $\theta$ ) é medido a partir do fluido mais denso e varia entre  $0^\circ$  a  $180^\circ$ . O esquema da Figura 29 mostra o equilíbrio de forças na interface óleo-água-sólido onde três tensões interfaciais estão representadas: a tensão interfacial sólido - óleo ( $\sigma_{so}$ ), sólido - água ( $\sigma_{sw}$ ) e água - óleo ( $\sigma_{wo}$ ) (AHR, 2008). Se o ângulo de contato for menor que  $90^\circ$ , o fluido

mais denso é molhante ao sólido; se o ângulo for maior que  $90^\circ$  o fluido mais denso é não-molhante, (AHR, 2008).

As forças coesivas são responsáveis por manter as moléculas unidas em um líquido. Por outro lado, as forças adesivas entre um sólido e um líquido tendem a espalhar o líquido por sobre a superfície. A tensão de adesão ( $\sigma_A$ ) é uma função da tensão interfacial, responsável pela ascensão ou depressão de fluidos em capilares, ou seja, determinará qual fluido molhará um sólido. Esta força é expressa pela diferença de tensões ao longo do sólido de acordo com a Equação 6 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011).

$$\sigma_A = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cdot \cos\theta_{wo} \dots \dots \dots (6)$$

Figura 29 – Os valores de tensão interfacial ( $\sigma$ ) e o ângulo de contato ( $\theta$ ) entre dois líquidos em um sistema de óleo - água em contato com uma superfície sólida.



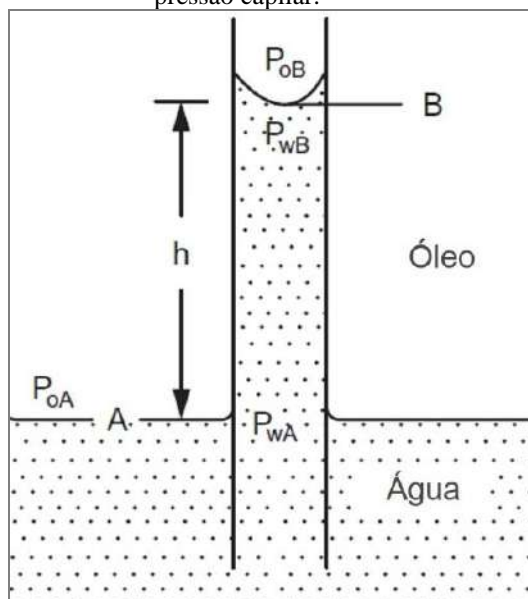
Nota: Original de BENNER; BARTELL (1941).  
Fonte: AHR, 2008. Adaptado pela autora, 2019.

Para um sistema água-óleo-sólido, é possível ter um meio molhável a óleo ou água, dependendo da composição dos líquidos e sólidos e das reações químicas de superfície dos poros. Nos reservatórios de gás-água ou óleo-gás, o gás é sempre o fluido não-molhante. Rochas-reservatório formadas em ambientes aquosos são, a princípio, molháveis a água. No entanto, após a entrada do óleo no reservatório, os compostos orgânicos polares do óleo podem aderir às superfícies dos poros e as reações químicas na parede dos poros podem alterar a molhabilidade do reservatório de água para óleo (PITTMAN, 1992; TIAB; DONALDSON, 2004).

A atração capilar é definida como a força que resulta da maior adesão de um líquido a uma superfície sólida do que a própria coesão interna do líquido, permitindo que um material poroso absorva um líquido. Essa força depende da tensão superficial e da molhabilidade (AHR, 2008). A atração capilar depende das propriedades dos líquidos e sólidos no meio poroso, do tamanho e distribuição das gargantas dos poros e do histórico de saturação do reservatório.

A pressão capilar pode ser considerada como a força necessária para que um fluido não-molhante flua através de poros já saturados com um fluido molhante. A magnitude da pressão capilar depende da tensão interfacial e do raio de curvatura da interface do fluido conforme ilustrado na Figura 30. Em um tubo capilar de raio  $r$  imerso em um recipiente com óleo e água, a pressão do óleo nos pontos A e B é dada por  $P_{oA}$  e  $P_{oB}$ , respectivamente. A pressão na água em A e B é dada por  $P_{wA}$  e  $P_{wB}$ . No caso hipotético, a interface entre óleo e água livre é plana, de modo que a pressão capilar é nula e  $P_{oA} = P_{wA}$ .

Figura 30 – Esquema hipotético de relações de pressão capilar.



Legenda: Em um tubo capilar cilíndrico parcialmente preenchido com água cercada por óleo a diferença de pressão na interface óleo-água no ponto B define a pressão capilar.

Fonte: AHR, 2008. Modificado pela autora, 2019.

Para a pressão no ponto B, a densidade do óleo e da água é expressa nas Equações 7 e 8:

$$P_{oB} = P_{oA} - \rho_o \cdot gh \dots\dots\dots(7)$$

$$P_{wB} = P_{wA} - \rho_w \cdot gh \dots \dots \dots (8)$$

Onde:

$P_{oA}$  = Pressão do óleo no ponto A (psia);

$P_{oB}$  = Pressão do óleo no ponto B (psia);

$P_{wA}$  = Pressão da água no ponto A (psia);

$P_{wB}$  = Pressão da água no ponto B (psia);

$\rho_o$  = densidade do óleo ( $\text{g/cm}^3$ );

$\rho_w$  = densidade da água ( $\text{g/cm}^3$ );

$g$  = gravidade ( $\text{m/s}^2$ );

$h$  = altura (m).

No esquema da Figura 30, o sistema encontra-se estático e em equilíbrio com as forças gravitacionais visto que a força de adesão  $\sigma A$  equilibra a coluna de água de altura  $h$ . A pressão da fase não-molhante representada pelo óleo no ponto  $P_{oB}$  é maior que a pressão de água no ponto  $P_{wB}$  na interface entre os dois líquidos no interior do tubo capilar. Portanto, a diferença de pressão entre água e óleo é a pressão capilar ( $P_c$ ) conforme mostra a Equação 9:

$$P_c = P_{oB} - P_{wB} = (\rho_w - \rho_o) \cdot gh \dots \dots \dots (9)$$

A expressão para a pressão capilar em termos de forças de superfície (tensão de adesão  $\sigma A$ ) pode ser obtida pela Equação 10 ao considerar que a tensão de adesão atua em todo o perímetro do capilar cilíndrico de raio  $r$ :

$$2\pi\sigma_A = \pi r^2(\rho_w - \rho_o) \cdot gh \dots \dots \dots (10)$$

Reescrevendo a Equação 10 em função da altura da coluna d'água  $h$  no interior do capilar, tem-se a Equação 11 abaixo:

$$h = gr \left( \frac{2 \cdot \sigma_A}{\rho_w - \rho_o} \right) \dots \dots \dots (11)$$

Se a tensão de aderência ( $A\tau$ ) é substituída pela Equação 6 para obter uma expressão alternativa para  $h$ , a expressão resultante para a pressão capilar torna-se a Equação 12:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta_{wo}}{r} \dots\dots\dots(12)$$

Portanto, a pressão capilar é uma função da tensão de adesão ( $\sigma_{wo} \cos \theta_{wo}$ ) e do inverso do raio ( $r$ ) do tubo capilar. Em um reservatório com propriedades de fluidos fixos, os valores de pressão capilar refletem a distribuição do tamanhos dos poros conectados (gargantas de poros) equivalentes aos raios dos tubos capilares cilíndricos (AHR, 2008). Essa é a premissa base para a porosimetria de por injeção de mercúrio, detalhada na seção 2.2.2.2.

Os poros intergranulares consistem de superfícies curvilíneas conectadas por gargantas de poro que podem ser modeladas como cilindros, enquanto os poros intercristalinos tendem a ser tetraédricos e exibir gargantas de poros semelhantes a folhas (WARDLAW, 1976). Na maioria dos reservatórios, as gargantas dos poros não são cilíndricas, mas, podem ser semelhantes a folhas, principalmente em rochas cristalinas como os dolomitos.

A saturação de hidrocarbonetos em um reservatório está relacionada ao tamanho dos poros, à pressão capilar e forças capilares. Para que o óleo se acumule em um reservatório, a tensão superficial entre a água e o óleo deve ser excedida, ou seja, a pressão na fase óleo deve ser maior que a pressão na fase água para que o raio de curvatura seja suficientemente reduzido a ponto do óleo ser capaz de entrar nos menores poros da rocha (AHR, 2008).

#### 2.6.5 Resistividade e Saturação de água

Uma aplicação prática das medições de resistividade foi a determinação da saturação de água ( $S_w$ ) que se tornou possível graças aos experimentos de Archie (1942). Ao realizar medições elétricas em plugues, Archie observou que a resistividade de uma rocha ( $R_o$ ) 100% saturada com salmoura de resistividade conhecida  $R_w$  é diretamente proporcional a resistividade da salmoura multiplicada por um fator (ou constante) de proporcionalidade, chamado Fator de Formação ( $F$ ), conforme mostra a Equação 13:

$$R_o = F \cdot R_w \dots\dots\dots(13)$$

A constante de proporcionalidade  $F$  descreve o efeito da matriz da rocha no aumento da resistividade. Portanto, para um meio com 100% de porosidade, isto é, sem matriz rochosa,

apenas 100% de fluido, F é igual a 1. Se neste meio com 100% de fluido condutor for adicionado lentamente grãos de rocha, a resistividade aumentará (em função da presença dos grãos de rocha de natureza isolante) e a porosidade diminuirá. Com o aumento da resistividade  $R_o$ , F será sempre maior que 1 em um meio poroso. O Fator de Formação é adimensional por ser uma razão entre duas medidas de resistividade (GLOVER, [200-]).

O Fator de Formação inclui tanto o efeito da porosidade variável quanto o efeito das vias tortuosas em que a corrente elétrica é forçada a passar através do fluido condutor devido à presença dos grãos de rocha e do cimento entre grãos, ambos resistivos. Logo, o Fator de Formação está relacionado à porosidade da rocha e à conectividade dos espaços porosos. Archie então concluiu que F não pode ser expresso simplesmente apenas em função da porosidade e conectividade, de modo que estabeleceu a relação expressa pela Equação 14 abaixo:

$$F \approx \frac{1}{\phi^m} \dots \dots \dots (14)$$

O **expoente de cimentação** “m” é aproximadamente 2 a partir dos experimentos realizados. Esta observação empírica pode ser usada para descrever a variação da resistividade na formação para uma resistividade de salmoura conhecida quando a porosidade muda: quanto menor a porosidade, maior será a resistividade. Combinando as equações 13 e 14 tem-se a **Primeira Lei de Archie** (Equações 15 e 16):

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} \dots \dots \dots (15)$$

$$R_o = R_w \cdot \phi^{-m} \dots \dots \dots (16)$$

Em casos reais, o expoente de cimentação “m” nas rochas costuma variar entre 1 e 4 (AHR, 2008). Valores entre 2 e 2,6 são típicos para rochas carbonáticas e representam um grau maior de tortuosidade no fluxo de corrente elétrica porque grande parte do sistema poroso, caracterizado por frequentes vugs, poros móldicos e intragranulares é predominantemente desconectada (AHR, 2008). O valor de “m” para carbonatos vugulares não-conectados varia entre 3 a 4 (FOCKE; MUNN, 1987; LUCIA, 2007). Por outro lado, na presença de fraturas e outros tipos de poros vugulares conectados, o valor de “m” é igual ou

inferior a 2 (LUCIA, 1983; MYERS, 1991; WANG; LUCIA, 1993). Quando não há medições laboratoriais disponíveis, admite-se  $m = 2$  para os cálculos de saturação (LUCIA, 2007).

O **fator de tortuosidade “a”**, inserido nos cálculos de resistividade de Archie (Equação 15), não está relacionado exponencialmente a  $F$ , e por mostrar uma faixa relativamente estreita de variação em torno de 1,0 para a maioria dos reservatórios carbonáticos, o fator “a” não impacta tanto nos cálculos de  $S_w$  quanto o expoente ‘m’. Portanto, Archie demonstrou que em rochas 100% saturadas em água, a resistividade rocha ( $R_o$ ) está relacionada com a porosidade ( $\Phi$ ), resistividade da água ( $R_w$ ) e com a geometria de poros ( $m$ ) (LUCIA, 2007).

De volta aos experimentos, Archie ao examinar arenitos parcialmente saturados observou que a resistividade total de uma rocha  $R_t$  parcialmente saturada com um fluido aquoso de resistividade  $R_w$  é diretamente proporcional à resistividade da rocha quando totalmente saturada com o mesmo fluido ( $R_o$ ), ou seja:

$$R_t = I \cdot R_o \dots \dots \dots (17)$$

A constante de proporcionalidade “I” é chamada de Índice de Resistividade e descreve o efeito da dessaturação parcial da rocha. Se a rocha estiver totalmente saturada,  $I=1$ ; se a rocha estiver saturada com um fluido não-condutor,  $I \rightarrow \infty$ . Portanto, o índice de resistividade varia em função do grau de saturação da rocha (GLOVER, [200-]), de modo que esta relação pode ser escrita de acordo com a Equação 18:

$$I = S_w^{-n} \dots \dots \dots (18)$$

Onde:

$S_w$  = Saturação parcial de água na rocha;

$I$  = Índice de Resistividade;

$n$  = Expoente de saturação.

Desta forma Archie também mostrou que quando os hidrocarbonetos estão presentes, o volume de água no espaço poroso é reduzido e a resistividade aumenta proporcionalmente com o aumento da quantidade de hidrocarbonetos (LUCIA, 2007). Combinando-se as equações 17 e 18 tem-se a Segunda Lei de Archie (Equação 19):

$$R_t = R_o \cdot S_w^{-n} \dots\dots\dots(19)$$

O expoente de saturação (n) frequentemente varia entre 1,2 a 3,0 (AHR, 2008), porém, valores muito mais baixos e muito mais altos foram encontrados. A escolha de um valor apropriado para 'n' é importante porque grandes erros no valor de Sw podem ocorrer quando expoentes inapropriados são usados. Quando o valor de 'n' não é conhecido (ou não é passível de ser mensurado), é prática padrão usar n = 2,0 com base em valores laboratoriais médios, (AHR, 2008; LUCIA, 2007). Em rochas carbonáticas com múltiplos tipos de poros como fraturas, vugs, poros interpartícula e microporosidade intrapartícula, o expoente 'n' pode mudar quando cada um dos diferentes tipos de poros é submetido ao rebaixamento de sua saturação original. Portanto, diferentes valores de 'n' poderiam ser usados para diferentes faixas de Sw (AHR, 2008). Em todos os casos, 'n' aumenta nos reservatórios molháveis a óleo. Logo, o valor de 'n' está relacionado à molhabilidade, podendo ser medido em laboratório a partir de ensaios de dessaturação de plugues 100% saturados com salmoura, no entanto, é difícil obter n a partir de perfis de poços (LUCIA, 2007).

Em síntese, as duas leis de Archie podem ser combinadas e rearranjadas de modo a obter a saturação de água em uma rocha conforme expresso nas Equações 20 e 21:

$$R_t = R_w \cdot \Phi^{-m} \cdot S_w^{-n} \dots\dots\dots(20)$$

$$S_w^n = \frac{a}{\Phi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t} \dots\dots\dots(21)$$

A resistividade da água de formação (Rw) é uma função da salinidade e temperatura e pode ser medida usando águas produzidas, ou estimada, a partir de intervalos saturados de água usando parcelas de porosidade e resistividade extrapoladas para 100% de porosidade (PICKETT, 1966), ou ainda usando gráficos de temperatura vs. salinidade de soluções de NaCl equivalente elaboradas pela SCHLUMBERGER.



## 2.7 Técnicas experimentais

Porosidade, permeabilidade e saturação são as principais propriedades petrofísicas das rochas passíveis de quantificação direta por métodos laboratoriais em amostras físicas de rocha (testemunhos, plugues e amostras laterais) como parte da rotina de análises de petrofísica básica (RCAL – Routine Core Analysis) e avançada (SCAL – Special Core Analysis) (ELLIS; SINGER, 2008; LUCIA 2007). Esta seção aborda princípios físicos e técnicas laboratoriais empregadas na metodologia analítica desta tese.

### 2.7.1 Petrofísica básica

#### 2.7.1.1 Densidade de grão

A densidade de grão é a razão entre o peso de uma amostra de rocha dividido pelo volume que o grão ocupa no arcabouço. O volume do grão é medido em laboratório em porosímetros com injeção de gás em uma câmara com amostra de rocha submetida à vácuo (LUCIA, 2007). Após a obtenção das medidas do volume de grãos e do peso da amostra aplica-se a Equação 22 abaixo:

$$D = \frac{P}{V_g} \dots\dots\dots(22)$$

Onde:

D = Densidade do Grão (g/cm<sup>3</sup>);

P = Peso da amostra (g);

V<sub>g</sub> = Volume dos grãos (cm<sup>3</sup>).

### 2.7.1.2 Porosidade

O método mais acurado de medição da porosidade é o método de injeção de gás hélio de acordo com a Lei de Boyle-Mariotte (LUCIA; 2007, ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011) segundo a Equação 23 abaixo:

$$p_1 \cdot V_1 = p_2 \cdot V_2 \dots\dots\dots(23)$$

Onde:

$p_1$  = pressão inicial (psi);

$p_2$  = pressão final (psi);

$V_1$  = Volume inicial (cm<sup>3</sup>);

$V_2$  = Volume final (cm<sup>3</sup>).

Em laboratório, uma amostra seca (plugue ou amostra lateral) é colocada em um porta-amostra de volume conhecido e a pressão é medida com e sem a amostra, mantendo o volume de gás constante. O diferencial de pressão indica o volume de poros ( $V_p$ ). Para a medição da porosidade é fundamental a remoção completa de todos os fluidos no interior dos poros, do contrário, este fluido será incluído como parte do volume mineral e resultará em valores menores de porosidade. Este método laboratorial de medição da porosidade aumenta a pressão de confinamento enquanto mantém a pressão de poro constante. Neste caso, a porosidade é obtida de acordo com a Equação 1 (seção 2.6.1).

### 2.7.1.3 Permeabilidade

A permeabilidade medida em laboratório utiliza amostras que podem ser testemunhos inteiros (whole core) ou plugues de 1” ou 1.5” de diâmetro, colocadas em células herméticas (célula Hasseler) submetidas à vácuo antes do início das análises. Um fluido de viscosidade conhecida, geralmente o ar ou água, é injetado em uma amostra. A queda de pressão através da amostra e a taxa de fluxo são medidas para obtenção da permeabilidade de acordo com a Lei de Darcy (Equação 3). A permeabilidade ao ar tende a ser superestimada devido ao

deslizamento do gás na parede dos poros, o que resulta em um aumento da vazão e consequentemente maior permeabilidade (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011). Esse comportamento é chamado de efeito Klinkenberg (1941) e sua correção permite que a permeabilidade a gás seja comparável à permeabilidade de um fluido no estado líquido (LUCIA, 2007; SCHÖN, 2016). A correção Klinkenberg é dada pela Equação 24 (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011):

$$K = k_{\infty} (1 + b / p') \dots \dots \dots (24)$$

Onde:

$K$  = permeabilidade medida;

$k_{\infty}$  = permeabilidade absoluta;

$b$  = fator de Klinkenberg (depende do tipo de gás utilizado e da permeabilidade do meio);

$p'$  = pressão média do experimento.

As medições de permeabilidade devem ser feitas sob alguma pressão de confinamento de preferência equivalente às condições do reservatório, pois amostras que contêm pequenas fraturas e estilólitos em condições normais tendem a ser canais de fluxo e, portanto, fornecerão valores superestimados de permeabilidade (LUCIA, 2007). Devido a permeabilidade ser uma propriedade física anisotrópica e vetorial, os relatórios de análise de testemunho fornecem três valores de permeabilidade quando são utilizadas amostras de testemunho inteiro (duas horizontais e uma vertical) e um único valor horizontal quando se utilizam plugues.

## 2.7.2 Petrofísica avançada

### 2.7.2.1 Ressonância magnética

A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) refere-se a um princípio físico que consiste na resposta de um núcleo sob a ação de um campo magnético. Alguns elementos químicos possuem núcleos caracterizados por um grande momento magnético que podem interagir com

campos magnéticos externos produzindo sinais elétricos mensuráveis (KENYON et al., 1995). A maior parte dos elementos químicos possuem sinais detectáveis muito baixos, no entanto, o hidrogênio é um dos poucos elementos químicos caracterizados por um grande momento magnético.

As medições de RMN consistem em 4 etapas: a) alinhamento do próton, b) inclinação da rotação e precessão, 3) defasagem e 4) refocalização. Prótons de Hidrogênio (H) são alinhados pela aplicação de um grande e constante campo magnético artificial  $B_0$  em poucos segundos. Em seguida, é aplicado um campo magnético  $B_1$  perpendicular à  $B_0$  para que os prótons alinhados sejam inclinados a  $90^\circ$  por um pulso magnético oscilante em ressonância (ou frequência de Larmor). Os prótons em precessão criam campos magnéticos oscilantes, que geram sinais fracos de rádio na frequência aproximada de 2.3 MHz que são captados pela antena.

Os prótons em rotação perdem rapidamente seu alinhamento de fase no plano transversal devido a variações no campo magnético estático. Esse processo é chamado de ‘decaimento de indução livre’ e a sequência de pulso-eco de Carr-Purcell-Meiboom-Gill, ou sequência CPMG (CARR; PURCELL, 1954 E MEIBOOM; GILL, 1958) é usada para compensar o rápido decaimento de indução livre causado pelos efeitos reversíveis de defasagem transversal (ALLEN et al, 2000). O decaimento ocorre em um intervalo de tempo chamado de ‘tempo de relaxação  $T_2$ ’ e é causado pelas interações magnéticas entre os prótons giratórios vizinhos nas moléculas de fluido. Contudo, processos moleculares relacionados às propriedades petrofísicas do fluido, distribuição do tamanho de poro e difusão do gradiente de campo produzem defasagem da polarização de forma irreversível (KLEINBERG; HORSFIELD, 1990; KLEINBERG; KENYON, 1994), monitorada pelo decaimento da amplitude dos trens de ecos CPMG (ALLEN et al., 1997).

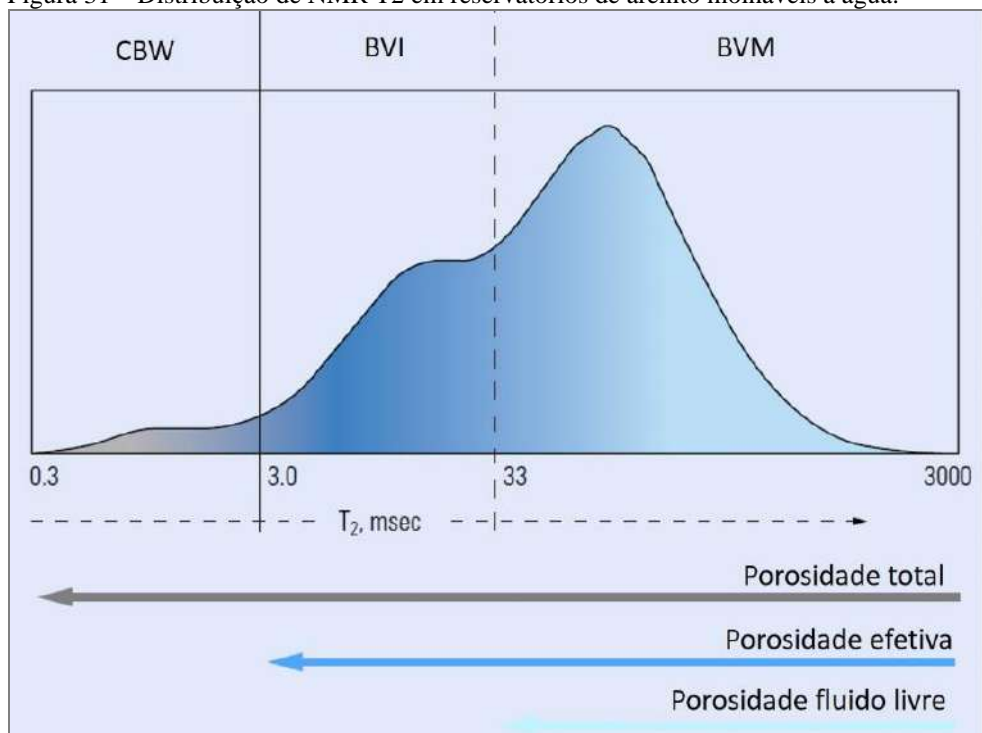
Após um período de múltiplos tempos de  $T_2$ , os prótons perdem totalmente a coerência e nenhuma refocagem é possível. Após uma sequência de pulso CPMG, os prótons retornam à sua direção de equilíbrio paralela ao campo magnético  $B_0$ . Este processo ocorre com um tempo constante diferente, chamado de relaxação longitudinal  $T_1$ . A próxima medida de alinhamento de spins é iniciada quando os prótons retornam à sua posição de equilíbrio no campo magnético  $B_0$  (ALLEN et al., 1997; KENYON et al., 1995). Instrumentos laboratoriais usualmente medem o tempo de relaxação longitudinal  $T_1$  e transversal  $T_2$ , enquanto ferramentas de poço fazem apenas medições de  $T_2$ .

A amplitude total de todos os núcleos de hidrogênio, detectável como um sinal elétrico de alguns microvolts, é uma medida do conteúdo total de hidrogênio, ou porosidade da

formação. Portanto, o decaimento do sinal de RMN chamado de ‘tempo de relaxação’ ou ‘T2’ gera a melhor resposta para petrofísica de reservatórios (KENYON et al., 1995).

A aplicação de cut-offs na distribuição dos tempos de T2 individualizam zonas de mobilidade dos fluidos. As três principais zonas são a CBW (Clay Bound Water), o BVI (Bulk Volume Irreducible ou Capillary Bound Water) e o BVM (Bulk Volume Moveable ou Movable Fluids) conforme mostra a Figura 31. Como a quantidade de hidrogênio medido é proporcional ao espaço poroso da rocha, as zonas CBW, BVI e BVW são consideradas equivalentes aos tamanhos de poros (SCHÖN, 2014). O volume de fluido contido na CBW é equivalente à quantidade de fluido irreduzível preso nos menores poros da estrutura das argilas, ou seja, na microporosidade. O BVI refere-se aos fluidos presos por capilaridade entre as partículas que compõe o arcabouço da rocha e, portanto, está relacionado aos mesoporos. O BVM corresponde aos fluidos móveis encontrados no interior dos maiores poros das rochas, ou seja, nos macroporos. Esta correlação possibilitou a partição da porosidade a partir das distribuições de T2.

Figura 31 – Distribuição de NMR T2 em reservatórios de arenito molháveis a água.



Nota: A distribuição do tempo em T2 reflete a distribuição do tamanho dos poros da formação. Os fluidos produzíveis se encontram nos poros maiores e correspondem aos componentes mais longos do tempo T2. A água presa ao capilar em contato com a superfície dos grãos não pode ser produzida devido à alta tensão superficial. A água presa à argila também é irreduzível e está confinada nos menores poros da rocha dentro da estrutura dos argilominerais, contribuindo para os tempos mais curtos de relaxação T2.

Fonte: ALLEN et al., 2000. Adaptado pela autora, 2019.

A determinação dos cut-offs de T2 é feita a partir de medidas laboratoriais sobrepondo as distribuições de T2 em amostras sob duas condições distintas de análise: 100% saturadas com água e em estado irreduzível. Desta forma, na prática, os cut-offs de T2 variam de amostra para amostra. No entanto, a partir da análise de centenas de medidas em diversos campos de petróleo mundo afora, cut-offs de tempo específicos foram observados para cada tipo litológico (SCHÖN, 2014). Por exemplo, os cut-offs que geram bons resultados de partição de porosidade para arenitos são de 3 e 33 ms, enquanto que para carbonatos o cut-off para BVM é de 92 ms. Estes valores são adotados para simplificar as estimativas de tamanhos de poros em situações onde não há amostras disponíveis para ensaios laboratoriais.

Os modelos de previsão da permeabilidade a partir dos dados de RMN amplamente utilizados são os Coates e SDR (Schlumberger-Doll Research) (COATES et al., 1991; COATES et al., 1999; KENYON et al., 1988; KENYON, 1997). A estimativa da permeabilidade por RMN é o resultado da combinação de modelos experimentais e teóricos desenvolvido para arenitos (EHLICH et al. 1991; KENYON et al. 1995a, b).

A permeabilidade pode ser considerada proporcional ao quadrado de um determinado tamanho geométrico e está diretamente condicionada ao tamanho das gargantas de poros, (PITTMAN, 1992). A RMN mede o tamanho do corpo dos poros, no entanto, é possível observar uma boa correlação entre o tamanho do corpo dos poros e o tamanho das gargantas dos poros em rochas formadas por grãos como arenitos e algumas rochas carbonáticas. Os modelos de Coates e SDR foram corroborados com dados de permeabilidade medidos em laboratório para amostras 100% saturadas com salmoura (COATES et al., 1999; KENYON et al., 1988). Ambas as expressões variam em função da porosidade (KENYON, 1997).

O modelo de fluido livre de Coates (Figura 32) é uma variação da equação de Timur em que a saturação irreduzível da água é substituída pelo volume total de fluido imóvel (BVI) e o índice de fluido livre (FFI) representa o volume de água móvel (COATES et al., 1991, 1998; TIMUR 1969). Na equação de Coates, o parâmetro de tamanho de poro está implícito no  $T2_{\text{cutoff}}$  que determina a FFI (ou BVM) e BVI. A forma mais simples do modelo de Coates é expressa pela Equação 25 abaixo:

$$K_{TIM} = \left(\frac{\Phi_t}{c}\right)^m \cdot \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^n \dots\dots\dots(25)$$

Onde:

$\Phi_t$  = porosidade total de RMN (%);

BVM = porosidade (%) referente a região de fluido livre (T2 superior ao *cut-off* de 100 ms);

BVI = porosidade (%) referente a região de fluido aprisionado por capilaridade (T2 inferior ao *cut-off* de 100 ms);

m = expoente de cimentação\*;

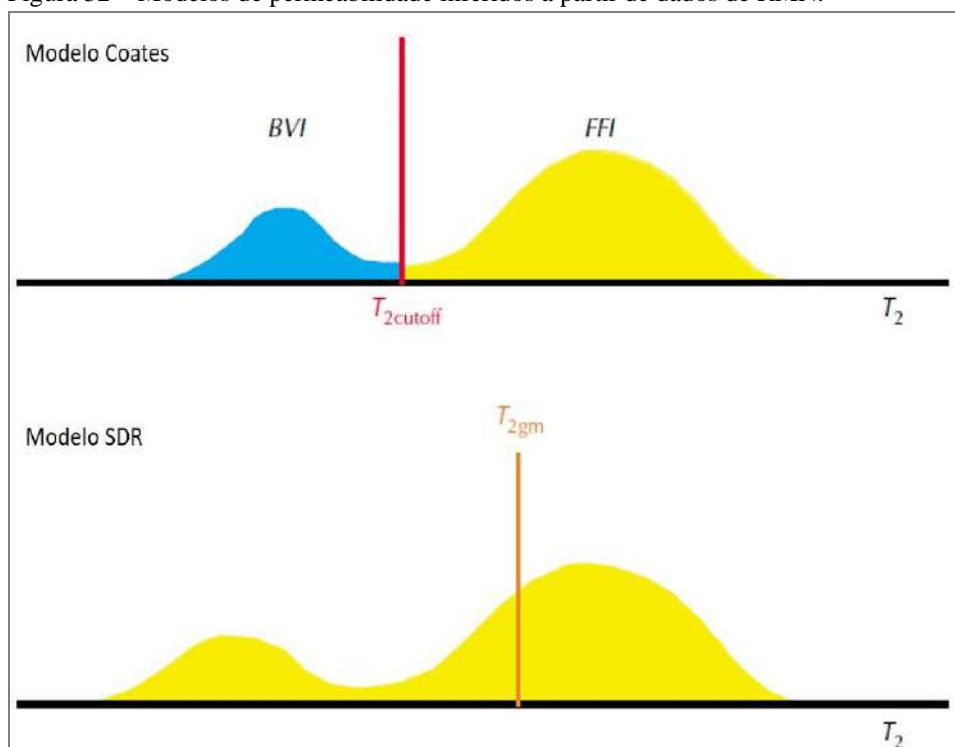
n = expoente de saturação\*;

C = Coeficiente de ajuste litológico \*

\* Parâmetros C, m e n assumem os valores padrão 10,4,2, respectivamente, na ausência de medições laboratoriais (ROMERO ROJAS et al., 2018).

O parâmetro C condiciona a geometria dos poros, atribuindo uma relação entre tamanho do corpo do poro e garganta dos poros (GHARECHELOU et al., 2018). As premissas do modelo de permeabilidade de Coates estão relacionadas à área da superfície dos poros, tamanho dos poros e tamanho dos grãos (SWANSON, 1981).

Figura 32 – Modelos de permeabilidade inferidos a partir de dados de RMN.



Fonte: COATES et al., 1999. Adaptado pela autora, 2019

Na equação de permeabilidade do modelo SDR (Figura 32), o parâmetro de tamanho do poro está expresso através da média geométrica do espectro de relaxamento transversal,  $T_{2gm}$  (KENYON, 1997). A relação do tamanho do poro com parâmetros de RMN, como o

$T2_{\text{cutoff}}$  e  $T2_{\text{lm}}$ , é baseado em considerações empíricas nestas equações. No modelo SDR, a permeabilidade é calculada de acordo com a Equação 26 abaixo (HIDAJAT et al., 2004):

$$K_{\text{SDR}} = C \cdot \Phi^4 \cdot T_{2LM}^2 \dots\dots\dots(26)$$

Onde:

$K$  = permeabilidade é (mD);

$\Phi_t$  = porosidade RMN (%);

$C$  = Coeficiente de ajuste litológico

A porosidade efetiva da RMN é aplicada ao valor de porosidade neste modelo. Assim como no modelo de Coates, o coeficiente  $C$  é um parâmetro litológico. Dados experimentais revelaram que a média logarítmica dos tempos de  $T2$  ( $T2_{\text{lm}}$ ) usada no modelo SDR funciona muito bem em zonas contendo apenas água (COATES et al., 1999). Em formações fraturadas, as estimativas de permeabilidade de ambos os modelos são subestimadas pois representam apenas a permeabilidade da matriz da rocha.

#### 2.7.2.2 Porosimetria por injeção de mercúrio

Por definição, o termo "porosimetria" é usado para quantificar o tamanho do poro, volume, distribuição, densidade e outras características relacionadas à porosidade de um material. Uma medida do tamanho dos poros pode ser obtida a partir de curvas de pressão capilar de mercúrio, que são adquiridas pela injeção de mercúrio (fase não-molhante) em uma amostra contendo ar como fase molhante (LUCIA, 2007). A intrusão de mercúrio em uma estrutura porosa é realizada sob pressões crescentes rigorosamente controladas.

Como o mercúrio não molha a maioria das substâncias e não penetra espontaneamente nos poros por ação capilar, a intrusão de mercúrio deve ser forçada nos poros por aplicação de pressão externa (MICROMERITICS, 2019). A pressão exigida é inversamente proporcional ao tamanho dos poros: baixas pressões são suficientes para intrudir mercúrio em grandes poros, enquanto pressões muito maiores são necessárias para forçar o mercúrio a entrar nos menores poros. A saturação de mercúrio (Hg) pode ser representada como uma porcentagem



do volume de poros (LUCIA, 2007). A partir dos dados de pressão vs. intrusão, obtém-se distribuições de volume e tamanho de poros usando a fórmula de Washburn (Equação 27):

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma_{ms} \cdot \cos \theta_{ma}}{r} \dots \dots \dots (27)$$

Onde:

$P_c$  = Pressão capilar mercúrio / ar (dinas/cm<sup>2</sup>);

$\sigma_{ms}$  = tensão interfacial entre o mercúrio e a parede do poro (480 dinas/cm);

$\cos \theta_{ma}$  = cosseno do ângulo de contato na interface entre o mercúrio e o ar (140°);

$r$  = raio do poro.

Reescrevendo a equação em função do raio da garganta do poro ( $r_c$ ) obtém-se a Equação 28 abaixo:

$$r_c = 0.145 \cdot \left( \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{P_c} \right) \dots \dots \dots (28)$$

Onde:

$r_c$  = raio da garganta de poro ( $\mu\text{m}$ );

$\sigma$  = tensão interfacial (dyn/cm);

$P_c$  = pressão capilar (psia);

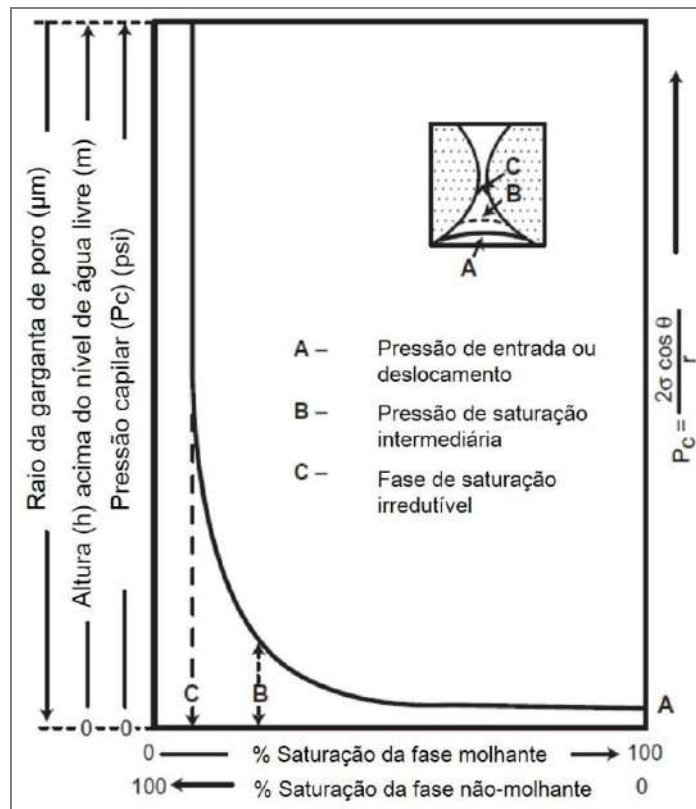
0.145 = fator de conversão para microns ( $\mu\text{m}$ ).

Um gráfico da pressão capilar de injeção de mercúrio e da saturação do fluido responde à maneira pela qual os poros e as gargantas dos poros estão saturados (Figura 33). A parte inicial da curva reflete a pressão de entrada, ou seja, a pressão exercida por um fluido não-molhante contra um fluido molhante até que este seja deslocado. A pressão capaz de intrudir o fluido não-molhante para dentro de um poro é a pressão de deslocamento. Nesta etapa o fluido não-molhante adentra os poros ocupados exclusivamente por um fluido molhante em um processo de drenagem. O gráfico de pressão de intrusão vs. saturação neste processo é chamado de curva de drenagem. À medida que a pressão de injeção é reduzida, o fluido molhante (ar ou água) fluirá para dentro do espaço poroso e o fluido não-molhante será expulso, caracterizando o processo de embebição, cujo gráfico de pressão vs. saturação durante a redução da pressão de injeção é referido como curva de embebição (LUCIA, 2007).

O tamanho do poro obtido por este método é referido como o tamanho da garganta do poro, definido como o tamanho de poro que conecta os poros maiores (LUCIA, 2007), representado no eixo vertical da curva de pressão capilar com raio da garganta dos poros em micrômetros ( $\mu\text{m}$ ). O eixo vertical também representa a altura de uma determinada saturação de água acima do nível de água livre onde a pressão capilar é zero. As trajetórias da curva de pressão capilar, à medida que elas rastreiam a saturação do fluido em pressão crescente, indicam o tamanho da garganta dos poros, a seleção e a acessibilidade (AHR, 2008). A saturação de Hg depende da (1) tensão interfacial entre o mercúrio e a água, (2) forças adesivas entre os fluidos e os minerais que compõem as paredes dos poros, (3) pressão diferencial entre o mercúrio e as fases aquosas (pressão capilar) e do (4) tamanho das gargantas dos poros (LUCIA, 2007).

Os tamanhos das gargantas de poros são calculados para cada ponto na curva de pressão capilar e apresentam uma frequência ou gráfico de frequência cumulativa. Esses gráficos caracterizam a distribuição estatística dos tamanhos das gargantas de poro na amostra, porém, não caracterizam sua distribuição espacial, além disso, essas curvas não caracterizam todos os tamanhos de poros que estão na amostra, apenas o tamanho dos poros conectados (LUCIA, 2007).

Figura 33 - Curva de pressão capilar idealizada.



Nota: Em A tem-se a pressão de entrada ou deslocamento; em B a saturação da fase não-molhante na pressão intermediária; e em C a saturação de fase molhante irredutível a pressão máxima. O eixo vertical da curva de pressão capilar fornece dados sobre pressão, tamanho da garganta do poro e altura da coluna de óleo acima do nível de água livre (FWL) e saturações a pressões variáveis.

Fonte: AHR, 2008. Adaptado pela autora, 2019.

## 2.8 Ambiente de poço

Os perfis a cabo registram e medem as propriedades das rochas e dos fluidos no interior do espaço poroso. Durante o processo de perfuração do poço, o fluido de perfuração (lama) é bombeado para o interior do poço e sobe até o anel entre o tubo de perfuração e a formação. Em formações com boas condições permo-porosas, o fluido de perfuração se infiltrará na formação devido à pressão da coluna de lama ser maior que a pressão dos fluidos presentes nos poros da formação (ELLIS; SINGER, 2008; LUCIA, 2007). A invasão do filtrado de lama na formação é interrompida rapidamente pelo acúmulo de lama na parede do poço formando o reboco (mud cake) composto de partículas de argila do fluido de perfuração.

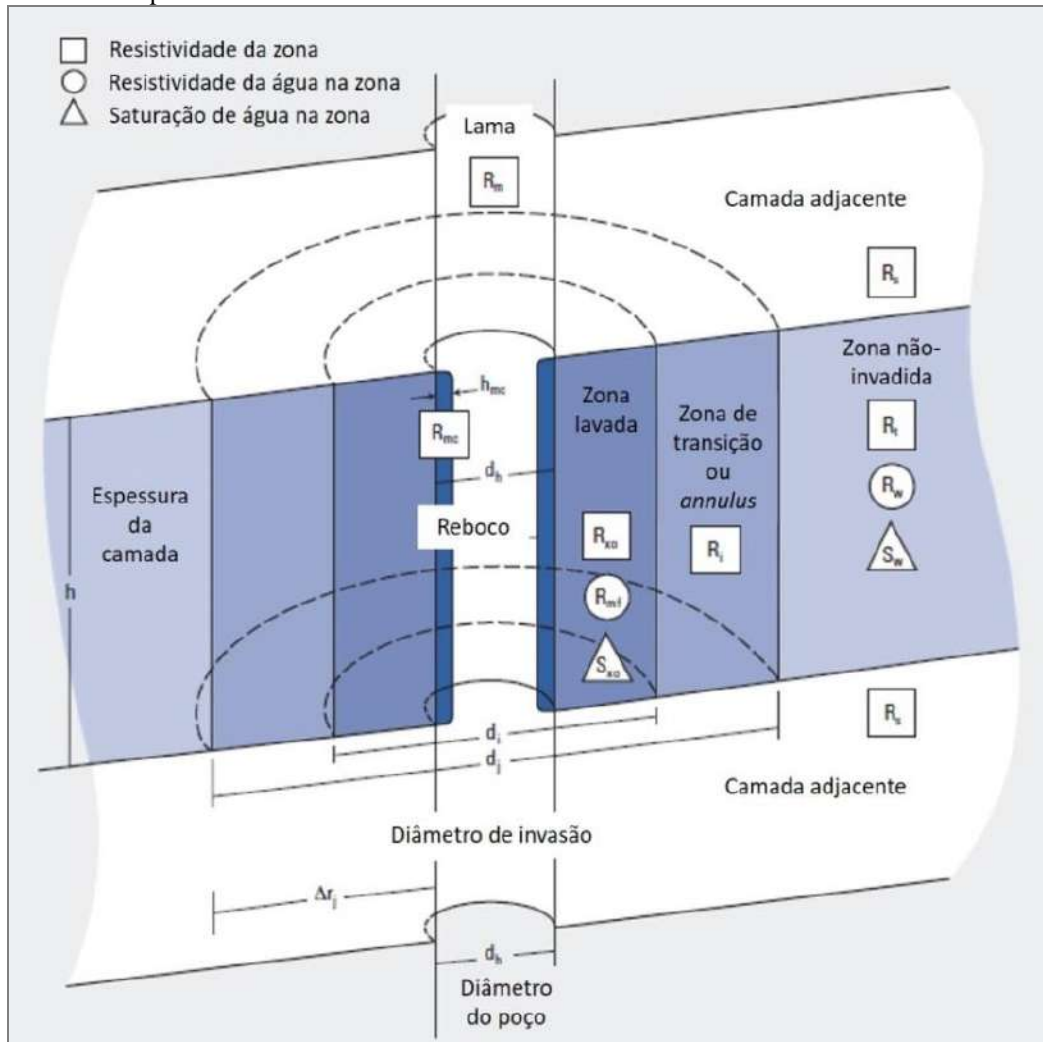
Essa invasão inicial é conhecida como “perda de fluxo”. À medida que o poço é perfurado, mais invasões ocorrem lentamente através do reboco, seja dinamicamente enquanto a lama está sendo circulada, ou estaticamente, quando a lama está parada. Além disso, o movimento da coluna de perfuração pode remover algumas porções do reboco fazendo com que o processo seja reiniciado (ELLIS; SINGER, 2008). Esta região nas adjacências do poço é chamada de “zona invadida”, formada por uma zona de lavada (flushed) e uma zona de transição. As dimensões da zona de transição irão variar com o tempo devido à difusão do fluido de perfuração dentro da formação (LUCIA, 2007).

Em uma formação que contém água, o filtrado de lama deslocará completamente a água conata da região do poço para dentro da formação (direção radial) desenvolvendo uma zona de transição entre a zona lavada e zona virgem (não-invadida pelo filtrado de lama). Em uma formação contendo hidrocarbonetos, composta de água conata e hidrocarbonetos (óleo ou gás), a água conata será deslocada para dentro da formação, no entanto, os hidrocarbonetos residuais ficarão retidos por forças capilares na zona lavada. A zona de transição formada neste tipo de reservatório terá a influência dos 3 fluidos (filtrado, água e óleo) e na zona virgem haverá a presença de hidrocarbonetos e água de formação. Assim, nesta região há um aumento da saturação do óleo (RIBEIRO, 2007). O perfil de saturação da zona lavada deve ser levado em consideração ao interpretar registros de perfis a cabo, especialmente nos perfis de resistividade. Para os perfis de nêutrons, densidade e acústico, a diferença entre as saturações de óleo e água não afeta as respostas físicas das rochas e, deste modo, são frequentemente ignoradas nos cálculos (LUCIA, 2007).

A invasão é representada pelo perfil mostrado esquematicamente na Figura 34. Junto a parede do poço está o reboco de espessura  $h_{mc}$  e resistividade  $R_{mc}$ . A zona invadida (ou lavada) apresenta diâmetro  $d_i$  e resistividade  $R_{xo}$ , determinada principalmente pela resistividade do filtrado de lama. Além da zona lavada há a zona não invadida ou virgem com resistividade  $R_t$ , caracterizada por não sofrer interferência do filtrado de lama e por conter apenas os fluidos nativos da rocha. Uma zona de transição, pequena radialmente, separa a zona lavada da zona virgem. Quando os hidrocarbonetos estão presentes na zona de transição, a resistividade ( $R_i$ ) pode ser significativamente menor que  $R_{xo}$  ou  $R_t$ . Esta condição é conhecida como efeito annulus (anel) e ocorre principalmente quando o óleo ou gás tem mais mobilidade que a água de formação, de modo que a água deslocada da zona lavada se acumula na zona de transição enquanto o óleo ou gás é deslocado para além dela (RIBEIRO, 2007). O efeito annulus tende a desaparecer com o tempo a medida que as condições físicas

de equilíbrio natural aparecem, contudo, ainda é detectado pelo registro da ferramenta de resistividade (AHR, 2008; ELLIS; SINGER, 2008).

Figura 34 – Modelo esquemático do poço e da formação usado para descrever as medidas de perfis elétricos.



Fonte: SCHLUMBERGER, 2009. Adaptado pela autora, 2019.

## 2.9 Perfis Geofísicos

O ambiente de poço é descrito em função das respostas das medições dos perfis elétricos. Estes perfis, inventados em 1927 pelos irmãos Schlumberger, são registros das características das formações rochosas atravessadas por um dispositivo de medição no poço, inicialmente utilizados para correlação de padrões similares de condutividade elétrica de um

poço a outro, aplicadas à avaliação quantitativa das formações de hidrocarbonetos, (SCHLUMBERGER, 2009).

As técnicas de perfilagem de poço não fornecem acesso direto às amostras físicas de rocha, contudo, oferecem medições contínuas e in situ de parâmetros que permitem inferir a litologia, estimativas de porosidade e permeabilidade, tamanhos de poros, quantidade e tipos de fluidos, estruturas sedimentares e tectônicas (falhas, fraturas dobras) e outros parâmetros físicos das formações geológicas e dos fluidos presentes (pressão, temperatura, salinidade, etc.). Para poços que são perfurados verticalmente, a perfilagem a cabo (wireline logging), que depende da gravidade para a descida do pacote de ferramentas, é bem adaptada para obter as medidas usadas na avaliação da formação (ELLIS; SINGER, 2008).

As técnicas de medição dos perfis geofísicos derivam de três disciplinas amplas: elétrica, nuclear e acústica. Em virtude disso, a interpretação dos dados de perfilagem de poço requer uma síntese de diversas ciências como a física, química, eletroquímica, geoquímica, acústica e geologia, para fornecer uma visão abrangente das variações dos parâmetros petrofísicos importantes para a caracterização dos reservatórios de hidrocarbonetos (ELLIS; SINGER, 2008). Deste modo, os tópicos a seguir apresentam um breve resumo das principais características e aplicações dos perfis geofísicos utilizados no escopo desta tese.

### 2.9.1 Caliper

O perfil caliper fornece a medida do diâmetro e a forma de um poço. A ferramenta consiste em uma haste de múltiplos braços extensíveis (2, 4 ou mais) com sensores acoplados nos patins. A movimentação da ferramenta no poço é convertida em um sinal elétrico por um potenciômetro. Na ferramenta de 4 braços os dois pares opostos podem ser abertos a 30 polegadas de modo que os patins sejam pressionados contra a parede do poço. Os braços se movimentam simultaneamente para mensurar o diâmetro do poço em duas direções perpendiculares (GLOVER, [200-]).

Além disso, devido a movimentação giratória da ferramenta no interior do poço, seus sensores podem fornecer medições de azimute (HAZI – hole azimuth) e o desvio da trajetória do poço (DEVI). Em poços verticais, o HAZI é constante em aproximadamente 180° e o mergulho é quase vertical (DEV próximo de 0°). O perfil caliper representa uma leitura

diferencial do caliper em relação ao diâmetro da broca de perfuração, cuja unidade de medida é dada em polegadas (GLOVER, [200-]).

O perfil caliper fornece várias informações a respeito das condições litológicas das formações (grau de consolidação, zonas de fraqueza e etc.), indicador de zonas permeáveis, cálculo da espessura do reboco, medida do volume do poço, indicador da integridade do poço e na qualidade dos dados das perfilagens que podem ser severamente afetadas se houver variações no diâmetro (p.ex. arrombamento) ou elevada rugosidade nas paredes do poço, (GLOVER, [200-]; SERRA, 2003).

### 2.9.2 Raios Gama

A ferramenta de raios gama mede a radiação natural de urânio, tório e potássio das rochas. A maioria dos isótopos encontrados naturalmente nas rochas é estável, está presente em quantidades insignificantes ou gera quantidades insignificantes de radiação. Existem, no entanto, alguns isótopos que são significativos, como o isótopo de potássio  $^{40}\text{K}$  (as formas estáveis são  $^{39}\text{K}$  e  $^{41}\text{K}$ ), os isótopos da série do Tório (Th) e os da série Urânio-Rádio (U-Ra) (GLOVER, [200-]; SCHLUMBERGER, 1998). A série de decaimento do Urânio é a que emite maiores intensidades de radiação gama (26 k fótons por grama por segundo) seguido pela série do Tório (12 k fótons / grama / segundo). O potássio é o que produz a menor intensidade de radiação (3 k fótons / grama / segundo), porém, como o potássio é abundante nas rochas da crosta, sua radioatividade impacta na formação e nos registros de perfilagem gama (SERRA, 2003).

O potássio e o tório concentram-se nos resíduos insolúveis das rochas carbonáticas como fragmentos de rochas e argilas. O urânio está relacionado a matéria orgânica e processos diagenéticos e, portanto, não fornece informação a respeito das fácies ou da fábrica da rocha (SERRA, 2003). A ferramenta de espectroscopia de raios gama (Computed Gamma Ray – CGR) distingue as fontes de radiação de urânio, tório e potássio separadamente. A ferramenta SGR combina as três fontes de radiação (LUCIA, 2007). O CGR deve ser usado para identificação da fábrica da rocha e correlação lateral de poços visto que o urânio não possui relação com os processos formadores de rocha (SCHLUMBERGER, 1998).

O perfil GR mede a radioatividade em microgramas de radio-equivalente por tonelada de formação. A profundidade de investigação da ferramenta é de aproximadamente 1 pé

(30,48 cm). Um padrão de calibração de campo é usado para normalizar as leituras para o padrão da API e os logs são calibrados em unidades de API. A resposta da ferramenta é uma função da concentração em peso do mineral radioativo na rocha e da densidade da rocha (SCHLUMBERGER, 1998).

Rochas carbonáticas apresentam baixa radioatividade natural que varia de 5 a 20 °API. Por outro lado, a radioatividade natural dos folhelhos é responsável por picos de 80 a 140° nos perfis gama (AHR, 2008; GLOVER, [200-]). A litologia que mais emite raios gama é o folhelho, por conter argilas provenientes da alteração de feldspatos e micas (derivados de rochas ígneas) que são minerais com quantidades expressivas de potássio e de isótopos das séries U-Ra e Th. Folhelhos ricos em matéria orgânica apresentam elevada radioatividade natural devido à presença de urânio associado aos compostos orgânicos (GLOVER, [200-]; SERRA, 2003). Para os cálculos de volume de folhelho (Vsh) de uma formação considera-se que o nível de GR está relacionado à argilosidade por meio da Equação 29 abaixo:

$$V_{sh} = (I_{GR}) = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{sh} - GR_{min}} \dots \dots \dots (29)$$

Onde:

$V_{sh}$  = Volume de folhelho;

$I_{GR}$  = Índice de Raios Gama;

GR = Leitura de raios gama (GR) em uma dada profundidade;

$GR_{min}$  = Menor leitura de raios gama (GR) da formação;

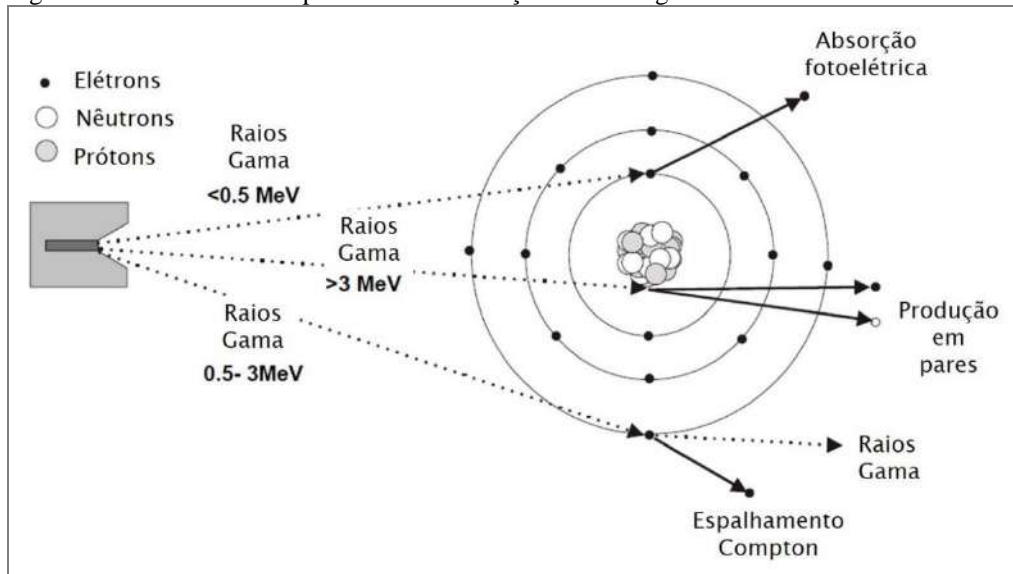
$GR_{sh}$  = Maior leitura de raios gama (GR) da formação (pico de folhelho).

### 2.9.3 Perfil Fotoelétrico

Os raios gama emitidos por uma fonte externa para dentro da formação atravessam as rochas, fluidos e lama de perfuração. A Figura 35 mostra três processos resultantes da interação dos raios gama com os átomos da formação que se aplicam a uma determinada faixa de energia (SCHLUMBERGER, 1998; SERRA, 2003).



Figura 35 – Processos de espalhamento e absorção dos raios gama.



Fonte: GLOVER, [200-]. Adaptado pela autora, 2019.

O primeiro processo, chamado “Produção em pares”, diz respeito a emissão de raios gama com energia superior a 3 MeV que interagem com o núcleo dos materiais e são convertidos em elétron e pósitron. Como a eficiência deste processo é baixa, estes raios gama tem pouca contribuição para o sinal geral. O segundo processo denominado “Efeito Compton” ou “dispersão eletrônica” diz respeito a raios gama com energia de 0,5 a 3 MeV que colidem com os elétrons dos átomos, ejetando o elétron do átomo e levando a perda de energia. Múltiplas colisões reduzem a energia do raio gama para valores abaixo de 0,5 MeV. O terceiro processo é a “Absorção fotoelétrica” em que raios gama com energia inferior a 0,5 MeV colidem com os elétrons dos átomos e são absorvidos, elevando o elétron a um nível de energia mais alto. Deste modo, os raios gama começam com uma determinada energia que pode ser perdida através da produção em pares, ou serem espalhadas pelo Efeito Compton até o ponto em que sua energia seja suficientemente atenuada a ponto de serem absorvidos (absorção fotoelétrica) (GLOVER, [200-]).

O perfil fotoelétrico (PEF) é uma ferramenta de densidade que registra apenas a absorção dos raios gama de baixa energia. O número de colisões e a consequente redução na energia de raios gama e no número de raios gama adsorvidos está diretamente relacionado ao número de elétrons nos materiais pelos quais os raios gama interagem. As altas taxas de contagem de raios gama no detector são observadas em materiais com baixa densidade de elétrons e baixas taxas de contagem para materiais com altas densidades de elétrons. Por sua vez, a densidade de elétrons está relacionada ao número atômico médio e à densidade aparente do material (GLOVER, [200-]; SCHÖN, 2014). Portanto, a perda de energia dos

raios gama pode ser relacionada diretamente à litologia (LUCIA, 2007). O perfil fotoelétrico, medido em barns por elétrons (b/e), é frequentemente usado para distinguir entre calcita e dolomita na ausência de grandes volumes de anidrita e quartzo (Tabela 3). A análise conjunta dos perfis PEF, nêutrons e densidade fornece uma identificação acurada dos principais minerais formadores de rochas carbonáticas.

Tabela 3 – Fator fotoelétrico dos cinco minerais mais comuns em rochas carbonático-evaporíticas em barns por elétrons (b/e).

Calcita	Dolomita	Anidrita	Gipsita	Quartzo
5,08	3,14	5,05	3,99	1,81

Fonte: SCHÖN, 2014.

O produto da densidade da formação  $\rho_B$  pelo fator fotoelétrico resulta no volume fotoelétrico denominado “U”, medido em barns por centímetro cúbico ( $b/cm^3$ ). Este parâmetro permite que as secções transversais dos vários componentes volumétricos de uma formação (matriz, e fluidos contidos no espaço poroso) sejam contabilizadas (SCHLUMBERGER, 1998).

#### 2.9.4 Densidade da Formação (RHOB)

Uma fonte radioativa de cézio-137 aplicada à parede do poço emite raios gama de média energia (0,66 MeV) nas formações que colidem com os elétrons das rochas e fluidos (SERRA, 2003). Em cada colisão, o raio gama tem sua energia atenuada e continua sua trajetória com um menor nível de energia (espalhamento Compton). Os raios gama que chegam ao detector, situado a uma distância fixa da fonte, são contados como uma indicação da densidade de formação. O número de colisões está relacionado diretamente ao número de elétrons na formação. Conseqüentemente, a resposta da ferramenta de densidade é determinada essencialmente pela densidade eletrônica da formação (número de elétrons por centímetro cúbico) que depende da densidade da matriz, porosidade de formação e da densidade dos fluidos no interior dos poros (SCHLUMBERGER, 1998).

A ferramenta de densidade opera centralizada e possui braços com patins que estão em contato direto com a parede do poço. A profundidade de investigação é rasa e a leitura da formação se dá apenas na região da zona lavada (aproximadamente 6 polegadas). A

informação do perfil é apresentada em uma escala de densidade linear de gramas por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>). Os principais padrões de calibração são calcários saturados com água doce de alta pureza e densidades conhecidas (LUCIA, 2007). Os blocos de alumínio e enxofre usados como padrões secundários são responsáveis pela correção automática do efeito do reboco, (SCHLUMBERGER, 1998).

Correções na leitura de densidade são necessárias quando: a) o diâmetro do poço for superior a 15” (para poços inferiores a 10” de diâmetro as correções são insignificantes); b) Quando a formação contém gás (o efeito do óleo pode não ser perceptível porque a densidade média é próxima de 1 g/cm<sup>3</sup>; porém, na presença de gás, seu efeito será diminuir densidade da formação); e c) na presença de folhelhos (tendem a diminuir a densidade da formação devido sua baixa densidade na ordem de 2,2 a 2,65 g/cm<sup>3</sup>) (SCHLUMBERGER, 1998).

O cálculo para a porosidade a partir do perfil de densidade (Equação 30) considera que para uma formação limpa com densidade da matriz conhecida ( $\rho_{ma}$ ), a porosidade  $\Phi$  que contém um fluido de densidade média  $\rho_f$  poderá ser obtida por:

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma} \dots \dots \dots (30)$$

Onde:

$\rho_{ma}$  = Densidade da matriz;

$\rho_b$  = Densidade da formação;

$\rho_f$  = Densidade dos fluidos;

Em rochas-reservatório formadas por minerais comuns e com fluidos usuais no interior dos poros (com exceção de gases e hidrocarbonetos leves), a diferença entre a densidade aparente  $\rho_{ma}$  lida no perfil de densidade e a densidade da formação  $\rho_b$  é desconsiderada. Resolvendo a equação em função da porosidade  $\Phi$  obtém-se a Equação 31 (SCHLUMBERGER, 1998):

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots \dots \dots (31)$$

O perfil de densidade é a ferramenta básica de litologia quando interpretada em conjunto com valores de porosidade obtida no perfil de nêutrons. A combinação destes

permite identificar calcário e dolomito em uma sequência de rochas carbonáticas. Utilizando as escalas corretas, os perfis de densidade e de nêutrons estarão sobrepostos em profundidades com calcário e afastados para dolomitos (LUCIA, 2007). Em zonas de gás a porosidade por nêutron é inferior a porosidade por densidade. Zonas de folhelho mostram o efeito oposto: a porosidade por nêutron é muito maior que a porosidade por densidade (AHR, 2008). Valores comuns de  $\rho_{ma}$  são dados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores de densidade dos constituintes mais comuns em reservatórios carbonáticos dados em  $g/cm^3$ .

Calcita	Dolomita	Quartzo	Salmoura	Óleo
2,71	2,85	2,65	1,14	0,8

Fonte: SCHÖN, 2014.

#### 2.9.5 Porosidade Neutrônica (NPHI)

Os perfis de nêutrons são utilizados principalmente para identificação de formações porosas e determinação de sua porosidade. Os nêutrons são partículas eletricamente neutras com massa quase idêntica à massa de um átomo de hidrogênio. Uma fonte radioativa artificial emite nêutrons de alta energia na formação que colidem elasticamente com os núcleos dos átomos das rochas, perdendo parte de sua energia (SCHLUMBERGER, 1998). Os nêutrons de alta energia da fonte ( $> 0,5$  MeV) rapidamente perdem sua energia e se tornam mais lentos, passando por estágios de nêutrons intermediários (102 a 105 eV), nêutrons epitérmicos (0,1 a 100 eV) e finalmente nêutrons térmicos ( $< 0,1$  eV) (GLOVER, [200-]; SERRA, 2003).

A maior quantidade de energia perdida por colisão ocorre quando o nêutron atinge um núcleo de massa praticamente igual, ou seja, um núcleo de hidrogênio. Portanto, a desaceleração dos nêutrons depende da quantidade de hidrogênio na formação. Em poucos microssegundos os nêutrons desaceleram ao ponto de serem absorvidos pelos núcleos de átomos como cloro, hidrogênio ou silício. Esta absorção resulta na excitação momentânea destes átomos que ao retornarem ao equilíbrio emitem um raio gama de alta energia. Dependendo do tipo de ferramenta de nêutrons, o detector pode contabilizar os raios gama, os nêutrons epitérmicos ou térmicos (SCHLUMBERGER, 1998; SERRA, 2003).

Em formações com grande quantidade de átomos de hidrogênio (ou seja, em rochas porosas), os nêutrons são desacelerados e absorvidos muito rapidamente a uma curta distância

da fonte radioativa de modo que a taxa de contagem de nêutrons atenuados ou de raios gama é baixa na ferramenta. Por outro lado, em formações com pouca quantidade de hidrogênio (pouco porosas), os nêutrons são desacelerados e absorvidos mais lentamente e viajam através da rocha antes de serem absorvidos e, conseqüentemente, a taxa de contagem de nêutrons lentos ou de raios gama na ferramenta é, portanto, maior (SCHLUMBERGER, 1998).

A concentração parcial de hidrogênios de um material pode ser expressa como Índice de Hidrogênio (IH), definido como a concentração parcial de hidrogênios por unidade de volume em relação à água. A calibração da ferramenta de nêutrons é feita com um calcário puro ( $IH = 0$ ) saturado em água doce ( $IH_{\text{água}} = 1$ ). Neste contexto, o índice de hidrogênio é uma medida indireta da porosidade ( $IH = \Phi$ ) pois os minerais da formação não contêm hidrogênio e os poros estão completamente saturados com água. Na prática, elementos além do hidrogênio, como cloro e silício, têm um efeito sobre a atenuação energética dos nêutrons na formação, no entanto, os pequenos erros introduzidos assumindo que é apenas o hidrogênio que afeta os nêutrons são superados pela calibragem da ferramenta (GLOVER, [200-]; SERRA, 2003). Outros fatores impactam na leitura do perfil de nêutrons e devem ser observados durante a interpretação: a) presença de gás (subestimam a porosidade da formação devido ao baixo IH do gás); b) conteúdo de argila (a existência de água na estrutura cristalina dos argilominerais resulta em um aumento do IH e, conseqüentemente, uma superestimativa da porosidade); c) presença de água conata / fluido de perfuração com alta salinidade (elevadas concentrações de cloro potencializam a absorção dos nêutrons, causando um aumento errôneo da porosidade) (AHR, 2008; GLOVER, [200-]; LUCIA, 2007; SERRA, 2003).

A ferramenta CNL (Compensated Neutron Logs) é um instrumento centralizado de espaçamento duplo de detecção de nêutrons térmicos dimensionada para calcários (SCHLUMBERGER, 1998). A perfilagem da ferramenta de nêutrons compensados é normalmente realizada em conjunto com o perfil de densidade a fim de minimizar os efeitos dos parâmetros de poço como variações de diâmetro e rugosidade (LUCIA, 2007).

A profundidade de investigação das leituras da ferramenta depende diretamente da quantidade de hidrogênio na formação. Assim, para rochas porosas que contêm água ou hidrocarbonetos, a profundidade de investigação é pequena. Para rochas de baixa porosidade contendo água ou hidrocarbonetos, há menos hidrogênios na formação e a profundidade da investigação é maior. De um modo geral, a resolução vertical da ferramenta CNL é de 1 pé e a profundidade de investigação radial é de aproximadamente 10 a 12 polegadas (25 a 30 cm), ou seja, dentro da zona invadida. Os dados da ferramenta CNL são fornecidos em unidades de

porosidade de calcário equivalentes, com escala variando em aproximadamente 10% a 30%, (GLOVER, [200-]; LUCIA, 2007).

Uma combinação do perfil de nêutrons com um ou mais perfis de porosidade produz valores de porosidade com boa precisão, além de servir como apoio para a identificação litológica (SCHLUMBERGER, 1998). A porosidade calculada a partir dos perfis de nêutrons e densidade utiliza vários algoritmos, no entanto, a forma geral da equação é dada pela Equação 32 abaixo (LUCIA, 2007):

$$\Phi_{ND} = \left( \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \right) \dots\dots\dots(32)$$

Onde:

$\Phi_N$  = porosidade por nêutrons corrigida pela litologia

$\Phi_D$  = porosidade por densidade corrigida pela litologia

### 2.9.6 Sônico

A ferramenta sônica consiste em um transmissor que emite um pulso de som (onda elástica) e um receptor que capta e grava o pulso à medida que passa pelo receptor. O trem de ondas que chega aos receptores é formado diferentes domínios acústicos - ondas P, S, Rayleigh, Stoneley e de lama. O primeiro tipo de onda que chega ao receptor é a onda P, chamada também de compressional ou longitudinal, mais rápida e de pequena amplitude, capaz de se propagar em meios sólidos e líquidos. Esta onda ao chegar à interface lama-parede do poço é refletida de volta na lama e também refratada na formação em uma velocidade maior devido a maior densidade das rochas. Em síntese, o perfil sônico é o registro do tempo necessário para que uma onda P percorra 1 pé de formação (SCHLUMBERGER, 1998).

A ferramenta opera centralizada no poço e contém múltiplos receptores e transmissores ajustados em configurações específicas que variam a depender do modelo, de maneira a reduzir os efeitos do poço (alargamento ou estreitamento do poço, rugosidade, etc). Sua calibração ocorre dentro do poço com uma litologia pura e de velocidade de onda conhecida, como anidrita (50,0 ms / ft.) ou sal (66,7 ms / ft.). No geral, a profundidade de

investigação varia de 2,5 a 25 cm em média e a resolução vertical é igual ao espaçamento entre dois receptores (comumente 2 pés). Estratos com espessuras inferiores são detectadas pela ferramenta, porém, o sinal será de baixa precisão (GLOVER, [200-]; SCHLUMBERGER, 1998; SERRA, 2003).

O intervalo de tempo de trânsito por pé percorrido na formação é chamado de delta t (Dt), registrado no perfil em microssegundos por pé ( $\mu\text{s} / \text{ft}$ ). A maioria das formações fornece tempos de trânsito entre 40 e 140  $\mu\text{s} / \text{ft}$ , sendo estes os valores geralmente usados como escala (SCHLUMBERGER, 1998).

A velocidade da onda compressional depende das propriedades elásticas da rocha. Portanto, o tempo de trânsito dependerá da composição e microestrutura da matriz, tipos de fluido no espaço poroso, tipos de poros e porosidade (LUCIA, 2007). Alguns valores tabelados de tempo de trânsito e velocidades dos diferentes tipos de materiais em uma formação estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores para  $\Delta t$  e V usados na equação de Wyllie.

Material	$\Delta t$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	V (ft/s)	V (m/s)
Arenito compacto	55.6 – 51.3	18000 - 19500	5490 - 5950
Calcário	47.6 – 43.5	21000 - 23000	6400 - 7010
Dolomito	43.5 – 38.5	23000 - 26000	7010 - 7920
Anidrita	50.0	20000	6096
Folhelho	170 - 60	5880 - 16660	1790 - 5805
Revestimento do poço	57.1	17500	5334
Água (200 kppm) (15 psi)	180.5	5540	1690
Água (150 kppm) (15 psi)	186	5380	1640
Água (100 kppm) (15 psi)	192.3	5200	1580
Óleo	238	4200	1280
Metano (15 psi)	626	1600	490

Fonte: SCHLUMBERGER, 1998.

A equação de Wyllie (Equação 33) expressa a relação entre o tempo de trânsito e a porosidade de uma formação (LUCIA, 2007; SCHLUMBERGER, 1998). Sua equação fornece uma média do tempo de trânsito das ondas (ou da velocidade) em função do tempo de trânsito na formação (matriz, poros e fluidos).

$$\Delta t = \Phi \cdot \Delta t_p + (1 - \Phi) \cdot \Delta t_{ma} \dots \dots \dots (33)$$

Reescrevendo a equação de Wyllie em função da porosidade tem-se a Equação 34 abaixo:

$$\Phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_p - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots(34)$$

Onde:

$\Phi_S$  = porosidade sônica;

$\Delta t$  = tempo de trânsito da onda na formação;

$\Delta t_p$  = tempo de trânsito da onda no espaço poroso 100% saturado por fluidos;

$\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito da onda na matriz rochosa.

O perfil sônico é sensível apenas à porosidade intergranular / interpartícula. Em contraste, os perfis de densidade e de nêutrons registram a porosidade total. A diferença entre as duas medições, portanto, pode ser usada para calcular um valor para a porosidade secundária, chamado de índice de porosidade secundária (LUCIA, 2007), definido de acordo com a Equação 35:

$$\Phi_2 = (\Phi_N, \Phi_D) - \Phi_S \dots\dots\dots(35)$$

A equação de Wyllie não se aplica a rochas caracterizadas por vugs não-conectados, de modo que a velocidade sônica é maior do que a esperada para a porosidade interpartícula. Esta equação só pode ser aplicada a rochas carbonáticas com poros vulgares não-conectados e fraturas somente se for calibrada com descrições petrográficas (LUCIA, 2007).

### 2.9.7 Resistividade

A medição da resistividade é fundamental para a avaliação da saturação de água da formação. Os perfis elétricos mais comuns com profundidade de investigação média a profunda são: 1. Elétrico convencional com arranjo de eletrodos laterais (ES); 2. Indução (IL); 3. Laterologs (LL); e 4. Perfil de foco esférico (SFL). Os três últimos dispositivos, por serem dispositivos focalizados, são menos sensíveis ao poço (SERRA, 2003). Nessa seção é detalhada apenas a ferramenta de indução.

Perfis de resistividade obtidos por ferramentas de indução foram projetados para poços perfurados com lamas altamente resistivas (lamas à base óleo ou gás como fluido de poço).



Esta ferramenta é capaz de realizar medições profundas da resistividade da formação (zona não-invadida) com baixa interferência das condições de poço e da zona invadida pelo fluido de perfuração (SCHLUMBERGER, 1998).

A configuração básica de funcionamento da ferramenta de indução consiste em uma bobina transmissora responsável por emitir uma corrente alternada de alta frequência na formação capaz de produzir um campo magnético alternado que, por sua vez, induz correntes secundárias na formação. Essas correntes fluem em *loops* circulares coaxiais (efeito Foucault), cada uma criando seu próprio campo magnético que induz uma voltagem na bobina receptora.

Usando um modelo simplificado, ou seja, de uma ferramenta que opera centralizada no poço perfurado em uma formação homogênea e isotrópica, a resposta da ferramenta pode ser calculada como a soma dos sinais elementares criados por correntes coaxiais da formação. Como o meio não é um modelo ideal, várias correções são aplicadas nas leituras de resistividade no processamento das curvas (fator geométrico, efeito de pele, condições do ambiente de poço, etc.) (SCHLUMBERGER, 1998; SERRA, 2003).

As ferramentas modernas de indução apresentam configurações complexas baseadas no sistema simples de duas bobinas. A resposta de uma sonda multibobina é obtida dividindo-a em todas as combinações possíveis de duas bobinas de pares transmissor-receptor. A resposta de cada par de bobinas é ponderada pelo produto do número de voltas nas duas bobinas e pelo produto de sua área de seção transversal (SCHLUMBERGER, 1998). Os perfis de indução mais modernos são os arranjos de indução (AIS, HDIL), formados por uma bobina transmissora e quatro receptoras. A reconstrução matemática do sinal permite que a resistividade seja calculada para determinadas faixas de profundidade, permitindo mapear o perfil de invasão completo (GLOVER, [200-]). Os perfis de resistividade são apresentados em três profundidades de investigação radial e plotados juntos no mesmo *track* em escala logarítmica que varia de até 0,2 a 2000 ohm.m (SCHLUMBERGER, 1998).

Os valores de resistividade nos perfis de investigação profunda (zona não-invadida pelo fluido de perfuração / filtrado de lama) podem ser usados juntamente com valores de porosidade ( $\Phi$ ), resistividade de água de formação  $R_w$  e dados de coeficiente de cimentação ( $m$ ) e de saturação ( $n$ ) derivados de medições laboratoriais em testemunhos para calcular a saturação de água ( $S_w$ ) que, por sua vez, é fundamental nos cálculos de volume de óleo do reservatório (STOOIP -*Stock-Tank Original Oil In Place*). O cálculo de saturação a partir da resistividade está fundamentado nas leis de Archie, detalhadas na sessão 2.1.5.

### 2.9.8 Ressonância Magnética Nuclear (CMR)

A ferramenta de perfilagem de ressonância magnética nuclear do tipo CMR (Combinable Magnetic Resonance) inclui uma antena direcional curta localizada entre um par de ímãs que geram um campo magnético focado cerca de 1000 vezes mais forte que o campo magnético terrestre. Os magnetos são arranjados de forma que os campos se intersectem formando uma zona de força constante sobre 1” dentro da formação. Esta tecnologia elimina os efeitos de campos magnéticos estáticos não-uniformes e aumenta a força do sinal. O design da ferramenta permite medir um volume na região de cerca de 0,5 - 1,23 pol. (1,3 - 3,2 cm) dentro da formação e garante uma resolução vertical equivalente a 15 cm (6”) de comprimento equivalente a distância entre o campo magnético e a antena (ALLEN et al., 2000; KENYON et al., 1995).

A ferramenta é pressionada contra a parede do poço por uma mola de pressão, garantindo o contato do sensor com a parede da formação e eliminando o efeito do reboco e da rugosidade do poço das leituras. O design de haste e patins curtos permite perfilar poços com diâmetros de até 15 cm (ALLEN et al., 2000). A calibração da ferramenta é feita a partir de um recipiente de água para simular 100% de porosidade (KENYON et al., 1995).

A sequência de medição por pulso magnético CPMG inicia com um tempo de cerca de 1.3s para permitir a completa polarização dos prótons de hidrogênio na formação. A antena transmite um trem de 600 pulsos magnéticos no interior da formação em um intervalo de 200ms. Cada pulso induz um sinal de RMN (eco de spin) a partir dos alinhamentos dos prótons. A antena também atua como um receptor e registra cada amplitude do eco de spin. A distribuição de T2 é derivada a partir do decaimento da curva de eco de spin, chamada de ‘curva de relaxação’ (ALLEN et al., 1997). As medidas da ferramenta CMR-200 combinam a sobreposição de pares alternados de fase (PAP) de sequências de eco pulsado Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). O empilhamento vertical das medidas de T2 é feito para obter a média dos tempos de T2 com o intuito de melhorar a relação sinal / ruído necessária para o processamento de inversão de T2 (ALLEN et al., 2000).

Por sua vez, o processamento otimizado EPM (Enhanced-Precision Mode) consiste em uma longa sequência de pulsos CPMG em tempo de espera que mede todos os componentes T2, seguida por uma série de curtas sequências de tempo de espera projetada para melhorar a precisão de T2 curtos relacionados aos menores poros das rochas. As curtas sequências de tempo de espera são empilhadas para diminuir o ruído da medição, resultando em maior

precisão nos dados de eco iniciais. Esta técnica possibilita obter a porosidade e permeabilidade de RMN em alta resolução, extremamente úteis em zonas laminadas de reservatórios (ALLEN et al., 2000).

A ferramenta de perfilagem por RMN do tipo CMR-200 é capaz de medir componentes de T2 da formação igual a 0,3 ms em perfilagem contínua e em 0,1 ms em perfilagem estacionária. Isto garante medidas de porosidade total que incluem microporos associados a silte e argilas caracterizados por T2 inferior a 3 ms (ALLEN et al., 1997). O perfil de RMN aplicado a perfilagem de poços é uma das técnicas mais utilizadas atualmente para a determinação do tipo dos fluidos contidos nas rochas com excelentes respostas em reservatórios carbonáticos perfurados com fluidos à base óleo (SOUZA, 2012).

#### 2.9.9 Imagem Acústica (CAST)

Ferramentas de perfis de imagem a cabo foram desenvolvidas a partir de perfis dipmeter, originalmente construídos para determinar a geometria e propriedades estruturais da formação, (BROWN et al., 2015). O princípio físico para aquisição de perfis de imagem consiste na emissão de pulsos de ondas acústicas que se propagam no fluido até atingir a parede do poço (BROWN et al., 2015). Devido ao contraste de impedância entre o fluido e a rocha, as ondas ultrassônicas refletem ao interagir com a parede do poço e são captadas pelo receptor para o registro do tempo de trânsito e amplitude. Os pulsos de onda são emitidos por um transdutor que consiste em cristal piezoelétrico capaz de transformar um pulso elétrico em um pulso mecânico. Este mesmo transdutor também é receptor, responsável por captar e colimar os feixes de ondas refletidas e em seguida convertê-las em sinal elétrico (RIDER, 2002).

A ferramenta CAST (Circumferential Acoustic Scanning Tool) foi desenvolvida pela Halliburton a partir da tecnologia de imagem ultrassônica para fornecer imageamento em poços perfurados com fluidos condutivos e também resistivos como lama base óleo (Oil-Based Mud) (HALLIBURTON, 2017). Esta ferramenta é equipada com um transdutor rotativo responsável pela cobertura 100% azimutal da parede do poço, gerando centenas de amostras azimutais com informações de amplitude e tempo de trânsito a cada revolução. A resolução azimutal destas ferramentas é de aproximadamente 2°, com resolução vertical de 0,2” a 1,0” que varia com a frequência de pulso sônico (GAILLOT et al., 2007).

Os sensores da ferramenta de imagem são orientados com o Norte Verdadeiro e estão em uma mesma profundidade, configurando um ângulo de 0°. Uma camada inclinada ou uma feição que intersecta o poço é captado pelos sensores a vários pontos de profundidade dentro do poço. Camadas com laminação e/ou estratificação de baixo ângulo são plano-paralelas na imagem. Por outro lado, camadas com alto ângulo de mergulho mostram-se como linhas sinusoidais, o que fornece a direção e a magnitude do mergulho quando a imagem está orientada (BROWN et al., 2015; RIDER, 2002).

A resposta das imagens varia em função do tipo de fluido usado na perfuração: lama base água doce, água com barita e lama base óleo (RIDER, 2002). Como as ferramentas de perfis de imagem acústica dependem de pulsos sonoros, elas podem operar em lamas resistivas, (GAILLOT et al., 2007). O transdutor da ferramenta de perfilagem acústica opera a frequências de 150 KHz ou 500 KHz a depender do tipo de lama utilizado na perfuração do poço. Estas frequências garantem a penetração do pulso sônico mesmo em poços perfurados com fluidos mais densos (inferiores a 1,6 g/cm<sup>3</sup>), já que a lama causa uma atenuação na amplitude do sinal refletido (RIDER, 2002).

A construção de uma imagem acústica é feita a partir do arranjo das medidas azimutais de amplitude e tempo de trânsito processados em uma imagem colorida ou tons de cinza que varia em função da refletância. Estas imagens são orientadas pela combinação dos dados de inclinometria e apresentados em 2D. Na imagem, cada ponto amostrado equivale a um pixel e cada pixel é formado por centenas de pontos amostrados a uma mesma profundidade ao redor da circunferência do poço. Caso haja aumento no diâmetro do poço, o tamanho do pixel no eixo X aumentará, pois a ferramenta opera de modo centralizado no interior do poço (RIDER, 2002). Por isso, os perfis de imagem acústica são extremamente sensíveis às variações de superfície na parede do poço. As variações litológicas na formação são observadas nas imagens UBI somente se houver efeitos correspondentes na superfície do poço, como alterações na rugosidade ou no diâmetro do poço (BROWN et al., 2015).

A geração da escala de cor ou de cinza da imagem é a maior etapa no processamento de amplitude e tempo de trânsito devido a vários efeitos indesejados na imagem (artefatos) causados por condições de poço e perfilagem. Diversos artefatos foram tratados nos trabalhos de Lofts e Bourke (1999), Al-Khabbaz et al. (2012), dentre outros, de modo que o reconhecimento destes é fundamental para uma correta interpretação geológica dos perfis de imagem. Para minimizar os artefatos, durante o processamento são aplicados filtros, equalizações e outras técnicas de processamento como correção de amplitude (devido aos

efeitos das variações de velocidade e descentralização da ferramenta) e filtros de ruídos (RIDER, 2002; SLB, 2002).

As escalas de cores variam com a amplitude: cores claras estão relacionadas a grandes amplitudes e o preto para amplitude zero. O perfil de amplitude é um indicador de impedância acústica e rugosidade da parede do poço e, desta forma, fornece informações litológicas. Paredes de poço lisas em formações rochosas bastante consolidadas retornam um sinal de grande amplitude ao receptor. A normalização dinâmica, geralmente em um intervalo de 1 m, é aplicada às imagens para destacar as feições do poço. As cores escuras representam baixa amplitude e grandes raios, indicando rugosidade do poço, alargamentos e material atenuante (SCHLUMBERGER, 2002).

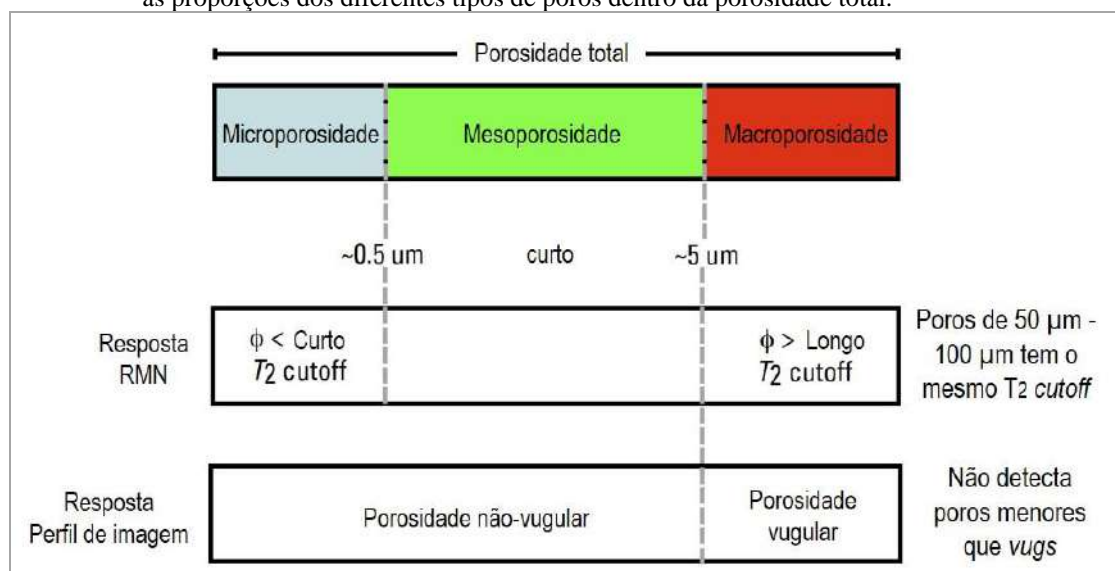
Ferramentas de imagem tem sido aplicadas em uma ampla variedade de ambientes geológicos, desde formações bem consolidadas, como rochas carbonáticas incluindo intervalos fraturados / carstificados, e em sequências de areia / folhelho finamente laminados inconsolidados. As principais aplicações dos perfis de imagem incluem a visualização in situ das estruturas sedimentares e tectônicas (dobras, fraturas, falhas) principalmente em intervalos não-amostrados da formação, medição de direção e mergulho de camadas e descontinuidades em imagens orientadas e cálculos inferidos de porosidade e permeabilidade (BROWN et al., 2015; ELLIS; SINGER, 2008; MENEZES DE JESUS et al., 2016; SCHLUMBERGER, 2002; SHAHINPOUR, 2013). Além disso, estas ferramentas tem sido usadas no suporte à análise de testemunho, estratigrafia, reconstrução de fácies e análise diagenética (GAILLOT et al., 2007; LUCIA 2007).

## **2.10 Classificação do tamanho de poros**

A classificação de tamanho de poros está baseada nos esquemas de partição de porosidade elaborada para reservatórios carbonáticos não-fraturados. Marzouk, Takezaki e Miwa (1995) apresentaram a partição de porosidade baseada no raio da garganta de poros a partir das análises de pressão capilar por injeção de mercúrio, com volume total de poros particionado em frações de micro, meso e macroporos. Hassall et al. (2004) e Gomaa et al. (2006a) mostraram que um particionamento de porosidade similar é possível a partir de perfis de imagem e de RMN. Eles demonstraram que as partições de tamanho poral poderiam ser usadas para estimar a permeabilidade e identificar petrofácies.

Para os perfis de RMN se aplicam dois cut-off's na distribuição de T2. Um curto cut-off de milissegundos define a fração de microporos e um longo cut-off define a fração de macroporos. A fração de macroporos é também obtida a partir das imagens de poço pela conversão da imagem resistiva em uma imagem de porosidade e a partir das imagens gera-se um histograma de porosidade sobre uma curta janela de profundidade. A característica bimodal deste histograma indica a presença de largos poros que pode ser computada a partir de histogramas de porosidade. O esquema de partição considera que os largos poros são equivalentes a macroporosidade (Figura 36).

Figura 36 – Partição de porosidade em carbonatos usando perfis de NMR e de imagem para determinar as proporções dos diferentes tipos de poros dentro da porosidade total.

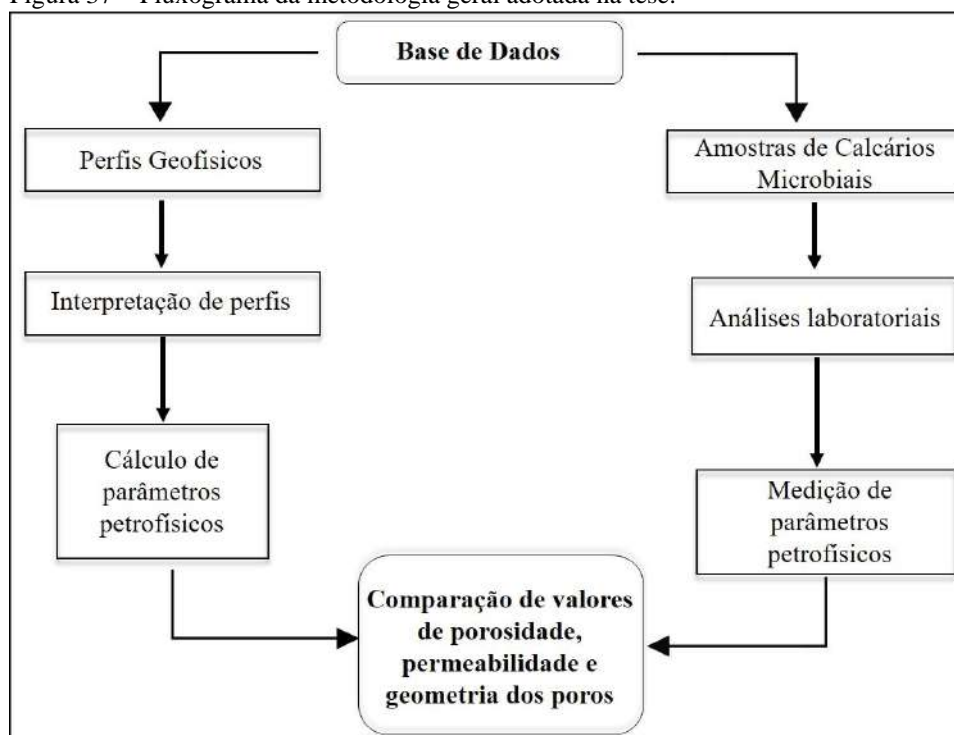


Fonte: RAMAMOORTHY et al., 2010. Modificado pela autora, 2019.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

A base de dados utilizada nesta tese é constituída por perfis geofísicos de poços e amostras de calcários microbiais consideradas análogas geológicas aos reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal. Os perfis são oriundos de dois poços do Campo de Lula, Pré-sal da Bacia de Santos, nas profundidades em que ocorrem os reservatórios de calcários microbiais. As amostras de calcários microbiais análogos foram coletadas em afloramentos provenientes de diferentes localidades dentro e fora do Brasil e foram submetidas à ensaios laboratoriais para caracterização geológica e petrofísica do arcabouço e espaço poroso. O fluxograma geral de trabalho está resumido na Figura 37.

Figura 37 – Fluxograma da metodologia geral adotada na tese.



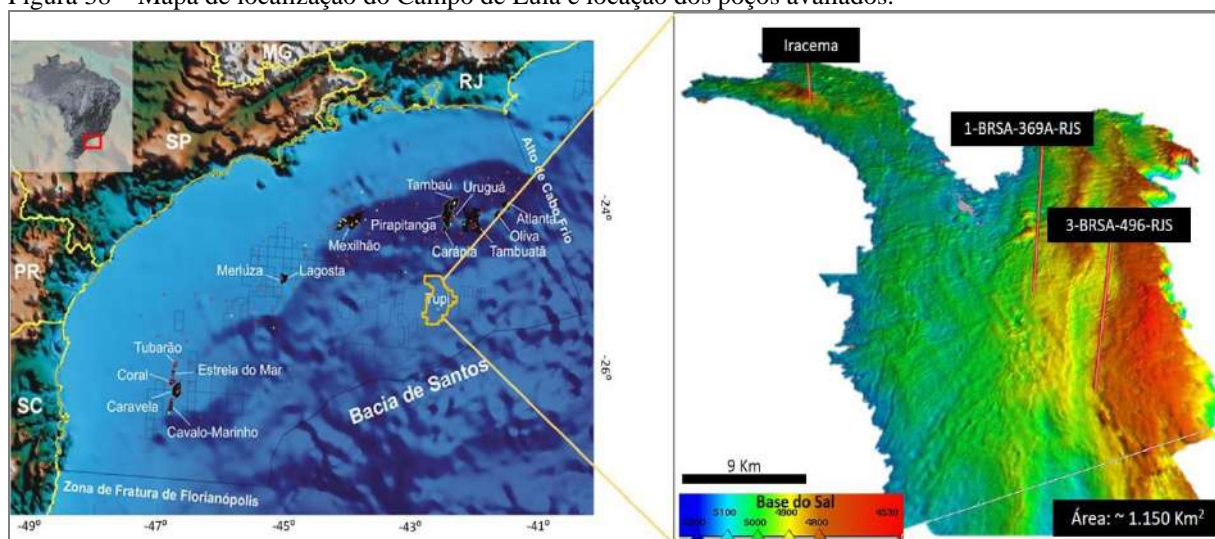
Fonte: A autora, 2019.

#### 3.1 Perfis Geofísicos de Poço

A avaliação de formação foi feita nos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496A-RJS, ambos perfurados no setor sul do Campo de Lula (BM-S-11), Bacia de Santos (Figura

38). Estes poços atravessaram espessuras superiores a 200 m de rochas-reservatório correspondentes aos microbialitos da Formação Barra Velha. O conjunto de dados de poço cedido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) é constituído por perfil composto, relatório final de poço exploratório (RFP-EX), descrições de amostras laterais e de calha, dados de perfuração e perfis de poço oriundos da perfilagem a cabo (wireline logs) em formato .dlis e las. Os tipos de curvas analisadas em cada poço estão resumidos na Tabela 6.

Figura 38 – Mapa de localização do Campo de Lula e locação dos poços avaliados.



Fonte: CHANG et al., 2008; ESTRELLA, 2009. Modificado pela autora, 2019.

Tabela 6 – Lista de perfis disponíveis por poço.

Perfis	Poços / mnemônicos	
	1-BRSA-369A-RJS	3-BRSA-496-RJS
Raios Gama	GR	GR
Resistividade	AHT 10, 30, 90	HT 02, 06, 12
Densidade	RHO8	RHOB
Nêutrons	NPHI	NPHI
Sônico	DTCO	DT
Fotoelétrico	PEFZ	PE
Ressonância Magnética	T2_DIST; T2 <sub>LM</sub> ; T2 <sub>Cutoff</sub> ; TCMR; CMRP_3MS; CMFF; KSDR; KTIM	
Imagem Acústica	Indisponível	CAST

Nota: A perfilagem a cabo do poço 1-BRSA-369A-RJS foi realizada pela Schlumberger. No poço 3-BRSA-496-RJS a perfilagem foi feita pela Halliburton (com exceção do perfil de ressonância, realizado pela Schlumberger).

Fonte: A autora, 2019.

As seções subsequentes apresentam uma síntese das informações de cada poço disponíveis nos relatórios finais RFP-EX.



### 3.1.1 Poço 1-BRSA-369A-RJS

O poço pioneiro 1-BRSA-369A-RJS ou 1-RJS-628 deu início a descoberta do Campo de Tupi / Lula (BM-S-11) entre os anos de 2005 e 2006 na Bacia de Santos (ANP, 2018). Este poço, do tipo vertical, está localizado em regiões de águas ultraprofundas com batimetria de 2134 m e distante cerca de 250 Km ao Sul da cidade do Rio de Janeiro. Este poço teve por finalidade “testar a trapa estrutural ao nível dos carbonatos e arenitos da Formação Barra Velha (andares Alagoas, Jiquiá e Buracica) e embasamento fraturado, com alvo nos carbonatos do andar Alagoas (~5050 m) e Jiquiá (5150 m)” (RFP-EX, 2007). Os carbonatos dos andares Alagoas e Jiquiá (Eocretáceo) representam os “reservatórios microbiais” pertencentes à Formação Barra Velha, objeto de estudo desta tese. O fluido de perfuração utilizado foi base óleo (Oil Based-Mud – OBM) para enfrentar as dificuldades operacionais e geológicas da perfuração da coluna de sal com 1916 m de espessura que se encontram sobrepostos a estes carbonatos.

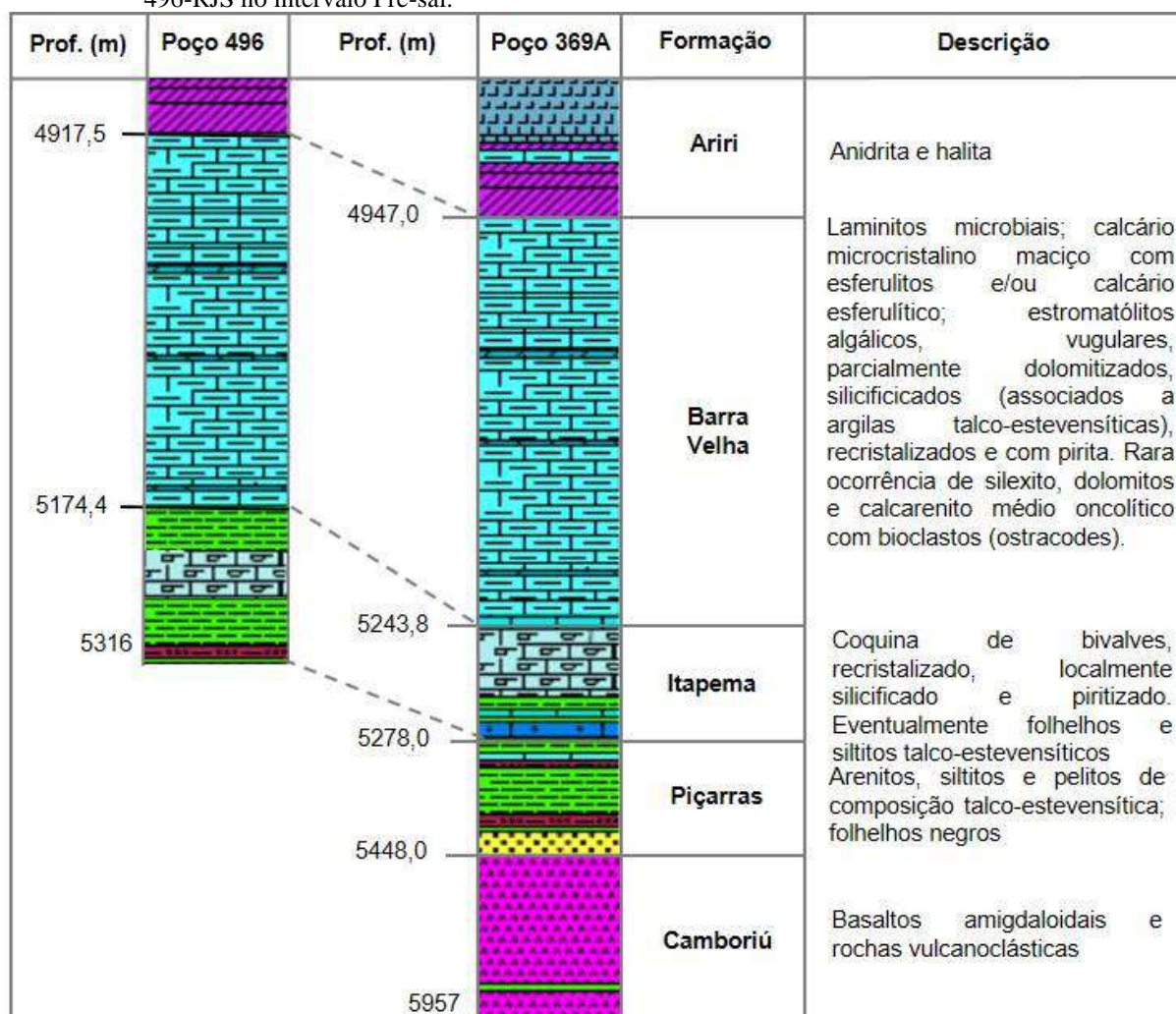
De acordo com Moreira et al. (2007) e dados do perfil composto, este poço apresenta topo nos folhelhos da Formação Marambaia (em 2154 m) e base nos basaltos da Formação Camboriú (em 5957 m). Os calcários da Formação Barra Velha estão em contato concordante no topo com os evaporitos da Formação Ariri (4947,80 m) e discordante na base com as coquinas da Formação Itapema (em 5243,80 m), totalizando 296 m de espessura (Figura 39). O poço não teve intervalos testemunhados, contando apenas com coleta de amostras laterais e de calha que serviram como base para a caracterização litológica do perfil composto e RFP-EX.

### 3.1.2 Poço 3-BRSA-496-RJS

O poço de extensão 3-BRSA-496-RJS situa-se a 9,3 Km ao sul do poço 1-BRSA-369A-RJS, dentro do Campo de Tupi / Lula (BM-S-11) na Bacia de Santos. Está localizado em regiões de águas ultraprofundas, com batimetria de 2172 m e distante cerca de 280 Km ao Sul da cidade do Rio de Janeiro. Este poço, classificado como poço produtor de óleo, foi perfurado com o objetivo de investigar a extensão, para sul, dos carbonatos microbiais dolomitizados produtores de óleo no poço pioneiro 1-RJS-628A (delimitação da descoberta

de Tupi). O topo do poço situa-se na profundidade 2191 m, dentro da Formação Marambaia, e a base encontra-se na profundidade de 5316 m, no contexto da Formação Itapema. Para alcançar os reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha o poço atravessou uma muralha de sal com 2200 m de espessura, formada predominantemente por halita e anidrita, intercaladas a camadas pouco espessas de carnalita e taquidrita. O fluido de perfuração utilizado foi base óleo (OBM). A Formação Barra Velha é formada por uma sucessão de carbonatos microbiais com espessura de 258,5 m, em contato superior discordante com camadas de anidrita pertencentes a Formação Ariri e, na base, com folhelhos talco-estevensíticos e coquinas na Formação Itapema (Figura 39). Um intervalo de 8,8 m de espessura no topo da Formação Barra Velha (4917,5 m - 4925,4 m) foi testemunhado e amostras laterias e de calha foram coletadas ao longo da formação, com breves descrições litológicas presentes no RFP-EX.

Figura 39 – Correlação entre perfis litoestratigráficos esquemáticos dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS no intervalo Pré-sal.



Fonte: MOREIRA et al., 2007; Relatório final de poço exploratório, [200-]. Adaptado pela autora, 2019.

### 3.1.3 Ocorrência de óleo e delimitação da profundidade de estudo

Indícios de hidrocarbonetos leves foram detectados por testes de formação (TFR) em ambos os poços, com óleos de 27 - 29°API. No poço 1-BRSA-369A-RJS, o óleo foi encontrado no topo da Formação Barra Velha (RFP-EX). No poço 3-BRSA-496-RJS, as ocorrências de óleo se dão em várias profundidades que vão desde o topo até próximo à base da formação (Tabela 7). A profundidade de interesse para este estudo *abrange* a totalidade da sucessão carbonática da Formação Barra Velha em ambos os poços, o que viabilizou a comparação das características geológicas e petrofísicas entre zonas reservatório e não-reservatório de petróleo.

Tabela 7 – Indícios de petróleo na Formação Barra Velha.

Poço	Profundidade		Ocorrência / Tipo	Fluorescência / °API
	Topo	Base		
1-BRSA-369A-RJS	4950	5026	TFR (tubulação, cabo)	27 – 29,5°
3-BRSA-496-RJS	4917,5	4921,1	Testemunho (Impregnação)	Esparsa, total, corte imediato, radial
	4923,8	4925,4		
	4918	4988 5118	TFR (tubulação, cabo) Poço surgente de óleo	27 – 28°

Fonte: Relatório final de poço exploratório, [200-]. Adaptado pela autora, 2019.

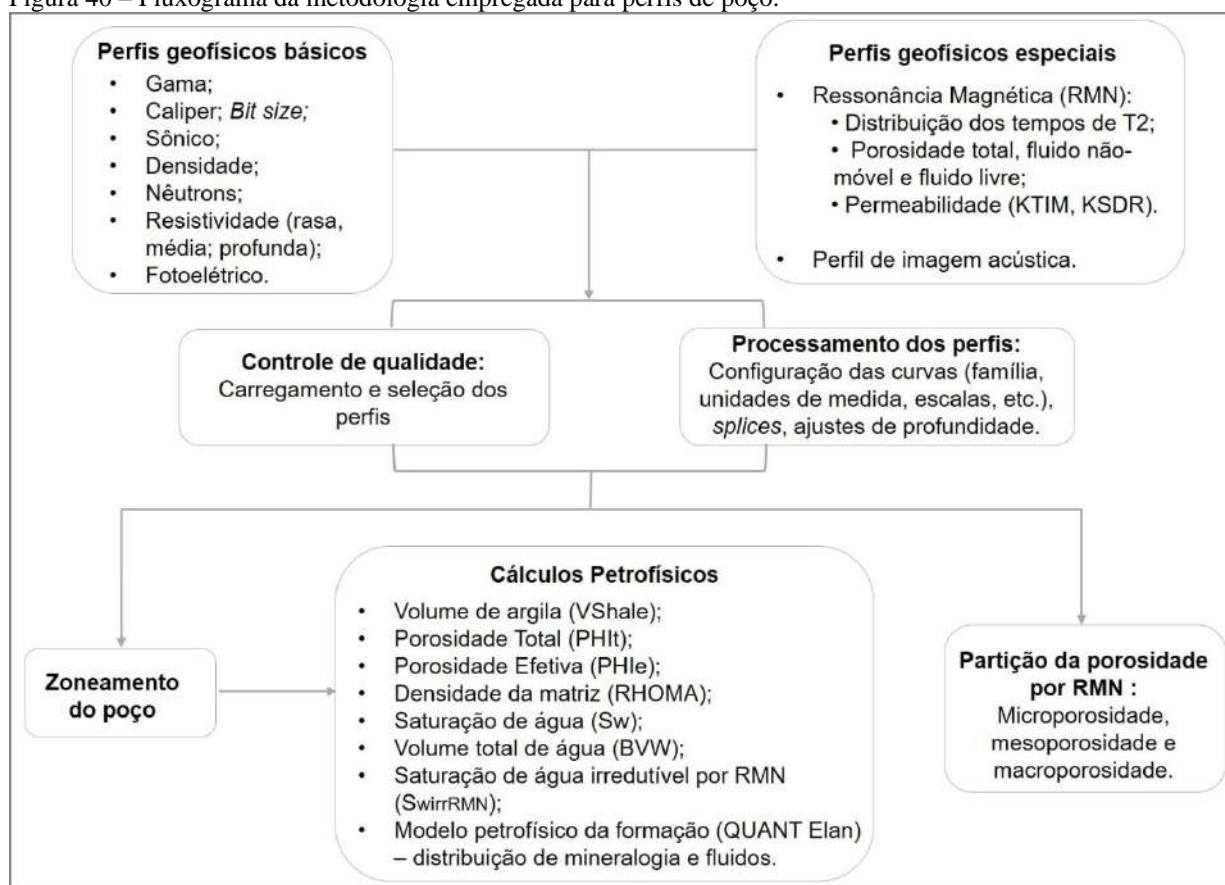
### 3.1.4 Metodologia

Os perfis de poço foram carregados e processados no software TechLog® v.2015, o que possibilitou a análise petrofísica, avaliação da formação e a caracterização petrofísica dos reservatórios nos poços com enfoque no sistema poroso. Esta etapa foi desenvolvida no Laboratório de Interpretação Sismoestratigráfica da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (LABSISMO / UERJ), infraestrutura estabelecida por meio do convênio firmado entre UERJ, Equinor e Agência Nacional do Petróleo (ANP). As etapas que constituem a metodologia para a análise e interpretação de perfis geofísicos estão resumidas no fluxograma da Figura 40.

O controle de qualidade é feito a partir do carregamento e seleção das curvas que tenham maior cobertura no intervalo de interesse. Nos casos em que a perfilagem é descontínua, faz-se necessário aplicar o “variable splice tool” para unir os segmentos das

curvas de modo a cobrir a profundidade de interesse. Após carregar as curvas é realizado o ajuste de profundidade dos perfis para eliminar eventuais deslocamentos causados pelas diferentes corridas das ferramentas, de modo que quaisquer variações nas propriedades físicas e litológicas sejam detectadas a mesma profundidade pelos diferentes sensores. A correção de profundidade permite que o modelo petrofísico gerado e as interpretações provenientes das comparações entre curvas sejam confiáveis e estejam em concordância.

Figura 40 – Fluxograma da metodologia empregada para perfis de poço.



Fonte: A autora, 2019.

Após concluído o processamento dos perfis, a etapa subsequente é o zoneamento do poço com base no perfil de raios gama total (GR). Para ambos os poços não foi disponibilizada o perfil corrigido de raios gama (HCGR – High resolution corrected gamma ray), da qual é subtraída o efeito do canal de urânio cuja origem é atribuída a processos diagenéticos relacionados à matéria orgânica (LUCIA, 2007). Essa limitação foi minimizada calibrando-se o perfil gama com as descrições de amostra lateral e de perfil composto, produzindo interpretações litológicas satisfatórias quando correlacionada com os demais perfis de poço. Além do perfil GR, foi também utilizada a curva de resistividade profunda

para o zoneamento, pois variações abruptas da resistividade puderam ser correlacionadas às condições de rocha.

A geração das curvas calculadas a partir dos perfis básicos de poço é feita em etapas sequenciais dentro do módulo de petrofísica Quant, com base em inputs provenientes dos dados de perfuração (testes de formação, perfilagem a cabo). Intervalos de profundidade com perfil cáliber anômalo (acima de 8,7” nos poços estudados) foram excluídos dos cálculos petrofísicos de volume de argila, porosidade e saturação, pois são profundidades em que houve desmoronamento da parede do poço. As curvas calculadas foram obtidas com base nas etapas a seguir.

#### 3.1.4.1 Curvas de gradiente de temperatura (FTEMP) e resistividade da água (RWX)

Para geração das curvas sintéticas de gradiente de temperatura e resistividade aparente da água, o módulo “Temperature and salinity parameters” requer como dados de entrada o perfil de profundidade e os valores de temperatura, salinidade, densidade e tipo de fluido de perfuração, conforme mostra a Tabela 8. A curva de resistividade aparente da água é gerada sinteticamente em função da salinidade e da temperatura com base nas cartas Schlumberger (Anexos 1, 2). Deste modo, a resistividade da água obtida para os dois poços é de cerca de 0,02 ohm.m.

Tabela 8 – Parâmetros de fluidos do poço 1-BRSA-369A-RJS.

<b>Formação</b>	<b>Prof. (m)</b>	<b>Temp. (°F)</b>	<b>Salinidade (mg/L)</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Origem do dado</b>
Ariri	4904	138	-	-	-	Wireline
	4912	131	275012	1,306	OBM	LWD
Barra Velha	4954	-	265	-	OBM	LWD
	5051	-	265	-	OBM	LWD
	5130	145	265	-	OBM	LWD
	5131,8	142	-	-	-	Wireline
	5133	140	-	-	-	Wireline
	5136	145	-	-	-	Wireline
	5225	-	195266*	-	Água de formação	TFC (PVT)
Itapema	5247	-	242	-	OBM	LWD
Camboriú	5945	176	-	-	-	Wireline
	5958	221	-	-	-	Wireline

Nota: TFC – Teste de Formação a Cabo; OBM – Fluido de perfuração base óleo.

Fonte: Relatório final de poço exploratório, [200-]. Adaptado pela autora, 2019

Tabela 9 – Parâmetros de fluidos do poço 3-BRSA-496-RJS.

Formação	Prof. (m)	Temp. (°F)	Salinidade (mg/L)	Densidade (lb/gal)	Tipo de fluido	Origem do dado
Ariri	4912	-	275012	10,1	OBM	RFP
Barra Velha	5134,3	131	-	-	-	
Itapema	5189	185	-	-	-	
	5314,8	182	-	-	-	
	5316	196,4	300000	-	OBM	

Fonte: Relatório Final de Perfuração (2007). Adaptado pela autora, 2019.

### 3.1.4.2 Cálculo do volume de argila (VShale)

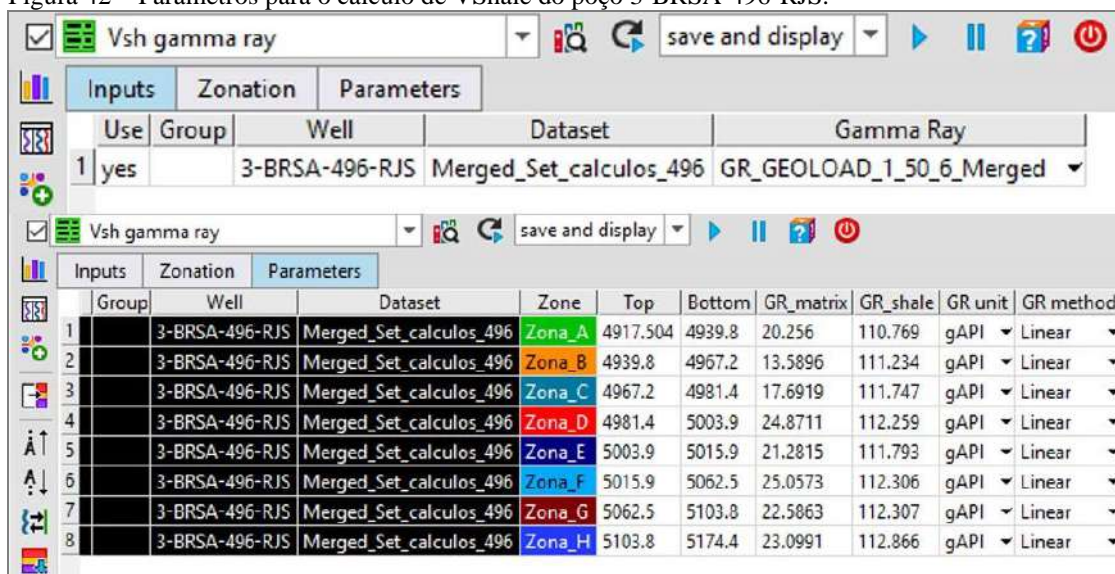
A presença de folhelho pode alterar as leituras dos perfis de poço, superestimando valores de porosidade e atenuando medidas de resistividade, com impacto na avaliação de água e óleo nas formações (ASQUITH, 1983). Portanto, o primeiro passo é determinar o volume de folhelho em uma formação a partir da curva de raios gama. O método computacional empregado é linear, onde o Índice de Raios Gama (IGR) é equivalente ao VSh. O cálculo de IGR é dado de acordo com a equação 29. Os parâmetros de GR<sub>mín</sub> e GR<sub>máx</sub> são ajustados manualmente para cada zona (Figuras 41 e 42). Após a determinação dos parâmetros, a curva de VSh é gerada automaticamente. Depois disso, utiliza-se o VSh para corrigir o efeito da argila nas curvas de porosidade calculada.

Figura 41 – Parâmetros para o cálculo de VShale do poço 1-BRSA-369A-RJS.

Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	GR_matrix	GR_shale	GR unit	GR method
1	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_A	4948	4975.525	19.3498	105.26	gAPI	Linear
2	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_B	4975.525	5012.005	14.675	105.258	gAPI	Linear
3	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_C	5012.005	5027.903	28.6996	105.259	gAPI	Linear
4	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_D	5027.903	5036.982	24.609	104.675	gAPI	Linear
5	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_E	5037	5055.782	16.428	104.674	gAPI	Linear
6	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_F	5055.782	5122.828	25.7778	104.09	gAPI	Linear
7	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_G	5122.828	5183.696	27.5308	104.09	gAPI	Linear
8	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_H	5183.696	5243.873	15.2593	103.506	gAPI	Linear

Fonte: A autora, 2019

Figura 42 – Parâmetros para o cálculo de VShale do poço 3-BRSA-496-RJS.



Use	Group	Well	Dataset	Gamma Ray
1	yes	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	GR_GEOLOAD_1_50_6_Merged

Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	GR_matrix	GR_shale	GR unit	GR method
1	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_A	4917.504	4939.8	20.256	110.769	gAPI	Linear
2	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_B	4939.8	4967.2	13.5896	111.234	gAPI	Linear
3	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_C	4967.2	4981.4	17.6919	111.747	gAPI	Linear
4	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_D	4981.4	5003.9	24.8711	112.259	gAPI	Linear
5	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_E	5003.9	5015.9	21.2815	111.793	gAPI	Linear
6	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_F	5015.9	5062.5	25.0573	112.306	gAPI	Linear
7	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_G	5062.5	5103.8	22.5863	112.307	gAPI	Linear
8	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_H	5103.8	5174.4	23.0991	112.866	gAPI	Linear

Fonte: A autora, 2019.

Cabe ressaltar que, como o tipo de perfil de raios gama disponibilizado foi o de gama total, a argilosidade pode não refletir diretamente o conteúdo de argila, e sim, o efeito da matéria orgânica devido a presença de Urânio. Além disso, o perfil de raios gama é sensível à minerais radiogênicos, como a maioria das argilas. No entanto, argilas magnesianas como a talco-estevensita não são radioativas. Portanto, a interpretação da argilosidade foi feita com cautela analisando o conjunto de vários perfis.

### 3.1.4.3 Cálculo da porosidade total (PHIT\_ND), efetiva (PHIE\_ND) e densidade aparente da matriz (RHOMAA)

Para a obtenção das curvas de porosidade total e efetiva é utilizada a combinação dos perfis de densidade (RHOB), porosidade por nêutrons (NPHI) e curva calculada de volume de argila (VShale) (Figuras 43 e 44). O cálculo da porosidade total por nêutron-densidade ( $\Phi_{TN-D}$ ) é dada pela Equação 32. Para adicionar a correção da porosidade devido ao efeito da argila (Vsh), a Equação 31 ( $\Phi_{TD}$ ) é reescrita na forma da Equação 36. A diferença entre a porosidade total e a porosidade associada às argilas resulta na equação da porosidade efetiva ( $\Phi_E$ ) (Equação 37). O método computacional gera automaticamente as curvas de PHIT\_ND, PHIE\_ND e RHOMAA.

$$\Phi T_{sh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots \dots \dots (36)$$

$$\Phi_E = \Phi_T - (\Phi T_{sh} - VSH) \dots \dots \dots (37)$$

Onde:

$\Phi T_{sh}$ : porosidade com efeito da argila;

$\rho_{sh}$ : densidade do folhelho.

Figura 43 – Dados de entrada e parâmetros para o cálculo de porosidade por nêutrons-densidade do poço 1-BRSA-369A-RJS.

Use	Group	Well	Dataset	Neutron Porosity			Bulk Density	Shale Volume
1	yes	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	NPHI_AIT_EMS_DSI_TLD_CNL_028PUP_60B_2_Merged	RHO8_Merged	VSH_GRreal		

Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Tool type	NaCl (ppk)	RHO8_shale	RHO8_fluid	RHO8 unit	NPHI_shale	NPHI unit
1	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona A	4948	4975.525	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.66954	1.306	g/cm3	0.0754083	v/v
2	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona B	4975.525	5012.005	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.68167	1.306	g/cm3	0.0227645	v/v
3	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona C	5012.005	5027.903	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.69973	1.306	g/cm3	0.0174937	v/v
4	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona D	5027.903	5036.982	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.64245	1.306	g/cm3	0.116478	v/v
5	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona E	5037	5055.782	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.65433	1.306	g/cm3	0.100644	v/v
6	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona F	5055.782	5122.828	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.6453	1.306	g/cm3	0.105072	v/v
7	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona G	5122.828	5183.696	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.61203	1.306	g/cm3	0.13716	v/v
8	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona H	5183.696	5243.873	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.57923	1.306	g/cm3	0.129296	v/v

Fonte: A autora, 2019.

Figura 44 – Dados de entrada e parâmetros para o cálculo de porosidade por nêutrons-densidade do poço 3-BRSA-496-RJS.

Use	Group	Well	Dataset	Neutron Porosity	Bulk Density	Shale Volume
1	yes	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	NPHI	RHO8	VSH_GR

Dataset	Zone	Top	Bottom	Tool type	NaCl (ppk)	RHO8_shale	RHO8_fluid	RHO8 unit	NPHI_shale	NPHI unit
Merged_Set_calculos_496	Zona A	4917.504	4939.8	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.59131	1.21	g/cm3	0.131075	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona B	4939.8	4967.2	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.62198	1.21	g/cm3	0.109437	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona C	4967.2	4981.4	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.63561	1.21	g/cm3	0.101996	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona D	4981.4	5003.9	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.64933	1.21	g/cm3	0.0799001	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona E	5003.9	5015.9	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.60248	1.21	g/cm3	0.127661	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona F	5015.9	5062.5	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.57597	1.21	g/cm3	0.1376	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona G	5062.5	5103.8	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.58847	1.21	g/cm3	0.0480204	v/v
Merged_Set_calculos_496	Zona H	5103.8	5174.4	Schlumberger CNL-NPHI	0	2.53907	1.21	g/cm3	0.162475	v/v

Fonte: A autora, 2019.



### 3.1.4.4 Cálculo da Saturação de Água ( $S_w$ ) e Volume Total de Água (BVW)

Para a determinação da saturação de água ( $S_w$ ) em rochas carbonáticas com baixo teor de argila, o método de Archie no módulo “Petrophysics” do Techlog é o apropriado. As equações que balizam este método encontram-se na seção 2.1.5. Os dados de entrada para o cálculo da saturação são as curvas de resistividade da formação (dada pelo perfil de resistividade profunda), curva de resistividade aparente da água e a curva calculada de porosidade total por nêutrons-densidade. Além disso, parâmetros de entrada “a”, “m” e “n” de Archie são necessários para a geração das curvas. Como não houve a disponibilização de amostras físicas de rocha destes poços para determinação dos parâmetros de Archie em laboratório, foi utilizado os valores padrão  $a=1$ ,  $m=2$ ,  $n=2$  (Figuras 45 e 46), conforme sugere LUCIA (2007) e AHR (2008).

Figura 45 – Dados de entrada e parâmetros para o cálculo da saturação de água do poço 1-BRSA-369A-RJS.

Use	Group	Well	Dataset	Formation Resistivity		Porosity
1	yes	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	RT_AIT_EMS_DSI_TLD_CNL_028PUP_60B_2_Merged		PHIT_ND

Inputs	Zonation	Parameters							
Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	a	m	n	Rw (ohm.m)
1	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_A	4948	4975.525	1	2	2	0.022
2	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_B	4975.525	5012.005	1	2	2	0.022
3	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_C	5012.005	5027.903	1	2	2	0.022
4	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_D	5027.903	5036.982	1	2	2	0.022
5	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_E	5037	5055.782	1	2	2	0.022
6	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_F	5055.782	5122.828	1	2	2	0.022
7	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_G	5122.828	5183.696	1	2	2	0.022
8	1-BRSA-369A-RJS	Merged_Geral_369A	Zona_H	5183.696	5243.873	1	2	2	0.022

Fonte: A autora, 2019.

Figura 46 – Dados de entrada e parâmetros para o cálculo da saturação de água do poço 3-BRSA-496-RJS.

Use	Group	Well	Dataset	Formation Resistivity		Porosity
1	yes	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	HT12		PHIT_ND

Inputs	Zonation	Parameters							
Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	a	m	n	Rw (ohm.m)
1	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_A	4917.504	4939.8	1	2	2	0.023
2	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_B	4939.8	4967.2	1	2	2	0.023
3	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_C	4967.2	4981.4	1	2	2	0.023
4	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_D	4981.4	5003.9	1	2	2	0.023
5	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_E	5003.9	5015.9	1	2	2	0.023
6	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_F	5015.9	5062.5	1	2	2	0.023
7	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_G	5062.5	5103.8	1	2	2	0.023
8	3-BRSA-496-RJS	Merged_Set_calculos_496	Zona_H	5103.8	5174.4	1	2	2	0.023

Fonte: A autora, 2019.

A curva de volume total da água (BVW – Bulk Volume Water) refere-se ao percentual de poros ocupado por água em um dado reservatório, sendo determinada de acordo com a Equação 38:

$$BVW = S_w \cdot \Phi_T \dots\dots\dots(38)$$

### 3.1.4.5 Modelo petrofísico do reservatório

O módulo Quant ELAN® (Elemental Log Analysis) fornece a análise petrofísica quantitativa multi-mineral de uma formação usando um número de equações e modelos simultâneos otimizados. Este modelo quantifica cada fase mineral que compõe a rocha e também os diferentes fluidos contidos no espaço poroso. Além disso, este modelo estima as principais propriedades petrofísicas como porosidade, saturação de água e volume de folhelho, fundamentais para delimitação do reservatório (SCHLUMBERGER, 2013).

Para a geração do modelo petrofísico, os dados de entrada necessários são os perfis convencionais do poço: nêutrons (NPHI), densidade (RHOB), resistividade profunda, porosidade total calculada e volume fotoelétrico (U), este último obtido pelo produto da densidade RHOB e fator fotoelétrico (PEFZ). Além disso, é necessário selecionar a mineralogia da formação na aba “component specifications” (Figuras 47 e 48) onde é possível também ajustar os valores de densidade dos minerais e fluidos selecionados. A seleção dos minerais é feita com base na descrição litológica das amostras laterais no perfil composto e também com base em gráficos de mineralogia disponíveis nas cartas da Schlumberger, como os Crossplots NPHI x RHOB; PEFZ x RHOB e U x RHOMA. Nos poços estudados, a suíte de minerais selecionada para o modelo petrofísico é formada por calcita, dolomita, chert e pirita (Figuras 47 e 48).

Figura 47 – Dados de entrada e parâmetros para o modelo petrofísico Quant ELAN® utilizados no poço 1-BRSA-369A-RJS.

Component	Activate	Jk Density (g/cm <sup>3</sup> )	Neutron Porosity (%)	Porosity (v/v)	U (lb/cm <sup>3</sup> )	Permittivity	Inductivity (mho-ft)	Min Volume	Max Volume	MtType	Salinity (ppm)	PrmFac	Msa
Illite	no	2.79	0.3	0	9.9	5.8	0	0	1	Shale	-	-5.5	101
Kaolinite	no	2.63	0.37	0	5.1	5.1	0	0	1	Shale	-	-4.5	23
Smectite	no	2.78	0.218	0	4.4	5.3	0	0	1	Shale	-	-7.4	46
Montmorillonite	no	2.78	0.218	0	4.4	5.5	0	0	1	Shale	-	-7.4	80
Chlorite	no	3.01	0.52	0	21.7	5	0	0	1	Shale	-	-5	60
Glauconite	no	2.85	0.52	0	19.1	6	0	0	1	Shale	-	-5.5	23
Shale	no	2.45	0.4	0	10	5.5	0	0	1	Shale	-	-	1
Quartz	no	2.65	-0.03	0	5	4.65	0	0	1	Matrix	-	0.1	0.22
K-Feldspar	no	2.57	0.02	0	8.7	5.3	0	0	1	Matrix	-	2	0.3
N-Feldspar	no	2.61	-0.005	0	5.6	5.5	0	0	1	Matrix	-	-1	0.3
Ca-Feldspar	no	2.78	-0.008	0	8.4	7.1	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Biotite-Mica	no	3.09	0.2	0	21.8	6	0	0	1	Matrix	-	-9999	5
Musc-Mica	no	2.86	0.2	0	11.5	5.5	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Calcite	yes	2.71	0	0	14.1	8.5	0	0	1	Matrix	-	2	4
Dolomite	yes	2.87	0.03	0	9.1	6.8	0	0	1	Matrix	-	0	2
Ankerite	no	2.96	0.06	0	27.6	9.7	0	0	1	Matrix	-	-9999	2
Halite	no	2.04	-0.03	0	9.7	5.9	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Anhydrite	no	2.98	-0.03	0	14.95	6.7	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Gypsum	no	2.35	0.6	0	9.4	4.16	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Chert	yes	2.15	-0.03	0	3.5	5	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Zircon	no	4.5	-0.03	0	310	7.5	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Pyrite	yes	4.99	-0.03	0	82.06	27	0	0	1	Matrix	-	-5	0.3
Monazite	no	4.72	0	0	2237	11.9	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Baryte	no	4.08	0.01	0	1065	7.8	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Siderite	no	3.93	0.1	0	71.6	7.7	0	0	1	Matrix	-	-3	3
Kerogen	no	1.4	0.65	0	0.3	3.2	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Coal	no	1.5	0.6	0	0.2	2	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Silt	no	2.68	0	0	16	5	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
Sand	no	2.63	-0.03	0	6.6	4.4	0	0	1	Matrix	-	-9999	-9999
XWater	yes	1.05	1	1	0.4	60	0	0	1	Xfluid	-	-9999	-9999
XOil	yes	0.7	0.95	1	0.11	2.2	0	0	1	Xfluid	-	-9999	-9999

Fonte: A autora, 2019.

Figura 48 – Dados de entrada e parâmetros para o modelo petrofísico Quant ELAN® utilizados no poço 3-BRSA-496-RJS.

Family	Uncertainties	Uncertainty Type	Input Weight	Unflushed factor	Equation type	Tool type	Constants	Activate
1 Bulk Density	0.027	Absolute	1	0	Linear	-	Bulk Density	yes
2 Neutron Porosity	0.015	Absolute	1	0	Linear	NPHI	Neutron Porosity	yes
3 Formation Resistivity	0.05	Relative	1	1	Linear	-	-	yes
4 Flushed Zone Resistivity	0.05	Relative	1	0	Linear	-	-	yes
5 Porosity	0.015	Absolute	0.5	0	Linear	-	Porosity	yes
6 U	0.225	Absolute	0.5	0	Linear	-	Volumetric Photoelectric Effect	yes

Component	Activate	Jk Density (g/cm <sup>3</sup> )	Neutron Porosity (%)	Porosity (v/v)	U (lb/cm <sup>3</sup> )	Permittivity	Inductivity (mho-ft)	Min Volume	Max Volume	MtType
Illite	no	2.79	0.3	0	9.9	5.8	0	0	1	Shale
Kaolinite	no	2.63	0.37	0	5.1	5.1	0	0	1	Shale
Smectite	no	2.78	0.218	0	4.4	5.3	0	0	1	Shale
Montmorillonite	no	2.78	0.218	0	4.4	5.5	0	0	1	Shale
Chlorite	no	3.01	0.52	0	21.7	5	0	0	1	Shale
Glauconite	no	2.85	0.52	0	19.1	6	0	0	1	Shale
Shale	no	2.45	0.4	0	10	5.5	0	0	1	Shale
Quartz	no	2.65	-0.03	0	5	4.65	0	0	1	Matrix
K-Feldspar	no	2.57	0.02	0	8.7	5.3	0	0	1	Matrix
N-Feldspar	no	2.61	-0.005	0	5.6	5.5	0	0	1	Matrix
Ca-Feldspar	no	2.78	-0.008	0	8.4	7.1	0	0	1	Matrix
Biotite-Mica	no	3.09	0.2	0	21.8	6	0	0	1	Matrix
Musc-Mica	no	2.86	0.2	0	11.5	5.5	0	0	1	Matrix
Calcite	yes	2.71	0	0	14.1	8.5	0	0	1	Matrix
Dolomite	yes	2.87	0.03	0	9.1	6.8	0	0	1	Matrix
Ankerite	no	2.96	0.06	0	27.6	9.7	0	0	1	Matrix
Halite	no	2.04	-0.03	0	9.7	5.9	0	0	1	Matrix
Anhydrite	no	2.98	-0.03	0	14.95	6.7	0	0	1	Matrix
Gypsum	no	2.35	0.6	0	9.4	4.16	0	0	1	Matrix
Chert	yes	2.15	-0.03	0	3.5	5	0	0	1	Matrix
Zircon	no	4.5	-0.03	0	310	7.5	0	0	1	Matrix
Pyrite	yes	4.99	-0.03	0	82.06	27	0	0	1	Matrix
Monazite	no	4.72	0	0	2237	11.9	0	0	1	Matrix
Baryte	no	4.08	0.01	0	1065	7.8	0	0	1	Matrix
Siderite	no	3.93	0.1	0	71.6	7.7	0	0	1	Matrix
Kerogen	no	1.4	0.65	0	0.3	3.2	0	0	1	Matrix
Coal	no	1.5	0.6	0	0.2	2	0	0	1	Matrix
Silt	no	2.68	0	0	16	5	0	0	1	Matrix
Sand	no	2.63	-0.03	0	6.6	4.4	0	0	1	Matrix
XWater	yes	1.05	1	1	0.4	60	0	0	1	Xfluid
XOil	yes	0.7	0.95	1	0.11	2.2	0	0	1	Xfluid
XGas	no	0.1	0.2	1	0.015	1	0	0	1	Xfluid
XWater	no	1.05	1	1	0.4	60	0	0	1	Xfluid
XSH_Water	no	1.05	1	1	0.4	60	0	0	1	Xfluid
XSH_Hc	no	0.7	0.95	1	0.11	60	0	0	1	Xfluid
UWater	yes	1.05	1	1	0.4	60	0	0	1	Ufluid
UOil	yes	0.7	0.95	1	0.11	2.2	0	0	1	Ufluid

Fonte: A autora, 2019.

### 3.2 Amostras de Calcários Microbais

As amostras de calcários microbiais analisadas neste trabalho foram coletadas em afloramentos situados em diversas partes do mundo conforme mostra a Figura 49 e atualmente pertencem ao acervo de rochas do Laboratório de Geologia Sedimentar da Universidade Federal do Rio de Janeiro (LAGESED /UFRJ). Os microbialitos são basicamente de três tipos: estromatólitos, tufas e travertinos. Dentre as amostras de estromatólitos foram estudados os Estromatólitos Holocênicos de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro; os Estromatólitos Paleocênicos da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina; e os Calcários Laminados e/ou Laminitos Microbiais do Membro Crato, Aptiano da Bacia do Araripe, Ceará. Os travertinos analisados pertencem aos depósitos quaternários da região de Tívoli, Itália; e as tufas calcárias holocênicas são provenientes da região de Bonito, Mato Grosso. Todas estas rochas pertencem a depósitos carbonáticos de origem continental, formados “in situ” e de ambiente lacustre a lagunar, (PENTECOST, 2005; RONCHI; CRUCIANI, 2015; SRIVASTAVA, 2002), cujas condições deposicionais e faciológicas são semelhantes aos carbonatos Pré-sal das Bacias de Campos e Santos (WRIGHT; BARNETT, 2014), sendo, portanto, consideradas como seus análogos geológicos.

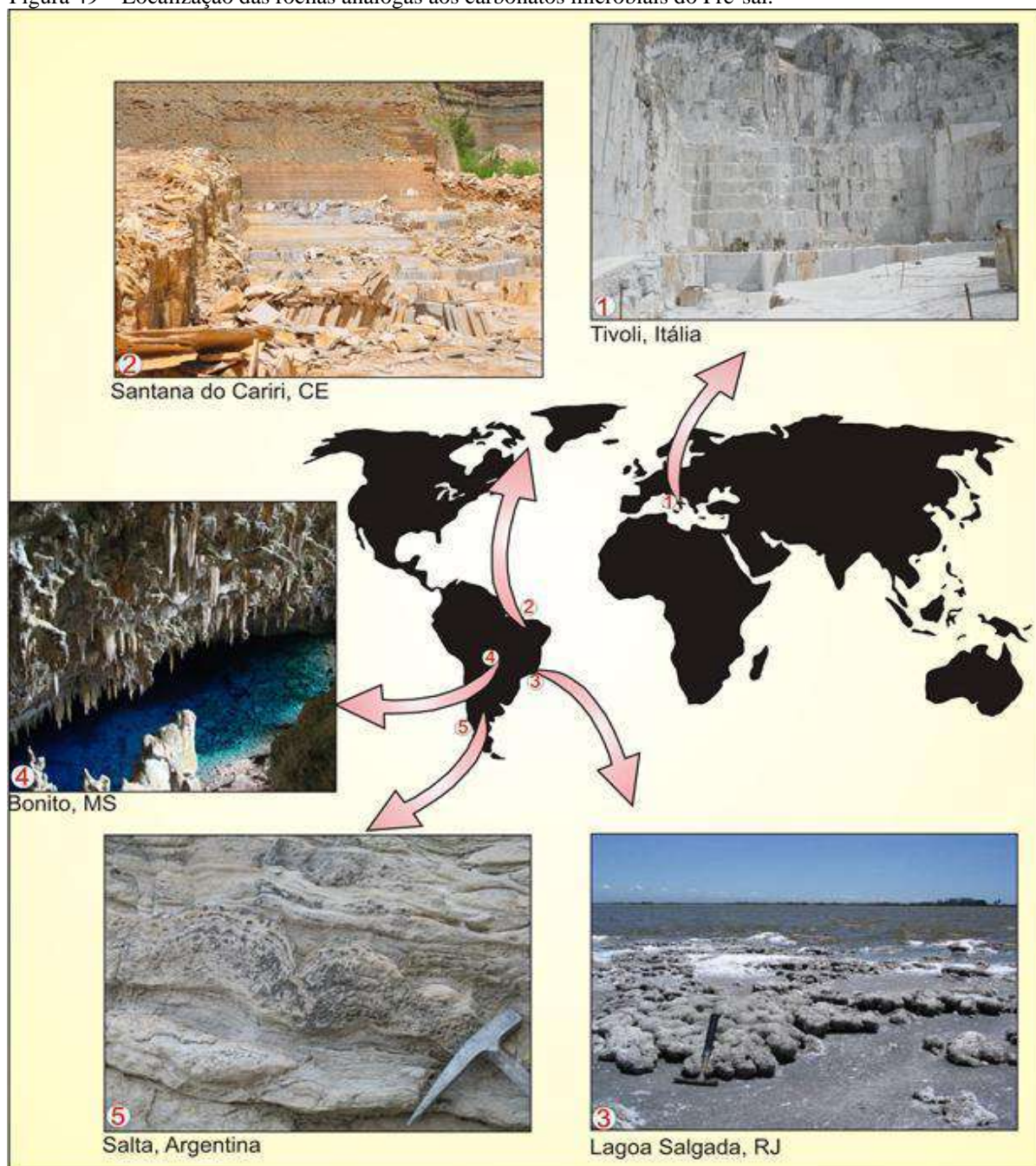
#### 3.2.1 Metodologia

As amostras de rocha foram submetidas a um fluxo de análises laboratoriais em cooperação com a Weatherford Laboratórios Brasil e México, conforme o fluxograma da Figura 50. A etapa de preparação de amostras consiste em fotografar, cortar e plugar os blocos de rocha como mostra a Figura 51. Nas porções mais íntegras e consolidadas das amostras foi possível extrair 21 plugues cilíndricos com diâmetro de 1,5” e comprimento variável entre 3 a 5 cm. Estes plugues foram submetidos a análises de petrofísica de rotina (RCAL – Routine Core Analysis) e de Ressonância Magnética Nuclear (RMN). Destes plugues foram subamostrados pequenos fragmentos de rocha (trims) utilizados para confecção de lâminas petrográficas, análises de caracterização mineralógica por difração de raios-X (DRX) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), além de análises de porosimetria por injeção de

mercúrio (MICP – Mercury Injection Capillary Pressure). A lista de amostras e suas respectivas análises encontram-se resumidas na Tabela 10.

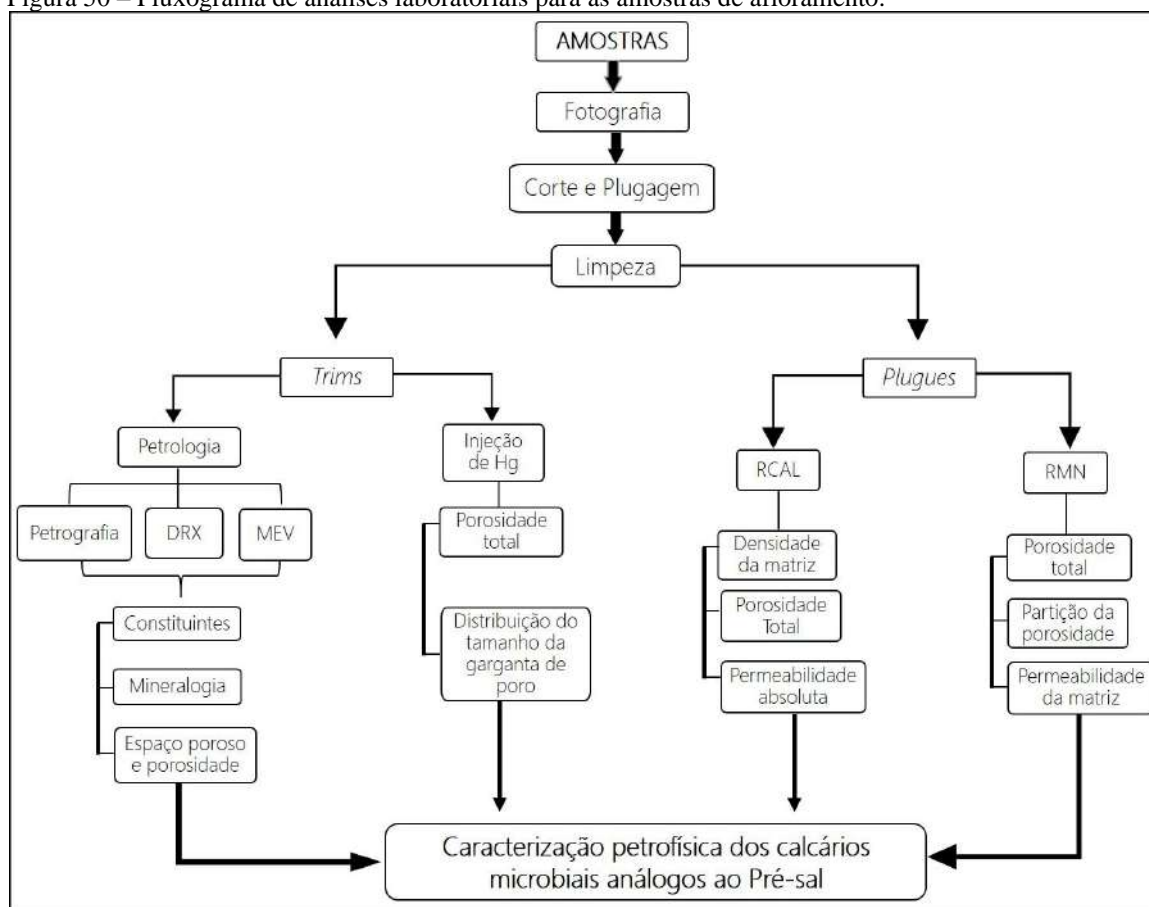
Todos os plugues e trims foram encaminhados a limpeza com metanol para remoção de sal (Figura 51). Os procedimentos de extração estão em conformidade com as regras de boa prática da indústria americana de petróleo (API, 1998). Após a limpeza, as amostras foram secas em estufa úmida a 60°C sob umidade controlada para estabilização do peso.

Figura 49 – Localização das rochas análogas aos carbonatos microbiais do Pré-sal.



Fonte: AZEVEDO, 2009; BENTO FREIRE, 2012; CATTO, 2015; SALLUN FILHO, 2005. Adaptado pela autora, 2019.

Figura 50 – Fluxograma de análises laboratoriais para as amostras de afloramento.



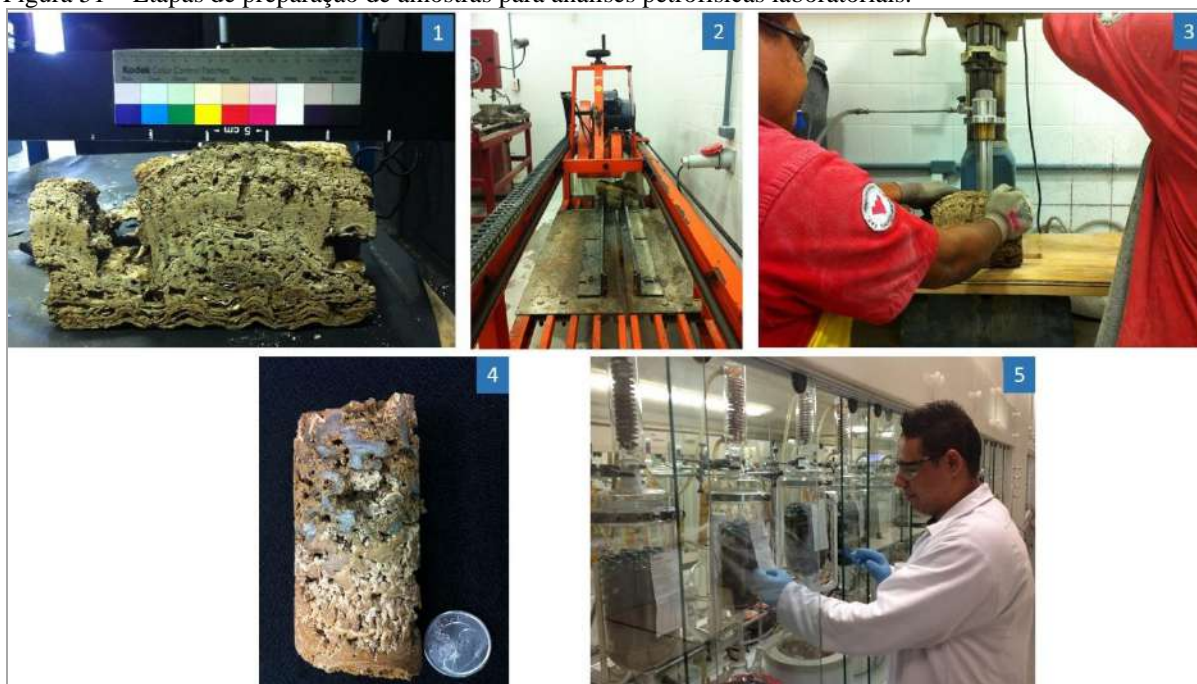
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 10 – Lista de amostras organizadas por litologia e as respectivas análises realizadas.

Qtd.	Fácies	Localização / Formação	Amostras	Análises					
				Petrografia	DRX	MEV	RCAL	RMN	MICP
1	Estromatólito	Lagoa Salgada	E1	X		X	X	X	X
2			E2	X		X	X	X	X
3			E3	X			*		X
4			E4	X			*		
5			E5	X	X		X	X	
6		Yacoraite	ES	X	X	X	X	X	X
7	Calcário Laminado	Mb. Crato (Formação Santana) B. do Araripe	EA1	X	X	X	X		X
8			EA2	X		X	X	X	
9			EA3	X			X		
10			EA4	X			X	X	
11	Travertino	Tívoli (Itália)	T1	X	X	X	X	X	X
12			T2	X					X
13			T3	X			X	X	
14			T4	X			X	X	
15			T5	X			X		
16			T6	X			X		
17			T7	X			X	X	
18			T8	X			X		
19	Tufa	Serra da Bodoquena (Bonito, MS)	Tu1	X	X	X	X		X
20			Tu2	X		X	X	X	X
21			Tu3	X			X	X	
<b>Totais</b>			21	21	5	7	18	12	9

Fonte: A autora, 2019.

Figura 51 – Etapas de preparação de amostras para análises petrofísicas laboratoriais.



Legenda: 1) Fotografia de um bloco de rocha; 2) Corte do bloco; 3) Plugagem do bloco de rocha; 4) Plugue de 1,5"; 5) Limpeza da amostra em sistema *soxhlet* para remoção de sal.

Nota: Weatherford Laboratórios Brasil e equipe de profissionais.

Fonte: A autora, 2019.

### 3.2.1.1 Petrologia

A petrologia consiste em caracterizar, de forma minuciosa, os constituintes deposicionais e diagenéticos formadores de rocha, descrever estruturas e fábricas da rocha e caracterizar detalhadamente o espaço poroso, identificando os tipos de poros e seus aspectos texturais (tamanho, forma, conectividade) bem como sua distribuição no arcabouço (TUCKER; WRIGHT, 1990; CHOQUETTE; PRAY, 1970). Estas informações fundamentam as interpretações acerca dos processos sedimentares, ambiente deposicional e evolução diagenética das rochas em subsuperfície, este último com impacto direto no sistema poroso dos reservatórios. A caracterização petrológica dos calcários microbiais nesta tese foi realizada por meio de três análises: 1. descrição petrográfica de lâmina delgada, 2. Difração de Raios-X (DRX), e 3. Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV).

Para descrição petrográfica foram confeccionadas 35 lâminas a partir de amostras limpas e secas. As amostras foram impregnadas com resina epoxy colorida com corante azul e submetidas a vácuo para garantir que a resina preenchesse todos os vazios da rocha. As

lâminas foram tingidas com solução de alizarina vermelha-s e ferricianeto de potássio para distinção de minerais carbonáticos e ferrosos, de acordo com a metodologia de ADAMS et al. (1988) adaptada de DICKINSON (1965). As lâminas foram examinadas em microscópio petrográfico Zeiss® Axio Scope A1 equipado com luz transmitida, câmera fotográfica AxioCam MRc 5 e software de aquisição de fotomicrografias AxioVision® (Figura 52). Nesta etapa foi realizada a identificação da mineralogia, constituintes primários, fábricas, texturas dos grãos, tipos e texturas de poros, identificação dos principais processos e produtos diagenéticos modificadores de porosidade e quantificação de todos os constituintes e poros por contagem de 300 pontos em lâmina. A classificação de rochas carbonáticas utilizada foi a de DUNHAM (1962) e RIDING (2000). Para classificação de tipos de poros foi utilizado a proposta de CHOQUETTE; PRAY (1970).

Para caracterização mineralógica foram selecionadas uma amostra de cada litotipo estudado, totalizando cinco amostras analisadas no difratômetro D4 Endeavor da fabricante Bruker (Figura 52). A análise consiste em duas etapas: primeiro o método do pó (bulk analysis) e fração argila (clay analysis). Para DRX em rocha total (XRD bulk analysis) foram utilizados 2g de amostras desagregadas em moinho de bolas para obtenção do pó de rocha com partículas homogêneas de 5 µm de diâmetro. A homogeneidade na granulometria do pó da rocha garante a boa qualidade dos picos dos minerais nos difratogramas.

A análise da fração argila (XRD clay analysis) utiliza cerca de 1g de amostra, submetida a uma série de etapas de preparação que consiste em: 1. Descarboxiar a amostra em HCl 10%, 2. Segregar os argilominerais em solução aquosa com defloculante, 3. Colocar os argilominerais em suspensão na solução aquosa com o uso de ultrassom e centrifuga, 4. Filtrar a solução aquosa com argilas em suspensão em uma membrana de papel especial para reter as argilas; e 5. Depositar as argilas em lâmina de vidro. As amostras preparadas são analisadas em duas condições: glicolada e aquecidas a 400 °C. Os difratogramas gerados são sobrepostos um em relação ao outro para que seja possível a identificação das espécies de argilas (expansíveis e não-expansíveis). O processamento dos difratogramas e a identificação dos minerais é feita no software Diffrac EVA® (Bruker) com banco de dados de minerais PDF 4+ da ICDD (International Center of Diffraction Data) e a quantificação dos minerais é feita no software TOPAS (Bruker) pelo método Rietveld e no excel pelo método RIR (Ratio Intensity Reference). Mais detalhes a respeito da metodologia de preparação de amostras, processamento e interpretação de difratogramas podem ser encontrados em MOORE; REYNOLDS (1997) e JENKINS; SNYDER (1996).



Figura 52 – Microscópio petrográfico e difratômetro de raios-X.



Nota: Infraestrutura pertencente à Weatherford Laboratórios Brasil.

Fonte: A autora, 2019.

Para caracterização do espaço poroso abaixo do limite de resolução do microscópio petrográfico, ou seja, na escala da microporosidade (inferior a 5  $\mu\text{m}$  de diâmetro), foram selecionadas sete amostras (Tabela 10) para análise em Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV). O equipamento utilizado foi um microscópio eletrônico JEOL JSM-6510, pertencente à Weatherford Laboratórios México (Villahermosa, Tabasco), equipado com detector EDS (Energy Dispersive Spectroscopy) para determinação da composição química elementar. Um pequeno fragmento de amostra com dimensões de aproximadamente 5 a 20 mm de diâmetro e 2 a 12 mm de altura, previamente limpo, é afixado em um porta-amostra (stub) e levado à uma recobridora de ouro para metalização da superfície da amostra. As amostras são colocadas dentro do MEV e bombardeadas com feixes de elétrons. Imagens de elétrons secundários com magnificação superior a 1000 x foram utilizadas neste estudo por fornecer elevada profundidade de foco, permitindo a visualização dos aspectos texturais do arcabouço e dos poros, além de possibilitar medidas de tamanho de poro e suas interconexões (Figura 53).

### 3.2.1.2 Petrofísica básica (RCAL)

Dos 22 plugues extraídos dos blocos de rocha, 18 foram utilizados para ensaios de petrofísica básica conforme a Tabela 10. Antes de proceder com as análises, os plugues

passaram por secagem em estufa úmida, estabilização de peso, leitura do peso seco dos plugues e medição de comprimento e diâmetro para o cálculo do volume da amostra. Esses dados são populados na planilha de análise (Tabela 11). A densidade de grão (ou densidade da matriz), porosidade e permeabilidade foram medidas em porosímetro-permeâmetro a gás automatizado, patenteado pela Weatherford Laboratórios (Figura 54).

Figura 53 – Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV).



Nota: Infraestrutura pertencente à Weatherford Laboratórios México.  
Fonte: A autora, 2019.

Para medição da densidade, o equipamento é calibrado e verificado com uma amostra padrão de mesma dimensão do plugue a ser analisado. Após aferida a densidade de grão com o padrão, a amostra é colocada em um porta-amostra de volume conhecido onde é injetado gás hélio para que ocupe todos os espaços vazios até atingir uma pressão de equilíbrio. O cálculo da densidade está baseado na Equação 22. Para determinação da porosidade, é injetado gás hélio na amostra sob pressão de confinamento de 500 psi. Esta baixa pressão foi usada para garantir a integridade das amostras que são parcialmente inconsolidadas. O cálculo da porosidade é feito com base na Lei de Boyle-Mariotte (Equação 23). Para obtenção da

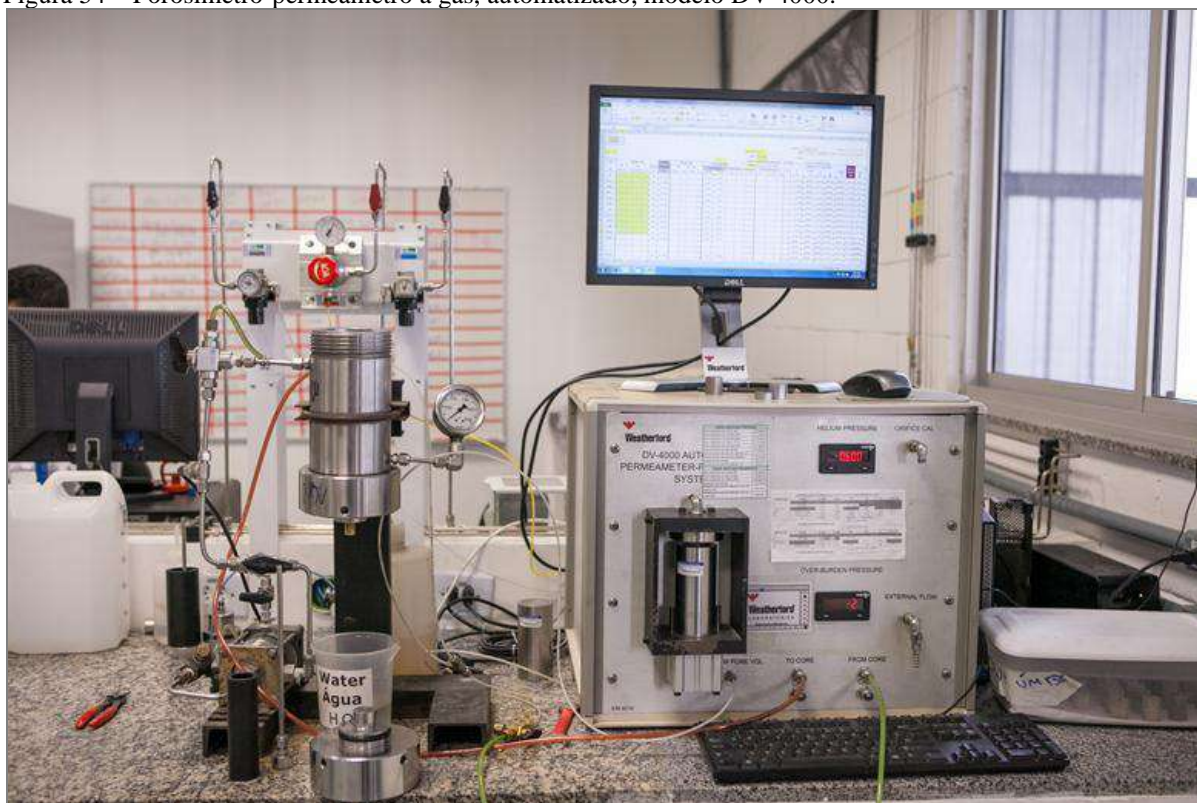
permeabilidade a amostra é submetida à injeção de gás nitrogênio e o cálculo é feito com base na Lei de Darcy (Equação 3) e corrigida do efeito Klinkenberg de acordo com a Equação 24.

Tabela 11 - Dados referentes aos experimentos de petrofísica básica (RCAL).

Itens	Dados RCAL	Unidades
1	Pressão de confinamento	Psi
2	Comprimento	cm
3	Diâmetro	
4	Peso seco	g
5	Volume de grão	cm <sup>3</sup>
6	Volume de poro	
7	Densidade de grão	g/cm <sup>3</sup>
8	Porosidade ambiente	%
9	Porosidade corrigida	
10	Permeabilidade ao ar	mD
11	Permeabilidade Klinkenberg	

Fonte: A autora, 2019.

Figura 54 – Porosímetro-permeômetro a gás, automatizado, modelo DV 4000.



Nota: Equipamento pertencente a Weatherford Laboratórios Brasil.

Fonte: A autora, 2019.

### 3.2.1.3 Porosimetria por injeção de mercúrio (MICP)

Esta análise foi realizada em nove amostras de acordo com a Tabela 10. Os pequenos fragmentos apresentam dimensões inferiores a 1,5 cm e pesam cerca de 2 g. A etapa de preparação das amostras consiste nos mesmos procedimentos das análises da petrofísica básica. Dados de peso seco, dimensões (comprimento e largura), volume, densidade e porosidade são organizados em planilhas (Tabela 12) com o objetivo de selecionar o porta-amostra (penetrômetro) mais adequado para as análises (Figura 55A e B). A escolha do penetrômetro ideal é definida com base no volume de poros e no tamanho da amostra, que não deve ocupar mais de 70% do espaço do penetrômetro. Após isso, a amostra é acondicionada no penetrômetro e todo o conjunto é pesado.

Tabela 12 – Dados de petrofísica básica para análises de MICP.

Itens	Dados RCAL	Observação
1	Comprimento (cm)	Medido no equipamento
2	Diâmetro (cm)	
3	Peso (g)	
4	Volume da rocha (cm <sup>3</sup> )	
5	Densidade da rocha (g/cm <sup>3</sup> )	
6	Volume da matriz (cm <sup>3</sup> )	Peso / densidade
7	Volume de poro (cm <sup>3</sup> )	Volume da rocha - Volume da matriz
8	Porosidade (%)	(Volume do poro / Volume da rocha) x 100

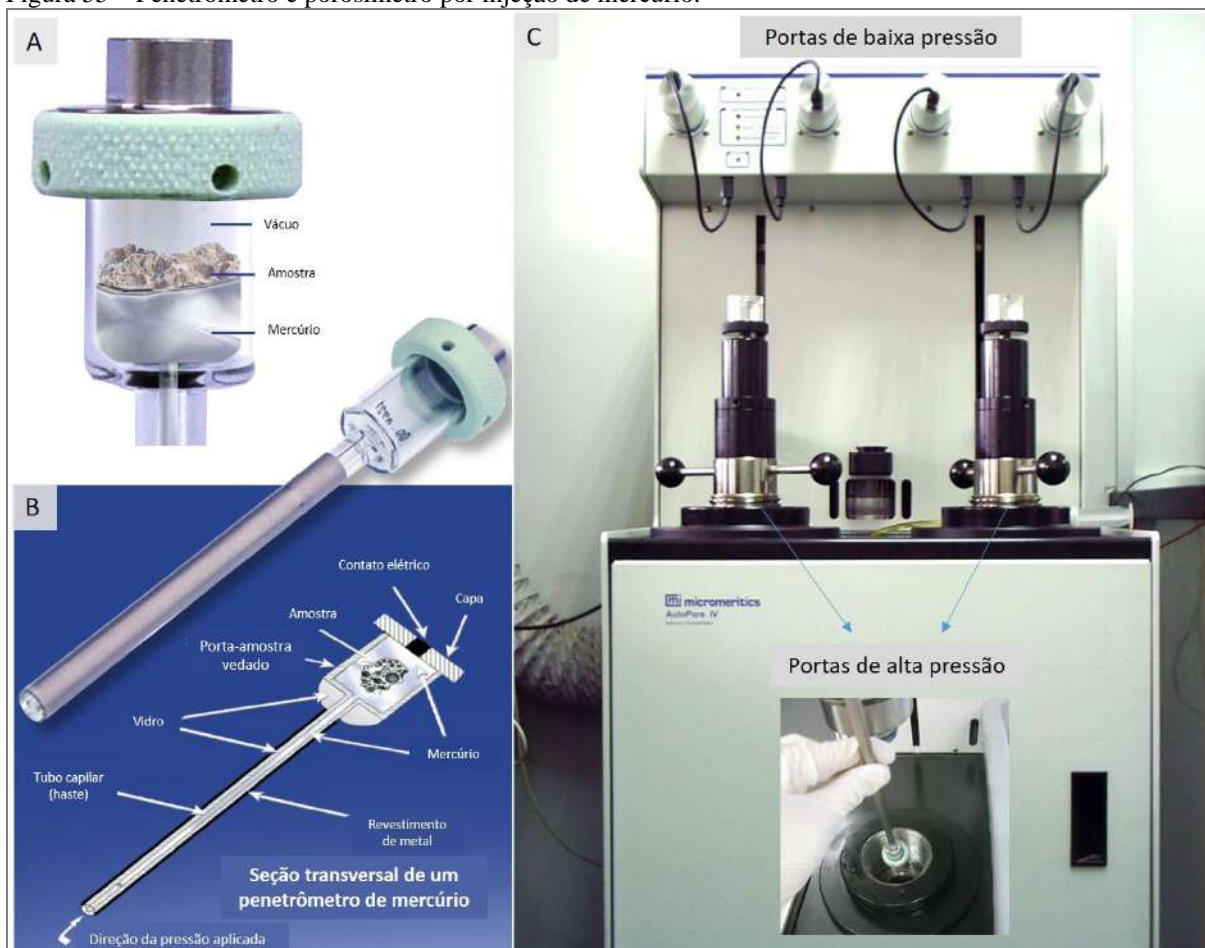
Fonte: A autora, 2019.

A injeção de mercúrio foi realizada no porosímetro Micromeritics Autopore IV 9500 (Figura 55C). O conjunto penetrômetro - amostra é colocado nas portas de baixa pressão (abaixo de 10.000 psi), onde é aplicado vácuo. As etapas de pressão são iniciadas automaticamente e distribuídas de forma logarítmica, de modo que o mercúrio ocupe de forma gradual o recipiente e os espaços vazios da amostra. Após finalizar as etapas de baixa pressão, o penetrômetro é carregado nas portas de alta pressão (10.000 psi a 40.000 psi) de acordo com pressões crescentes. Saturações de mercúrio correspondente a cada etapa de pressão são coletadas pela determinação do volume de mercúrio remanescente na haste do penetrômetro medido pela capacitância elétrica do penetrômetro.

A pressão de intrusão e a saturação de mercúrio (expressa em ml) no interior de cada poro gera um gráfico de distribuição da pressão capilar. Considerando que os poros conectados são cilíndricos, pode-se relacionar a pressão capilar com o raio das gargantas de

poro por meio da equação de Washburn (Equações 27 e 28). Esta equação fornece a distribuição do tamanho dos raios das gargantas de poros em função do volume de mercúrio intrudido na amostra, plotados em um gráfico semi-log.

Figura 55 – Penetrômetro e porosímetro por injeção de mercúrio.



Legenda: A) Esquema de um penetrômetro montado para análise. B) Seção transversal de um penetrômetro e seus componentes. C) Porosímetro Micromeritics AutoPore IV, com destaque para as portas de baixa pressão (quatro entradas na parte superior) e de alta pressão (duas entradas) com destaque ao compartimento onde é introduzido o penetrômetro para análise.

Fonte: MICROMERITICS < <https://www.micromeritics.com> >. Adpatado pela autora, 2019.

A análise de porosimetria de injeção de mercúrio fornece um grande volume de dados de saída. Para este trabalho, os dados de saída utilizados para elaboração dos gráficos e interpretações estão resumidos na Tabela 13.

Tabela 13 - Dados processados de MICP para obtenção de parâmetros de poro.

Itens	Dados MICP	Observação
1	Pressão de Injeção Hg (psia)	Medido no equipamento
2	Volume de Hg (cm <sup>3</sup> )	
3	Saturação Hg(fração)	Volume Hg (cm <sup>3</sup> ) / volume do poro (cm <sup>3</sup> )
4	Raio do poro (µm)	$2 * \cos \theta * \sigma / P_c$  Onde:  $\cos \theta = 371,5$ cosseno do ângulo de contato mercúrio-poro $\sigma = 0,147$ tensão interfacial mercúrio/ar $P_c =$ pressão de injeção de Hg
5	Diâmetro do poro (µm)	2 * raio do poro
6	Média da garganta (raio) de poro (µm)	Previsão que usa valores médios de saturação de mercúrio (fração) e raio de poro (µm) por meio de regressão linear

Fonte: A autora, 2019.

### 3.2.1.4 Ressonância Magnética Nuclear

Os experimentos de ressonância magnética nuclear (RMN) foram realizados em 12 plugues de 1,5” (Tabela 10) 100% saturados com salmoura. As etapas de preparação para a análise de RMN consiste em: 1) preparação da salmoura e 2) injeção da salmoura nos plugues.

A salmoura sintética é feita com água destilada e sal de cloreto de sódio de modo a obter uma solução com salinidade próxima à água de formação dos reservatórios do Pré-sal. A salmoura preparada para estes experimentos apresenta salinidade (NaClEquivalente) de 182.235mg/L. As propriedades físicas de viscosidade e densidade da salmoura são medidas. Os plugues secos são pesados antes de saturados. A injeção de salmoura nas amostras é feita em células sob condição de vácuo por quatro horas. Após isso é aplicada uma pressão de confinamento de 500 psi (a mesma utilizada nas análises de RCAL) durante 24 horas para garantir que o fluido ocupe todo o espaço poroso dos plugues. Os plugues saturados são pesados para obter o percentual de saturação. Os dados coletados nestas etapas são organizados de acordo com a Tabela 14.

O equipamento utilizado foi o Rock Core Analyzer® (Figura 56) da fabricante MAGRITEK (Magnetic Resonance Instruments and Technologies). Este equipamento opera

em baixo campo, com frequência de 2 MHz, 0.05 Tesla e em condições de laboratório, podendo acomodar amostras de 3,8 cm de diâmetro e até 6 cm de comprimento. A sequência CPMG é usada para a medição de T2 (ver seção 2.2.2.1) e consiste em um pulso magnético a 90° seguido por uma sequência de pulsos magnéticos a 180° para refocar a magnetização, de modo a produzir um sinal-eco mensurável em um detector como uma voltagem. A amplitude de cada eco da sequência CPMG é medida e plotada em um gráfico que mostra o decaimento da magnetização dos prótons de hidrogênio.

Tabela 14 – Dados de pré-análise utilizados para os cálculos de RMN.

Itens	Dados	Observações
1	Comprimento (cm)	Valores medidos
2	Diâmetro (cm)	
3	Peso seco (g)	
4	Peso saturado (g)	
5	Densidade da salmoura (g/cm <sup>3</sup> )	
6	Volume da rocha (cm <sup>3</sup> )	Dados de RCAL
7	Densidade da rocha (g/cm <sup>3</sup> )	
8	Volume da matriz (cm <sup>3</sup> )	
9	Volume de poro (cm <sup>3</sup> )	
10	Porosidade (%)	
11	Volume de poros corrigido	(Peso saturado - Peso seco) / densidade da salmoura
12	Saturação de água (%)	(Volume de poro corrigido x 100) / volume de poro medido no RCAL
13	Volume calculado da amostra (V <sub>caliper</sub> )	Calculado com base na equação de volume dos cilindros, usando diâmetro e comprimento do plugue.
14	Volume total da amostra (V <sub>bulk</sub> medido)	Volume de poro + volume da matriz (ambos medidos em RCAL)
15	Volume total da amostra (V <sub>bulk</sub> corrigido)	Volume de poro corrigido + volume da matriz medido no RCAL. Usado para os cálculos de RMN
16	V <sub>caliper</sub> / V <sub>bulk</sub> medido	Fator de correção para porosidade RCAL
17	V <sub>caliper</sub> / V <sub>bulk</sub> corrigido	Fator de correção para porosidade RMN

Fonte: A autora, 2019.

As medidas foram realizadas usando um espaço entre eco de 200μs ( $\tau = 100\mu\text{s}$ ) e 100μs ( $\tau = 50\mu\text{s}$ ) para capturar o máximo de sinal RMN possível. A força do sinal da voltagem medida é influenciada por diversos fatores como temperatura, salinidade e variações no campo magnético. Portanto, para assegurar que a intensidade do sinal reflete verdadeiramente o volume de fluido, é feita uma calibração do equipamento com 10 ml do fluido saturante, no qual é feita a medição padrão de T2 e o decaimento da magnetização é convertido em sinal de RMN.

O gráfico de decaimento exponencial é convertido em uma curva de distribuição de tempos de T2 (ms) *versus* saturação (ml) em um gráfico semi-log por meio da transformada

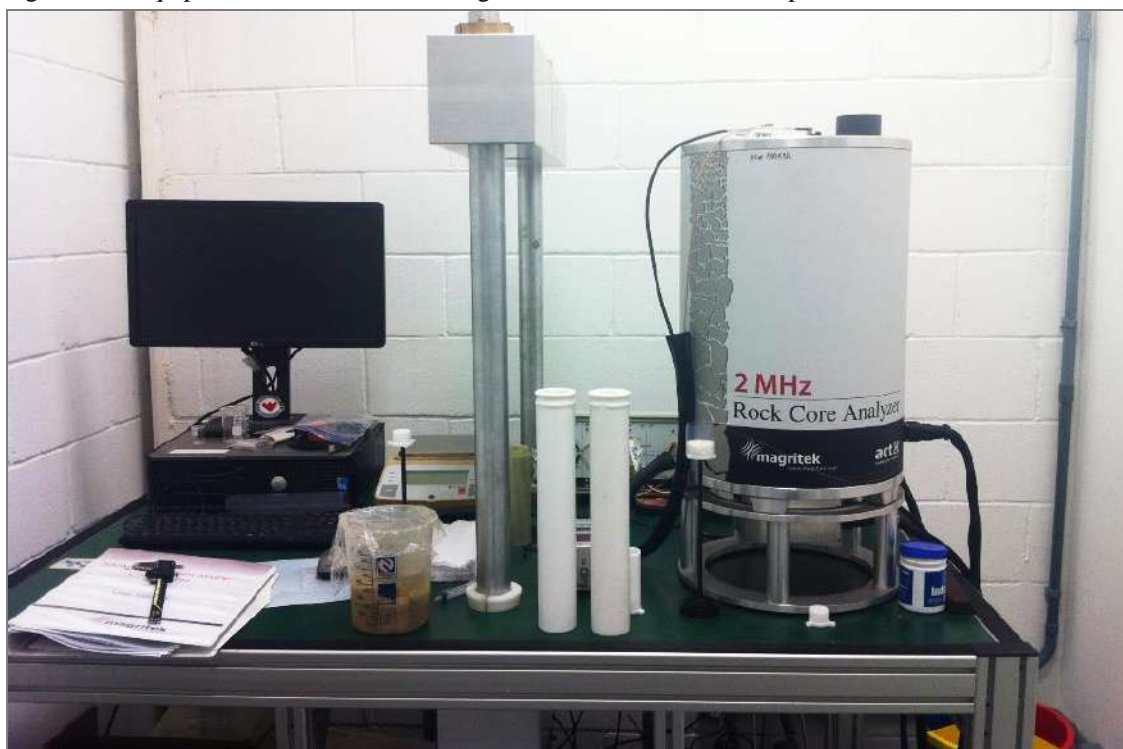
de Laplace no software Prospa. A porosidade RMN é calculada usando o método da amplitude inicial, em que o sinal RMN em zero é proporcional ao volume total de fluido na amostra. Os *cut-offs* utilizados para a partição da porosidade aplicados aos reservatórios de microbialitos do Pré-sal foram 30 ms para CBW-BVI e 100 ms para BVI-BVM (DINIZ-FERREIRA, 2014, e informação verbal). Os dados obtidos nesta análise são resumidos na Tabela 15.

Tabela 15 – Dados de saída provenientes das análises de RMN para obtenção de parâmetros de poro.

Itens	Dados RMN	Descrição / Observações
1	T2 (ms)	Tempo de relaxação transversal do H <sup>+</sup>
2	Saturação (ml)	Incremental e cumulada
3	Volume da amostra (cm <sup>3</sup> )	V <sub>caliper</sub> ou V <sub>bulk</sub> calculado
4	Porosidade RMN T2 (%)	Saturação total cumulada / (V <sub>bulk</sub> corrigido *100)
5	T2 <sub>lm</sub> (ms)	Média logarítmica dos tempos de T2

Fonte: A autora, 2019.

Figura 56 – Equipamento de ressonância magnética nuclear de baixo campo.



Nota: Equipamento pertencente a Weatherford Laboratórios Brasil.

Fonte: A autora, 2019.



## 4 ANÁLISE PETROFÍSICA DA FORMAÇÃO BARRA VELHA

Esta seção aborda a interpretação petrofísica da Formação Barra Velha com base em perfis geofísicos dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS. Os dados dos relatórios de poço, perfis compostos e de descrição litológica de amostras laterais e de calha serviram para embasar as interpretações litofaciológicas e correlacioná-las com suas propriedades petrofísicas no intuito de determinar zonas de reservatório e não-reservatório nestes poços.

### 4.1 Litologia e fácies sedimentares

A Formação Barra Velha abrange predominantemente uma sucessão de fácies carbonáticas “microbiais” formadas *in situ*, conforme dados do RFP-EX e perfis compostos. Nas descrições litológicas das amostras laterais e de calha foram utilizados os termos ‘calcilutitos’ e ‘calcarenitos’ para os reservatórios carbonáticos. Por outro lado, a descrição litológica presente no perfil composto denomina estes carbonatos como “calcários microbiais”, com variadas estruturas e fábricas sedimentares.

‘Calcilutito’ é a litologia dominante nas descrições litológicas de poço feitas em campo e está associada aos termos “maciços”, “laminados”, “algálicos”, “estromatolíticos” e “esferulíticos”. Esta classificação de rocha é essencialmente descritiva e passível de ambiguidades. Portanto, neste trabalho, termos como ‘calcilutitos’ e ‘calcarenitos’ foram substituídos pela terminologia empregada por Riding (2000) e Terra (2010), ambas desenvolvidas especificamente para microbialitos, acrescido de informações complementares (p.ex. maciço, laminado, etc.). Deste modo, rochas descritas em campo como ‘calcilutitos algálicos’ e ‘calcarenitos estromatolíticos e esferulíticos’ foram renomeados aqui como “laminitos microbiais”, “estromatólitos” e “esferulititos”, respectivamente (Tabela 16). Na presença de intercalações e/ou gradações entre estromatólitos e esferulititos, de modo que predominem os estromatólitos, é aplicado o termo “calcário estromatolítico - esferulítico”, ou ainda “calcário esferulítico - estromatolítico” quando os esferulitos são predominantes.

As rochas da Formação Barra Velha apresentam intensas modificações diagenéticas, principalmente em calcários interestratificados com argilas magnesianas do tipo talcoestevensita. A instabilidade destes argilominerais tornam-os mais susceptíveis à processos de

substituição parcial a total para dolomito e quartzo (silexito / chert), (WRIGHT, 2012; WRIGHT; BARNETT, 2015). Em menor frequência ocorrem margas e folhelhos intercalados aos calcários.

Tabela 16 – Litologias e fácies sedimentares dos carbonatos da Formação Barra Velha.

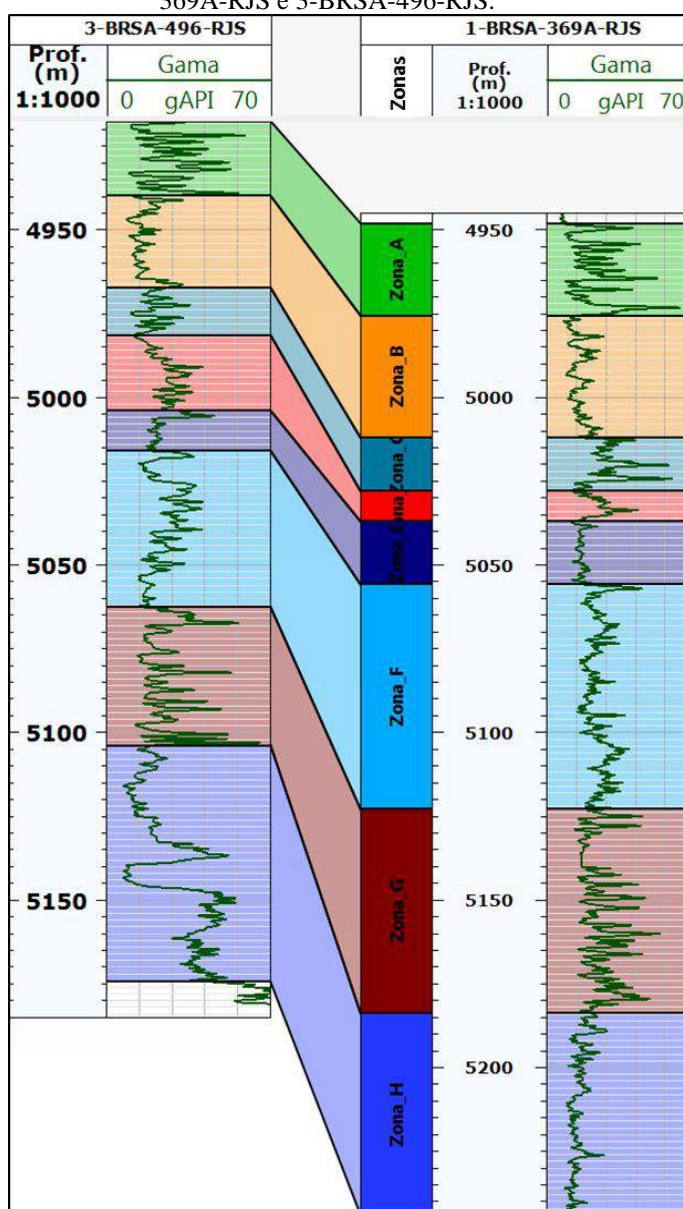
Litologia do poço	Estrutura / Fábrica sedimentar	Descrição interpretada a partir das amostras laterais e de calha	Litofácies (Perfil composto)
Calcilutito	Maciço	Lama carbonática (calcita microcristalina ou micrito) maciça. Quando apresenta grande conteúdo de argila chama-se marga	Calcário microcristalino ( <i>mudstone</i> ) maciço
	Laminado	Micrito laminado e/ou laminitos microbiais intercalados às camadas argilosas (marga, folhelho)	Calcário microcristalino ( <i>mudstone</i> ) laminado e/ou laminito microbial
	Algálico	Estruturas estromatolíticas e/ ou laminações algálicas (crenuladas)	Laminito microbial
	Estromatolítico	Estromatólito arborescente e/ou arbustiforme com intercalações de micrito e argila (descrito como “bandeado”)	Estromatólito com matriz micrítica
	Esferulítico	Formado por esferulitos	Calcário esferulítico com matriz micrítica
	Bioclástico	Termo possivelmente relacionado aos esferulitos ou ainda à presença de conchas de moluscos e/ou ostracodes	
Calcarenito	Maciço ou laminado	Possivelmente relacionado aos esferulititos – calcários formados na maior parte por esferulitos com ou sem matriz micrítica	Esferulitito
	Oolítico	O termo refere-se de forma equivocada aos esferulitos	
	Algálico	Com estruturas estromatolíticas e/ ou laminações algálicas	Calcário esferulítico a estromatolítico

Fonte: Relatório Final de Poço [200-] 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS. Modificado pela autora, 2019.

## 4.2 Zoneamento e correlação dos poços

Para a delimitação das zonas foram utilizados os perfis de raios gama (GR) e de resistividade profunda, além das descrições de amostras lateral, calha e perfil composto para identificação das variações litológicas. Deste modo, a Formação Barra Velha foi dividida em oito zonas: A, B, C, D, E, F, G e H (Figura 57, Tabela 17). Pela análise do perfil GR foi possível estabelecer uma correlação direta entre os dois poços, conforme a mostra a Figura 57.

Figura 57 – Zoneamento e correlação dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Tabela 17 – Descrição litológica das zonas dos poços estudados.

Zonas	1-BRSA-369A-RJS		3-BRSA-496-RJS	
	Prof. (m)	Descrição litológica	Prof. (m)	Descrição litológica
<b>A</b>	4947,80 - 4975,5	Estromatólito vugular com matriz micrítica a argilosa, manchado com óleo, intercalado a laminitos microbiais e <i>mudstones</i> maciços e laminados. Menos frequente ocorre esferulititos parcialmente recristalizados e/ou cimentados, com matriz micrítica e intercalados a camadas de folhelhos.	4917,5 - 4939,8	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica, dolomitizado, silicificado e recristalizado. Porosidade vugular frequente. Intercalação de <i>mudstone</i> e laminitos microbiais. Apresenta manchas e exsudações de óleo. Ocorrência de silexito e laminações de folhelho cinza escuro.
<b>B</b>	4975,5 - 5012	Calcário esferulítico - estromatolítico recristalizado / cimentado, com matriz micrítica, intercalado a estromatólito com matriz micrítica manchado de óleo, laminitos microbiais, <i>mudstone</i> maciço e laminado. Dolomito e veios de quartzo são raros. Substituição e/ou cimentação por <i>chert</i> (quartzo microcristalino).	4939,8 - 4967,2	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica, dolomitizado, recristalizado, silicificado e intercalados a <i>mudstone</i> e laminitos microbiais. Porosidade vugular frequente. Exsudações/impregnações de óleo são frequentes. Raros níveis de silexito hialino.
<b>C</b>	5012 - 5027,86	Estromatólito com matriz micrítica pouco argilosa, localmente manchado de óleo. Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica a argilosa, parcialmente recristalizado / cimentado, intercalado a laminitos microbiais e <i>mudstone</i> maciço e/ou laminado. Raros níveis de dolomito, marga e silexito. Intensa substituição e/ou cimentação por dolomita, <i>chert</i> e pirita.	4967,2 - 4981,4	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica, dolomitizado, silicificado, recristalizado e com poros vugulares. Manchas de óleo são raras. Localmente ocorrem fraturas. Intercalação de <i>mudstone</i> / laminitos microbiais.
<b>D</b>	5027,86 - 5036,93	Calcário esferulítico - estromatolítico recristalizado / cimentado, raramente com matriz micrítica, intercalado a laminitos microbiais e estromatólitos com matriz micrítica a argilosa. Forte substituição e/ou cimentação por dolomita e pirita. Raras camadas de dolomito, marga e <i>chert</i> .	4981,4 - 5003,9	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica e laminações argilosas (laminitos microbiais?), dolomitizado e silicificado. Porosidade vugular frequente. Impregnações de óleo são comuns. Localmente apresenta fraturas.

<b>E</b>	5036,93 - 5055,82	Calcário esferulítico - estromatolítico recristalizado / cimentado, intercalado a estromatólitos com matriz micrítica, laminitos microbiais e <i>mudstone</i> maciços. Localmente ocorrem camadas de dolomito, marga e folhelho. Substituição por pirita.	5003,9 - 5015,9	Estromatólito com matriz micrítica - argilosa e laminações argilosas (laminitos microbiais?), dolomitizado, parcialmente silicificado.
<b>F</b>	5055,82 - 5122,79	Calcário esferulítico - estromatolítico, estromatólitos e esferulititos com matriz micrítica a argilosa, intercalados a <i>mudstone</i> argilosos (maciços e /ou laminados) e margas. Localmente ocorrem camadas de dolomito, <i>chert</i> e folhelho. Substituição e/ou cimentação por pirita.	5015,9 - 5062,5	Calcário esferulítico - estromatolítico pouco vulgar, com matriz micrítica, laminações argilosas (laminitos microbiais?), dolomitizado, parcialmente silicificado. Camadas de silexito, <i>mudstone</i> argiloso (marga) e dolomito são comuns.
<b>G</b>	5122,79 - 5183,7	Calcário estromatolítico - esferulítico com matriz micrítica a argilosa, intercalado a <i>mudstones</i> (por vezes argilosos), laminitos microbiais, estromatólitos e esferulititos com matriz micrítica. Forte substituição e/ou cimentação por dolomita. Presença de margas, folhelhos e localmente veios de quartzo.	5062,5 - 5103,8	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica e laminações argilosas, dolomitizado, silicificado. Baixa recristalização e rara piritização. Porosidade vulgar comum. Raras impregnações / manchas de óleo fluorescente e óleo morto. Intercalações de <i>mudstone</i> argiloso (margas) e laminitos microbiais com matéria orgânica.
<b>H</b>	5183,7 - 5243,83	Esferulitito com matriz micrítica e localmente vulgar. Ocorrência comum de margas, dolomitos e coquinas. Forte substituição e/ou cimentação por pirita. Localmente ocorrem fraturas abertas.	5103,8 - 5174,4	Calcário esferulítico - estromatolítico com matriz micrítica -argilosa, dolomitizado, comumente silicificado e recristalizado, eventualmente piritizado. Porosidade vulgar frequente. Ocorrência de estruturas brechadas. Intercalação de <i>mudstone</i> argiloso raramente laminado, frequente dolomitização, rara silicificação e piritização.

Nota: Dados reinterpretados a partir das informações contidas no Relatório Final de Poço [200-] 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS.

Fonte: A autora, 2019.

De acordo com a distribuição litológica por zonas, percebe-se que as variações litofaciológicas são sutis ao longo de toda a formação, constituídas por intercalações entre estromatólitos e esferulititos (ou calcários esferulíticos-estromatolíticos). Além disso, camadas de mudstones (maciços e laminados) e laminitos microbiais encontram-se frequentemente interestratificados aos estromatólitos e esferulititos. Eventualmente dolomitos, margas (mudstones argilosos), silexito e folhelhos negros também estão intercalados aos calcários.

### 4.3 Interpretação petrofísica

Para a interpretação petrofísica dos perfis optou-se em agrupar as zonas conforme as semelhanças observadas nos perfis básicos (RHOB, NPHI, DT, RT) e nos perfis de ressonância magnética nuclear (RMN). Assim, a interpretação petrofísica dos poços foi dividida em três seções: ‘Zonas A, B, C, D’, ‘Zonas E, F’ e ‘Zonas G, H’. Os perfis compostos elaborados para cada poço encontram-se nos apêndices 3 a 10.

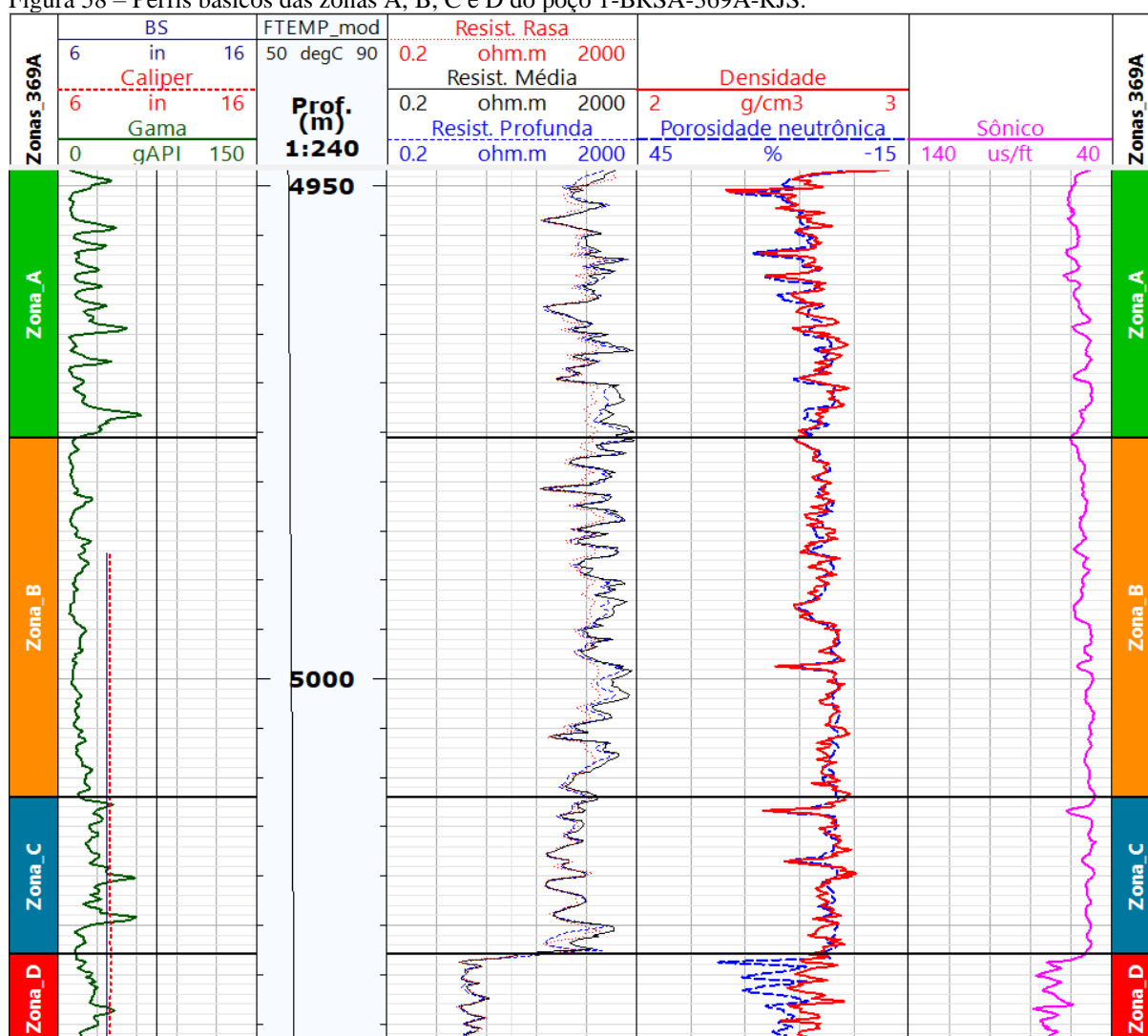
#### 4.3.1 Zonas A, B, C e D

De acordo com as descrições de amostra lateral, as zonas A, B, C e D dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS são caracterizados por estromatólitos e calcários esferulítico-estromatolíticos vugulares com matriz micrítica, intercalados a laminitos microbiais e/ou mudstones (maciços e laminados) com porosidade aparente fechada. Estes calcários apresentam intensa diagênese caracterizada por dolomitização, cimentação, recristalização, silicificação e dissolução. Manchas e exsudações de óleo são comuns nestas zonas, sobretudo no poço 3-BRSA-496-RJS. Litologias como dolomito, silexito hialino, marga e folhelho cinza escuro ocorrem esporadicamente interestratificados aos calcários. Veios de quartzo e fraturas são raros e ocorrem nas zonas B, C e D. As seções a seguir apresentam os dados e interpretações petrofísicas a partir dos perfis convencionais, RMN e de imagem ultrassônica.

## 4.3.1.1 Análise dos perfis básicos

Os perfis de raios gama total para as zonas a, B, C e D variam de 6° até 60° API (Figuras 58 e 59; Tabela 18). Elevado  $GR_{total}$  pode refletir alto teor de argila radiogênica (interestratificada como laminações ou disseminada na matriz dos calcários) ou grande quantidade de matéria orgânica associada ao urânio. Calcários esferulítico-estromatolíticos e *mudstones* com argilas e/ou matéria orgânica mostram GR em torno de 35°API. Folhelhos, *mudstones* argilosos (maciços / laminados) e/ou laminitos microbiais possuem GR acima de 42° API (geralmente 50° a 60° API). Calcários com matriz micrítica, recristalizados, cimentados e/ou substituídos por dolomita e/ou quartzo, além de *mudstones* com pouca argila radiogênica e/ou matéria orgânica apresentam valores médios inferiores a 30°API.

Figura 58 – Perfis básicos das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

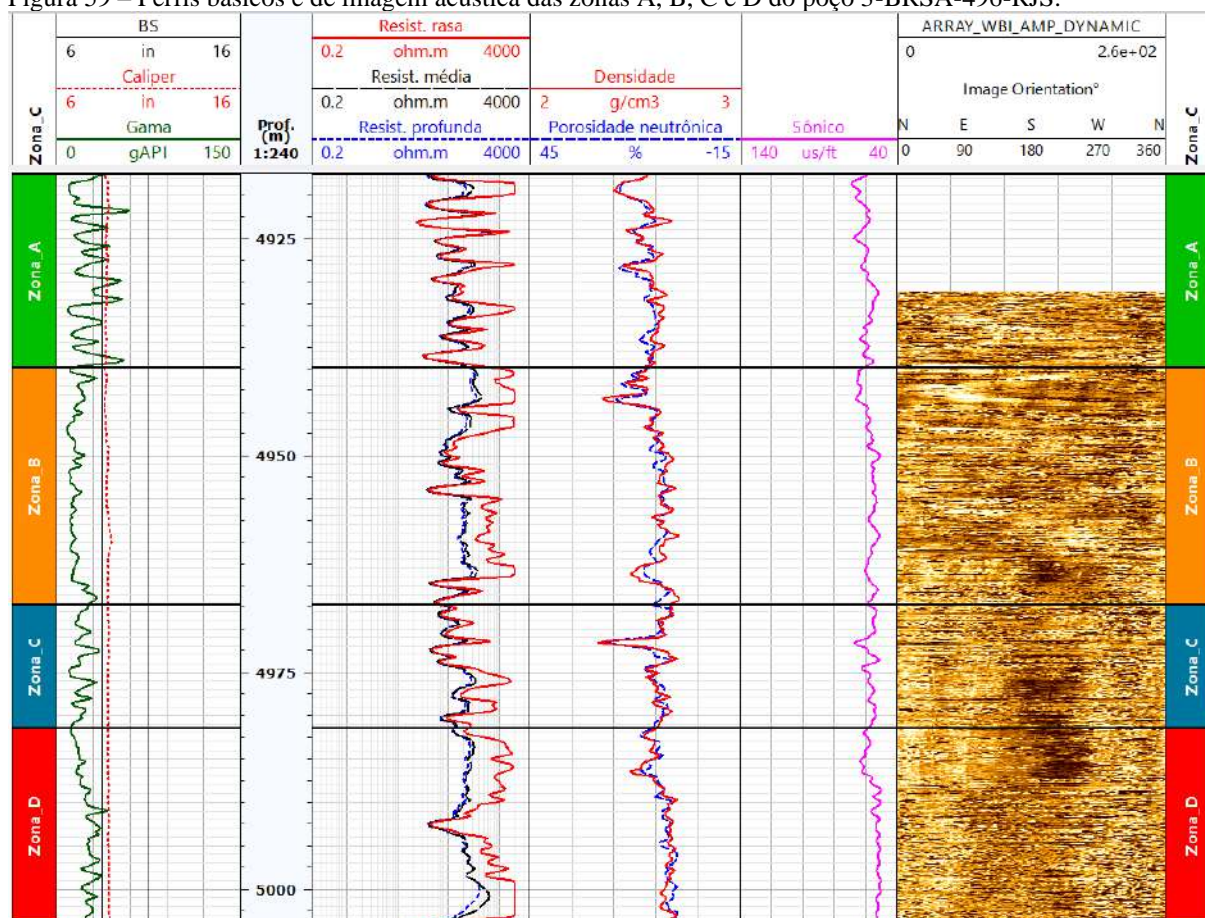
Tabela 18 – Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas A, B, C e D.

POÇO	PERFIS	ZONA A				ZONA B				ZONA C				ZONA D			
		Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.
369A	GR (°API)	6,40	63	22,10	18,76	8,02	27,01	15,24	14,19	12,83	59,95	29,25	28,68	12,98	42,93	24,73	25,70
	NPHI (%)	0,73	23,25	7,52	7,31	0,23	10,99	3,16	2,47	0,18	15,01	2,69	1,82	2,30	27	13,13	12,4
	RHOB (g /cm <sup>3</sup> )	2,33	2,78	2,65	2,65	2,51	2,79	2,69	2,70	2,46	2,81	2,70	2,71	2,53	2,76	2,64	2,64
	AT10 (ohm.m)	59,78	982,99	305,16	269,37	56,83	600,97	309,10	309,88	46,85	504,51	176,71	159,32	2,64	26,28	5,61	4,66
	AT30 (ohm.m)	62,06	1783,8 3	526,01	390,84	60,03	1833,9 0	606,44	516,70	42,43	903,56	235,72	201,28	2,86	24,14	5,43	4,38
	AT90 (ohm.m)	58,38	1693,7	416,18	346,15	80,79	1428,1 5	481,66	447,07	65,58	674,24	179,88	151,46	2,69	53,99	5,82	3,90
	DT (µs / ft)	49,52	63,92	56,11	56,48	48,00	60,86	53,19	53,08	47,82	62,09	51,71	51,31	52,23	78,49	68,53	68,75
496	GR (°API)	9,41	58,96	26,70	25,13	8,37	32,86	16,26	14,87	10,34	35,66	19,89	19,19	11,71	40,95	24,78	25,02
	NPHI (%)	7,94	19,43	12,34	11,54	4,74	20,39	9,46	8,78	3,83	23,07	8,90	8,14	2,88	13,61	6,65	6,11
	RHOB (g /cm <sup>3</sup> )	2,40	2,67	2,57	2,58	2,34	2,71	2,60	2,62	2,33	2,70	2,61	2,62	2,47	2,70	2,63	2,65
	AT10 (ohm.m)	22,91	2000	448,95	161,20	38,94	2000	747,43	560,81	46	1699,3 3	354,83	189,62	41,60	2000	1001,4 1	852,40
	AT30 (ohm.m)	23	756,94	158,04	130,90	36,58	464,95	207,40	212,83	42,40	347,23	149,30	128,53	37,58	636,29	260,64	239,92
	AT90 (ohm.m)	23	768,12	143,33	125,27	36,05	364,32	179,98	185,68	41,83	284,51	134,40	118,97	34,96	417,61	216,13	215,40
	DT (µs / ft)	51,69	69,26	59,82	59,46	50,96	66,80	57,19	56,50	51,19	67,26	56,56	55,75	49,86	63,72	54,33	52,77

Fonte: A autora, 2019.



Figura 59 – Perfis básicos e de imagem acústica das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

A porosidade neutrônica (NPHI) das zonas A, B, C e D é bastante variável, com valores médios que variam de 2% a 13%, e valores máximos superiores a 27% (Figuras 58 e 59; Tabela 18). As maiores porosidades estão associadas a calcários com baixo GR (inferior a 15°API). A distribuição do perfil de nêutrons ao longo da formação é bastante heterogênea, possivelmente causada por duas condições principais: a) frequentes intercalações de estromatólitos e esferulitos (que apresentam arcabouço poroso com poros vulgares) com litologias pouco porosas (e/ou argilosas) como *mudstones*, laminitos microbiais, margas e folhelhos; e b) intensa diagênese dos carbonatos devido aos processos de silicificação e dolomitização que modificaram o arcabouço e sistema poroso original. Nota-se que em calcários pouco substituídos (dolomitizados e silicificados) a porosidade neutrônica tende a ser elevada.

O perfil de densidade (RHOB) para as quatro zonas varia entre 2,3 g/cm<sup>3</sup> a 2,81 g/cm<sup>3</sup>. No poço 1-BRSA-369A-RJS, a densidade média para as quatro zonas é aproximadamente 2,67 g/cm<sup>3</sup> (Figura 58; Tabela 18), enquanto que no poço 3-BRSA-496-RJS a média é de 2,60 g/cm<sup>3</sup> devido à maior porosidade (Figura 59; Tabela 18). Valores médios de densidade igual

ou inferior a  $2,65 \text{ g/cm}^3$  tendem a ocorrer em calcários porosos e com pouca substituição por dolomita. No entanto, calcários muito silicificados e fechados tendem a apresentar densidade próxima a do quartzo. Nota-se uma tendência de sobreposição das curvas NPHI-RHOB, o que indica pouca substituição dos calcários por dolomita. A análise conjunta dos perfis RHOB e NPHI associada a descrição litológica de amostras laterais mostra algumas tendências listadas na Tabela 19.

Tabela 19 – Relação entre a densidade RHOB, porosidade NPHI e composição mineralógica.

Densidade ( $\text{g/cm}^3$ )	Observações
< 2,6	Calcários com porosidade moderada a boa (> acima de 7%)
2,6 - 2,65	Calcários com boa porosidade (p.ex. estromatólitos vugulares) e/ou parcialmente silicificados. O quartzo tende a atenuar a densidade da rocha
2,69 - 2,71	Calcários com baixa porosidade (fechados) ou calcários dolomitizados com porosidade moderada a boa
>2,71	Calcários dolomitizados com porosidade variável
2,75 – 2,78	Calcários substituídos e/ou cimentados por dolomita e pirita. A presença de sulfetos tende a elevar a densidade da rocha

Fonte: A autora, 2019.

O perfil sônico (DT) no poço 1-BRSA-369A-RJS mostra que as rochas das zonas A, B e C são caracterizadas por curtos tempos de trânsito que variam entre 47 a  $63 \mu\text{s/ft}$  em virtude da porosidade baixa a moderada (Figura 58; Tabela 18). Por outro lado, na zona D há um aumento significativo dos tempos de trânsito das ondas P para 52 a  $88 \mu\text{s/ft}$  e médias entre 66 a  $68 \mu\text{s/ft}$  devido a maior porosidade destas rochas. No poço 3-BRSA-496-RJS, o tempo de propagação de ondas P é moderado nas quatro zonas, variando entre 50 a  $69 \mu\text{s/ft}$  (Figura 59; Tabela 18). Calcários com porosidades inferiores a 10% mostram tempos de trânsito em torno de 50 a  $60 \mu\text{s/ft}$ . Por outro lado, calcários com porosidade acima de 10% apresentam tempos de propagação de onda superior a  $60 \mu\text{s/ft}$ .

Os perfis de indução registram altas resistividades em todas as profundidades de investigação (rasa, média e profunda) para os dois poços nestas zonas. A elevada resistividade ocorre em virtude da presença de fluidos resistivos (hidrocarbonetos) no interior do espaço poroso dos calcários e também devido às condições de rocha, onde calcários fechados ou com poucos poros apresentam altas resistividades. No geral, calcários porosos (alto NPHI) e com baixo GR tendem a apresentar maiores resistividades (Tabelas 20, 21 e 22). Localmente, a

presença de pirita pode interferir nas leituras das ferramentas de indução, atenuando a resistividade da rocha.

Tabela 20 – Relação entre litofácies e parâmetros de densidade (RHOB), porosidade (NPHI) e resistividade profunda (RT) nas zonas A, B e C do poço 1-BRSA-369A-RJS.

Zonas	Profundidade (m)	Litofácies	GR (°API)	RHOB (g/cm <sup>3</sup> )	NPHI (%)	RT (ohm.m)
A	4954,5	Estromatólito impregnados por óleo	44	2,6	8	193
	4964,5		52	2,57	6	190
B	4976		13	2,57	10	1428
C	5026		16	2,63	1,27	674

Nota: Estromatólitos com indícios de óleo mostram variado GR e NPHI moderado a altas. A resistividade nessas condições é elevada. A exceção é observada na zona C, em que um estromatólito de baixo grau API apresenta baixa porosidade neutrônica e alta resistividade em função da condição fechada da rocha.

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 21 – Propriedades petrofísicas dos calcários com alto GR do poço 3-BRSA-496-RJS.

Prof. (m)	Gama (°API)	NPHI (%)	RHOB (g/cm <sup>3</sup> )	DT (µs/ft)	Resistividade (ohm.m)		
					rasa	média	profunda
4921,8	59	10,3	2,6	57,5	123,5	100,4	94,8
4923,7	41	13,5	2,55	61	65,5	65,5	65,5
4926	43	9,7	2,58	58,8	185	145	140
4927,4	40	10,6	2,6	60	108	84,4	81,6
4930	53	10	2,6	57	72,4	65,3	64,4
4932	53	12,3	2,56	54,7	160	112	105
4934,6	37,8	8	2,6	56,7	107	97	91
4939	56,3	11,5	2,58	54,7	91	76	76

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 22 – Propriedades petrofísicas dos calcários com baixo GR no poço 3-BRSA-496-RJS.

Prof. (m)	Gama (°API)	NPHI (%)	RHOB (g/cm <sup>3</sup> )	DT (µs/ft)	Resistividade (ohm.m)		
					rasa	média	profunda
4919	10,3	19	2,4	66	2000	312,8	223
4924,4	19,6	14,7	2,48	63,5	1726	757	768
4928	24,8	17,9	2,47	62,6	1988	334,8	290,3
4928,5	18,7	19,4	2,48	62	408	213	195
4933	10,4	10	2,64	55	1977	311,9	260,7
4935	16,4	9,8	2,6	58,9	602,7	274,6	234,8
4937,4	13,4	9,4	2,64	57,9	513,7	247,6	225,8

Fonte: A autora, 2019.

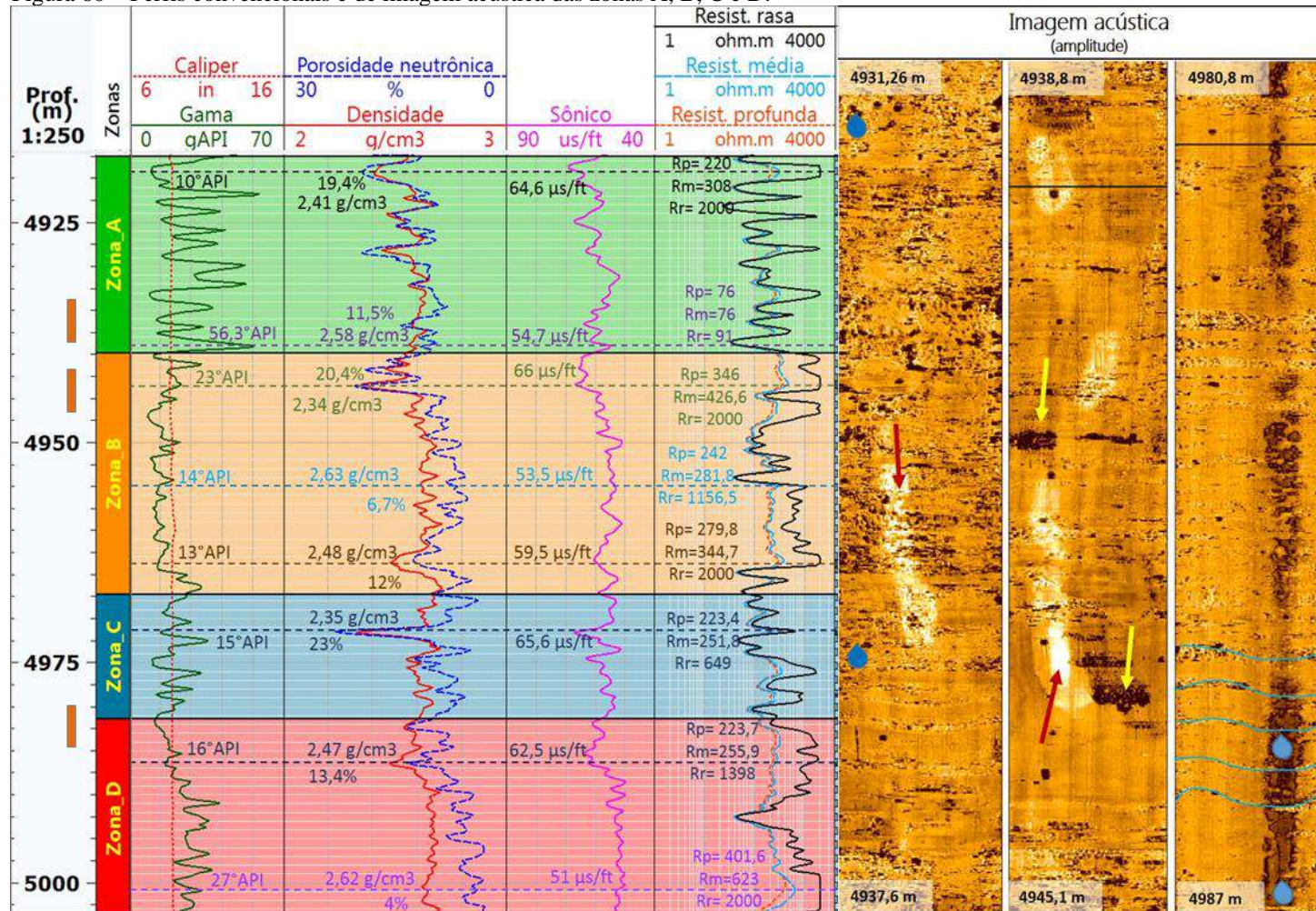
O afastamento das curvas de resistividade profunda, média e rasa, observada nos dois poços, revela condição de invasão do filtrado de lama na formação devido à conectividade existente no meio poroso. No poço 1-BRSA-369A-RJS, as maiores resistividades são encontradas nas curvas de resistividade média seguida pela curva de resistividade profunda nas zonas A, B e C (Figura 58; Tabela 18). A inversão das curvas e o perfil de invasão bem desenvolvido nestas zonas (efeito *annulus*) indica que as rochas apresentam volume

significativo de hidrocarbonetos e boas condições permo-porosas (ANDERSON, 2001; ASQUITH; KRYGOWSKI, 2004). Nesta situação, é possível que o filtrado de lama base óleo tenha alcançado a zona de transição do perfil de invasão e, somando-se aos hidrocarbonetos da formação, resultou na inversão das curvas de resistividade. No poço 3-BRSA-496-RJS o perfil de invasão é caracterizado por um distanciamento significativo entre as três leituras de resistividade para as zonas A, B, C e D (Figura 59; Tabela 18). As maiores resistividades são encontradas nos perfis de resistividade rasa, média e profunda, respectivamente, mostrando que há uma progressiva redução dos valores de resistividade sem inversão das curvas.

A zona D do poço 1-BRSA-369A-RJS apresenta um comportamento distinto da resistividade. Nesta zona há uma mudança brusca no comportamento e disposição dos perfis de indução (Figura 58; Tabela 18). Os valores de resistividade são extremamente baixos devido a mudança do tipo de fluido saturante da rocha, que passa de resistivo a condutivo, provavelmente devido aos calcários saturados com água de formação de elevada salinidade. A sobreposição dos perfis de indução profunda, média e rasa indica baixas condições permo-porosas nas rochas e a consequente não-invasão do filtrado de lama. No entanto, é possível observar que localmente existem profundidades em que há um discreto perfil de invasão devido a alguma conexão de poros existente nos calcários. Nestes casos, a disposição das curvas no perfil de invasão é normal, onde a resistividade rasa é superior à resistividade média que por sua vez é maior que a resistividade profunda.

O perfil de imagem acústica de amplitude, disponível somente no poço 3-BRSA-496-RJS, foi processado para fornecer informações a respeito das estruturas sedimentares, tendências de porosidade, silicificação e identificação de fraturas naturais e induzidas (Figura 60). Nestes perfis de imagem foram identificados: a) camadas plano-paralelas a inclinadas reconhecidas nas senoides suaves da imagem; b) poros vulgares identificados em tons escuros que são consequência da baixa amplitude acústica (corroborado com dados de descrição de amostra lateral); c) níveis silicificados identificados pelos tons mais claros devido à alta amplitude acústica em resposta à condição fechada da rocha (coerente com as descrições de amostras laterais); d) existência de *breakouts* (listras em pares, paralelas ao eixo vertical do poço, comumente impregnados por óleo), ou seja, fraturas induzidas pela atividade de perfuração e que se formam quando a pressão da formação é superior à pressão dos fluidos (Al-KHABBAZ et al., 2012; SCHLUMBERGER, 2002; TINGAY et al., 2008); e) fraturas naturais que aparecem como linhas senoidais de maior amplitude (SCHLUMBERGER, 2002; TINGAY et al., 2008) e estão corroboradas pelas descrições de amostras laterais.

Figura 60 – Perfis convencionais e de imagem acústica das zonas A, B, C e D.



Legenda: As barras de cor laranja no track de profundidade representam os intervalos com cobertura de imagem acústica. Símbolos no perfil de imagem acústica: gota azul (manchas de óleo fluorescente descritos em amostra lateral), seta amarela (poros vulgares com óleo), seta vermelha (níveis de calcário silicificado), linhas senoidais azuis (camadas fraturadas, confirmadas na descrição de amostra lateral).

Fonte: A autora, 2019.

#### 4.3.1.2 Curvas Calculadas

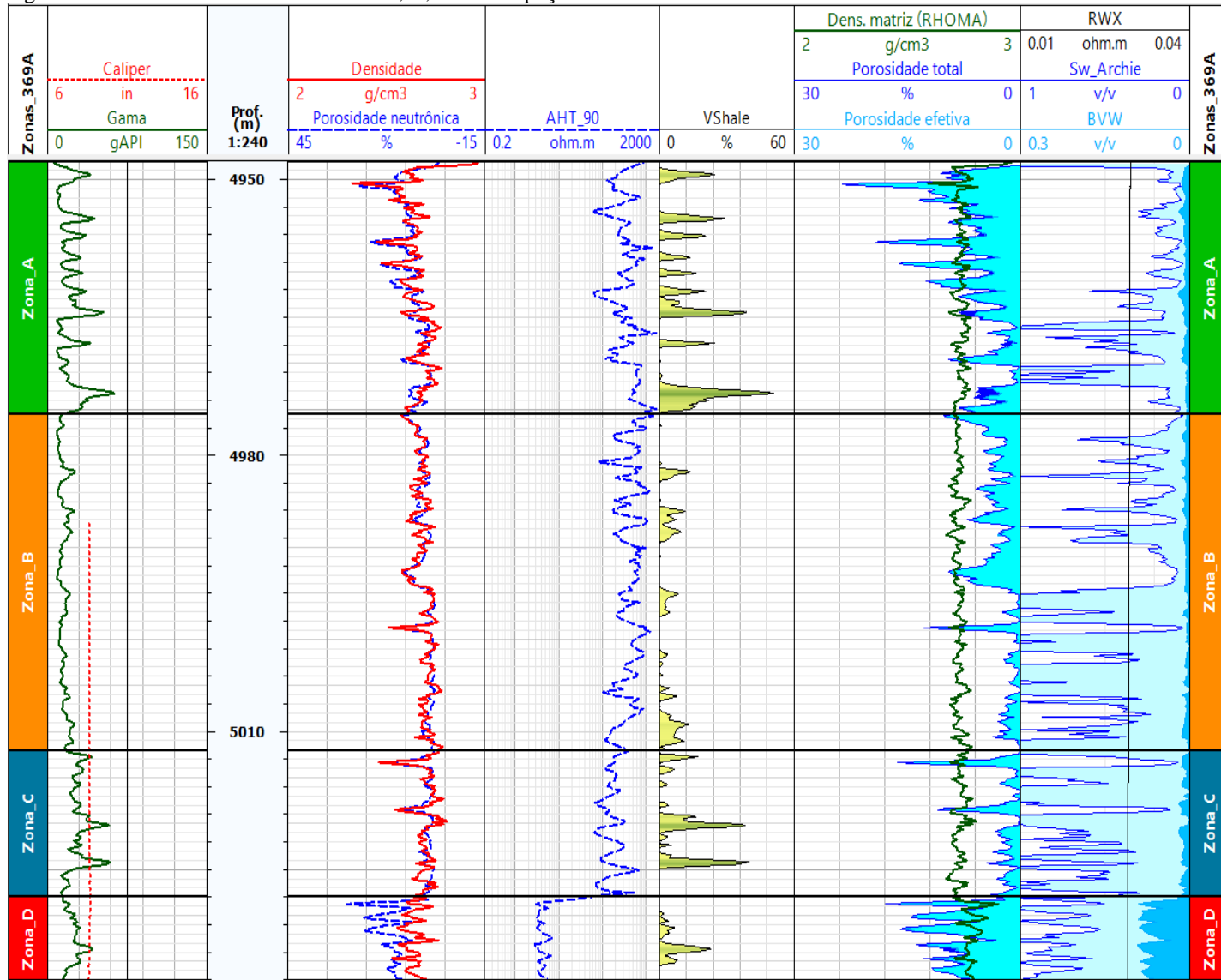
A argilosidade (VSh) calculada mostra que a zona A contém o maior teor de argila radiogênica e/ou de matéria orgânica da Formação Barra Velha em ambos os poços (Figuras 61 e 62; Tabela 23). As medianas calculadas para VSh nas quatro zonas é igual ou inferior a 1,5%, sugerindo que o predomínio de calcários com baixo teor de argila radiogênica.

As porosidades total ( $PHI_{tND}$ ) e efetiva ( $PHI_{eND}$ ) calculadas a partir dos perfis de nêutron e densidade para as zonas A, B e C, mostram valores moderados a baixos no poço 1-BRSA-369A-RJS (Figura 61; Tabela 23). No poço 3-BRSA-496-RJS os valores de porosidade são moderados a altos para as quatro zonas, atingindo até 20% (Figura 62; Tabela 23). No poço 1-BRSA-369A-RJS, calcários silicificados geralmente apresentam menores porosidades devido à redução do espaço poroso pelo quartzo e/ou *chert*. No entanto, no poço 3-BRSA-496-RJS os calcários parcialmente silicificados estão associados à fraturas responsáveis pelo aumento da porosidade total.

A curva de densidade da matriz (RHOMA) apresenta-se constante na maioria das zonas, com valores médios e medianos em torno de 2,72 g/cm<sup>3</sup> a 2,74 g/cm<sup>3</sup>, o que indica dolomitização dos carbonatos compatível com as descrições litológicas do perfil composto e de amostra lateral (Figuras 61 e 62; Tabela 23). Densidades próximas à 2,65 g/cm<sup>3</sup> apontam para silicificação parcial a total de calcários, resultando em camadas de silexito. Densidades acima de 2,78 g/cm<sup>3</sup> sugerem presença de dolomita e pirita nos calcários.

A saturação de água ( $S_w$ ) determinada pela equação de Archie ( $S_w_{Archie}$ ) é baixa para todas as zonas em ambos os poços (exceto para a zona D do poço 1-BRSA-369A-RJS), onde os valores médios e de mediana são inferiores a 32% (Figuras 61 e 62; Tabela 23). As menores saturações de água são encontradas na zona A para os dois poços. O volume total de água (BVW – *Bulk Volume Water*) é baixo em todas as zonas nos dois poços, com valores de média e mediana inferiores a 1,7% (Tabela 23). As menores saturações de água encontram-se em calcários com porosidade efetiva moderada a alta e alta resistividade. Por outro lado, as maiores saturações de água ocorrem em calcários com baixa porosidade e menores resistividades. A zona D do poço 1-BRSA-369A-RJS mostra um comportamento inverso em relação às demais zonas, com maior saturação de água e, conseqüentemente, maior BVW em relação às demais zonas.

Figura 61 – Curvas calculadas das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

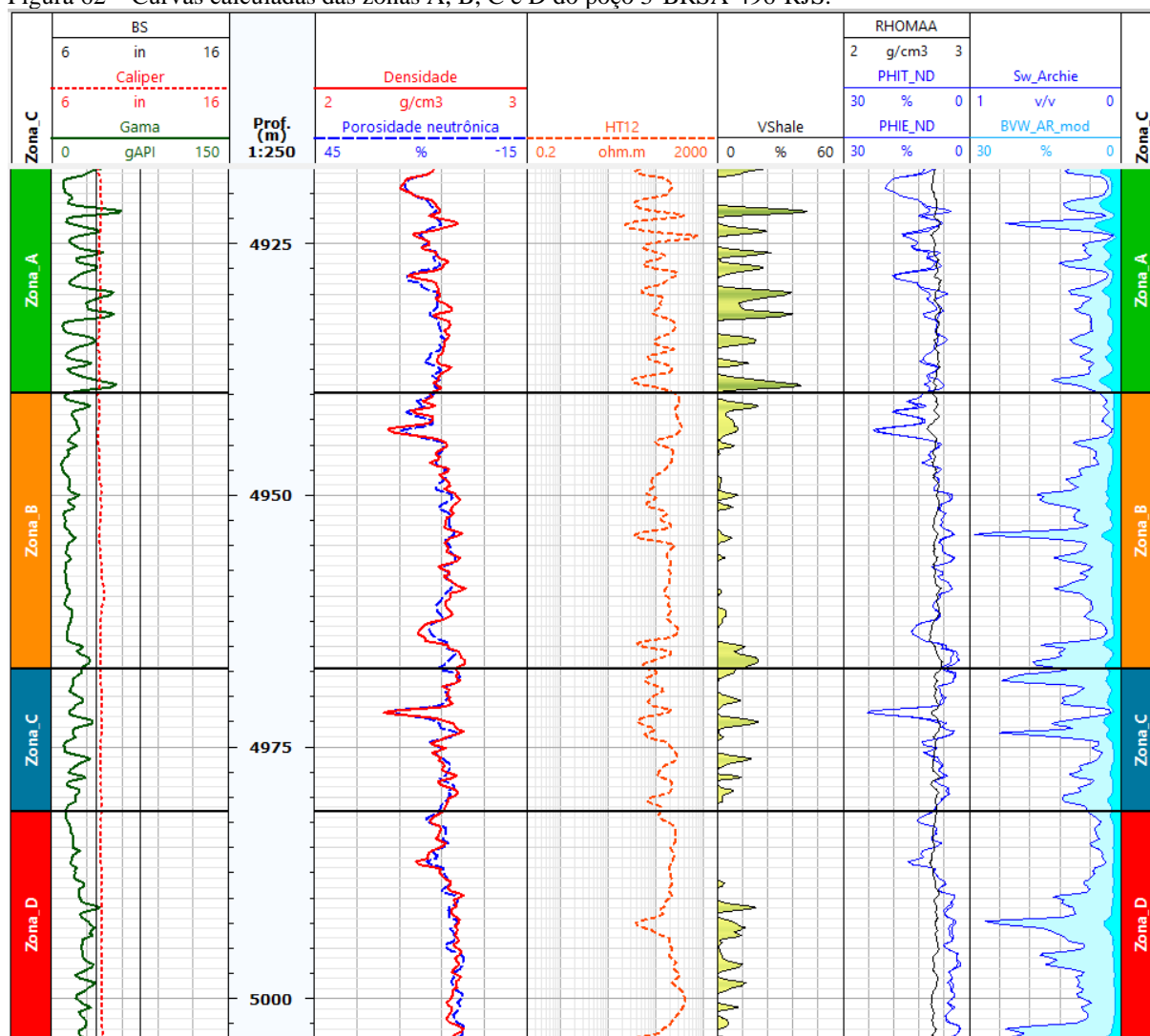
Tabela 23 – Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas A, B, C e D.

POÇOS	Perfis	ZONA A				ZONA B				ZONA C				ZONA D			
		Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.	Mín.	Máx.	Média	Med.
369A	VSH (%)	0	50,81	7,07	0,54	0	13,62	2,16	0	0	40,82	5,31	0,11	0	22,88	3,46	1,36
	RHOMA (g /cm <sup>3</sup> )	2,59	2,96	2,74	2,74	2,67	2,79	2,73	2,72	2,67	2,81	2,73	2,73	2,70	2,90	2,78	2,78
	PHItND (%)	0,06	23,56	6,42	5,83	0	12,71	2,72	2,12	0	16,31	2,17	1,51	2,03	17,78	9,64	9,46
	PHIeND (%)	0,06	23,56	6,02	5,54	0	12,72	2,68	2,06	0	16,30	2,10	1,43	2,03	17,78	9,34	8,79
	Sw_Ar (%)	3,84	100	24,63	15,28	3,52	100	48,86	37,68	6,59	100	72,80	79,80	44,09	100	76,99	77,73
	BVW (%)	0,06	1,94	0,85	0,80	0	1,65	0,62	0,61	0	1,83	0,93	1,07	2,02	9,04	6,95	7,35
	Sw_QE (%)	4,31	100	26,36	16,37	4,37	100	49,63	40,30	8,08	100	74,68	84,52	43,54	100	75,18	75,49
	Swirr_QE (%)	0,42	2,27	1	0,92	0,46	1,93	0,90	0,82	0,67	2,14	1,43	1,41	2,36	10,56	8,35	8,75
496	VSH (%)	0	42,76	9,70	5,38	0	19,74	3,45	1,32	0	19,10	3,69	1,59	0	18,40	2,91	0,17
	RHOMA (g /cm <sup>3</sup> )	2,70	2,77	2,74	2,74	2,67	2,78	2,73	2,73	2,69	2,77	2,73	2,73	2,69	2,76	2,72	2,72
	PHItND (%)	6,28	20,02	11,08	10,17	3,56	22,84	8,52	7,37	3,24	24,25	7,87	6,98	2,23	14,86	6,06	5,02
	PHIeND (%)	4,53	20,02	10,04	8,62	2,54	21,99	8,22	7,16	2,93	24,25	7,58	6,73	1,86	14,86	5,88	4,85
	Sw_Ar (%)	4,82	63,93	22,07	18,11	6,07	91,90	23,30	20,13	7,93	70,51	26,51	24,88	8,87	74,08	31,92	29,98
	BVW (%)	0,55	3,16	1,52	1,36	0,79	2,53	1,25	1,11	0,90	2,34	1,44	1,39	0,74	2,57	1,12	1,03
	Sw_QE (%)	4,02	44,93	15,79	14,67	4,23	63,78	19,03	18,10	4,99	57,27	23	21,18	7,98	63,69	23,84	20,50
	BVW_QE (%)	0,62	3,61	1,74	1,55	0,91	2,88	1,43	1,27	1,03	2,68	1,64	1,59	0,85	2,93	1,28	1,18

Fonte: A autora, 2019.



Figura 62 – Curvas calculadas das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

O modelo petrofísico elaborado no módulo Quant ELAN para a Formação Barra Velha nos dois poços mostrou que a composição mineralógica é constituída principalmente por calcita, com percentuais variáveis de dolomita, *chert* e pirita (Figuras 63, 64 e 65). Apesar da menor ocorrência de *chert* e pirita, é comum a ocorrência simultânea destes dois minerais principalmente em profundidades com elevado VSh. Além disso, não é rara a ocorrência de calcários quase que totalmente silicificados em camadas de até 2m de espessura. O mineral pirita no modelo petrofísico pode contemplar não somente a pirita, mas, também, minerais que possam conter ferro em suas estruturas cristalinas como minerais carbonáticos e argilas (p. ex. clorita, ilita). De igual forma o mineral “dolomita” pode refletir não somente a própria dolomita, como também minerais enriquecidos em magnésio, como vestígios de argilas magnesianas (estevensita). Os percentuais de óleo (U\_Oil) e água (U\_Water) da formação fornecido também pelo modelo petrofísico é um dado qualitativo útil para indicar camadas

com maiores quantidades de óleo. Em ambos os poços, a curva U\_Oil mostra quantidade significativa de óleo e baixa quantidade de água nestas zonas (Figuras 63 e 64).

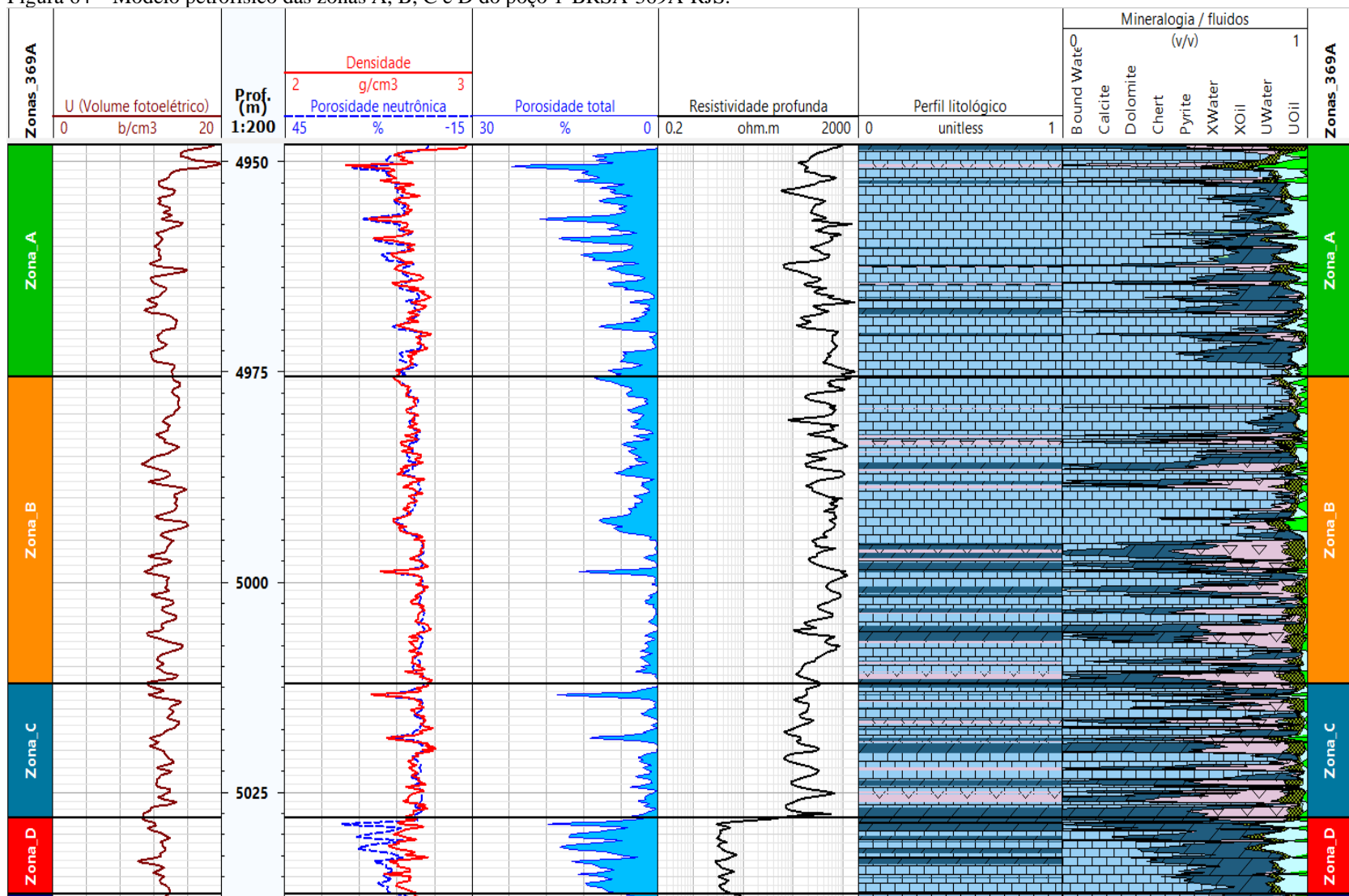
Figura 63 – Composição mineralógica das zonas A, B, C e D.



Nota: A quantificação obtida pelo módulo Quant ELAN não considera o percentual de argila.

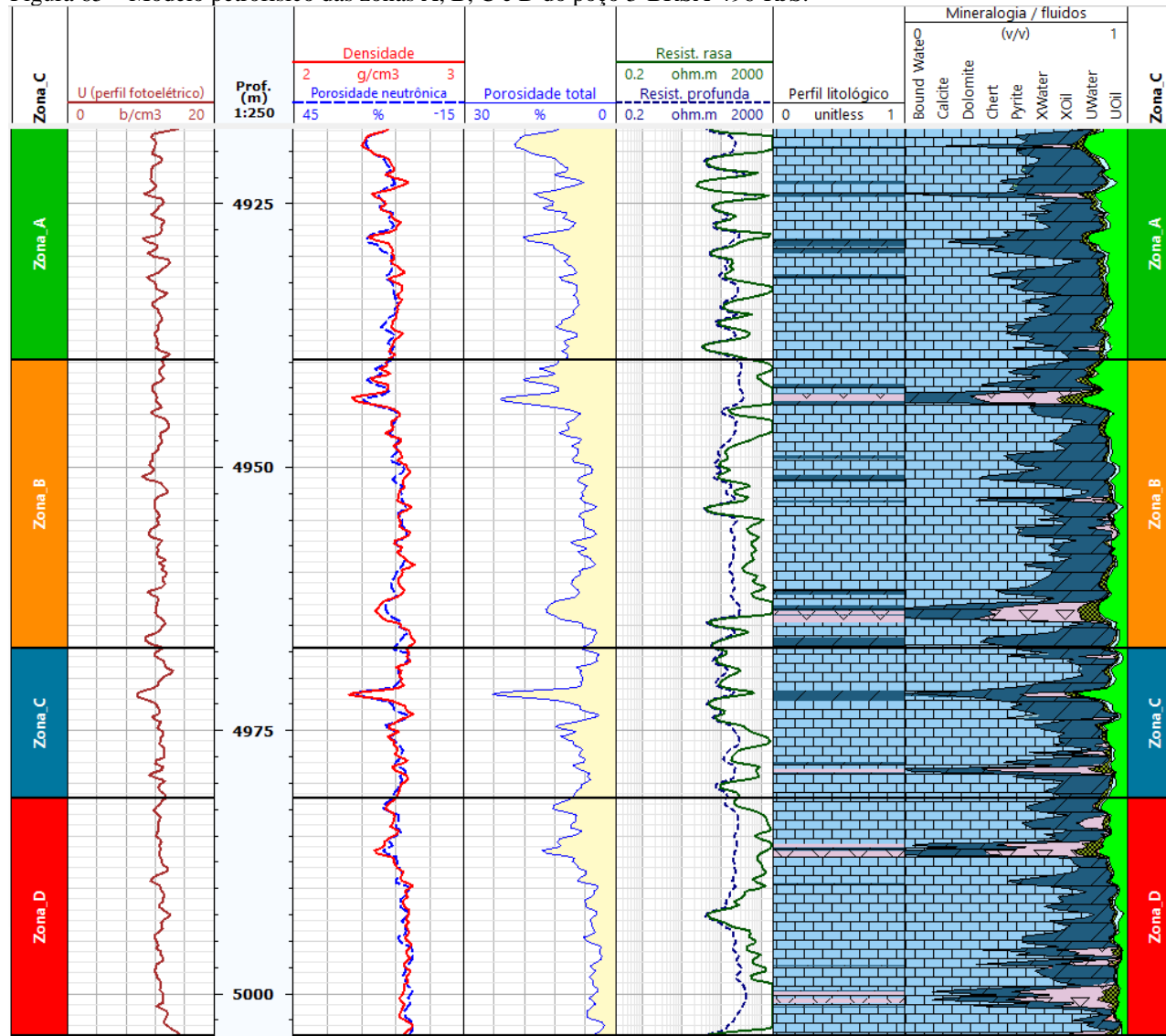
Fonte: A autora, 2019.

Figura 64 – Modelo petrofísico das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 65 – Modelo petrofísico das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.

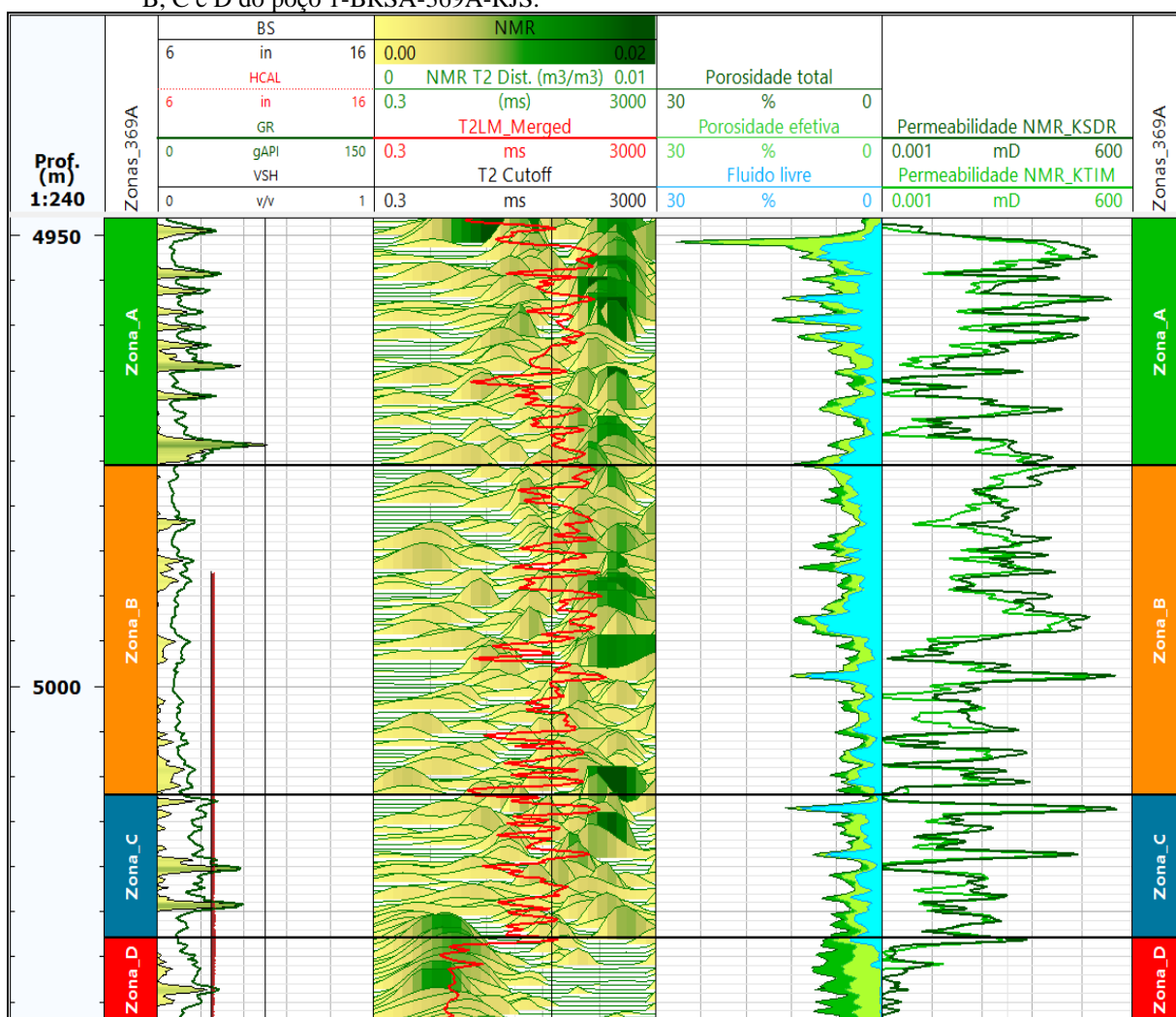


Fonte: A autora, 2019.

## 4.3.1.3 Perfil RMN

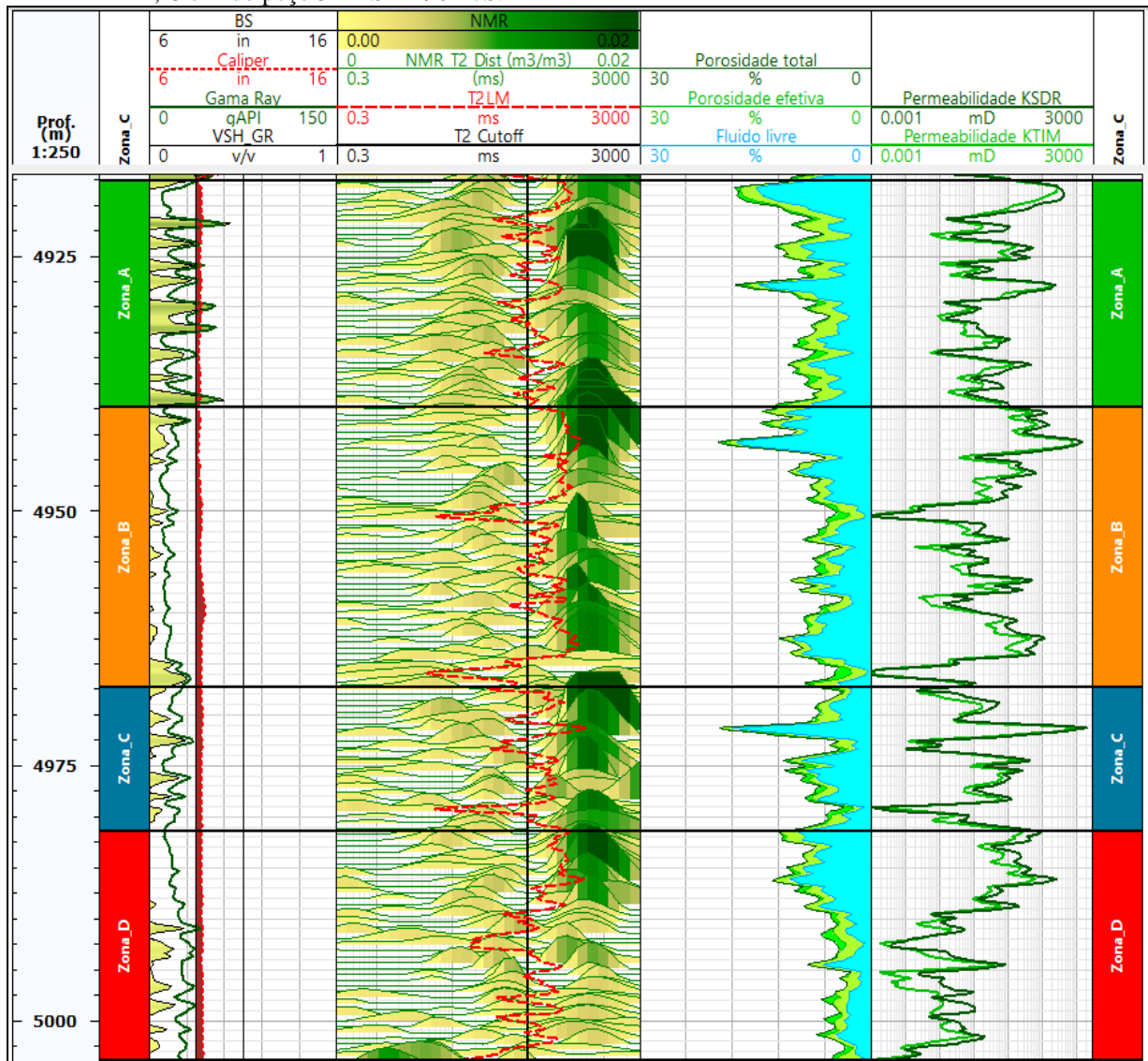
Nos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS os tempos de relaxação T2 registrados no perfil 'T2\_DIST' são predominantemente superiores ao *cut off* padrão da ferramenta (100 ms) que separa regiões de fluido imóvel e fluido livre (Figuras 66 e 67; Tabela 24). Portanto, os fluidos são móveis e pertencem a região de Fluido Livre (ou BVM - *Bulk Volume Movable*). A média logarítmica de T2 ( $T_{2lm}$ ) é de 138 ms no poço 1-BRSA-369A-RJS (excetuando a zona D), e 179 ms no poço 3-BRSA-496-RJS. Deste modo, os macroporos é o tamanho de poro que predomina na rede poral dos calcários das zonas de topo da Formação Barra Velha para ambos os poços, seguido pelos mesoporos e microporos, este último com percentual médio inferior a 1% (Figura 68; Tabela 24).

Figura 66 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas A, B, C e D do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 67 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas A, B, C e D do poço 3-BRSA-496-RJS.



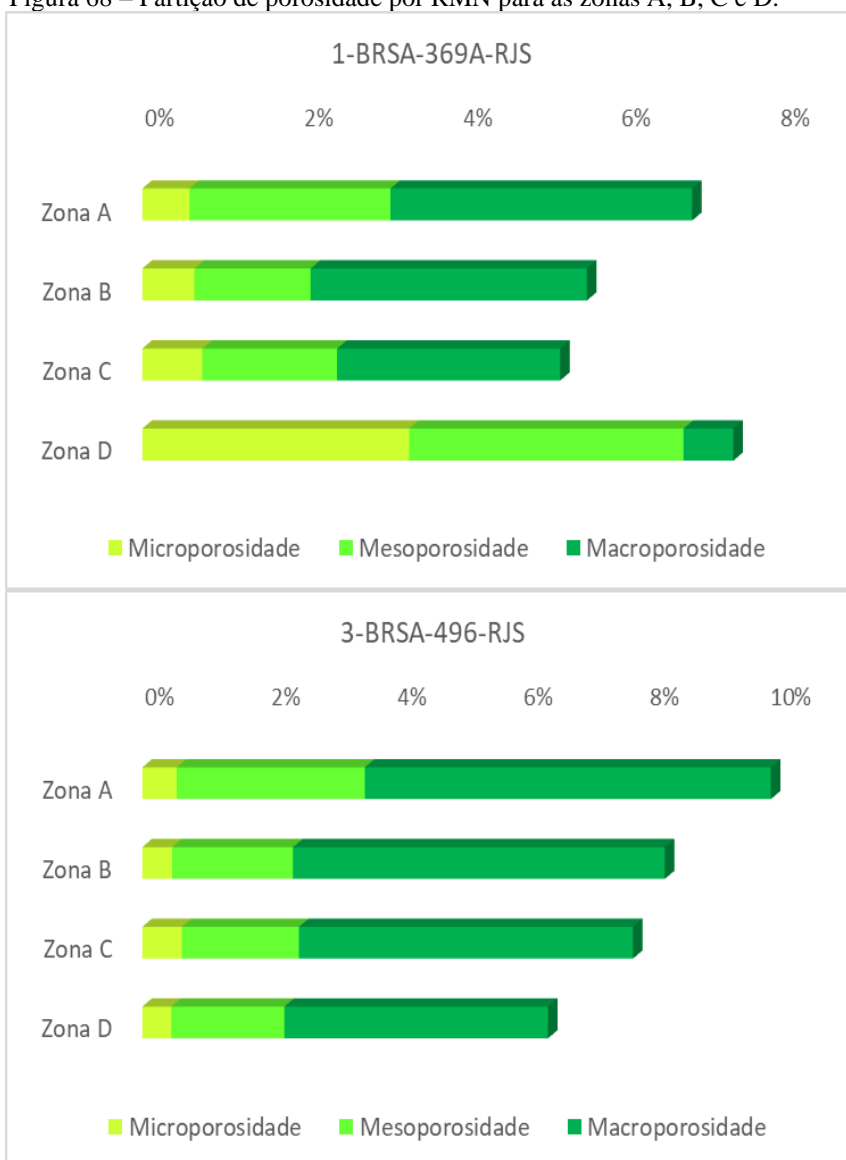
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 24 – Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas A, B, C e D.

POÇO	Perfis RMN	ZONA A				ZONA B				ZONA C				ZONA D			
		Mín.	Máx.	Méd.	Med.	Mín.	Máx.	Méd.	Med.	Mín.	Máx.	Méd.	Med.	Mín.	Máx.	Méd.	Med.
369A	<b>T<sub>2</sub>im (ms)</b>	6,03	427,52	132,87	102,5	6,54	590,56	162,50	139,27	8,33	471,66	90,56	63,76	2,64	120,69	10	4,06
	<b>Φ total (%)</b>	1,41	27,29	6,91	6,31	2,19	12,13	5,58	5,34	1,26	12,99	5,25	4,93	4,48	9,35	7,42	7,60
	<b>Φ efetiva (%)</b>	0,9	25,31	6,31	5,81	1,55	12,13	4,93	4,73	1	12,99	4,49	4,19	2,67	6,58	4,07	3,94
	<b>Φ macro (%)</b>	0,09	10,93	3,79	3,33	0,61	10,10	3,47	3,13	0,38	10,85	2,80	2,38	0,04	4,37	0,63	0,22
	<b>Φ meso (%)</b>	0,81	14,39	2,52	2,17	0,32	2,64	1,46	1,47	0,20	2,83	1,69	1,75	1,55	5,10	3,45	3,41
	<b>Φ micro (%)</b>	0,51	1,97	0,59	0,35	0	4,82	0,65	0,18	0	3,01	0,75	0,60	1,24	5,23	3,35	3,23
	<b>KSDR (mD)</b>	0	191,63	9,43	0,72	0	251,72	6,10	0,45	0	253,70	7,23	0,08	0	2,17	0,08	0
	<b>KTIM (mD)</b>	0	74,01	3,19	0,18	0	59,06	1,52	0,14	0	77	2,33	0,05	0	0,60	0,04	0
496	<b>T<sub>2</sub>im (ms)</b>	27,13	377,91	153,70	130,38	4,66	512,41	216,78	227,96	5,85	578,29	164,28	156,69	13,17	541,68	168,82	149,4
	<b>Φ total (%)</b>	5,31	17,66	9,94	9,24	3,62	19,71	8,26	7,71	3,50	19,69	7,76	7,15	2,69	12,76	6,41	5,53
	<b>Φ efetiva (%)</b>	5,26	16,97	9,39	8,64	2,48	18,96	7,79	7,36	2,04	19,68	7,13	6,74	2,28	12,76	5,96	4,69
	<b>Φ macro (%)</b>	2,27	14,88	6,42	5,57	0,31	17,37	5,88	5,45	0,79	17,99	5,28	4,59	0,52	10,69	4,17	3,21
	<b>Φ meso (%)</b>	1,77	4,68	2,97	2,95	0,65	3,91	1,91	1,84	0,71	3,60	1,85	1,86	0,37	3,71	1,79	1,80
	<b>Φ micro (%)</b>	0	1,79	0,55	0,51	0	2,42	0,47	0,25	0	2,30	0,63	0,56	0	1,76	0,46	0,22
	<b>KSDR (mD)</b>	0,08	487,37	45,33	5,48	0	1502,34	58,24	6,63	0	2000	69,01	2,21	0	270,43	13,84	0,54
	<b>KTIM (mD)</b>	0,06	279,77	23,90	1,78	0	831,36	31,44	1,85	0	1217,59	40,27	0,81	0	70,47	4,57	0,14

Fonte: A autora, 2019.

Figura 68 – Partição de porosidade por RMN para as zonas A, B, C e D.

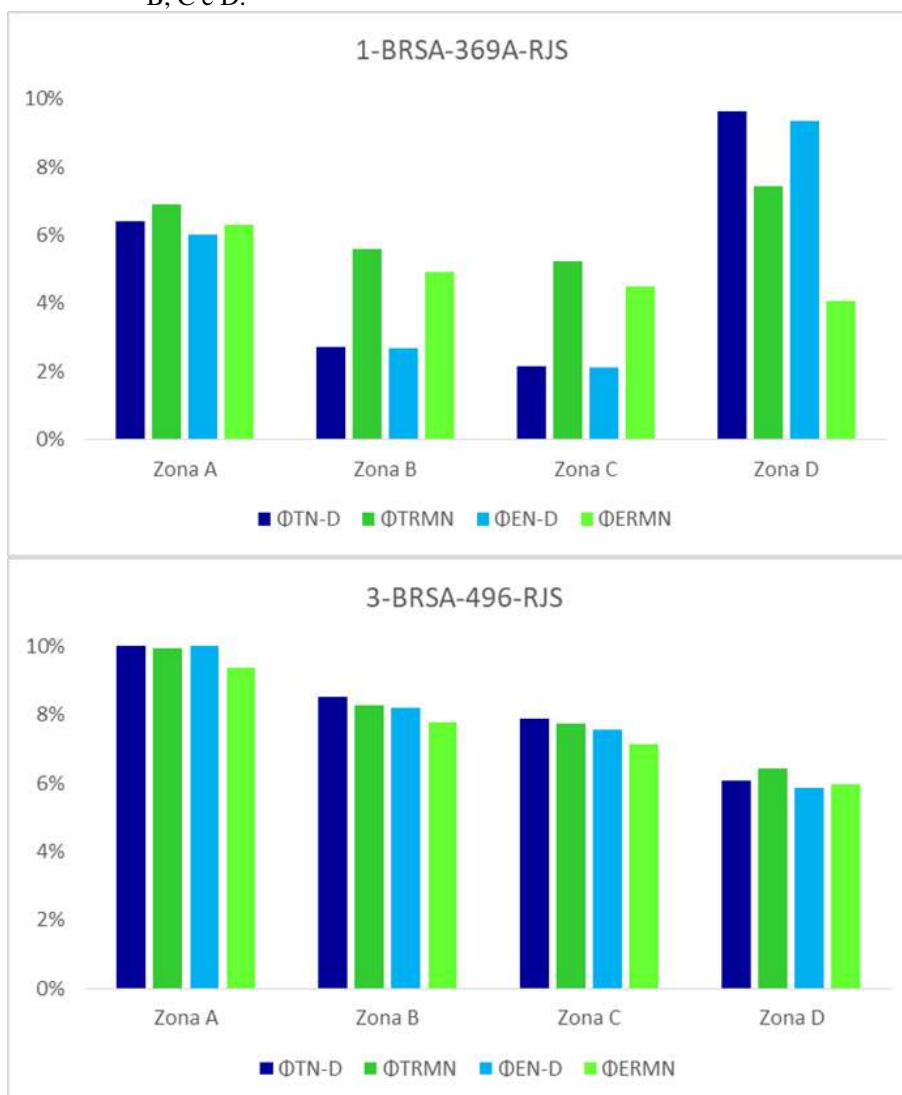


Fonte: A autora, 2019.

A amplitude das curvas de tempos de T2 é proporcional a quantidade de poros nas rochas. Deste modo, as maiores amplitudes são observadas no poço 3-BRSA-496-RJS, indicando maiores percentuais de porosidade total neste poço. As porosidades total e efetiva de RMN mostram boa correlação com as porosidades calculadas de nêutrons e densidade, principalmente em rochas caracterizadas por macroporos (Figura 69). Nas situações em que os calcários são microporosos, nota-se que as porosidades por nêutron-densidade ( $PHI_{tND}$  e  $PHI_{eND}$ ) são maiores que as porosidades inferidas pelo RMN. Este fato pode estar associado à uma limitação operacional de resolução da ferramenta de RMN, que pode estar abaixo do limite de detecção da perfilagem RMN, ou ainda as curvas básicas podem estar superestimando os valores de porosidade devido à presença de elementos atenuantes de nêutrons, como cloretos e argilas.



Figura 69 – Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas A, B, C e D.



Fonte: A autora, 2019.

A permeabilidade inferida a partir dos tempos de relaxação T2 com base nas equações da Schlumberger ( $K_{SDR}$ ) e Timur-Coates ( $K_{TIM}$ ) mostram curvas com padrões semelhantes (Figuras 66 e 67; Tabela 24). No entanto, os valores de  $K_{SDR}$  são maiores que  $K_{TIM}$  pois enquanto a permeabilidade  $K_{SDR}$  é diretamente proporcional à média geométrica de T2 ( $T2_{gm}$ ), a permeabilidade  $K_{TIM}$  leva em conta as proporções de macroporosidade (ou fluido livre) e microporosidade (fluido aprisionado), sendo este último método o mais adequado para as estimativas de permeabilidade da matriz (e não contabiliza a presença de fraturas, canais ou cavernas) (COATES et al., 1999).

Considerando o conjunto das quatro zonas, o poço 3-BRSA-496-RJS apresenta valores médios de permeabilidade 10x superior em relação ao poço 1-BRSA-369A-RJS, com cerca de 23 mD e 2,2 mD, respectivamente (Figura 67; Tabela 24). Por outro lado, os valores

medianos de permeabilidade são muito baixos em virtude da grande heterogeneidade litológica e da condição de poros da formação, onde camadas permo-porosas se alternam a litologias fechadas pouco ou nada permeáveis.

A zona D no poço 1-BRSA-369A-RJS marca uma mudança no padrão dos perfis de RMN, onde a distribuição de T2 encontra-se à esquerda do *cut off* de fluido livre (100 ms), indicando que os fluidos estão aprisionados na região irreduzível CBW-BVI (*Clay Bound Water* e *Bulk Volume Irreducible*) (Figura 66; Tabela 24). Em consequência, o tamanho dominante na rede poral desta zona é caracterizada por mesoporos e microporos, onde os macroporos representam menos de 1% do sistema poroso. Em virtude dos curtos tempos de relaxação, esta zona também apresenta uma queda abrupta na permeabilidade inferida pelas equações de Coates e SDR, com valores próximos a zero, sugerindo que as rochas desta zona são praticamente impermeáveis em condições normais de reservatório.

#### 4.3.2 Zonas E e F

De acordo com as descrições de amostra lateral e calha, as zonas E e F são constituídas por calcários esferulítico-estromatolíticos intercalados a laminitos microbiais, *mudstone* e margas. Estromatólitos e esferulititos encontram-se substituídos por dolomita e mais raramente por *chert*. Localmente ocorrem litologias não-calcárias como dolomito, silexito e folhelho.

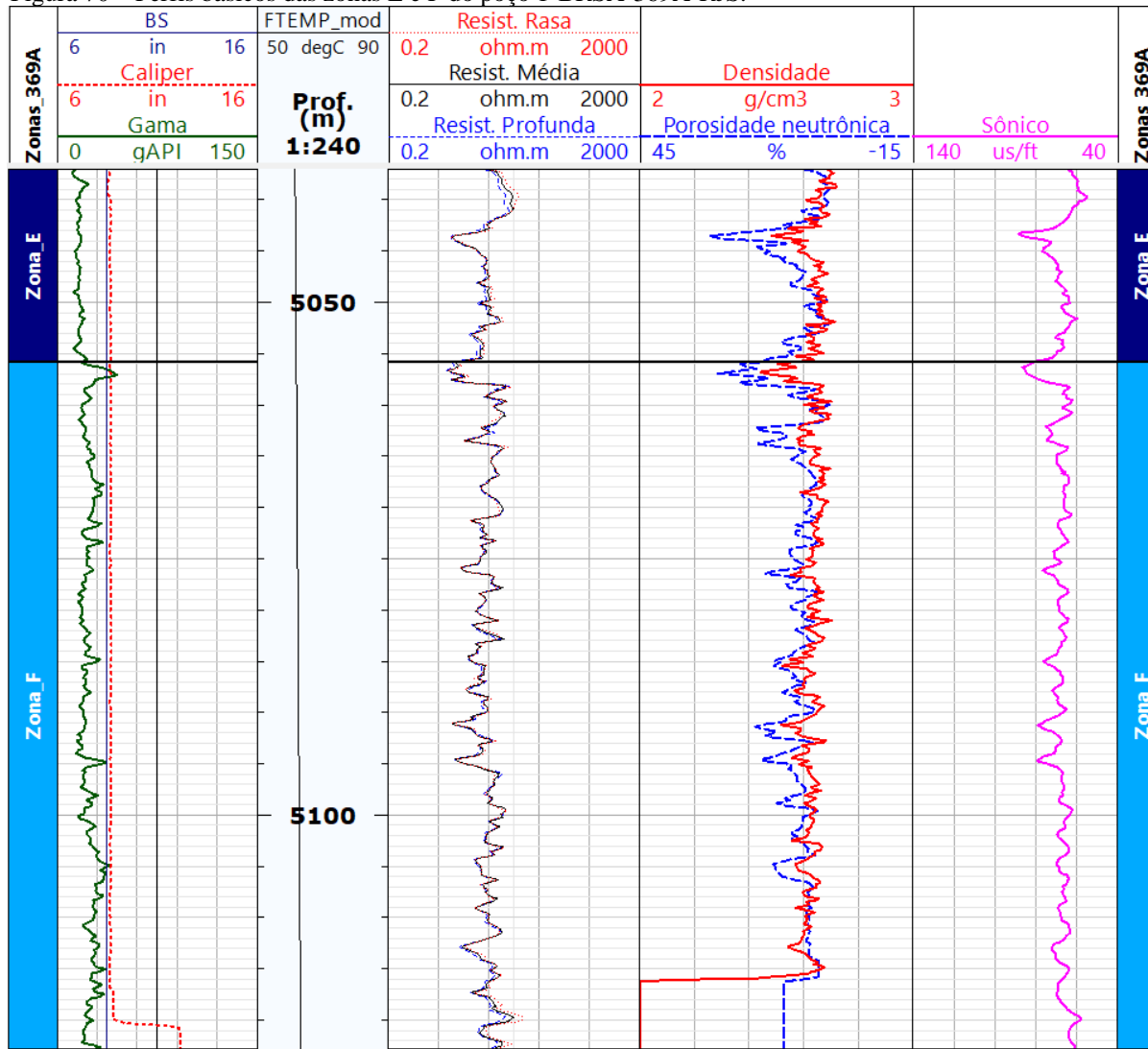
##### 4.3.2.1 Análise dos perfis básicos

Com base no perfil de raios gama, nota-se que as zonas E e F apresentam baixo GR quando comparados às zonas A, B, C e D, com média inferior a 30°API. A porosidade NPHI varia de 3% a quase 30%, com média de aproximadamente 12%. Em consequência, a densidade RHOB é baixa, variando entre 2,43 g/cm<sup>3</sup> a 2,72 g/cm<sup>3</sup>, com médias inferiores a densidade da calcita (2,7 g/cm<sup>3</sup>). Os tempos de trânsito das ondas P varia de 50 a 88 µs/ft, com valores médios de 67 µs/ft, mostrando maior vagariedade de propagação das ondas P neste intervalo (Figuras 70 e 71; Tabela 25).

Nos perfis de imagem disponíveis no poço 3-BRSA-496-RJS é possível reconhecer a estrutura fortemente laminada dos calcários, com laminações plano-paralelas a onduladas, geometria dômica e impregnações de óleo e/ou matéria orgânica observada pelos tons escuros relacionados à baixa amplitude acústica (Figura 71). Todas estas características sugerem que os calcários laminados deste intervalo são mais argilosos, caracterizados por argilas magnesianas (como a talco-estevensita) não-radioativas e, portanto, imperceptíveis ao perfil de raios gama.

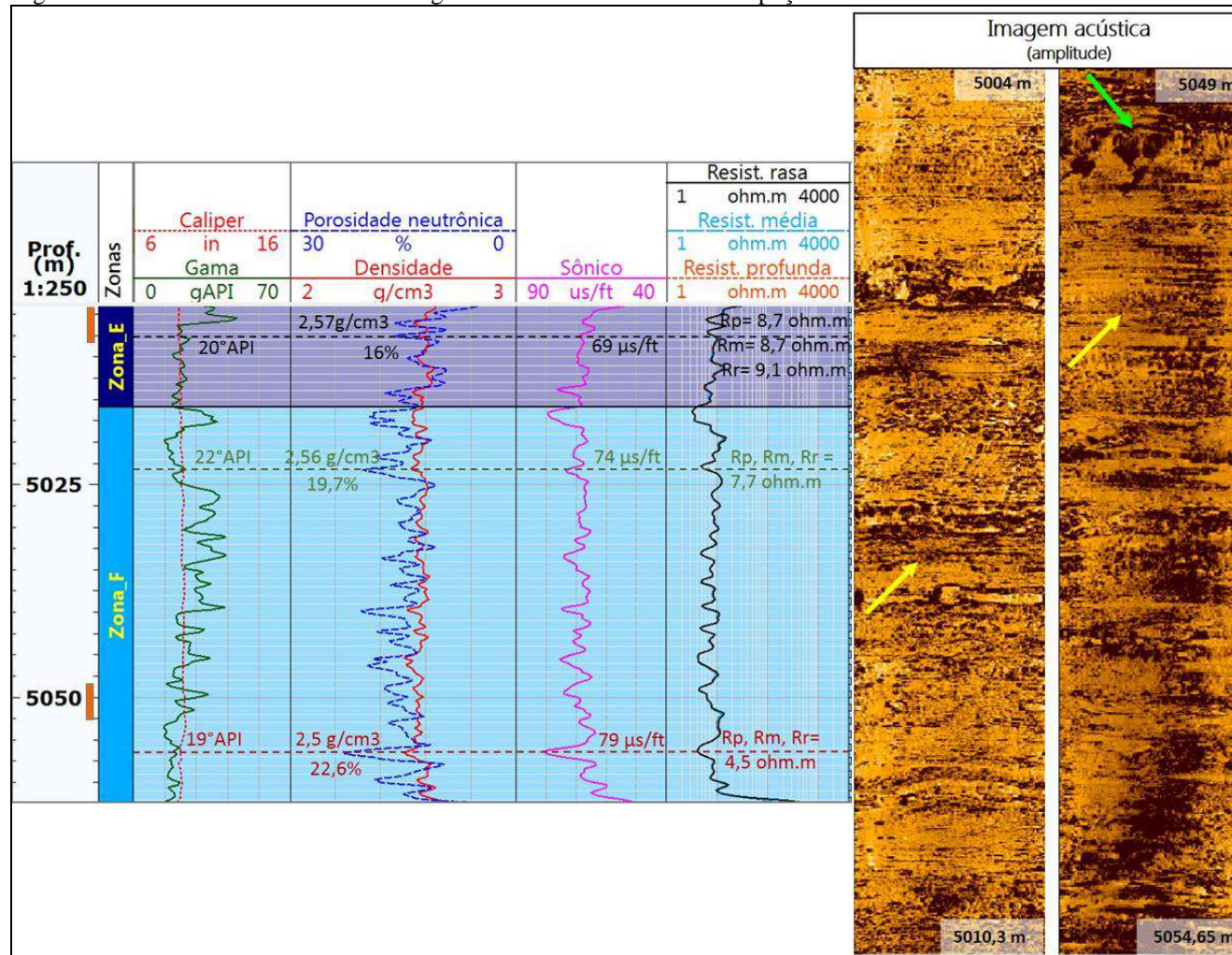
A resistividade profunda (RT) das zonas E e F é extremamente baixa, com valores mínimos em torno de 1 ohm.m e máximos de 16 ohm.m (Tabela 25). A análise conjunta dos perfis de resistividade profunda, média e rasa mostra que ao longo do perfil predomina a sobreposição das três curvas, indicando a não-invasão do filtrado de lama em virtude das condições permo-porosas desfavoráveis (Figuras 70 e 71). No entanto, localmente se desenvolve um discreto perfil de invasão que aponta para a ocorrência pontual de calcários com óleo e boas condições permo-porosas. No poço 1-BRSA-369A-RJS, o aumento do calíper na base da zona F, a partir da profundidade 5116 m, deixa evidente o arrombamento do poço que degradou os registros das ferramentas de densidade e nêutrons (Figura 70, Apêndice A).

Figura 70 – Perfis básicos das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 71 – Perfis convencionais e de imagem acústica das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.



Legenda: As barras de cor laranja no track 'Prof. (m)' representam os dois intervalos com cobertura de imagem acústica. No perfil de imagem acústica as setas amarelas indicam as laminações e a seta verde aponta para formas dômicas possivelmente relacionadas aos estromatólitos vulgares.

Fonte: A autora, 2019.

Tabela 25 – Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas E e F.

POÇO	PERFIS	ZONA E				ZONA F			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
<b>1-BRSA-369A-RJS</b>	<b>GR (°API)</b>	11,23	23,56	16,45	16,41	14,32	44,90	24,32	23,31
	<b>NPHI (%)</b>	3,12	29,70	9,80	8,88	3,37	27,93	10,34	9,39
	<b>RHOB (g /cm<sup>3</sup>)</b>	2,48	2,72	2,64	2,65	2,43	2,70	2,62	2,63
	<b>AT10 (ohm.m)</b>	1,92	24,20	9,60	7,70	1,75	17,99	7,52	7,14
	<b>AT30 (ohm.m)</b>	2,02	19,17	8,73	7,45	1,79	16,42	7,59	7,22
	<b>AT90 (ohm.m)</b>	1,92	16,73	7,67	6,88	1,65	16,16	7,42	6,99
	<b>DT (µs / ft)</b>	54,95	88,27	67,10	66,43	57,87	86,50	67,97	67,48
<b>3-BRSA-496-RJS</b>	<b>GR (°API)</b>	16,98	46,52	23,71	21,54	13,33	41,32	24,22	22,53
	<b>NPHI (%)</b>	5,28	17,38	12,11	12,25	4,90	22,76	15	14,74
	<b>RHOB (g /cm<sup>3</sup>)</b>	2,54	2,64	2,60	2,60	2,50	2,70	2,58	2,58
	<b>AT10 (ohm.m)</b>	3,77	25,99	9,16	8,42	3,24	56,4	8,57	8,32
	<b>AT30 (ohm.m)</b>	3,75	24,55	8,75	8,16	3,24	41,79	8,24	8,08
	<b>AT90 (ohm.m)</b>	3,75	23,46	8,63	7,98	3,24	39,64	8,16	7,99
	<b>DT (µs / ft)</b>	54,48	76,42	67,58	67,89	50,26	80,80	68,57	68,10

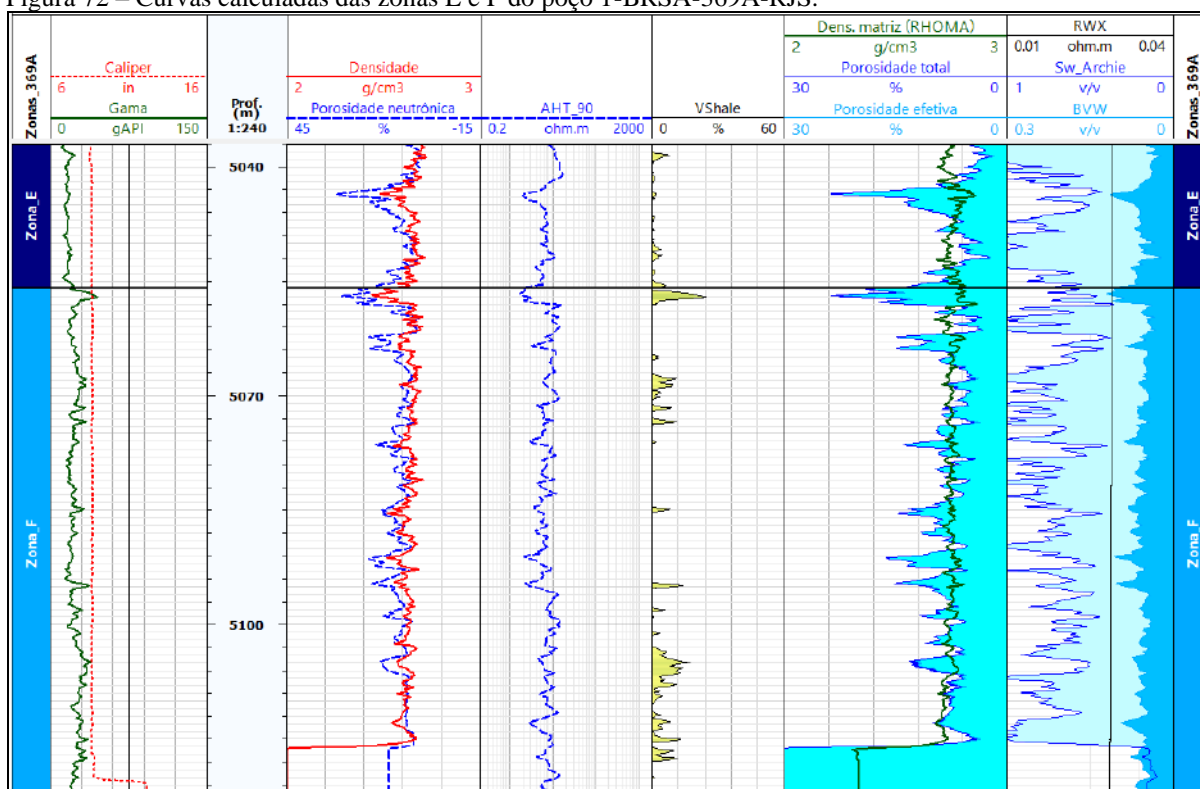
Fonte: A autora, 2019.

#### 4.3.2.2 Curvas Calculadas

A curva calculada de VSh mostra que o percentual de argilas radiogênicas nas zonas E e F é baixo, em média abaixo de 3% (Figuras 72 e 73; Tabela 26). Os perfis de porosidade total e efetiva por densidade-nêutrons (PHI<sub>ND</sub> e PHI<sub>END</sub>) atinge valores máximos de até 28% e valores médios que variam de 7% a 12%. A densidade média da matriz (RHOMA) é alta, com valores médios acima de 2,75 g/cm<sup>3</sup> devido à ocorrência de dolomita e pirita nos calcários. As saturações de água (Sw\_Archie) nestas zonas são elevadas, principalmente no poço 1-BRSA-369-RJS, onde mostra valores médios entre 71% a 80%. O BVW médio é superior a 5%, superior ao volume de água das zonas A, B, C e D.

O modelo petrofísico gerado no Quant ELAN mostra que a mineralogia das rochas que constituem estas zonas é a mesma das zonas A, B, C e D, com predominância da calcita seguido de dolomita e quartzo (Figuras 74, 75 e 76). A ocorrência de pirita (ou minerais com composição ferrosa) é significativa nas zonas E e F, o que pode ter contribuído na queda da resistividade.

Figura 72 – Curvas calculadas das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

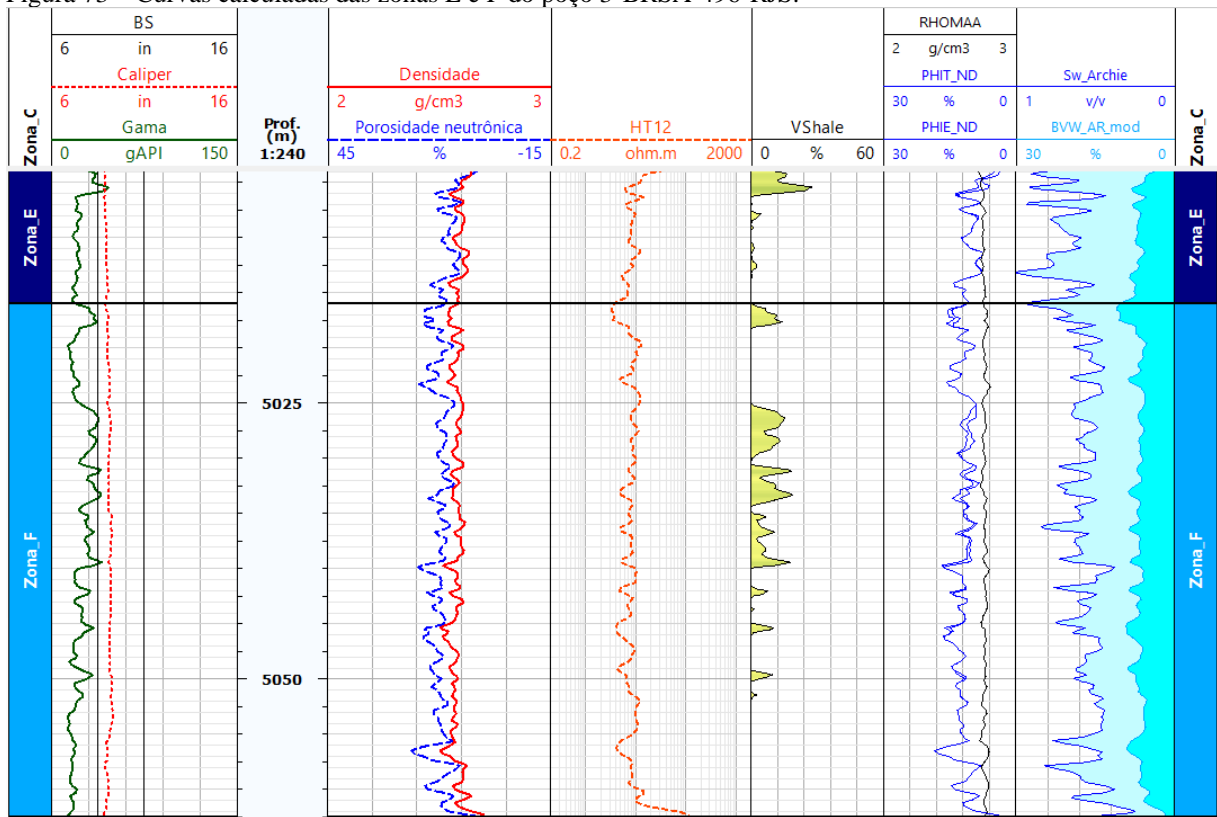
Tabela 26 – Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas E e F.

POÇOS	Perfis	ZONA E				ZONA F			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
<b>1-BRSA-369A-RJS</b>	<b>VSH (%)</b>	0	8,08	0,89	0	0	24,42	2	0
	<b>RHOMA (g /cm<sup>3</sup>)</b>	2,68	2,86	2,76	2,75	2,47	2,87	2,75	2,75
	<b>PHIt<sub>ND</sub> (%)</b>	2,13	23,72	7,67	6,53	3,19	28,66	8,63	7,98
	<b>PHIe<sub>ND</sub> (%)</b>	1,66	23,57	7,60	6,43	3,19	28,66	8,47	7,88
	<b>Sw_Ar (%)</b>	40,83	100	80,61	82,55	18,43	100	71,25	69,85
	<b>BVW (%)</b>	1,66	10,72	5,50	5,58	3,19	11,53	5,76	5,54
	<b>Sw_QE (%)</b>	39,52	100	79,06	81,61	28,90	100	71,33	69,92
	<b>Sw<sub>irr</sub>_QE (%)</b>	4,23	12,51	6,80	6,60	4,31	13,47	6,84	6,62
<b>3-BRSA-496-RJS</b>	<b>VSH (%)</b>	0	27,88	3,63	0,28	0	18,63	3,26	0
	<b>RHOMA (g /cm<sup>3</sup>)</b>	2,72	2,78	2,75	2,75	2,73	2,80	2,77	2,77
	<b>PHIt<sub>ND</sub> (%)</b>	4,95	14,49	10,08	9,91	3,20	18,50	12,21	12,06
	<b>PHIe<sub>ND</sub> (%)</b>	3,60	14,49	9,71	9,76	3,20	18,50	11,83	11,75
	<b>Sw_Ar (%)</b>	31,01	73,97	39,04	36,98	27,56	71,89	37,76	37,33
	<b>BVW (%)</b>	3,13	7,83	5,35	5,37	1,40	8,43	5,49	5,34
	<b>Sw_QE (%)</b>	32,75	79,04	54,46	54,08	18,81	74,97	44,52	43,87
	<b>BVW_QE (%)</b>	3,58	8,94	6,11	6,13	1,60	9,62	6,27	6,10

Fonte: A autora, 2019.

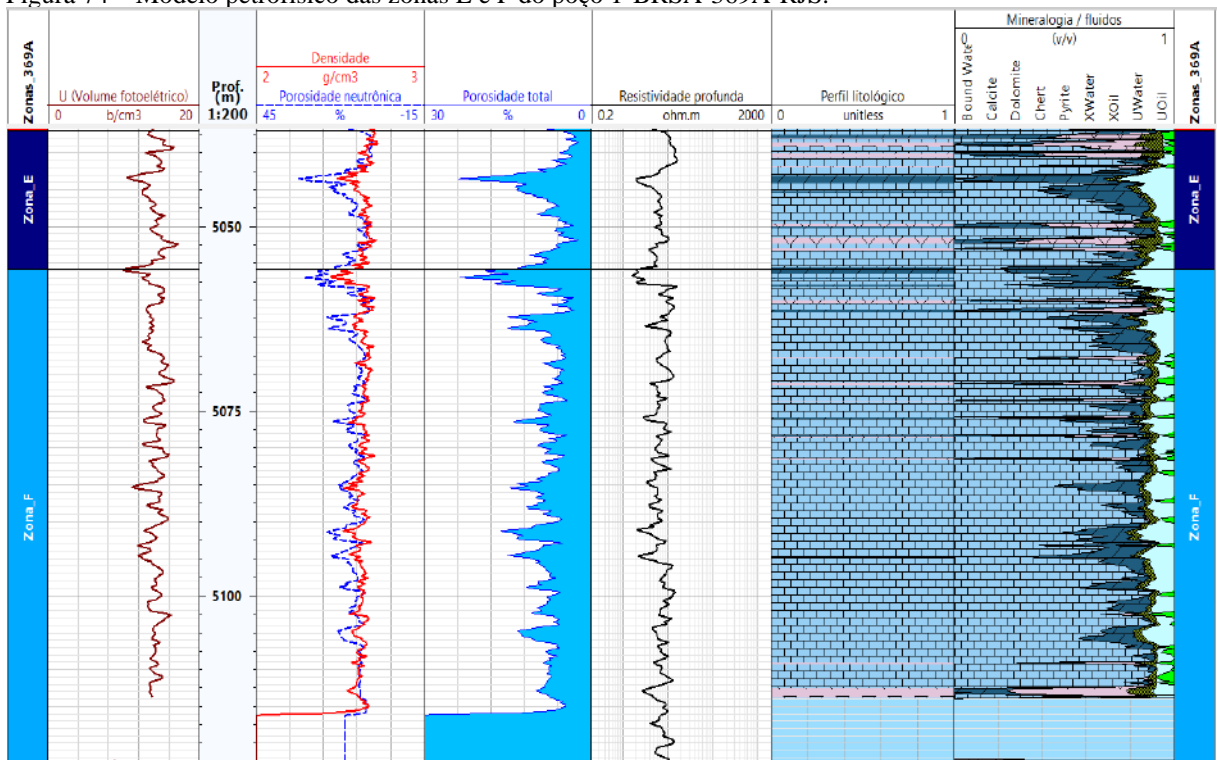


Figura 73 – Curvas calculadas das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.



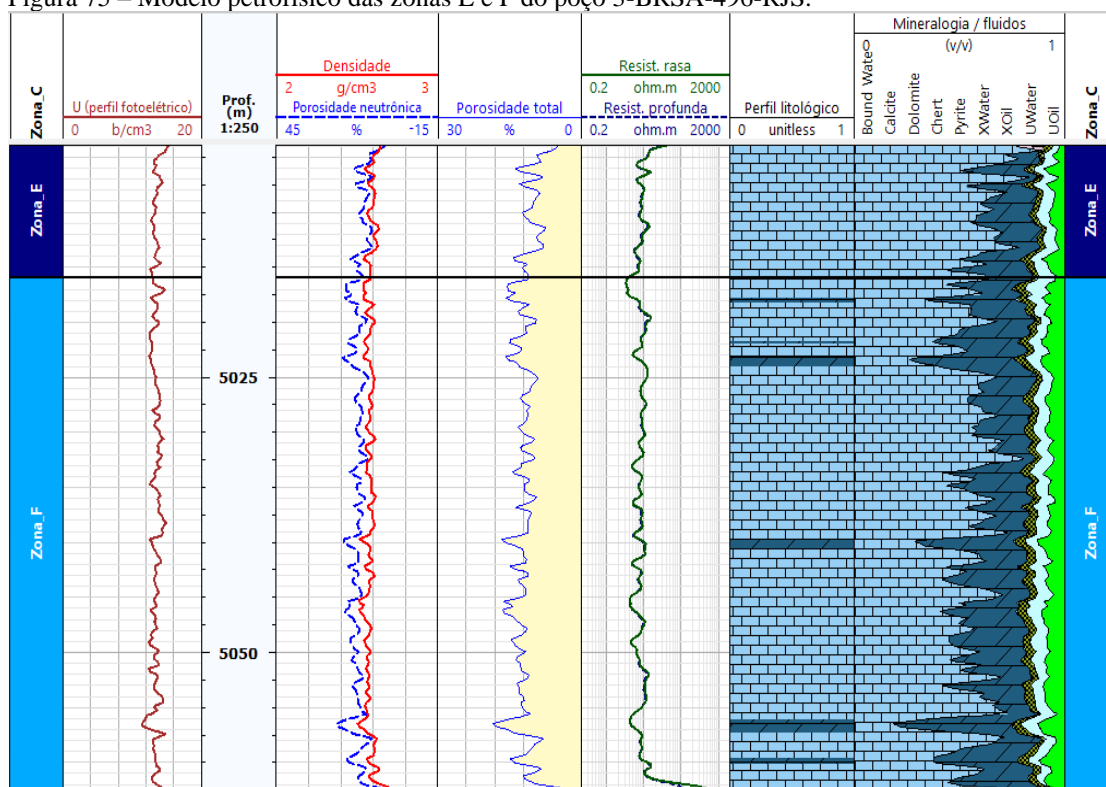
Fonte: A autora, 2019.

Figura 74 – Modelo petrofísico das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.



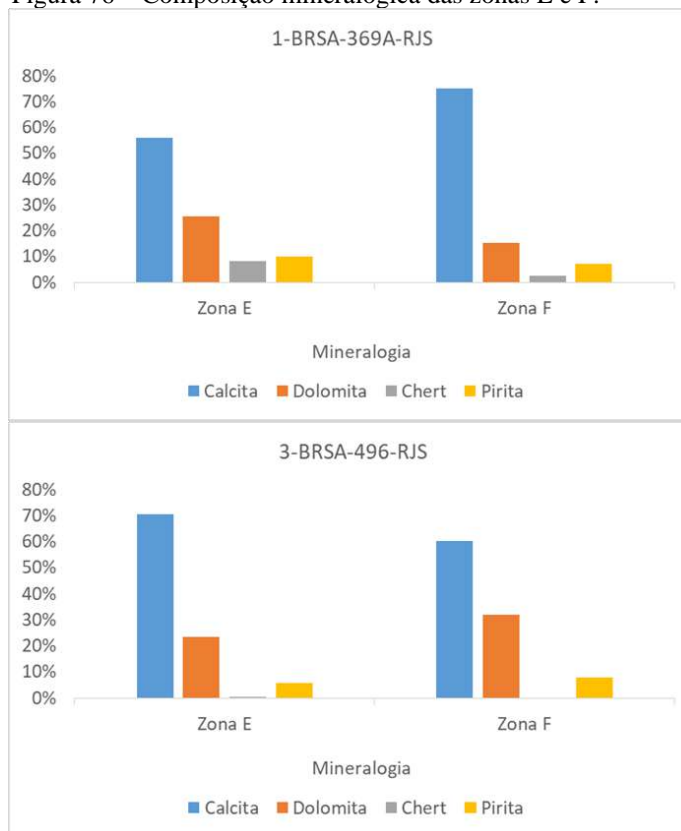
Fonte: A autora, 2019.

Figura 75 – Modelo petrofísico das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 76 – Composição mineralógica das zonas E e F.



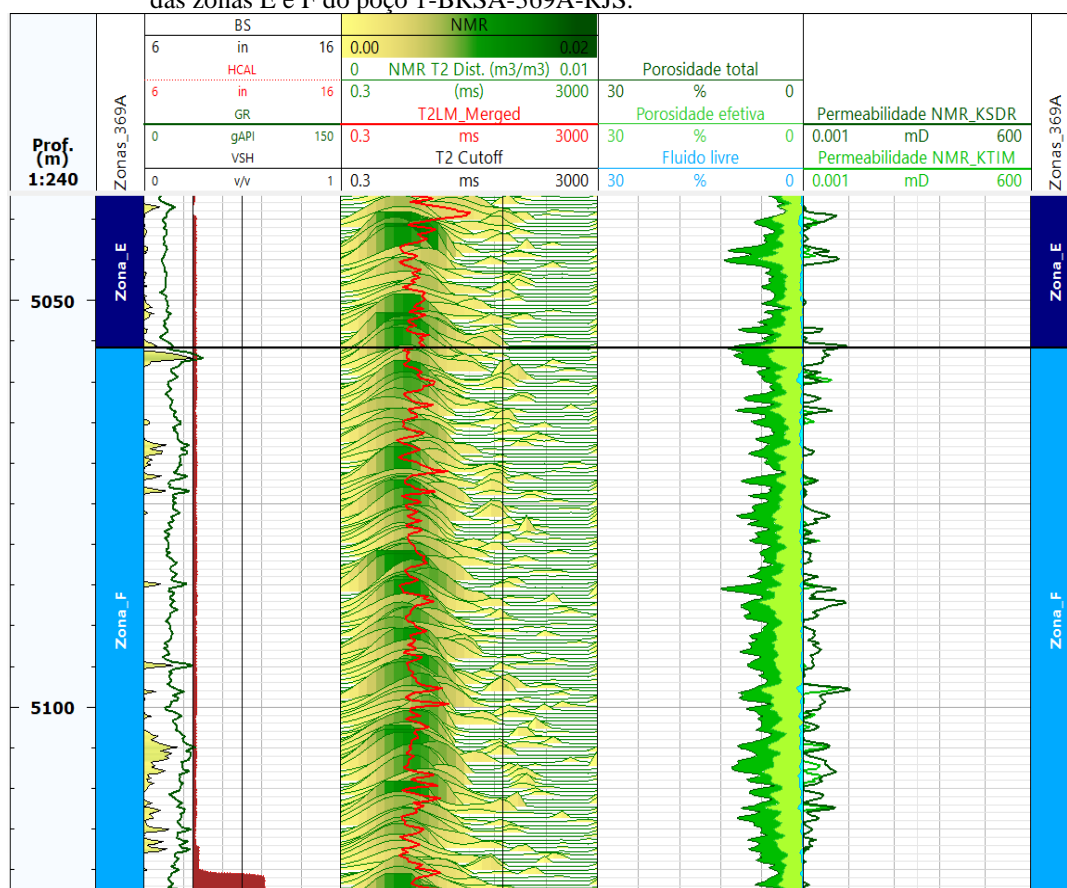
Nota: A quantificação obtida pelo módulo Quant ELAN não considera o percentual de argila.

Fonte: A autora, 2019.

## 4.3.2.3 Perfil de RMN

No perfil de ressonância magnética (T2<sub>dist</sub>) das zonas E e F, os fluidos contidos nos poros dos calcários são caracterizados por curtos tempos de relaxação, concentrados à esquerda do *cut off* de fluido livre, onde T2 varia de 1,7ms a 31ms, com T2<sub>lm</sub> médio de 2,8ms a 6ms (Figuras 77 e 78, Tabela 27), indicando que os fluidos na rocha estão na condição irreduzível. As curvas de RMN de partição da porosidade revelam que a mesoporosidade é o principal tamanho de poro presente nos calcários, seguida pela microporosidade (Figura 79). O percentual médio de macroporos representa menos de 1% do tamanho de poros nas rochas destas zonas. As porosidades RMN são mais baixas que as obtidas no perfil NPHI e nas curvas de porosidade calculada por densidade-nêutrons (Figura 80). As curvas de permeabilidade K<sub>TIM</sub> e K<sub>SDR</sub> mostram padrões semelhantes de distribuição ao longo do perfil, com valores muito baixos devido aos curtos tempos de relaxação T2, que caracterizam os fluidos aprisionados às zonas BVI e CBW (Figuras 77 e 78).

Figura 77 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas E e F do poço 1-BRSA-369A-RJS.



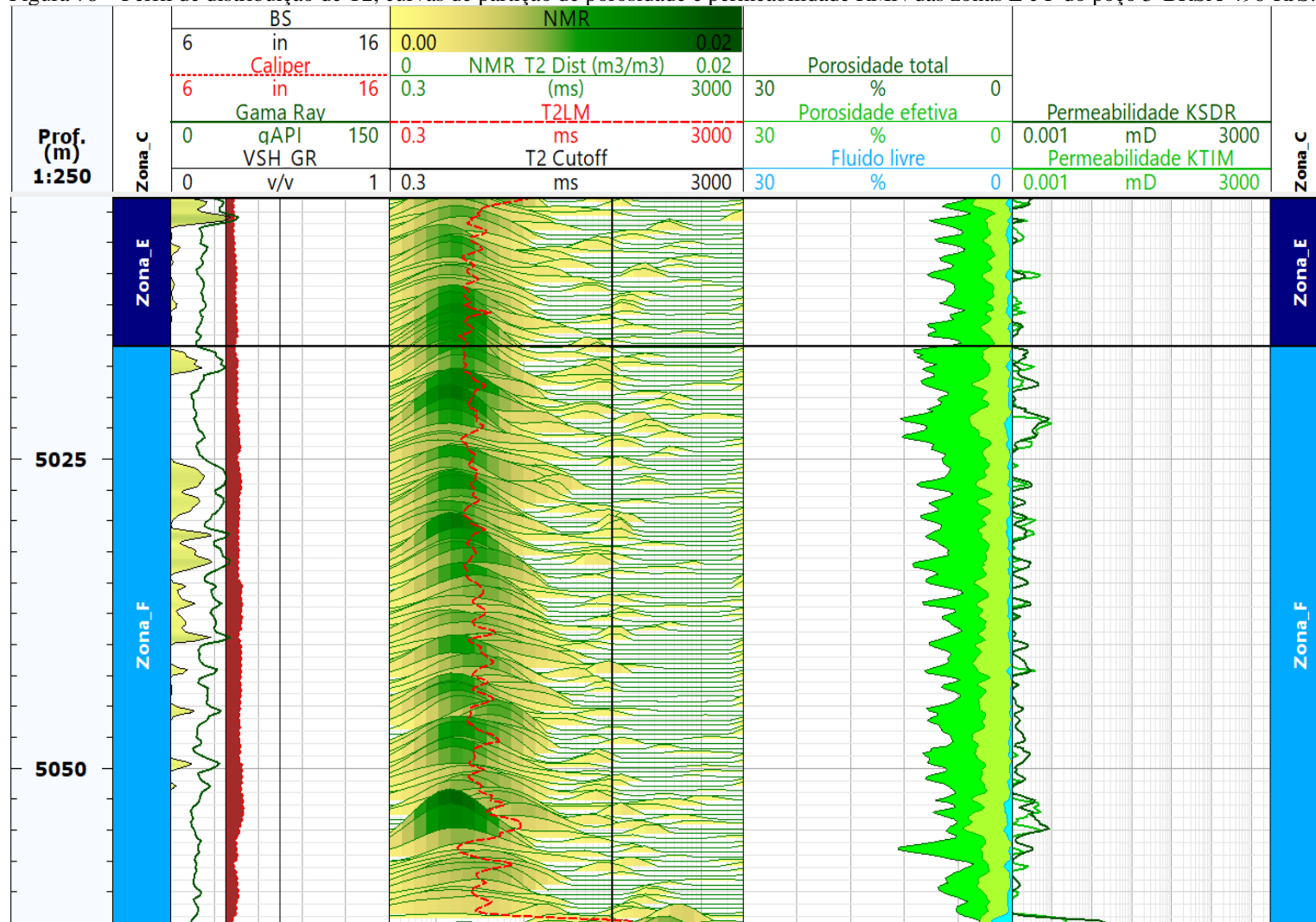
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 27 – Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas E e F.

POÇO	Perfis RMN	ZONA E				ZONA F			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
1-BRSA-369A-RJS	<b>T<sub>2lm</sub> (ms)</b>	2,50	31,78	6,10	4,75	2,26	14,30	4,50	4
	<b>Φ total (%)</b>	2,46	11,51	5,79	5,34	2,82	12,08	6,73	6,59
	<b>Φ efetiva (%)</b>	1,61	6,52	3,36	3,11	1,77	6,43	3,73	3,69
	<b>Φ macro (%)</b>	0,01	0,67	0,26	0,25	0	1	0,28	0,24
	<b>Φ meso (%)</b>	1,35	6,35	3,10	2,84	1,34	6,10	3,45	3,44
	<b>Φ micro (%)</b>	0	6,53	2,42	2,16	0,34	6,82	3	2,92
	<b>K<sub>SDR</sub> (mD)</b>	0	0,01	0	0	0	0,02	0	0
	<b>K<sub>TIM</sub> (mD)</b>	0	0	0	0	0	0,01	0	0
3-BRSA-496-RJS	<b>T<sub>2lm</sub> (ms)</b>	1,86	9,84	2,85	2,54	1,76	9,23	3,19	2,82
	<b>Φ total (%)</b>	4,63	9,47	7,09	6,96	3,62	12,71	8,06	7,91
	<b>Φ efetiva (%)</b>	1,91	4,49	2,68	2,52	2,26	5,50	3,39	3,30
	<b>Φ macro (%)</b>	0	0,71	0,33	0,29	0	2,28	0,35	0,29
	<b>Φ meso (%)</b>	1,54	3,82	2,35	2,25	1,33	4,71	3,04	2,99
	<b>Φ micro (%)</b>	1,02	6,88	4,42	4,37	0	9,22	4,68	4,64
	<b>K<sub>SDR</sub> (mD)</b>	0	0,002	0,001	0,001	0	0,22	0	0
	<b>K<sub>TIM</sub> (mD)</b>	0	0,005	0,001	0	0	0,2	0	0

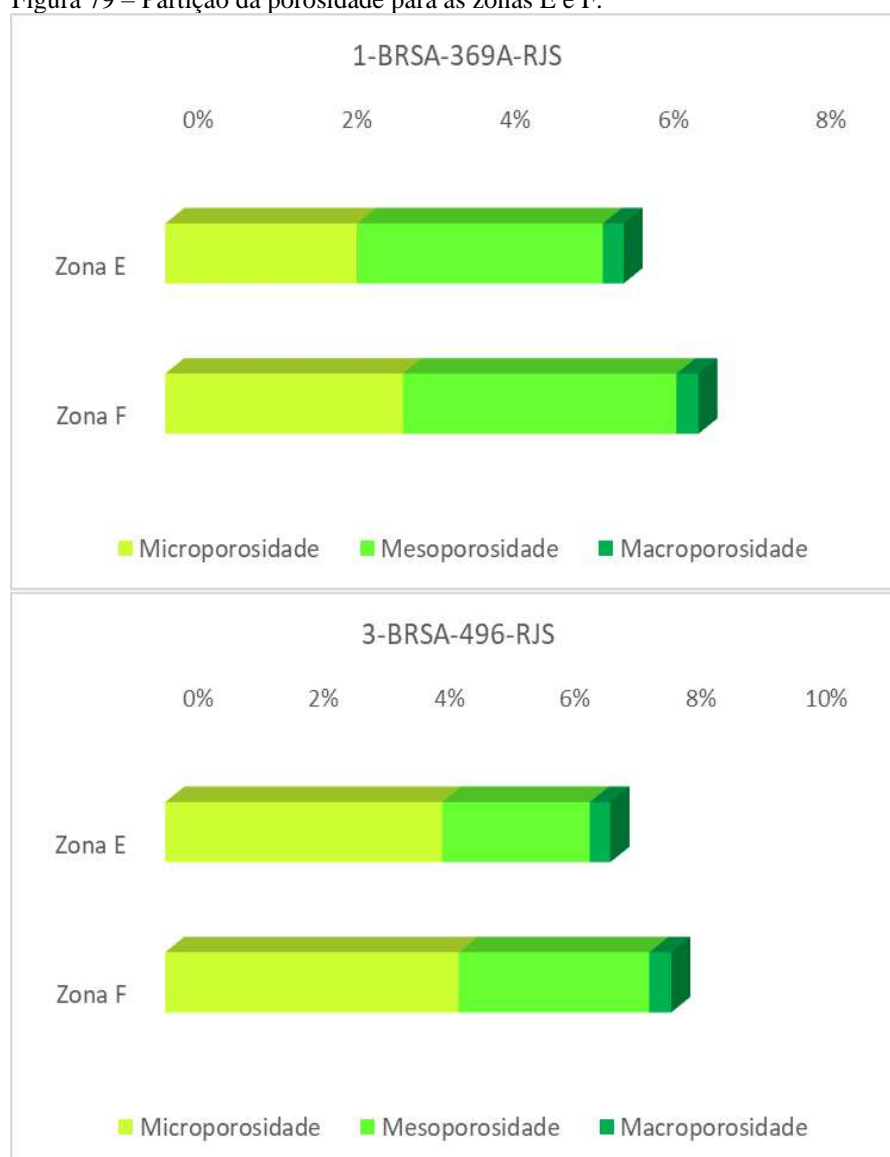
Fonte: A autora, 2019.

Figura 78 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas E e F do poço 3-BRSA-496-RJS.



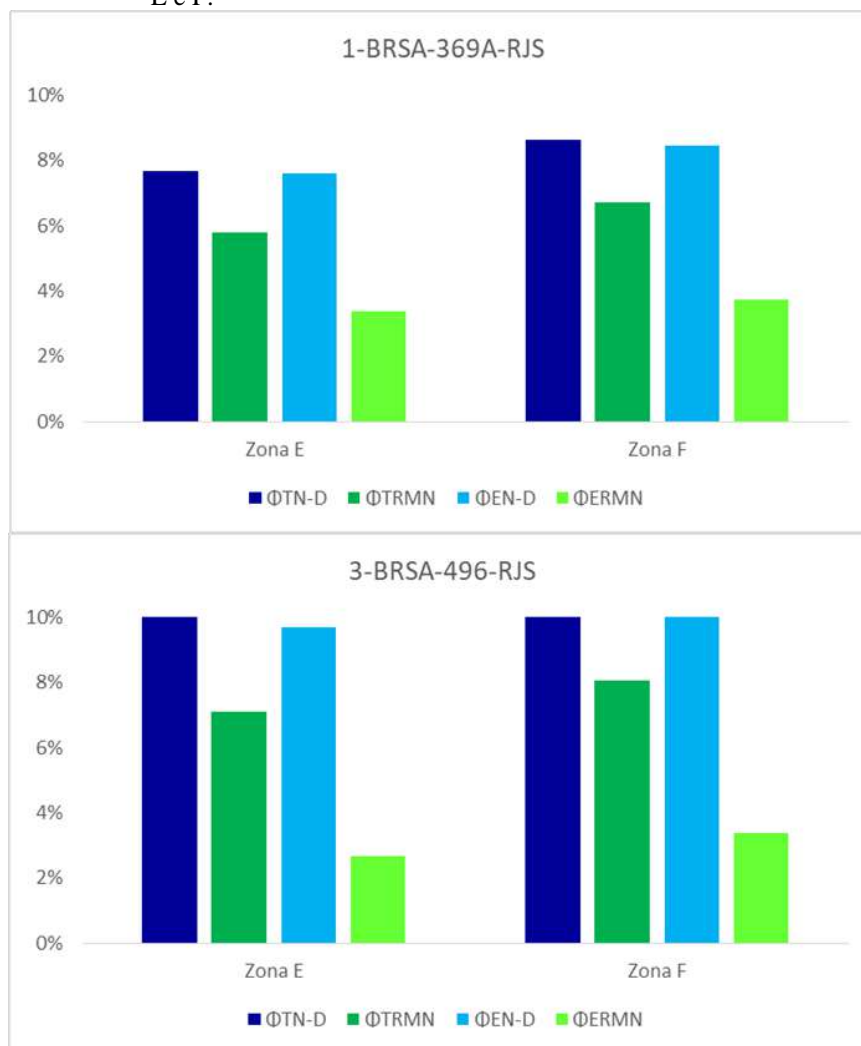
Fonte: A autora, 2019.

Figura 79 – Partição da porosidade para as zonas E e F.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 80 – Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas E e F.



Fonte: A autora, 2019.

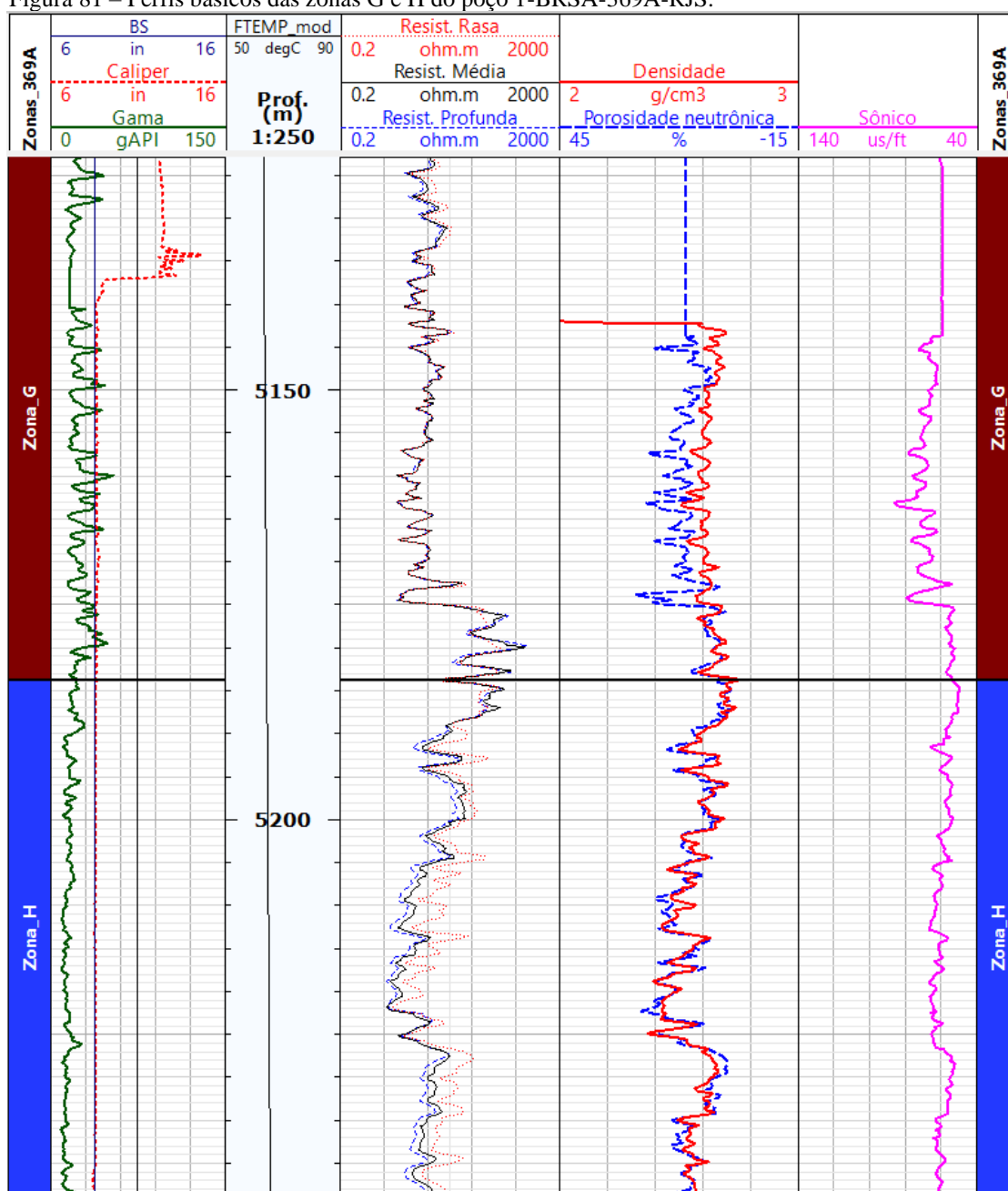
#### 4.3.3 Zonas G e H

As zonas G e H são caracterizadas por calcários esferulítico - estromatolíticos com matriz micrítica, intercalados a laminitos microbiais e *mudstones*. Esferulititos e estromatólitos dolomitizados, silicificados e com porosidade vugular são frequentes. No poço 3-BRSA-496-RJS as impregnações e manchas de óleo fluorescente e óleo morto são comuns nestas zonas. Margas (*mudstone* argiloso) e estruturas brechadas com indícios de silicificação (veios de quartzo) são encontrados na zona H em ambos os poços de acordo com a descrição litológica de amostra lateral.

## 4.3.3.1 Análise dos perfis básicos

A zona G no poço 1-BRSA-369A-RJS é caracterizada por baixo GR, em média 25° API, no entanto, a base da zona é marcada por um aumento expressivo de GR, com até 53° API em razão do aumento de matéria orgânica (Tabela 28, Figura 81). No poço 3-BRSA-496-RJS, as zonas G e H apresentam maior grau API da Formação Barra Velha, com valores médios de 25° a 27° API e máximo de 65° API (Figura 82).

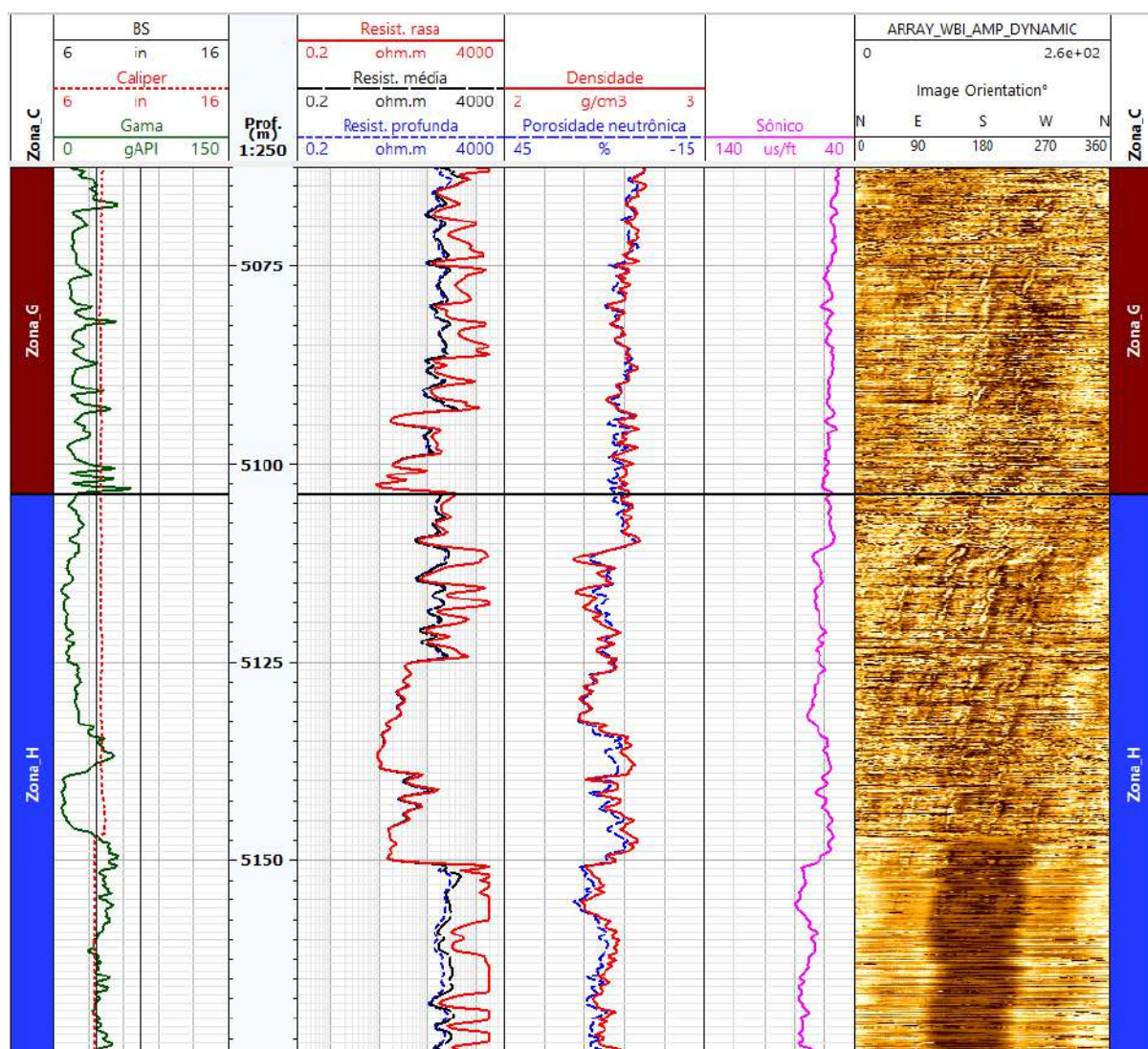
Figura 81 – Perfis básicos das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.



Figura 82 – Perfis básicos e de imagem acústica das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

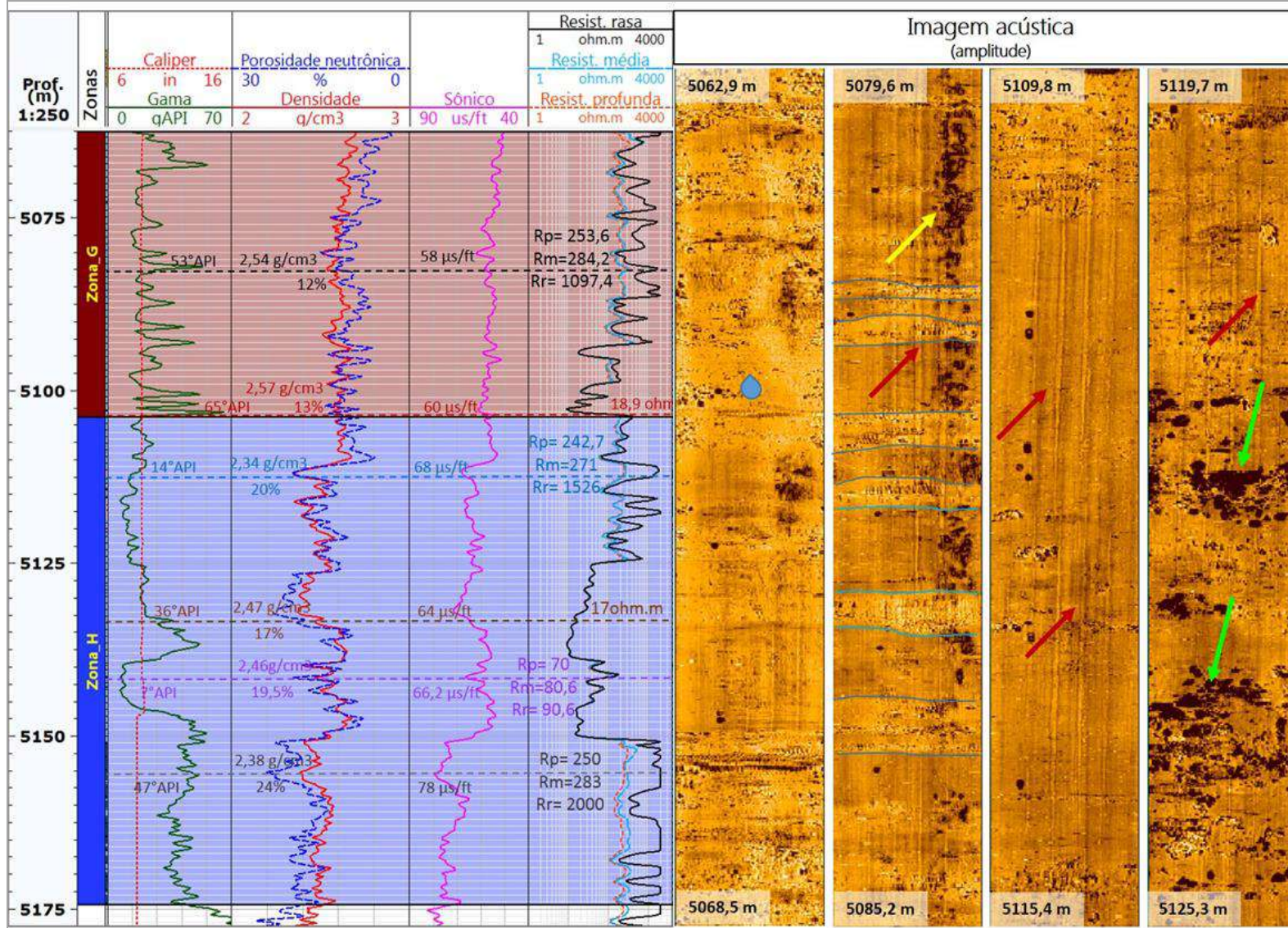
Os calcários destas zonas em ambos os poços mostram variação significativa nos percentuais de porosidade NPHI de 1% a 26%, com NPHImédio superior a 12% (Tabela 28). A densidade (RHOB) destas rochas varia entre 2,35 a 2,74 g/cm<sup>3</sup> (Tabela 28, Figuras 81 e 82), com valores médios entre 2,52 a 2,61 g/cm<sup>3</sup> devido à boa porosidade dos calcários, substituição parcial por chert, e/ou presença de argilas magnesianas. O perfil sônico mostra tempo de trânsito das ondas P variando de 49 a 87  $\mu$ s/ft, com média de 66 $\mu$ s/ft, semelhante aos tempos encontrados nas zonas E e F (Tabela 28, Figuras 81 e 82). A zona G apresenta as maiores velocidades sônicas por ser menos porosa em relação à zona H. Nesta zona, calcários com porosidade abaixo de 10% apresentam DT inferior a 60  $\mu$ s/ft.

Tabela 28 – Parâmetros petrofísicos dos perfis básicos das zonas G e H.

POÇO	PERFIS	ZONA G				ZONA H			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
1-BRSA-369A-RJS	GR (°API)	13,08	53,53	25,10	22,57	8,37	28,55	15,08	14,17
	NPHI (%)	3,34	26,36	12,39	12,49	1,62	24,48	11,44	11,57
	RHOB (g/cm <sup>3</sup> )	2,51	2,74	2,62	2,62	2,37	2,75	2,57	2,57
	AT10 (ohm.m)	2,12	192,14	23,67	7,49	1,73	155,64	25,14	15,79
	AT30 (ohm.m)	2,12	509,57	31,72	7,83	1,38	200,30	17,77	8,28
	AT90 (ohm.m)	2,14	532,38	23,32	6,67	1,38	170,08	14,22	6,40
	DT (µs / ft)	53,32	87,11	66	66,79	49,71	87,11	66	66,79
3-BRSA-496-RJS	GR (°API)	11,66	65,45	24,94	21,64	7,01	55,86	27,82	23,14
	NPHI (%)	3,03	15,02	9,44	9,33	5,83	24,15	15,39	15,40
	RHOB (g/cm <sup>3</sup> )	2,51	2,71	2,61	2,61	2,35	2,68	2,52	2,51
	AT10 (ohm.m)	8,77	2000	466,84	283,97	9,20	2000	610,87	233,84
	AT30 (ohm.m)	8,82	777,02	176,53	170,90	9,20	508,82	152,48	153,43
	AT90 (ohm.m)	8,83	401,93	148,73	149,67	9,20	308,48	126,37	139,17
	DT (µs/ft)	49,88	62,26	55,74	55,75	52,91	79,76	65,29	64,79

Fonte: A autora, 2019

Figura 83 – Correlação entre os perfis convencionais e perfil de imagem acústica das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

No que refere à resistividade, a zona G do poço 1-BRSA-369A-RJS apresenta resistividades muito baixas do topo até a profundidade 5176 m (Figura 81) semelhante às zonas E e F. No entanto, a partir de 5176 m até a base da zona em 5183,7 m, a resistividade média aumenta para 134 ohm.m, atingindo valores de até 532 ohm.m em esferulíticos de baixa a moderada porosidade ( $\Phi_{NPHI} = 4\%$  a 11). A zona H apresenta resistividade profunda ( $R_t$ ) predominantemente baixa, com valores médios de 14 ohm.m (Tabela 28) e máximos de até 170 ohm.m. É possível que a resistividade desta zona tenha sido atenuada pelo efeito pirita e presença de argilas com água de formação. Altas resistividades são observadas em calcários pouco porosos com vestígios de óleo (RFP-EX). A disposição das curvas de resistividade profunda, média e rasa formam um perfil de invasão indicando condições permo-porosas favoráveis (Figura 81). No poço 3-BRSA-496-RJS, os perfis de indução registram altas resistividades ao longo das zonas G e H (Figura 82; Tabela 28), com um perfil de invasão bem desenvolvido, onde os valores mais elevados são de resistividade rasa, seguido pela resistividade média e profunda, respectivamente.

Nos dois poços, a zona H apresenta um comportamento bastante heterogêneo dos perfis básicos em função da heterogeneidade litológica e estrutural das rochas. No poço 3-BRSA-496-RJS, o topo da zona H (5103,8 - 5110,6m) é formado por calcários esferulítico-estromatolíticos de baixo GR, com porosidade moderada (5% - 10%), localmente vulgares, com altas velocidades sônicas, resistividades moderadas e com um discreto perfil de invasão (Figura 82). Entre 5110,6 m a 5124,7m observam-se que os calcários apresentam altas porosidades (12-20%), baixas densidades ( $2,3 < RHOB < 2,5 \text{ g/cm}^3$ ), velocidades sônicas baixas a moderadas, altas resistividades e perfil de invasão bem desenvolvido indicando presença de óleo em poros com condições permo-porosas favoráveis devido a ocorrência de fraturas encontradas em calcários de fábrica brechada.

Além disso, nos perfis de imagem acústica se observa textura homogênea com listras inclinadas e paralelas na parede do poço nas profundidades de 5109,8 m a 5115,4 m (Figura 83). Estes traços quase verticais são artefatos produzidos pelos patins da ferramenta contra a parede do poço durante a perfilagem (AL-KHABBAZ et al., 2012) e ocorrem onde houve a formação de reboco na parede do poço devido às boas condições permo-porosas das rochas. O reboco gera rugosidade na parede do poço e impacta diretamente na resposta da amplitude acústica (AL-KHABBAZ et al., 2012, SCHLUMBERGER, 2002), produzindo o aspecto homogêneo da imagem e a conseqüente obliteração de estruturas geológicas.

De 5124,7 m a 5136,64 m nota-se um progressivo aumento nos valores de GR e um padrão fortemente laminado no perfil de imagem, caracterizado por calcários com laminações

argilosas (Figura 83). Estas rochas apresentam boa porosidade (10 - 22%), baixas densidades (2,3 a 2,6 g/cm<sup>3</sup>), baixas velocidades sônicas, baixas resistividades e ausência de perfil de invasão. De 5136,64 m a 5147,2 m (Figura 83) nota-se uma queda abrupta na curva de GR, caracterizada por calcários esferulítico-estromatolíticos vulgares com baixo teor de argilas radioativas (o que não exclui a possibilidade de haver grande quantidade de argilas magnesianas), com boa porosidade NPHI, baixa densidade RHOB, baixas velocidades sônicas, resistividades moderadas (50 ohm.m - 100 ohm.m) e um sutil perfil de invasão que indica baixa permeabilidade e presença de óleo (dados corroborados pelas descrições de amostras laterais que relatam exsudações de óleo fluorescente e também pelos artefatos produzidos pela marca dos patins no perfil de imagem acústica ) (Figura 83).

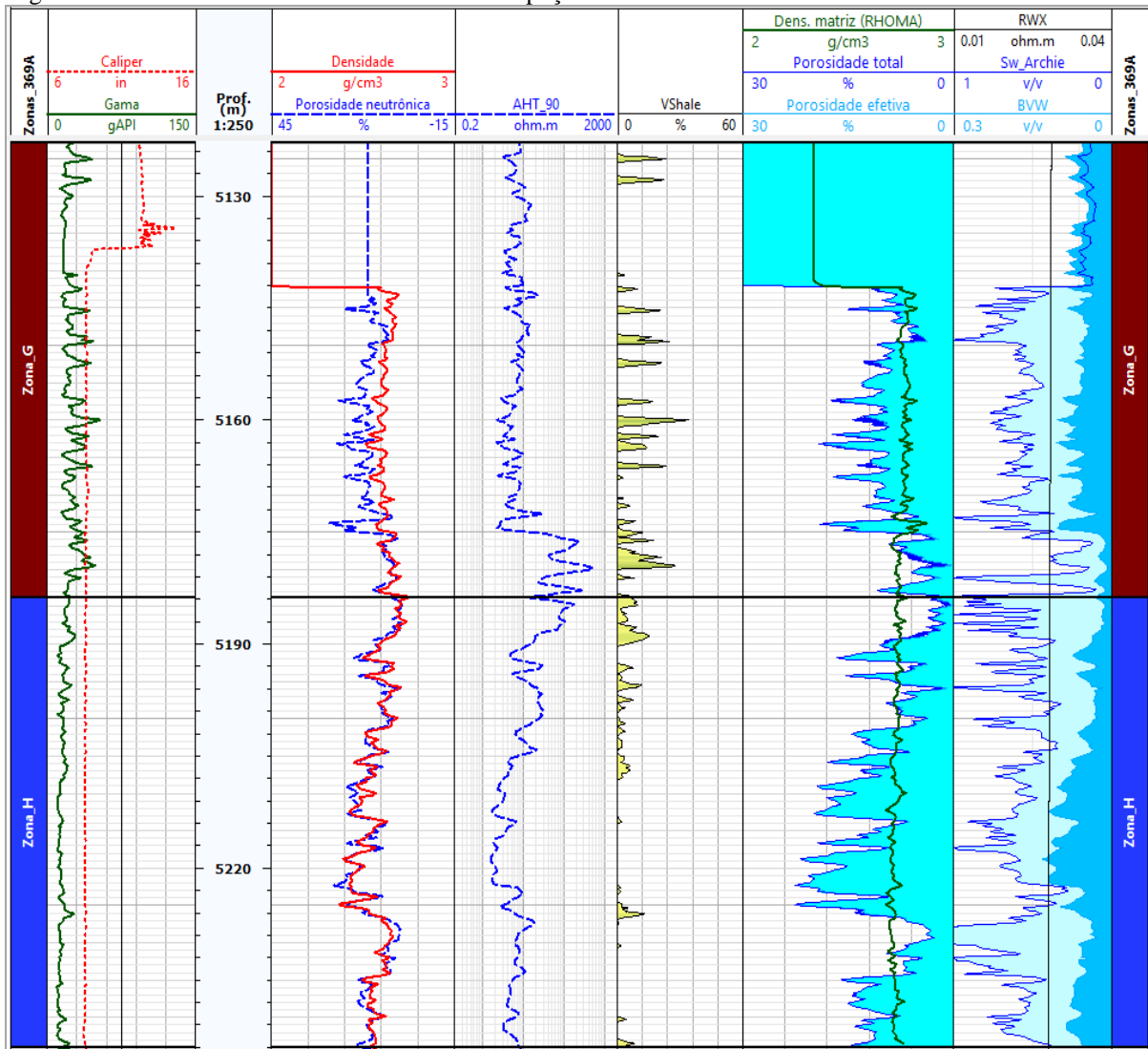
Entre 5147,2 m a 5174,3 m ocorrem laminitos e/ou mudstones com laminações argilosas observadas nitidamente no perfil de imagem (Figura 83). A forte intensidade do brilho e os tons mais claros da imagem estão relacionados a maior amplitude acústica em resposta a condição fechada da rocha. Estes calcários apresentam porosidade de até 24%, baixa densidade RHOB (2,3 a 2,5 g/cm<sup>3</sup>), baixa velocidade sônica, altas resistividades e vestígios de óleo.

#### 4.3.3.2 Curvas Calculadas

No poço 1-BRSA-369A-RJS, a zona G apresenta baixa argilosidade no topo, com média de 3,4%. Porém, a partir de 5176 m, a argilosidade torna-se moderada em direção à base da zona, com valores médios de 5,7% (Figura 84; Tabela 29). Na zona H, a argilosidade é baixa, pressupondo baixo conteúdo de argilas radiogênicas. Os maiores valores de VSh da Formação Barra Velha no poço 3-BRSA-496-RJS estão na zona G, com média superior a 5% e picos de até 47% em função do conteúdo de argilas radiogênicas e/ou de matéria orgânica (Figura 85; Tabela 29). A zona H apresenta argilosidade moderada.

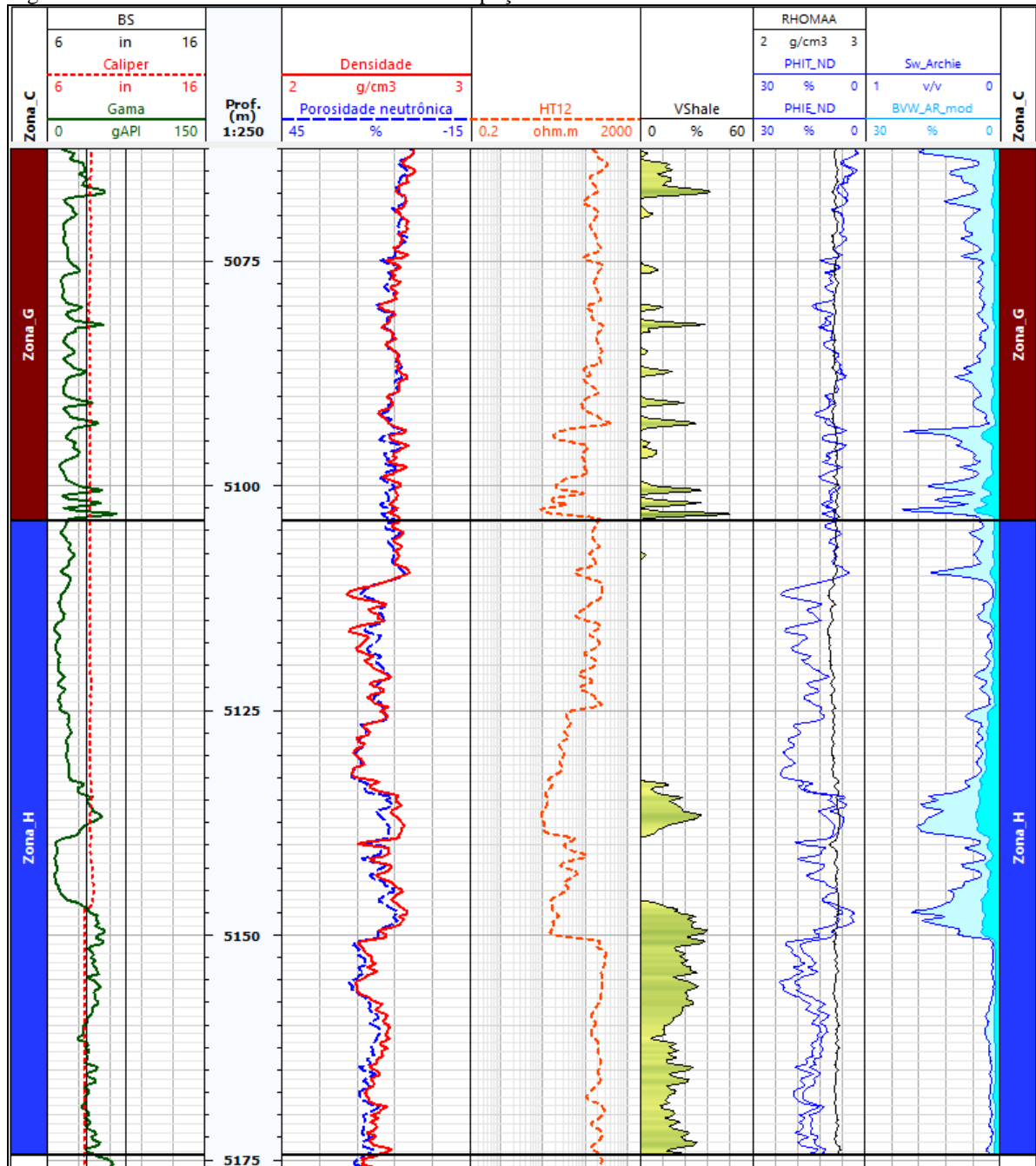
As porosidades total (PHItND) e efetiva (PHIeND) são predominantemente moderadas na zona G e altas na zona H, com valores máximos de aproximadamente de 28% (Figuras 84 e 85; Tabela 29). Na zona H, em litologias finas como margas e laminitos microbiais ocorrem altas porosidades de até 23%, possivelmente devido a existência de fraturas (descrição de amostra lateral). A densidade da matriz (RHOMA) é alta, com médias acima de 2,72 g/cm<sup>3</sup> em virtude da dolomitização associada a ocorrência de pirita.

Figura 84 – Curvas calculadas das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 85 – Curvas calculadas das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Tabela 29 – Parâmetros petrofísicos das curvas calculadas das zonas G e H.

POÇOS	Perfis	ZONA G				ZONA H			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
1-BRSA-369A-RJS	VSH (%)	0	33,96	3,42	0	0	15,06	1,66	0
	RHOMA (g /cm <sup>3</sup> )	2,70	2,87	2,76	2,76	2,68	2,78	2,72	2,72
	PHIt <sub>ND</sub> (%)	1,68	19,20	9,77	9,84	1,19	22,52	10,90	11,01
	PHIe <sub>ND</sub> (%)	0,3	18,84	9,32	9,66	0,21	22,52	10,71	10,99
	Sw_Ar (%)	9,01	100	54,21	54,11	27,36	100	60,04	5,83
	BVW (%)	0,30	10,14	5,27	5,46	0,21	12,64	6,03	5,83
	Sw_QE (%)	8,95	100	54,26	55,43	31,95	100	63,84	62,51
	Sw <sub>irr</sub> _QE (%)	0,75	11,84	6,18	6,37	1,33	14,76	7,17	6,85
3-BRSA-496-RJS	VSH (%)	0	47,77	5,52	0	0	36,49	9,81	0,04
	RHOMA (g /cm <sup>3</sup> )	2,70	2,77	2,74	2,73	2,67	2,78	2,73	2,74
	PHIt <sub>ND</sub> (%)	2,27	14,04	8,24	8,18	4,40	22,98	14,34	14,57
	PHIe <sub>ND</sub> (%)	2,02	13,66	7,88	7,98	2,79	22,74	12,97	13
	Sw_Ar (%)	11,92	75,63	29,34	25,67	4,51	100	22,19	13,67
	BVW (%)	0,76	5,10	1,50	1,24	0,84	5	1,91	1,29
	Sw_QE (%)	7,77	73,08	19,96	16,90	4,61	73,08	16,59	11,85
	BVW_QE (%)	0,86	5,83	1,71	1,42	0,99	5,71	2,18	1,47

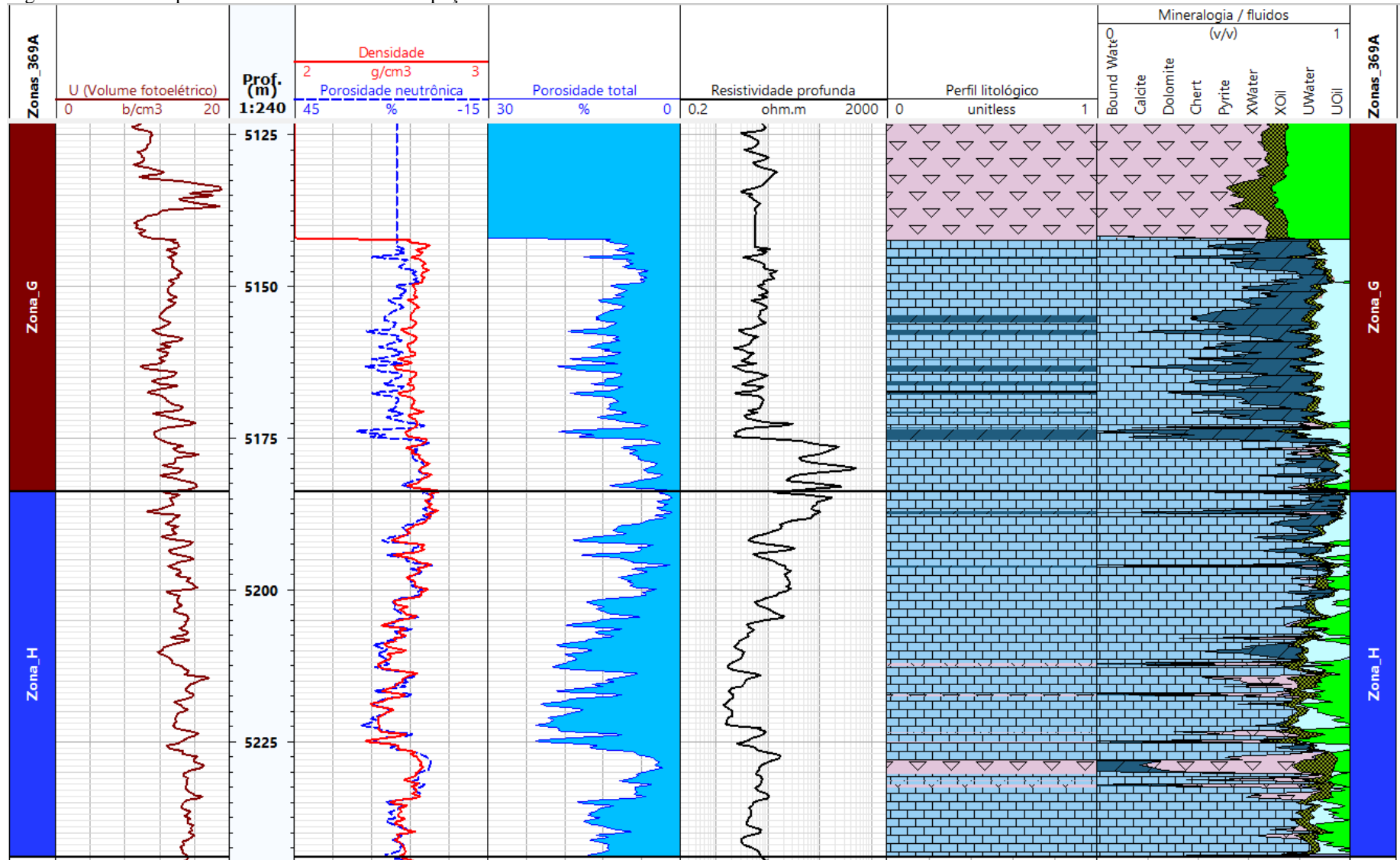
Fonte: A autora, 2019.



No poço 1-BRSA-369A-RJS, o topo da zona G até a profundidade 5176 m é caracterizado por elevada saturação de água ( $S_w$  média = 59%; BVW média = 6,2%) (Figura 84; Tabela 29). De 5176 m até a base da zona G em 5183,7m as saturações de água voltam a ser baixas semelhante às zonas A, B, C e D ( $S_w$  média = 33,61; BVW média = 1,6%). Na zona H, o  $S_w$  é moderado a alto com média de 60%. No entanto, a saturação de água é menor quando comparadas às das zonas D, E, F e G. O BVW aqui é elevado, com média de aproximadamente 6%. No poço 3-BRSA-496-RJS, a saturação de água é mais baixa nas zonas G e H, com médias entre 22% a 29%. Consequentemente, o BVW é predominantemente baixo ao longo destas zonas.

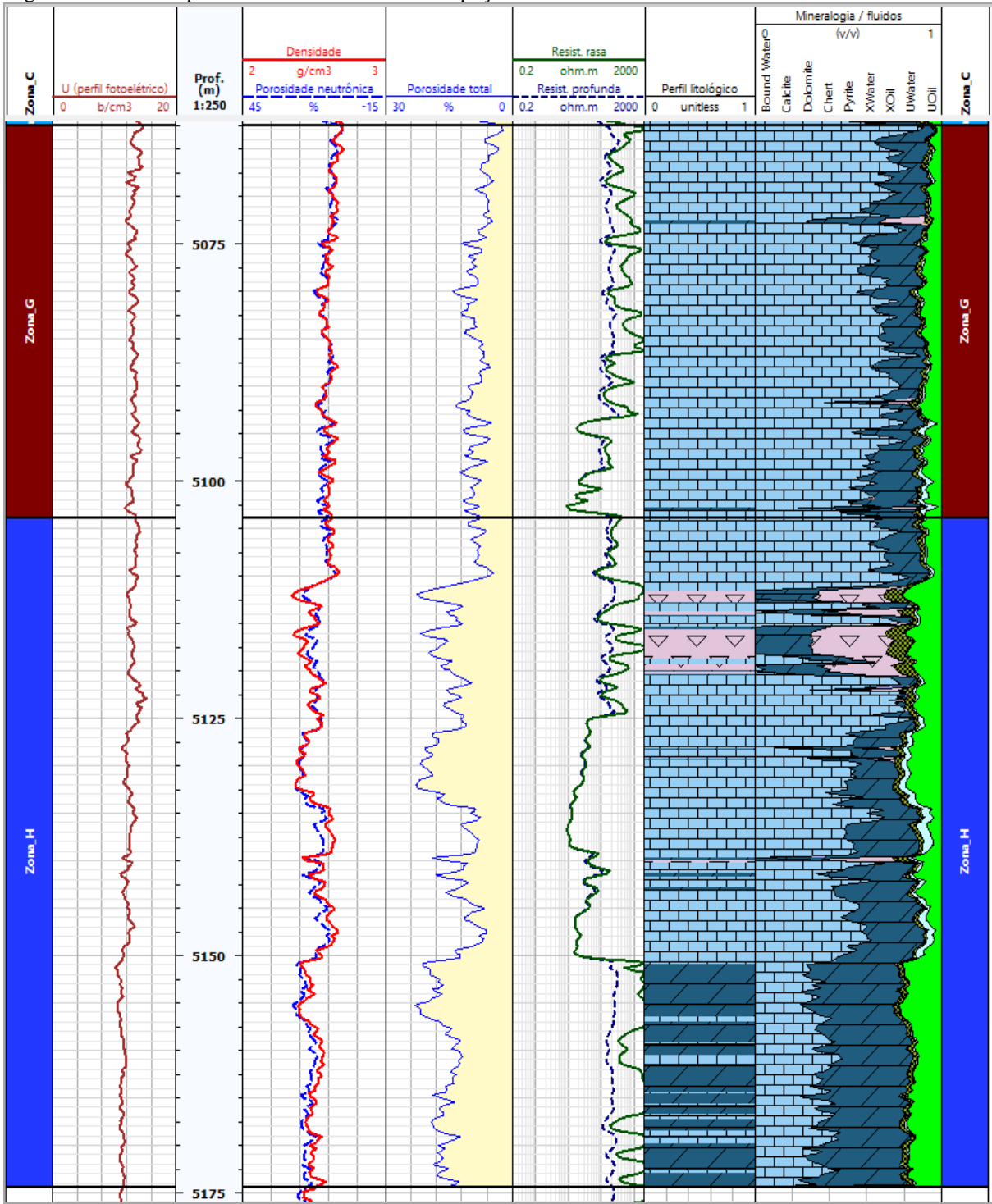
A mineralogia da zona G, fornecida pelo modelo petrofísico elaborado no módulo QuantELAN, é constituída predominantemente por calcita e dolomita, e em menor quantidade por pirita e quartzo (Figuras 86, 87 e 88). Na zona H do poço 3-BRSA-496-RJS observa-se a ocorrência de chert e pirita em camadas silicificadas e piritizadas de até 4 m de espessura.

Figura 86 – Modelo petrofísico das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.



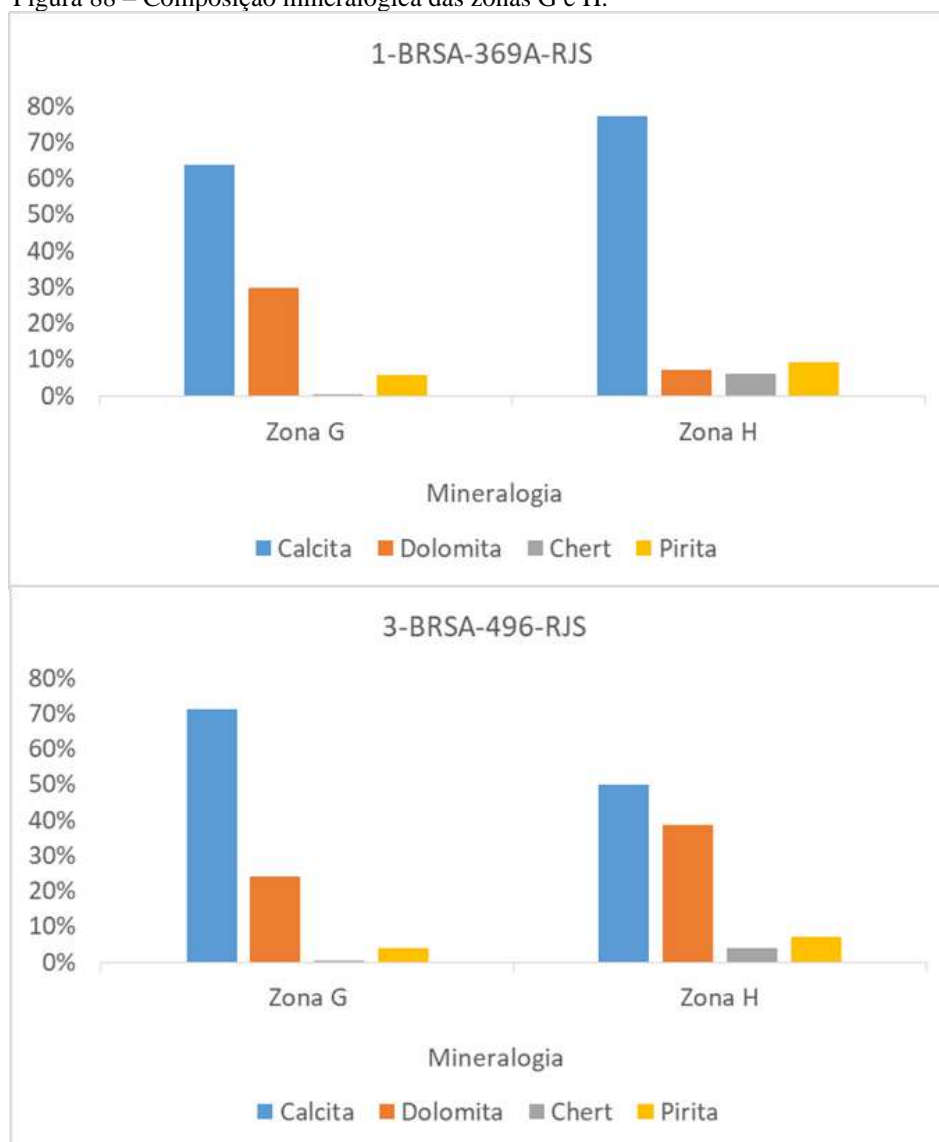
Fonte: A autora, 2019.

Figura 87 – Modelo petrofísico das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 88 – Composição mineralógica das zonas G e H.



Nota: A quantificação obtida pelo módulo Quant ELAN não considera o percentual de argila.

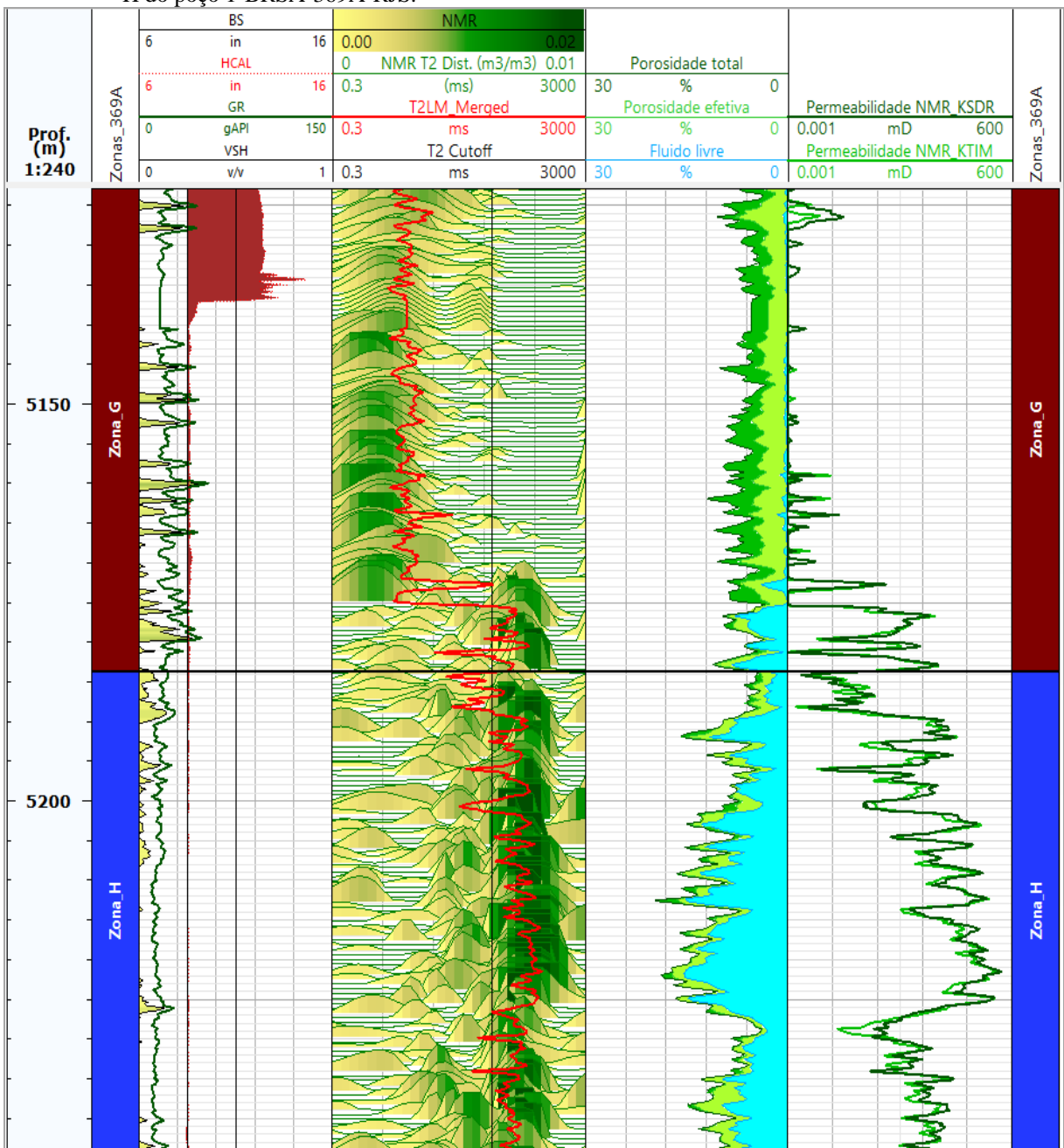
Fonte: A autora, 2019.

#### 4.3.3.2 Perfil de RMN

No poço 1-BRSA-369A-RJS, a distribuição dos tempos de T2 na zona G está predominantemente concentrada à esquerda do cut off de 100 ms, com T2lm médio de 4,8 ms, caracterizando a condição de fluido aprisionado em meso e microporos (Tabela 30, Figura 89). Contudo, em 5176 m até a base da zona G, nota-se uma mudança de comportamento na distribuição de T2 que passa a se concentrar à direita do limite de 100 ms, com T2lm médio

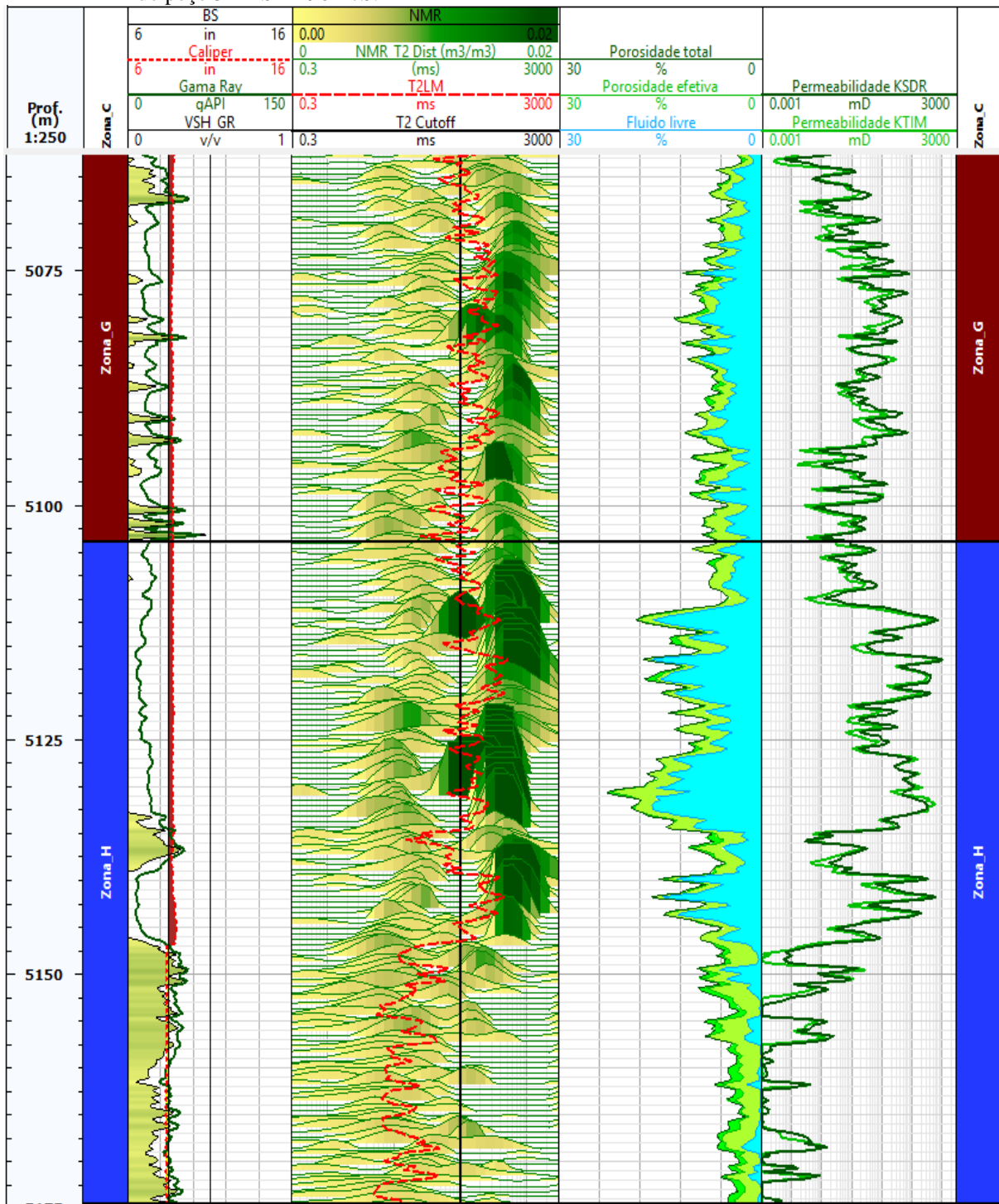
de 176 ms. Na zona H, o T2lm médio de 250 ms e T2 máximo superior a 600 ms mostra a grande quantidade de fluidos móveis no interior dos macroporos. No poço 3-BRSA-496-RJS predominam tempos longos de relaxação nas zonas G e H semelhante aos calcários das zonas A, B C e D caracterizados também por macroporos (Tabela 30, Figura 90 e 91). As porosidades total e efetiva por RMN são moderadas na zona G (aproximadamente 7%) e elevadas na zona H (acima de 11%), mostrando concordância com as porosidades calculadas de nêutron-densidade (PHItND e PHIdND) (Figura 92).

Figura 89 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas G e H do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 90 – Perfil de distribuição de T2, curvas de partição de porosidade e permeabilidade RMN das zonas G e H do poço 3-BRSA-496-RJS.



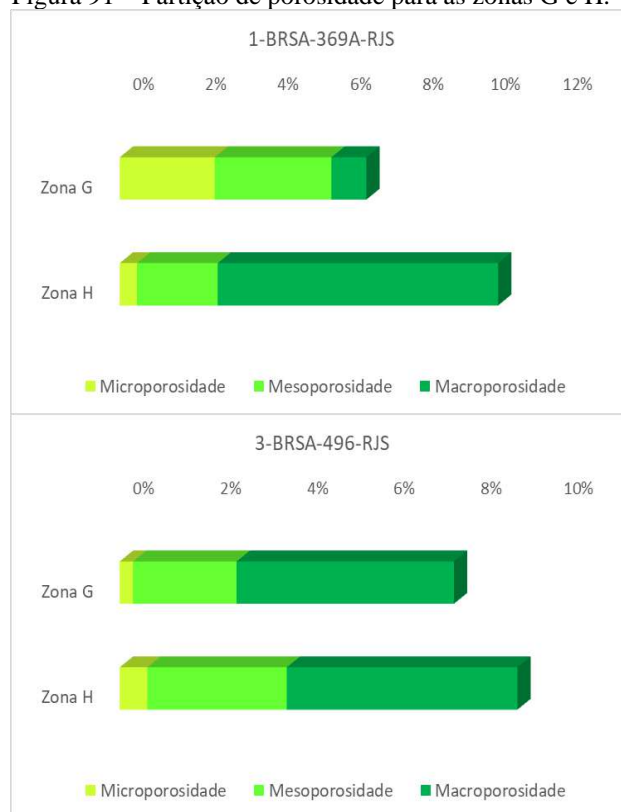
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 30 – Parâmetros petrofísicos extraídos dos perfis de RMN das zonas G e H.

POÇO	Perfis RMN	ZONA G				ZONA H			
		Mínimo	Máximo	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Média	Mediana
1-BRSA-369A-RJS	<b>T<sub>2im</sub> (ms)</b>	2,47	387,75	44,16	5,55	19,31	620,67	250,63	241,45
	<b>Φ total (%)</b>	3,18	11,85	6,80	6,72	3,72	19,57	10,43	10,25
	<b>Φ efetiva (%)</b>	1,67	10,89	4,18	3,85	3,69	17,31	9,95	9,96
	<b>Φ macro (%)</b>	0	8,31	0,97	0,28	0,95	15,41	7,72	7,45
	<b>Φ meso (%)</b>	0,20	7,36	3,21	3,21	0,17	5,28	2,22	2,15
	<b>Φ micro (%)</b>	0	6,71	2,62	2,54	0	3,25	0,48	0,17
	<b>K<sub>SDR</sub> (mD)</b>	0	8,9	0,32	0	0	340,68	24,71	4,99
	<b>K<sub>TIM</sub> (mD)</b>	0	9,11	0,27	0	0	248,40	20,44	3,79
3-BRSA-496-RJS	<b>T<sub>2im</sub> (ms)</b>	25,14	390,30	156,19	136,50	15,45	524,73	173,14	150,27
	<b>Φ total (%)</b>	2,91	12,89	7,66	7,79	4,69	22,86	11,53	10,93
	<b>Φ efetiva (%)</b>	2,16	12,65	7,35	7,37	4,65	22,02	11,17	10,45
	<b>Φ macro (%)</b>	1,20	9,73	4,98	4,93	1,95	16,20	8,05	7,25
	<b>Φ meso (%)</b>	0,82	5,90	2,37	2,17	0,94	11,46	3,11	2,92
	<b>Φ micro (%)</b>	0	1,84	0,31	0,10	0	2,01	0,36	0,18
	<b>K<sub>SDR</sub> (mD)</b>	0,006	78,55	7,84	2,66	0,03	993,77	78,67	12,55
	<b>K<sub>TIM</sub> (mD)</b>	0,003	29,95	3,51	1,13	0,03	622,56	61,12	6,08

Fonte: A autora, 2019.

Figura 91 – Partição de porosidade para as zonas G e H.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 92 – Comparação entre porosidades nêutron-densidade e RMN das zonas G e H.



Fonte: A autora, 2019.



Nota-se na zona H que a partir da profundidade 5146,5 m até a base da formação em 5174,4 m, os tempos de T2 estão à esquerda do cut-off de 100 ms (Figuras 89 e 90), indicando condição de fluido aprisionado (CBW-BVI). Neste intervalo, a resposta da ferramenta de perfilagem de RMN não está coerente com o perfil NPHI e com o efeito annulus observado nos perfis de indução, os quais apontam para boas condições permo-porosas. É possível que a aquisição dos dados da RMN tenha sido afetada por problemas ferramentais ou ainda o raio de investigação da ferramenta de RMN não alcançou as possíveis fraturas dentro da formação, efetuando a leitura apenas da matriz da rocha, caracterizadas por margas e laminitos microbiais microporosos.

As curvas de permeabilidade inferida KTIM e KSDR continuam mostrando padrões semelhantes de distribuição ao longo do perfil. Na zona G do poço 1-BRSA-369A-RJS, a permeabilidade é baixíssima na metade superior da zona, semelhante ao que ocorre nas zonas E e F. Por outro lado, a mudança no padrão de T2 para valores acima de 100 ms aumentou a permeabilidade calculada na base da zona G e zona H, mostrando comportamento semelhante às zonas A, B, C e D. Na zona H a permeabilidade média está acima de 20 mD, alcançando valores máximos de até 340 mD (Figura 89; Tabela 30). No poço 3-BRSA-496-RJS, os valores de permeabilidade inferida da RMN mostram valores máximos próximos a 1D para a zona H (Figura 90; Tabela 30). Calcários esferulítico-estromatolíticos porosos, com alto percentual de macroporos, baixa saturação de água e com vestígios de óleo apresentam altas permeabilidades. Profundidades em que ocorrem calcários com fraturas e/ou brechas apresentam as maiores permeabilidades.

#### **4.4 Definição dos reservatórios**

A identificação das zonas de reservatório de hidrocarbonetos foi realizada a partir da interpretação integrada dos perfis básicos, perfil de mineralogia / fluidos, curvas calculadas, perfis de ressonância magnética nuclear, perfis de imagem acústica e descrições litológicas provenientes dos relatórios de poço.

Zonas com potencial para reservatório de hidrocarbonetos apresentaram nove características comuns: a) resistividade profunda acima de 100 ohm.m, b) distanciamento das curvas de resistividade formando um perfil de invasão, c) porosidade acima de 5%, d) saturação de água inferior a 50%, e) volume de água com média igual ou inferior a 1%; f)

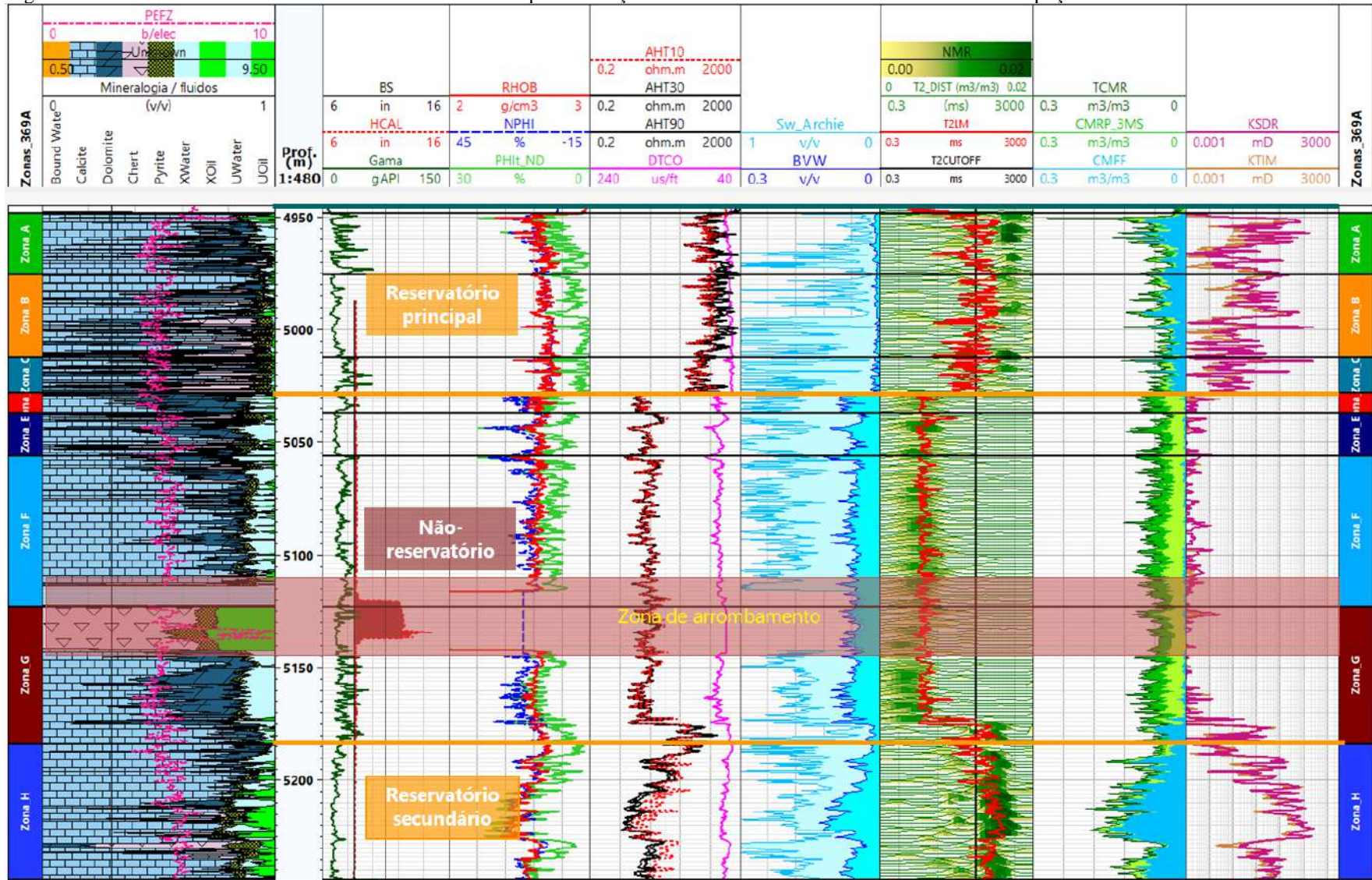
permeabilidade KSDR média acima de 7 mD, g) permeabilidade KTIM média acima de 1 mD; h) tempos de relaxação T2 superior a 100ms caracterizando os fluidos na condição de fluido livre (FF - Free Fluid) e, portanto, rede poral constituída predominantemente por macroporos, i) vestígios de óleo em amostras laterais.

No poço 1-BRSA-369A-RJS, os estromatólitos vugulares das zonas A, B e C reúnem os critérios favoráveis ao armazenamento e transmissão de hidrocarbonetos e, portanto, foram definidos como o ‘reservatório principal’. Por outro lado, os calcários estromatolítico-esferulíticos laminados das zonas D, E, F e G foram considerados como ‘não-reservatório’ por apresentar condições desfavoráveis como rochas-reservatório de óleo devido às altas saturações de água, baixas permeabilidades, e sistema poroso formado principalmente por microporos. Os calcários esferulíticos da zona H foram classificados como ‘reservatório secundário’ por apresentar características petrofísicas intermediárias entre um reservatório de hidrocarboneto e um não-reservatório (Figura 93).

No poço 3-BRSA-496-RJS, os calcários esferulítico-estromatolíticos vugulares das zonas A, B, C, D, G e H foram definidos como reservatórios de hidrocarbonetos. Os calcários estromatolítico-esferulíticos com laminações argilosas das zonas E e F apresentam moderada a alta saturação de água e baixas permeabilidades em decorrência do predomínio de microporos, caracterizando-os como não-reservatório (Figura 94). A Tabela 31 apresenta as principais características petrofísicas das zonas de acordo com o tipo de reservatório.

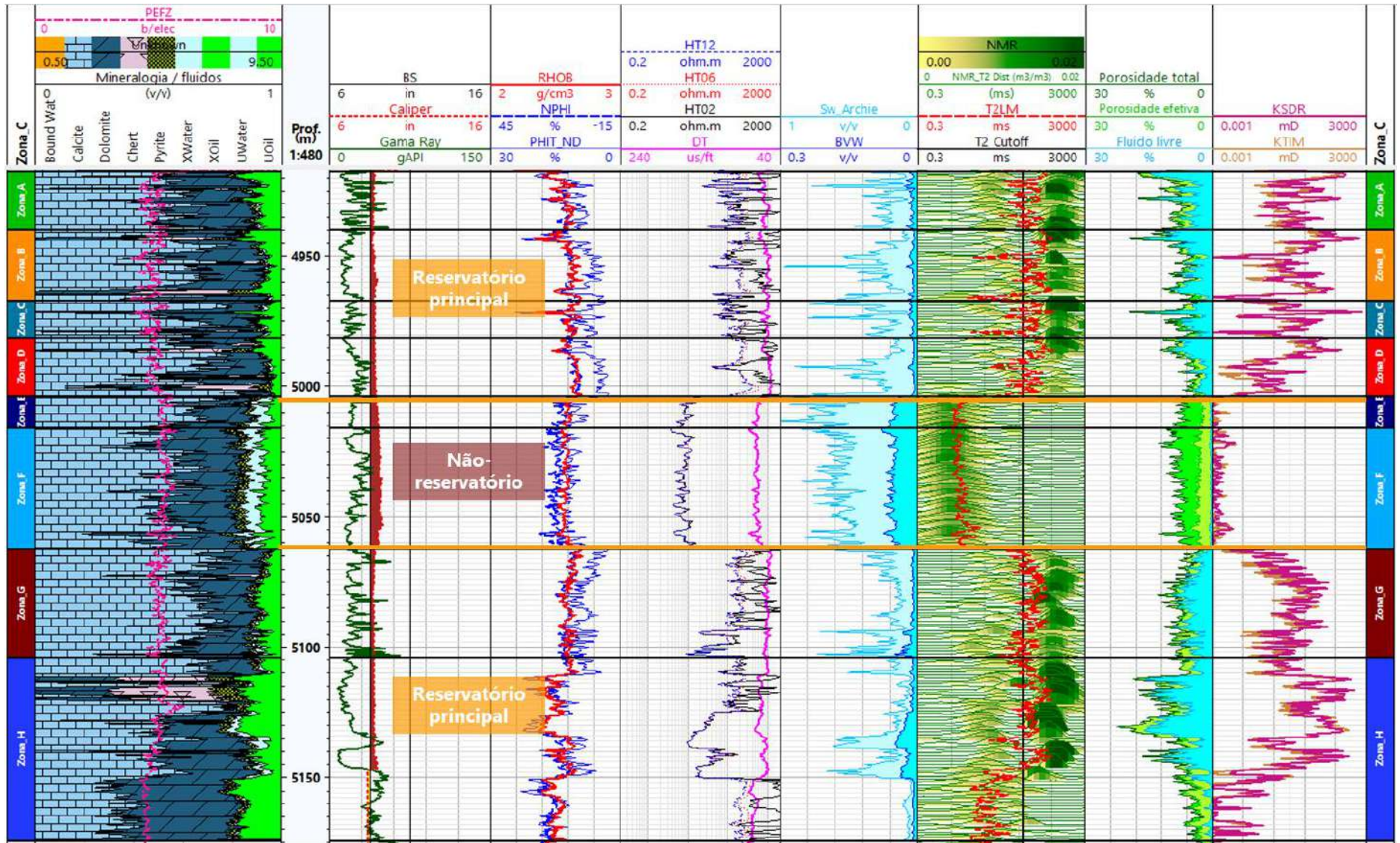
Crossplots de porosidade neutrônica (NPHI) x densidade (RHOB) mostram que as rochas-reservatório apresentam composição predominantemente calcítica (Figura 95 e 96) e porosidade que varia de 2% a 23%, com frequência de  $\Phi = 2$  a 11%. O reservatório secundário é caracterizado por calcários dolomitizados com porosidade entre 5% a 25% (Figura 95). Rochas não-reservatório são caracterizadas por calcários dolomitizados, com porosidade de 5% a 25% e frequência de  $\Phi = 7$  a 15% (Figura 95 e 96). Os valores máximos e mínimos de porosidade e permeabilidade das zonas de reservatório são comumente bastante discrepantes (Figura 93 e 94).

Figura 93 – Perfis e curvas calculadas utilizadas como critério para definição das zonas-reservatório de hidrocarbonetos do poço 1-BRSA-369A-RJS.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 94 – Perfis e curvas calculadas utilizadas como critério para definição das zonas reservatório de hidrocarbonetos do poço 3-BRSA-496-RJS.



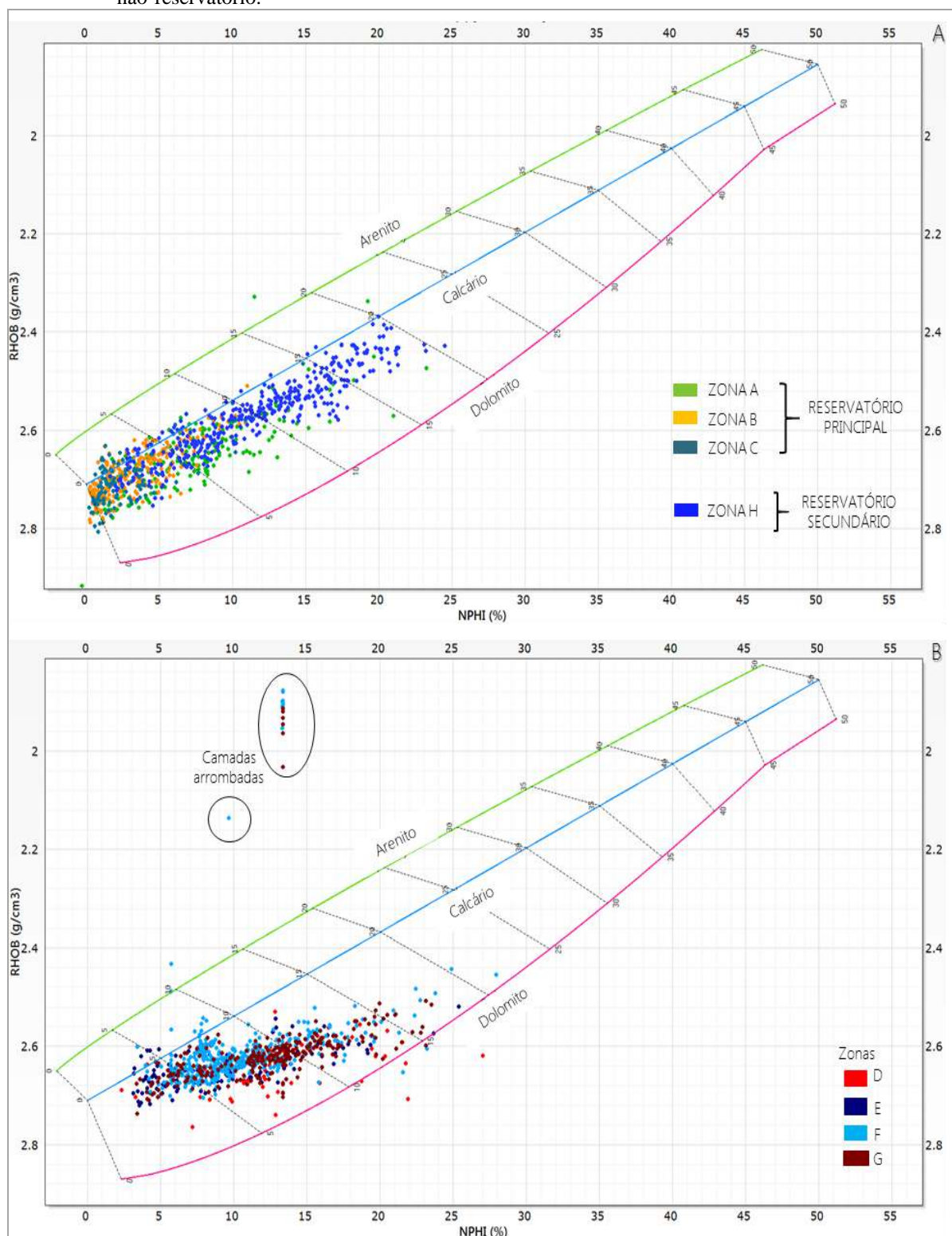
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 31 – Principais características petrofísicas das zonas reservatório e não-reservatório de hidrocarbonetos para os poços avaliados.

Perfis	Zonas Reservatório de Óleo	Zonas Não-Reservatório de Óleo
<b>Curvas Básicas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>GR baixo a moderado (&lt;40°API);</li> <li>Densidades RHOB baixas;</li> <li>Porosidade NPHI moderada a alta (entre 9% a 15%);</li> <li>Altas resistividades (&gt; 100ohm.m, comumente entre 100 e 190 ohm.m) e perfil de invasão; localmente inversão das curvas de resistividade (valores de resistividade média e/ou profunda mais altos que a resistividade rasa);</li> <li>Calcários com baixo GR (&lt;30°API) apresentam altas porosidades, altas resistividades e perfil de invasão;</li> <li>Calcários argilosos (&gt;30°API) tem porosidade boa, resistividades baixas a moderadas e raro perfil de invasão;</li> <li>Baixo DT (média acima de 68µs/ft), alta velocidade sônica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>GR baixo (GR &lt; 30° API);</li> <li>Densidades RHOB baixas (média abaixo de 2,62 g/cm<sup>3</sup>);</li> <li>Alta porosidade NPHI (&gt;12%) principalmente em calcários com baixo GR e dolomitizados;</li> <li>Baixas resistividades (&lt;10 ohm.m);</li> <li>Sobreposição das curvas de resistividade indicando rochas pouco permeáveis;</li> <li>DT mais alto (média acima de 67µs/ft); baixa velocidade sônica.</li> </ul>
<b>Curvas Calculadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Argilidade moderada a baixa (<math>V_{sh_{médio}} \leq 8\%</math>);</li> <li>Porosidade total e efetiva (<math>PHI_{ND}</math>) moderada a alta (média entre 7% a 11%), com valores máximos de 24%;</li> <li>Densidade média da matriz acima de 2,72 g/cm<sup>3</sup> aponta para calcários dolomitizados;</li> <li>Baixas saturações de água (geralmente inferior a 50%, comumente entre 20% e 30%);</li> <li>Volume de água (BVW) médio de 1%;</li> <li>Presença de óleo no perfil de fluidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Porosidade total e efetiva (<math>PHI_{ND}</math>) alta;</li> <li>Densidade média da matriz acima de 2,75 g/cm<sup>3</sup> indica calcários dolomitizados e com pirita;</li> <li>Moderada a elevada saturação de água;</li> <li>Volume de água (BVW) médio de 5%;</li> <li>Presença de maior quantidade de água no perfil de fluidos.</li> </ul>
<b>RMN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Predomina tempos de T2 acima de 100ms, caracterizando fluidos móveis na condição de fluido livre;</li> <li>Porosidade total e efetiva (<math>PHI_{NMR}</math>) moderada (média entre 5% - 10%);</li> <li>Macroporos é o tamanho de poro predominante no sistema poroso de rochas-reservatório, seguida pela mesoporosidade e microporosidade;</li> <li>Permeabilidades <math>K_{SDR}</math> e <math>K_{TIM}</math> moderadas (média &lt; 25 mD), eventualmente muito altas (acima de 1D).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tempos curtos de T2 (&lt;100ms) caracterizando região de fluido aprisionado (CBW-BVI);</li> <li>Porosidade total e efetiva moderada (5-10%),</li> <li>Microporosidade e mesoporosidade representam os tamanhos de poros predominantes nas rochas;</li> <li>Permeabilidades <math>K_{SDR}</math> e <math>K_{TIM}</math> extremamente baixas (&lt; 1mD).</li> </ul>
<b>Imagem acústica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mostra estruturas pouco laminadas, predominantemente maciças e vugulares (baixa amplitude acústica). Localmente mostra fraturas naturais (linhas senoidais) e induzidas (<i>breakouts</i>).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exibe estrutura fortemente laminada, sugerindo presença de argilas não-radioativas (p.ex. argilas magnesianas). Cores mais claras sugerem alta amplitude acústica em função da condição fechada da rocha.</li> </ul>

Fonte: A autora, 2019.

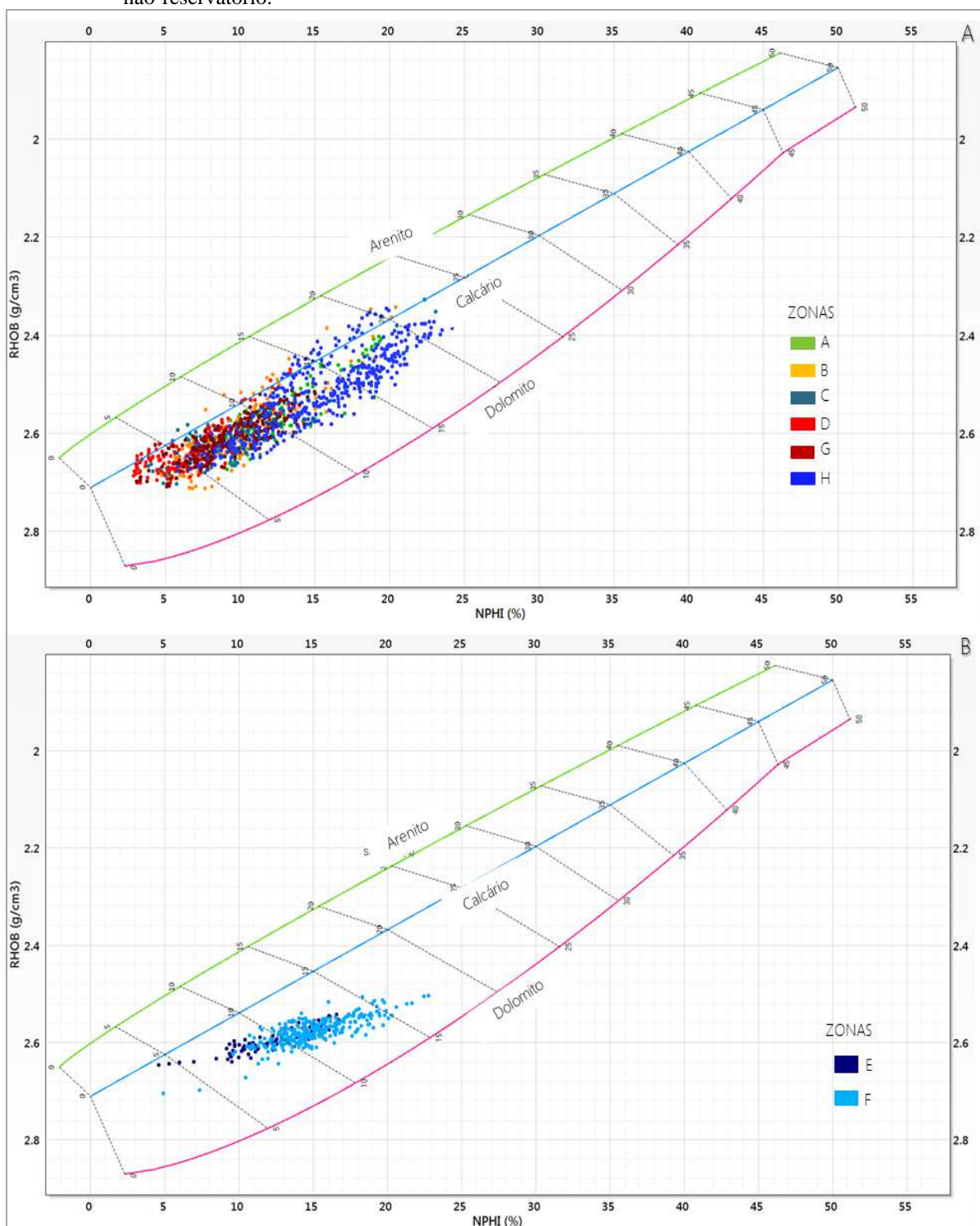
Figura 95 – Crossplot de litologia do poço 1-BRSA-369A-RJS. A) zonas de reservatórios de óleo. B) zonas não-reservatório.



Nota: SCHLUMBERGER, 2009.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 96 – Crossplot de litologia do poço 3-BRSA-496-RJS. A) zonas de reservatórios de óleo. B) zonas não-reservatório.



Nota: SCHLUMBERGER, 2009.

Fonte: A autora, 2019.

#### 4.5 Discussões acerca das propriedades petrofísicas dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS

Com base nas descrições de amostra lateral, é possível observar que em ambos os poços as litofácies são muito semelhantes, constituídos por calcários estromatolítico-esferulíticos, ora dominando a litofácies de estromatólitos e em outras ocasiões predominando a fácies de esferulititos.

O perfil de gama total usado como base no cálculo da argilosidade (VSh) é avaliado com cautela pois contabiliza também o efeito da matéria orgânica na resposta do canal de urânio. O poço 3-BRSA-496-RJS apresenta maiores percentuais de VSh que o poço 1-BRSA-369-RJS, o que pode estar relacionado ao maior teor de matéria orgânica do que propriamente à presença de argilas radiogênicas na formação (Tabela 32). A análise dos perfis de imagem permite inferir que a maior quantidade de argilas (não-radiogênicas) relacionadas à estrutura laminada nos calcários está presente no poço 1-BRSA-369-RJS (zonas D, E, F e G).

A partir do modelo petrofísico Quant ELAN é possível notar que a composição mineralógica da Formação Barra Velha em ambos os poços é muito simples, formada predominantemente por calcita, com percentuais variáveis de dolomita, chert e pirita (Tabela 32). Estes minerais podem ser produtos da intensa diagênese responsável por modificar os calcários por eventos de substituição e / ou cimentação ou podem ser resposta à maior quantidade de argilas magnesianas contabilizadas nos percentuais de dolomita e chert do modelo petrofísico.

O poço 3-BRSA-496-RJS apresenta as melhores condições permo-porosas em virtude de possuir maiores percentuais de porosidade e de macroporos (Tabela 32). Em consequência, a permeabilidade no poço 3-BRSA-496-RJS é superior a encontrada no 1-BRSA-369-RJS. Além disso, é no 3-BRSA-496-RJS que se encontram as menores saturações de água e, consequentemente, as maiores saturações de óleo. Todas estas características mostram que o poço 3-BRSA-496-RJS apresenta as melhores condições de armazenamento e transmissão de hidrocarbonetos.

A presença de chert é um fator que impacta negativamente o reservatório, reduzindo a porosidade e a permeabilidade (foi observado que o poço 3-BRSA-496-RJS apresenta menor percentual de chert). No entanto, eventualmente camadas de calcário silicificado podem apresentar fraturas que contribuem para potencializar a permeabilidade. A presença de dolomita é ambígua em relação ao impacto na porosidade, ou seja, não há uma relação direta



entre aumento ou diminuição da porosidade em relação a maior ou menor quantidade de dolomita. É provável que a ocorrência de dolomita modifique o sistema poroso, redistribuindo a porosidade e alterando a textura dos poros.

Tabela 32 – Resumo das características e petrofísicas dos poços estudados.

Propriedades petrofísicas		Poço 1-BRSA-369-RJS				Poço 3-BRSA-496-RJS			
		Mín.	Méd.	Med.	Máx.	Mín.	Méd.	Med.	Máx.
<b>Mineralogia (%)</b>	Cc.	0	66,64	75,70	99,24	0	59,84	63,40	95,83
	Dol.	0	19,98	16,15	88,38	0	32,08	30,57	73,01
	Chert	0	5,71	0	57,21	0	2,38	0	42,78
	Py.	0	7,52	6,15	45,22	0	5,71	4,99	23,68
	Argilas	0	2,85	0	50,81	0	6,01	0,27	47,77
<b>Porosidade (%)</b>	$\Phi_{t\_ND}$	0	7,87	7,48	28,66	2,23	10,79	10,52	24,25
	$\Phi_{e\_ND}$	0	7,66	7,34	28,66	1,86	10,11	9,88	24,25
	$\Phi_{t\_RMN}$	1,26	7,25	6,65	27,29	2,43	8,27	7,79	22,86
	$\Phi_{e\_RMN}$	0,9	9,9	4,3	17,3	1,91	6,82	6,21	22,02
<b>Partição de porosidade RMN (%)</b>	$\Phi_{macro}$	0	2,80	0,95	15,41	0	4,17	3,55	17,99
	$\Phi_{meso}$	0,17	2,70	2,63	21,17	0,37	2,64	2,51	11,46
	$\Phi_{micro}$	0	1,75	1,50	6,82	0	1,45	0,65	9,22
<b>Saturação de água (%)</b>	SW_Archie	3,52	59,39	58,97	100	4,51	28,14	26,24	100
	BVW_Archie	0	4,29	4,76	12,64	0,55	2,45	1,45	8,43
	SW <sub>QE</sub>	4,31	60,35	61,14	100	4,02	25,15	19,67	79,04
	BVW <sub>QE</sub>	0,42	5,11	5,68	14,76	0,62	2,80	1,65	9,62
<b>Permeabilidade (mD)</b>	K <sub>SDR</sub>	0	7,56	0,01	501,71	0	29,54	0,7	2000,03
	K <sub>TIM</sub>	0	4,8	0,0	248,4	0	18,81	0,27	1217,59

Nota: Valores mínimos, médios, medianos e máximos, respectivamente.

Fonte: A autora, 2019.

Zonas não-reservatórios de hidrocarbonetos são caracterizadas por calcários laminados, conforme mostram as descrições de rochas nos relatórios de poço e o observado em perfis de imagem. As laminações são provavelmente constituídas por argilas magnesianas (não-radioativas) substituídas parcial ou totalmente por dolomita (conforme modelo petrofísico e descrições litológicas). Nestas condições, o tamanho de poros intrínseco a matriz destas rochas são microporos. Em consequência, a conexão entre poros se dá na escala da microporosidade, o que faz com que a permeabilidade destas rochas seja extremamente baixa.

## 5 RESULTADOS LABORATORIAIS DOS CALCÁRIOS ANÁLOGOS

### 5.1 Caracterização petrográfica

A caracterização petrográfica dos calcários análogos foi realizada com base em descrições macroscópicas de amostras de mão, descrições de lâminas delgadas de rocha sob microscópio petrográfico, análise mineralógica por Difratomia de Raios-X (DRX) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) para visualização e medição de microporos.

#### 5.1.1 Estromatólitos recentes de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro

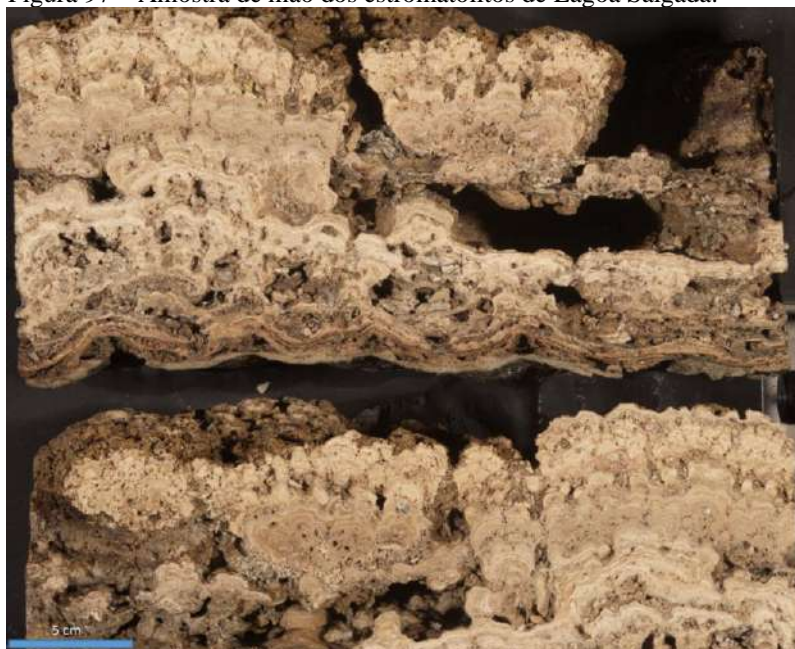
Os estromatólitos da região de Lagoa Salgada apresentam estrutura sedimentar formada por domos lateralmente coalescentes, constituídos internamente por formas arborescentes a arbustiformes predominantemente laminadas (Figuras 97, 98 C).

A base destas bioconstruções é formada por esteiras microbiais laminadas onduladas com estruturas semelhantes a marcas onduladas e feições de exposição subaérea (Figura 98A, B). Estas laminações são formadas por lama carbonática, minerais de argila e grãos clásticos finos tamanho silte a areia média.

O arcabouço dos estromatólitos é bastante poroso e semi-friável, com poros vulgares centimétricos (Figura 99A, D) e cavidades circulares milimétricas produzidas por bioturbação causada por moluscos (bivalves e gastrópodes), disseminados de modo heterogêneo na rocha (Figura 99 B, C). Grãos terrígenos e bioclastos ocorrem no interior de vugs e nas cavidades entre os domos (Figura 99 C, D). Camadas porosas se intercalam com camadas sem porosidade visível.

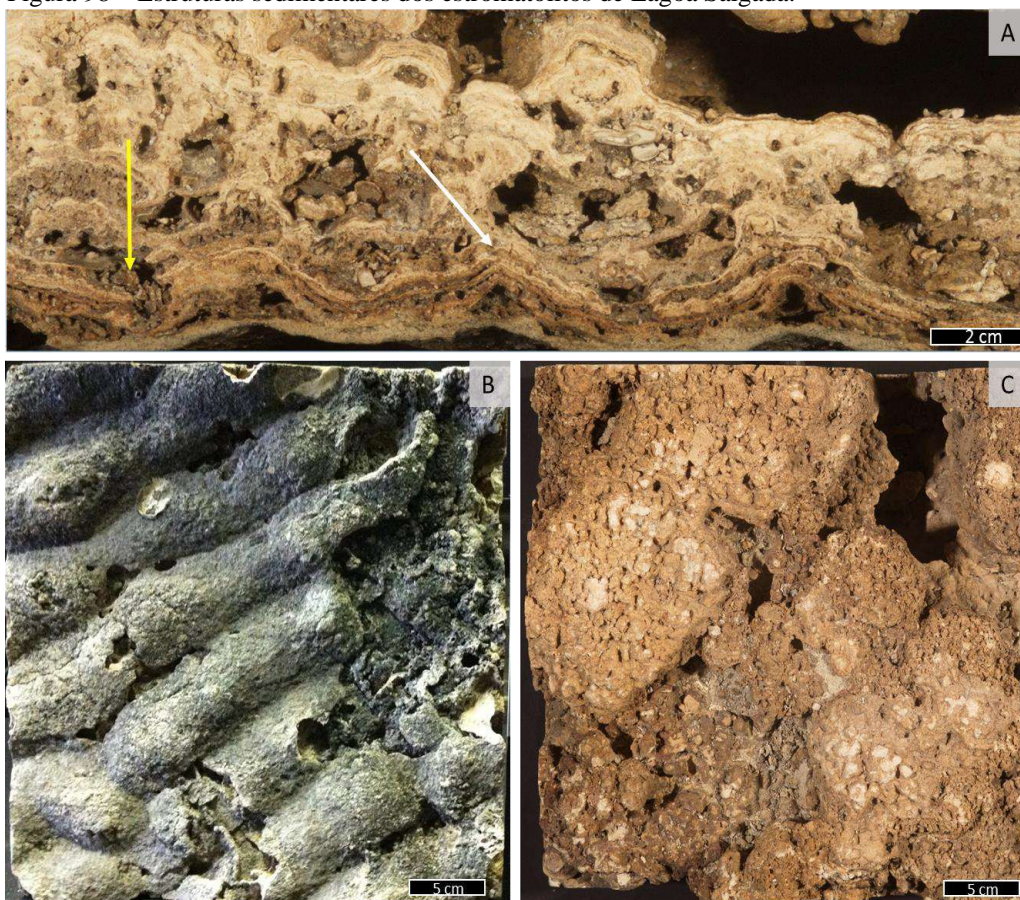
A mineralogia, determinada por difratometria de raios - X (DRX), é formada em grande parte por carbonatos como calcita magnésiana, traços de aragonita e siderita (Figura 100). Outros minerais como quartzo, feldspato potássico (ortoclásio) e plagioclásio (albita) compõem os grãos terrígenos presentes nos estromatólitos. Minerais de argila do tipo illita-smectita e illita perfazem apenas 3% da composição mineralógica total. Outros minerais como pirita e apatita também estão presentes em quantidades inferiores a 2%.

Figura 97 – Amostra de mão dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



Fonte: A autora, 2019.

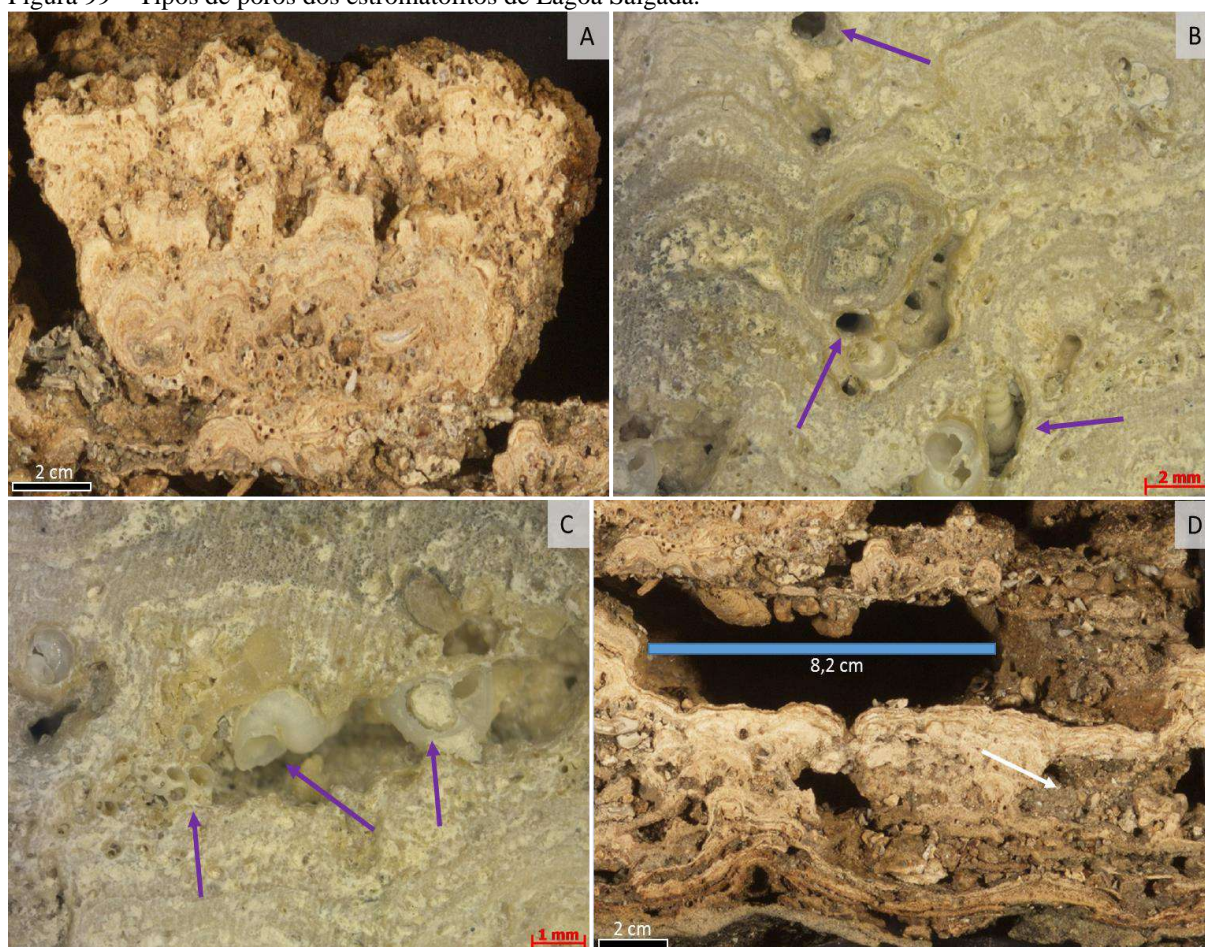
Figura 98 – Estruturas sedimentares dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



Legenda: Em (A) as setas indicam feições de exposição subaérea como laminações rompidas (seta amarela) e estruturas *tepee* (seta branca) produzidas pelo ressecamento dos sedimentos finos. Foto em (B) exibe base dos estromatólitos com marcas onduladas. Foto em (C) mostra vista superior dos domos.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 99 – Tipos de poros dos estromatólitos de Lagoa Salgada.

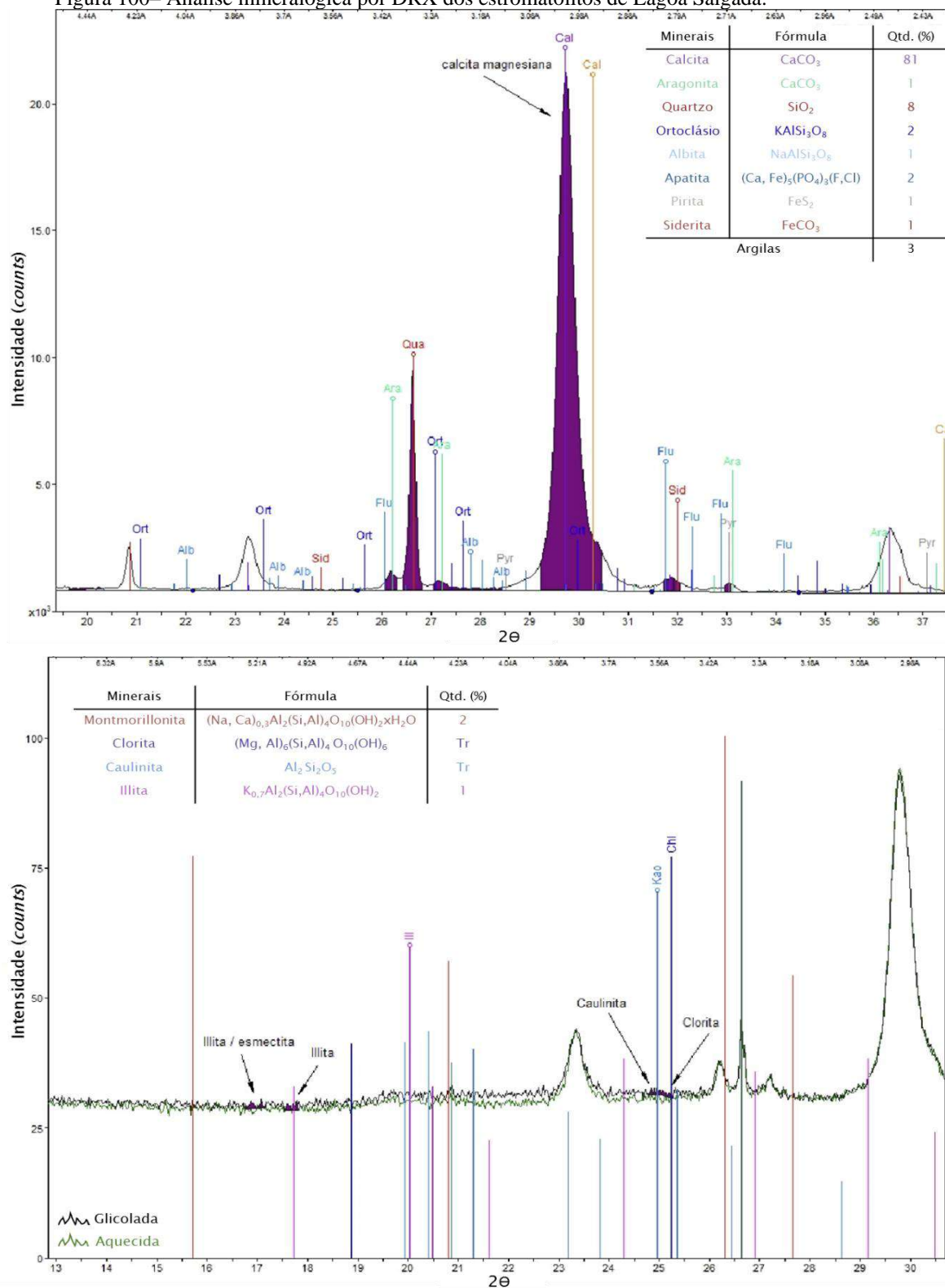


Legenda: A foto (A) exibe visão geral da porosidade dos estromatólitos. Em (B) mostra as cavidades formadas por moluscos (setas). A foto em (C) mostra moluscos no interior de vugs. A foto (D) exibe *vugs* centimétricos parcialmente preenchidos por grãos terrígenos e argilas (seta).

Fonte: A autora, 2019.

Em escala microscópica, os estromatólitos exibem fábricas laminadas e grumosas. As fábricas laminadas são crenuladas a irregulares, com intercalações de laminações claras e escuras (Figuras 101 A, B). As laminações escuras são formadas por micrito, que é a própria lama carbonática microcristalina ou peloidal, formada por cristais inferiores a  $5\mu\text{m}$ . As laminações claras são compostas por microesparitos (cristais de calcita com diâmetro de 10 a  $30\mu\text{m}$ ) e por cristais aciculares de aragonita com 10 a  $50\mu\text{m}$  de altura (Figuras 101 B, D) que ocorrem como crostas cristalinas intercaladas às laminações de micrito e microesparito e também intercaladas às laminações crenuladas e irregulares formadas por argilas e/ou matéria orgânica. Estromatólitos laminados podem ser fechados (Figura 101 A) ou porosos (Figura 101 C).

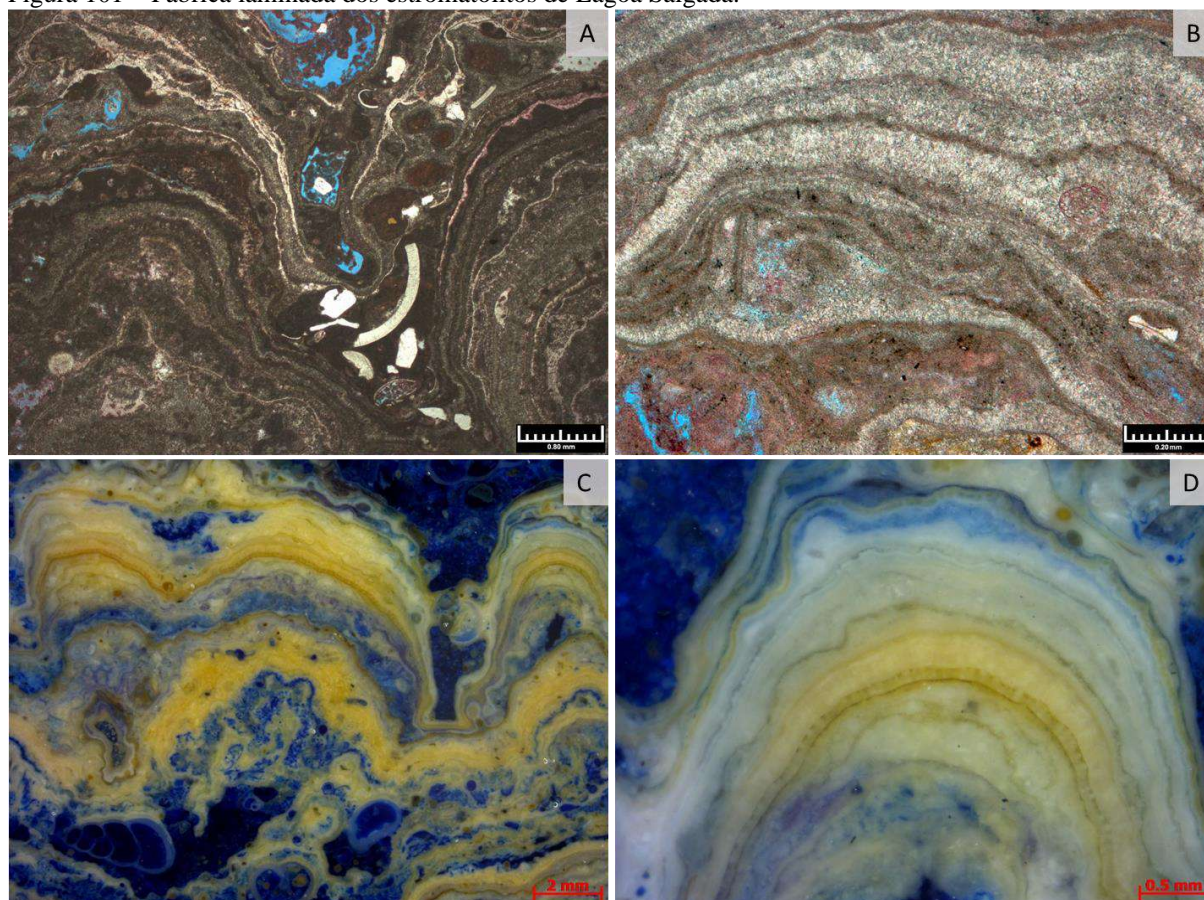
Figura 100– Análise mineralógica por DRX dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



Nota: Acima - Difratoograma de rocha total. Abaixo - Difratoograma da fração argila. Quantidades inferiores a 1% são denominadas 'traço' (Tr).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 101 – Fábrica laminada dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



Nota: A fotomicrografia (A) mostra visão geral dos estromatólitos laminados. Em (B) a fotomicrografia destaca a intercalação entre laminações escuras de micrito e crostas de calcita / aragonita acicular. A foto (C), obtida a partir de estereomicroscópio, mostra bloco resinado de estromatólito onde a cor azul remete à porosidade. A foto (D) mostra detalhe das laminações crenuladas formadas por argilas (tons mais escuros) e crostas aciculares de aragonita (tons claros, esbranquiçados).

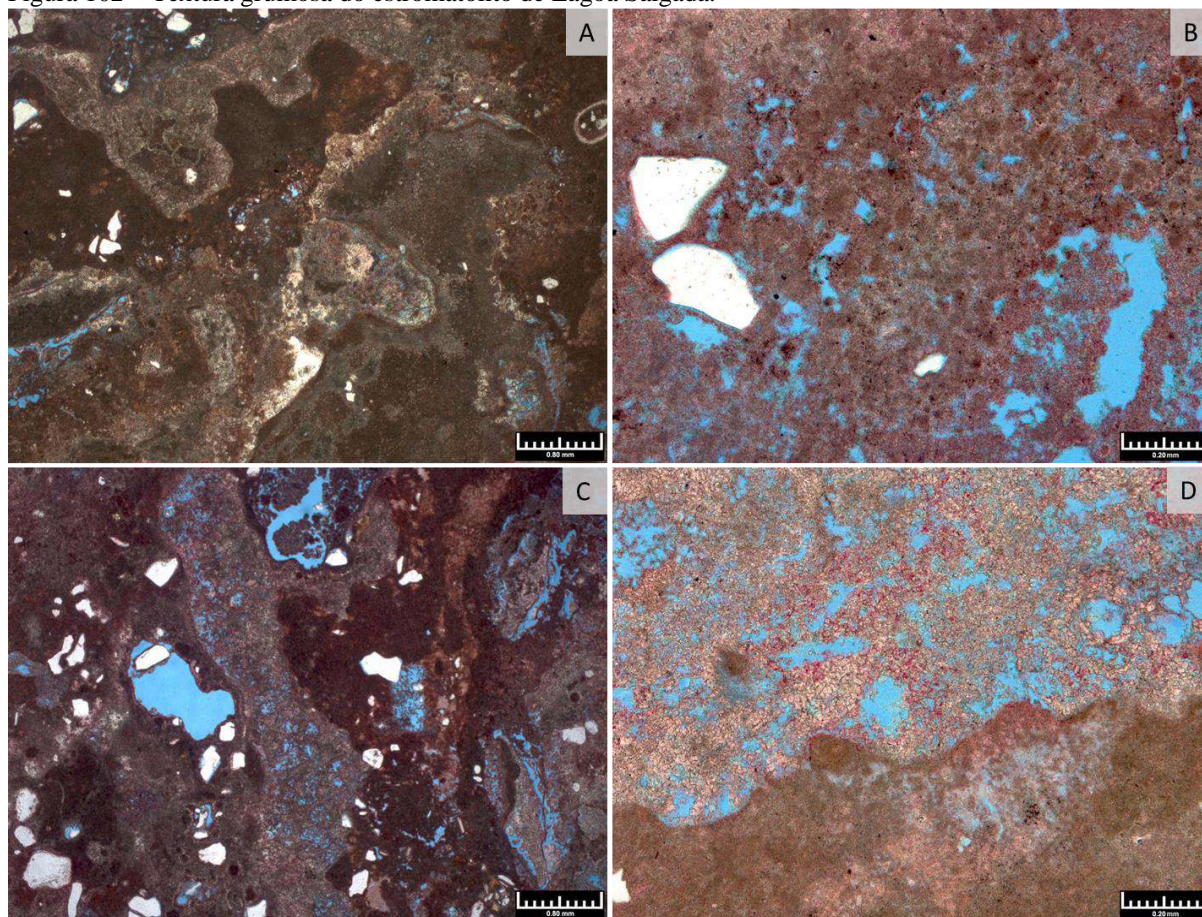
Fonte: A autora, 2019.

Estromatólitos com fábrica grumosa não apresentam laminações contínuas. São formados por massas de contornos irregulares, constituídos em grande parte por matriz micrítica microcristalina a peloidal (Figuras 102 A, B) com raras laminações. Apresentam também porções cristalinas formadas por microesparitos de calcita que costumam apresentar porosidade microcristalina do tipo intercristalina (Figuras 102 C, D). Grãos terrígenos comumente se encontram disseminados na matriz. O arcabouço pode ser fechado ou poroso.

Os estromatólitos de Lagoa Salgada são constituídos por seis tipos de poros: vulgar, crescimento do arcabouço (tradução livre do inglês “growth framework”), móldicos, intrapartícula, canais e microporos. Destes seis, os vugs e poros de crescimento do arcabouço são predominantes e estão frequentemente conectados. Poros de crescimento de arcabouço apresentam tamanhos de 0,15 a 1,5 mm (Figura 103 A). Quando estes poros primários são dissolvidos devido a percolação de águas meteóricas, os poros são alargados, transformando-

os em vugs, com tamanhos superiores a 2 mm (Figuras 103 B, C). A porosidade vugular é, portanto, o resultado da dissolução parcial dos estromatólitos e de seus poros pré-existentis sujeitas às condições intempéricas de superfície. Estes poros também podem estar parcialmente obstruídos por grãos terrígenos, bioclastos e minerais de argila (Figura 103 D).

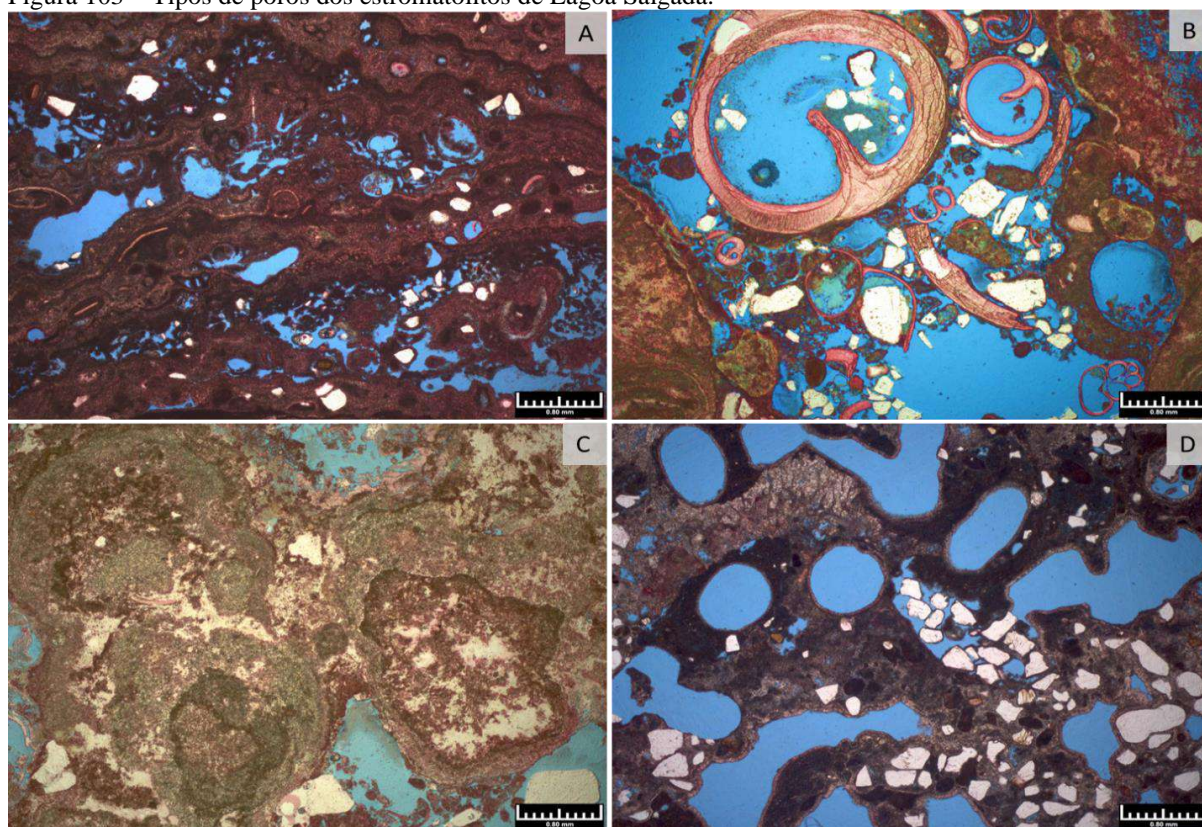
Figura 102 – Textura grumosa do estromatólito de Lagoa Salgada.



Legenda: Fotomicrografias mostram a fábrica grumosa dos estromatólitos. Em (A) mostra massas de matriz micrítica a microesparítica de contorno irregular; (B) exhibe o detalhe da textura peloidal da matriz; (C) destaca feições de exposição subaérea, com aparentes feições de infiltração, gretas de ressecamento da matriz micrítica e grãos terrígenos; (D) exhibe as diferenças texturais da matriz micrítica e microesparítica parcialmente dissolvida. A cor azul remete à porosidade.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 103 – Tipos de poros dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



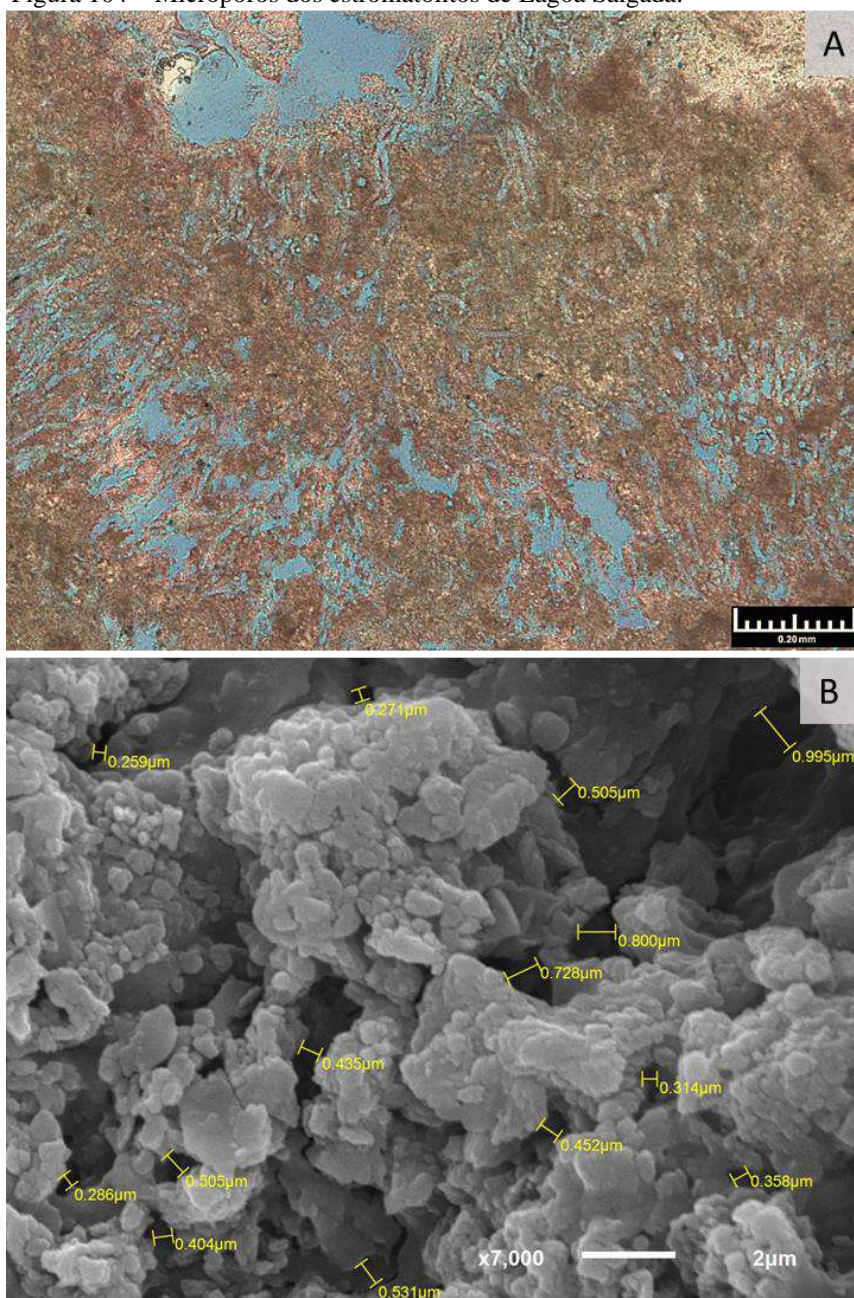
Legenda: A fotomicrografia (A) destaca poros de crescimento do arcabouço ao longo das laminações; localmente os poros estão alargados assemelhando-se a *vugs*. Em (B) mostra poros vugulares preenchidos por bioclastos de gastrópodes que, por sua vez, apresentam porosidade intrapartícula e móldica. A fotomicrografia em (C) exhibe estromatólito com textura trombolítica e poros vugulares entre domos. Em (D) a foto ressalta poros circulares móldicos relacionados a bioturbação e/ou dissolução de conchas de gastrópodes, além de poros vugulares isolados preenchidos em parte por grãos terrígenos.

Fonte: A autora, 2019.

Poros intrapartícula e móldicos são isolados (Figura 103 B, D) e produtos da dissolução de conchas de gastrópodes e bivalves com diâmetros que variam de 0,1 mm a 1,3 mm. Os canais são raros e apresentam abertura inferior a 0,04 mm. Os microporos ( $< 5\mu\text{m}$ ) são frequentes e podem estar relacionados a dissolução de formas filamentosas e cocoidais algálicas (Figura 104 A). Imagens em MEV mostram microporos pouco conectados, com tamanho mínimo de 0,26  $\mu\text{m}$  de diâmetro (Figura 104 B).



Figura 104 – Microporos dos estromatólitos de Lagoa Salgada.



Legenda: Fotomicrografia (A) destaca os microporos conectados, possivelmente relacionados a formas filamentosas algálicas. A imagem (B) obtida em MEV, por elétrons secundários, mostra a rede de microporos relacionados à matriz micrítica.

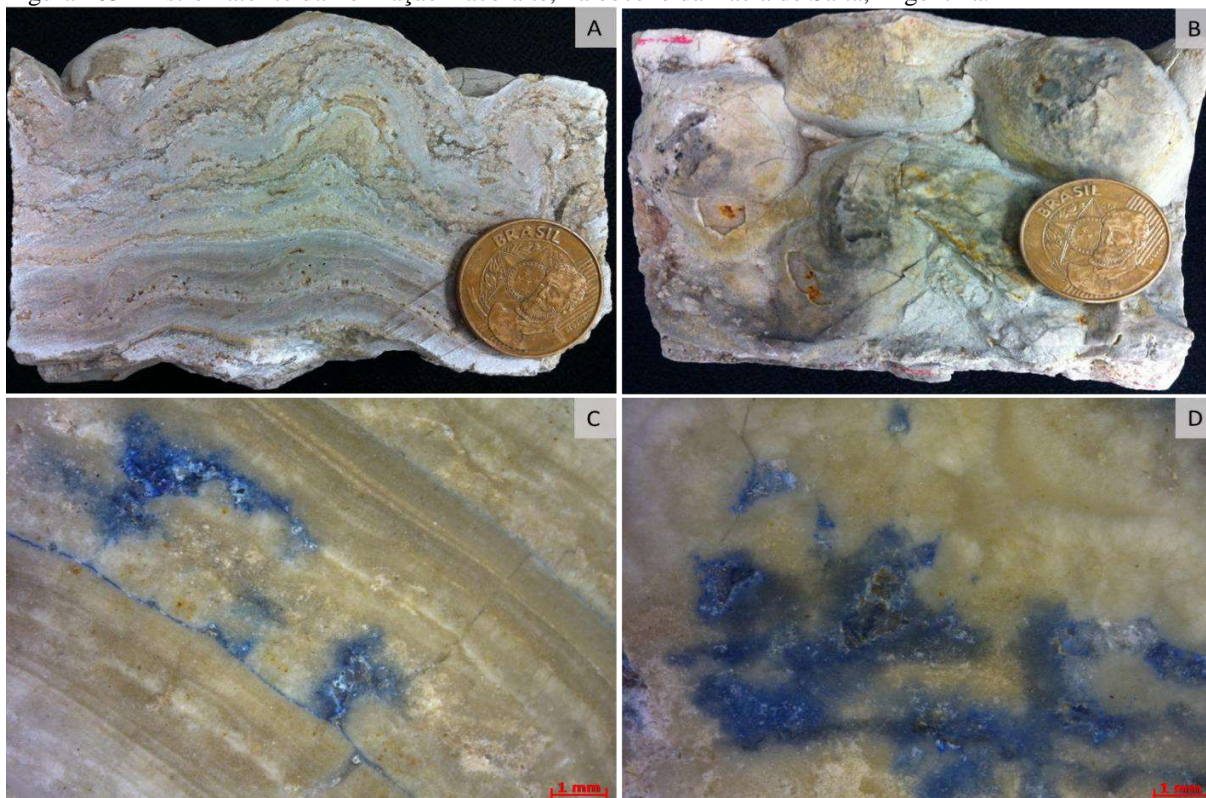
Fonte: A autora, 2019.

### 5.1.2 Estromatólito da Formação Yacoraite, Bacia de Salta (Argentina)

Os estromatólitos da Formação Yacoraite são duros e cristalinos, com formas externas dômicas e coalescentes (Figuras 105 A, B). Internamente mostram laminações onduladas e

contínuas formadas por crostas de calcita cristalina alternadas a laminações de calcário microcristalino (ou lama carbonática recristalizada). Poros vulgares são raros a olho nu e se concentram ao longo das laminações (Figuras 105 C, D em azul).

Figura 105 – Estromatólito da Formação Yacoraite, Paleoceno da Bacia de Salta, Argentina.



Legenda: A foto em (A) mostra bloco do estromatólito com estrutura sedimentar caracterizada pela geometria dômica e fábrica interna laminada e ondulada, com raros poros vulgares ao longo das laminações. A foto (B) exhibe visão em planta do estromatólito, com destaque para forma externa dômica. Fotos (C) e (D) feitas em estereomicroscópio destacam a porosidade vulgare e canais (cor azul).

Nota: Escala (moeda): diâmetro de 2,4 cm.

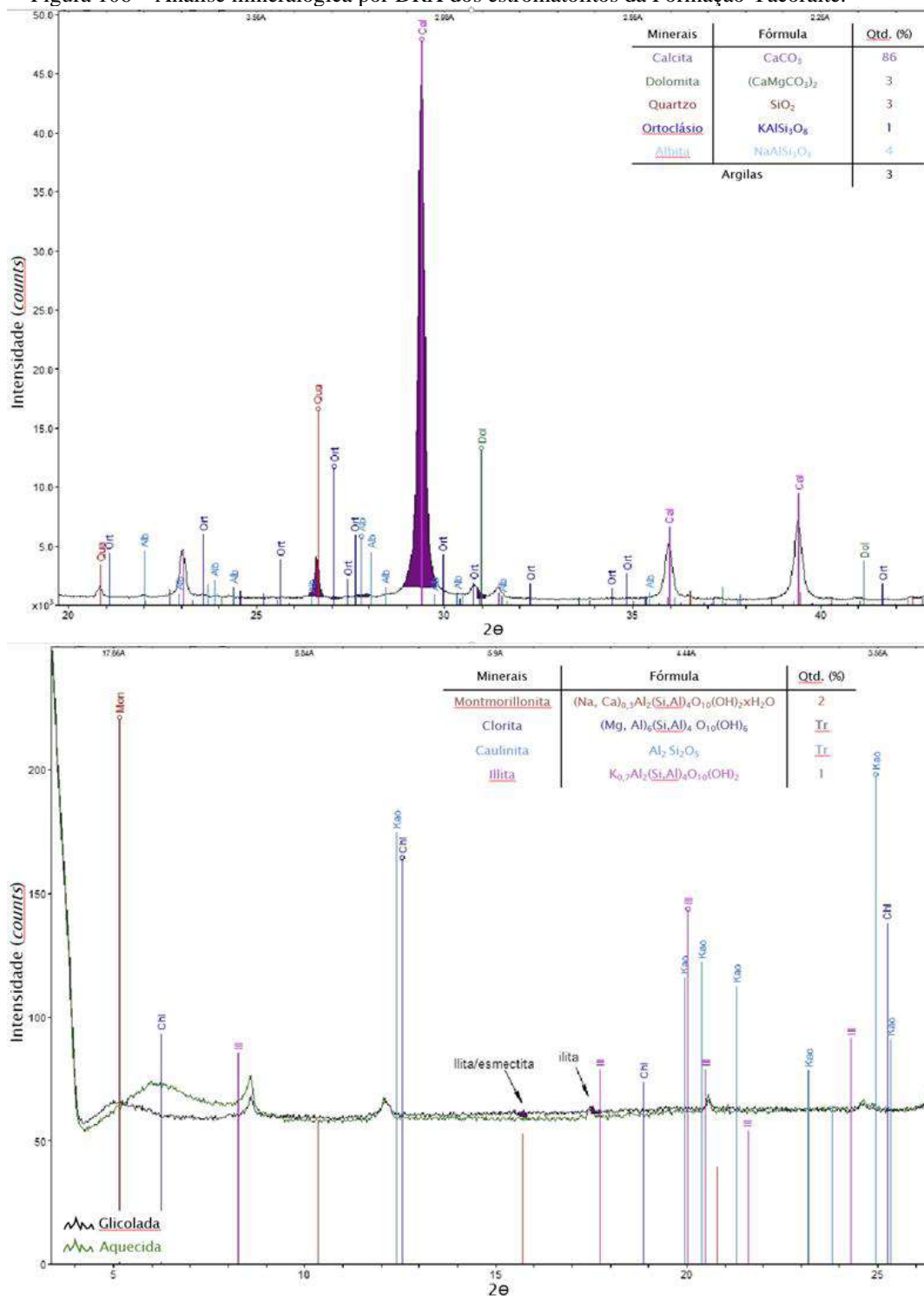
Fonte: A autora, 2019.

A mineralogia destes estromatólitos é constituída principalmente por calcita com percentuais menores de dolomita. Quartzo, feldspato potássico e plagioclásio aparecem em menor quantidade e estão presentes como grãos terrígenos finos, além de argilas como esmectita (montmorillonita) e ilita (Figura 106).

As crostas cristalinas são formadas por cristais de calcita fascicular-ótica caracterizadas por eixos óticos divergentes sob luz polarizada, com aspecto de leques cristalinos (Figuras 107 A, B), além de um mosaico de cristais anédricos grossos de calcita na base dos leques. As crostas se alternam com laminações de microsparito (Figura 107 C) ou micropeloides (Figura 107 D). Grãos carbonáticos (oóides e intraclastos) e terrígenos (quartzo e feldspatos) são raros e encontram-se disseminados no arcabouço. Estilólitos, texturas

brechadas e microfaturas encontrados nestas rochas indicam que estes calcários foram submetidos à compactação química e a processos deformacionais tectônicos à grandes profundidades de soterramento.

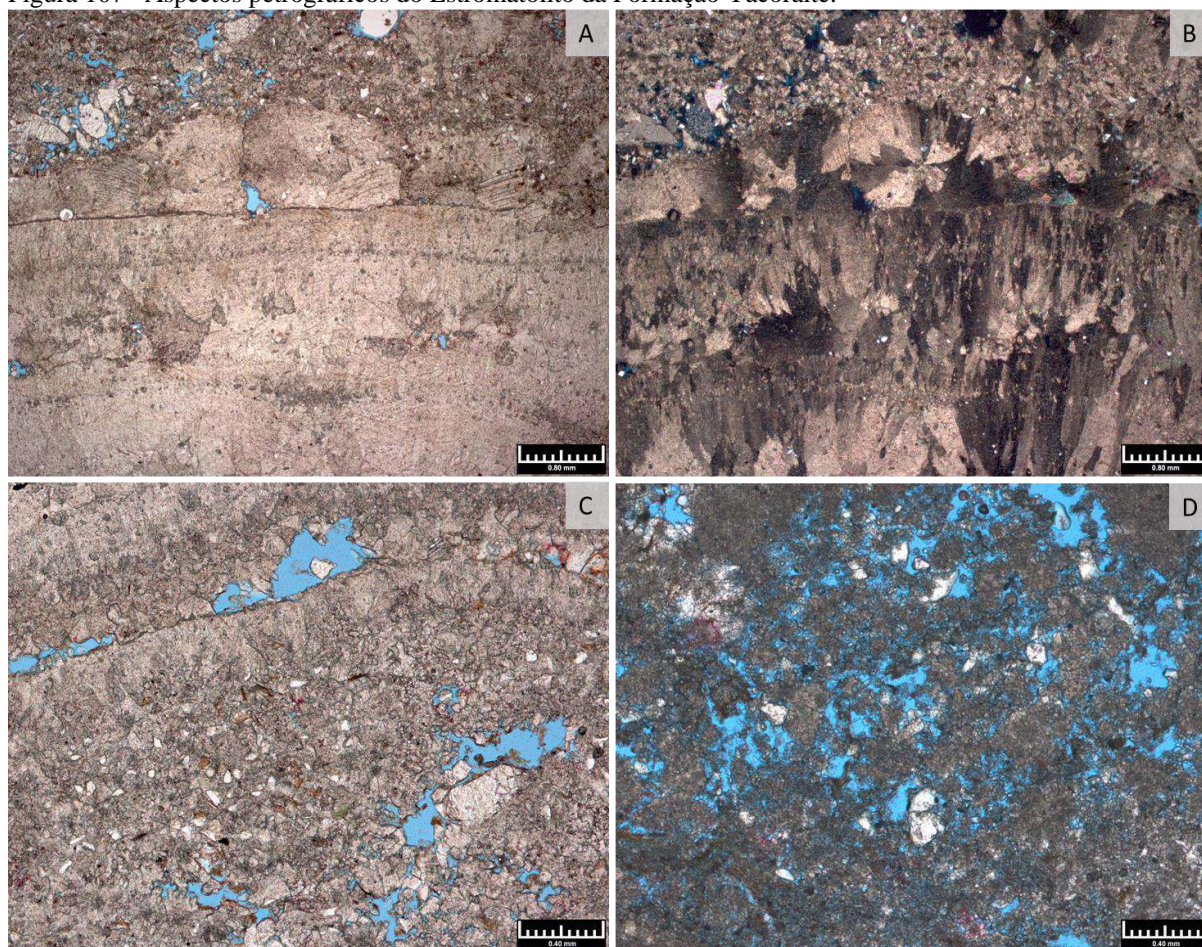
Figura 106 – Análise mineralógica por DRX dos estromatólitos da Formação Yacoraite.



Nota: Acima o gráfico corresponde ao difratograma de rocha total. Abaixo refere-se ao difratograma da fração argila. Quantidades inferiores a 1% são denominadas 'traço' (Tr).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 107– Aspectos petrográficos do Estromatólito da Formação Yacoraite.

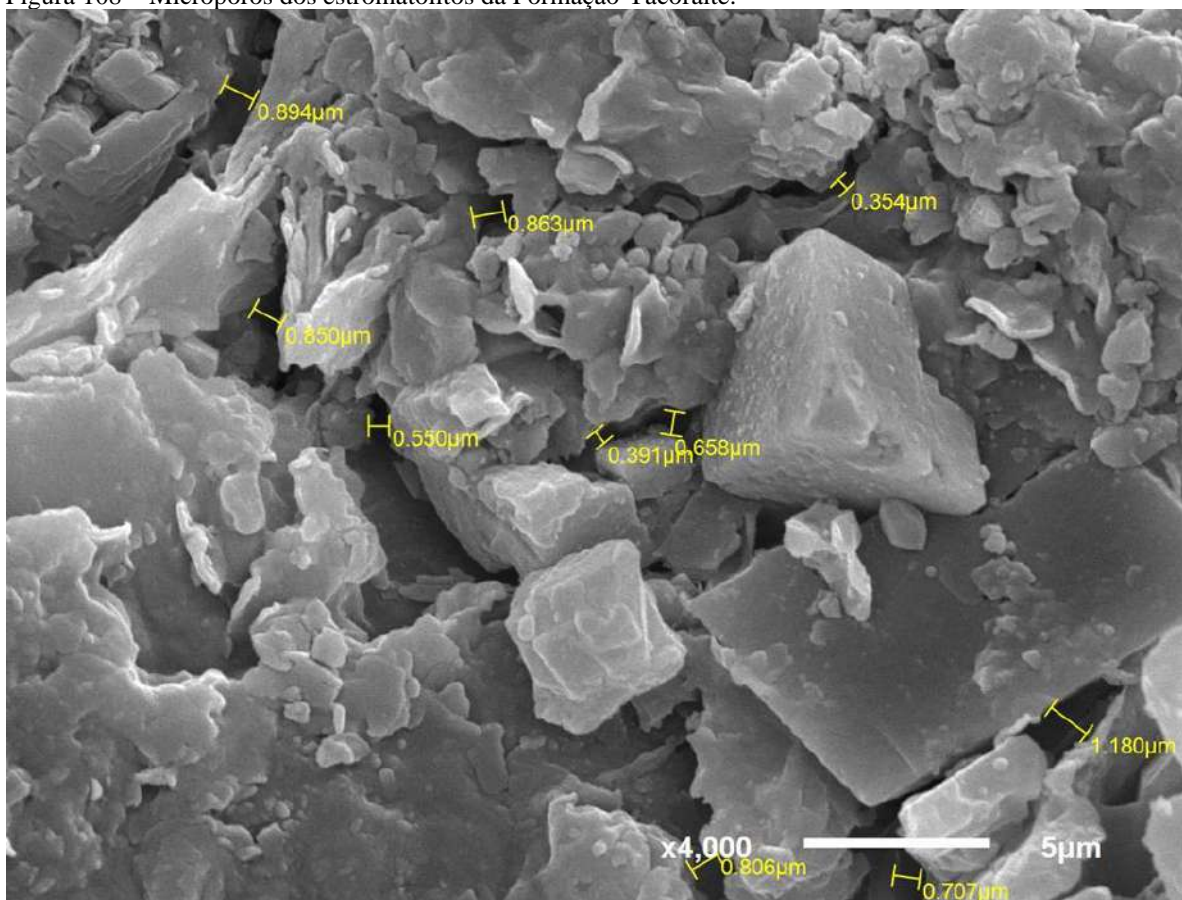


Legenda: Fotomicrografias (A) e (B) mostram crostas de calcita fascicular-ótica associada à mosaico de calcita (micro) espática, com poros intercrystalinos isolados (cor azul). Em (C) a fotomicrografia destaca poros vulgares e intercrystalinos sem conexão (cor azul). A fotomicrografia em (D) mostra matriz micrítica a microesparfítica com textura peloidal, porosidade interpartícula e microporos.

Fonte: A autora, 2019.

Nestes estromatólitos foram identificados cinco tipos de poros: intercrystalino, vulgares, canais e/ou microfaturas, interpartícula e microporos. Destes, os microporos, vugs e poros intercrystalinos são os tipos mais frequentes. A porosidade intercrystalina apresenta diâmetros que variam de 0,2 a 2 mm presentes ao longo de crostas de calcita fascicular-ótica e frequentemente estão isolados. Quando existem conexões entre poros, estas ocorrem na escala da microporosidade. Possivelmente poros intercrystalinos foram originalmente poros fenestrais e/ou de crescimento do arcabouço (Figura 107 A, C, cor azul). Poros vulgares (> 2 mm) comumente encontram-se isolados. Microfaturas abertas / canais são raros e estão ao longo das laminações. Poros interpartícula estão relacionados aos vazios entre os peloides (Figura 107 D). A maior parte do espaço poroso encontra-se obstruído por cimento de calcita, causando a redução das conexões entre os poros. Imagens obtidas por elétrons secundários em MEV mostraram que os menores microporos apresentam tamanho de 0,35  $\mu\text{m}$  (Figura 108).

Figura 108 – Microporos dos estromatólitos da Formação Yacoraite.



Nota: Imageamento em MEV por elétrons secundários.

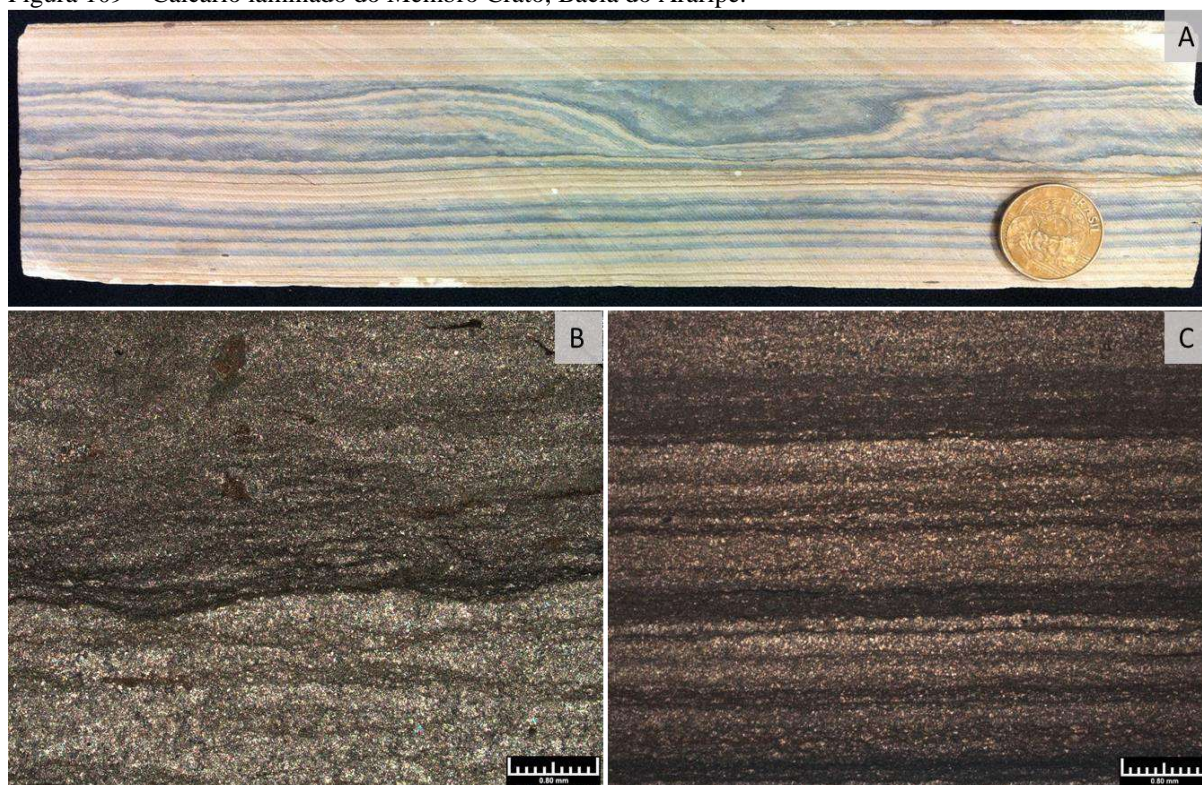
Fonte: A autora, 2019.

### 5.1.3 Calcário laminado, Membro Crato, Bacia do Araripe

Os calcários laminados do Membro Crato são duros e compactos, constituídos essencialmente por calcita microcristalina (micrito e microsparito), apresentam laminações milimétricas escuras, por vezes crenuladas, constituídas por argilas e/ou matéria orgânica (Figura 109). As laminações são predominantemente onduladas a plano-paralelas. Em escala macroscópica não há porosidade visível.

A composição mineralógica obtida por DRX mostra que estas rochas são constituídas principalmente por calcita e em menor quantidade por ankerita. Outros minerais como quartzo e argilas expansivas interstratificadas como illita-esmectita do tipo montmorillonita perfazem menos de 2% da rocha (Figura 110).

Figura 109 – Calcário laminado do Membro Crato, Bacia do Araripe.



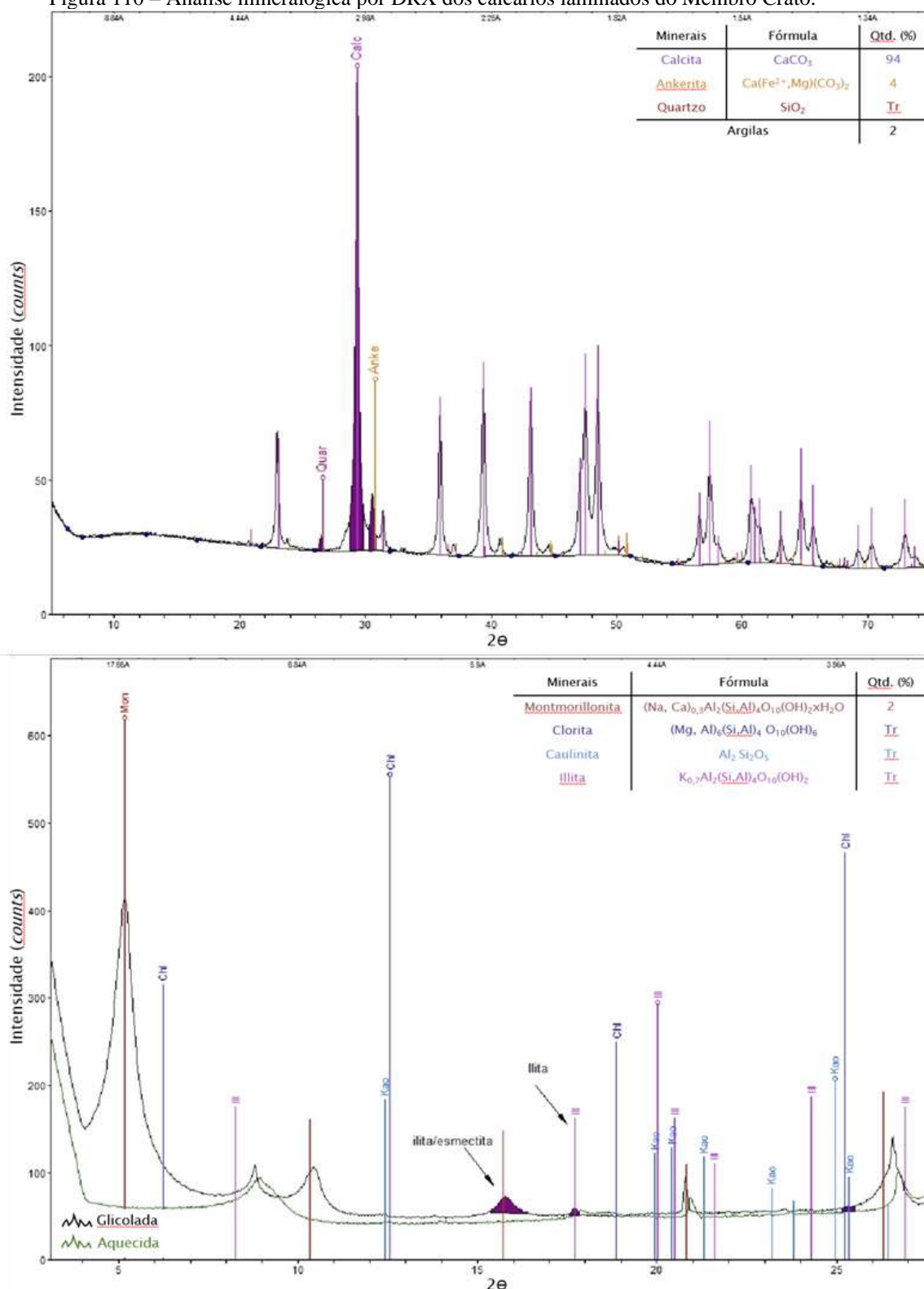
Legenda: A foto (A) exhibe amostra de mão do calcário laminado com laminações plano-paralelas a onduladas formadas por filmes argilosos. A fotomicrografia (B) mostra o calcário microcristalino com laminações onduladas e crenuladas argilosas. Em (C) fotomicrografia de detalhe para mostrar as laminações plano-paralelas crenuladas e contínuas.

Nota: Escala (moeda): diâmetro de 2,4 cm.

Fonte: A autora, 2019.

Os calcários laminados apresentam raríssimos poros intercristalinos na escala da microporosidade (Figura 111 A) com percentual inferior a 1% em lâmina petrográfica. Em MEV foi possível identificar microporos com diâmetro mínimo de  $0,57 \mu\text{m}$  (Figura 111 B).

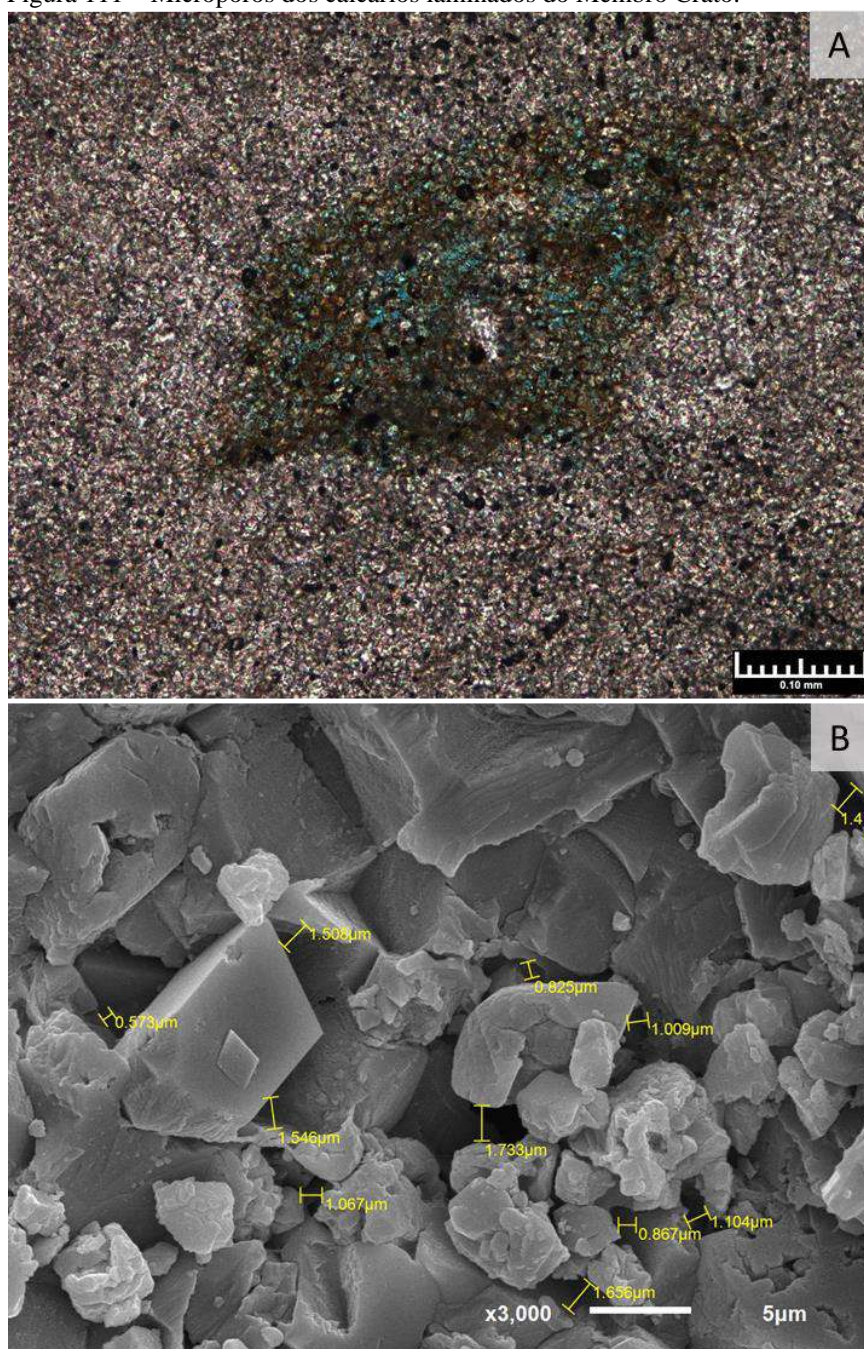
Figura 110 – Análise mineralógica por DRX dos calcários laminados do Membro Crato.



Nota: Acima o gráfico corresponde ao difratograma de rocha total. Abaixo refere-se ao difratograma da fração argila. Quantidades inferiores a 1% são denominadas 'traço' (Tr).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 111 – Microporos dos calcários laminados do Membro Crato.



Legenda: Fotomicrografia (A) destaca os raros microporos intercristalinos entre os microesparitos (cor azul). A imagem em (B) exhibe microporos identificados por imagens de elétrons secundários de MEV.

Fonte: A autora, 2019.

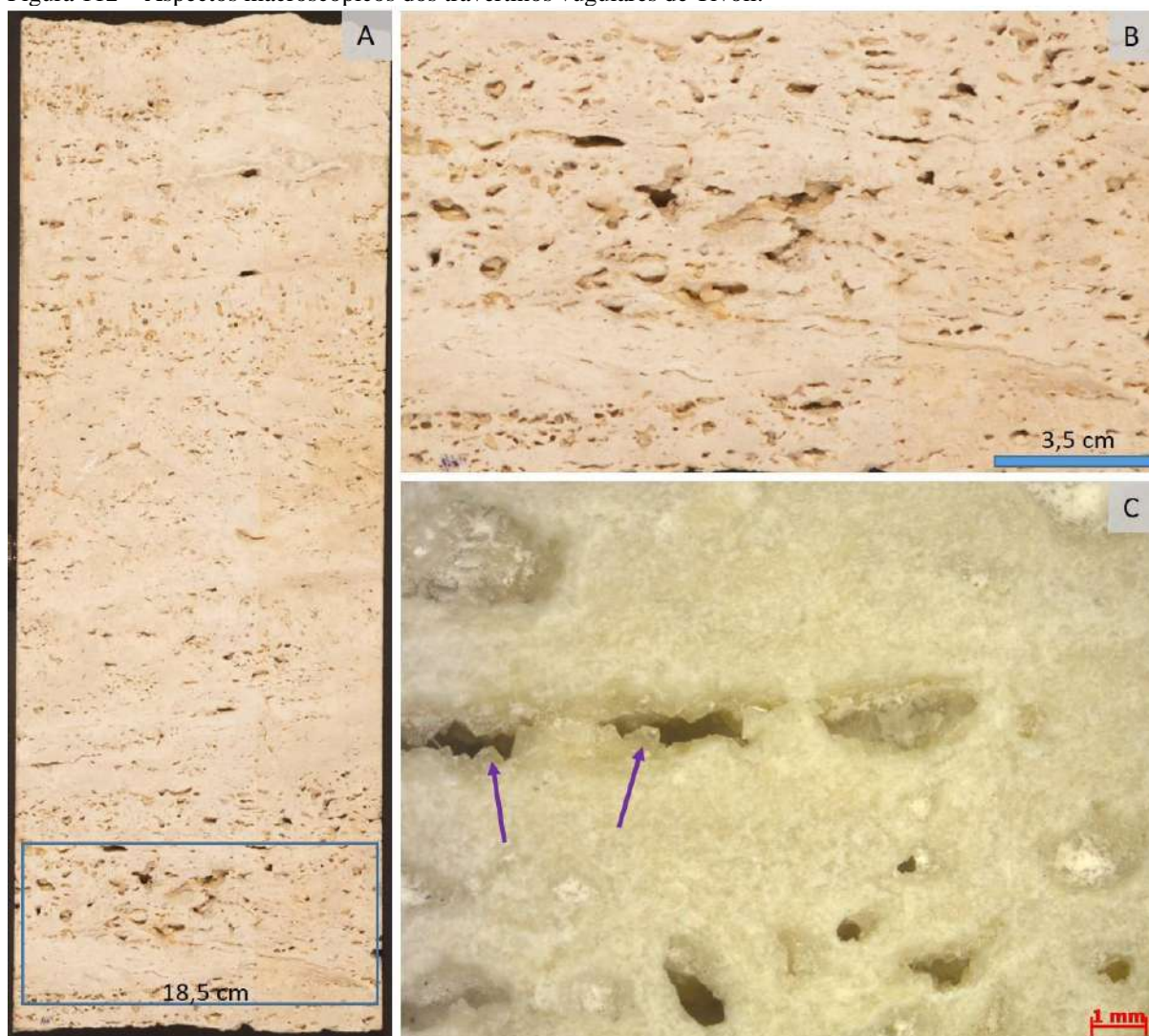
#### 5.1.4 Travertinos quaternários, Tívoli (Itália)

Os travertinos de Tívoli são duros, cristalinos e porosos. A porosidade vulgar apresenta poucos milimétricos a centímetros e encontra-se disseminada pelo arcabouço



(Figuras 112 A, B). Na parede destes poros é comum a existência de cristais de calcita euédrica a subédrica que crescem da borda em direção ao centro do poro (Figura 112 C). Conforme mostra o difratograma na figura 13, a mineralogia dos estromatólitos é formada somente por calcita.

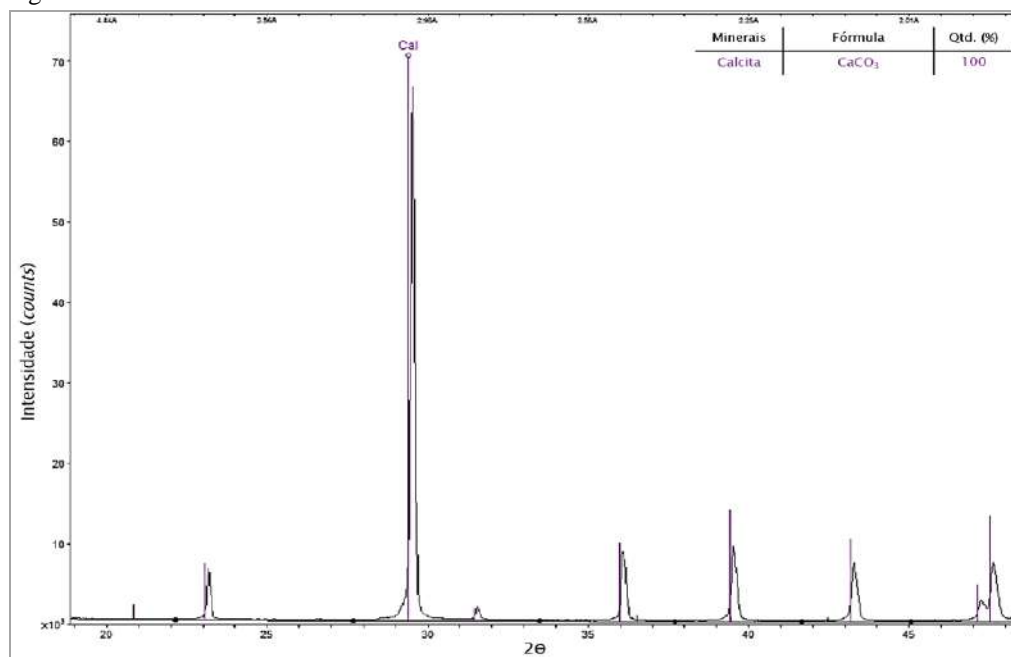
Figura 112 – Aspectos macroscópicos dos travertinos vugulares de Tívoli.



Nota: A foto em (A) exhibe amostra de mão de um bloco de travertino vugular. Em (B) a foto corresponde à região do retângulo azul em A para detalhe da porosidade vugular disseminada no arcabouço. A foto (C), obtida a partir de estereomicroscópio, ressalta a existência de cristais euédricos de calcita na borda de poros vugulares (setas).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 113 – Análise de DRX dos travertinos.

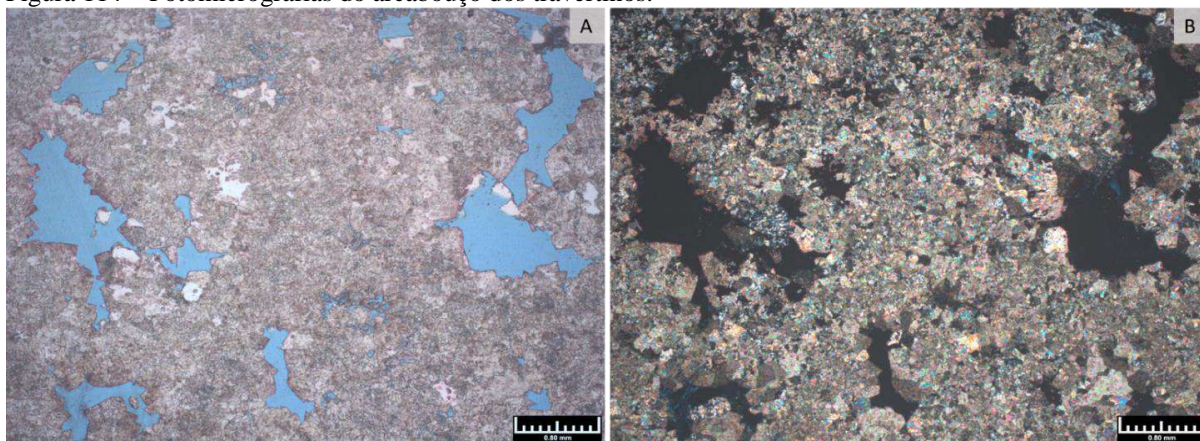


Nota: Difratoograma de rocha total.

Fonte: A autora, 2019.

Os travertinos em escala microscópica revelam fábrica cristalina formada por um mosaico de cristais anédricos a subédricos de calcita, de aspecto sujo possivelmente relacionado à inclusões, com tamanhos entre 0,05 a 0,8 mm (Figura 114). Localmente fábricas fasciculares (leques cristalinos) formadas por calcita anédrica a subédrica foram identificadas (Figura 115).

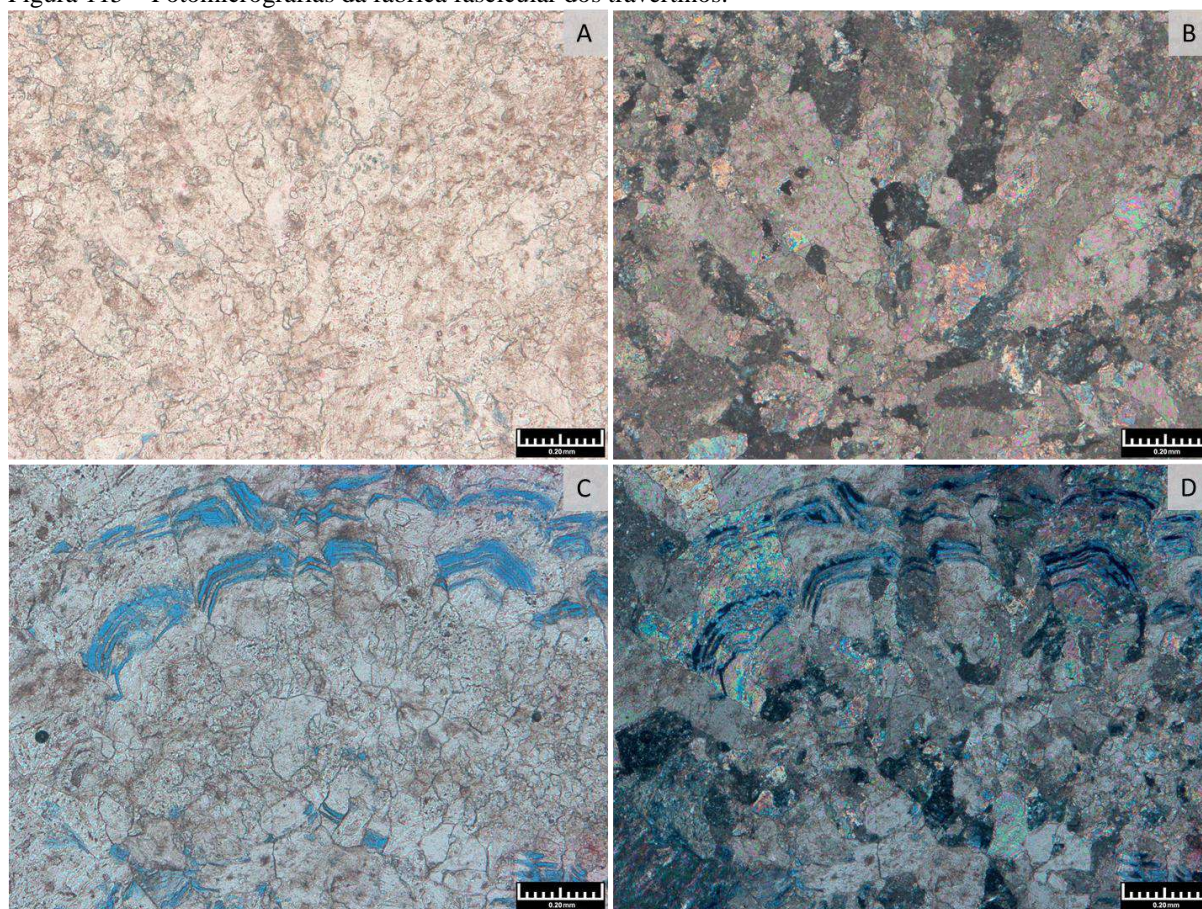
Figura 114 – Fotomicrografias do arcabouço dos travertinos.



Legenda: Em (A) mostra a fábrica cristalina formada por um mosaico de cristais subédricos a anédricos de calcita, com destaque aos poros vulgares em azul. Foto em (B) corresponde à foto (A) em nicóis cruzados.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 115 – Fotomicrografias da fábrica fascicular dos travertinos.

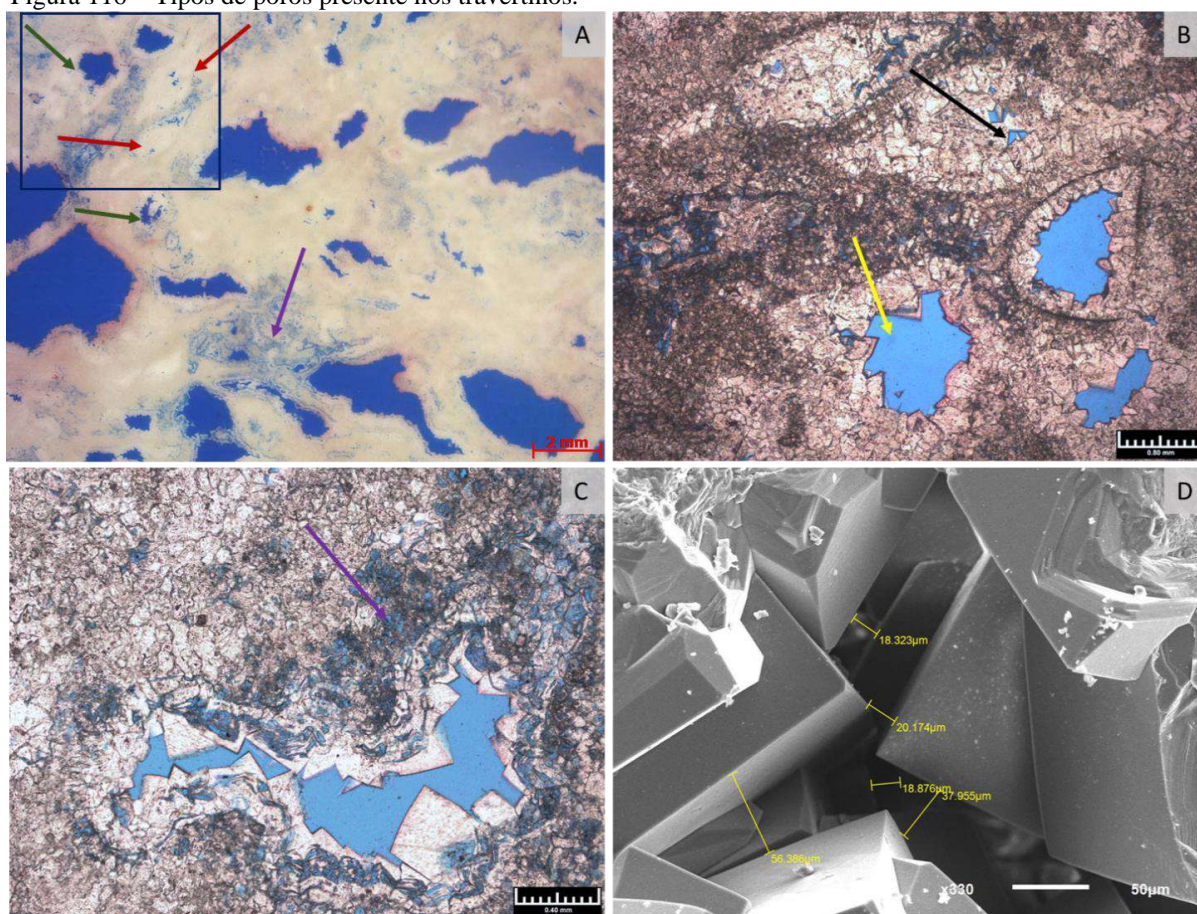


Legenda: As fotomicrografias (A) e (B) mostram leques de cristais subédricos a anédricos de calcita em luz normal e polarizada, respectivamente. Fotomicrografias em (C) e (D) destacam a dissolução parcial dos cristais zonados de calcita que compõem os leques; imagens sob nicóis paralelos e nicóis cruzados, respectivamente.

Fonte: A autora, 2019.

Nestes travertinos foram identificados quatro tipos de poros: vugular, intercrystalino, intracrystalinos e microporos. Os poros vugulares são mais frequentes, apresentando formas irregulares e tamanhos superiores a 1 mm (Figura 116 A). Os poros intercrystalinos são comuns e apresentam tamanho entre 0,15 a 0,6 mm (Figura 116 B). Poros intracrystalinos são raros e se formam a partir da dissolução parcial dos cristais zonados de calcita, formando moldes do zoneamento no interior dos cristais com tamanhos inferiores a 0,1 mm (Figuras 116 C, D). Se por um lado há dissolução de calcita com geração de poros secundários e/ou ampliação da porosidade pré-existente, por outro lado há a redução de porosidade por cimentos de calcita drusiforme que se desenvolveram da borda para o centro dos poros vugulares (Figuras 116 B, C, D). Estes cimentos são caracterizados por cristais subédricos a euédricos de calcita com aspecto límpido que diferem da calcita anédrica circundante, o que permitiu a identificação de diferentes gerações de cimentos de calcita e a redistribuição do espaço poroso nos travertinos.

Figura 116 – Tipos de poros presente nos travertinos.

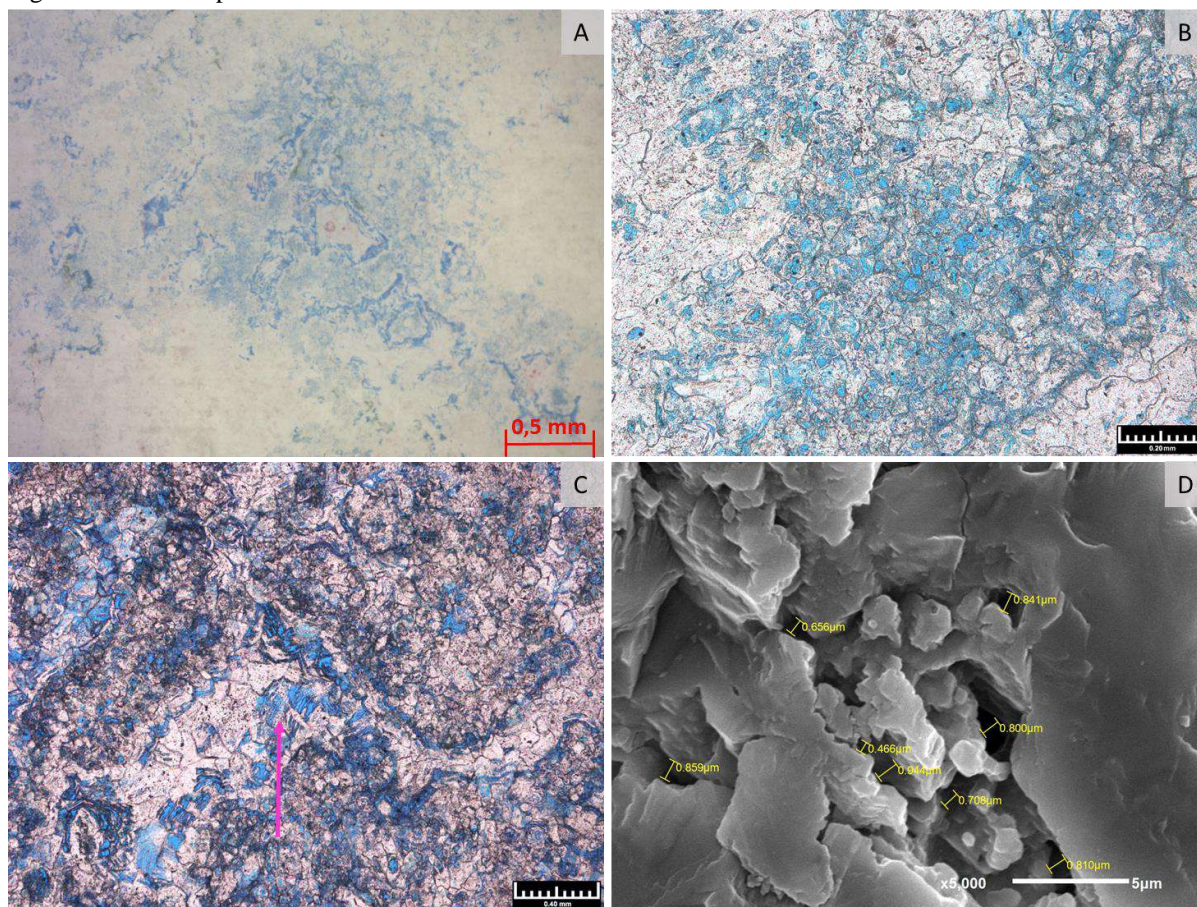


Legenda: A foto (A), obtida a partir de estereomicroscópio, mostra travertino com abundantes poros vulgares superiores a 1 mm (cor azul). Alguns dos poros estão parcialmente reduzidos por cimento de calcita (seta verde) e alguns estão totalmente fechados (seta vermelha); microporos intercrystalinos são frequentes (seta roxa). A fotomicrografia (B) refere-se à região demarcada pelo polígono azul em A, destacando poros vulgares reduzidos por cimento de calcita (seta amarela) e poros intercrystalinos (seta preta). A fotomicrografia (C) mostra o detalhe do contraste visual entre o cimento de calcita euédrico e límpido no interior de *vugs* em relação à calcita do arcabouço de aspecto sujo; microporos estão indicados pela seta roxa. A imagem de MEV em (D), obtida por elétrons secundários, destaca um poro *vug* quase totalmente fechado por cimento de calcita euédrica.

Fonte: A autora, 2019.

Microporos ( $< 0,03\text{mm}$ ) são comuns e estão frequentemente interconectados a outros microporos. Em lâmina petrográfica a maioria dos poros não apresentam interconexão. Imagens a partir de elétrons secundários em MEV detectou microporos de até  $0,46\ \mu\text{m}$  diâmetro (Figura 117 D).

Figura 117 – Microporosidade dos travertinos.



Legenda: A foto de estereomicroscópio em (A) mostra o arcabouço cristalino do travertino com microporos interconectados (cor azul). A fotomicrografia em (B) destaca microporos interconectados. A fotomicrografia em (C) resalta os microporos (cor azul) e raros poros intracristalinos (seta magenta). A imagem de MEV em (D), obtida por elétrons secundários, destaca medidas de microporos sem conexões neste campo visual.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.1.5 Tufas quaternárias, região de Bonito (MS)

As tufas calcárias são formadas por calcários finos que compõem níveis laminados intercalados a estruturas arbustiformes-arborescentes (Figura 118). Os níveis laminados não apresentam porosidade e são bastante duros e compactos. Por outro lado, as estruturas arbustiformes são bastante porosas, pouco consolidadas a semi-friáveis, formadas por calcário fino, grãos clásticos tamanho areia muito fina a média e minerais de argila.

Análises por DRX mostram diferenças mineralógicas entre estas duas fácies. A facies laminada é constituída essencialmente por calcita enquanto a estrutura arbustiforme é formada

por calcita com percentuais menores de quartzo, feldspato potássico (ortoclásio), plagioclásio (albita) e minerais de argila como illita e montmorillonita (Figura 119).

Figura 118 – Aspectos macroscópicos das tufas calcárias.

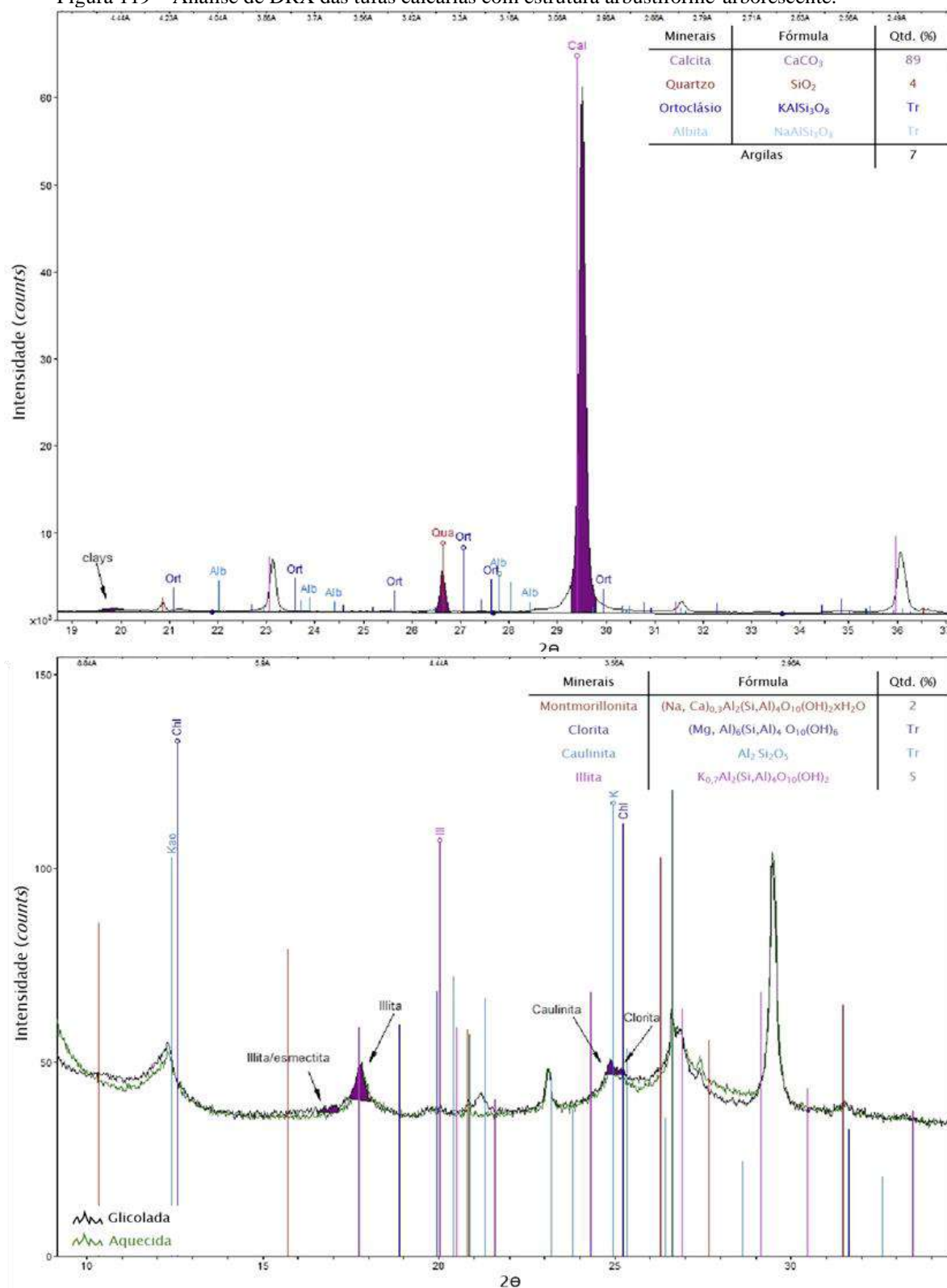


Legenda: A foto (A) mostra bloco de tufa serrado ao meio com marcas circulares da plugagem. Em (B) a foto exibe os detalhes da fácies laminada da tufa, formada por laminações crenuladas de partículas peloidais (textura grumosa). A foto (C) destaca detalhes da estrutura arbustiforme da tufa, com poros identificados pela cor azul. B e C são fotos de esteromicroscópio.

Fonte: A autora, 2019.

Em lâmina petrográfica, as tufas exibem laminações milimétricas crenuladas típicas de esteiras microbianas (Figura 120 A) formadas por micrito e argilas intercaladas a níveis de calcita fibrosa-acicular (Figuras 121; 122). As texturas arbustiformes-arborescentes são formadas por matriz micrítica-peloidal e, devido a isso, são chamadas de “shrubs peloidais”(Figura 120). Estas estruturas coalescem lateralmente formando laminações botrioidais que podem também ser formadas por cristais fasciculares e/ou fibrosos de calcita (Figura 120 D; 121).

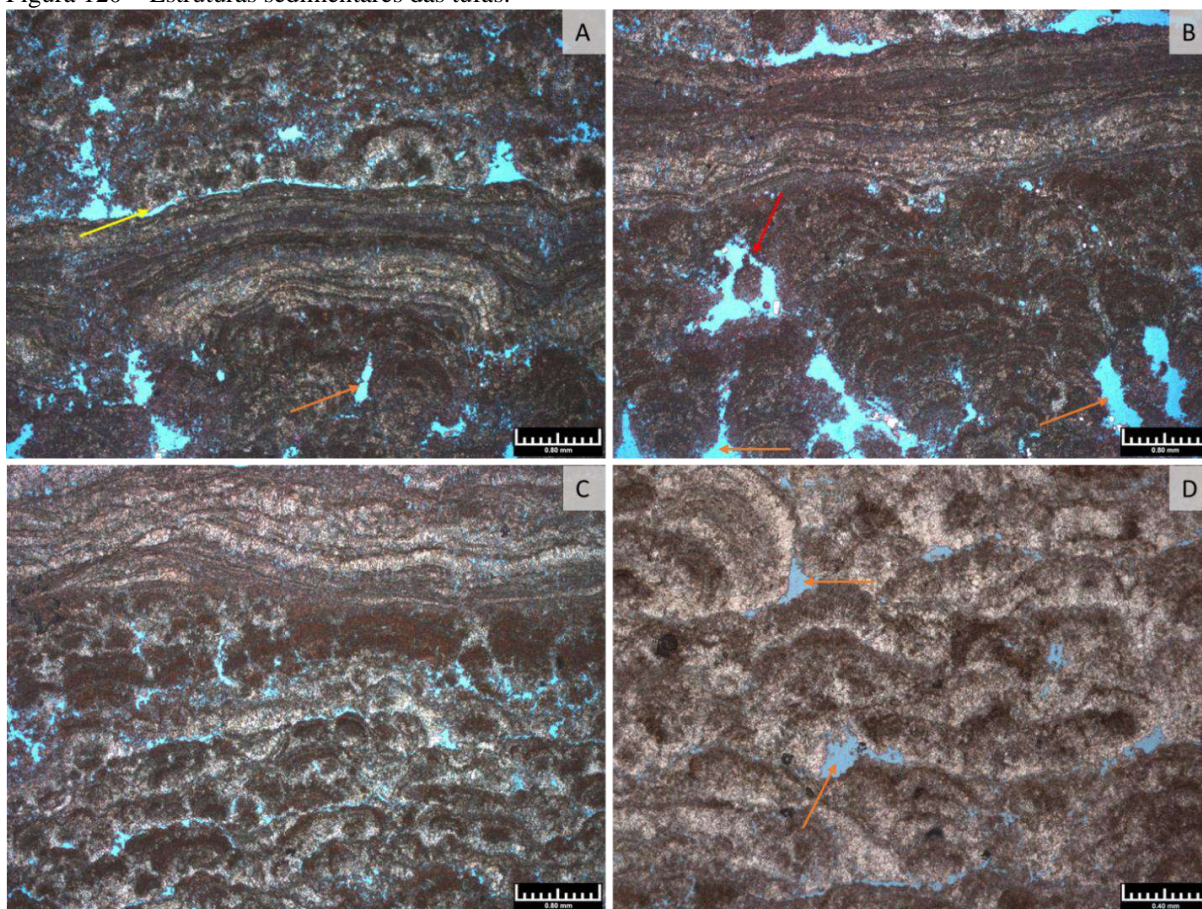
Figura 119 – Análise de DRX das tufas calcárias com estrutura arbustiforme-arborescente.



Nota: Acima o gráfico corresponde ao difratograma de rocha total. Abaixo refere-se ao difratograma da fração argila. Quantidades inferiores a 1% são denominadas 'traço' (Tr).

Fonte: A autora, 2019.

Figura 120 – Estruturas sedimentares das tufas.



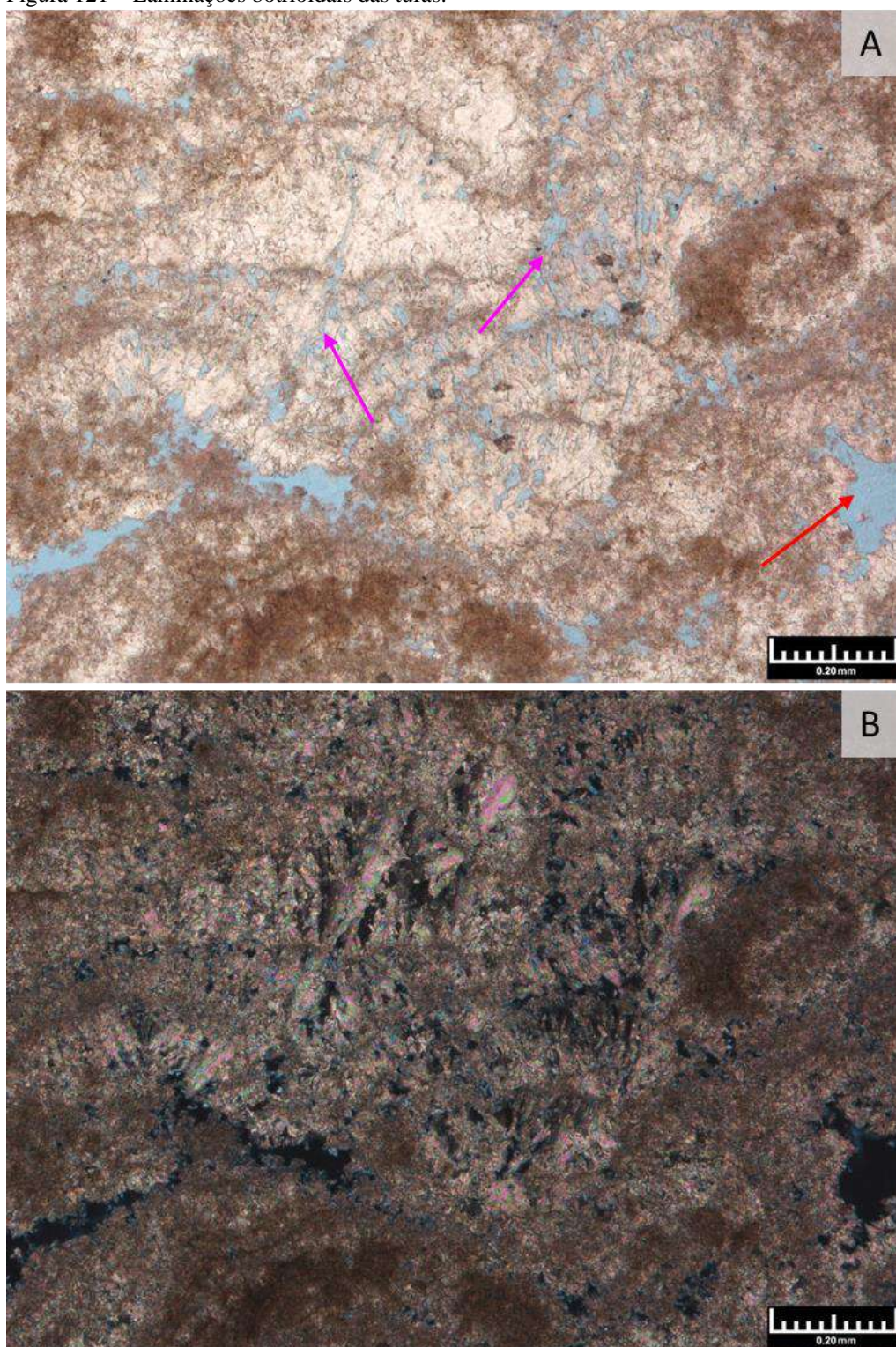
Legenda: As fotomicrografias em (A) e (B) mostram camadas arborescentes de *shrubs* peloidais com poros de crescimento do arcabouço (seta laranja) e *vugs* (seta vermelha) que se intercalam a laminações milimétricas de micrito e argilominerais. A fotomicrografia em (C) destaca as camadas arbustiformes de *shrubs* peloidais com topo marcado por laminações crenuladas. A fotomicrografia em (D) mostra detalhe das laminações botrioidais com poros de crescimento do arcabouço (seta laranja).

Nota: Fotomicrografias em nicóis paralelos. A, B e C tem escalas de 0,8 mm (objetiva de 25X) e D possui escala de 0,4 mm (objetiva de 50X).

Fonte: A autora, 2019.



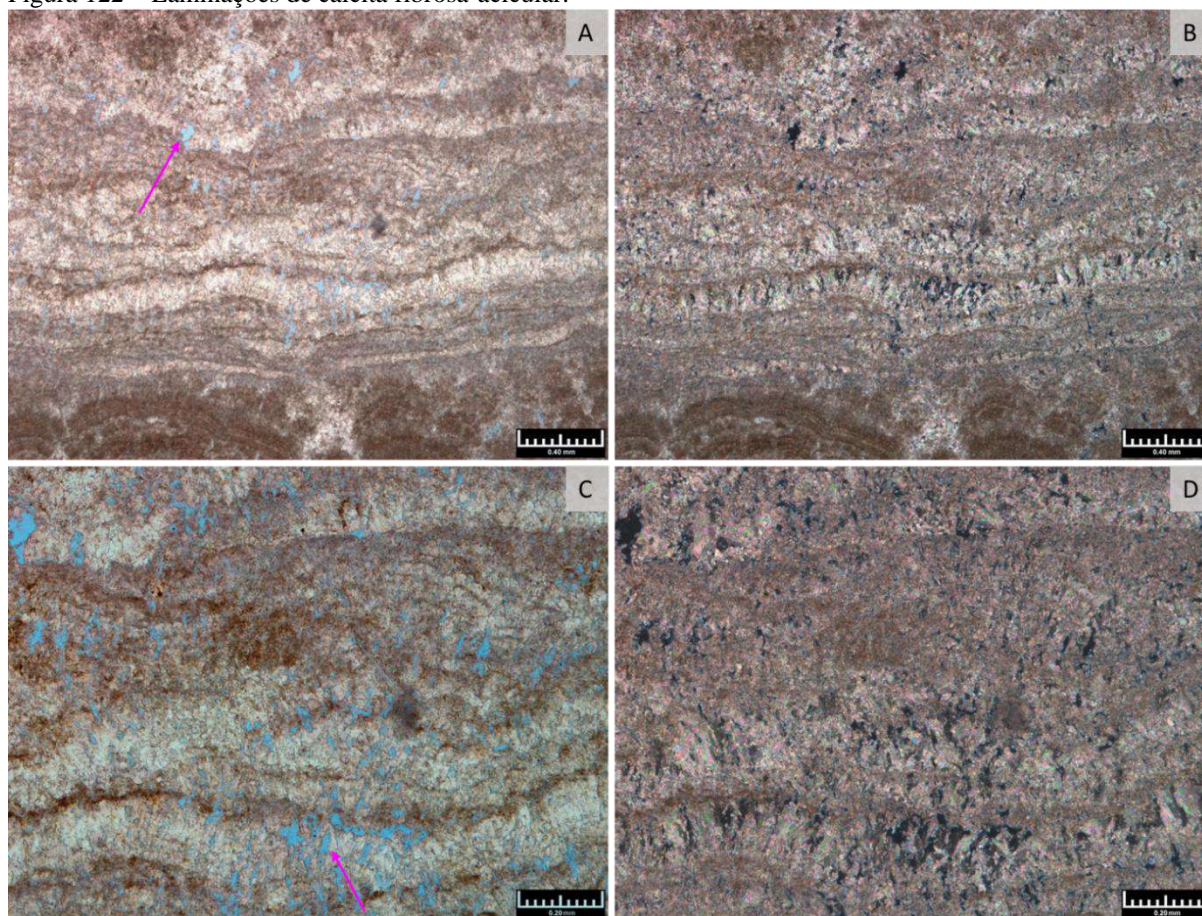
Figura 121 – Laminações botrioidais das tufas.



Legenda: A fotomicrografia (A) destaca as laminações botrioidais formadas por matriz micrítica-peloidal (cor marrom) e cristais aciculares - fibrosos de calcita com poros intercrystalinos (seta magenta) e vugulares (seta vermelha). A fotomicrografia (B) mostra a extinção fibro-radial dos cristais fasciculares / fibrosos de calcita em luz polarizada.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 122 – Laminações de calcita fibrosa-acicular.



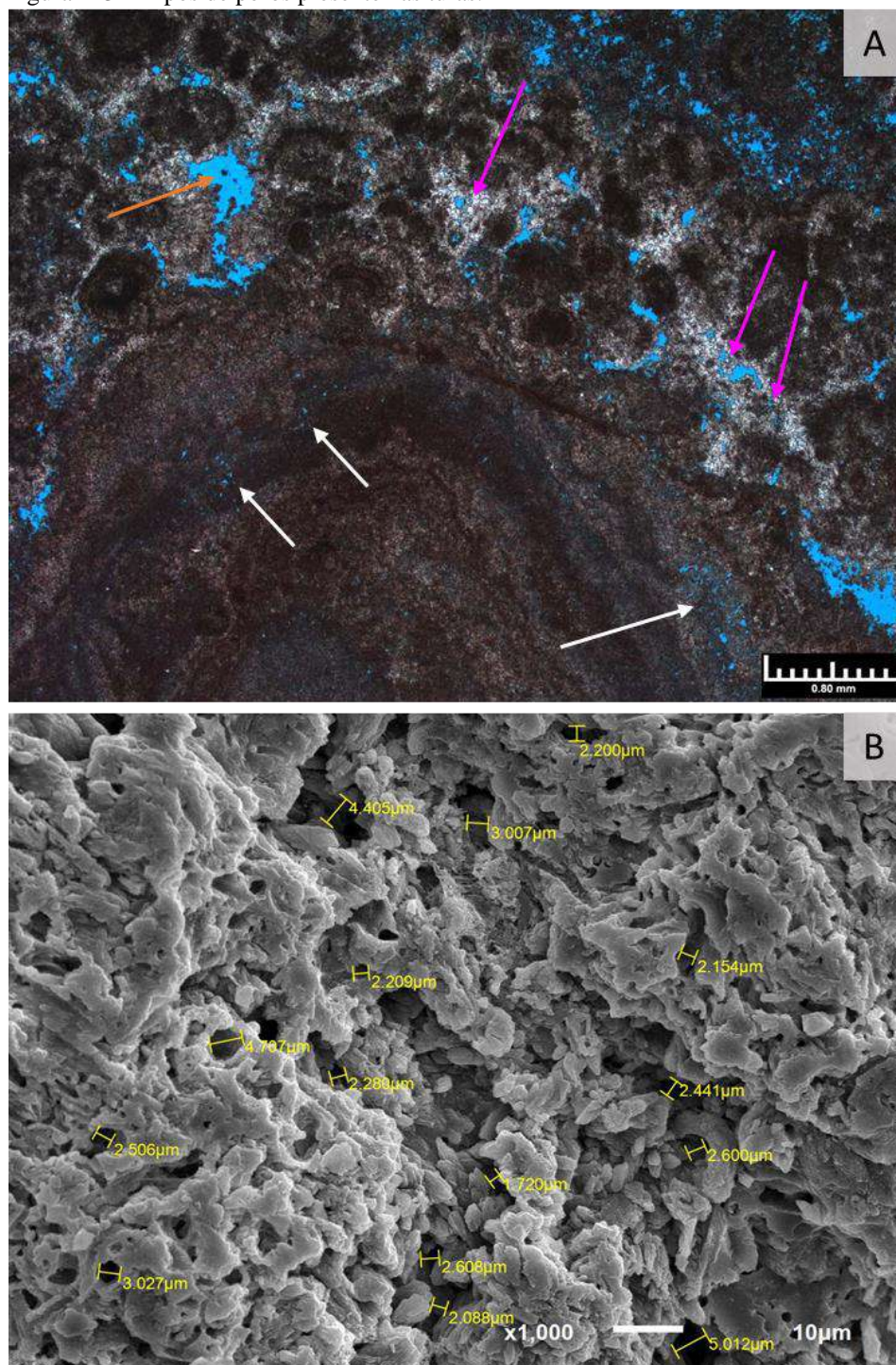
Legenda: As fotomicrografias em (A) e (B) mostram as laminações de calcita fibrosa-acicular com poros intercrystalinos (seta magenta) intercalados a laminações micríticas-peloidais (cor marrom). As fotomicrografias em (C) e (D) destacam os detalhes das laminações de calcita fibrosa com poros intercrystalinos provenientes da dissolução de cristais; imagens em nicóis paralelos e cruzados, respectivamente.

Fonte: A autora, 2019.

Nestas tufas foram identificados cinco tipos de poros: crescimento do arcabouço, vugular, canais, poros intercrystalinos e microporos. Os poros de crescimento do arcabouço são predominantes, variam de 0,4 a 1 mm de diâmetro, estão localizados entre os shrubs peloidais e ao longo das laminações (Figura 122 A) e mostram boa conectividade com poros intercrystalinos, canais e microporos. Devido a exposição subaérea dos depósitos de tufa à percolação de águas superficiais, relacionadas à drenagens e ao lençol freático, estes poros primários foram alargados por dissolução, transformando-os em vugs. Por outro lado, também houve redução da porosidade devido à precipitação de pequenos cristais romboédricos de calcita (Figura 123 A). Os poros vugulares apresentam diâmetros que variam de 1 a 2,4 mm e são produtos da dissolução que ampliou a porosidade pré-existente. Os canais são comuns e apresentam abertura inferior a 0,1 mm de diâmetro. Os poros intercrystalinos possuem diâmetros de 10  $\mu\text{m}$  e estão localizados entre os cristais aciculares de calcita (Figura 122 A,

C). Os microporos estão frequentemente disseminados nos shrubs peloidais e em imagens de MEV mostram diâmetro mínimo de  $0,22\ \mu\text{m}$  (Figura 123 B).

Figura 123 – Tipos de poros presente nas tufas.



Legenda: A fotomicrografia em (A) destaca os poros de crescimento do arcabouço (seta laranja), parcialmente reduzidos por pequenos romboedros de calcita (seta magenta). Também ocorrem microporos na estrutura arborescente das tufas, indicados pelas setas brancas. Na imagem (B), obtida por MEV, é observado abundantes microporos disseminados nas tufas, com aberturas de 1 a  $5\ \mu\text{m}$  de diâmetro.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.1.6 Avaliação da porosidade

A partir da contagem de 300 pontos por lâmina petrográfica para a quantificação dos constituintes do arcabouço (matriz) e de porosidade, foi possível detectar que os estromatólitos de Lagoa Salgada, as tufas e os travertinos são os litotipos com as maiores porosidades (Tabela 33) e com maiores tamanhos de poros (na escala de centímetros). Estas rochas encontram-se sob condições intempéricas e sujeitas a percolação de águas meteóricas e freáticas que causam a dissolução parcial dos calcários com geração de novos poros ou alargamento dos poros pré-existentes. Como são rochas carbonáticas que atualmente se encontram em processo de formação no sítio deposicional, estes calcários não experimentaram processos diagenéticos em condições de soterramento, responsáveis pela redução da porosidade (p.ex. cimentação, compactação, substituição) e, portanto, apresentam a porosidade original preservada e elevada.

Os tipos de poros mais frequentes nos litotipos mais porosos são os vugs, crescimento do arcabouço, microporos e poros intercristalinos. Os estromatólitos de Lagoa Salgada apresentam a maior variedade de tipos de poros e os maiores tamanhos de poros. Por outro lado, a análise dos poros inferiores a 5 microns através de medições realizadas em MEV revelaram que os estromatólitos e as tufas tem os menores diâmetros de poros, com tamanhos em torno de 0,2  $\mu\text{m}$ . Ou seja, estromatólitos e tufas apresentam os poros mais largos e também os menores poros, resultando em uma distribuição bastante heterogênea de tamanho de poros, que vai desde microns a vários centímetros.

Por outro lado, os litotipos mais antigos no registro geológico como o Estromatólito de Yacoraite e o Calcário Laminado do Membro Crato foram os que apresentaram menores porosidades. O estromatólito de Yacoraite, de idade paleocênica, tem uma larga história geológica que envolve litificação, processos diagenéticos de soterramento e sobreposição de eventos tectônicos sob esforços compressivos e distensivos que levaram a uma profunda modificação do sistema poroso com diminuição da porosidade devido a intensa cimentação e compactação química. O calcário laminado, de idade Aptiana, apresenta apenas vestígios de microporosidade passível de observação sob microscópio petrográfico em virtude da condição essencialmente microcristalina do arcabouço.

Tabela 33 – Quantificação da porosidade e matriz dos calcários lacustres por contagem de pontos em lâmina.

Litologia	Qtd.	Amostra	Tipos de poros (%)								Porosidade Total (%)	Matriz (%)
			Vugs	Crescimento	Intercristalina	Microporos	Canal	Intrapartícula	Móldica	Intracristalina		
Estromatólito Lagoa Salgada	1	E5A	2,8	9,2	1,6	5,2	0,0	0,6	1,4	-	20,8	79,2
	2	E5B	5,0	5,7	2,5	7,9	0,9	1,2	2,6	-	25,8	74,2
	3	E3B	10,2	2,9	0,0	7,3	0,8	0,0	0,0	-	21,2	78,8
	4	E2C	12,0	4,4	2,3	5,8	0,0	0,4	1,1	-	26,0	74,0
	5	E1B	24,2	7,8	0,0	13,2	0,0	0,7	2,2	-	48,1	51,9
	6	E2B	19,9	19,9	0,0	3,8	0,0	0,0	0,5	-	44,1	55,9
	7	4A	25,5	5,2	1,8	5,2	0,0	0,0	0,3	-	38,0	62,0
	8	4B	21,2	9,5	0,0	5,8	1,1	0,0	0,5	-	38,1	61,9
	9	E2D	15,2	3,2	0,0	4,4	2,5	0,0	0,0	-	25,3	74,7
	10	E2A	25,3	0,7	10,4	4,9	0,0	0,4	1,0	-	42,7	57,3
	11	E1A	20,3	21,3	0,0	0,5	1,1	0,3	0,8	-	44,3	55,7
		<b>Média</b>	<b>16,5</b>	<b>8,2</b>	<b>1,7</b>	<b>5,8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>	<b>34,1</b>	<b>65,9</b>
Estromatólito Yacoraite	12	ES_1	1,7	0,6	0,6	0,3	0,6	-	-	-	3,8	96,2
	13	ES_2	1,3	0,9	1,9	8,8	0,6	-	-	-	13,5	86,5
	14	ES_3	0,7	0,4	1,1	0,4	0,4	-	-	-	3,0	97,0
	15	ES_4	1,5	0,7	0,4	0,4	0,4	-	-	-	3,3	96,7
	16	ES_5	2,3	0,0	1,5	0,8	0,4	-	-	-	4,9	95,1
		<b>Média</b>	<b>1,5</b>	<b>0,5</b>	<b>1,1</b>	<b>2,1</b>	<b>0,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5,7</b>	<b>94,3</b>
Travertinos	17	TR_1	3,0	-	4,5	1,5	-	-	-	1,3	10,3	89,7
	18	TR_2	5,0	-	3,8	0,6	-	-	-	0,3	9,7	90,3
	19	TR_3	15,5	-	8,4	1,0	-	-	-	2,1	27,0	73,0
	20	TR_4	10,5	-	9,9	0,0	-	-	-	0,9	21,3	78,7
	21	TR_5	2,5	-	4,2	0,0	-	-	-	1,8	8,5	91,5
	22	TR_6	4,7	-	5,4	2,0	-	-	-	1,3	13,4	86,6
		<b>Média</b>	<b>6,9</b>	<b>-</b>	<b>6,0</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,3</b>	<b>15,0</b>	<b>85,0</b>
Tufas	23	Tu3C	2,6	9,3	1,2	4,3	0,6	-	-	-	18,0	82,0
	24	Tu3B	6,0	7,5	4,7	8,2	0,0	-	-	-	26,4	73,6
	25	Tu2A	12,8	5,0	2,1	3,9	1,1	-	-	-	24,9	75,1
			<b>Média</b>	<b>7,1</b>	<b>7,3</b>	<b>2,7</b>	<b>5,5</b>	<b>0,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23,1</b>	<b>76,9</b>

Fonte: A autora, 2019.

## 5.2 Petrofísica de Rotina (RCAL)

Os ensaios de petrofísica de rotina em laboratório fornecem as propriedades físicas das rochas referentes à densidade total, volume poroso, porosidade e permeabilidade a partir da injeção de gases leves em plugues. As tufas e os estromatólitos de Lagoa Salgada são os litotipos com as maiores porosidades e menores densidades, seguidos pelos travertinos, calcário laminado e pelo estromatólito de Yacoraite, respectivamente (Tabela 34, Figura 124). O calcário laminado e o estromatólito de Yacoraite possuem as menores porosidades e, devido a isso, apresentam densidades próximas a da matriz calcítica (2,7g/cm<sup>3</sup>). As maiores permeabilidades foram encontradas em tufas, travertinos e em uma amostra do estromatólito de Lagoa Salgada (E5). O estromatólito de Yacoraite apresenta permeabilidades muito baixas e o calcário laminado é impermeável.

Tabela 34 – Dados de petrofísica de rotina para rochas análogas aos reservatórios microbiais do Pré-sal.

Litologia	Qtd.	Amostras	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Volume de poro (cm <sup>3</sup> )	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	
						Ar	Klinkenberg
Estromatólito Lagoa Salgada	1	E1	2,59	13,91	32,2	0,066	0,041
	2	E2	2,59	12,54	29,8	0,046	0,027
	3	E5	2,58	16,31	31,4	481	450
Estromatólito Fm. Yacoraite	4	ES	2,70	3,23	8,5	0,587	0,387
Calcário Laminado Bacia do Araripe	5	EA1	2,71	6,0	10,2	0,0015	0,0004
	6	EA2	2,71	6,22	11,2	0,0021	0,0006
	7	EA3	2,71	6,13	10,9	0,0020	0,0006
	8	EA4	2,71	5,72	11,8	0,0033	0,0011
Travertino Tívoli	9	T1	2,65	3,61	16,1	0,319	0,207
	10	T3	2,66	4,65	18,9	1020	967
	11	T4	2,66	3,08	13,7	0,695	0,454
	12	T5	2,66	3,11	14,1	1540	1470
	13	T6	2,66	2,38	10,8	142	127
	14	T7	2,66	2,75	12,7	736	695
	15	T8	2,65	2,44	10,9	6,91	5,18
Tufas Bonito (MS)	16	Tu1	2,46	12,46	44,7	10800	10600
	17	Tu2	2,57	21,48	41,6	21700	21400
	18	Tu3	2,56	25,50	46,4	11700	11500

Fonte: A autora, 2019.

As tufas apresentam porosidade superior a 41% devido ao seu arcabouço repleto de cavidades, friável a semi-friável, e com abundantes poros de crescimento e vugs (Figura 125 C), o que levou a permeabilidades extremamente elevadas (acima de 10D). Os estromatólitos de Lagoa Salgada apresentam porosidade superior a 29 % e, semelhante às tufas, apresentam arcabouço parcialmente inconsolidado com grãos terrígenos dispersos e frequentes poros vugulares e de crescimento do arcabouço (Figura 125 A). No entanto, no estromatólito de Lagoa Salgada as medidas de permeabilidade são muito discrepantes, com valores extremamente baixos e com apenas uma amostra que possui alta permeabilidade (450 mD). Os travertinos apresentam boa porosidade, superior a 10%, e predomínio de poros vugulares (Figura 125 E, F). Por outro lado, a permeabilidade é bastante heterogênea, com valores abaixo de 1mD e outras amostras com permeabilidade superior a 1D.

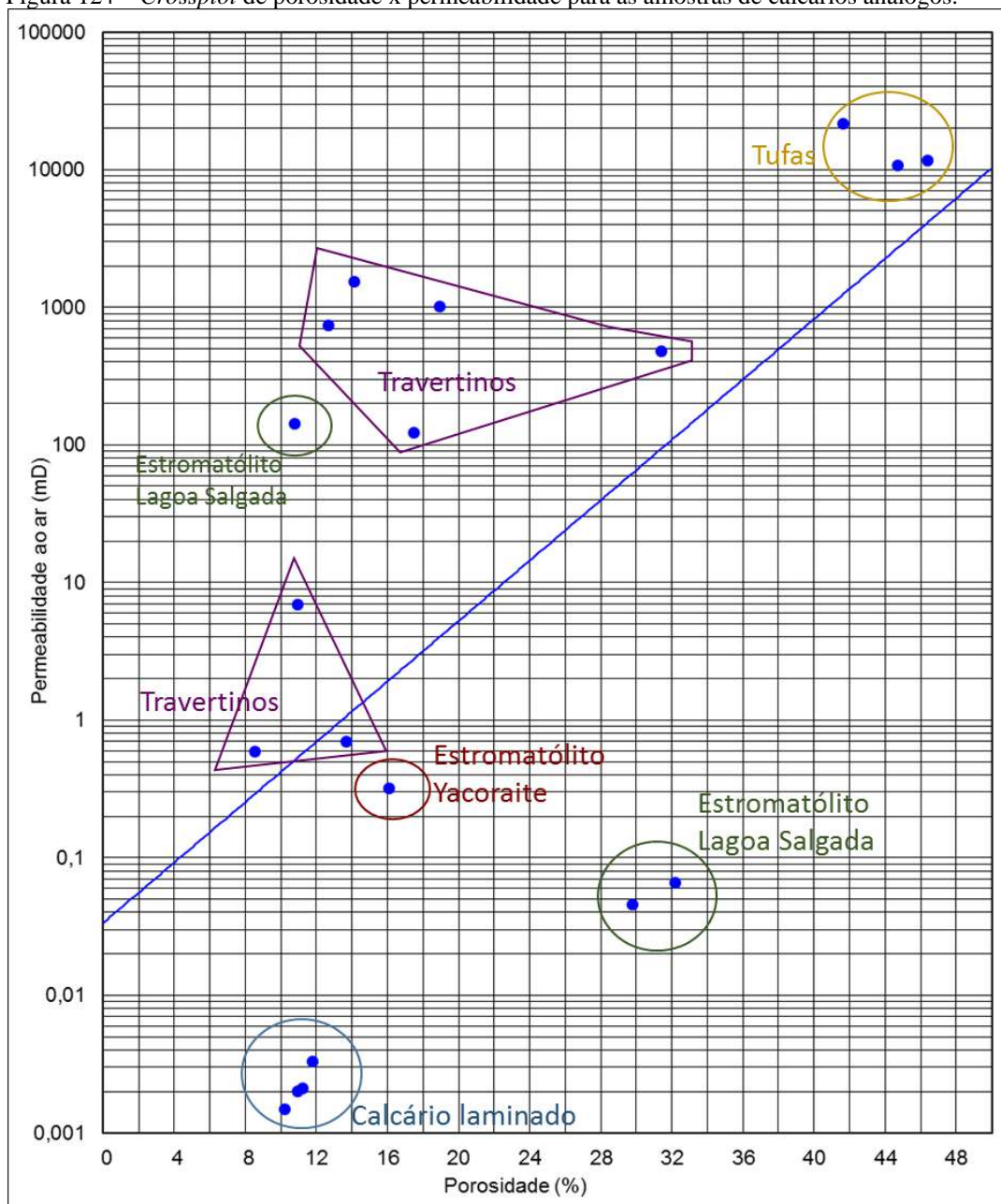
Os litotipos com poros visíveis a olho nu apresentam uma relação entre porosidade, tamanho de poros e tipos de poros: quando microbialitos são porosos em escala macroscópica, como é o caso do estromatólito de Lagoa Salgada, tufas e travertinos, os poros tendem a ser largos e, portanto, do tipo vugular e de crescimento do arcabouço. Por outro lado, quando os calcários apresentam poucos poros visíveis a olho nu, os vugs são raros ou ausentes, a exemplo do que se observa no estromatólito de Yacoraite que apresenta baixa porosidade, rede poral constituída por poros pequenos (microporos) e raros vugs (Figura 125 B). Os calcários laminados não apresentam poros visíveis a olho nu e seu sistema poroso é exclusivamente formado por microporos (Figura 125 D). Se observa ainda que quanto maior a variedade de tipos e tamanhos de poros num sistema poroso, maior é a discrepância dos valores de permeabilidade e, portanto, maior a imprecisão na previsão da permeabilidade.

O calcário laminado apesar de não possuir poros visíveis a nível de microscopia petrográfica convencional, apresentou porosidade entre 10 e 11% nos ensaios de petrofísica de rotina, superior à porosidade do estromatólito de Yacoraite. O calcário laminado apresenta textura microcristalina e, neste sentido, se assemelha a rochas clásticas muito finas como os folhelhos, que possuem alta porosidade. No entanto, devido ao predomínio de microporos e, conseqüentemente, de gargantas de poros reduzidíssimas, sua permeabilidade é praticamente inexistente.

Nota-se uma boa correlação entre os valores de porosidade encontrados em lâminas petrográficas e os resultados de petrofísica de rotina para os estromatólitos de Lagoa Salgada, estromatólito de Yacoraite e travertinos. Para as tufas os resultados não são tão coerentes devido ao baixo grau de consolidação das amostras que não permitiu amostrar grandes poros vugulares. Quando as amostras são friáveis não é possível confeccionar adequadamente

lâminas petrográficas devido a perda de material durante a preparação. Deste modo, não há preservação da estrutura original da rocha e tampouco da sua porosidade. As lâminas de tufa foram feitas nas porções mais consolidadas e, portanto, de menor porosidade.

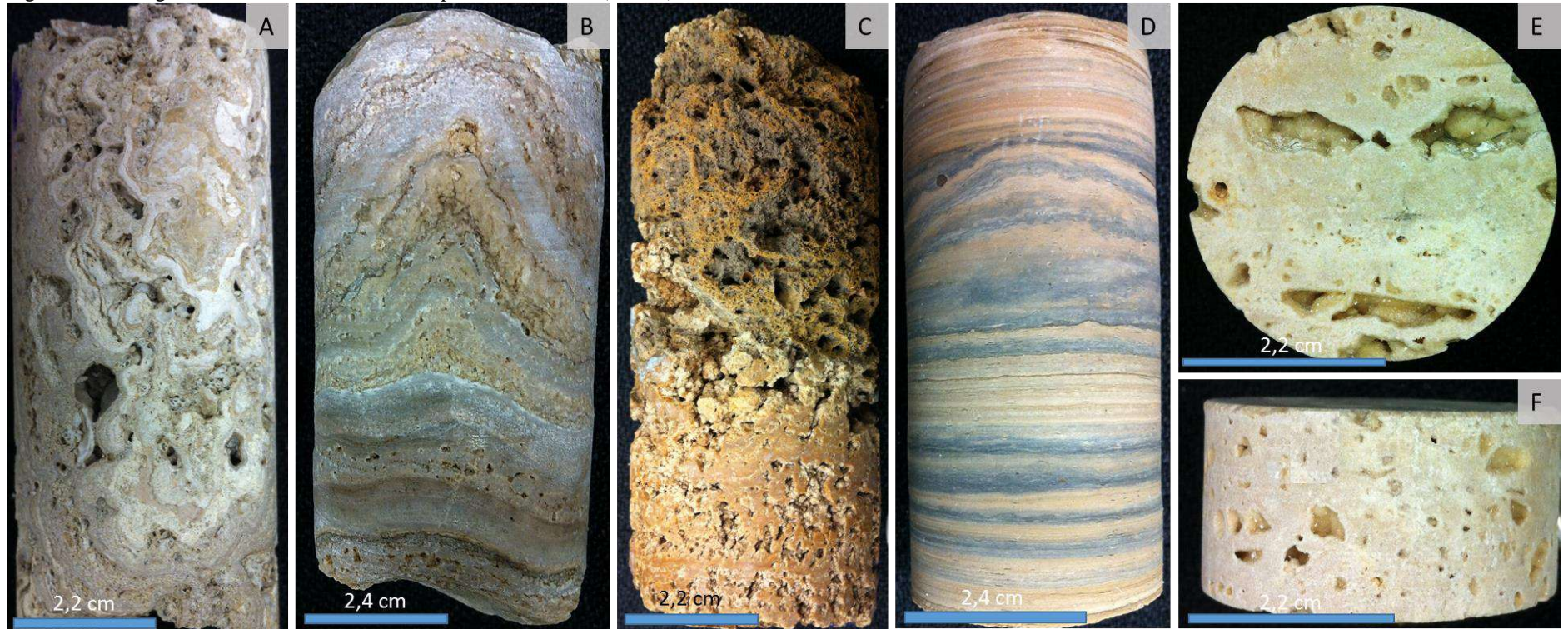
Figura 124 – Crossplot de porosidade x permeabilidade para as amostras de calcários análogos.



Fonte: A autora, 2019.



Figura 125 – Plugues submetidos aos ensaios de petrofísica básica (RCAL).



Legenda: A foto (A) refere-se ao Estromatólito de Lagoa Salgada (região dos lagos, Rio de Janeiro). A foto (B) pertence ao Estromatólito da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina. A foto (C) corresponde a tufa da região de Bonito, Mato Grosso do Sul (Brasil). A foto em (D) refere-se ao calcário laminado do Membro Crato, Bacia do Araripe, Ceará. As fotos (E) e (F) pertence ao travertino da região de Tívoli, Itália. Os plugues em A e C são bastante frágeis e semi-friáveis.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.3 Petrofísica Avançada (SCAL)

#### 5.3.1 Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

A técnica de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) consiste na aplicação de um campo magnético artificial capaz de polarizar os átomos de hidrogênio que compõem os fluidos presentes no espaço poroso das rochas (COATES et al., 1999). A intensidade do sinal elétrico de RMN é proporcional a quantidade de hidrogênio presente nos poros que, por sua vez, é proporcional à porosidade das rochas (SCHÖN, 2014).

As medições de RMN garantem a determinação da porosidade total e, portanto, do tamanho de poros, quando as amostras estão 100% saturadas com água. No entanto, em amostras vulgares como é caso dos calcários análogos em estudo, não é possível saturar as amostras em 100%. As amostras mais porosas (e vulgares) como os estromatólitos de Lagoa Salgada, as tufas e os travertinos apresentaram as menores taxas de saturação de salmoura (Tabela 35). Para corrigir os efeitos de saturação inferior a 100% foi aplicado um fator de correção com base nas dimensões dos plugues, ensaios de petrofísica básica (RCAL), peso seco e peso das amostras saturadas, todos medidos antes das análises de RMN e organizados em planilhas que constam no Apêndice I.

Tabela 35 – Dados de dimensões e de saturação de água dos plugues submetidos à RMN.

<b>Litologia</b>	<b>Amostras</b>	<b>Comprimento (cm)</b>	<b>Diâmetro (cm)</b>	<b>Saturação de água (%)</b>	<b>Fator de correção</b>
Estromatólito de Lagoa Salgada	E1	4,213	3,772	75,6	1,182
	E2	3,955	3,762	85,9	1,088
	E5	5,215	3,764	77,8	1,202
Estromatólito Yacoraite	ES	3,625	3,655	98,6	1,008
Calcário Laminado	EA2	5,244	3,69	95,7	1,014
	EA4	4,56	3,701	93,7	1,020
Travertino	T1	2,008	3,808	71,2	1,068
	T3	2,205	3,805	75,4	1,07
	T4	2,009	3,807	89,8	1,032
	T7	2,125	3,608	100	1,003
Tufas	Tu2	5,222	3,793	83,7	1,255
	Tu3	5,333	3,803	88,1	1,193

Fonte: A autora, 2019.

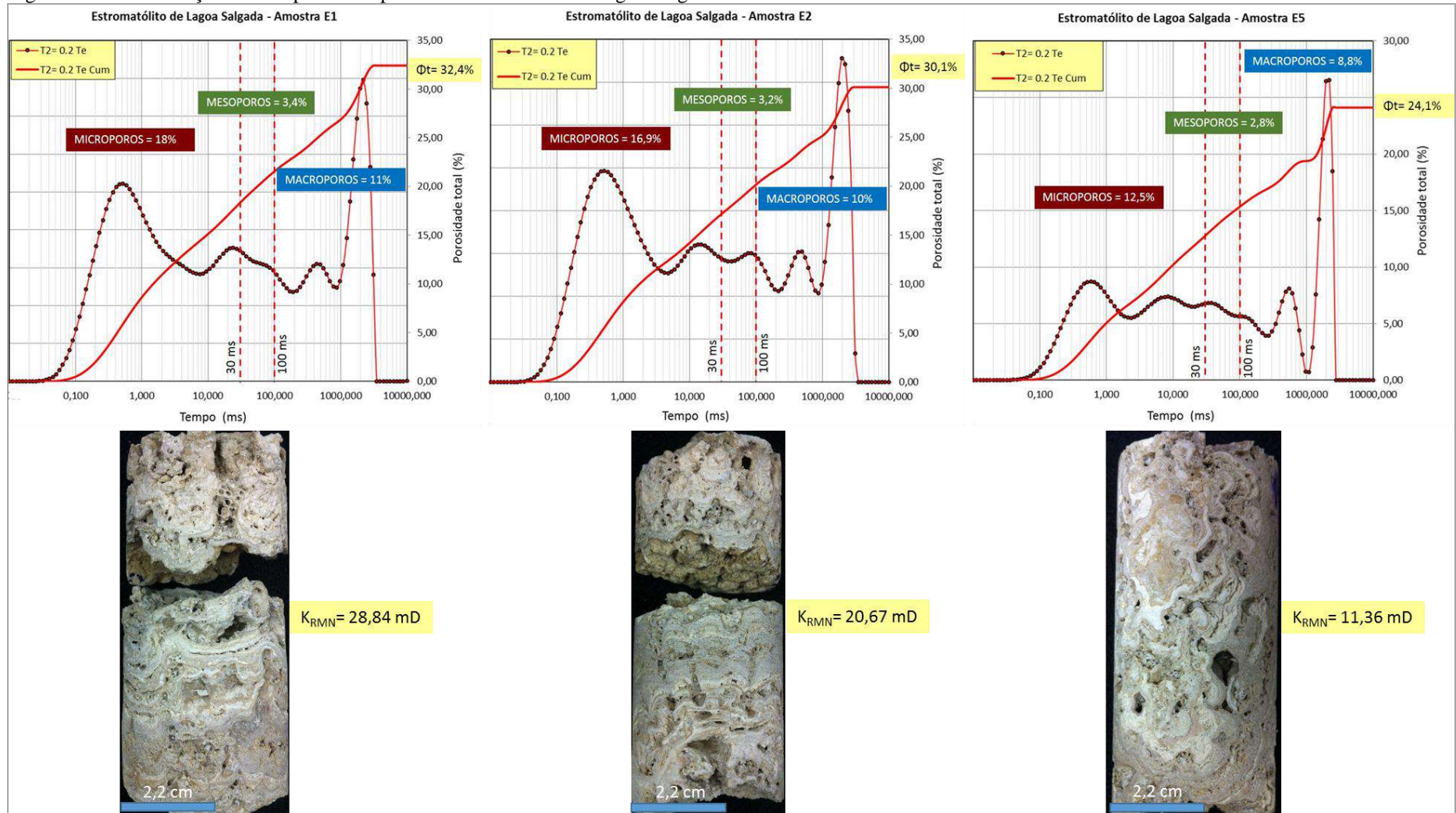
Dentre as distribuições de tempos medidas em T1, T2 ( $T_e = 0,2$  ms) e T2 ( $T_e = 0,6$  ms), a que melhor rastreou toda a amplitude de tamanho poral foi T2 ( $T_e = 0,2$  ms). Intervalos entre ecos de 0,2ms são capazes de detectar sinal de RMN em poros desde a escala de microporosidade até macroporos. A permeabilidade inferida a partir dos dados de RMN utilizou como base a equação de COATES - KTIM (Equação 25). A seguir tem-se as distribuições de T2 para cada amostra estudada, com percentuais de porosidade total, partição de porosidade e estimativas de permeabilidade KTIM. Nos apêndices J a U constam todas as planilhas de análise dos doze plugues a partir dos quais foram elaborados os gráficos de distribuição dos tempos de T2 versus porosidade.

#### 5.3.1.1 Estromatólito de Lagoa Salgada

Três plugues E1, E2 e E3 foram submetidos a análises de RMN (Figura 126). As distribuições dos tempos de relaxação transversal T2 para as três amostras mostram um espectro multimodal que variam desde 0,02 ms a 3,1s (Figura 127; linha tracejada referente a ' $T_2=0.2T_e$ '). Considerando que a amostra está na sua saturação máxima de água, a distribuição de T2 reflete a porosidade da rocha e também sua distribuição de tamanho de poros. Logo, a distribuição multimodal de tempos T2 é consequência da natureza multimodal do tamanho de poros, que abrange desde microporos a macroporos. As linhas tracejadas em vermelho são os cut-off's de tempo que delimitam as zonas CBW, BVI e BVM, correspondentes à microporosidade, mesoporosidade e macroporosidade, respectivamente.

Com base nestes cut off's que estabelecem a partição de porosidade, nota-se que grande parte da distribuição dos picos de T2 se concentram em tempos inferiores a 30 ms, ou seja, na zona de microporosidade. Sendo assim, os microporos são dominantes na rede poral dos estromatólitos de Lagoa Salgada, seguido pela macroporosidade e mesoporosidade. A porosidade total obtida a partir das curvas cumuladas ' $T_2= 0.2 T_e$ ' é superior a 24% e a permeabilidade inferida é moderada, com valores entre 11 a 28 mD.

Figura 126 – Distribuição dos tempos de T2 para os estromatólitos de Lagoa Salgada.

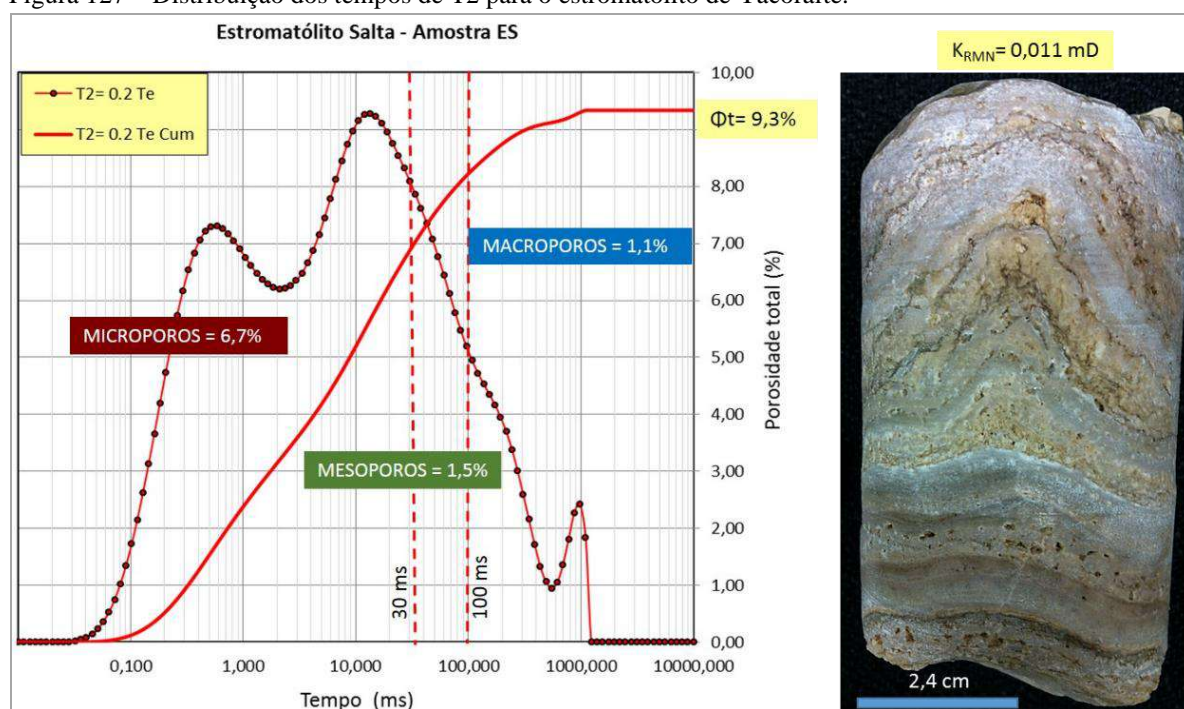


Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os valores de *cut-off* de 30ms e 100ms para partição de porosidade em microporos, mesoporos e macroporos.  
 Fonte: A autora, 2019.

### 5.3.1.2 Estromatólito de Yacoraite

A distribuição dos tempos de T2 para o estromatólito de Yacoraite apresenta maior amplitude e concentração de picos em tempos inferiores ao cut-off de 30 ms (Figura 127). Os primeiros registros de RMN iniciam em 0,03 ms e terminam em 1,1 s. Portanto, o espaço poroso é caracterizado por microporos e em menor quantidade por mesoporos e macroporos. A porosidade total fornecida pela curva cumulada é de 9,3%. A permeabilidade inferida é próxima a zero.

Figura 127 – Distribuição dos tempos de T2 para o estromatólito de Yacoraite.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os valores de *cut-off* de 30ms e 100ms para partição de porosidade em microporos, mesoporos e macroporos.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.3.1.3 Calcário laminado, Membro Crato

A distribuição dos tempos de T2 nas amostras de calcário laminado inicia em tempos de 0,03 ms e termina em 1,96 s (Figura 128). A maior ocorrência dos tempos de T2 se concentram próximo ao cut-off de 30 ms, na interface entre a região de microporos e

mesoporos. Picos de menor intensidade também ocorrem em tempos superiores a 100 ms. Portanto, o sistema poroso destes calcários é caracterizado por microporos e mesoporos, com menor percentual de macroporos. A porosidade total fornecida pela curva cumulada é aproximadamente de 11% e a permeabilidade é próxima a zero.

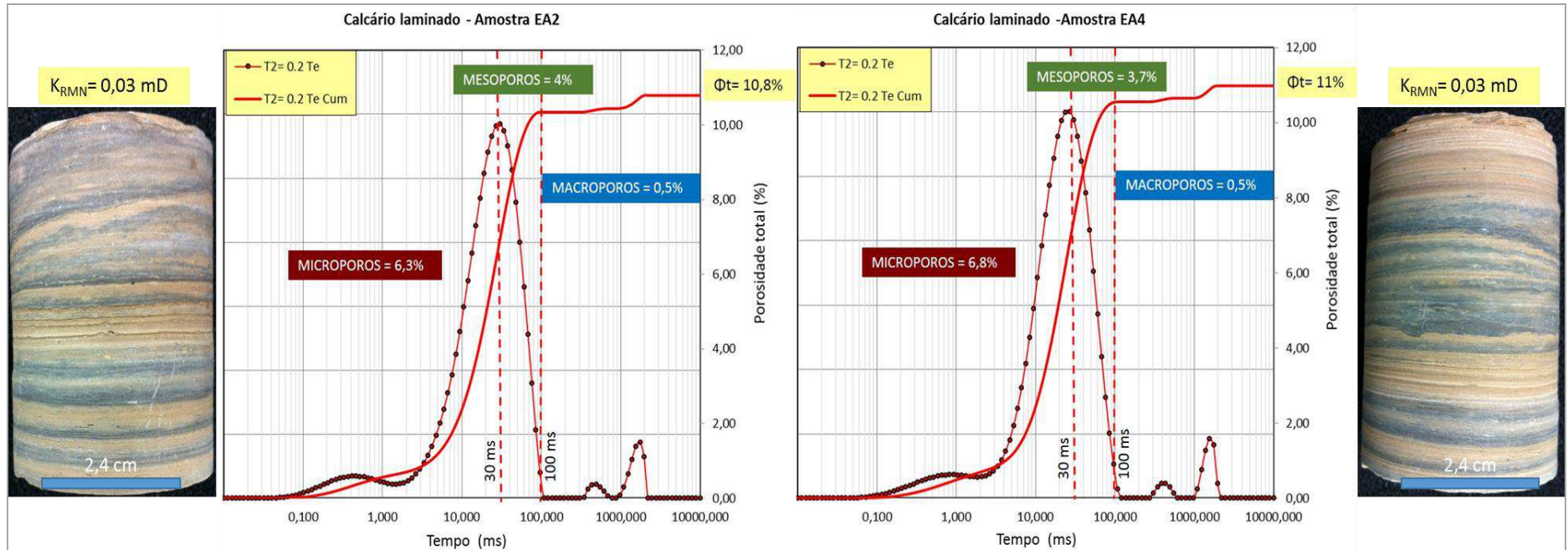
#### 5.3.1.4 Travertinos

Nas quatro amostras de travertinos os primeiros sinais de RMN ocorrem próximos a 0,1 ms e terminam em 3s. A distribuição dos tempos de T2 se concentra à direita do cut-off de 100ms, com picos em 400ms e 2s (Figura 129). Portanto, o sistema poroso dos travertinos é formado principalmente por macroporos. Meso e microporos correspondem a menos de 1% do tamanho de poros presentes nos travertinos. A porosidade total é superior a 11%, podendo ainda ser um pouco menor, em torno de 7%. A permeabilidade calculada é moderada a alta, com um range bastante variável, desde 48mD até 373mD.

#### 5.3.1.5 Tufas

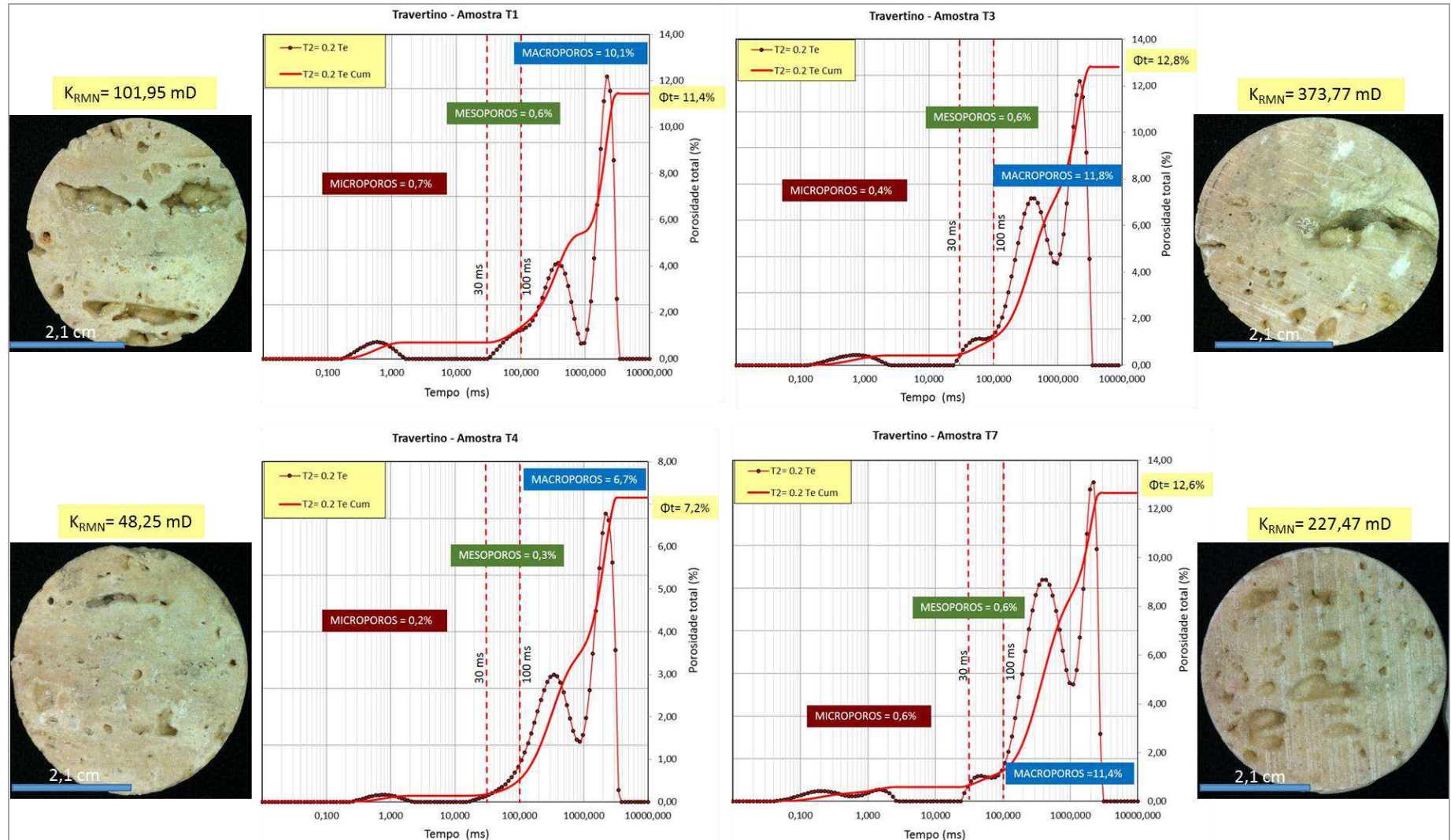
A distribuição dos tempos de T2 nas duas amostras de tufa exibem um espectro multimodal e, portanto, uma distribuição multimodal no tamanho de poros, semelhante ao que ocorre nas amostras dos estromatólitos de Lagoa Salgada (Figura 130). Os primeiros tempos de T2 iniciam em 0,03ms e terminam em 2,2s. Os picos de T2 aparecem antes e depois do cut-off de 30ms, sugerindo que fluidos aprisionados e móveis estão proporcionalmente presentes no interior dos poros da rocha. Portanto, macro e microporos caracterizam a rede poral das tufas, com menor percentual de mesoporos. A porosidade total é superior a 38%, impactando diretamente na permeabilidade inferida, que varia de 145mD a 262mD.

Figura 128 – Distribuição dos tempos de T2 para os calcários laminados do Membro Crato.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os valores de *cut-off* de 30ms e 100ms para partição de porosidade em microporos, mesoporos e macroporos.  
 Fonte: A autora, 2019.

Figura 129 – Distribuição dos tempos de T2 para os travertinos.

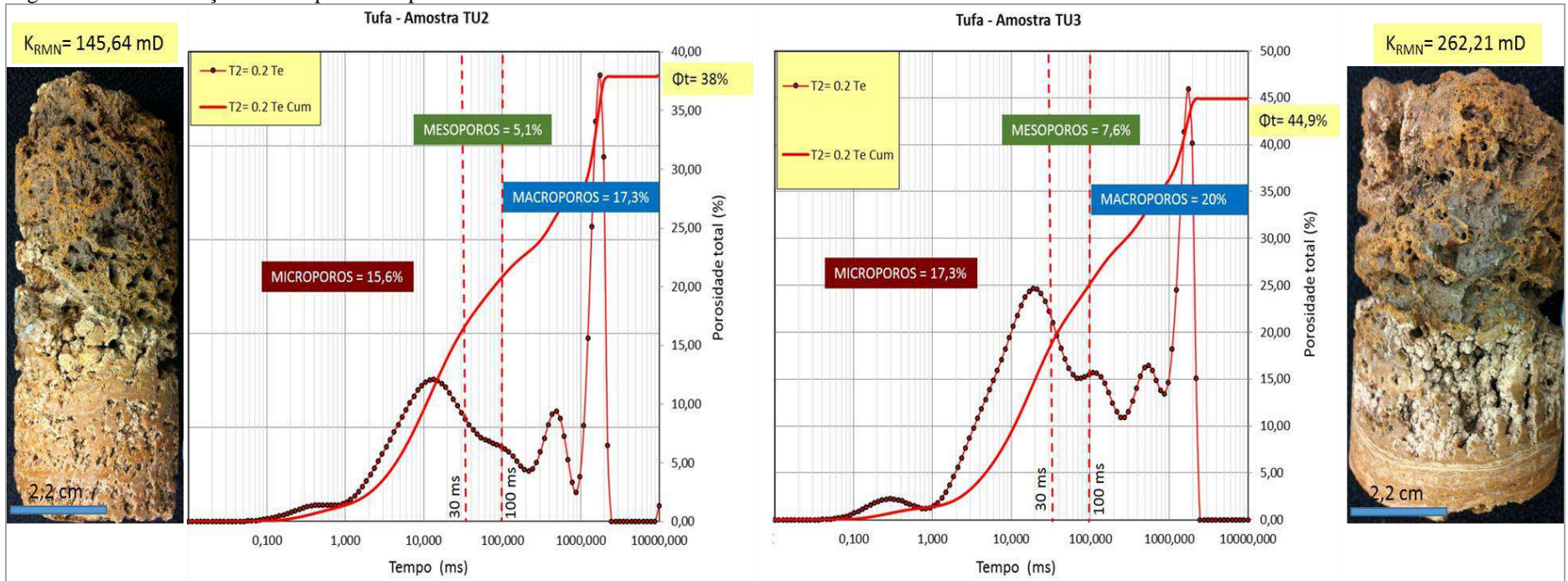


Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os valores de *cut-off* de 30ms e 100ms para partição de porosidade em microporos, mesoporos e macroporos.

Fonte: A autora, 2019.



Figura 130 – Distribuição dos tempos de T2 para as tufas.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os valores de *cut-off* de 30ms e 100ms para partição de porosidade em microporos, mesoporos e macroporos.  
 Fonte: A autora, 2019.

### 5.3.2 Porosimetria por Injeção de Mercúrio (MICP)

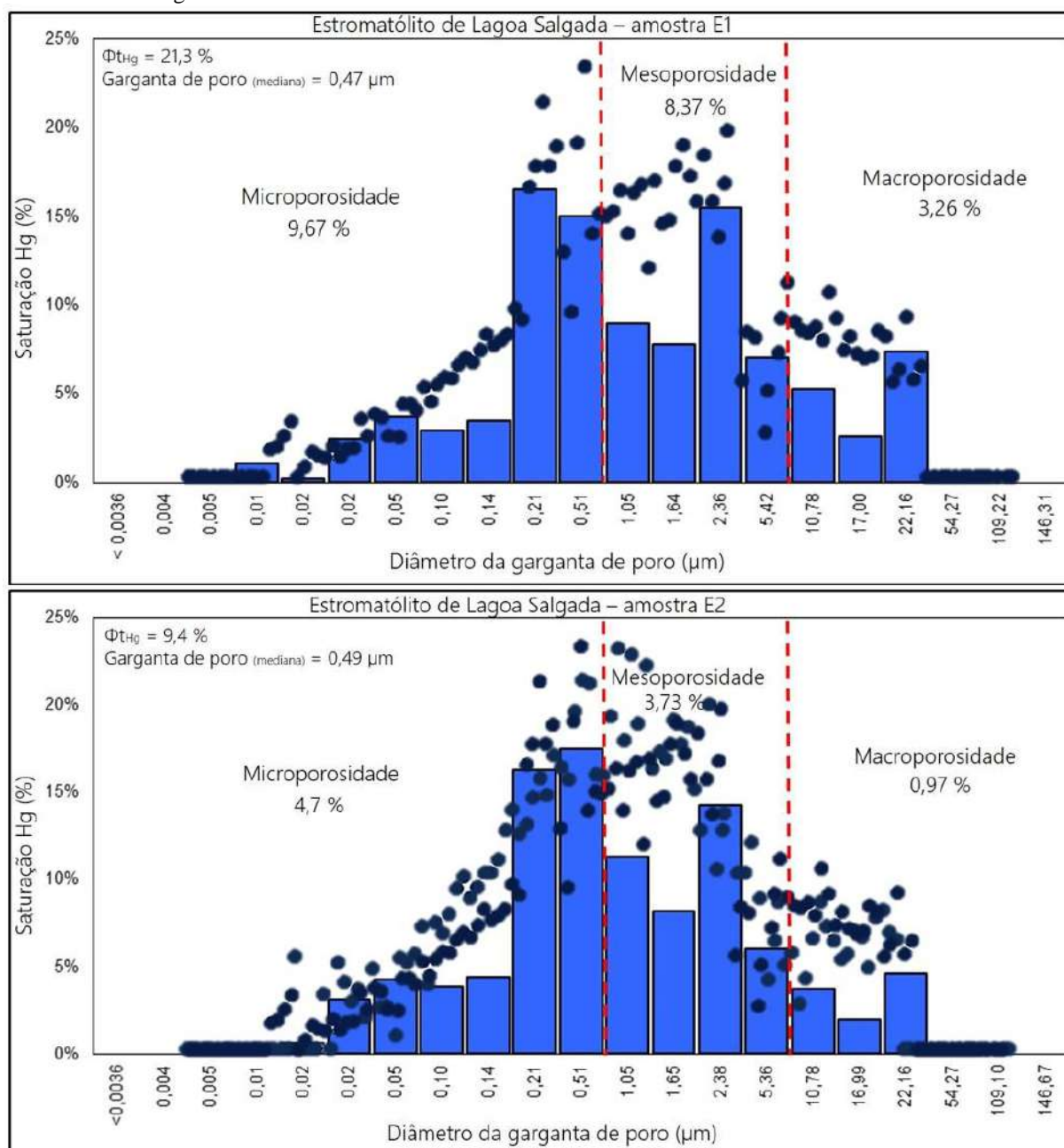
A porosimetria de mercúrio é baseada na intrusão de mercúrio em uma estrutura porosa sob pressões rigorosamente controladas. Medindo o volume de mercúrio que intrude na amostra a cada mudança de pressão é possível quantificar o volume de poros na classe de tamanho correspondente.

A porosimetria de mercúrio permite calcular inúmeras propriedades do sistema poroso como distribuições do tamanho da garganta de poros, volume total de poros, área total da superfície de poros e densidade da amostra (MICROMERITICS, 2019). Antes de iniciar as análises de MICP, os fragmentos das amostras foram submetidos à ensaios de petrofísica de rotina (RCAL) para determinar os parâmetros relacionados à porosidade e, desta maneira, selecionar o penetrômetro mais adequado às dimensões da amostra. Os dados de RCAL e as análises de MICP encontram-se reportados em tabelas nos apêndices V a EE. A seguir estão descritas as principais características do sistema poral dos calcários análogos.

#### 5.3.2.1 Estromatólito de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro

Três amostras do estromatólito de Lagoa Salgada foram submetidas às análises de porosimetria (Figuras 131 e 132). A porosidade total obtida destas amostras varia entre 9% a 21%. Estes valores são inferiores aos percentuais de porosidade encontrados em descrições petrográficas e nas medições de RMN devido ao tamanho das amostras utilizadas. Os fragmentos de amostras utilizados na injeção de mercúrio são do mesmo tamanho ou menores que muitos poros vulgares. Portanto, grande parte dos poros observados a olho nu não está representada nestes pequenos fragmentos. A distribuição do diâmetro das gargantas de poro varia de 0,012 $\mu\text{m}$  a 45,40 $\mu\text{m}$  em um padrão multimodal de tamanhos porais, seguindo a tendência identificada nas análises petrográficas e de RMN. Nestas três amostras predominam gargantas de poros na escala de microporos.

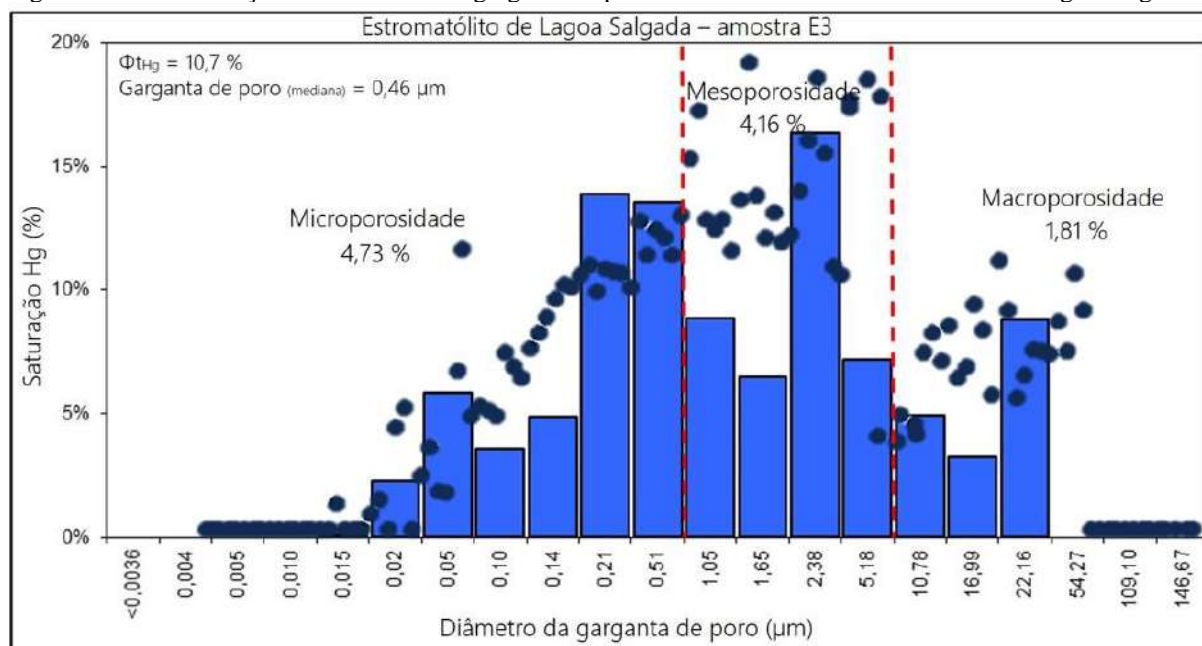
Figura 131 – Distribuição dos tamanhos de garganta de poro nas amostras E1 e E2 do estromatólito de Lagoa Salgada.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade (<0,5  $\mu\text{m}$ ), mesoporosidade (0,5 $\mu\text{m}$  – 5  $\mu\text{m}$ ) e macroporosidade (> 5  $\mu\text{m}$ ). Os círculos em azul escuro representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma dada pressão convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

Figura 132 – Distribuição dos tamanhos de garganta de poro na amostra E3 do estromatólito de Lagoa Salgada.



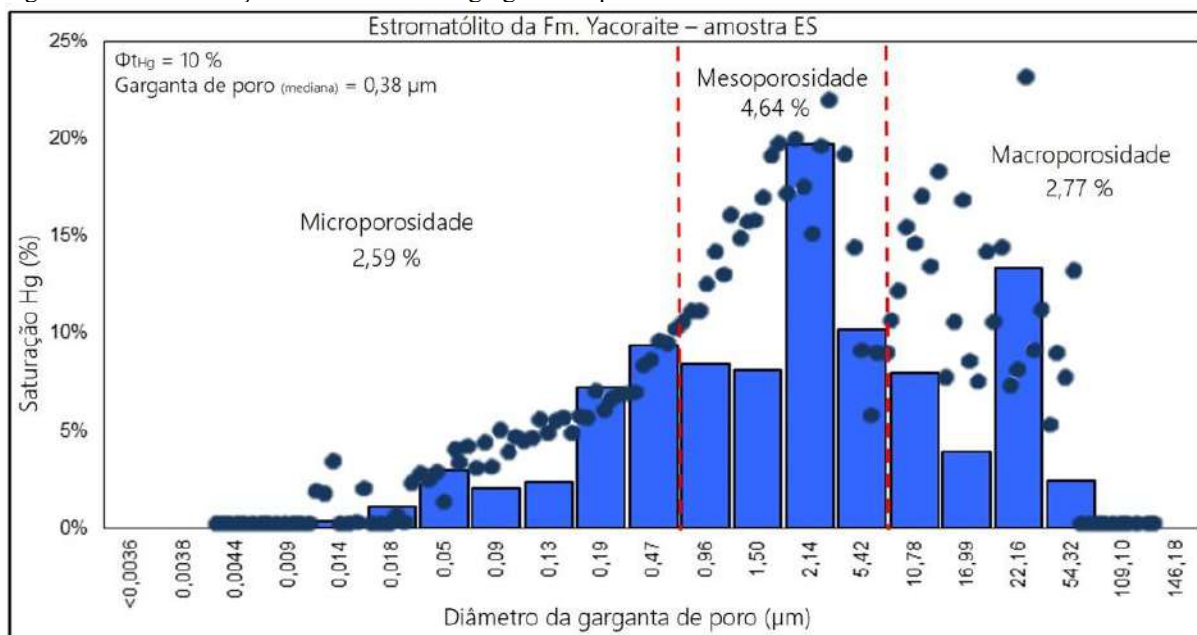
Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade (<0,5  $\mu\text{m}$ ), mesoporosidade (0,5 $\mu\text{m}$  – 5  $\mu\text{m}$ ) e macroporosidade (> 5  $\mu\text{m}$ ). Os círculos em azul escuro representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma dada pressão convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.3.2.2 Estromatólito da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina

Uma amostra do estromatólito da Formação Yacoraite foi submetida a análise de MICP (Figura 133). A porosidade total encontrada foi de 10%, superior ao obtido nas análises petrográficas. No entanto, este percentual está mais próximo às porosidades obtidas por RCAL e RMN. O estromatólito de Yacoraite apresentou distribuição multimodal no tamanho das gargantas de poros que vão de 0,013 $\mu\text{m}$  até 59,42 $\mu\text{m}$ , semelhante aos estromatólitos de Lagoa Salgada. Porém, picos de saturação de mercúrio se concentraram na região da mesoporosidade. A mediana do tamanho da garganta de poros foi encontrada na região da microporosidade.

Figura 133 – Distribuição dos tamanhos de garganta de poro na amostra ‘ES’ do estromatólito de Yacoraite.



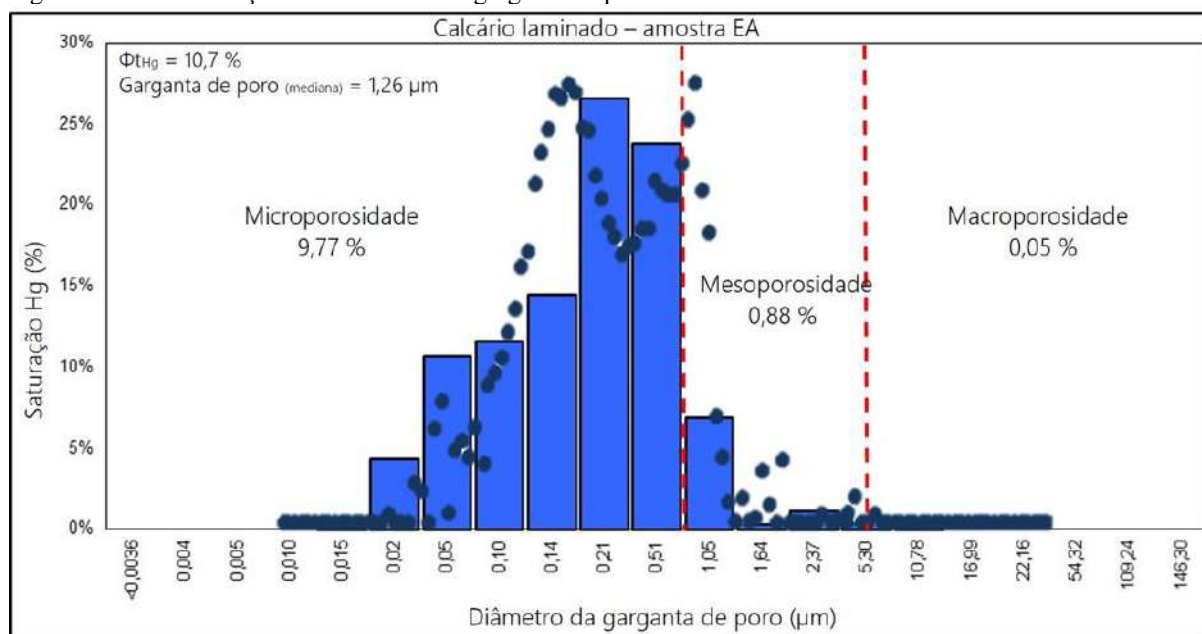
Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade (<0,5  $\mu\text{m}$ ), mesoporosidade (0,5 $\mu\text{m}$  – 5  $\mu\text{m}$ ) e macroporosidade (> 5  $\mu\text{m}$ ). Os círculos em azul escuro representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma dada pressão posteriormente convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

### 5.3.2.3 Calcário laminado, Membro Crato, Bacia do Araripe

Uma amostra do calcário laminado foi analisada e apresentou porosidade total de 10,7%, semelhante aos valores encontrado nas análises de RCAL e RMN (Figura 134). Os calcários laminados apresentaram comportamento bimodal de distribuição de tamanho de gargantas de poros que abrangem de 0,02 $\mu\text{m}$  a 11,82 $\mu\text{m}$ , concentrados na região da micro e mesoporosidade. Apesar da predominância dos microporos, a mediana do tamanho da garganta de poros obtida foi de 1,26  $\mu\text{m}$ , ou seja, na escala da mesoporosidade.

Figura 134 – Distribuição dos tamanhos da garganta de poro na amostra ‘EA’ do calcário laminado.



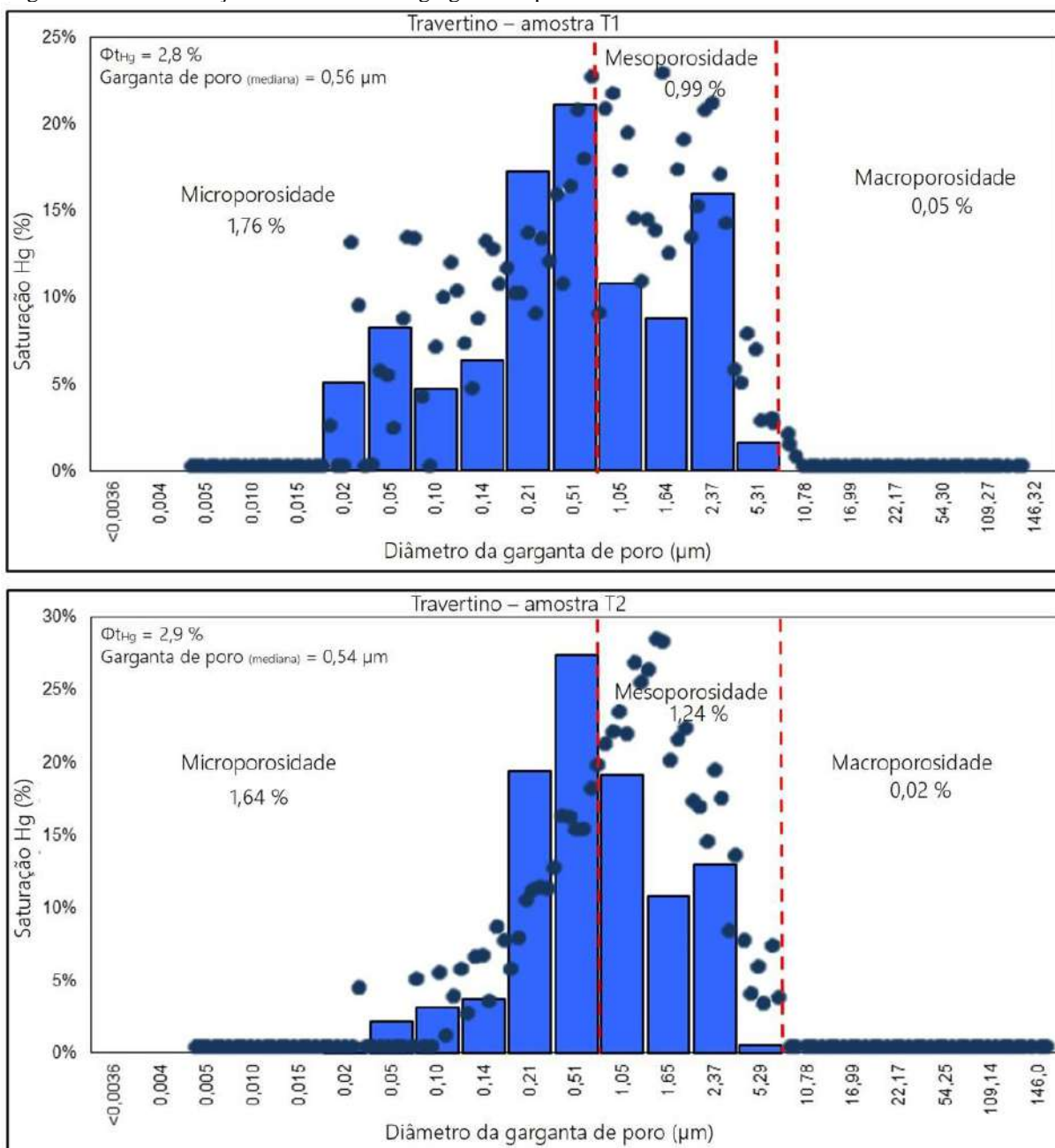
Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade ( $<0,5\ \mu\text{m}$ ), mesoporosidade ( $0,5\ \mu\text{m} - 5\ \mu\text{m}$ ) e macroporosidade ( $> 5\ \mu\text{m}$ ). Os círculos representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma dada pressão, posteriormente convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

#### 5.3.2.4 Travertinos (Tívoli, Itália)

Duas amostras dos travertinos foram analisadas (Figura 135). A porosidade total encontrada foi em torno de 2,8%, valor muito inferior a porosidade obtida por meio das análises petrográficas e petrofísicas de RCAL e RMN. Nos travertinos ocorre a mesma situação dos estromatólitos de Lagoa Salgada: esse litotipo apresenta muitos poros vulgares e / ou intercrystalinos observados a olho nu que não estão representados nos pequenos fragmentos submetidos à análise de injeção de mercúrio. A distribuição dos tamanhos das gargantas de poros abrange valores de  $0,02\ \mu\text{m}$  a  $8,22\ \mu\text{m}$ , concentrados no intervalo da micro e mesoporosidade, com predominância de microporos. A mediana do tamanho da garganta de poros é de  $0,54\ \mu\text{m}$ , próximo ao cut-off que separa a microporosidade da mesoporosidade.

Figura 135 – Distribuição dos tamanhos de garganta de poro nas amostras dos travertinos.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade ( $<0,5 \mu\text{m}$ ), mesoporosidade ( $0,5\mu\text{m} - 5 \mu\text{m}$ ) e macroporosidade ( $> 5\mu\text{m}$ ). Os círculos representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma dada pressão, posteriormente convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

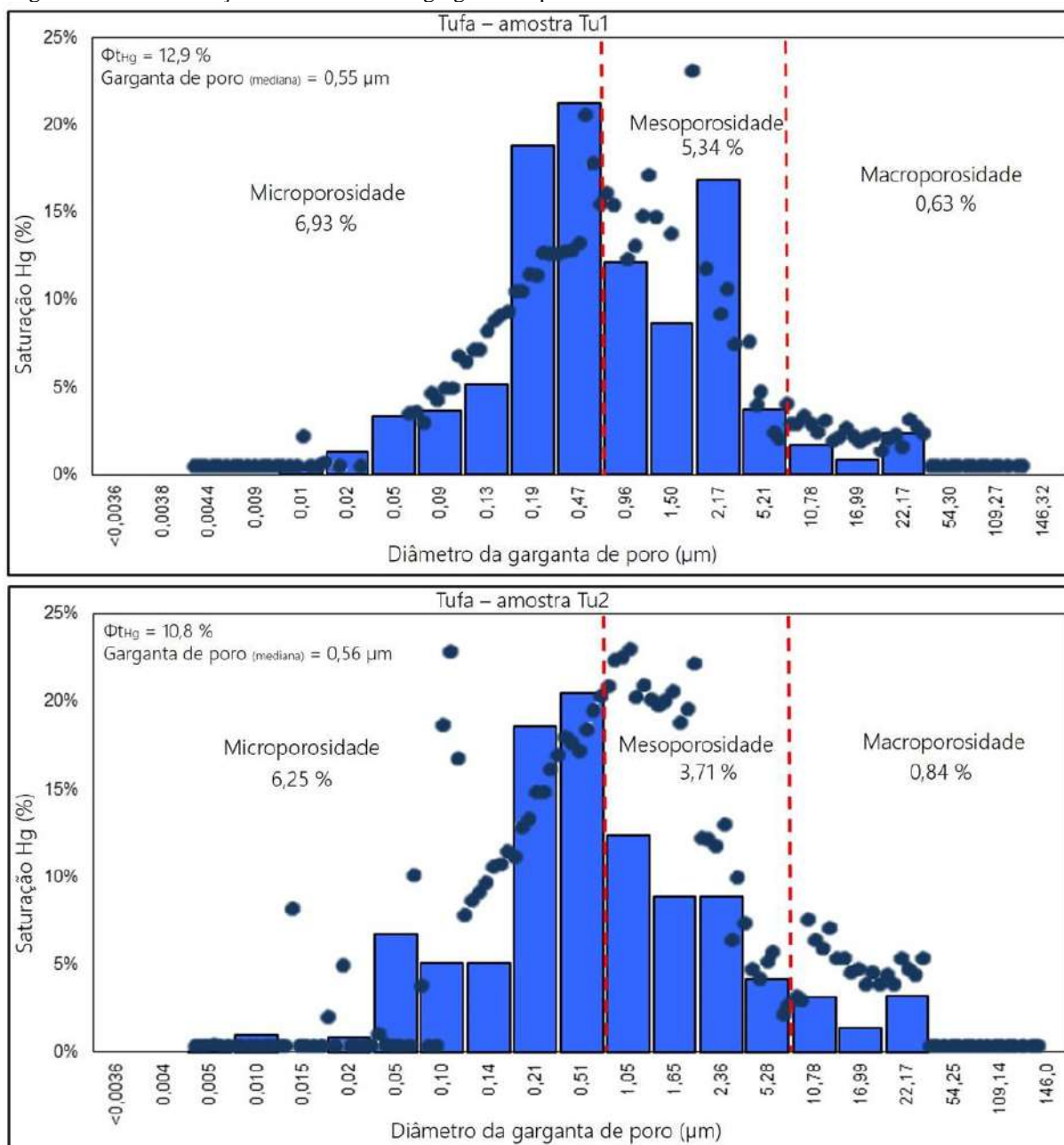
### 5.3.2.5 Tufas (região de Bonito, Mato Grosso do Sul)

Duas amostras de tufas foram analisadas (Figura 136). Ambas as amostras apresentaram porosidade total acima de 10% e inferior a 13%. Estes valores são inferiores às porosidades obtida por análise petrográfica e petrofísica de RCAL e RMN, pelas mesmas razões dos estromatólitos de Lagoa Salgada e dos travertinos: a escala de amostragem da técnica de injeção de mercúrio não comporta poros visíveis a olho nu. Além disto, as áreas mais porosas destas amostras são bastante friáveis e foram excluídas das análises. Por esta razão, a porção amostrada da tufa foi a parte laminada por ser mais compacta, dura e com porosidade visível apenas com auxílio de microscópio petrográfico.

As tufas apresentam distribuição multimodal do tamanho de garganta de poros, variando desde 0,01  $\mu\text{m}$  a 45,59  $\mu\text{m}$ , concentrados entre a micro e a mesoporosidade, semelhante ao que ocorre nos estromatólitos de Lagoa Salgada e de Yacoraite, com predomínio dos microporos. A mediana do tamanho da garganta de poros encontrada é de 0,56  $\mu\text{m}$ , ou seja, na região da mesoporosidade.



Figura 136 – Distribuição dos tamanhos de garganta de poro das amostras de tufas.



Nota: As linhas tracejadas em vermelho marcam os limites da microporosidade (<0,5  $\mu\text{m}$ ), mesoporosidade (0,5  $\mu\text{m}$  – 5  $\mu\text{m}$ ) e macroporosidade (> 5  $\mu\text{m}$ ). Os círculos representam as leituras de intrusão de mercúrio a uma determinada pressão, posteriormente convertida em tamanho de garganta de poro. O gráfico de barras mostra a frequência das principais classes de tamanho de garganta de poro.

Fonte: A autora, 2019.

#### 5.4 Discussão entre dados petrográficos e petrofísicos

Para a caracterização do sistema poroso dos calcários microbiais é necessário a integração de várias técnicas laboratoriais com diferentes escalas de observação a fim de rastrear adequadamente a heterogeneidade textural dos poros. Em microbialitos caracterizados com um único tipo de poro, como o calcário laminado do Membro Crato, a porosidade obtida nas técnicas de RCAL, RMN e MICP foi praticamente a mesma (Tabela 36). Como este calcário se caracteriza somente por microporos, a petrografia não foi uma ferramenta útil para caracterizá-los pois os tamanhos de poros estão abaixo do limite de observação da microscopia convencional.

Nos microbialitos vulgares, ou seja, com poros visíveis a olho nu, as técnicas de análise modal por petrografia, RCAL e RMN foram as mais adequadas para quantificar o espaço poroso e forneceram valores de porosidade semelhantes. A técnica de injeção de mercúrio é eficaz para mensurar microporos e mesoporos, fornecendo dados complementares que devem ser integrados às demais análises quando se trata da investigação de amostras com micro, meso e macroporos, como é o caso da maioria dos microbialitos vulgares.

As amostras com maior porosidade medida na petrofísica básica também foram as que revelaram maior porosidade por análise modal em lâmina petrográfica: estromatólito de Lagoa Salgada, travertinos e tufas. Estes litotipos também apresentaram as maiores permeabilidades por RCAL e RMN. Nestes litotipos, a permeabilidade a gás foi superior a permeabilidade de RMN calculada muito provavelmente devido à insensibilidade das condições operacionais da RMN à tamanhos de poros centimétricos, como os vugs, tão característicos destes calcários. Outra tendência observada é que litotipos com maior porosidade apresentam sistema poroso caracterizado predominantemente por macroporos.

Apesar do predomínio de macroporos no espaço poroso dos estromatólitos de Lagoa Salgada e de tufas, os microporos também respondem por uma parcela significativa do espaço poroso destas rochas. Esta heterogeneidade de tipos e tamanhos de poros ocasiona valores muito discrepantes de permeabilidade, tendo em vista que a conexão de poros se dá na escala da microporosidade. Por outro lado, travertinos mostram sistema poroso caracterizado predominantemente por macroporos e alta permeabilidade. O estromatólito de Yacoraite e o calcário laminado apresentam os maiores percentuais de microporos, menor quantidade de macroporos e menores permeabilidades dentre as amostras estudadas. Os tamanhos de gargantas de poro medidos por injeção de mercúrio são representativos de uma dada amostra

quando esta possui sistema poroso caracterizado essencialmente por poros microporos e mesoporos (portanto, não visíveis a olho nu). Deste modo, os dados de porosidade fornecidos pela porosimetria de injeção de mercúrio só representativos apenas para o estromatólito de Yacoraite e para o calcário laminado. Para as demais amostras, os dados de MICP são complementares às técnicas de RCAL, RMN e petrografia.

Tabela 36 – Porosidade e permeabilidade dos calcários microbiais análogos.

Litotipos	Porosidade (%)				Permeabilidade (mD)	
	Lâmina*	RCAL	RMN	MICP	RCAL	RMN
Est. Lagoa Salgada	34,1	29 - 32	24 - 32	9,4 - 21	0,02 - 450	11,4 - 28,8
Estrom. Yacoraite	5,7	8,5	9,3	10	0,38	0,01
Calcário Laminado	< 1	10 - 11	11	10,7	0,001	0,003
Travertino	15	10 - 18,9	7 - 12,8	2,9	0,2 - 1470	48 - 373
Tufas	23,1	41 - 46	38 - 45	10,8 - 12,9	10000 - 21000	145 - 262

Nota: Valores médios (\*). Os demais valores refletem os dados mínimos e máximos, respectivamente (*range*).  
Fonte: A autora, 2019.

Tabela 37 – Partição de porosidade e garganta de poros dos calcários microbiais análogos.

Litotipos	RMN (%)			MICP (%)			Garganta de poro (µm)
	Micro	Meso	Macro	Micro	Meso	Macro	
Est. Lagoa Salgada	12 - 18	~ 3	8 - 11	4,7 – 9,7	3,7 – 8,4	1 – 3,3	0,46 – 0,49
Estrom. Yacoraite	6,7	1,5	1	2,6	4,6	2,8	0,38
Calcário laminado	6 - 7	4	0,5	9,8	0,88	0,05	1,26
Travertino	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6	1,7	1,7	1 – 1,2	0,005	0,54 – 0,56
Tufas	15 - 17	5 - 7,6	17 - 20	6 - 7	3,7 - 5,3	0,6 - 0,8	0,55

Nota: Valores médios (\*). Os demais valores refletem os dados mínimos e máximos, respectivamente (*range*).

Fonte: A autora, 2019.

## 6 INTEGRAÇÃO ENTRE DADOS PETROFÍSICOS DE POÇO E CALCÁRIOS ANÁLOGOS

Os calcários análogos de afloramento apresentam similaridades com os reservatórios microbiais da Formação Barra Velha no que se refere a processos de formação e ambiente deposicional, no entanto, há muitas dessemelhanças entre ambos em termos de composição mineralógica, fábrica e espaço poroso em virtude do magmatismo e/ou hidrotermalismo presente nos reservatórios do Pré-sal (HERLINGER; ZAMBONATO; DE ROS, 2017; LIMA; DE ROS, 2019) e que não estão presentes nos calcários análogos. Estes eventos impactaram sobretudo na evolução diagenética única dos depósitos carbonáticos do Pré-sal. Entretanto, ainda assim foi possível identificar algumas características geológicas e petrofísicas passíveis de correlação entre o caso real de reservatório e os calcários microbiais de afloramento, resumidas na Tabela 37.

O estromatólito de Lagoa Salgada e as tufas apresentam estruturas arborescentes a arbustiformes vugulares semelhantes aos calcários da Formação Barra Velha descritos por TERRA et al. (2009). Crostas de calcita fascicular, descritas na Formação Barra Velha, são encontrados nos estromatólitos de Yacoraite. Os calcários laminados do Membro Crato, caracterizados por calcita microcristalina podem ser considerados bons análogos dos laminitos microbiais e/ou mudstones da Formação Barra Velha. Os travertinos de Tívoli caracterizados por textura cristalina grossa com poros intercristalinos, vugulares e microporos parcialmente interconectados apresentam valores de porosidade e permeabilidade semelhantes aos encontrados nos estromatólitos e/ou esferulititos recristalizados e dolomitizados que constituem as principais fácies-reservatório da Formação Barra Velha.

Os dados de mineralogia dos calcários da Formação Barra Velha obtidos a partir dos perfis de poço não refletem a totalidade da assembleia mineralógica destas rochas. Somente os minerais mais abundantes puderam ser identificados com base nos perfis de radioatividade (fotoelétrico, densidade e raios gama) e nas descrições litológicas de amostra lateral. Tanto nos calcários da Formação Barra Velha como nos calcários análogos predominam a calcita; dolomita, quartzo e argilas também fazem parte da composição dessas rochas, porém, em menores percentuais. O conteúdo de argilas é inferior a 6% em ambos os casos, o que os caracteriza como calcários limpos.

Tabela 38 – Resumo das características geológicas e petrofísicas dos calcários da Formação Barra Velha e dos calcários análogos.

Características geológicas e petrofísicas	Formação Barra Velha (dados de poços)	Calcários microbiais análogos (dados analíticos)
Fácies	Estromatólito (calcário arborescente / arbustiforme), esferulítico, calcário esferulítico - estromatolítico (fácies gradacionais entre si), <i>mudstone</i> (maciço e laminado), laminitos microbiais, dolomito, silixito, marga, folhelho	Estromatólitos (dômicos / colunares internamente laminados ou trombolíticos, laminito microbial representado pelo calcário laminado), tufas e travertinos. Não há análogos para os esferulíticos
Mineralogia:	Calcita, dolomita, <i>chert</i> (quartzo), pirita e argilas	Calcita (baixo magnésio), calcita magnesiana, dolomita, quartzo e feldspatos (albita, ortoclásio). Acessórios: ankerita, aragonita, siderita, apatita, argilas
Tipos de argilas:	Argilas magnesianas (SOUZA et al., 2018). Dado não disponível no relatório de poço	Ilita, ilita-esmectita
Diagênese:	1. Recristalização do arcabouço (matriz, precipitados de calcita e várias fases de cimentos); 2. Intensa dolomitização e silicificação por meio da substituição de minerais pré-existentes e preenchimento de poros; 3) Fraturamento devido a eventos tectônicos	Litologias recentes (estromatólito de Lagoa Salgada, tufas e travertinos) não-litificados se encontram expostos em superfície e não apresentam produtos de dolomitização e silicificação; mostram feições de dissolução e poucos cimentos singenéticos em virtude da exposição subárea. Litotipos antigos (estromatólito de Yacoraite e o calcário laminado) experimentaram diversos processos diagenéticos em subsuperfície (recristalização, compactação química, cimentação, dolomitização, fraturamento, dissolução)
Tipos de poros:	<i>Vugs</i> , fraturas e microporos (associado a rochas finas como folhelhos, margas e <i>mudstones</i> )	<i>Vugs</i> , poros de crescimento do arcabouço ( <i>growth framework pores</i> ), intercristalinos, microporos, canal, intrapartícula, móldicos e intracristalinos
Quantidade de argila:	Igual ou inferior a 6 %	Igual ou inferior a 2 %
Range de porosidade:	< 1% a 28,7%	< 1% a 34% *
Partição da porosidade NMR:	Em zonas de reservatório predominam macroporos e microporos perfazem menos de 1% do sistema poroso. Em zonas de não-reservatório a situação é inversa: predominam micro ou mesoporos e a macroporosidade é inferior a 1%.	A macroporosidade predomina em travertinos e tufas; nas demais amostras domina a microporosidade
Range de Permeabilidade:	0,001mD - 2000 mD	0,001 mD - 1470 mD*

Nota: Exceto tufas (\*).

Fonte: A autora, 2019.

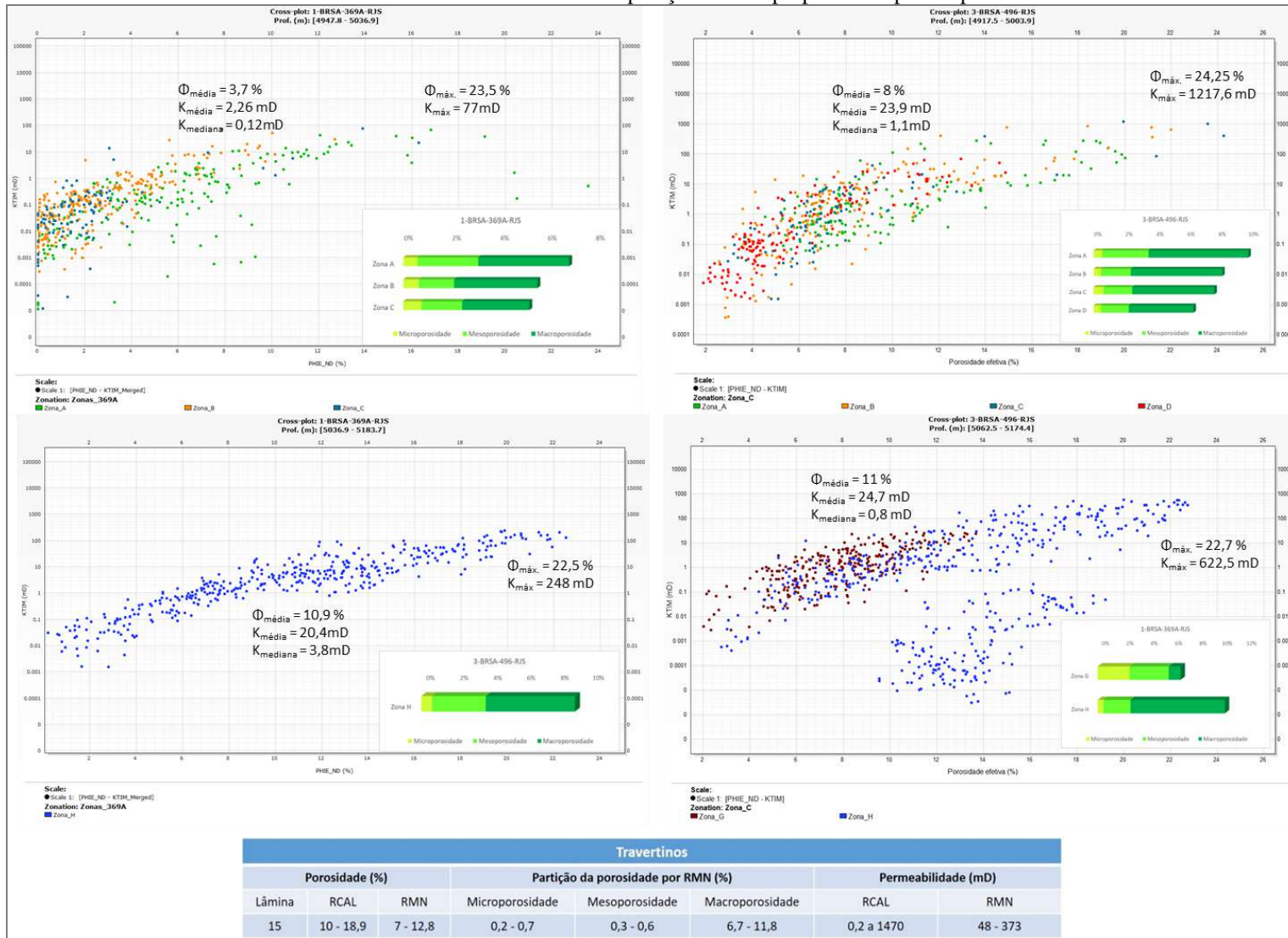
Dados de perfis básicos de poço revelam poucas informações acerca dos tipos de poros em uma formação. Entretanto, foi possível inferir os principais tipos e tamanhos de poros da Formação Barra Velha por meio da integração das descrições de amostra lateral, perfis de ressonância (RMN) e de imagem. Deste modo, foi possível reconhecer que as fácies de estromatólitos arborescentes-arbustiformes são caracterizadas por poros vugulares, ou seja, macroporos. Fácies mais finas como esferulitos e laminitos/mudstones, predominantemente laminadas, apresentam sistema poroso caracterizado por microporos. A intercalação de fácies dominadas por macroporos com fácies dominadas por microporos distribuídos em camadas com poucos centímetros a milímetros de espessura impacta diretamente nas condições de fluxo e produz valores muito discrepantes de permeabilidade. Esta característica é observada tanto nos calcários da Formação Barra Velha quanto nas amostras de afloramento estudadas.

Os valores mínimos e máximos de porosidade e permeabilidade encontradas nos reservatórios da Formação Barra Velha são semelhantes aos encontrados nos calcários microbiais de afloramentos, com exceção das tufas. A condição inconsolidada das tufas não permitiu uma análise petrográfica e petrofísica adequada e os resultados de porosidade e permeabilidade medidos em laboratório foram extremamente altos. Em virtude disso, as tufas não puderam ser comparadas aos calcários da Formação Barra Velha.

Nas zonas de reservatórios de óleo na Formação Barra Velha, os calcários são caracterizados por poros vugulares, boa porosidade, altas permeabilidades, predomínio de macroporos e percentual de microporos inferior a 1%. Estas mesmas características são observadas nas amostras de travertinos (Figuras 137). Por outro lado, as zonas não-reservatório são constituídas por calcários com raros poros vugulares, boa porosidade, baixas permeabilidades, predomínio de mesoporos e microporos e baixo percentual de macroporos (inferior 1%). Essas características são encontradas nas amostras do estromatólito de Yacoraite e no calcário laminado do Membro Crato (Figuras 138).

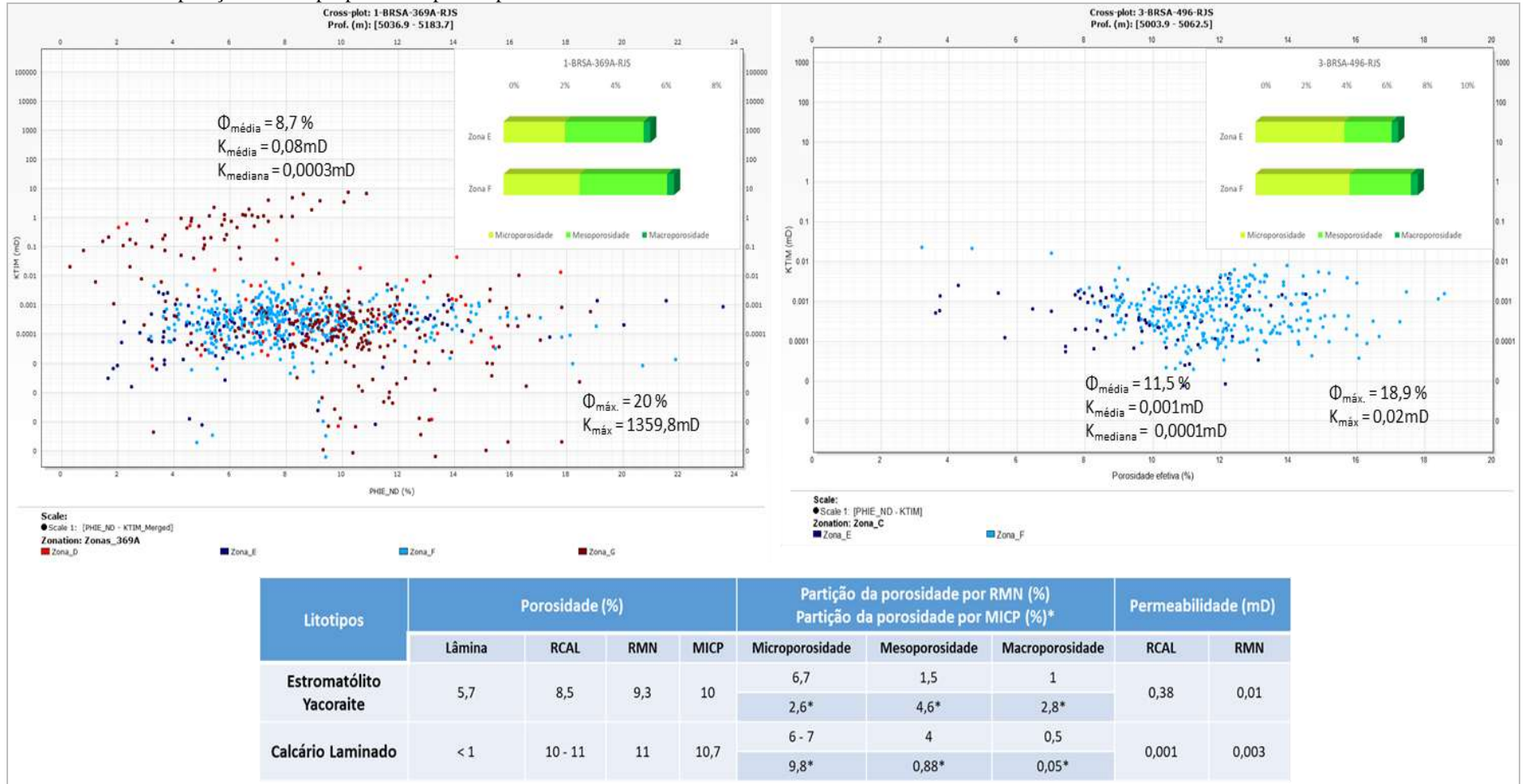
Por fim, o estromatólito de Lagoa Salgada mostrou altíssimas porosidades e sistema poroso formado por grande quantidade de microporos e macroporos que propiciaram permeabilidades extremamente heterogêneas que não se assemelham às rochas-reservatório da Formação Barra Velha no campo de Lula.

Figura 137 – Crossplots de porosidade efetiva (PHIE\_ND) versus permeabilidade RMN ( $K_{TIM}$ ) associado a dados de partição de porosidade RMN das zonas reservatório de hidrocarbonetos e comparação com as propriedades permo-porosas dos travertinos.



Fonte: A autora, 2019.

Figura 138 – Crossplots de porosidade efetiva (PHIE\_ND) versus permeabilidade RMN ( $K_{TIM}$ ) associado a dados de partição de porosidade RMN das zonas não-reservatório e comparação com as propriedades permo-porosas do estromatólito de Yacoraite e calcário laminado.



Fonte: A autora, 2019.



## CONCLUSÕES

Sabendo-se que a distribuição horizontal e vertical de fácies carbonáticas em subsuperfície é um dos principais fatores que governam as propriedades petrofísicas dos reservatórios e as condições de fluxo de fluidos no interior do espaço poroso, o uso apropriado de rochas análogas contribui para a construção de modelos geológicos tridimensionais e complementa a descontinuidade lateral dos dados fornecidos pelos perfis de poços. Por meio da análise petrofísica de perfis da Formação Barra Velha e dados laboratoriais de calcários microbiais provenientes de afloramentos foi possível identificar e comparar características geológicas e petrofísicas com o propósito de encontrar quais rochas de afloramento possuem características semelhantes às rochas da seção sag do pré-sal na Bacia de Santos.

Tendo em vista que perfis e ensaios laboratoriais possuem metodologias e condições operacionais bastante distintas, a comparação entre os resultados provenientes destes diferentes métodos foi realizada com a devida cautela. Apesar das limitações, propriedades físicas da rocha como composição, porosidade, distribuição de tamanho de poro e permeabilidade puderam ser comparadas. Deste modo, foi observado que os travertinos italianos da região de Tívoli apresentam condições permo-porosas que se assemelham às encontradas nas zonas de reservatório dos poços 1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS. O estromatólito da Formação Yacoraite (Bacia de Salta, Argentina) e o calcário laminado do Membro Crato (Formação Santana, Bacia do Araripe, Ceará) mostraram características petrofísicas semelhantes às zonas não-reservatório dos referidos poços. Os estromatólitos recentes de Lagoa Salgada e as tufas da região de Bonito (Mato Grosso do Sul) não apresentaram características petrofísicas comparáveis aos calcários da Formação Barra Velha nos poços estudados.

Estes resultados apontam para a possibilidade de prováveis análogos petrofísicos para os reservatórios carbonáticos microbiais do Pré-sal no caso específico do campo de Lula e também para outros campos com características geológicas e petrofísicas semelhantes. Novos estudos direcionados à interpretação de dados de petrofísica laboratorial de amostras de rocha dos reservatórios poderão corroborar a aplicação de travertinos, estromatólitos e calcários finos laminados como análogos petrofísicos da Formação Barra Velha, contribuindo sobretudo em situações onde não há disponibilidade de amostras físicas de rocha.

## RECOMENDAÇÕES

Para aprimorar os resultados obtidos nesta tese recomenda-se a realização das etapas listadas abaixo:

- a) Análise petrográfica de amostras laterais e/ou plugues de testemunho dos poços estudados para identificação dos aspectos texturais dos poros e dos elementos modificadores de porosidade;
- b) Determinação dos coeficientes litológicos  $a$ ,  $m$  e  $n$  dos calcários da Formação Barra Velha e dos seus análogos por meio de ensaios de propriedades elétricas em células de pressão capilar por placa porosa;
- c) Determinação da relaxatividade superficial por meio de mapas de difusão de T1 e T2 para determinação do diâmetro poral ( $\mu\text{m}$ ) dos reservatórios carbonáticos e de seus análogos. Isso possibilitará a comparação com dados de porosimetria de mercúrio;
- d) Extrair histogramas de porosidade dos perfis de imagem para determinar com precisão o tamanho dos macroporos e correlacionar aos cut-off's de T2 do perfil de RMN;
- e) Realizar ensaios de RMN com amostras em estado irreduzível (Swirr) para delimitar com precisão os cut-off's entre BVI (fluido aprisionado) e BVM (fluido livre) dos calcários análogos;
- f) Realizar novos ensaios petrográficos e petrofísicos com maior quantidade de amostras de travertinos para uma correlação mais robusta com as propriedades permo-porosas dos reservatórios microbiais do Pré-sal, afim de corroborar (ou não) os resultados alcançados nesta tese.

## REFERÊNCIAS

ADAMS, A.E.; MACKENZIE, W.S.; GUILFORD, C. *Atlas of sedimentary rocks under the microscope*. Harlow, England: Longman Scientific & Technical, 1988.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). Bacia de Santos. In: SEMINÁRIO TÉCNICO AMBIENTAL DA 15ª RODADA DE LICITAÇÃO, 2018, Rio de Janeiro. Apresentações... Rio de Janeiro: ANP, 2018. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Seminario\\_tecnico\\_R15\\_P4/Portugues/P02\\_Seminario\\_Tecnico\\_P4\\_Santos\\_Portugues.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/P02_Seminario_Tecnico_P4_Santos_Portugues.pdf)>. Acesso em: 11 mar. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). Pré-sal Libra: Avaliação Geológica. In: SEMINÁRIO TÉCNICO AMBIENTAL DA 1ª LICITAÇÃO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO- PRÉ-SAL, 2013, Rio de Janeiro. Apresentações... Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios\\_P1/Apresentacoes/partilha1\\_tecnico\\_ambiental.pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_P1/Apresentacoes/partilha1_tecnico_ambiental.pdf)>. Acesso em: 07 jan. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. (Brasil). 2019. *Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim\\_MensalProducao\\_Petroleo\\_Gas\\_Natural/boletim-janeiro-2019.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_MensalProducao_Petroleo_Gas_Natural/boletim-janeiro-2019.pdf)>. Acesso em: 16 mar. 2019.

AHR, W.M. *Geology of Carbonate Reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. New Jersey, Estados Unidos: Ed. John Wiley & Sons, 2003.

AHR, W.M.; MANCINI, E.A.; PARCELL, W.C. Pore characteristics in Microbial carbonate Reservoirs. In: AAPG ANNUAL CONVENTIONAL AND EXHIBITION, 2011, Houston, USA. *Apresentação...* Houston: AAPG Search and Discovery, 2011. 36p.

AL-KHABBAZ, M.; ABU-HEBAIL, H.; AKBAR, M.; KHAN, B.; AL-SABEA, S.; RASHAID, M.; LARONGA, R.; AVIANTARA, A.; CHAKRAVORTY, S.; DASHTI, R. Complex Artifacts in Resistivity and Acoustic Image Data: Recognition and Use in Borehole Image Interpretation. In: AAPG ANNUAL CONVENTIONAL AND EXHIBITION, 2012, Long Beach, California, USA. *Presentation...* Long Beach: AAPG Search and Discovery, 2012. 5p.

ALLEN, D.; CRARY, S.; FREEDMAN, B.; ANDREANI, M.; KLOPF, W.; BADRY, R.; FLAUM C.; KENYON, B.; KLEINBERG, R.; GOSENBERG, P.; HORKOWITZ, J.; LOGAN, D.; SINGER, J.; WHITE, J. How to Use Borehole Nuclear Magnetic Resonance. *Oilfield Review*, v. 9, n. 2, p. 34-57, 1997.

American Petroleum Industry (API). *Recommended practices for core analysis*. Recommended practices 40, 2. ed. Washington: API Publishing Services, 1998. Disponível em: <<http://w3.energistics.org/RP40/rp40.pdf>> Acesso em: 02 dez 2018.

ANDERSON, B.I. *Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response*. 2001. 378 f. Tese - Delft University of Technology, Netherlands, 2001.

ARIENTI, L. M.; SOUZA, R.S.; VIANA, S.; CUGLIERI, M.A.; SILVA, R.P.; TONIETTO, S.; PAULA, L. de; GIL, J.A. Facies Association, depositional Systems, and Paleophysiographic Models of the Barra Velha Formation, Pre-Salt Sequence – Santos Basin, Brazil. In: AAPG ACE CONFERENCE, 2018, Salt Lake City, Utah, USA. *Abstract...* Salt Lake City: AAPG Search and Discovery, 2018. 2p.

ASLANIAN, D.; MOULIN, M.; OLIVET, J.L.; UNTERNEHR, P.; MATIAS, L.; BACHE, F.; RABINEAU, M.; NOUZÉ, H.; KLINGELHEOFER, F.; CONTRUCCI, I.; LABILIS, C. Brazilian and African passive margins of the Central Segment of the South Atlantic Ocean: Kinematic constraints: *Tectonophysics*, v. 468, p. 98–112, 2009.

ASQUITH, G; GIBSON, C. *Basic Well Logs Analysis for Geologists: AAPG Methods in Exploration Series*. 3.ed. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1983.

ASSINE, M. L. Bacia do Araripe. *Boletim de Geociências Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 371-389, maio/nov. 2007.

AZEVEDO, R. L. M. de. *O Pré-Sal: Oportunidades para o Brasil*. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE, 2009, Estância de São Pedro, São Paulo. *Apresentação...* São Paulo: 2009. 56 p.

BENTO FREIRE, E. *Caracterização estratigráfica em alta resolução das sequências calcárias de origem microbiana do intervalo Paleocênico da Formação Yacoraite (Sequência Balbuena IV) na região de Salta - Argentina*. 2012. 243 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BIANUCCI, H.; HOMOVC, J. F. Tectonogénesis de um sector de la Cuenca del Subgrupo Pirgua, noroeste argentino. In: CONGRESO LATINOAMERICANO DE GEOLOGIA, 5., 1982, Buenos Aires. *Anais...* Buenos Aires: Servicio Geológico Nacional, 1982. v. 1, p. 539-546.

BORGES, J. U. A.; MOREIRA, A. S.; SILVA, G. C. Perfuração exploratória no Pré-Sal da Bacia de Santos: da primeira descoberta ao presente. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 18., 2016, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis-IBP, 2016. p.1-9.

BOYD, A.; SOUZA, A.; CARNEIRO, G.; MACHADO, V.; TREVIZAN, W.; SANTOS, B.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; POLINSKI, R.; BERTOLINI, A. Pre-Salt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil. *Petrophysics*, v. 56, n°6, p.577-591, 2015.

BRASIER, A. T. Searching for travertines, calcretes and speleothems in deep time: processes, appearances, predictions and the impact of plants. *Earth-Science Reviews*. n. 104, p. 213-239, 2011.

BROGI, A.; LIOTTA, D.; RUGGIERI, G.; CAPEZZUOLI, E.; MECCHERI, M.; DINI, A. An overview on the characteristics of geothermal carbonate reservoirs in southern Tuscany. *Italian Journal of Geosciences*, n. 135, p. 17–29, 2016.

- BROWN, J.; DAVIS, B.; GAWANKAR, K.; KUMAR, A.; LI, B.; MILLER, C.K.; LARONGA, R.; SCHLICHT, P. Imaging: Getting the Picture Downhole. *Oilfield Review*, v. 27, p. 4-21, 2015.
- BRUNO, A. P. S.; HESSEL, M. H. Registros paleontológicos do Cretáceo marinho na Bacia do Araripe. *Estudos Geológicos*, Recife, v. 16, p. 15-34, 2006.
- BURNE, R. V.; MOORE, L. Microbialites; organosedimentary deposits of benthic microbial communities. *Palaios*, v. 2, p. 241 – 254, 1987.
- CAPEZZUOLI, E.; GANDIN, A.; PEDLEY, M. Decoding tufa and travertine (fresh water carbonates) in the sedimentary record: the state of the art. *Sedimentology*, n. 61, p. 1-21, 2014.
- CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 19., 2008, Madrid, Spain. *Proceedings... Spain: 2008*. 1p.
- CARUCCI, V.; PETITTA, M.; ARAVENA, R. Interaction between shallow and deep aquifers in the Tivoli Plain (Central Italy) enhanced by groundwater extraction: a multi-isotope approach and geochemical modeling. *Applied Geochemistry*, v. 27, n. 1, p. 266–280, 2012.
- CATTO, B. *Laminitos Microbiais no Membro Crato (Neoptiano), Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil*. 2015. 102 f. Dissertação (Mestrado em Geociências e Meio Ambiente) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 2015.
- CHAFETZ, H. S. Porosity in bacterially induced carbonates: focus on micropores. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 97, n. 11, p. 2103–2111, Nov. 2013.
- CHAFETZ, H. S.; FOLK, R. L. Continental carbonates: depositional, morphology and the bacterially constructed constituents. *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 54, n. 1, p. 289-316, Mar. 1984.
- CHAFETZ, H. S.; GUIDRY, S. A. Bacterial shrubs, crystal shrubs, and ray crystal shrubs: bacterial vs. abiotical precipitation. *Sedimentary Geology*, v. 126, p. 57-74, 1999.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M.L.; CORRÊA, F.S.; TINEN, J.S.; VIDAL, A.C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, n. 2, p. 29-46, 2008.
- CHOQUETTE, P. W.; L. C. PRAY. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 54, p. 207 - 250, 1970.
- COATES, G.R.; GALFORD, J.; MARDON, D.; MARSCHALL, D. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance. *The Log Analyst*, v. 39, n.1, 1998.
- COATES, G.R.; MILLER, M.; GILLEN, M.; HENDERSON, G. The MRIL in Conoco 33-1: An investigation of a new magnetic resonance imaging log. In: SPWLA ANNUAL

LOGGING SYMPOSIUM, 32., 1991, Midland, Texas. *Transactions...* Texas: Society of Professional Well Logging Analysts, 1991. 24 p.

COATES, G.R; XIAO, L. PRAMMER, M.G. *NMR Logging Principles & Applications*. Houston: Halliburton Energy Services. 1999.

CORBETT, P. W. H. Reservoir Characterization challenges in Pre-Salt Brazilian Carbonates. In: AAPG GEOSCIENCE TECHNOLOGY WORKSHOP CARBONATE PLAYS AROUND THE WORLD – ANALOGS TO SUPPORT EXPLORATION AND DEVELOPMENT, 2015, New Orleans, Louisiana. *Presentation...* Louisiana: AAPG Search and Discovery, 2015. 68p.

CRISTALLINI, E.; COMÍNGUEZ, A. H.; RAMOS, V. A. Deep structure of the Metán-Guachipas region: Tectonic inversion in Northwestern Argentina. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 5-6, n. 10, p. 403-421, 1998.

DE FILIPPIS, L.; FACCENNA, C.; BILLI, A.; ANZALONE, E.; BRILLI, M.; SOLIGO, M.; TUCCIMEI, P. Plateau versus fissure ridge continental carbonates from Quaternary geothermal springs of Italy and Turkey: interactions and feedbacks between fluid discharge, paleoclimate, and tectonics. *Earth-Science Reviews*, v. 123, p. 35–52, Aug. 2013.

DEHLER, N.M. MAGNAVITA, L.P.; GOMES, L.C.; RIGOTI, C.A.; OLIVEIRA, J.A.B.; SANT'ANNA, M.V.; COSTA, F.G.D. The 'Helmut' geophysical anomaly: A regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 72, p. 412-422, 2016.

DELLA PORTA, G. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. In: BOSENCE, D.W.J; GIBBONS, K.A.; LE HERON, D.P.; MORGAN, W.A.; PRITCHARD T.; VINING, B.A. (Eds.). *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*. London: Geological Society Special Publications, 2015. v. 418, n. 1, 17p.

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 7-25, nov. 2004.

DICKSON, J.A.D. 1965. A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, 205, pg. 587.

DINI, A.; MAZZARINI, F.; MUSUMECI, G.; ROCCHI, S. Multiple hydro-fracturing by boron-rich fluids in the Late Miocene contact aureole of eastern Elba Island (Tuscany, Italy). *Terra Nova*, v. 20, n. 4, p. 318-326, Aug. 2008.

DINIZ-FERREIRA. E.L. *Improved Estimation of Pore Connectivity and Permeability in Deepwater Carbonates with the Construction of Multi-Layer Static and Dynamic Petrophysical Models*. 2014. 134 f. Dissertação (Master of Science in Engineering) – University of Texas, Austin, 2014.

DUNHAM, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *AAPG Memoir*, [S.l.], v. 1, p.108-121, 1962.

DUPRAZ, C.; REID, R.P.; BRAISSANT, O.; DECHO, A.W.; NORMAN, R.S.; VISSCHER, P.T. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats. *Earth Science Reviews*, v. 96, n. 3, p. 141 - 162, 2009.

EHRlich, R.; CRABTREE, S.J.; HORKOWITZ, K.O.; HORKOWITZ, J.P. Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity. *AAPG Bull.*, v.75, p. 1547-1562, 1991.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. 2. ed. Netherlands: Springer, 2008.

EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 19, p. 730 - 781, 1971.

ERTHAL, M. M.; CAPEZZUOLI, E.; MANCINI, A.; CLAES, H.; SOETE, J.; SWNNEN, R. Shrub morpho-types as indicator for the water flow energy - Tivoli travertine case (Central Italy). *Sedimentary Geology*. n. 347, p. 79-99, 2017.

ESTRELLA, G. O. Pré-Sal – Conhecimento, estratégia e oportunidades. In: FORUM NACIONAL-INAÉ, 2008, Rio de Janeiro. *Apresentação...* Rio de Janeiro: INAE, 2008. 24p.

FACCENNA, C.; SOLIGO, M.; BILI, A.; FILIPPIS, L.; FUNICIELLO, R.; ROSSETTI, C.; TUCCIMEI, P. Late Pleistocene depositional cycles of the Lapis Tiburtinus continental carbonate (Tivoli, Central Italy): possible influence of climate and fault activity. *Global and Planetary Change*, v. 63, p. 299-308, 2008.

FAIRCHILD, Thomas R. O que são microbialitos e como se formam? In: *Microbialitos do Brasil do Pré-Cambriano ao Recente: um atlas* [S.l: s.n.], p. 10-21, 2015.

FOCKE, J.W.; MUNN, D. Cementation exponents in Middle Eastern Carbonate Reservoirs. *SPE Formation Evaluation*, v.2, n.2, p.155-167, 1987.

FORD, T.D.; PEDLEY, H.M. A review of tufa and travertine deposits of the world. *Earth Science Reviews*, v.41, p. 117 - 175, 1996.

FORMIGLI, J. F. Santos Basin Pre-Salt Cluster: how to make production development technical and economically feasible. In: RIO OIL GAS CONFERENCE, 14., 2008, Rio de Janeiro. *Apresentação...* Rio de Janeiro: IBP, 2008. p.1-49.

FREIRE, P. T. C.; ABAGARO, B.T.O; SOUZA FILHO, F.E.; SILVA, J.H. Pyritization of Fossils from the Langerstätte Araripe Basin, Northeast Brazil, from the Cretaceous Period. In: GAILLOT, P.; BREWER, T.; PEZARD, P.; YEH, E.C. Borehole Imaging Tools - Principles and Applications. *Scientific Drilling*, n. 5, 2007.

GHARECHELOU, S.; AMINI, A.; KADKHODAIE, A.; HOSSEINI, Z.; HONARMAND, J. Rock typing and reservoir zonation based on the NMR logging and geological attributes in the mixed carbonate-siliciclastic Asmari Reservoir. *Geopersia*, v. 8, n. 1, p. 77-98, 2018.

GLOVER, P. W. J. *Pétrophysique et analyse géologique des diagraphies*. Canada: Département de Géologie et de Génie Géologique Université Laval, [200-]. MSc. Course notes

GOMAA, N.; AL-ALYAK; A.; OUZZANE, D.; SAIF, O.; OKUYIGA, M.; OPCO, A.; ALLEN, D.; ROSE, D.; RAMAMOORTHY, R.; BIZE, E. Case study of Permeability, Vug Quantification and Rock Typing in a Complex Carbonate. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2006, San Antonio, Texas. *Transactions...Texas*: Society of Petroleum Engineers, 2006. 10 p.

GOMES, P. O., KILSDONK, B.; GROW, T.; MINKEN, J.; BARRAGAN, R. Tectonic evolution of the Outer High of Santos Basin, southern Sao Paulo Plateau, Brazil, and implications for hydrocarbon exploration. *AAPG Memoir*, [S.1.], v. 100, p.125-142, 2012.

GOMES, P.O. The Outer High of the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift Structures. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2008, Cape Town, South Africa. *Presentation...* South Africa: AAPG Search and Discovery, 2009. 13p.

GUO, L.; RIDING, R. Origin and diagenesis of Quaternary continental carbonate shub fabrics, Rapolano Terme, central Italy. *Sedimentology*, v. 41, p. 499-520, 1994.

HALLIBURTON. *Circumferential Acoustic Scanning Tool-Visualization (CAST-V™) Tool*. 2017. Disponível em: <www.halliburton.com.> Acesso em: 21 fev.2019.

HARRIS, P. M.; ELLIS, J.; PURKIS, S. J. Enabling easy access to analogs for carbonate deposition in early rift setting. In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2012, Long beach, Califórnia, USA. *Presentation...* Califórnia: AAPG Search and Discovery, 2012. 5p.

HERLINGER JR., R; DE ROS, L. F; ZAMBONATO, E.E. Evolução da porosidade e permeabilidade dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal do Norte da Bacia de Campos. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 18., 2016, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis-IBP, 2016. 10 p.

HERLINGER JR., R; ZAMBONATO, E.E.; DE ROS, L. F. Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern campos basin, offshore Brazil. *Journal of Sed. Research*, v. 87, pg 1285 – 1313, 2017.

HERNANDEZ, R. M.; REYNOLDS, J.; DISALVO, A. Análisis tectosedimentario y ubicación geocronológica del grupo Oran en el Río Iruya. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Buenos Aires, tercera serie, v. 12, n. 45, p. 80-93, mar. 1996.

HIDAJAT, I.; MOHANTY, K.K.; FLAUM, M.; HIRASAKI, G. Study of vuggy carbonates using NMR and X-Ray CT scanning. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v. 7, n. 5, p. 365-377, 2004.

HOWELL; J.A.; MARTINIUS, A.W.; GOOD; T.R. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. In: MARTINIUS; A.W.; HOWELL; J.A.; GOOD; T.R. (Eds.). *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue*



*Studies for Modelling the Subsurface*. London: Geological Society Special Publications, 2014, v. 387.p. 1-25.

JENKINS, R.; SNYDER, R.L. *Introduction to X-ray Powder Diffractometry*. 1.ed. New York: John Wiley and Sons, 1996.

KENYON, W.E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging. *The Log Analyst*, v.38, n.2, p. 21-43, 1997.

KENYON, W.E.; DAY, P.Y; STRALEY, C.; WILLEMSSEN, J.F. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water saturated sandstones. *SPE Formation Evaluation*, v.3, p. 622-636, 1988.

KENYON, W.E.; KLEINBERG, R.; STRALEY, C.; GUBLIN, G.; MORRIS, C. Nuclear Magnetic Resonance Imaging-Technology from the 21st Century. *Oilfield Rev.*, v.7, p. 19-33, 1995.

KENYON, W.E.; TAKEZAKI, H.; STRALEY, C.; SEN, P. N.; HERRON, M.; MATTESON, A.; PETRICOLA, M. J. A Laboratory Study of Nuclear Magnetic Resonance Relaxation and Its Relation to Depositional Texture and Petrophysical Properties – Carbonate Thamama Group, Mubarraz Field, Abu Dhabi. *SPE Middle East Oil Show*, Bahrain, p. 19-33, 1995.

KLEINBERG, R. L.; HORSFIELD, M. A. Transverse relaxation process in porous sedimentary rocks. *Journal of Magnetic Resonance*, v.88, n.1, p. 9-19, 1990.

KLEINBERG, R. L.; KENYON, W. E.; MITRA, P. P. On the mechanism of NMR relaxation of fluids in Rocks. *Journal of Magnetic Resonance*, v. 108A, n. 2, p. 206-214, 1994.

KLINKENBERG, L.I. The permeability of the porous media to liquid and gases. *Drilling and production practices*. API, 1941.

LIMA, B.M; DE ROS, L.F. Deposition, diagenetic and hydrothermal process in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology*, v. 383, p. 55-81, 2019.

LIOTTA, D.; BROGI, A.; MECCHERI, M.; DINI, A.; BIANCO, C.; RUGGIERI, G. Coexistence of low angle normal and high-angle strike- to oblique-slip faults during Late Miocene mineralization in eastern Elba Island (Italy). *Tectonophysics*, v. 660, p. 17-34, 2015.

LOFTS, J.C.; BOURKE, L. The recognition of artefacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices. In: LOVELL, M.A., WILLIAMSON, G.; HARVEY, P.K. (Eds.). *Borehole Imaging: applications and case histories*. London: Geological Society Special Publications, 1999, v.159, p. 59-76.

LUCIA, F.J. *Carbonate Reservoir Characterization*. 2.ed. Austin, Texas: Springer, 2007.

LUCIA, F.J. Petrophysical Parameters Estimation from Visual Description of Carbonate Rocks: A Field Classificaton of Carbonate Pore Space. *Journal of Petroleum Technology*, v.35, p. 626-637, 1983.

MACHADO, V.; FREDERICO, P.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; BOYD, A.; SOUZA, A.; ZIELINSKI, L.; JUNK, E. Carbonate petrophysics in Wells Drilled with Oil-Based Mud. *Petrophysics*, v. 53, n.4, p.285-292, 2012.

MARQUILLAS, R. A.; DEL PAPA, C.; SABINO, I. F. Sedimentary aspects and paleoenvironmental evolution of a rift basin: Salta Group (Cretaceous–Paleogene), northwestern Argentina. *International Journal Earth Science*, v. 94, p. 94-113, 2005.

MARZOUK, I.; TAKEZAKI, H.; MIWA, M. Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs, Abu Dhabi. In: SPE MIDDLE EAST OIL SHOW, 1995, Bahrein. *Paper...Bahrein: Society of Petroleum Engineers*, 1995. p. 449 - 460.

MENEZES DE JESUS, C.; COMPAN, A.L.M.; SURMAS, R. Permeability Estimation Using Borehole Image Logs in Dual-Porosity Carbonate Reservoirs. *Petrophysics*, v. 57, n. 6, p. 620-637, 2016.

MICROMERITICS. AutoPore™ IV Series. Automated Mercury Porosimeters. Disponível em: <[https://www.micromeritics.com/Repository/Files/AutoPore\\_IV\\_Series\\_Mercury\\_Porosimeters.pdf](https://www.micromeritics.com/Repository/Files/AutoPore_IV_Series_Mercury_Porosimeters.pdf)>. Acesso em: 13 fev.2019.

MICROMERITICS. Mercury Intrusion Porosimetry Theory. Disponível em: <[https://www.micromeritics.com/Repository/Files/Mercury\\_Porosimetry\\_Theory\\_poster\\_.pdf](https://www.micromeritics.com/Repository/Files/Mercury_Porosimetry_Theory_poster_.pdf)>. Acesso em: 13 fev.2019.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J.A.S.L.; ZALÁN, P.V.; GAMBOA, L.A.P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, v. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.

MOHRIAK, W., NEMCOK, M., ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. In: PANKHURST, R.J., TROUW, R.A.J., BRITO NEVES, B.B., and DE WIT, M.J. (Eds.). *West Gondwana: Pre-Cenozoic Correlations Across the South Atlantic Region*. London: Geological Society Special Publications, 2008, v. 294, p. 365–398.

MOORE, D.M.; REYNOLDS, R.C. *X-ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals*. 2. Ed. New York: Oxford University Press, 1997.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, maio/nov. 2007.

MYERS, M.T. Pore combination modeling: a technique for modeling the permeability and resistivity properties of complex pore systems. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1991, Dallas, Texas. *Paper...Dallas: Society of Petroleum Engineers*, 1991. p. 77-88.

NERY, G. G. *Perfilagem Geofísica*. [S.l.]: Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.

NEUMANN, V. H. *Estratigrafia, Sedimentologia, Geoquímica y Diagénesis de los Sistemas Lacustres Aptienses-Albienses de lá Cuenca de Araripe (Nororeste do Brasil)*. 1999. 233 f.

Tese (Doctorado en Analisis de Cuencas Sedimentarias) – Facultat de Geologia, Universitat de Barcelona, Barcelona, 1999.

OLIVEIRA, E. M. *Rochas Carbonáticas Continentais (Quaternário) do Pantanal Matogrossense e Adjacências*. 2013. 133 f. Tese (Doutorado em Geoquímica e Geotectônica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

OLIVEIRA, E. M. *Tufas Calcárias da Serra da Bodoquena, MS*. 2009. 149 f. Dissertação (Mestrado em Geoquímica e Geotectônica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

PAPATERRA, G. E. Z. *Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil*. 2010. 94 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PEDLEY, M. Classification and environmental models of cool freshwater tufas. *Sedimentary Geology*. Amsterdam, v. 68, p. 143–154, July 1990.

PENTECOST, A. *Travertine*. Netherlands: Springer, 2005.

PETROBRAS. Comunicação Bacia de Santos. Disponível em:  
<[www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/pr%C3%A9-sal-bacia-de-santos.html](http://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/pr%C3%A9-sal-bacia-de-santos.html)>  
Acesso em: 16 mar. 2019.

PETROBRAS. Poço 1-BRSA-369A-RJS. Relatório Final de Perfuração (2006). 1p.

PETROBRAS. Poço 1-BRSA-369A-RJS. Relatório Final de Poço Exploratório. [200-]. 13p. Dado publico cedido pela AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PETROBRAS. Poço 3-BRSA-496-RJS. Relatório Final de Perfuração (2007). 1p. Dado publico cedido pela AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PETROBRAS. Poço 3-BRSA-496-RJS. Relatório Final de Poço Exploratório. [200-]. 15p. Dado publico cedido pela AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PICKETT, G.R. A review of current techniques for determination of water saturation from logs. *Journal of Petroleum Technology*, v.18, n.11, p.1425-1433, 1966.

PINTO, A. C. C.; NAVEIRO, J. T. Inovações Tecnológicas para o Pré-sal e seus Desdobramentos para a Indústria. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE JOVENS LIDERANÇAS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, 1., 2009, Rio de Janeiro. *Apresentação...* Rio de Janeiro: IBP, 2009. 44p.

PITTMAN, E D Relationship of porosity and permeability to varios parameters derived from Mercury Injection-Capillary Pressure curves for sandstones. *AAPG Bulletin*, v. 76, n. 2, p. 191-198, 1992.

RAMAMOORTHY, R.; BOYD, A.; NEVILLE, T.J.; SELEZNEV, N.; SUN, H.; FLAUM, C.; MA, J. A New Workflow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs. *Petrophysics*, v. 51, n. 1, p. 17-31, 2010.

REGALI, M. S. P. A idade dos evaporitos da plataforma continental do Ceará, Brasil, e sua relação com os outros evaporitos das bacias nordestinas. *Boletim do IG-USP*, São Paulo, n. 7, p.139-143, 1989. Publicação Especial.

RIBEIRO, M.G.S. *Geofísica de poço na delimitação do dano à formação produtora e petróleo causado pela invasão da lama de perfuração*. 2007. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo e Exploração) – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, Rio de Janeiro, 2007.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2.ed. Sutherland, Scotland: Rider-French Consulting Ltd, 2002.

RIDING, R. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algal mats and biofilms. *Sedimentology*, v. 47, suppl. 1, pg. 179 – 214, 2000.

RIDING, R. Microbialites, stromatolites, and trombolites. In: REITNER, J.; THIEL, V. (Eds.). *Encyclopedia of Geobiology*. Dordrecht: Springer, 2011. Encyclopedia of Earth Science Series, p. 635 - 654.

RIDING, R. The term stromatolite: towards an essential definition. *Lethaia*, v. 32, p. 321 – 330, 1999.

ROHN, R.; FAIRCHILD, T.R.; TOLEDO, S.L.V.; BOGGIANI, P.C.; NEVES, B.B.B.; YAMAMOTO, J.K. Tufa Calcária Quaternária da Fazenda Aurora, Orolândia Estado da Bahia. In: *Microbialitos do Brasil do Pré-Cambriano ao Recente: um atlas* [S.l: s.n.], p. 10-21, 2015.

ROMERO ROJAS, P.; COUTINHO, B.; NETTO, P. Advances in NMR fluid typing assist in the petrophysical evaluation of a carbonate well drilled with oil-base mud. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 59., 2018, London, UK. *Paper...* London: Society of Professional Well Logging Analysts, 2018. 11 p.

RONCHI, P.; CRUCIANI, F. Continental carbonates as a hydrocarbon reservoir, an analog case study from the travertine of Saturnia, Italy. *AAPG Bulletin*, v. 99, n. 4, p. 711–734, Apr. 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO R. S.; XAVIER, J.A. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Ed Interciência, 2011.

SABINO, I. F. Estratigrafía de la Formación La Yesera (Cretácico): Base del relleno sinrift del Grupo Salta, noroeste argentino. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, v. 2, n. 59, p. 330-340, 2004.

SALFITY, J. A.; MARQUILLAS, R. A. El embasamento pré-cretácico de la Argentina septentrional y regiones adyacentes. *Comunicaciones*, v. 40, p. 17-28, 1989.

SALFITY, J. A.; MARQUILLAS, R. A. La cuenca cretácico terciária del norte argentino. In: CAMINOS, R. (Ed.). *Geología de la República Argentina*. Buenos Aires: Dirección Nacional del Servicio Geológico, 1999. v. 29, cap. 19, p. 613-629.

SALLER, A.; RUSHTON, S.; BUAMBUA, L.; INMAN, K.; MCNEIL, R.; DICKSON, J.A.D. Presalt stratigraphy and deposition systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *AAPG Bulletin*, v. 100, n. 7, p. 1135-1164, Jul. 2016.

SALLUN FILHO, W. *Geomorfologia e Geoespeleologia do Carste da Serra da Bodoquena, MS*. 2005. 193 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

SCHLUMBERGER 2002. *UBI Advanced borehole imaging independent mud type*. Disponível em: < <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/ubi-br.ashx> >. Acesso em: 21 fev.2019.

SCHLUMBERGER. *Log Interpretation Charts*. Texas: Schlumberger Ltd., 2009.

SCHLUMBERGER. *Log interpretation: Principles/applications*. 17. ed. Texas: Schlumberger Ltd., 1998.

SCHÖN, J. H. *Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia de Petróleo*. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

SERRA, O. *Well Logging and Geology*. Méry Corbon, França: Ed. Serralog, 2003.

SHAHINPOUR, A. *Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation*. 2013. Tese (Petroleum Geoscience) – Department of petroleum engineering and applied geoscience, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2013.

SIAL, A. N.; FERREIRA, V.P.; TOSELLI, A.J.; PARADA, M.A. Carbon and Oxygen Isotope Compositions of Some Upper Cretaceous-Paleocene Sequences in Argentina and Chile. *International Geology Review*, v. 43, p. 892-909, 2001.

SILVA E SILVA, L. H.; ALVES, S.A.P.M.N.; MAGINA, F.C.; GOMES, S.B.V.C. Composição cianobacteriana e química dos estromatólitos da lagoa Salgada, Neógeno do estado do Rio de Janeiro, Brasil. *Revista do Instituto de Geociências-USP*, São Paulo, v. 13, n. 1, p. 95-106, mar. 2013.

SILVA E SILVA, L. H.; SRIVASTAVA, N.K.; IESPA, A.A.C.; IESPA, C.M.D. Evidência de Oncoïdes Recentes na Lagoa Salgada, Norte do Estado do Rio de Janeiro, Sudeste Brasileiro. *Revista UnG Geociências*, v. 6, n. 1, p. 201-206, 2007.

SOUZA, A. A. *Estudo das propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear*. 2012. 236 f. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Materiais) – Instituto de Física, Instituto de Química e Escola de Engenharia de São Carlos / Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

SOUZA, R. S.; ARIENTI, L.M.; VIANA, S.M.; FALCÃO, L.C.; CUGLIERI, M.A.; FILHO, R.P.S.; LEITE, C.O.; OLIVEIRA, V.C.; OLIVEIRA, D.M.; ANJOS, C.; AMORA, R.; CARMO, I.D.; COELHO, C.E. Petrology of the Hydrothermal and Evaporitic Continental Cretaceous (Aptian) Pre-Salt Carbonates and Associated Rocks, South Atlantic Santos Basin,

Offshore Brazil. In: AAPG ACE CONFERENCE, 2018, Salt Lake City, Utah, USA. *Abstract...* Salt Lake City: AAPG Search and Discovery, 2018. 2p.

SRIVASTAVA, N. K. Lagoa Salgada, RJ – Estromatólitos recentes. In: SCHOBENHAUS, C.; CAMPOS, D. A.; QUEIROZ, E. T.; WINGE, M; BERBERT-BORN, M. (Eds.). *Sítios Geológicos e Paleontológicos do Brasil*. Brasília: DNPM, 2002. v. 1, p. 203-209. Disponível em: <<http://sigep.cprm.gov.br/sitio041/sitio041.htm>>. Acesso em: 28 fev. 2016.

SWANSON, B. F. A simple correlation between permeability and mercury capillary pressures. *Journal of Petroleum Technology*, v. 33, n.12, p. 2498-2504, 1981.

TERRA, G. J. S.; RODRIGUES, E.B.; FREIRE, E.B.; LYKAWKA, R.; RAJA GABGLIA, G.P.; HERNÁNDEZ, R.M.; HERNÁNDEZ, J.I. Salta Basin, Argentina: A Good Analog for Phanerozoic Lacustrine Microbialite-Bearing Reservoirs. In: AAPG HEDBERG CONFERENCE, 2012, Houston Texas, USA. *Presentation...* Houston: AAPG Search and Discovery, 2012. 2p.

TERRA, G. J. S.; SPADINI, A.R.; FRANÇA, A.B.; SOMBRA, C.L.; ZAMBONATO, E.E.; JUSCHAKS, L.C.S.; ARIENTI, L.M.; ERTHAL, M.M.; BLAETH, M.; FRANCO, M.P.; MATSUDA, N.S.; SILVA, N.G.C.; MORETTI JUNIOR, P.A.; D'ÁVILA, R.S.F.; SOUZA, R.S.; TONIETTO, S.N.; ANJOS, S.M.C.; CAMPINHO, V.S.; WINTER, W.R. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p. 9-29, nov. 2009 / mai 2010.

TIAB, D.; DONALDSON, E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2. ed. Houston, USA: Gulf Professional Publishing, 2004.

TIMUR, A. An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. *The Log Analyst*, v. 9, n.4, 8 p., 1969.

TINGAY, M., REINECKER, J., MÜLLER, B. *Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs*. [S.l.:s.n, 2008]. 8 f. World Stress Map Project.

TONIETTO, S.N; SHANE, E.K.; AHR, W.M.; POPE, M.C. Pore type characterization and petrophysical properties on microbial carbonate reservoirs. In: AAPG HEDBERG CONFERENCE, 2012, Houston Texas, USA. *Abstract...* Houston: AAPG Search and Discovery, 2012. 3p.

TUCKER, M. E.; WRIGHT, V. P. *Carbonate sedimentology*. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1990.

WANG, F. P.; LUCIA, F. J. Comparison of empirical models for calculating the vuggy porosity and cementation exponent of carbonates from log responses. *Geological Circular*, Austin, The University of Texas, Bureau of Economic Geology, v. 93, n. 4, 1993. 27 p.

WARDLAW, N. C. Pore geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure. *AAPG Bull.*, v. 60, p. 245-257, 1976.

WHITLEY, N. e VINSEN, P. T. (Eds.). *Pyrite: Synthesis, Characterization and Uses*. Nova Science Publishers, 2013. cap. 5. p. 123-140.

WRIGHT, P. Microbial carbonates in non-marine basin: what models could we use for South Atlantic Microbialite reservoirs? In: GEOLOGICAL SOCIETY-PETROLEUM GROUP CONFERENCE, 2010, London, UK. *Presentation...* London: BG Group, 2010. 40p.

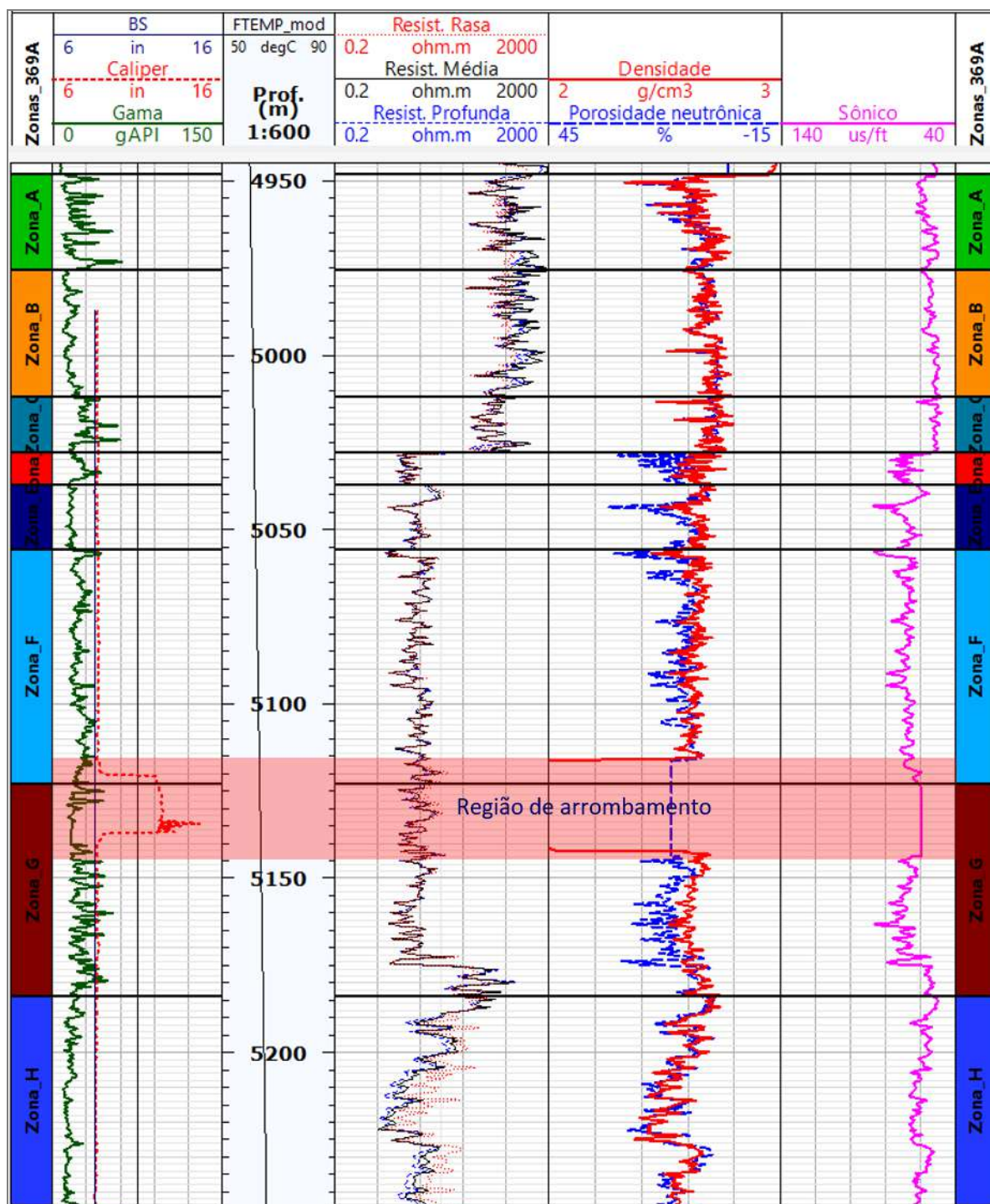
WRIGHT, P.; BARNETT, A. Cyclicality and carbonate-silicate gel interactions in Cretaceous Alkaline Lakes. In: AAPG ANNUAL CONVENTIONAL AND EXHIBITION, 2014, Houston, Texas, USA. *Presentation...* Houston: AAPG Search and Discovery, 2014. 18p.

WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial process on carbonate deposition. London: Geological Society Special Publications, 2012. v. 370, p. 39-47.

WRIGHT, V.P. A Revised classification of limestones. *Sedimentary Geology*, v. 76, p. 177 - 185, 1992.

ZALÁN, P. V.; OLIVEIRA, J. A. B. de. Origem e evolução estrutural do Sistema de Riftes Cenozóicos do Sudeste do Brasil. *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 269-300, maio/nov. 2005.

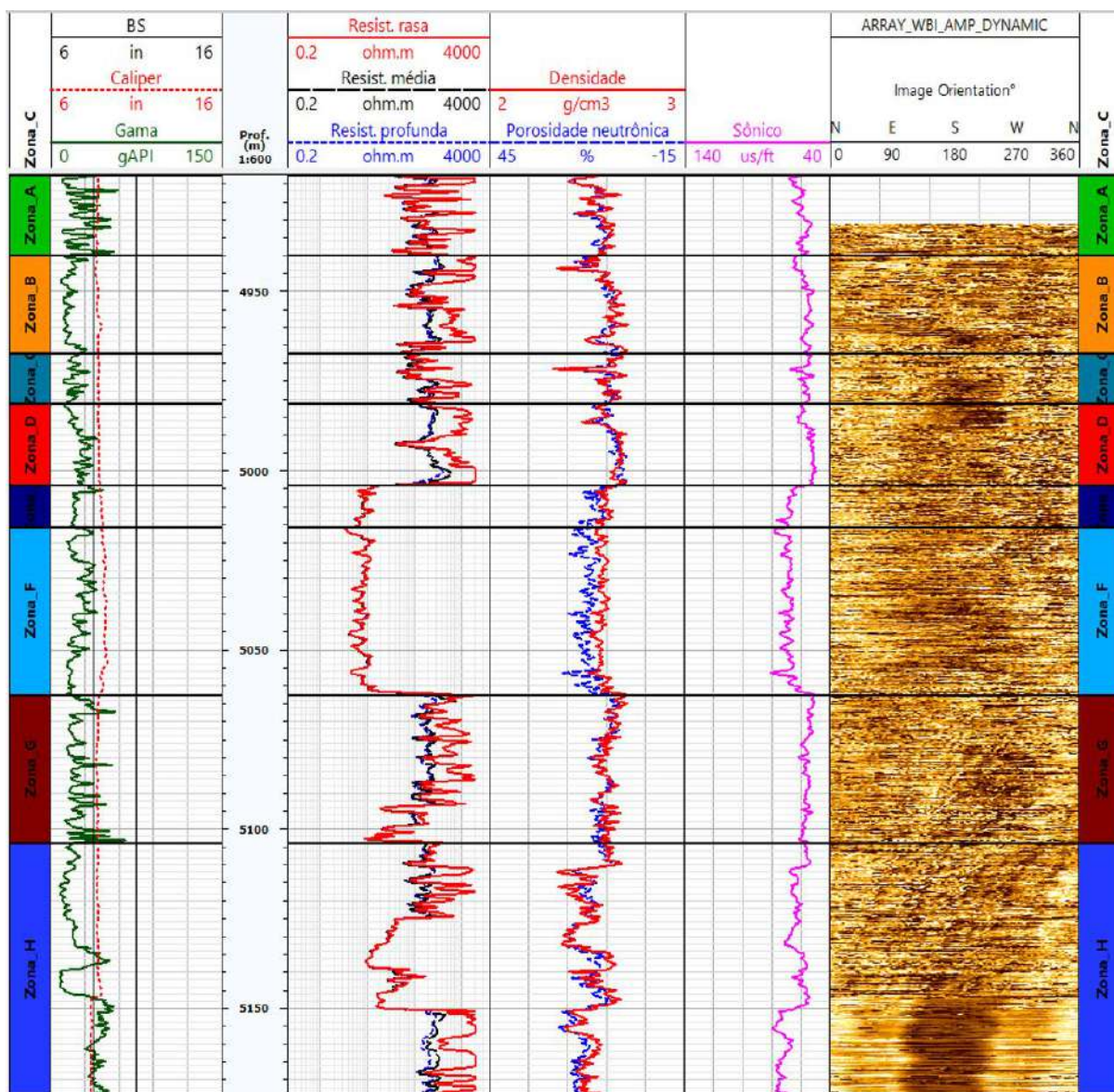
## APÊNDICE A – Perfis básicos do poço 1-BRSA-369A-RJS



Fonte: A autora, 2019.

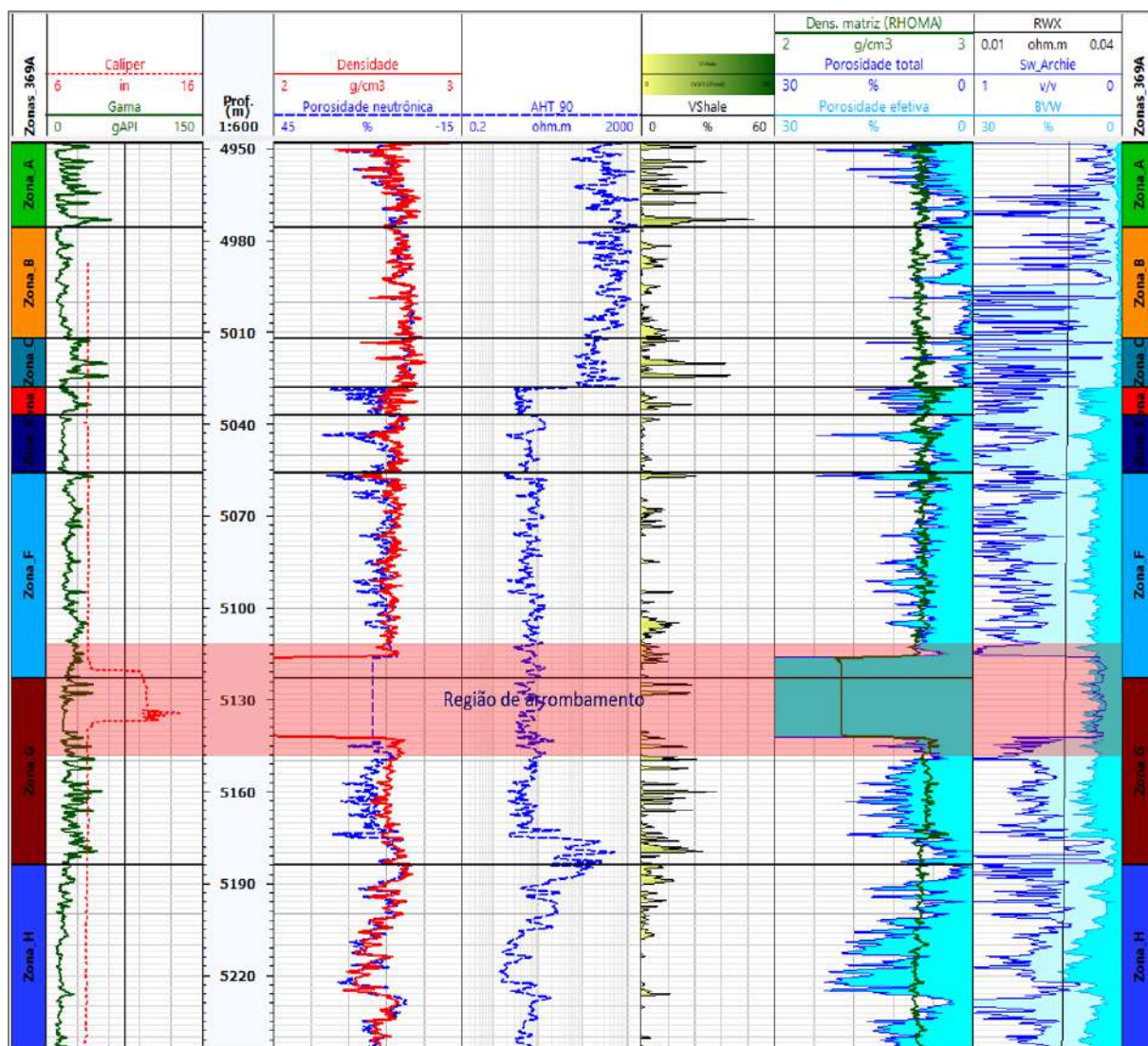


## APÊNDICE B – Perfis básicos e de imagem acústica do poço 3-BRSA-496-RJS



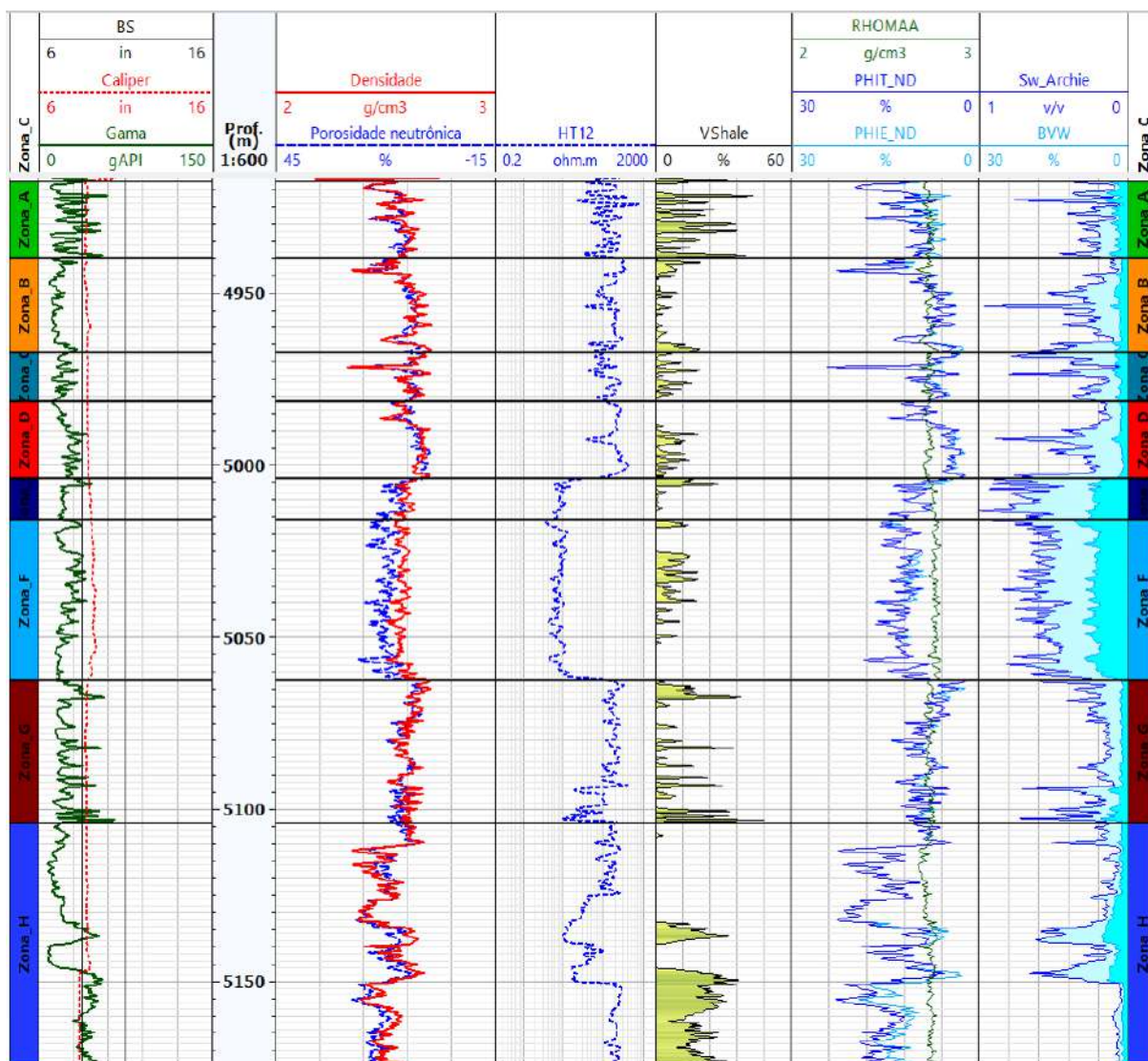
Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE C – Curvas calculadas do poço 1-BRSA-369A-RJS



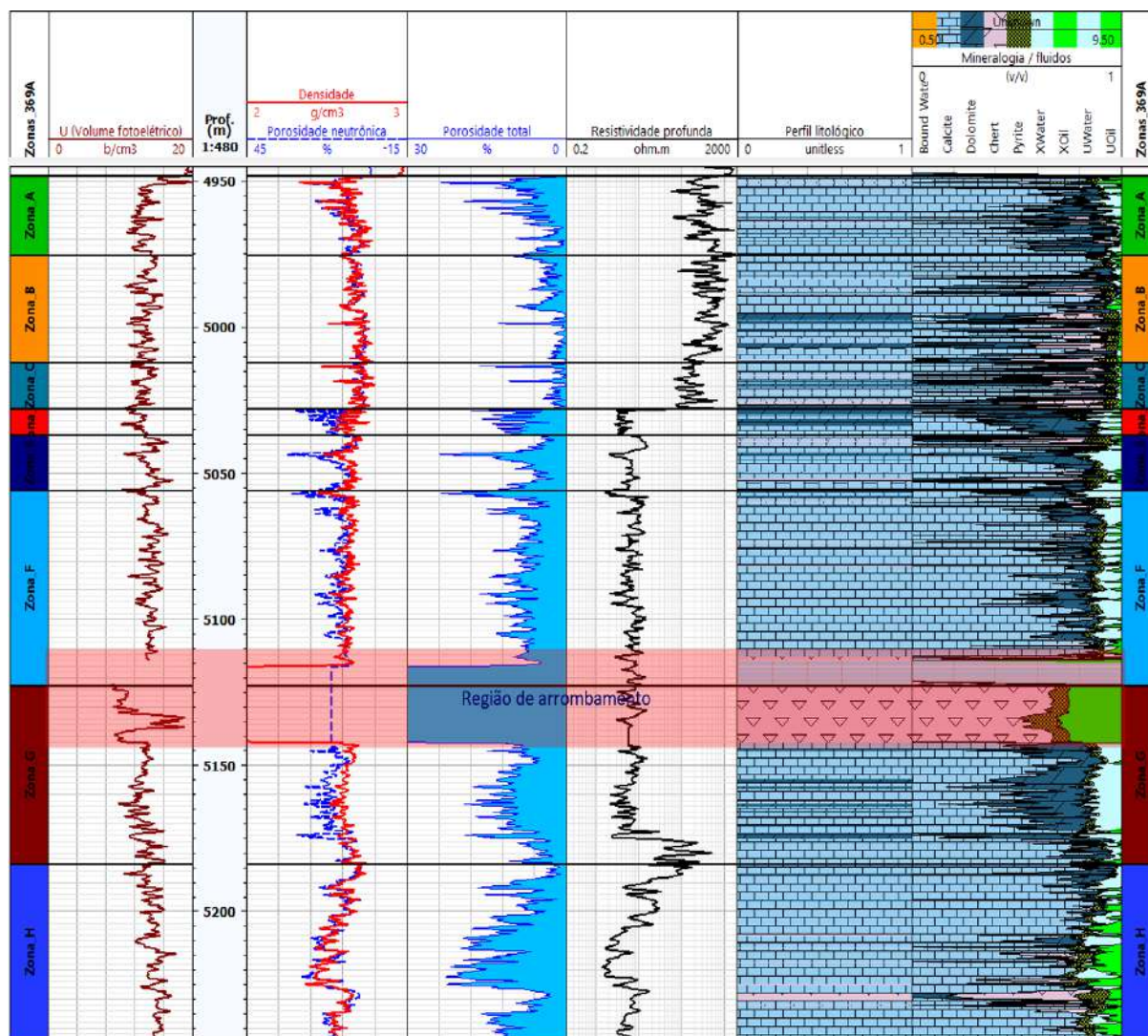
Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE D – Curvas calculadas do poço 3-BRSA-496-RJS



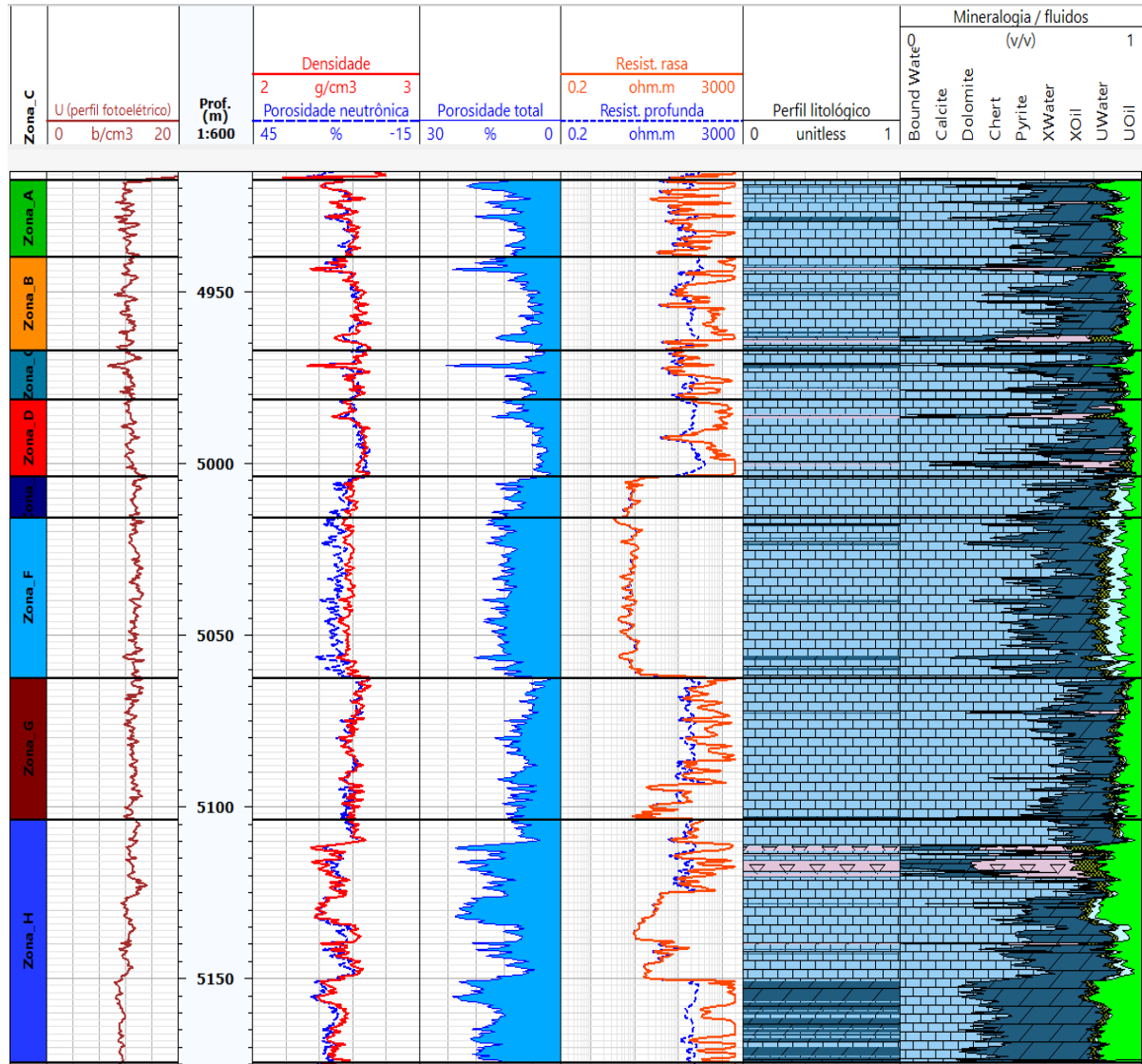
Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE E – Modelo petrofísico (mineralógico e fluidos) do poço 1-BRSA-369A-RJS



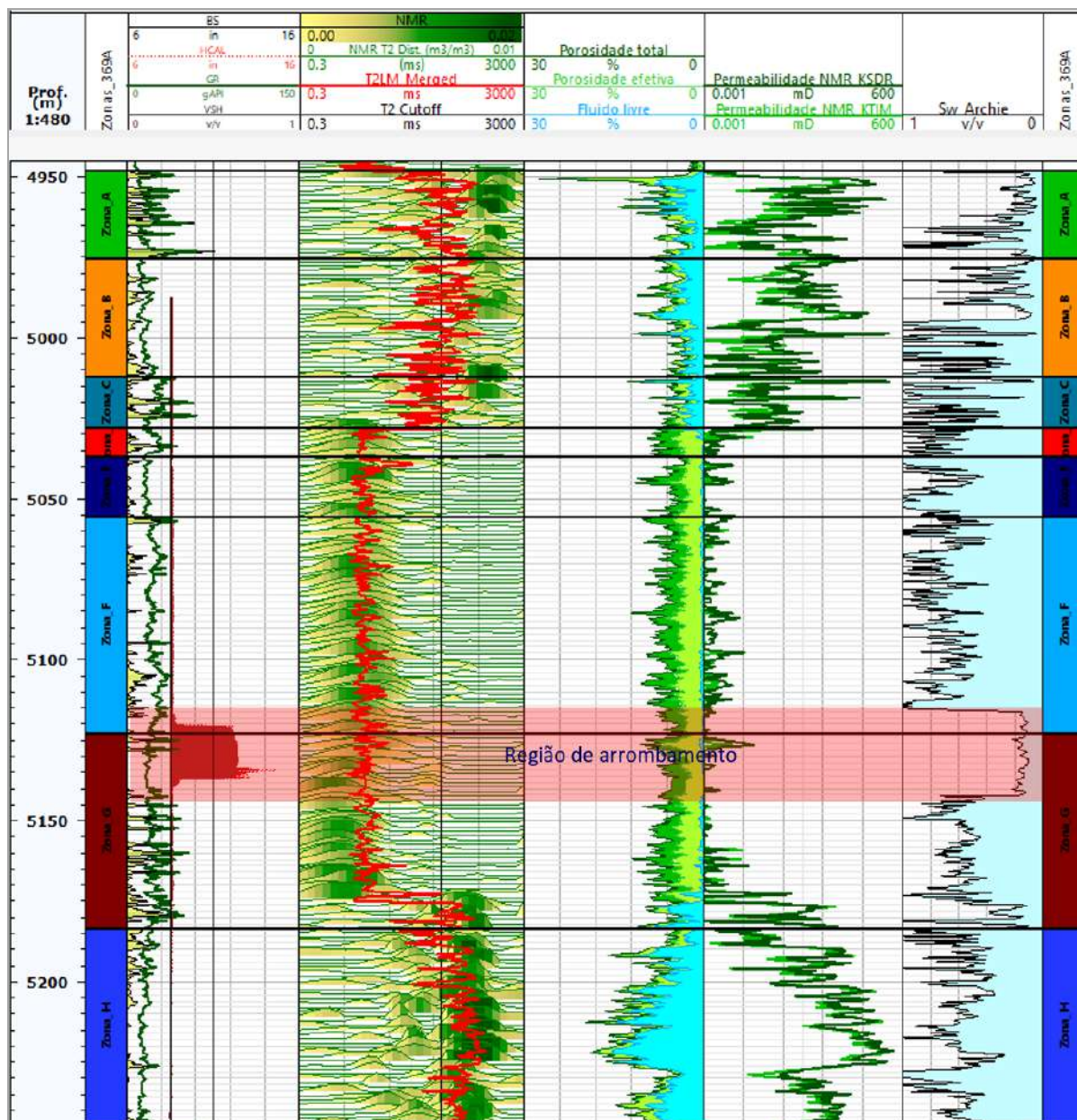
Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE F – Modelo petrofísico (mineralógico e fluidos) do poço 3-BRSA-496-RJS



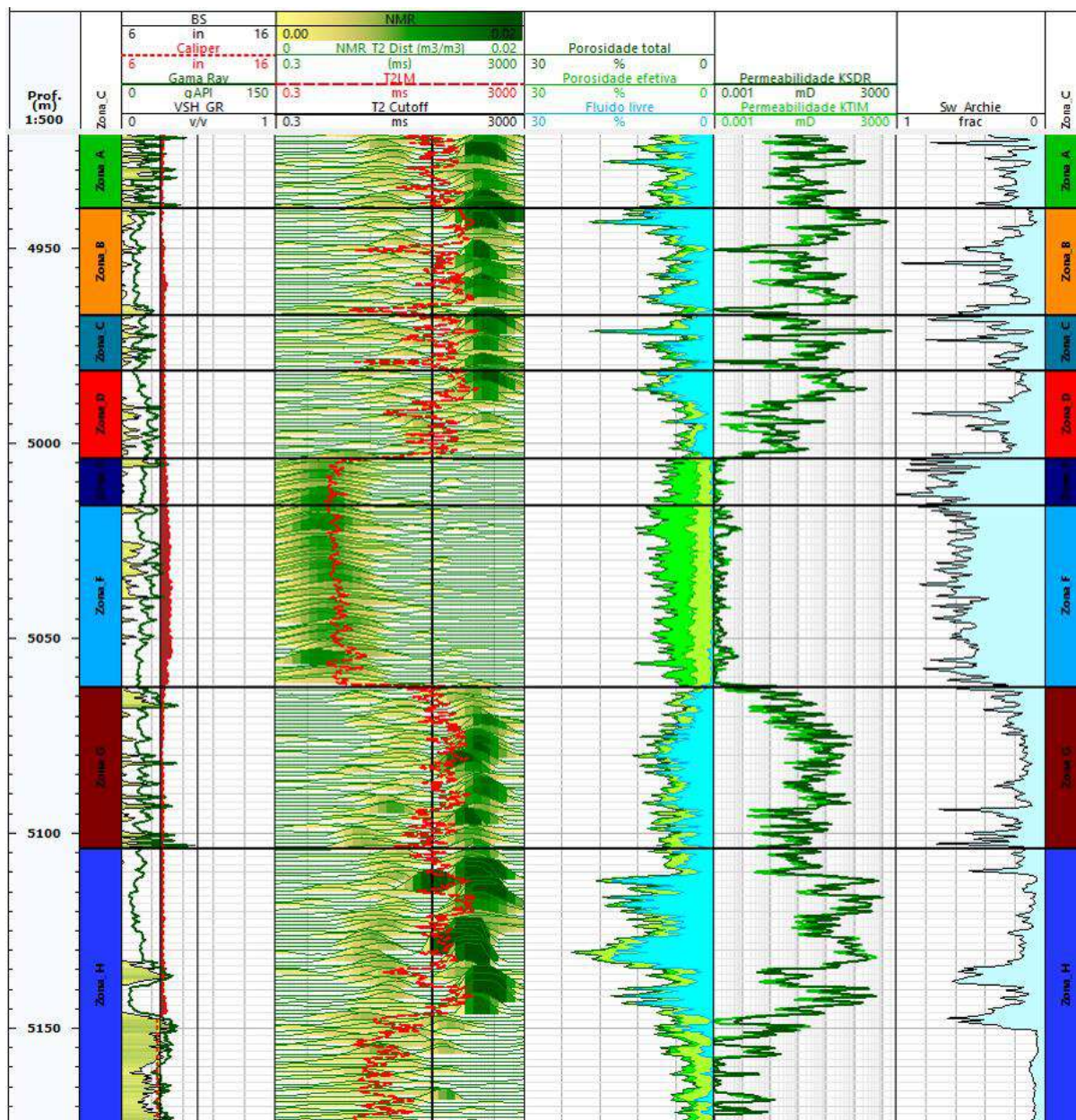
Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE G – Perfis de RMN do poço 1-BRSA-369A-RJS



Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE H – Perfis de RMN do poço 3-BRSA-496-RJS



Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE I – Planilha de saturação de salmoura dos plugues e cálculo do fator de correção da saturação para análise de RMN**

Amostra	Plugue seco (g)	Comp. (m)	Diam. (m)	Vol. matriz (cc)	$\Phi_{He}$ (%)	Dens. matriz (g/cc)	Vol. poro (cc)	Plugue saturado (g)	Vol. gravimétrico de poro (cc)	Saturação de água (%)	Vol. caliper (cc)	Vol. gravimétrico (cc)	Fator de correção
E1	75,923	4,213	3,772	29,322	32,2	2,589	13,909	87,604	10,509	75,6	47,079	39,832	1,182
E2	76,596	3,955	3,762	29,608	29,8	2,587	12,542	88,577	10,779	85,9	43,962	40,388	1,088
E5	91,874	5,215	3,764	35,580	31,4	2,582	16,309	105,970	12,682	77,8	58,029	48,262	1,202
T1	50,028	2,008	3,808	18,847	16,1	2,654	3,611	52,886	2,571	71,2	22,869	21,419	1,068
T3	52,961	2,205	3,805	19,925	18,9	2,658	4,649	56,859	3,507	75,4	25,073	23,432	1,070
T4	51,487	2,009	3,807	19,391	13,7	2,655	3,079	54,562	2,767	89,8	22,868	22,158	1,032
Tu2	84,448	5,222	3,793	29,025	42,5	2,668	21,479	104,359	17,972	83,7	59,005	46,998	1,255
Tu3	82,803	5,333	3,803	28,314	47,4	2,666	25,495	107,701	22,474	88,1	60,578	50,788	1,193
EA2	133,663	5,244	3,69	49,339	11,2	2,709	6,219	140,256	5,951	95,7	56,080	55,291	1,014
EA4	115,788	4,56	3,701	42,749	11,8	2,709	5,717	121,723	5,357	93,7	49,056	48,106	1,020
ES	93,216	3,625	3,655	34,554	8,5	2,696	3,225	96,740	3,181	98,6	38,034	37,735	1,008
T7	50,286	2,125	3,608	18,923	12,7	2,659	2,747	53,331	2,749	100,0	21,726	21,672	1,003

Nota: 'Volume Gravimétrico de Poro' é o Volume de Poro Corrigido com o valor de densidade da salmoura: (Peso plugue saturado com salmoura - Peso plugue seco) / densidade da salmoura. 'Saturação de água' é calculada com base no Volume Gravimétrico de Poro x 100 / volume de poro medido no RCAL. 'Volume total do caliper' calculado com base no diâmetro e comprimento do plugue, usando a equação de volume dos cilindros. 'Volume total gravimétrico' utiliza o volume de poro gravimétrico somado ao volume de matriz medido no RCAL. O 'Fator de correção' é a razão entre o 'volume total do caliper' pelo 'volume total gravimétrico'. Densidade da salmoura = 1,108 g/cc. Salinidade da salmoura equivalente = 182235mg/L. Volume de salmoura = 10 mL.

Fonte: A autora, 2019.



APÊNDICE J – Planilha de análise de RMN da amostra E1 (estromatólito de Lagoa Salgada)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)*	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0001
0,02	0,0001	0,0001	0,000	0,0002
0,03	0,0001	0,0002	0,000	0,0006
0,03	0,0003	0,0006	0,001	0,0014
0,03	0,0007	0,0013	0,002	0,0033
0,04	0,0015	0,0028	0,004	0,0070
0,04	0,0027	0,0055	0,007	0,0139
0,05	0,0047	0,0103	0,012	0,0258
0,05	0,0077	0,0179	0,019	0,0450
0,06	0,0118	0,0297	0,030	0,0746
0,06	0,0173	0,0470	0,043	0,1180
0,07	0,0243	0,0713	0,061	0,1791
0,08	0,0329	0,1043	0,083	0,2618
0,09	0,0431	0,1474	0,108	0,3702
0,10	0,0548	0,2022	0,138	0,5077
0,11	0,0678	0,2700	0,170	0,6779
0,13	0,0818	0,3518	0,205	0,8832
0,14	0,0966	0,4484	0,242	1,1257
0,16	0,1118	0,5602	0,281	1,4064
0,18	0,1271	0,6873	0,319	1,7255
0,20	0,1421	0,8294	0,357	2,0822
0,23	0,1564	0,9858	0,393	2,4748
0,26	0,1696	1,1553	0,426	2,9005
0,29	0,1813	1,3366	0,455	3,3556
0,33	0,1911	1,5278	0,480	3,8355
0,37	0,1989	1,7266	0,499	4,3348
0,41	0,2043	1,9309	0,513	4,8477
0,46	0,2072	2,1382	0,520	5,3680
0,52	0,2078	2,3459	0,522	5,8896
0,58	0,2060	2,5519	0,517	6,4067
0,65	0,2022	2,7541	0,508	6,9144
0,73	0,1968	2,9509	0,494	7,4083
0,82	0,1901	3,1409	0,477	7,8855
0,93	0,1826	3,3235	0,458	8,3438
1,04	0,1747	3,4982	0,439	8,7824
1,17	0,1669	3,6651	0,419	9,2014
1,31	0,1595	3,8245	0,400	9,6017
1,47	0,1527	3,9772	0,383	9,9849
1,65	0,1467	4,1239	0,368	10,3531
1,86	0,1415	4,2654	0,355	10,7085
2,09	0,1372	4,4026	0,345	11,0530
2,34	0,1337	4,5363	0,336	11,3886
2,63	0,1307	4,6670	0,328	11,7168
2,96	0,1281	4,7952	0,322	12,0385
3,32	0,1257	4,9209	0,316	12,3542
3,73	0,1234	5,0443	0,310	12,6640
4,19	0,1210	5,1653	0,304	12,9677
4,70	0,1186	5,2839	0,298	13,2655
5,28	0,1164	5,4003	0,292	13,5576
5,93	0,1145	5,5147	0,287	13,8450

6,66	0,1132	5,6280	0,284	14,1292
7,48	0,1128	5,7408	0,283	14,4125
8,40	0,1135	5,8543	0,285	14,6975
9,44	0,1153	5,9696	0,289	14,9869
10,60	0,1181	6,0877	0,297	15,2835
11,90	0,1218	6,2096	0,306	15,5894
13,37	0,1261	6,3357	0,317	15,9060
15,01	0,1305	6,4661	0,328	16,2335
16,86	0,1345	6,6006	0,338	16,5711
18,94	0,1377	6,7383	0,346	16,9168
21,27	0,1397	6,8780	0,351	17,2676
23,89	0,1403	7,0184	0,352	17,6199
26,83	0,1395	7,1579	0,350	17,9702
30,13	0,1375	7,2954	0,345	18,3153
33,84	0,1347	7,4300	0,338	18,6534
38,00	0,1316	7,5616	0,330	18,9837
42,68	0,1288	7,6904	0,323	19,3070
47,94	0,1265	7,8169	0,318	19,6247
53,84	0,1250	7,9419	0,314	19,9385
60,47	0,1240	8,0659	0,311	20,2499
67,91	0,1231	8,1891	0,309	20,5590
76,27	0,1218	8,3109	0,306	20,8648
85,66	0,1197	8,4305	0,300	21,1653
96,20	0,1164	8,5469	0,292	21,4575
108,05	0,1121	8,6590	0,281	21,7389
121,35	0,1071	8,7661	0,269	22,0077
136,29	0,1020	8,8681	0,256	22,2639
153,06	0,0977	8,9659	0,245	22,5092
171,91	0,0949	9,0607	0,238	22,7474
193,07	0,0940	9,1548	0,236	22,9834
216,84	0,0954	9,2502	0,240	23,2231
243,53	0,0990	9,3492	0,249	23,4717
273,51	0,1043	9,4536	0,262	23,7336
307,18	0,1105	9,5640	0,277	24,0109
345,00	0,1165	9,6805	0,292	24,3033
387,47	0,1211	9,8016	0,304	24,6074
435,17	0,1235	9,9251	0,310	24,9173
488,74	0,1227	10,0478	0,308	25,2255
548,90	0,1189	10,1667	0,298	25,5239
616,48	0,1125	10,2792	0,282	25,8063
692,37	0,1052	10,3844	0,264	26,0704
777,60	0,0995	10,4838	0,250	26,3201
873,33	0,0984	10,5822	0,247	26,5670
980,84	0,1051	10,6872	0,264	26,8308
1101,59	0,1222	10,8094	0,307	27,1375
1237,20	0,1506	10,9600	0,378	27,5156
1389,50	0,1891	11,1491	0,475	27,9903
1560,55	0,2334	11,3825	0,586	28,5762
1752,66	0,2762	11,6587	0,693	29,2696
1968,43	0,3078	11,9665	0,773	30,0424
2210,75	0,3169	12,2834	0,796	30,8380
2482,90	0,2924	12,5758	0,734	31,5722
2788,55	0,2255	12,8014	0,566	32,1384
3131,84	0,1121	12,9134	0,281	32,4198
3517,38	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
3950,39	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
4436,70	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
4982,87	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
5596,28	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
6285,21	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
7058,95	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
7927,93	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
8903,89	0,0000	12,9134	0,000	32,4198
10000,00	0,0006	12,9140	0,002	32,4213

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE K – Planilha de análise de RMN da amostra E2 (estromatólito de Lagoa Salgada)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0001
0,02	0,0001	0,0001	0,000	0,0002
0,03	0,0001	0,0002	0,000	0,0005
0,03	0,0004	0,0006	0,001	0,0013
0,03	0,0008	0,0014	0,002	0,0031
0,04	0,0015	0,0029	0,003	0,0066
0,04	0,0028	0,0057	0,006	0,0130
0,05	0,0048	0,0105	0,011	0,0240
0,05	0,0079	0,0184	0,018	0,0419
0,06	0,0121	0,0305	0,028	0,0695
0,06	0,0178	0,0484	0,041	0,1100
0,07	0,0251	0,0734	0,057	0,1671
0,08	0,0340	0,1075	0,077	0,2445
0,09	0,0447	0,1521	0,102	0,3461
0,10	0,0569	0,2090	0,129	0,4754
0,11	0,0705	0,2795	0,160	0,6358
0,13	0,0853	0,3648	0,194	0,8299
0,14	0,1010	0,4658	0,230	1,0595
0,16	0,1171	0,5829	0,266	1,3259
0,18	0,1333	0,7162	0,303	1,6291
0,20	0,1491	0,8653	0,339	1,9683
0,23	0,1641	1,0294	0,373	2,3415
0,26	0,1778	1,2071	0,404	2,7458
0,29	0,1898	1,3969	0,432	3,1775
0,33	0,1998	1,5966	0,454	3,6319
0,37	0,2076	1,8042	0,472	4,1041
0,41	0,2130	2,0172	0,485	4,5886
0,46	0,2161	2,2333	0,492	5,0801
0,52	0,2169	2,4502	0,493	5,5735
0,58	0,2156	2,6658	0,490	6,0639
0,65	0,2124	2,8781	0,483	6,5469
0,73	0,2075	3,0856	0,472	7,0189
0,82	0,2013	3,2870	0,458	7,4769
0,93	0,1942	3,4812	0,442	7,9187
1,04	0,1863	3,6675	0,424	8,3425
1,17	0,1781	3,8455	0,405	8,7475
1,31	0,1697	4,0152	0,386	9,1334
1,47	0,1614	4,1766	0,367	9,5005
1,65	0,1533	4,3299	0,349	9,8492
1,86	0,1456	4,4755	0,331	10,1805
2,09	0,1385	4,6140	0,315	10,4955
2,34	0,1319	4,7459	0,300	10,7955
2,63	0,1260	4,8718	0,287	11,0820
2,96	0,1208	4,9927	0,275	11,3568
3,32	0,1167	5,1093	0,265	11,6222
3,73	0,1137	5,2230	0,259	11,8808
4,19	0,1120	5,3350	0,255	12,1355
4,70	0,1118	5,4468	0,254	12,3899
5,28	0,1131	5,5599	0,257	12,6472
5,93	0,1158	5,6757	0,263	12,9107

6,66	0,1197	5,7954	0,272	13,1830
7,48	0,1243	5,9197	0,283	13,4657
8,40	0,1291	6,0489	0,294	13,7594
9,44	0,1337	6,1825	0,304	14,0635
10,60	0,1374	6,3200	0,313	14,3761
11,90	0,1400	6,4600	0,319	14,6946
13,37	0,1413	6,6012	0,321	15,0159
15,01	0,1411	6,7424	0,321	15,3369
16,86	0,1398	6,8821	0,318	15,6549
18,94	0,1375	7,0197	0,313	15,9677
21,27	0,1348	7,1545	0,307	16,2743
23,89	0,1318	7,2863	0,300	16,5742
26,83	0,1291	7,4153	0,294	16,8677
30,13	0,1267	7,5420	0,288	17,1559
33,84	0,1249	7,6669	0,284	17,4400
38,00	0,1239	7,7908	0,282	17,7219
42,68	0,1238	7,9146	0,282	18,0034
47,94	0,1245	8,0391	0,283	18,2867
53,84	0,1261	8,1653	0,287	18,5736
60,47	0,1283	8,2935	0,292	18,8654
67,91	0,1305	8,4240	0,297	19,1622
76,27	0,1321	8,5561	0,300	19,4626
85,66	0,1323	8,6884	0,301	19,7635
96,20	0,1307	8,8191	0,297	20,0608
108,05	0,1269	8,9459	0,289	20,3494
121,35	0,1211	9,0670	0,275	20,6249
136,29	0,1139	9,1810	0,259	20,8840
153,06	0,1064	9,2874	0,242	21,1260
171,91	0,0997	9,3870	0,227	21,3528
193,07	0,0950	9,4821	0,216	21,5689
216,84	0,0934	9,5755	0,213	21,7814
243,53	0,0955	9,6709	0,217	21,9986
273,51	0,1011	9,7720	0,230	22,2285
307,18	0,1095	9,8816	0,249	22,4777
345,00	0,1192	10,0008	0,271	22,7489
387,47	0,1280	10,1288	0,291	23,0401
435,17	0,1335	10,2623	0,304	23,3437
488,74	0,1337	10,3960	0,304	23,6478
548,90	0,1280	10,5240	0,291	23,9391
616,48	0,1174	10,6414	0,267	24,2060
692,37	0,1046	10,7460	0,238	24,4439
777,60	0,0941	10,8401	0,214	24,6580
873,33	0,0910	10,9311	0,207	24,8651
980,84	0,0999	11,0310	0,227	25,0924
1101,59	0,1234	11,1544	0,281	25,3731
1237,20	0,1613	11,3157	0,367	25,7400
1389,50	0,2098	11,5256	0,477	26,2174
1560,55	0,2617	11,7873	0,595	26,8126
1752,66	0,3065	12,0938	0,697	27,5098
1968,43	0,3322	12,4259	0,756	28,2654
2210,75	0,3263	12,7523	0,742	29,0078
2482,90	0,2782	13,0305	0,633	29,6406
2788,55	0,1802	13,2107	0,410	30,0505
3131,84	0,0294	13,2401	0,067	30,1173
3517,38	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
3950,39	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
4436,70	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
4982,87	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
5596,28	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
6285,21	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
7058,95	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
7927,93	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
8903,89	0,0000	13,2401	0,000	30,1173
10000,00	0,0000	13,2401	0,000	30,1173

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE L – Planilha de análise de RMN da amostra E5 (estromatólito de Lagoa Salgada)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0001
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,0003
0,03	0,0002	0,0003	0,000	0,0006
0,04	0,0003	0,0006	0,001	0,0013
0,04	0,0006	0,0012	0,001	0,0026
0,05	0,0011	0,0024	0,002	0,0049
0,05	0,0019	0,0042	0,004	0,0088
0,06	0,0031	0,0073	0,006	0,0151
0,06	0,0048	0,0121	0,010	0,0251
0,07	0,0074	0,0195	0,015	0,0404
0,08	0,0109	0,0304	0,023	0,0630
0,09	0,0157	0,0461	0,033	0,0956
0,10	0,0219	0,0680	0,045	0,1409
0,11	0,0296	0,0977	0,061	0,2023
0,13	0,0390	0,1366	0,081	0,2831
0,14	0,0498	0,1864	0,103	0,3862
0,16	0,0619	0,2482	0,128	0,5144
0,18	0,0750	0,3232	0,155	0,6697
0,20	0,0887	0,4119	0,184	0,8535
0,23	0,1025	0,5144	0,212	1,0659
0,26	0,1161	0,6306	0,241	1,3065
0,29	0,1289	0,7595	0,267	1,5736
0,33	0,1405	0,9000	0,291	1,8648
0,37	0,1505	1,0505	0,312	2,1766
0,41	0,1585	1,2090	0,328	2,5050
0,46	0,1644	1,3733	0,341	2,8456
0,52	0,1678	1,5411	0,348	3,1933
0,58	0,1688	1,7099	0,350	3,5430
0,65	0,1673	1,8772	0,347	3,8897
0,73	0,1636	2,0409	0,339	4,2287
0,82	0,1580	2,1989	0,327	4,5562
0,93	0,1509	2,3498	0,313	4,8688
1,04	0,1428	2,4925	0,296	5,1646
1,17	0,1343	2,6269	0,278	5,4429
1,31	0,1261	2,7530	0,261	5,7043
1,47	0,1188	2,8718	0,246	5,9505
1,65	0,1129	2,9848	0,234	6,1845
1,86	0,1088	3,0936	0,225	6,4100
2,09	0,1067	3,2003	0,221	6,6310
2,34	0,1065	3,3067	0,221	6,8517
2,63	0,1081	3,4148	0,224	7,0756
2,96	0,1111	3,5260	0,230	7,3059
3,32	0,1153	3,6412	0,239	7,5447
3,73	0,1200	3,7613	0,249	7,7934
4,19	0,1250	3,8863	0,259	8,0525
4,70	0,1299	4,0162	0,269	8,3217
5,28	0,1344	4,1506	0,278	8,6002
5,93	0,1381	4,2887	0,286	8,8863

6,66	0,1408	4,4295	0,292	9,1780
7,48	0,1422	4,5717	0,295	9,4727
8,40	0,1424	4,7141	0,295	9,7677
9,44	0,1412	4,8553	0,293	10,0603
10,60	0,1389	4,9943	0,288	10,3483
11,90	0,1359	5,1302	0,282	10,6298
13,37	0,1325	5,2627	0,275	10,9045
15,01	0,1294	5,3921	0,268	11,1726
16,86	0,1270	5,5191	0,263	11,4358
18,94	0,1258	5,6449	0,261	11,6964
21,27	0,1258	5,7707	0,261	11,9571
23,89	0,1270	5,8978	0,263	12,2203
26,83	0,1289	6,0267	0,267	12,4874
30,13	0,1309	6,1575	0,271	12,7586
33,84	0,1321	6,2897	0,274	13,0324
38,00	0,1321	6,4217	0,274	13,3060
42,68	0,1304	6,5521	0,270	13,5761
47,94	0,1271	6,6793	0,263	13,8396
53,84	0,1229	6,8021	0,255	14,0942
60,47	0,1183	6,9204	0,245	14,3393
67,91	0,1143	7,0347	0,237	14,5761
76,27	0,1113	7,1460	0,231	14,8067
85,66	0,1097	7,2557	0,227	15,0340
96,20	0,1090	7,3647	0,226	15,2598
108,05	0,1087	7,4734	0,225	15,4850
121,35	0,1077	7,5810	0,223	15,7081
136,29	0,1052	7,6862	0,218	15,9261
153,06	0,1008	7,7870	0,209	16,1348
171,91	0,0944	7,8814	0,196	16,3304
193,07	0,0870	7,9684	0,180	16,5108
216,84	0,0802	8,0486	0,166	16,6769
243,53	0,0759	8,1245	0,157	16,8341
273,51	0,0764	8,2009	0,158	16,9924
307,18	0,0831	8,2840	0,172	17,1647
345,00	0,0965	8,3805	0,200	17,3647
387,47	0,1150	8,4955	0,238	17,6029
435,17	0,1348	8,6303	0,279	17,8823
488,74	0,1508	8,7812	0,313	18,1948
548,90	0,1569	8,9381	0,325	18,5199
616,48	0,1482	9,0862	0,307	18,8269
692,37	0,1231	9,2093	0,255	19,0819
777,60	0,0851	9,2944	0,176	19,2582
873,33	0,0439	9,3383	0,091	19,3491
980,84	0,0144	9,3527	0,030	19,3789
1101,59	0,0137	9,3664	0,028	19,4073
1237,20	0,0561	9,4225	0,116	19,5235
1389,50	0,1465	9,5690	0,304	19,8272
1560,55	0,2749	9,8438	0,570	20,3967
1752,66	0,4120	10,2559	0,854	21,2504
1968,43	0,5108	10,7667	1,058	22,3088
2210,75	0,5123	11,2790	1,061	23,3703
2482,90	0,3566	11,6355	0,739	24,1091
2788,55	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
3131,84	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
3517,38	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
3950,39	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
4436,70	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
4982,87	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
5596,28	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
6285,21	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
7058,95	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
7927,93	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
8903,89	0,0000	11,6355	0,000	24,1091
10000,00	0,0000	11,6355	0,000	24,1091

Nota: Porosidade = saturação total acumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE M – Planilha de análise de RMN da amostra ES (estromatólito de Yacoraite)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0001	0,000	0,000
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,000
0,03	0,0002	0,0003	0,000	0,001
0,04	0,0003	0,0006	0,001	0,002
0,04	0,0006	0,0013	0,002	0,003
0,05	0,0011	0,0023	0,003	0,006
0,05	0,0017	0,0041	0,005	0,011
0,06	0,0027	0,0068	0,007	0,018
0,06	0,0040	0,0107	0,011	0,028
0,07	0,0056	0,0164	0,015	0,043
0,08	0,0077	0,0240	0,020	0,064
0,09	0,0101	0,0342	0,027	0,091
0,10	0,0130	0,0472	0,034	0,125
0,11	0,0163	0,0635	0,043	0,168
0,13	0,0198	0,0833	0,053	0,221
0,14	0,0237	0,1070	0,063	0,283
0,16	0,0277	0,1346	0,073	0,357
0,18	0,0317	0,1663	0,084	0,441
0,20	0,0358	0,2021	0,095	0,536
0,23	0,0396	0,2417	0,105	0,641
0,26	0,0433	0,2850	0,115	0,755
0,29	0,0465	0,3315	0,123	0,878
0,33	0,0493	0,3808	0,131	1,009
0,37	0,0516	0,4324	0,137	1,146
0,41	0,0533	0,4857	0,141	1,287
0,46	0,0544	0,5401	0,144	1,431
0,52	0,0550	0,5952	0,146	1,577
0,58	0,0551	0,6503	0,146	1,723
0,65	0,0548	0,7051	0,145	1,869
0,73	0,0541	0,7593	0,143	2,012
0,82	0,0532	0,8125	0,141	2,153
0,93	0,0521	0,8646	0,138	2,291
1,04	0,0510	0,9157	0,135	2,427
1,17	0,0499	0,9656	0,132	2,559
1,31	0,0489	1,0146	0,130	2,689
1,47	0,0481	1,0627	0,127	2,816
1,65	0,0475	1,1101	0,126	2,942
1,86	0,0470	1,1572	0,125	3,067
2,09	0,0468	1,2040	0,124	3,191
2,34	0,0469	1,2509	0,124	3,315
2,63	0,0473	1,2982	0,125	3,440
2,96	0,0479	1,3461	0,127	3,567
3,32	0,0489	1,3950	0,130	3,697
3,73	0,0503	1,4453	0,133	3,830
4,19	0,0520	1,4972	0,138	3,968
4,70	0,0540	1,5512	0,143	4,111
5,28	0,0563	1,6075	0,149	4,260
5,93	0,0588	1,6662	0,156	4,416
6,66	0,0613	1,7275	0,162	4,578
7,48	0,0637	1,7913	0,169	4,747

8,40	0,0659	1,8572	0,175	4,922
9,44	0,0678	1,9250	0,180	5,101
10,60	0,0691	1,9941	0,183	5,284
11,90	0,0699	2,0640	0,185	5,470
13,37	0,0701	2,1341	0,186	5,655
15,01	0,0697	2,2037	0,185	5,840
16,86	0,0688	2,2726	0,182	6,022
18,94	0,0676	2,3402	0,179	6,202
21,27	0,0661	2,4063	0,175	6,377
23,89	0,0645	2,4708	0,171	6,548
26,83	0,0628	2,5337	0,167	6,714
30,13	0,0611	2,5948	0,162	6,876
33,84	0,0593	2,6541	0,157	7,034
38,00	0,0575	2,7116	0,152	7,186
42,68	0,0555	2,7672	0,147	7,333
47,94	0,0534	2,8206	0,142	7,475
53,84	0,0511	2,8717	0,135	7,610
60,47	0,0487	2,9204	0,129	7,739
67,91	0,0462	2,9666	0,122	7,862
76,27	0,0437	3,0103	0,116	7,977
85,66	0,0413	3,0516	0,110	8,087
96,20	0,0392	3,0908	0,104	8,191
108,05	0,0373	3,1281	0,099	8,290
121,35	0,0357	3,1638	0,095	8,384
136,29	0,0343	3,1981	0,091	8,475
153,06	0,0329	3,2310	0,087	8,562
171,91	0,0315	3,2624	0,083	8,646
193,07	0,0299	3,2923	0,079	8,725
216,84	0,0279	3,3202	0,074	8,799
243,53	0,0256	3,3458	0,068	8,867
273,51	0,0228	3,3685	0,060	8,927
307,18	0,0196	3,3882	0,052	8,979
345,00	0,0163	3,4044	0,043	9,022
387,47	0,0130	3,4174	0,034	9,056
435,17	0,0101	3,4275	0,027	9,083
488,74	0,0080	3,4355	0,021	9,104
548,90	0,0072	3,4427	0,019	9,123
616,48	0,0079	3,4506	0,021	9,144
692,37	0,0102	3,4609	0,027	9,171
777,60	0,0137	3,4745	0,036	9,208
873,33	0,0171	3,4917	0,045	9,253
980,84	0,0183	3,5100	0,049	9,302
1101,59	0,0139	3,5239	0,037	9,339
1237,20	0,0000	3,5239	0,000	9,339
1389,50	0,0000	3,5239	0,000	9,339
1560,55	0,0000	3,5239	0,000	9,339
1752,66	0,0000	3,5239	0,000	9,339
1968,43	0,0000	3,5239	0,000	9,339
2210,75	0,0000	3,5239	0,000	9,339
2482,90	0,0000	3,5239	0,000	9,339
2788,55	0,0000	3,5239	0,000	9,339
3131,84	0,0000	3,5239	0,000	9,339
3517,38	0,0000	3,5239	0,000	9,339
3950,39	0,0000	3,5239	0,000	9,339
4436,70	0,0000	3,5239	0,000	9,339
4982,87	0,0000	3,5239	0,000	9,339
5596,28	0,0000	3,5239	0,000	9,339
6285,21	0,0000	3,5239	0,000	9,339
7058,95	0,0000	3,5239	0,000	9,339
7927,93	0,0000	3,5239	0,000	9,339
8903,89	0,0000	3,5239	0,000	9,339
10000,00	0,0000	3,5239	0,000	9,339

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.



APÊNDICE N – Planilha de análise de RMN da amostra EA2 (calcário laminado)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,000
0,04	0,0001	0,0002	0,000	0,000
0,04	0,0002	0,0005	0,000	0,001
0,05	0,0004	0,0009	0,001	0,002
0,05	0,0007	0,0015	0,001	0,003
0,06	0,0010	0,0026	0,002	0,005
0,06	0,0015	0,0041	0,003	0,007
0,07	0,0021	0,0062	0,004	0,011
0,08	0,0029	0,0091	0,005	0,016
0,09	0,0039	0,0130	0,007	0,023
0,10	0,0049	0,0179	0,009	0,032
0,11	0,0062	0,0241	0,011	0,044
0,13	0,0075	0,0316	0,014	0,057
0,14	0,0090	0,0406	0,016	0,073
0,16	0,0104	0,0510	0,019	0,092
0,18	0,0120	0,0630	0,022	0,114
0,20	0,0134	0,0764	0,024	0,138
0,23	0,0148	0,0912	0,027	0,165
0,26	0,0161	0,1073	0,029	0,194
0,29	0,0172	0,1245	0,031	0,225
0,33	0,0181	0,1426	0,033	0,258
0,37	0,0187	0,1613	0,034	0,292
0,41	0,0191	0,1803	0,034	0,326
0,46	0,0191	0,1994	0,035	0,361
0,52	0,0189	0,2183	0,034	0,395
0,58	0,0184	0,2368	0,033	0,428
0,65	0,0177	0,2545	0,032	0,460
0,73	0,0168	0,2713	0,030	0,491
0,82	0,0158	0,2872	0,029	0,519
0,93	0,0148	0,3019	0,027	0,546
1,04	0,0138	0,3157	0,025	0,571
1,17	0,0129	0,3287	0,023	0,594
1,31	0,0124	0,3410	0,022	0,617
1,47	0,0122	0,3533	0,022	0,639
1,65	0,0126	0,3658	0,023	0,662
1,86	0,0135	0,3793	0,024	0,686
2,09	0,0152	0,3945	0,027	0,713
2,34	0,0176	0,4121	0,032	0,745
2,63	0,0210	0,4332	0,038	0,783
2,96	0,0253	0,4585	0,046	0,829
3,32	0,0307	0,4892	0,056	0,885
3,73	0,0373	0,5265	0,067	0,952
4,19	0,0451	0,5716	0,081	1,034
4,70	0,0542	0,6258	0,098	1,132
5,28	0,0648	0,6906	0,117	1,249
5,93	0,0770	0,7676	0,139	1,388
6,66	0,0910	0,8586	0,165	1,553
7,48	0,1068	0,9654	0,193	1,746

8,40	0,1245	1,0899	0,225	1,971
9,44	0,1441	1,2340	0,261	2,232
10,60	0,1654	1,3994	0,299	2,531
11,90	0,1881	1,5875	0,340	2,871
13,37	0,2118	1,7993	0,383	3,254
15,01	0,2357	2,0350	0,426	3,681
16,86	0,2589	2,2940	0,468	4,149
18,94	0,2804	2,5743	0,507	4,656
21,27	0,2988	2,8731	0,540	5,196
23,89	0,3128	3,1860	0,566	5,762
26,83	0,3213	3,5073	0,581	6,343
30,13	0,3232	3,8305	0,585	6,928
33,84	0,3177	4,1482	0,575	7,503
38,00	0,3044	4,4527	0,551	8,053
42,68	0,2835	4,7362	0,513	8,566
47,94	0,2555	4,9917	0,462	9,028
53,84	0,2215	5,2131	0,401	9,429
60,47	0,1829	5,3960	0,331	9,759
67,91	0,1416	5,5376	0,256	10,015
76,27	0,0997	5,6373	0,180	10,196
85,66	0,0593	5,6966	0,107	10,303
96,20	0,0225	5,7191	0,041	10,344
108,05	0,0000	5,7191	0,000	10,344
121,35	0,0000	5,7191	0,000	10,344
136,29	0,0000	5,7191	0,000	10,344
153,06	0,0000	5,7191	0,000	10,344
171,91	0,0000	5,7191	0,000	10,344
193,07	0,0000	5,7191	0,000	10,344
216,84	0,0000	5,7191	0,000	10,344
243,53	0,0000	5,7191	0,000	10,344
273,51	0,0000	5,7191	0,000	10,344
307,18	0,0000	5,7191	0,000	10,344
345,00	0,0008	5,7199	0,001	10,345
387,47	0,0079	5,7278	0,014	10,359
435,17	0,0115	5,7393	0,021	10,380
488,74	0,0120	5,7513	0,022	10,402
548,90	0,0099	5,7612	0,018	10,420
616,48	0,0062	5,7674	0,011	10,431
692,37	0,0023	5,7697	0,004	10,435
777,60	0,0000	5,7697	0,000	10,435
873,33	0,0000	5,7697	0,000	10,435
980,84	0,0025	5,7722	0,005	10,440
1101,59	0,0098	5,7821	0,018	10,458
1237,20	0,0208	5,8029	0,038	10,495
1389,50	0,0337	5,8366	0,061	10,556
1560,55	0,0449	5,8815	0,081	10,637
1752,66	0,0485	5,9300	0,088	10,725
1968,43	0,0358	5,9658	0,065	10,790
2210,75	0,0000	5,9658	0,000	10,790
2482,90	0,0000	5,9658	0,000	10,790
2788,55	0,0000	5,9658	0,000	10,790
3131,84	0,0000	5,9658	0,000	10,790
3517,38	0,0000	5,9658	0,000	10,790
3950,39	0,0000	5,9658	0,000	10,790
4436,70	0,0000	5,9658	0,000	10,790
4982,87	0,0000	5,9658	0,000	10,790
5596,28	0,0000	5,9658	0,000	10,790
6285,21	0,0000	5,9658	0,000	10,790
7058,95	0,0000	5,9658	0,000	10,790
7927,93	0,0000	5,9658	0,000	10,790
8903,89	0,0000	5,9658	0,000	10,790
10000,00	0,0000	5,9658	0,000	10,790

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE O – Planilha de análise de RMN da amostra EA4 (calcário laminado)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,04	0,0001	0,0001	0,000	0,000
0,04	0,0001	0,0002	0,000	0,000
0,05	0,0002	0,0004	0,000	0,001
0,05	0,0003	0,0007	0,001	0,001
0,06	0,0004	0,0011	0,001	0,002
0,06	0,0007	0,0018	0,001	0,004
0,07	0,0009	0,0027	0,002	0,006
0,08	0,0013	0,0040	0,003	0,008
0,09	0,0017	0,0058	0,004	0,012
0,10	0,0023	0,0080	0,005	0,017
0,11	0,0029	0,0109	0,006	0,023
0,13	0,0036	0,0145	0,007	0,030
0,14	0,0044	0,0189	0,009	0,039
0,16	0,0053	0,0242	0,011	0,050
0,18	0,0063	0,0305	0,013	0,063
0,20	0,0074	0,0379	0,015	0,079
0,23	0,0085	0,0463	0,018	0,096
0,26	0,0096	0,0560	0,020	0,116
0,29	0,0108	0,0668	0,022	0,139
0,33	0,0119	0,0787	0,025	0,164
0,37	0,0130	0,0917	0,027	0,191
0,41	0,0140	0,1057	0,029	0,220
0,46	0,0150	0,1207	0,031	0,251
0,52	0,0158	0,1365	0,033	0,284
0,58	0,0165	0,1531	0,034	0,318
0,65	0,0171	0,1701	0,035	0,354
0,73	0,0174	0,1875	0,036	0,390
0,82	0,0176	0,2052	0,037	0,426
0,93	0,0176	0,2228	0,037	0,463
1,04	0,0175	0,2402	0,036	0,499
1,17	0,0172	0,2574	0,036	0,535
1,31	0,0168	0,2742	0,035	0,570
1,47	0,0164	0,2906	0,034	0,604
1,65	0,0161	0,3066	0,033	0,637
1,86	0,0159	0,3225	0,033	0,670
2,09	0,0161	0,3386	0,033	0,704
2,34	0,0167	0,3553	0,035	0,739
2,63	0,0180	0,3734	0,038	0,776
2,96	0,0203	0,3937	0,042	0,818
3,32	0,0237	0,4173	0,049	0,868
3,73	0,0285	0,4458	0,059	0,927
4,19	0,0350	0,4809	0,073	1,000
4,70	0,0435	0,5244	0,090	1,090
5,28	0,0542	0,5786	0,113	1,203
5,93	0,0672	0,6458	0,140	1,343
6,66	0,0826	0,7285	0,172	1,514
7,48	0,1004	0,8289	0,209	1,723

8,40	0,1203	0,9492	0,250	1,973
9,44	0,1421	1,0913	0,295	2,268
10,60	0,1651	1,2563	0,343	2,612
11,90	0,1887	1,4450	0,392	3,004
13,37	0,2120	1,6570	0,441	3,444
15,01	0,2341	1,8911	0,487	3,931
16,86	0,2539	2,1450	0,528	4,459
18,94	0,2702	2,4152	0,562	5,021
21,27	0,2821	2,6973	0,586	5,607
23,89	0,2886	2,9859	0,600	6,207
26,83	0,2890	3,2749	0,601	6,808
30,13	0,2830	3,5579	0,588	7,396
33,84	0,2706	3,8285	0,563	7,959
38,00	0,2521	4,0807	0,524	8,483
42,68	0,2284	4,3091	0,475	8,957
47,94	0,2005	4,5096	0,417	9,374
53,84	0,1697	4,6793	0,353	9,727
60,47	0,1377	4,8170	0,286	10,013
67,91	0,1058	4,9228	0,220	10,233
76,27	0,0757	4,9984	0,157	10,390
85,66	0,0485	5,0469	0,101	10,491
96,20	0,0253	5,0722	0,053	10,544
108,05	0,0067	5,0789	0,014	10,558
121,35	0,0000	5,0789	0,000	10,558
136,29	0,0000	5,0789	0,000	10,558
153,06	0,0000	5,0789	0,000	10,558
171,91	0,0000	5,0789	0,000	10,558
193,07	0,0000	5,0789	0,000	10,558
216,84	0,0000	5,0789	0,000	10,558
243,53	0,0000	5,0789	0,000	10,558
273,51	0,0000	5,0789	0,000	10,558
307,18	0,0040	5,0829	0,008	10,566
345,00	0,0085	5,0914	0,018	10,584
387,47	0,0109	5,1023	0,023	10,606
435,17	0,0109	5,1132	0,023	10,629
488,74	0,0084	5,1216	0,017	10,646
548,90	0,0038	5,1254	0,008	10,654
616,48	0,0000	5,1254	0,000	10,654
692,37	0,0000	5,1254	0,000	10,654
777,60	0,0000	5,1254	0,000	10,654
873,33	0,0000	5,1254	0,000	10,654
980,84	0,0000	5,1254	0,000	10,654
1101,59	0,0070	5,1324	0,015	10,669
1237,20	0,0212	5,1536	0,044	10,713
1389,50	0,0355	5,1891	0,074	10,787
1560,55	0,0444	5,2335	0,092	10,879
1752,66	0,0397	5,2733	0,083	10,962
1968,43	0,0111	5,2844	0,023	10,985
2210,75	0,0000	5,2844	0,000	10,985
2482,90	0,0000	5,2844	0,000	10,985
2788,55	0,0000	5,2844	0,000	10,985
3131,84	0,0000	5,2844	0,000	10,985
3517,38	0,0000	5,2844	0,000	10,985
3950,39	0,0000	5,2844	0,000	10,985
4436,70	0,0000	5,2844	0,000	10,985
4982,87	0,0000	5,2844	0,000	10,985
5596,28	0,0000	5,2844	0,000	10,985
6285,21	0,0000	5,2844	0,000	10,985
7058,95	0,0000	5,2844	0,000	10,985
7927,93	0,0000	5,2844	0,000	10,985
8903,89	0,0000	5,2844	0,000	10,985
10000,00	0,0000	5,2844	0,000	10,985

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE P – Planilha de análise de RMN da amostra T1 (travertino)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,07	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,08	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,09	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,10	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,11	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,13	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,14	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,16	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,18	0,0008	0,0008	0,004	0,0037
0,20	0,0020	0,0028	0,009	0,0131
0,23	0,0034	0,0062	0,016	0,0292
0,26	0,0050	0,0112	0,023	0,0525
0,29	0,0066	0,0179	0,031	0,0834
0,33	0,0082	0,0261	0,038	0,1218
0,37	0,0097	0,0358	0,045	0,1673
0,41	0,0111	0,0469	0,052	0,2189
0,46	0,0121	0,0590	0,056	0,2753
0,52	0,0128	0,0717	0,060	0,3349
0,58	0,0130	0,0848	0,061	0,3957
0,65	0,0129	0,0976	0,060	0,4557
0,73	0,0122	0,1098	0,057	0,5128
0,82	0,0111	0,1210	0,052	0,5648
0,93	0,0097	0,1306	0,045	0,6099
1,04	0,0078	0,1385	0,037	0,6466
1,17	0,0058	0,1443	0,027	0,6736
1,31	0,0036	0,1479	0,017	0,6903
1,47	0,0014	0,1492	0,006	0,6967
1,65	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
1,86	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
2,09	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
2,34	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
2,63	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
2,96	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
3,32	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
3,73	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
4,19	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
4,70	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
5,28	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
5,93	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
6,66	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
7,48	0,0000	0,1492	0,000	0,6967

8,40	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
9,44	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
10,60	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
11,90	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
13,37	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
15,01	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
16,86	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
18,94	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
21,27	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
23,89	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
26,83	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
30,13	0,0000	0,1492	0,000	0,6967
33,84	0,0013	0,1505	0,006	0,7026
38,00	0,0042	0,1547	0,020	0,7224
42,68	0,0072	0,1620	0,034	0,7561
47,94	0,0102	0,1721	0,047	0,8036
53,84	0,0130	0,1851	0,061	0,8641
60,47	0,0155	0,2006	0,073	0,9367
67,91	0,0178	0,2184	0,083	1,0196
76,27	0,0196	0,2380	0,091	1,1111
85,66	0,0210	0,2590	0,098	1,2090
96,20	0,0221	0,2811	0,103	1,3122
108,05	0,0232	0,3042	0,108	1,4205
121,35	0,0246	0,3289	0,115	1,5354
136,29	0,0268	0,3557	0,125	1,6605
153,06	0,0301	0,3858	0,141	1,8012
171,91	0,0349	0,4207	0,163	1,9640
193,07	0,0410	0,4617	0,192	2,1555
216,84	0,0483	0,5100	0,226	2,3811
243,53	0,0562	0,5662	0,262	2,6435
273,51	0,0639	0,6301	0,298	2,9417
307,18	0,0704	0,7004	0,328	3,2702
345,00	0,0747	0,7751	0,349	3,6189
387,47	0,0760	0,8511	0,355	3,9736
435,17	0,0736	0,9247	0,344	4,3173
488,74	0,0673	0,9920	0,314	4,6316
548,90	0,0574	1,0495	0,268	4,8998
616,48	0,0449	1,0944	0,210	5,1096
692,37	0,0315	1,1259	0,147	5,2567
777,60	0,0196	1,1455	0,092	5,3482
873,33	0,0122	1,1577	0,057	5,4052
980,84	0,0124	1,1702	0,058	5,4632
1101,59	0,0230	1,1932	0,108	5,5708
1237,20	0,0455	1,2387	0,212	5,7832
1389,50	0,0794	1,3181	0,371	6,1541
1560,55	0,1217	1,4398	0,568	6,7223
1752,66	0,1662	1,6060	0,776	7,4982
1968,43	0,2039	1,8100	0,952	8,4503
2210,75	0,2235	2,0335	1,043	9,4938
2482,90	0,2122	2,2457	0,991	10,4845
2788,55	0,1573	2,4030	0,734	11,2188
3131,84	0,0473	2,4503	0,221	11,4398
3517,38	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
3950,39	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
4436,70	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
4982,87	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
5596,28	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
6285,21	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
7058,95	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
7927,93	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
8903,89	0,0000	2,4503	0,000	11,4398
10000,00	0,0000	2,4503	0,000	11,4398

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE Q – Planilha de análise de RMN da amostra T3 (travertino)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,07	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,08	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,09	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,10	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,11	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,13	0,0001	0,0001	0,000	0,0003
0,14	0,0004	0,0005	0,002	0,0019
0,16	0,0008	0,0012	0,003	0,0051
0,18	0,0012	0,0024	0,005	0,0103
0,20	0,0017	0,0041	0,007	0,0176
0,23	0,0023	0,0064	0,010	0,0273
0,26	0,0029	0,0093	0,012	0,0395
0,29	0,0035	0,0127	0,015	0,0543
0,33	0,0040	0,0168	0,017	0,0715
0,37	0,0046	0,0214	0,020	0,0912
0,41	0,0051	0,0265	0,022	0,1130
0,46	0,0056	0,0321	0,024	0,1368
0,52	0,0060	0,0380	0,025	0,1623
0,58	0,0063	0,0443	0,027	0,1890
0,65	0,0065	0,0507	0,028	0,2165
0,73	0,0065	0,0573	0,028	0,2444
0,82	0,0065	0,0638	0,028	0,2721
0,93	0,0063	0,0701	0,027	0,2990
1,04	0,0060	0,0760	0,026	0,3245
1,17	0,0055	0,0815	0,024	0,3480
1,31	0,0049	0,0864	0,021	0,3689
1,47	0,0042	0,0906	0,018	0,3867
1,65	0,0033	0,0939	0,014	0,4008
1,86	0,0023	0,0962	0,010	0,4107
2,09	0,0013	0,0975	0,005	0,4162
2,34	0,0002	0,0977	0,001	0,4168
2,63	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
2,96	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
3,32	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
3,73	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
4,19	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
4,70	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
5,28	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
5,93	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
6,66	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
7,48	0,0000	0,0977	0,000	0,4168

8,40	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
9,44	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
10,60	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
11,90	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
13,37	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
15,01	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
16,86	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
18,94	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
21,27	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
23,89	0,0000	0,0977	0,000	0,4168
26,83	0,0031	0,1007	0,013	0,4299
30,13	0,0066	0,1073	0,028	0,4580
33,84	0,0098	0,1171	0,042	0,4998
38,00	0,0125	0,1297	0,054	0,5533
42,68	0,0147	0,1443	0,063	0,6159
47,94	0,0161	0,1604	0,069	0,6845
53,84	0,0168	0,1772	0,072	0,7564
60,47	0,0171	0,1943	0,073	0,8292
67,91	0,0170	0,2113	0,073	0,9018
76,27	0,0170	0,2283	0,073	0,9743
85,66	0,0174	0,2457	0,074	1,0487
96,20	0,0187	0,2644	0,080	1,1285
108,05	0,0212	0,2856	0,090	1,2189
121,35	0,0252	0,3108	0,107	1,3264
136,29	0,0309	0,3417	0,132	1,4581
153,06	0,0383	0,3799	0,163	1,6215
171,91	0,0472	0,4272	0,201	1,8229
193,07	0,0573	0,4845	0,245	2,0677
216,84	0,0682	0,5527	0,291	2,3586
243,53	0,0790	0,6317	0,337	2,6959
273,51	0,0892	0,7209	0,381	3,0764
307,18	0,0978	0,8187	0,418	3,4939
345,00	0,1043	0,9230	0,445	3,9389
387,47	0,1078	1,0308	0,460	4,3991
435,17	0,1081	1,1389	0,461	4,8606
488,74	0,1050	1,2440	0,448	5,3088
548,90	0,0988	1,3428	0,422	5,7306
616,48	0,0904	1,4332	0,386	6,1163
692,37	0,0810	1,5141	0,346	6,4619
777,60	0,0724	1,5865	0,309	6,7707
873,33	0,0667	1,6532	0,284	7,0552
980,84	0,0659	1,7190	0,281	7,3363
1101,59	0,0716	1,7906	0,306	7,6419
1237,20	0,0847	1,8753	0,361	8,0033
1389,50	0,1046	1,9799	0,446	8,4495
1560,55	0,1291	2,1090	0,551	9,0004
1752,66	0,1543	2,2633	0,659	9,6590
1968,43	0,1748	2,4381	0,746	10,4049
2210,75	0,1837	2,6217	0,784	11,1887
2482,90	0,1736	2,7954	0,741	11,9297
2788,55	0,1374	2,9328	0,586	12,5162
3131,84	0,0689	3,0017	0,294	12,8101
3517,38	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
3950,39	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
4436,70	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
4982,87	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
5596,28	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
6285,21	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
7058,95	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
7927,93	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
8903,89	0,0000	3,0017	0,000	12,8101
10000,00	0,0000	3,0017	0,000	0,000

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.



APÊNDICE R – Planilha de análise de RMN da amostra T4 (travertino)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,04	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,05	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,06	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,07	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,08	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,09	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,13	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,14	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,16	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,26	0,0001	0,0001	0,0006	0,0006
0,29	0,0005	0,0006	0,0022	0,0028
0,33	0,0009	0,0015	0,0039	0,0066
0,37	0,0012	0,0027	0,0056	0,0122
0,41	0,0016	0,0043	0,0073	0,0195
0,46	0,0020	0,0063	0,0089	0,0284
0,52	0,0023	0,0086	0,0102	0,0386
0,58	0,0025	0,0111	0,0113	0,0499
0,65	0,0027	0,0137	0,0121	0,0620
0,73	0,0028	0,0165	0,0124	0,0744
0,82	0,0027	0,0192	0,0124	0,0868
0,93	0,0026	0,0219	0,0119	0,0987
1,04	0,0024	0,0243	0,0110	0,1097
1,17	0,0022	0,0265	0,0098	0,1196
1,31	0,0018	0,0283	0,0083	0,1279
1,47	0,0015	0,0298	0,0066	0,1344
1,65	0,0010	0,0308	0,0047	0,1391
1,86	0,0006	0,0314	0,0027	0,1418
2,09	0,0002	0,0316	0,0007	0,1425
2,34	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
2,63	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
2,96	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
3,32	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
3,73	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
4,19	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
4,70	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
5,28	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
5,93	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
6,66	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
7,48	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425

8,40	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
9,44	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
10,60	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
11,90	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
13,37	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
15,01	0,0000	0,0316	0,0000	0,1425
16,86	0,0003	0,0319	0,0012	0,1437
18,94	0,0006	0,0324	0,0026	0,1464
21,27	0,0009	0,0334	0,0042	0,1505
23,89	0,0013	0,0347	0,0060	0,1565
26,83	0,0018	0,0365	0,0080	0,1645
30,13	0,0023	0,0387	0,0103	0,1748
33,84	0,0028	0,0416	0,0128	0,1876
38,00	0,0035	0,0450	0,0157	0,2033
42,68	0,0042	0,0492	0,0188	0,2221
47,94	0,0050	0,0542	0,0224	0,2445
53,84	0,0059	0,0600	0,0265	0,2709
60,47	0,0069	0,0669	0,0312	0,3021
67,91	0,0082	0,0751	0,0368	0,3389
76,27	0,0096	0,0847	0,0435	0,3824
85,66	0,0114	0,0962	0,0517	0,4341
96,20	0,0136	0,1098	0,0615	0,4956
108,05	0,0162	0,1260	0,0732	0,5688
121,35	0,0193	0,1453	0,0871	0,6559
136,29	0,0228	0,1682	0,1030	0,7589
153,06	0,0268	0,1949	0,1209	0,8798
171,91	0,0310	0,2260	0,1400	1,0198
193,07	0,0354	0,2614	0,1598	1,1797
216,84	0,0397	0,3011	0,1792	1,3589
243,53	0,0436	0,3447	0,1968	1,5557
273,51	0,0468	0,3915	0,2112	1,7669
307,18	0,0489	0,4404	0,2208	1,9877
345,00	0,0497	0,4902	0,2244	2,2122
387,47	0,0490	0,5391	0,2210	2,4332
435,17	0,0466	0,5857	0,2103	2,6435
488,74	0,0428	0,6285	0,1931	2,8366
548,90	0,0379	0,6664	0,1710	3,0076
616,48	0,0326	0,6990	0,1470	3,1545
692,37	0,0277	0,7267	0,1250	3,2796
777,60	0,0243	0,7510	0,1097	3,3893
873,33	0,0235	0,7745	0,1059	3,4952
980,84	0,0261	0,8005	0,1177	3,6129
1101,59	0,0327	0,8333	0,1478	3,7606
1237,20	0,0436	0,8768	0,1966	3,9572
1389,50	0,0579	0,9348	0,2615	4,2187
1560,55	0,0746	1,0093	0,3364	4,5552
1752,66	0,0912	1,1005	0,4116	4,9668
1968,43	0,1050	1,2056	0,4741	5,4409
2210,75	0,1126	1,3182	0,5081	5,9489
2482,90	0,1100	1,4282	0,4965	6,4454
2788,55	0,0935	1,5216	0,4218	6,8672
3131,84	0,0593	1,5810	0,2678	7,1351
3517,38	0,0046	1,5855	0,0206	7,1557
3950,39	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
4436,70	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
4982,87	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
5596,28	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
6285,21	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
7058,95	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
7927,93	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
8903,89	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557
10000,00	0,0000	1,5855	0,0000	7,1557

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE S – Planilha de análise de RMN da amostra T7 (travertino)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0001
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0002
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,0004
0,04	0,0001	0,0002	0,000	0,0009
0,04	0,0002	0,0004	0,001	0,0018
0,05	0,0003	0,0007	0,001	0,0032
0,05	0,0005	0,0012	0,002	0,0056
0,06	0,0008	0,0020	0,004	0,0092
0,06	0,0011	0,0031	0,005	0,0144
0,07	0,0015	0,0047	0,007	0,0215
0,08	0,0020	0,0067	0,009	0,0309
0,09	0,0026	0,0093	0,012	0,0427
0,10	0,0031	0,0124	0,014	0,0571
0,11	0,0037	0,0160	0,017	0,0739
0,13	0,0042	0,0202	0,019	0,0932
0,14	0,0046	0,0248	0,021	0,1145
0,16	0,0050	0,0298	0,023	0,1374
0,18	0,0052	0,0350	0,024	0,1615
0,20	0,0053	0,0403	0,025	0,1860
0,23	0,0053	0,0456	0,024	0,2104
0,26	0,0051	0,0507	0,024	0,2340
0,29	0,0048	0,0555	0,022	0,2562
0,33	0,0044	0,0599	0,020	0,2766
0,37	0,0040	0,0639	0,018	0,2948
0,41	0,0035	0,0674	0,016	0,3108
0,46	0,0030	0,0704	0,014	0,3249
0,52	0,0027	0,0731	0,013	0,3374
0,58	0,0025	0,0757	0,012	0,3491
0,65	0,0026	0,0782	0,012	0,3610
0,73	0,0028	0,0810	0,013	0,3739
0,82	0,0032	0,0843	0,015	0,3889
0,93	0,0038	0,0881	0,018	0,4066
1,04	0,0045	0,0926	0,021	0,4275
1,17	0,0052	0,0978	0,024	0,4515
1,31	0,0057	0,1036	0,026	0,4779
1,47	0,0060	0,1096	0,028	0,5055
1,65	0,0059	0,1154	0,027	0,5327
1,86	0,0053	0,1208	0,025	0,5572
2,09	0,0042	0,1250	0,019	0,5766
2,34	0,0025	0,1275	0,012	0,5883
2,63	0,0003	0,1278	0,001	0,5896
2,96	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
3,32	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
3,73	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
4,19	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
4,70	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
5,28	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
5,93	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
6,66	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
7,48	0,0000	0,1278	0,000	0,5896

8,40	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
9,44	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
10,60	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
11,90	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
13,37	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
15,01	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
16,86	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
18,94	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
21,27	0,0000	0,1278	0,000	0,5896
23,89	0,0001	0,1279	0,001	0,5902
26,83	0,0042	0,1321	0,019	0,6096
30,13	0,0076	0,1397	0,035	0,6447
33,84	0,0102	0,1499	0,047	0,6918
38,00	0,0119	0,1618	0,055	0,7467
42,68	0,0128	0,1746	0,059	0,8056
47,94	0,0129	0,1875	0,060	0,8652
53,84	0,0126	0,2001	0,058	0,9235
60,47	0,0122	0,2123	0,056	0,9798
67,91	0,0120	0,2243	0,055	1,0350
76,27	0,0122	0,2365	0,056	1,0913
85,66	0,0134	0,2499	0,062	1,1530
96,20	0,0157	0,2656	0,073	1,2255
108,05	0,0196	0,2852	0,091	1,3162
121,35	0,0253	0,3106	0,117	1,4331
136,29	0,0329	0,3435	0,152	1,5850
153,06	0,0423	0,3858	0,195	1,7800
171,91	0,0530	0,4388	0,245	2,0247
193,07	0,0647	0,5035	0,298	2,3231
216,84	0,0764	0,5798	0,352	2,6755
243,53	0,0874	0,6673	0,403	3,0790
273,51	0,0971	0,7643	0,448	3,5269
307,18	0,1047	0,8690	0,483	4,0099
345,00	0,1099	0,9790	0,507	4,5172
387,47	0,1126	1,0916	0,520	5,0368
435,17	0,1126	1,2042	0,520	5,5564
488,74	0,1099	1,3141	0,507	6,0635
548,90	0,1046	1,4186	0,482	6,5460
616,48	0,0968	1,5154	0,447	6,9926
692,37	0,0871	1,6025	0,402	7,3944
777,60	0,0765	1,6790	0,353	7,7474
873,33	0,0667	1,7457	0,308	8,0553
980,84	0,0602	1,8059	0,278	8,3329
1101,59	0,0594	1,8653	0,274	8,6070
1237,20	0,0668	1,9321	0,308	8,9150
1389,50	0,0834	2,0154	0,385	9,2996
1560,55	0,1080	2,1234	0,498	9,7978
1752,66	0,1360	2,2594	0,628	10,4253
1968,43	0,1586	2,4180	0,732	11,1571
2210,75	0,1621	2,5801	0,748	11,9051
2482,90	0,1282	2,7082	0,591	12,4964
2788,55	0,0344	2,7426	0,159	12,6550
3131,84	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
3517,38	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
3950,39	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
4436,70	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
4982,87	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
5596,28	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
6285,21	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
7058,95	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
7927,93	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
8903,89	0,0000	2,7426	0,000	12,6550
10000,00	0,0000	2,7426	0,000	12,6550

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE T – Planilha de análise de RMN da amostra Tu2 (tufa)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0001	0,000	0,0001
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,0003
0,04	0,0001	0,0003	0,000	0,0006
0,04	0,0003	0,0005	0,001	0,0012
0,05	0,0005	0,0010	0,001	0,0021
0,05	0,0008	0,0018	0,002	0,0038
0,06	0,0012	0,0030	0,003	0,0064
0,06	0,0018	0,0048	0,004	0,0102
0,07	0,0027	0,0075	0,006	0,0159
0,08	0,0037	0,0112	0,008	0,0238
0,09	0,0051	0,0163	0,011	0,0347
0,10	0,0068	0,0231	0,014	0,0492
0,11	0,0088	0,0320	0,019	0,0680
0,13	0,0112	0,0432	0,024	0,0919
0,14	0,0140	0,0572	0,030	0,1217
0,16	0,0171	0,0742	0,036	0,1580
0,18	0,0204	0,0947	0,043	0,2015
0,20	0,0240	0,1187	0,051	0,2525
0,23	0,0277	0,1464	0,059	0,3115
0,26	0,0313	0,1777	0,067	0,3780
0,29	0,0346	0,2123	0,074	0,4517
0,33	0,0375	0,2498	0,080	0,5315
0,37	0,0397	0,2895	0,084	0,6160
0,41	0,0411	0,3306	0,087	0,7035
0,46	0,0417	0,3723	0,089	0,7923
0,52	0,0416	0,4140	0,089	0,8808
0,58	0,0411	0,4551	0,088	0,9684
0,65	0,0407	0,4958	0,087	1,0549
0,73	0,0407	0,5365	0,087	1,1416
0,82	0,0418	0,5783	0,089	1,2306
0,93	0,0445	0,6228	0,095	1,3252
1,04	0,0490	0,6719	0,104	1,4296
1,17	0,0557	0,7276	0,119	1,5481
1,31	0,0645	0,7921	0,137	1,6854
1,47	0,0754	0,8675	0,160	1,8458
1,65	0,0880	0,9555	0,187	2,0330
1,86	0,1022	1,0576	0,217	2,2504
2,09	0,1175	1,1752	0,250	2,5005
2,34	0,1339	1,3091	0,285	2,7854
2,63	0,1509	1,4600	0,321	3,1066
2,96	0,1686	1,6286	0,359	3,4652
3,32	0,1866	1,8152	0,397	3,8623
3,73	0,2050	2,0202	0,436	4,2984
4,19	0,2236	2,2438	0,476	4,7742
4,70	0,2424	2,4862	0,516	5,2900
5,28	0,2612	2,7473	0,556	5,8457
5,93	0,2796	3,0270	0,595	6,4407
6,66	0,2974	3,3244	0,633	7,0735
7,48	0,3139	3,6382	0,668	7,7413

8,40	0,3284	3,9667	0,699	8,4401
9,44	0,3404	4,3071	0,724	9,1644
10,60	0,3492	4,6563	0,743	9,9075
11,90	0,3544	5,0107	0,754	10,6615
13,37	0,3555	5,3662	0,757	11,4180
15,01	0,3526	5,7188	0,750	12,1684
16,86	0,3458	6,0647	0,736	12,9042
18,94	0,3354	6,4001	0,714	13,6178
21,27	0,3220	6,7221	0,685	14,3030
23,89	0,3065	7,0285	0,652	14,9551
26,83	0,2897	7,3182	0,616	15,5714
30,13	0,2726	7,5908	0,580	16,1515
33,84	0,2563	7,8471	0,545	16,6968
38,00	0,2415	8,0886	0,514	17,2107
42,68	0,2289	8,3175	0,487	17,6976
47,94	0,2186	8,5361	0,465	18,1628
53,84	0,2107	8,7468	0,448	18,6111
60,47	0,2048	8,9516	0,436	19,0470
67,91	0,2004	9,1520	0,426	19,4733
76,27	0,1967	9,3487	0,419	19,8919
85,66	0,1929	9,5416	0,410	20,3023
96,20	0,1883	9,7299	0,401	20,7029
108,05	0,1820	9,9119	0,387	21,0901
121,35	0,1736	10,0855	0,369	21,4596
136,29	0,1631	10,2486	0,347	21,8067
153,06	0,1512	10,3998	0,322	22,1284
171,91	0,1394	10,5393	0,297	22,4251
193,07	0,1302	10,6695	0,277	22,7021
216,84	0,1267	10,7962	0,270	22,9717
243,53	0,1319	10,9281	0,281	23,2524
273,51	0,1478	11,0759	0,315	23,5669
307,18	0,1743	11,2502	0,371	23,9378
345,00	0,2080	11,4582	0,443	24,3804
387,47	0,2422	11,7004	0,515	24,8958
435,17	0,2679	11,9683	0,570	25,4657
488,74	0,2752	12,2435	0,586	26,0513
548,90	0,2574	12,5009	0,548	26,5990
616,48	0,2140	12,7149	0,455	27,0542
692,37	0,1541	12,8689	0,328	27,3821
777,60	0,0976	12,9665	0,208	27,5897
873,33	0,0732	13,0397	0,156	27,7455
980,84	0,1126	13,1523	0,240	27,9850
1101,59	0,2399	13,3922	0,510	28,4954
1237,20	0,4588	13,8510	0,976	29,4717
1389,50	0,7383	14,5893	1,571	31,0426
1560,55	1,0006	15,5899	2,129	33,1716
1752,66	1,1169	16,7067	2,376	35,5480
1968,43	0,9130	17,6197	1,943	37,4906
2210,75	0,1899	17,8096	0,404	37,8947
2482,90	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
2788,55	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
3131,84	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
3517,38	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
3950,39	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
4436,70	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
4982,87	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
5596,28	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
6285,21	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
7058,95	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
7927,93	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
8903,89	0,0000	17,8096	0,000	37,8947
10000,00	0,0397	17,8493	0,084	37,9791

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE U – Planilha de análise de RMN da amostra Tu3 (tufa)

T2 (ms)	Saturação (mL)		Porosidade (%)	
	Incremental	Cumulado	Incremental	Cumulado
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,01	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,02	0,0000	0,0000	0,000	0,0000
0,03	0,0000	0,0000	0,000	0,0001
0,03	0,0001	0,0001	0,000	0,0002
0,03	0,0002	0,0003	0,000	0,0005
0,04	0,0003	0,0006	0,001	0,0011
0,04	0,0006	0,0011	0,001	0,0022
0,05	0,0010	0,0021	0,002	0,0042
0,05	0,0016	0,0038	0,003	0,0074
0,06	0,0026	0,0063	0,005	0,0124
0,06	0,0039	0,0102	0,008	0,0201
0,07	0,0057	0,0159	0,011	0,0312
0,08	0,0080	0,0238	0,016	0,0469
0,09	0,0108	0,0347	0,021	0,0682
0,10	0,0143	0,0489	0,028	0,0963
0,11	0,0182	0,0671	0,036	0,1322
0,13	0,0226	0,0897	0,044	0,1767
0,14	0,0271	0,1168	0,053	0,2300
0,16	0,0316	0,1485	0,062	0,2923
0,18	0,0359	0,1843	0,071	0,3629
0,20	0,0395	0,2239	0,078	0,4408
0,23	0,0424	0,2663	0,084	0,5243
0,26	0,0443	0,3106	0,087	0,6116
0,29	0,0451	0,3557	0,089	0,7004
0,33	0,0447	0,4004	0,088	0,7884
0,37	0,0431	0,4435	0,085	0,8733
0,41	0,0406	0,4841	0,080	0,9532
0,46	0,0373	0,5214	0,073	1,0266
0,52	0,0335	0,5549	0,066	1,0926
0,58	0,0298	0,5847	0,059	1,1513
0,65	0,0267	0,6114	0,053	1,2039
0,73	0,0246	0,6361	0,048	1,2524
0,82	0,0242	0,6603	0,048	1,3000
0,93	0,0259	0,6861	0,051	1,3510
1,04	0,0301	0,7162	0,059	1,4102
1,17	0,0371	0,7533	0,073	1,4833
1,31	0,0471	0,8004	0,093	1,5760
1,47	0,0600	0,8605	0,118	1,6942
1,65	0,0756	0,9361	0,149	1,8431
1,86	0,0935	1,0296	0,184	2,0272
2,09	0,1132	1,1428	0,223	2,2501
2,34	0,1341	1,2769	0,264	2,5142
2,63	0,1557	1,4326	0,307	2,8208
2,96	0,1774	1,6100	0,349	3,1701
3,32	0,1989	1,8089	0,392	3,5616
3,73	0,2199	2,0288	0,433	3,9946
4,19	0,2405	2,2693	0,474	4,4682
4,70	0,2609	2,5302	0,514	4,9819
5,28	0,2813	2,8115	0,554	5,5358
5,93	0,3021	3,1136	0,595	6,1306
6,66	0,3236	3,4372	0,637	6,7678
7,48	0,3462	3,7834	0,682	7,4494

8,40	0,3698	4,1532	0,728	8,1775
9,44	0,3943	4,5476	0,776	8,9540
10,60	0,4191	4,9667	0,825	9,7792
11,90	0,4430	5,4097	0,872	10,6515
13,37	0,4647	5,8744	0,915	11,5666
15,01	0,4826	6,3570	0,950	12,5167
16,86	0,4949	6,8519	0,974	13,4912
18,94	0,5006	7,3525	0,986	14,4769
21,27	0,4988	7,8514	0,982	15,4591
23,89	0,4896	8,3410	0,964	16,4231
26,83	0,4736	8,8145	0,932	17,3555
30,13	0,4519	9,2664	0,890	18,2453
33,84	0,4263	9,6928	0,839	19,0847
38,00	0,3990	10,0917	0,786	19,8702
42,68	0,3720	10,4637	0,732	20,6026
47,94	0,3476	10,8113	0,684	21,2870
53,84	0,3278	11,1391	0,645	21,9325
60,47	0,3141	11,4532	0,618	22,5509
67,91	0,3069	11,7601	0,604	23,1552
76,27	0,3059	12,0660	0,602	23,7575
85,66	0,3093	12,3753	0,609	24,3665
96,20	0,3145	12,6898	0,619	24,9858
108,05	0,3183	13,0081	0,627	25,6125
121,35	0,3175	13,3257	0,625	26,2378
136,29	0,3101	13,6357	0,611	26,8483
153,06	0,2955	13,9312	0,582	27,4301
171,91	0,2753	14,2065	0,542	27,9721
193,07	0,2532	14,4597	0,499	28,4706
216,84	0,2340	14,6936	0,461	28,9313
243,53	0,2225	14,9161	0,438	29,3694
273,51	0,2224	15,1385	0,438	29,8072
307,18	0,2347	15,3732	0,462	30,2693
345,00	0,2573	15,6305	0,507	30,7758
387,47	0,2852	15,9157	0,562	31,3375
435,17	0,3118	16,2275	0,614	31,9513
488,74	0,3298	16,5573	0,649	32,6007
548,90	0,3343	16,8915	0,658	33,2589
616,48	0,3238	17,2154	0,638	33,8965
692,37	0,3026	17,5179	0,596	34,4922
777,60	0,2805	17,7984	0,552	35,0445
873,33	0,2729	18,0714	0,537	35,5819
980,84	0,2977	18,3691	0,586	36,1681
1101,59	0,3707	18,7398	0,730	36,8979
1237,20	0,4982	19,2380	0,981	37,8789
1389,50	0,6684	19,9063	1,316	39,1949
1560,55	0,8402	20,7465	1,654	40,8491
1752,66	0,9328	21,6792	1,837	42,6857
1968,43	0,8165	22,4957	1,608	44,2932
2210,75	0,3070	22,8027	0,605	44,8978
2482,90	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
2788,55	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
3131,84	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
3517,38	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
3950,39	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
4436,70	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
4982,87	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
5596,28	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
6285,21	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
7058,95	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
7927,93	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
8903,89	0,0000	22,8027	0,000	44,8978
10000,00	0,0000	22,8027	0,000	44,8978

Nota: Porosidade = saturação total cumulada (mL) / (volume total gravimétrico (cc) \*100).

Fonte: A autora, 2019.



**APÊNDICE V – Planilha de petrofísica básica dos fragmentos analisados em MICP**

Amostra	Comp. (m)	Diam. (m)	Peso (g)	Vol. matriz (cc)	Vol. rocha (cc)	Dens. rocha (g/cc) <sup>1</sup>	Vol. de poro (cc) <sup>2</sup>	$\Phi_{He}(\%)^3$
E1	0,70	2,5	2,65	1,074	1,45	2,50	0,38	25,96
E2	1,13	2,5	2,21	0,889	1,03	2,49	0,14	13,67
E3	0,96	2,5	1,91	0,762	0,92	2,52	0,16	17,13
Tu1	0,94	2,5	2,22	0,845	1,03	2,62	0,18	17,96
Tu2	0,78	2,5	3,99	1,521	1,84	2,63	0,32	17,32
T1	0,75	2,5	2,16	1,235	1,35	2,64	0,12	8,55
T2	1,18	2,5	6,30	2,383	2,57	2,64	0,19	7,26
EA	0,62	2,5	2,22	0,829	0,93	2,68	0,10	10,87
ES	0,86	2,5	3,76	1,414	1,67	2,67	0,26	15,31

Nota: <sup>1</sup> Densidade da rocha = Peso / Volume da rocha

<sup>2</sup> Volume do poro = Volume da rocha - Volume da matriz

<sup>3</sup> Porosidade = (Volume do poro / Volume da rocha) \*100

Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE W – Planilha de análise de MICP da amostra E1 (estromatólito de Lagoa Salgada)**

Pressão de Injeção Hg*(psia)	Volume de Hg corrigido* (cc)	Saturação Hg**(fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro*** (µm)	Diâmetro do poro# (µm)
1,49	0	0	1	73,154	146,31
1,58	0	0	1	69,252	138,50
1,80	0	0	1	60,804	121,61
2,00	0	0	1	54,611	109,22
2,15	0	0	1	50,716	101,43
2,35	0	0	1	46,495	92,99
2,56	0	0	1	42,618	85,24
2,80	0	0	1	38,947	77,89
3,06	0	0	1	35,665	71,33
3,36	0	0	1	32,485	64,97
3,67	0	0	1	29,758	59,52
4,41	0	0	1	24,790	49,58
4,81	0,002	0,007	0,993	22,708	45,42
5,25	0,004	0,014	0,986	20,814	41,63
5,74	0,007	0,025	0,975	19,029	38,06
6,29	0,009	0,032	0,968	17,369	34,74
7,52	0,014	0,048	0,952	14,533	29,07
8,24	0,017	0,058	0,942	13,260	26,52
9,01	0,019	0,066	0,934	12,122	24,24
9,86	0,021	0,074	0,926	11,081	22,16
10,76	0,024	0,082	0,918	10,148	20,30
11,86	0,027	0,092	0,908	9,214	18,43
12,85	0,029	0,100	0,900	8,500	17,00
14,16	0,032	0,111	0,889	7,716	15,43
15,45	0,036	0,124	0,876	7,070	14,14
16,88	0,038	0,133	0,867	6,472	12,94
18,47	0,041	0,143	0,857	5,914	11,83
22,15	0,047	0,163	0,837	4,931	9,86
24,25	0,050	0,173	0,827	4,504	9,01
26,55	0,054	0,186	0,814	4,114	8,23
28,95	0,057	0,197	0,803	3,773	7,55
29,76	0,059	0,205	0,795	3,670	7,34
34,14	0,061	0,211	0,789	3,200	6,40
35,53	0,062	0,214	0,786	3,074	6,15
40,33	0,065	0,223	0,777	2,708	5,42
44,65	0,067	0,233	0,767	2,446	4,89
57,90	0,076	0,263	0,737	1,887	3,77
59,29	0,082	0,283	0,717	1,842	3,68
64,51	0,086	0,299	0,701	1,693	3,39
69,60	0,092	0,318	0,682	1,569	3,14
77,47	0,098	0,339	0,661	1,410	2,82
84,96	0,104	0,358	0,642	1,286	2,57
92,53	0,109	0,378	0,622	1,181	2,36
101,43	0,116	0,401	0,599	1,077	2,15
111,72	0,122	0,422	0,578	0,978	1,96
121,08	0,127	0,439	0,561	0,902	1,80
132,92	0,132	0,456	0,544	0,822	1,64
145,07	0,138	0,476	0,524	0,753	1,51
174,09	0,148	0,510	0,490	0,627	1,25
189,77	0,153	0,529	0,471	0,576	1,15
207,52	0,158	0,546	0,454	0,526	1,05
227,94	0,163	0,565	0,435	0,479	0,96
248,74	0,169	0,583	0,417	0,439	0,88
273,85	0,174	0,601	0,399	0,399	0,80
298,53	0,179	0,618	0,382	0,366	0,73

326,81	0,184	0,635	0,365	0,334	0,67
358,17	0,192	0,662	0,338	0,305	0,61
392,10	0,198	0,685	0,315	0,279	0,56
428,89	0,201	0,696	0,304	0,255	0,51
468,86	0,206	0,711	0,289	0,233	0,47
512,22	0,212	0,734	0,266	0,213	0,43
562,70	0,218	0,755	0,245	0,194	0,39
614,39	0,226	0,780	0,220	0,178	0,36
671,51	0,232	0,801	0,199	0,163	0,33
733,99	0,237	0,821	0,179	0,149	0,30
804,37	0,240	0,831	0,169	0,136	0,27
878,86	0,244	0,843	0,157	0,124	0,25
962,92	0,246	0,852	0,148	0,113	0,23
1149,05	0,252	0,870	0,130	0,095	0,19
1257,90	0,254	0,880	0,120	0,087	0,17
1377,10	0,257	0,889	0,111	0,079	0,16
1507,82	0,259	0,896	0,104	0,072	0,14
1648,09	0,261	0,904	0,096	0,066	0,13
1807,73	0,264	0,912	0,088	0,060	0,12
1978,11	0,266	0,919	0,081	0,055	0,11
2158,29	0,268	0,925	0,075	0,051	0,10
2368,47	0,269	0,932	0,068	0,046	0,09
2587,40	0,271	0,937	0,063	0,042	0,08
2826,78	0,273	0,943	0,057	0,039	0,08
3099,64	0,274	0,947	0,053	0,035	0,07
3388,14	0,275	0,952	0,048	0,032	0,06
3705,95	0,277	0,957	0,043	0,029	0,06
3897,28	0,278	0,960	0,040	0,028	0,06
4450,50	0,278	0,963	0,037	0,025	0,05
5302,41	0,281	0,971	0,029	0,021	0,04
5805,16	0,281	0,973	0,027	0,019	0,04
6353,27	0,283	0,977	0,023	0,017	0,03
6944,78	0,283	0,979	0,021	0,016	0,03
7604,10	0,284	0,981	0,019	0,014	0,03
8313,23	0,284	0,982	0,018	0,013	0,03
9094,02	0,285	0,985	0,015	0,012	0,02
9952,34	0,285	0,986	0,014	0,011	0,02
10893,50	0,285	0,987	0,013	0,010	0,02
11893,19	0,286	0,989	0,011	0,009	0,02
12993,67	0,286	0,990	0,010	0,008	0,02
14294,22	0,286	0,990	0,010	0,008	0,02
15592,66	0,287	0,993	0,007	0,007	0,01
17093,02	0,288	0,996	0,004	0,006	0,01
18693,03	0,289	0,998	0,002	0,006	0,01
20391,95	0,289	1	0	0,005	0,01
22293,50	0,289	1	0	0,005	0,01
24394,68	0,289	1	0	0,004	0,01
26695,74	0,289	1	0	0,004	0,01
31997,61	0,289	1	0	0,003	0,01
34996,69	0,289	1	0	0,003	0,01
38297,03	0,289	1	0	0,003	0,01
41890,19	0,289	1	0	0,003	0,01
45782,65	0,289	1	0	0,002	0,00
50079,66	0,289	1	0	0,002	0,00
54776,84	0,289	1	0	0,002	0,00
57978,10	0,289	1	0	0,002	0,00
1,80	0	0	1	60,804	121,61
Parâmetros			Observações		
Volume de poro (cc) =	0,29	Volume total de Hg Corrigido			
Volume da rocha <bulk>(cc) =	1,36	Dado medido			
Volume de matriz <grão> (cc) =	1,07	Volume da rocha - volume de poro			
Porosidade (fração) =	0,21	Volume de poro / volume da rocha			
Densidade de grão (gm /cc) =	2,48	Peso da amostra/ volume de grão			
Peso da amostra (g) =	2,65	Dado medido			
Média da garganta de poro (µm) =	0,47	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.			

Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE X – Planilha de análise de MICP da amostra E2 (estromatólito de Lagoa Salgada)**

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro ( $\mu\text{m}$ )	Diâmetro do poro ( $\mu\text{m}$ )
1,49	0	0	1	73,33	146,67
1,58	0	0	1	69,10	138,20
1,80	0	0	1	60,63	121,26
2,00	0	0	1	54,55	109,10
2,15	0	0	1	50,74	101,49
2,35	0	0	1	46,47	92,95
2,57	0	0	1	42,57	85,14
2,80	0	0	1	39,02	78,04
3,07	0	0	1	35,60	71,20
3,67	0	0	1	29,76	59,51
4,03	0	0	1	27,13	54,27
4,40	0	0	1	24,81	49,62
4,81	0	0	1	22,70	45,41
5,25	0	0	1	20,79	41,58
5,74	0	0	1	19,02	38,05
6,29	0,00	0,01	0,99	17,37	34,74
6,88	0,00	0,02	0,98	15,88	31,76
7,52	0,00	0,02	0,98	14,53	29,06
8,23	0,00	0,03	0,97	13,27	26,54
9,01	0,00	0,04	0,96	12,12	24,25
9,86	0,00	0,05	0,95	11,08	22,16
10,76	0,00	0,05	0,95	10,15	20,30
11,86	0,01	0,06	0,94	9,21	18,42
12,86	0,01	0,07	0,93	8,49	16,99
14,16	0,01	0,07	0,93	7,72	15,43
15,45	0,01	0,08	0,92	7,07	14,14
16,88	0,01	0,09	0,91	6,47	12,94
18,48	0,01	0,10	0,90	5,91	11,82
20,27	0,01	0,10	0,90	5,39	10,78
22,16	0,01	0,11	0,89	4,93	9,86
26,55	0,01	0,12	0,88	4,11	8,23
28,96	0,01	0,13	0,87	3,77	7,54
30,34	0,01	0,14	0,86	3,60	7,20
32,92	0,01	0,14	0,86	3,32	6,64
36,55	0,01	0,15	0,85	2,99	5,98
40,79	0,02	0,16	0,84	2,68	5,36
43,95	0,02	0,18	0,82	2,49	4,97
48,54	0,02	0,19	0,81	2,25	4,50
58,28	0,02	0,20	0,80	1,87	3,75
58,48	0,02	0,22	0,78	1,87	3,74
64,05	0,02	0,23	0,77	1,71	3,41
70,17	0,02	0,25	0,75	1,56	3,11
84,83	0,03	0,28	0,72	1,29	2,58
91,85	0,03	0,31	0,69	1,19	2,38
101,03	0,03	0,33	0,67	1,08	2,16
110,72	0,03	0,35	0,65	0,99	1,97
120,98	0,03	0,37	0,63	0,90	1,81
132,62	0,04	0,39	0,61	0,82	1,65
144,75	0,04	0,41	0,59	0,75	1,51
157,93	0,04	0,43	0,57	0,69	1,38
174,57	0,04	0,45	0,55	0,63	1,25
190,04	0,04	0,48	0,52	0,57	1,15
207,48	0,05	0,50	0,50	0,53	1,05
227,32	0,05	0,53	0,47	0,48	0,96
250,28	0,05	0,55	0,45	0,44	0,87
272,49	0,05	0,57	0,43	0,40	0,80

298,44	0,05	0,59	0,41	0,37	0,73
327,58	0,06	0,61	0,39	0,33	0,67
357,43	0,06	0,63	0,37	0,31	0,61
427,92	0,06	0,67	0,33	0,26	0,51
468,62	0,06	0,69	0,31	0,23	0,47
512,07	0,07	0,71	0,29	0,21	0,43
562,67	0,07	0,73	0,27	0,19	0,39
613,43	0,07	0,75	0,25	0,18	0,36
671,94	0,07	0,76	0,24	0,16	0,33
735,01	0,07	0,78	0,22	0,15	0,30
804,90	0,07	0,79	0,21	0,14	0,27
879,83	0,08	0,81	0,19	0,12	0,25
961,68	0,08	0,82	0,18	0,11	0,23
1047,95	0,08	0,84	0,16	0,10	0,21
1147,63	0,08	0,85	0,15	0,10	0,19
1257,90	0,08	0,86	0,14	0,09	0,17
1377,69	0,08	0,87	0,13	0,08	0,16
1507,75	0,08	0,88	0,12	0,07	0,14
1648,35	0,08	0,89	0,11	0,07	0,13
1807,85	0,08	0,90	0,10	0,06	0,12
1977,53	0,08	0,91	0,09	0,06	0,11
2157,00	0,09	0,92	0,08	0,05	0,10
2367,26	0,09	0,93	0,07	0,05	0,09
2586,32	0,09	0,93	0,07	0,04	0,08
2826,71	0,09	0,94	0,06	0,04	0,08
3096,68	0,09	0,95	0,05	0,04	0,07
3387,33	0,09	0,95	0,05	0,03	0,06
3707,95	0,09	0,96	0,04	0,03	0,06
3896,79	0,09	0,96	0,04	0,03	0,06
4450,46	0,09	0,96	0,04	0,02	0,05
4846,88	0,09	0,97	0,03	0,02	0,05
5304,73	0,09	0,97	0,03	0,02	0,04
6353,31	0,09	0,98	0,02	0,02	0,03
6942,50	0,09	0,98	0,02	0,02	0,03
7601,05	0,09	0,98	0,02	0,01	0,03
8312,30	0,09	0,99	0,01	0,01	0,03
9092,80	0,09	0,99	0,01	0,01	0,02
9954,61	0,09	0,99	0,01	0,01	0,02
10892,94	0,09	0,99	0,01	0,01	0,02
11893,19	0,09	0,99	0,01	0,01	0,02
12994,78	0,09	0,99	0,01	0,01	0,02
15594,10	0,09	1	0	0,01	0,01
17092,42	0,09	1	0	0,01	0,01
18692,13	0,09	1	0	0,01	0,01
20391,26	0,09	1	0	0,01	0,01
22293,28	0,09	1	0	0	0,01
24394,17	0,09	1	0	0	0,01
26696,90	0,09	1	0	0	0,01
29297,65	0,09	1	0	0	0,01
31996,74	0,09	1	0	0	0,01
34996,88	0,09	1	0	0	0,01
41889,65	0,09	1	0	0	0,01
45784,25	0,09	1	0	0	0,00
50079,97	0,09	1	0	0	0,00
54779,35	0,09	1	0	0	0,00
57977,38	0,09	1	0	0	0,00
1,49	0	0	1	73,33	146,67
Parâmetros			Observações		
Volume de poro (cc) =	0,09		Volume total de Hg Corrigido		
Volume da rocha <bulk>(cc) =	0,98		Dado medido		
Volume de matriz <grão> (cc) =	0,89		Volume da rocha - volume de poro		
Porosidade (fração) =	0,09		Volume de poro / volume da rocha		
Densidade de grão (gm / cc) =	2,48		Peso da amostra/ volume de grão		
Peso da amostra (g) =	2,21		Dado medido		
Média da garganta de poro (µm) =	0,49		Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.		

Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE Y – Planilha de análise de MICP da amostra E3 (estromatólito de Lagoa Salgada)**

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro ( $\mu\text{m}$ )	Diâmetro do poro ( $\mu\text{m}$ )
1,49	0	0	1	73,335	146,669
1,58	0	0	1	69,102	138,204
1,80	0	0	1	60,631	121,261
2,00	0	0	1	54,548	109,095
2,15	0	0	1	50,743	101,487
2,35	0	0	1	46,475	92,949
2,80	0	0	1	39,018	78,035
3,07	0	0	1	35,598	71,196
3,36	0	0	1	32,471	64,942
3,67	0	0	1	29,756	59,512
4,03	0	0	1	27,134	54,268
4,40	0	0	1	24,809	49,619
4,81	0,001	0,011	0,989	22,704	45,409
5,25	0,002	0,025	0,975	20,788	41,577
5,74	0,003	0,034	0,966	19,023	38,047
6,29	0,004	0,045	0,955	17,368	34,737
6,88	0,005	0,054	0,946	15,879	31,759
7,52	0,006	0,064	0,936	14,529	29,058
8,23	0,007	0,073	0,927	13,271	26,542
9,01	0,007	0,081	0,919	12,124	24,248
9,86	0,008	0,088	0,912	11,079	22,158
10,76	0,009	0,099	0,901	10,149	20,298
11,86	0,010	0,113	0,887	9,208	18,417
12,86	0,011	0,120	0,880	8,494	16,988
14,16	0,012	0,131	0,869	7,715	15,431
15,45	0,013	0,142	0,858	7,068	14,137
16,88	0,014	0,151	0,849	6,472	12,943
18,48	0,015	0,159	0,841	5,911	11,821
20,27	0,016	0,170	0,830	5,389	10,779
24,26	0,017	0,189	0,811	4,502	9,004
26,55	0,018	0,198	0,802	4,114	8,228
28,96	0,019	0,203	0,797	3,772	7,544
29,33	0,019	0,208	0,792	3,725	7,449
34,10	0,020	0,214	0,786	3,204	6,407
35,10	0,020	0,219	0,781	3,112	6,225
42,16	0,022	0,241	0,759	2,591	5,182
43,68	0,023	0,246	0,754	2,501	5,002
48,81	0,025	0,270	0,730	2,238	4,475
58,63	0,027	0,292	0,708	1,863	3,726
59,19	0,029	0,314	0,686	1,845	3,691
64,51	0,030	0,328	0,672	1,693	3,386
70,10	0,031	0,341	0,659	1,558	3,117
76,34	0,033	0,361	0,639	1,431	2,862
83,86	0,035	0,384	0,616	1,303	2,605
91,86	0,037	0,405	0,595	1,189	2,378
110,41	0,040	0,438	0,562	0,989	1,979
121,23	0,042	0,453	0,547	0,901	1,802
132,52	0,043	0,469	0,531	0,824	1,649
144,54	0,044	0,485	0,515	0,756	1,511
159,05	0,046	0,502	0,498	0,687	1,374
173,28	0,048	0,527	0,473	0,630	1,261
189,85	0,050	0,544	0,456	0,575	1,151
208,38	0,051	0,558	0,442	0,524	1,048
227,75	0,053	0,574	0,426	0,480	0,959
248,62	0,054	0,590	0,410	0,439	0,879
272,14	0,056	0,606	0,394	0,401	0,803

297,73	0,058	0,628	0,372	0,367	0,734
357,68	0,061	0,664	0,336	0,305	0,611
392,05	0,062	0,678	0,322	0,279	0,557
428,84	0,064	0,694	0,306	0,255	0,509
469,05	0,065	0,709	0,291	0,233	0,466
513,26	0,066	0,724	0,276	0,213	0,426
560,61	0,068	0,740	0,260	0,195	0,390
613,33	0,069	0,752	0,248	0,178	0,356
671,65	0,070	0,766	0,234	0,163	0,325
735,29	0,072	0,779	0,221	0,149	0,297
804,94	0,073	0,793	0,207	0,136	0,271
878,80	0,074	0,805	0,195	0,124	0,249
962,87	0,075	0,819	0,181	0,113	0,227
1048,47	0,076	0,832	0,168	0,104	0,208
1148,00	0,078	0,845	0,155	0,095	0,190
1258,58	0,079	0,858	0,142	0,087	0,174
1378,21	0,080	0,870	0,130	0,079	0,159
1508,34	0,081	0,881	0,119	0,072	0,145
1647,35	0,082	0,891	0,109	0,066	0,133
1807,74	0,083	0,901	0,099	0,060	0,121
1977,33	0,083	0,909	0,091	0,055	0,110
2158,27	0,084	0,917	0,083	0,051	0,101
2366,13	0,085	0,926	0,074	0,046	0,092
2586,05	0,086	0,932	0,068	0,042	0,084
2826,87	0,086	0,938	0,062	0,039	0,077
3097,27	0,087	0,945	0,055	0,035	0,071
3707,30	0,089	0,965	0,035	0,029	0,059
3897,24	0,089	0,974	0,026	0,028	0,056
4448,10	0,090	0,976	0,024	0,025	0,049
4845,37	0,090	0,978	0,022	0,023	0,045
5305,80	0,090	0,982	0,018	0,021	0,041
5806,09	0,090	0,985	0,015	0,019	0,038
6353,60	0,090	0,985	0,015	0,017	0,034
6942,89	0,091	0,991	0,009	0,016	0,031
7602,92	0,091	0,996	0,004	0,014	0,029
8313,42	0,091	0,996	0,004	0,013	0,026
9091,93	0,092	0,998	0,002	0,012	0,024
9953,40	0,092	0,999	0,001	0,011	0,022
10893,33	0,092	0,999	0,001	0,010	0,020
12994,28	0,092	0,999	0,001	0,008	0,017
14292,04	0,092	1	0	0,008	0,015
15594,21	0,092	1	0	0,007	0,014
17093,38	0,092	1	0	0,006	0,013
18692,33	0,092	1	0	0,006	0,012
20390,96	0,092	1	0	0,005	0,011
24394,79	0,092	1	0	0,004	0,009
26695,73	0,092	1	0	0,004	0,008
29297,31	0,092	1	0	0,004	0,007
31997,02	0,092	1	0	0,003	0,007
34996,68	0,092	1	0	0,003	0,006
38296,35	0,092	1	0	0,003	0,006
41892,15	0,092	1	0	0,003	0,005
45783,83	0,092	1	0	0,002	0,005
50078,00	0,092	1	0	0,002	0,004
54778,53	0,092	1	0	0,002	0,004
57977,63	0,092	1	0	0,002	0,004
1,49	0	0	1	73,335	146,669
Parâmetros			Observações		
Volume de poro (cc) =	0,09		Volume total de Hg Corrigido		
Volume da rocha <bulk>(cc) =	0,86		Dado medido		
Volume de matriz <grão> (cc) =	0,76		Volume da rocha - volume de poro		
Porosidade (fração) =	0,11		Volume de poro / volume da rocha		
Densidade de grão (gm /cc) =	2,50		Peso da amostra/ volume de grão		
Peso da amostra (g) =	1,91		Dado medido		
Média da garganta de poro (µm) =	0,46		Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.		

Fonte: A autora, 2019.

APÊNDICE Z – Planilha de análise de MICP da amostra ES (estromatólito de Yacoraite)

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro (µm)	Diâmetro do poro (µm)
1,494	0	0	1	73,089	146,178
1,577	0	0	1	69,268	138,535
1,801	0	0	1	60,650	121,301
2,002	0	0	1	54,548	109,097
2,147	0	0	1	50,867	101,733
2,352	0	0	1	46,450	92,900
2,570	0	0	1	42,508	85,016
3,067	0	0	1	35,614	71,228
3,368	0	0	1	32,428	64,856
3,676	0,002	0,016	0,984	29,712	59,424
4,022	0,004	0,025	0,975	27,161	54,322
4,407	0,006	0,035	0,965	24,785	49,571
4,803	0,007	0,041	0,959	22,743	45,487
5,252	0,009	0,055	0,945	20,799	41,597
5,744	0,010	0,066	0,934	19,017	38,034
6,287	0,015	0,093	0,907	17,375	34,749
6,880	0,016	0,103	0,897	15,877	31,754
7,520	0,018	0,111	0,889	14,525	29,050
8,228	0,020	0,129	0,871	13,276	26,551
9,009	0,022	0,141	0,859	12,124	24,248
9,858	0,025	0,158	0,842	11,081	22,161
10,769	0,026	0,167	0,833	10,143	20,286
11,860	0,028	0,177	0,823	9,210	18,420
12,858	0,031	0,197	0,803	8,495	16,990
14,157	0,033	0,210	0,790	7,716	15,432
15,456	0,034	0,219	0,781	7,067	14,135
16,880	0,038	0,241	0,759	6,471	12,942
18,479	0,040	0,257	0,743	5,911	11,822
20,264	0,044	0,277	0,723	5,390	10,781
22,162	0,046	0,294	0,706	4,929	9,857
26,571	0,052	0,327	0,673	4,111	8,222
28,957	0,054	0,340	0,660	3,772	7,544
30,047	0,055	0,350	0,650	3,635	7,271
33,633	0,057	0,361	0,639	3,248	6,495
35,796	0,058	0,368	0,632	3,051	6,103
40,335	0,060	0,379	0,621	2,708	5,416
43,620	0,062	0,396	0,604	2,504	5,008
48,479	0,066	0,419	0,581	2,253	4,506
57,716	0,070	0,445	0,555	1,893	3,785
64,031	0,074	0,469	0,531	1,706	3,412
69,866	0,077	0,487	0,513	1,563	3,127
84,285	0,084	0,532	0,468	1,296	2,592
92,375	0,087	0,552	0,448	1,182	2,365
101,937	0,091	0,576	0,424	1,072	2,143
110,807	0,094	0,599	0,401	0,986	1,972
120,988	0,097	0,619	0,381	0,903	1,806
133,124	0,100	0,638	0,362	0,821	1,641
145,581	0,103	0,656	0,344	0,750	1,501
158,085	0,106	0,674	0,326	0,691	1,382
174,388	0,109	0,693	0,307	0,626	1,253
189,683	0,112	0,709	0,291	0,576	1,152
207,720	0,114	0,726	0,274	0,526	1,052
228,250	0,117	0,741	0,259	0,479	0,957
249,666	0,119	0,754	0,246	0,438	0,875
272,513	0,121	0,767	0,233	0,401	0,802
299,059	0,123	0,780	0,220	0,365	0,730
326,433	0,125	0,792	0,208	0,335	0,669



357,648	0,126	0,803	0,197	0,305	0,611
392,181	0,128	0,814	0,186	0,279	0,557
429,393	0,130	0,825	0,175	0,254	0,509
469,282	0,131	0,834	0,166	0,233	0,466
512,215	0,133	0,843	0,157	0,213	0,427
561,663	0,134	0,851	0,149	0,194	0,389
613,565	0,135	0,859	0,141	0,178	0,356
672,406	0,136	0,866	0,134	0,162	0,325
734,413	0,138	0,873	0,127	0,149	0,297
804,964	0,139	0,882	0,118	0,136	0,271
879,587	0,140	0,888	0,112	0,124	0,248
961,604	0,141	0,895	0,105	0,114	0,227
1048,036	0,142	0,901	0,099	0,104	0,208
1148,392	0,143	0,907	0,093	0,095	0,190
1258,194	0,144	0,913	0,087	0,087	0,174
1377,914	0,145	0,919	0,081	0,079	0,159
1507,418	0,146	0,926	0,074	0,072	0,145
1647,602	0,147	0,931	0,069	0,066	0,133
1808,249	0,147	0,936	0,064	0,060	0,121
1977,703	0,148	0,941	0,059	0,055	0,110
2157,004	0,149	0,946	0,054	0,051	0,101
2364,558	0,150	0,952	0,048	0,046	0,092
2587,845	0,150	0,955	0,045	0,042	0,084
2829,245	0,151	0,960	0,040	0,039	0,077
3098,929	0,152	0,964	0,036	0,035	0,070
3386,521	0,152	0,968	0,032	0,032	0,065
3706,144	0,153	0,972	0,028	0,029	0,059
3895,310	0,154	0,977	0,023	0,028	0,056
4457,444	0,154	0,978	0,022	0,025	0,049
5303,702	0,155	0,984	0,016	0,021	0,041
5804,733	0,155	0,987	0,013	0,019	0,038
6353,051	0,156	0,989	0,011	0,017	0,034
6943,934	0,156	0,990	0,010	0,016	0,031
7602,756	0,156	0,990	0,010	0,014	0,029
8311,979	0,156	0,990	0,010	0,013	0,026
9093,724	0,156	0,990	0,010	0,012	0,024
9953,193	0,156	0,990	0,010	0,011	0,022
10893,089	0,156	0,992	0,008	0,010	0,020
12992,854	0,156	0,992	0,008	0,008	0,017
14292,354	0,156	0,992	0,008	0,008	0,015
15593,502	0,157	0,996	0,004	0,007	0,014
17091,504	0,157	0,998	0,002	0,006	0,013
18692,863	0,157	1	0	0,006	0,012
20392,268	0,157	1	0	0,005	0,011
22293,166	0,157	1	0	0,005	0,010
26694,883	0,157	1	0	0,004	0,008
29298,547	0,157	1	0	0,004	0,007
34995,848	0,157	1	0	0,003	0,006
38296,313	0,157	1	0	0,003	0,006
41889,906	0,157	1	0	0,003	0,005
45781,148	0,157	1	0	0,002	0,005
50077,242	0,157	1	0	0,002	0,004
54777,230	0,157	1	0	0,002	0,004
57975,738	0,157	1	0	0,002	0,004
1,494	0	0	1	73,089	146,178
1,577	0	0	1	69,268	138,535

Parâmetros		Observações	
Volume de poro (cc) =	0,16	Volume total de Hg Corrigido	
Volume da rocha <bulk>(cc) =	1,57	Dado medido	
Volume de matriz <grão> (cc) =	1,42	Volume da rocha - volume de poro	
Porosidade (fração) =	0,10	Volume de poro / volume da rocha	
Densidade de grão (gm /cc) =	2,65	Peso da amostra/ volume de grão	
Peso da amostra (g) =	3,76	Dado medido	
Média da garganta de poro (µm) =	0,38	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.	

Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE AA – Planilha de análise de MICP da amostra EA (calcário laminado)

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro (µm)	Diâmetro do poro (µm)
1,493	0	0	1	73,152	146,304
1,578	0	0	1	69,205	138,411
1,801	0	0	1	60,659	121,317
2,000	0	0	1	54,622	109,244
2,159	0	0	1	50,595	101,189
2,352	0	0	1	46,434	92,868
2,568	0	0	1	42,534	85,067
2,802	0	0	1	38,985	77,970
3,061	0	0	1	35,688	71,375
3,370	0	0	1	32,416	64,832
3,667	0	0	1	29,784	59,568
4,021	0	0	1	27,162	54,325
4,412	0	0	1	24,760	49,520
4,806	0	0	1	22,730	45,460
5,255	0	0	1	20,786	41,572
5,747	0	0	1	19,005	38,011
6,876	0	0	1	15,886	31,772
7,514	0	0	1	14,538	29,076
8,238	0	0	1	13,259	26,519
9,007	0	0	1	12,127	24,254
9,859	0	0	1	11,079	22,157
10,763	0	0	1	10,148	20,297
11,864	0	0	1	9,207	18,414
14,160	0	0	1	7,714	15,428
15,457	0	0	1	7,067	14,134
16,851	0	0	1	6,482	12,965
18,479	0	0,000	1,000	5,911	11,822
20,268	0	0,001	0,999	5,389	10,779
22,156	0	0,001	0,999	4,930	9,860
24,257	0	0,001	0,999	4,503	9,006
26,571	0	0,003	0,997	4,111	8,222
28,965	0	0,004	0,996	3,771	7,542
29,683	0	0,004	0,996	3,680	7,360
33,460	0	0,004	0,996	3,265	6,529
36,300	0	0,004	0,996	3,009	6,018
41,231	0	0,005	0,995	2,649	5,298
44,551	0	0,005	0,995	2,452	4,904
48,561	0	0,005	0,995	2,249	4,499
55,267	0	0,005	0,995	1,976	3,953
58,925	0	0,005	0,995	1,854	3,707
64,285	0	0,005	0,995	1,699	3,398
70,201	0,001	0,010	0,990	1,556	3,112
76,576	0,001	0,010	0,990	1,426	2,853
84,136	0,001	0,011	0,989	1,298	2,597
92,167	0,002	0,016	0,984	1,185	2,370
100,605	0,002	0,016	0,984	1,086	2,171
110,408	0,002	0,016	0,984	0,989	1,979
121,054	0,002	0,018	0,982	0,902	1,805
132,886	0,002	0,019	0,981	0,822	1,644
145,379	0,002	0,020	0,980	0,751	1,503
159,102	0,003	0,026	0,974	0,687	1,373
172,729	0,003	0,035	0,965	0,632	1,265
189,195	0,006	0,059	0,941	0,577	1,155
207,838	0,009	0,087	0,913	0,526	1,051
228,302	0,012	0,124	0,876	0,478	0,957
250,503	0,016	0,158	0,842	0,436	0,872
273,093	0,019	0,188	0,812	0,400	0,800

298,576	0,021	0,215	0,785	0,366	0,732
327,299	0,024	0,243	0,757	0,334	0,667
356,807	0,027	0,271	0,729	0,306	0,612
392,576	0,030	0,299	0,701	0,278	0,556
428,532	0,032	0,324	0,676	0,255	0,510
468,831	0,035	0,349	0,651	0,233	0,466
513,080	0,037	0,372	0,628	0,213	0,426
560,635	0,039	0,396	0,604	0,195	0,390
671,232	0,044	0,442	0,558	0,163	0,325
734,390	0,047	0,467	0,533	0,149	0,297
804,759	0,049	0,494	0,506	0,136	0,271
879,359	0,052	0,524	0,476	0,124	0,248
962,486	0,055	0,556	0,444	0,113	0,227
1048,096	0,059	0,590	0,410	0,104	0,208
1147,941	0,062	0,626	0,374	0,095	0,190
1258,477	0,066	0,663	0,337	0,087	0,174
1378,503	0,070	0,698	0,302	0,079	0,158
1508,047	0,073	0,734	0,266	0,072	0,145
1647,807	0,076	0,767	0,233	0,066	0,133
1807,757	0,079	0,798	0,202	0,060	0,121
1977,148	0,082	0,827	0,173	0,055	0,110
2158,997	0,085	0,850	0,150	0,051	0,101
2368,108	0,087	0,871	0,129	0,046	0,092
2585,555	0,088	0,889	0,111	0,042	0,084
2828,402	0,090	0,905	0,095	0,039	0,077
3096,123	0,091	0,919	0,081	0,035	0,071
3708,694	0,094	0,943	0,057	0,029	0,059
3897,321	0,094	0,948	0,052	0,028	0,056
4455,594	0,095	0,956	0,044	0,025	0,049
4845,578	0,096	0,962	0,038	0,023	0,045
5306,279	0,096	0,968	0,032	0,021	0,041
5805,808	0,097	0,974	0,026	0,019	0,038
6352,638	0,097	0,975	0,025	0,017	0,034
6942,283	0,098	0,986	0,014	0,016	0,031
7603,396	0,099	0,993	0,007	0,014	0,029
8312,295	0,099	0,993	0,007	0,013	0,026
9093,307	0,099	0,996	0,004	0,012	0,024
9953,906	0,099	0,999	0,001	0,011	0,022
10893,276	0,099	0,999	0,001	0,010	0,020
11893,052	0,099	0,999	0,001	0,009	0,018
12993,212	0,099	0,999	0,001	0,008	0,017
14293,454	0,1	1	0	0,008	0,015
17093,057	0,1	1	0	0,006	0,013
18693,232	0,1	1	0	0,006	0,012
24395,527	0,1	1	0	0,004	0,009
26695,617	0,1	1	0	0,004	0,008
29296,238	0,1	1	0	0,004	0,007
31996,000	0,1	1	0	0,003	0,007
34997,230	0,1	1	0	0,003	0,006
38294,852	0,1	1	0	0,003	0,006
41890,074	0,1	1	0	0,003	0,005
45780,895	0,1	1	0	0,002	0,005
50079,406	0,1	1	0	0,002	0,004
54777,691	0,1	1	0	0,002	0,004
57976,242	0,1	1	0	0,002	0,004
1,493	0	0	1	73,152	146,304

Parâmetros		Observações	
Volume de poro (cc) =	0,10	Volume total de Hg Corrigido	
Volume da rocha <bulk>(cc) =	0,93	Dado medido	
Volume de matriz <grão> (cc) =	0,83	Volume da rocha - volume de poro	
Porosidade (fração) =	0,11	Volume de poro / volume da rocha	
Densidade de grão (gm /cc) =	2,67	Peso da amostra/ volume de grão	
Peso da amostra (g) =	2,22	Dado medido	
Média da garganta de poro (µm) =	1,27	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.	

Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE BB** – Planilha de análise de MICP da amostra T1 (travertino)

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro (µm)	Diâmetro do poro (µm)
1,493	0	0	1	73,162	146,323
1,573	0	0	1	69,451	138,902
1,794	0	0	1	60,894	121,788
1,999	0	0	1	54,637	109,274
2,152	0	0	1	50,751	101,501
2,349	0	0	1	46,492	92,984
2,566	0	0	1	42,572	85,144
2,804	0	0	1	38,952	77,905
3,050	0	0	1	35,815	71,630
3,367	0	0	1	32,441	64,882
3,675	0	0	1	29,720	59,439
4,023	0	0	1	27,150	54,300
4,403	0	0	1	24,809	49,618
4,808	0	0	1	22,719	45,439
5,251	0	0	1	20,800	41,600
5,745	0	0	1	19,013	38,025
6,290	0	0	1	17,366	34,732
6,875	0	0	1	15,887	31,774
7,524	0	0	1	14,518	29,037
8,235	0	0	1	13,265	26,529
9,003	0	0	1	12,132	24,264
9,856	0	0	1	11,083	22,165
10,764	0	0	1	10,148	20,296
11,860	0	0	1	9,210	18,420
12,858	0	0	1	8,495	16,991
14,159	0	0	1	7,715	15,429
15,458	0	0	1	7,066	14,133
18,476	0	0	1	5,912	11,824
20,272	0	0	1	5,388	10,777
22,162	0	0	1	4,929	9,858
24,259	0	0	1	4,503	9,005
26,551	0,000	0,001	0,999	4,114	8,228
28,959	0,000	0,002	0,998	3,772	7,544
29,475	0,000	0,005	0,995	3,706	7,412
35,397	0,000	0,009	0,991	3,086	6,172
35,958	0,000	0,013	0,987	3,038	6,075
44,198	0,001	0,026	0,974	2,471	4,943
49,647	0,001	0,037	0,963	2,200	4,400
53,448	0,001	0,044	0,956	2,044	4,087
58,236	0,001	0,052	0,948	1,876	3,751
64,283	0,002	0,072	0,928	1,699	3,398
70,456	0,002	0,096	0,904	1,550	3,101
77,309	0,003	0,126	0,874	1,413	2,826
84,158	0,004	0,155	0,845	1,298	2,596
92,329	0,004	0,176	0,824	1,183	2,366
100,780	0,005	0,195	0,805	1,084	2,168
110,883	0,005	0,222	0,778	0,985	1,970
120,533	0,006	0,247	0,753	0,906	1,812
132,887	0,006	0,264	0,736	0,822	1,644
146,080	0,007	0,297	0,703	0,748	1,495
159,363	0,007	0,316	0,684	0,685	1,371
173,971	0,008	0,336	0,664	0,628	1,256
190,164	0,008	0,352	0,648	0,574	1,149
207,858	0,009	0,372	0,628	0,526	1,051
227,418	0,009	0,399	0,601	0,480	0,961
249,836	0,010	0,424	0,576	0,437	0,874
272,637	0,011	0,455	0,545	0,401	0,801

298,269	0,011	0,484	0,516	0,366	0,732
326,956	0,012	0,497	0,503	0,334	0,668
358,152	0,012	0,529	0,471	0,305	0,610
391,623	0,013	0,554	0,446	0,279	0,558
428,818	0,014	0,583	0,417	0,255	0,509
468,929	0,014	0,606	0,394	0,233	0,466
512,773	0,014	0,621	0,379	0,213	0,426
561,929	0,015	0,644	0,356	0,194	0,389
613,845	0,015	0,661	0,339	0,178	0,356
671,136	0,016	0,679	0,321	0,163	0,326
734,526	0,016	0,692	0,308	0,149	0,297
803,802	0,017	0,711	0,289	0,136	0,272
879,473	0,017	0,725	0,275	0,124	0,248
962,190	0,017	0,740	0,260	0,114	0,227
1047,957	0,018	0,756	0,244	0,104	0,208
1257,829	0,018	0,789	0,211	0,087	0,174
1378,162	0,019	0,807	0,193	0,079	0,159
1508,146	0,019	0,820	0,180	0,072	0,145
1648,446	0,019	0,826	0,174	0,066	0,133
1808,707	0,019	0,836	0,164	0,060	0,121
1977,627	0,020	0,850	0,150	0,055	0,110
2157,172	0,020	0,867	0,133	0,051	0,101
2585,648	0,021	0,891	0,109	0,042	0,084
2828,949	0,021	0,891	0,109	0,039	0,077
3096,534	0,021	0,897	0,103	0,035	0,071
3386,156	0,021	0,915	0,085	0,032	0,065
3707,313	0,022	0,934	0,066	0,029	0,059
3896,869	0,022	0,946	0,054	0,028	0,056
4453,557	0,022	0,950	0,050	0,025	0,049
4845,267	0,022	0,957	0,043	0,023	0,045
5305,740	0,022	0,965	0,035	0,021	0,041
5803,568	0,022	0,965	0,035	0,019	0,038
6353,030	0,022	0,965	0,035	0,017	0,034
6943,313	0,023	0,978	0,022	0,016	0,031
7601,811	0,023	0,997	0,003	0,014	0,029
8314,583	0,023	0,997	0,003	0,013	0,026
9953,023	0,023	1	0	0,011	0,022
10892,493	0,023	1	0	0,010	0,020
11892,926	0,023	1	0	0,009	0,018
12993,771	0,023	1	0	0,008	0,017
14293,365	0,023	1	0	0,008	0,015
15594,298	0,023	1	0	0,007	0,014
18692,822	0,023	1	0	0,006	0,012
20391,729	0,023	1	0	0,005	0,011
22293,324	0,023	1	0	0,005	0,010
24394,570	0,023	1	0	0,004	0,009
26695,996	0,023	1	0	0,004	0,008
29296,184	0,023	1	0	0,004	0,007
31998,844	0,023	1	0	0,003	0,007
34996,855	0,023	1	0	0,003	0,006
38295,504	0,023	1	0	0,003	0,006
41890,109	0,023	1	0	0,003	0,005
45784,602	0,023	1	0	0,002	0,005
50079,438	0,023	1	0	0,002	0,004
57976,941	0,023	1	0	0,002	0,004
1,493	0	0	1	73,162	146,323

Parâmetros		Observações	
Volume de poro (cc) =	0,02	Volume total de Hg Corrigido	
Volume da rocha <bulk>(cc) =	0,85	Dado medido	
Volume de matriz <grão> (cc) =	0,82	Volume da rocha - volume de poro	
Porosidade (fração) =	0,03	Volume de poro / volume da rocha	
Densidade de grão (gm /cc) =	2,63	Peso da amostra/ volume de grão	
Peso da amostra (g) =	2,16	Dado medido	
Média da garganta de poro (µm) =	0,57	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.	

Fonte: A autora, 2019.

## APÊNDICE CC – Planilha de análise de MICP da amostra T2 (travertino)

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro (µm)	Diâmetro do poro (µm)
1,496	0	0	1	72,996	145,992
1,576	0	0	1	69,292	138,584
1,791	0	0	1	61,003	122,007
2,002	0	0	1	54,568	109,136
2,360	0	0	1	46,281	92,562
2,565	0	0	1	42,591	85,182
2,798	0	0	1	39,037	78,073
3,071	0	0	1	35,566	71,133
3,369	0	0	1	32,418	64,835
3,666	0	0	1	29,797	59,594
4,027	0	0	1	27,127	54,253
4,391	0	0	1	24,874	49,749
4,815	0	0	1	22,684	45,369
5,257	0	0	1	20,777	41,553
5,735	0	0	1	19,046	38,091
6,295	0	0	1	17,351	34,702
6,864	0	0	1	15,913	31,825
7,524	0	0	1	14,517	29,034
8,223	0	0	1	13,283	26,566
9,008	0	0	1	12,125	24,251
9,854	0	0	1	11,085	22,171
10,768	0	0	1	10,144	20,287
11,857	0	0	1	9,212	18,424
14,157	0	0	1	7,716	15,432
15,475	0	0	1	7,059	14,117
16,854	0	0	1	6,481	12,962
18,476	0	0	1	5,912	11,824
20,261	0	0	1	5,391	10,782
22,164	0	0	1	4,928	9,856
24,261	0	0	1	4,502	9,005
26,562	0	0	1	4,112	8,225
28,955	0	0	1	3,772	7,545
29,304	0	0	1	3,727	7,455
33,865	0	0	1	3,225	6,451
36,040	0	0	1	3,031	6,062
41,286	0,000	0,005	0,995	2,646	5,291
49,762	0,001	0,021	0,979	2,195	4,390
53,102	0,002	0,029	0,971	2,057	4,114
58,576	0,003	0,035	0,965	1,865	3,730
63,894	0,003	0,046	0,954	1,710	3,419
70,762	0,005	0,067	0,933	1,544	3,087
76,941	0,006	0,079	0,921	1,420	2,839
84,672	0,008	0,106	0,894	1,290	2,580
92,019	0,010	0,136	0,864	1,187	2,374
100,924	0,011	0,158	0,842	1,082	2,165
110,778	0,013	0,183	0,817	0,986	1,972
120,217	0,015	0,210	0,790	0,909	1,817
132,648	0,017	0,244	0,756	0,823	1,647
145,906	0,020	0,277	0,723	0,749	1,497
158,337	0,022	0,308	0,692	0,690	1,380
174,177	0,025	0,351	0,649	0,627	1,254
190,975	0,028	0,395	0,605	0,572	1,144
207,730	0,031	0,435	0,565	0,526	1,052
227,937	0,034	0,474	0,526	0,479	0,958
250,352	0,037	0,516	0,484	0,436	0,873
274,557	0,039	0,549	0,451	0,398	0,796
298,977	0,042	0,585	0,415	0,365	0,731

326,929	0,044	0,619	0,381	0,334	0,668
359,164	0,047	0,651	0,349	0,304	0,608
391,377	0,049	0,682	0,318	0,279	0,558
428,417	0,051	0,709	0,291	0,255	0,510
469,595	0,053	0,733	0,267	0,233	0,465
513,459	0,054	0,756	0,244	0,213	0,425
561,262	0,056	0,781	0,219	0,195	0,389
614,198	0,058	0,805	0,195	0,178	0,356
672,491	0,059	0,825	0,175	0,162	0,325
734,676	0,060	0,842	0,158	0,149	0,297
804,781	0,062	0,859	0,141	0,136	0,271
880,312	0,063	0,876	0,124	0,124	0,248
962,184	0,064	0,891	0,109	0,114	0,227
1048,175	0,065	0,903	0,097	0,104	0,208
1148,865	0,065	0,911	0,089	0,095	0,190
1258,162	0,066	0,923	0,077	0,087	0,174
1377,251	0,067	0,935	0,065	0,079	0,159
1508,445	0,067	0,940	0,060	0,072	0,145
1650,396	0,068	0,950	0,050	0,066	0,132
1806,822	0,069	0,960	0,040	0,060	0,121
1977,454	0,069	0,963	0,037	0,055	0,110
2157,525	0,070	0,972	0,028	0,051	0,101
2366,938	0,070	0,977	0,023	0,046	0,092
2586,456	0,070	0,978	0,022	0,042	0,084
3096,362	0,071	0,986	0,014	0,035	0,071
3386,050	0,071	0,986	0,014	0,032	0,065
3705,949	0,071	0,994	0,006	0,029	0,059
3898,577	0,071	0,994	0,006	0,028	0,056
4447,688	0,071	0,994	0,006	0,025	0,049
4846,530	0,071	0,994	0,006	0,023	0,045
5303,570	0,071	0,994	0,006	0,021	0,041
5804,743	0,071	0,994	0,006	0,019	0,038
6353,892	0,071	0,994	0,006	0,017	0,034
6941,790	0,071	0,994	0,006	0,016	0,031
7603,168	0,0717	1	0	0,014	0,029
8312,006	0,0717	1	0	0,013	0,026
9092,880	0,0717	1	0	0,012	0,024
10892,662	0,0717	1	0	0,010	0,020
11892,488	0,0717	1	0	0,009	0,018
12993,763	0,0717	1	0	0,008	0,017
14293,824	0,0717	1	0	0,008	0,015
15592,555	0,0717	1	0	0,007	0,014
18692,430	0,0717	1	0	0,006	0,012
20390,768	0,0717	1	0	0,005	0,011
22293,549	0,0717	1	0	0,005	0,010
24394,279	0,0717	1	0	0,004	0,009
26695,641	0,0717	1	0	0,004	0,008
29295,721	0,0717	1	0	0,004	0,007
31996,146	0,0717	1	0	0,003	0,007
34997,027	0,0717	1	0	0,003	0,006
38295,789	0,0717	1	0	0,003	0,006
41889,773	0,0717	1	0	0,003	0,005
45782,715	0,0717	1	0	0,002	0,005
50079,961	0,0717	1	0	0,002	0,004
54778,203	0,0717	1	0	0,002	0,004
1,496	0	0	1	72,996	145,992

Parâmetros	Observações
Volume de poro (cc) = 0,07	Volume total de Hg Corrigido
Volume da rocha <bulk>(cc) = 2,47	Dado medido
Volume de matriz <grão> (cc) = 2,40	Volume da rocha - volume de poro
Porosidade (fração) = 0,03	Volume de poro / volume da rocha
Densidade de grão (gm /cc) = 2,63	Peso da amostra/ volume de grão
Peso da amostra (g) = 6,30	Dado medido
Média da garganta de poro (µm) = 0,54	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.

Fonte: A autora, 2019.

**APÊNDICE DD – Planilha de análise de MICP da amostra Tu1 (tufa)**

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro (µm)	Diâmetro do poro (µm)
1,493	0	0	1	73,162	146,323
1,573	0	0	1	69,451	138,902
1,999	0	0	1	54,637	109,274
2,152	0	0	1	50,751	101,501
2,349	0	0	1	46,492	92,984
2,566	0	0	1	42,572	85,144
2,804	0	0	1	38,952	77,905
3,050	0	0	1	35,815	71,630
3,367	0	0	1	32,441	64,882
3,675	0	0	1	29,720	59,439
4,023	0	0	1	27,150	54,300
4,403	0	0	1	24,809	49,618
4,808	0	0	1	22,719	45,439
5,251	0,000	0,003	0,997	20,800	41,600
5,745	0,001	0,007	0,993	19,013	38,025
6,290	0,001	0,012	0,988	17,366	34,732
6,875	0,002	0,014	0,986	15,887	31,774
7,524	0,002	0,017	0,983	14,518	29,037
8,235	0,002	0,019	0,981	13,265	26,529
9,003	0,003	0,021	0,979	12,132	24,264
9,856	0,003	0,024	0,976	11,083	22,165
10,764	0,003	0,027	0,973	10,148	20,296
11,860	0,004	0,029	0,971	9,210	18,420
12,858	0,004	0,032	0,968	8,495	16,991
14,159	0,005	0,036	0,964	7,715	15,429
15,458	0,005	0,039	0,961	7,066	14,133
16,877	0,005	0,041	0,959	6,472	12,944
18,476	0,006	0,046	0,954	5,912	11,824
20,272	0,006	0,049	0,951	5,388	10,777
22,162	0,007	0,053	0,947	4,929	9,858
24,259	0,007	0,058	0,942	4,503	9,005
26,551	0,008	0,062	0,938	4,114	8,228
28,959	0,008	0,066	0,934	3,772	7,544
29,985	0,009	0,073	0,927	3,643	7,286
33,212	0,009	0,075	0,925	3,289	6,578
35,534	0,010	0,079	0,921	3,074	6,148
41,915	0,011	0,086	0,914	2,606	5,212
44,115	0,012	0,092	0,908	2,476	4,952
48,375	0,013	0,105	0,895	2,258	4,516
58,651	0,015	0,117	0,883	1,862	3,725
64,095	0,017	0,134	0,866	1,704	3,408
70,087	0,019	0,149	0,851	1,558	3,117
77,032	0,022	0,173	0,827	1,418	2,836
84,767	0,024	0,193	0,807	1,289	2,577
92,313	0,027	0,216	0,784	1,183	2,367
100,792	0,032	0,255	0,745	1,084	2,167
110,849	0,035	0,277	0,723	0,985	1,971
120,819	0,037	0,298	0,702	0,904	1,808
132,828	0,040	0,321	0,679	0,822	1,645
145,820	0,043	0,341	0,659	0,749	1,498
158,858	0,046	0,366	0,634	0,688	1,375
174,735	0,050	0,395	0,605	0,625	1,250
189,654	0,053	0,420	0,580	0,576	1,152
207,844	0,055	0,442	0,558	0,526	1,051
228,619	0,058	0,463	0,537	0,478	0,956
249,445	0,061	0,487	0,513	0,438	0,876
272,943	0,064	0,513	0,487	0,400	0,800



299,525	0,068	0,540	0,460	0,365	0,729
326,219	0,071	0,566	0,434	0,335	0,670
357,685	0,075	0,596	0,404	0,305	0,611
392,450	0,079	0,631	0,369	0,278	0,557
429,036	0,082	0,653	0,347	0,255	0,509
468,336	0,085	0,675	0,325	0,233	0,466
513,291	0,087	0,696	0,304	0,213	0,426
561,145	0,090	0,717	0,283	0,195	0,389
613,875	0,093	0,738	0,262	0,178	0,356
671,550	0,095	0,760	0,240	0,163	0,325
733,473	0,098	0,778	0,222	0,149	0,298
804,190	0,100	0,798	0,202	0,136	0,272
879,492	0,102	0,815	0,185	0,124	0,248
962,570	0,104	0,832	0,168	0,113	0,227
1047,544	0,106	0,848	0,152	0,104	0,209
1148,454	0,108	0,863	0,137	0,095	0,190
1259,145	0,110	0,877	0,123	0,087	0,173
1377,408	0,112	0,891	0,109	0,079	0,159
1508,052	0,113	0,902	0,098	0,072	0,145
1648,119	0,115	0,914	0,086	0,066	0,133
1808,699	0,116	0,924	0,076	0,060	0,121
1977,354	0,117	0,935	0,065	0,055	0,110
2158,330	0,118	0,943	0,057	0,051	0,101
2367,448	0,119	0,951	0,049	0,046	0,092
2589,295	0,120	0,957	0,043	0,042	0,084
3095,701	0,121	0,969	0,031	0,035	0,071
3705,493	0,123	0,979	0,021	0,029	0,059
3899,089	0,123	0,981	0,019	0,028	0,056
4453,447	0,123	0,982	0,018	0,025	0,049
4846,259	0,123	0,984	0,016	0,023	0,045
5805,089	0,124	0,989	0,011	0,019	0,038
6353,450	0,124	0,991	0,009	0,017	0,034
6943,576	0,124	0,991	0,009	0,016	0,031
7602,171	0,125	0,993	0,007	0,014	0,029
8312,380	0,125	0,995	0,005	0,013	0,026
9091,785	0,125	0,995	0,005	0,012	0,024
9952,197	0,125	0,997	0,003	0,011	0,022
10894,998	0,125	0,997	0,003	0,010	0,020
12992,767	0,125	0,997	0,003	0,008	0,017
14293,720	0,125	1	0	0,008	0,015
15592,127	0,125	1	0	0,007	0,014
18692,926	0,125	1	0	0,006	0,012
20391,754	0,125	1	0	0,005	0,011
22293,508	0,125	1	0	0,005	0,010
24394,355	0,125	1	0	0,004	0,009
26695,861	0,125	1	0	0,004	0,008
29296,859	0,125	1	0	0,004	0,007
31996,713	0,125	1	0	0,003	0,007
38293,410	0,125	1	0	0,003	0,006
41890,672	0,125	1	0	0,003	0,005
45786,379	0,125	1	0	0,002	0,005
50080,641	0,125	1	0	0,002	0,004
54778,320	0,125	1	0	0,002	0,004
57976,000	0,125	1	0	0,002	0,004
1,493	0	0	1	73,162	146,323
1,573	0	0	1	69,451	138,902

Parâmetros	Observações
Volume de poro (cc) = 0,13	Volume total de Hg Corrigido
Volume da rocha <bulk>(cc) = 0,98	Dado medido
Volume de matriz <grão> (cc) = 0,85	Volume da rocha - volume de poro
Porosidade (fração) = 0,13	Volume de poro / volume da rocha
Densidade de grão (gm /cc) = 2,61	Peso da amostra/ volume de grão
Peso da amostra (g) = 2,22	Dado medido
Média da garganta de poro (µm) = 0,55	Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.

Fonte: A autora, 2019.

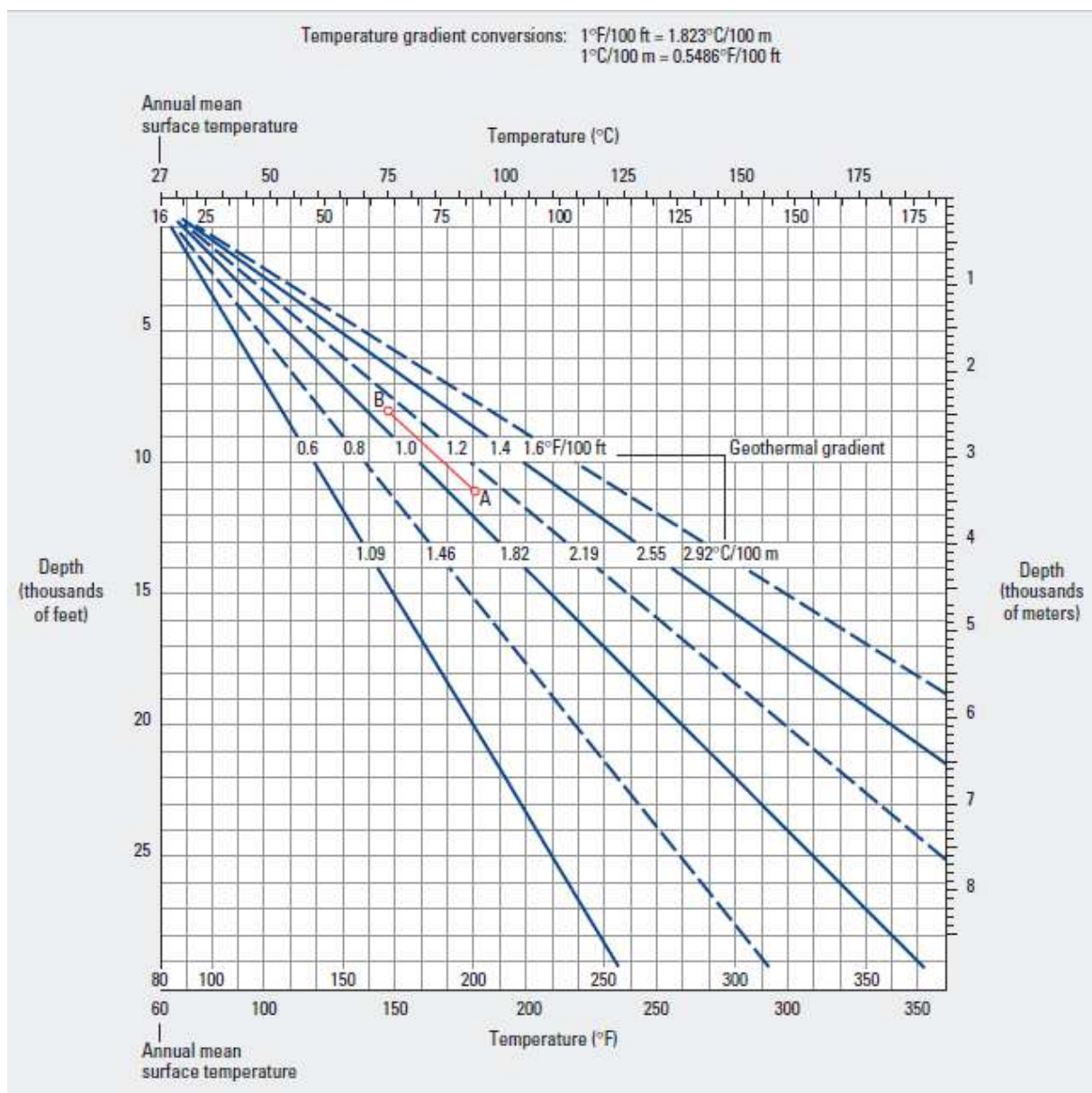
## APÊNDICE EE – Planilha de análise de MICP da amostra Tu2 (tufa)

Pressão de Injeção Hg (psia)	Volume de Hg corrigido (cc)	Saturação Hg (fração)	1 - Saturação Hg (fração)	Raio do poro ( $\mu\text{m}$ )	Diâmetro do poro ( $\mu\text{m}$ )
1,496	0	0	1	72,996	145,992
1,576	0	0	1	69,292	138,584
1,791	0	0	1	61,003	122,007
2,002	0	0	1	54,568	109,136
2,150	0	0	1	50,797	101,594
2,565	0	0	1	42,591	85,182
2,798	0	0	1	39,037	78,073
3,071	0	0	1	35,566	71,133
3,369	0	0	1	32,418	64,835
3,666	0	0	1	29,797	59,594
4,027	0	0	1	27,127	54,253
4,815	0	0	1	22,684	45,369
5,735	0	0	1	19,046	38,091
6,295	0,001	0,006	0,994	17,351	34,702
6,864	0,002	0,011	0,989	15,913	31,825
7,524	0,003	0,017	0,983	14,517	29,034
8,223	0,004	0,023	0,977	13,283	26,566
9,008	0,005	0,027	0,973	12,125	24,251
9,854	0,006	0,032	0,968	11,085	22,171
10,768	0,007	0,037	0,963	10,144	20,287
11,857	0,008	0,042	0,958	9,212	18,424
12,858	0,009	0,046	0,954	8,495	16,990
14,157	0,010	0,052	0,948	7,716	15,432
15,475	0,011	0,057	0,943	7,059	14,117
16,854	0,012	0,063	0,937	6,481	12,962
18,476	0,013	0,069	0,931	5,912	11,824
20,261	0,014	0,078	0,922	5,391	10,782
22,164	0,016	0,085	0,915	4,928	9,856
24,261	0,017	0,092	0,908	4,502	9,005
26,562	0,019	0,101	0,899	4,112	8,225
28,955	0,019	0,104	0,896	3,772	7,545
30,525	0,020	0,108	0,892	3,578	7,157
34,041	0,021	0,111	0,889	3,209	6,418
35,892	0,021	0,113	0,887	3,043	6,087
41,365	0,022	0,120	0,880	2,641	5,281
44,253	0,023	0,126	0,874	2,468	4,937
48,727	0,024	0,130	0,870	2,242	4,483
53,107	0,025	0,136	0,864	2,057	4,114
58,857	0,027	0,145	0,855	1,856	3,712
64,602	0,029	0,156	0,844	1,691	3,382
69,365	0,030	0,164	0,836	1,575	3,149
76,182	0,033	0,180	0,820	1,434	2,868
83,940	0,036	0,194	0,806	1,301	2,603
92,469	0,039	0,208	0,792	1,181	2,363
101,240	0,041	0,223	0,777	1,079	2,158
110,672	0,046	0,250	0,750	0,987	1,974
120,151	0,051	0,274	0,726	0,909	1,818
132,688	0,055	0,297	0,703	0,823	1,646
144,863	0,060	0,323	0,677	0,754	1,508
158,876	0,064	0,347	0,653	0,688	1,375
173,532	0,069	0,371	0,629	0,629	1,259
189,905	0,073	0,396	0,604	0,575	1,150
207,744	0,078	0,421	0,579	0,526	1,052
227,855	0,083	0,446	0,554	0,479	0,959
249,218	0,088	0,474	0,526	0,438	0,877
273,087	0,093	0,502	0,498	0,400	0,800
298,754	0,098	0,529	0,471	0,366	0,731

325,740	0,103	0,555	0,445	0,335	0,671
358,538	0,107	0,580	0,420	0,305	0,609
391,004	0,112	0,604	0,396	0,279	0,559
428,242	0,116	0,626	0,374	0,255	0,510
468,575	0,120	0,647	0,353	0,233	0,466
512,571	0,124	0,669	0,331	0,213	0,426
561,946	0,128	0,691	0,309	0,194	0,389
613,704	0,132	0,711	0,289	0,178	0,356
671,348	0,135	0,731	0,269	0,163	0,325
733,911	0,139	0,749	0,251	0,149	0,298
803,778	0,142	0,767	0,233	0,136	0,272
878,698	0,145	0,783	0,217	0,124	0,249
962,240	0,148	0,799	0,201	0,114	0,227
1047,664	0,150	0,812	0,188	0,104	0,209
1147,857	0,153	0,826	0,174	0,095	0,190
1258,709	0,155	0,839	0,161	0,087	0,174
1378,462	0,158	0,852	0,148	0,079	0,158
1509,106	0,160	0,863	0,137	0,072	0,145
1648,178	0,162	0,874	0,126	0,066	0,133
1807,509	0,164	0,885	0,115	0,060	0,121
1977,470	0,166	0,894	0,106	0,055	0,110
2158,762	0,169	0,914	0,086	0,051	0,101
2367,204	0,175	0,942	0,058	0,046	0,092
2587,568	0,179	0,965	0,035	0,042	0,084
2828,663	0,179	0,965	0,035	0,039	0,077
3100,023	0,179	0,965	0,035	0,035	0,070
3387,780	0,180	0,969	0,031	0,032	0,064
3707,344	0,182	0,982	0,018	0,029	0,059
3896,415	0,182	0,982	0,018	0,028	0,056
4844,993	0,182	0,982	0,018	0,023	0,045
5305,563	0,182	0,982	0,018	0,021	0,041
5803,014	0,182	0,982	0,018	0,019	0,038
6353,902	0,182	0,982	0,018	0,017	0,034
6942,385	0,182	0,982	0,018	0,016	0,031
7601,618	0,182	0,982	0,018	0,014	0,029
8312,946	0,182	0,982	0,018	0,013	0,026
9094,515	0,183	0,988	0,012	0,012	0,024
9953,280	0,183	0,988	0,012	0,011	0,022
10893,136	0,183	0,990	0,010	0,010	0,020
11894,006	0,183	0,990	0,010	0,009	0,018
12994,134	0,183	0,990	0,010	0,008	0,017
14291,496	0,183	0,990	0,010	0,008	0,015
15593,499	0,183	0,990	0,010	0,007	0,014
18692,463	0,185	1	0	0,006	0,012
20391,006	0,185	1	0	0,005	0,011
22292,180	0,185	1	0	0,005	0,010
24395,273	0,185	1	0	0,004	0,009
29295,471	0,185	1	0	0,004	0,007
31996,855	0,185	1	0	0,003	0,007
38296,148	0,185	1	0	0,003	0,006
41893,402	0,185	1	0	0,003	0,005
45780,973	0,185	1	0	0,002	0,005
50078,602	0,185	1	0	0,002	0,004
54777,137	0,185	1	0	0,002	0,004
57975,508	0,185	1	0	0,002	0,004
1,496	0	0	1	72,996	145,992
Parâmetros			Observações		
Volume de poro (cc) =	0,19		Volume total de Hg Corrigido		
Volume da rocha <bulk>(cc) =	1,71		Dado medido		
Volume de matriz <grão> (cc) =	1,53		Volume da rocha - volume de poro		
Porosidade (fração) =	0,11		Volume de poro / volume da rocha		
Densidade de grão (gm /cc) =	2,61		Peso da amostra/ volume de grão		
Peso da amostra (g) =	3,99		Dado medido		
Média da garganta de poro (µm) =	0,57		Valor médio de saturação de mercúrio e seu respectivo raio de poro.		

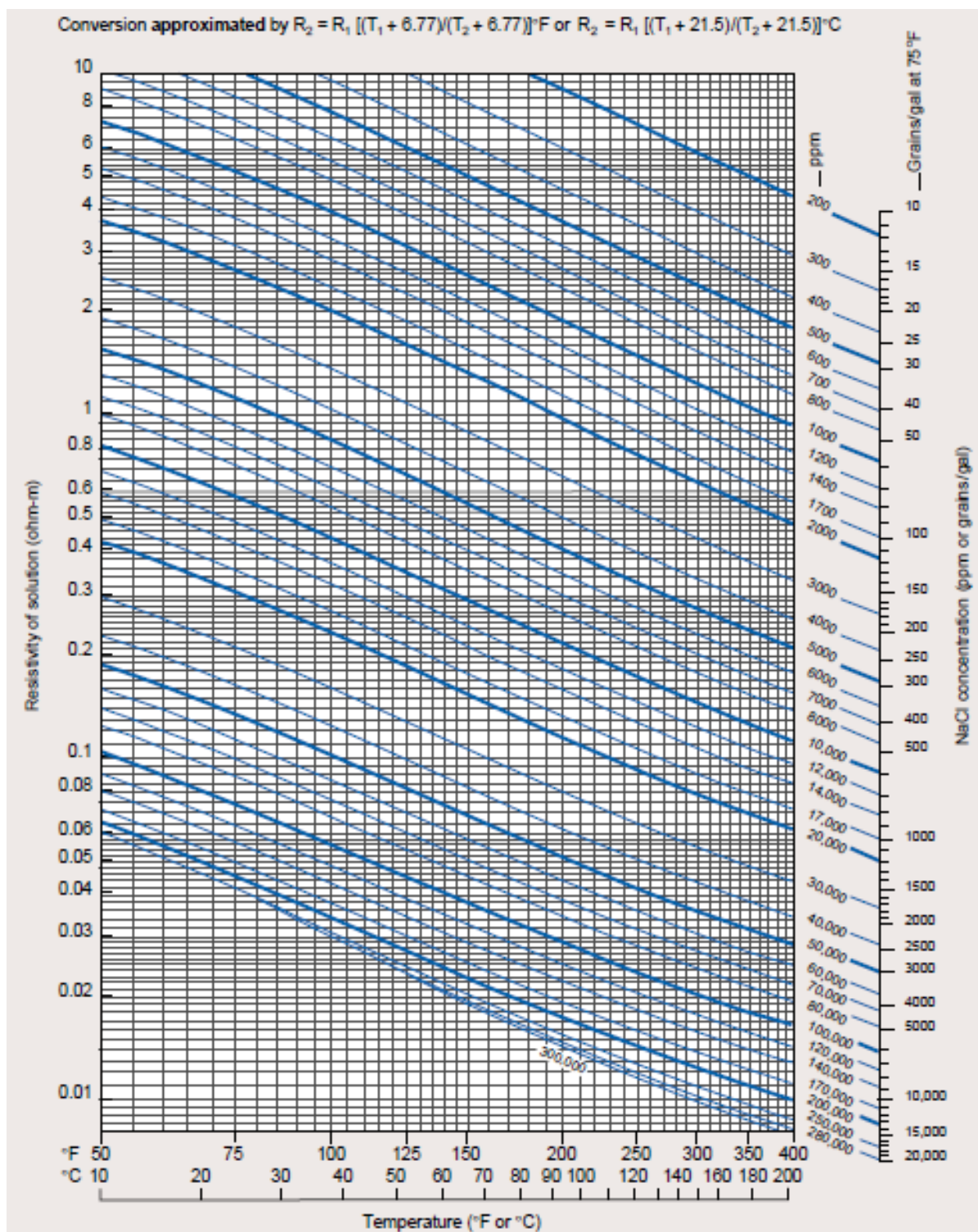
Fonte: A autora, 2019.

## ANEXO A – Carta de estimativa da temperatura em função da profundidade



Fonte: SCHLUMBERGER (2009).

ANEXO B – Carta de resistividade da água a partir de soluções aquosas de NaCl equivalente



Fonte: SCHLUMBERGER (2009).