

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA
TERRA

IGOR LIMA DE JESUS

**IMPACTO DA SILICIFICAÇÃO NA PERMOPOROSIDADE
EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS NA
FORMAÇÃO BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS**

Niterói
2023

IGOR LIMA DE JESUS

IMPACTO DA SILICIFICAÇÃO NA PERMOPOROSIDADE
EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS NA FORMAÇÃO
BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Professor Doutor na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Francisco Romeiro Abrantes Jr.

Niterói

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

D278i De Jesus, Igor Lima
Impacto da silicificação na permoporosidade em reservatórios carbonáticos na Formação Barra Velha, Bacia de Santos / Igor Lima De Jesus. - 2023.
213 f.: il.

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci.
Coorientador: Francisco Romeiro Abrantes Jr..
Tese (doutorado)-Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2023.

1. Reservatórios Carbonáticos. 2. Bacia de Santos. 3. Permoporosidade. 4. Perfil de Imagem. 5. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Abrantes Jr., Francisco Romeiro, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

IGOR LIMA DE JESUS

**IMPACTO DA SILICIFICAÇÃO NA PERMOPOROSIDADE
EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS NA FORMAÇÃO
BARRA VELHA, BACIA DE SANTOS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Professor Doutor na área de Geologia e Geofísica.

Aprovado em 01/03/2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (DOT/UFF)

Prof. Dr. Francisco Romeiro Abrantes Jr. - Coorientador (DOT/UFF)

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva (DOT/UFF)

Prof^a. Dr^a Kamilla Borges Amorim (UFMT)

Prof. Dr. Marco Antônio Rodrigues de Ceia (UENF)

Dr. Paulo Roberto Alves Netto (Petrobras)

Dr. Danilo Jotta Ariza Ferreira (Schlumberger)

Niterói

2023

TREM-BALA

*Não é sobre ter todas as pessoas do mundo pra si
É sobre saber que em algum lugar alguém zela por ti
É sobre cantar e poder escutar mais do que a própria voz
É sobre dançar na chuva de vida que cai sobre nós
É saber se sentir infinito num universo tão vasto e bonito
É saber sonhar
E então fazer valer a pena
Cada verso daquele poema sobre acreditar
Não é sobre chegar no topo do mundo, saber que venceu
É sobre escalar e sentir que o caminho te fortaleceu
É sobre ser abrigo e também ter morada em outros corações
E assim ter amigos contigo em todas as situações
A gente não pode ter tudo
Qual seria a graça do mundo se fosse assim?
Por isso, eu prefiro sorrisos
E os presentes que a vida trouxe pra perto de mim
Não é sobre tudo que o seu dinheiro é capaz de comprar
E sim sobre cada momento, sorriso a se compartilhar
Também não é sobre correr contra o tempo pra ter sempre mais
Porque quando menos se espera a vida já ficou pra trás
Segura teu filho no colo
Sorria e abrace seus pais enquanto estão aqui
Que a vida é trem-bala, parceiro
E a gente é só passageiro prestes a partir
(Ana Vilela)*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu anjo da guarda, por me proteger de todas as adversidades E dificuldades que atravessei e por me iluminar para fazer as melhores escolhas. Ao meu pai e à minha mãe, por sempre me ensinarem o valor da educação e a importância de manter a própria essência.

A minha esposa Fernanda, por estar sempre ao meu lado, em todas as batalhas, em todas as comemorações. E por todas as suas contribuições. E a minha filha Milena, por me lembrar como pequenos momentos podem trazer felicidade.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci, pelo apoio durante esta jornada e por me aceitar no projeto de pesquisa. Aos professores do departamento, por transmitirem seu conhecimento, e a todos os funcionários do Instituto de Geociências, por sua disponibilidade e atenção. Quero também agradecer aos colegas Mariana, Maíra, Malu, Fábio, Raquel, Tone, Júlia, Fernando Vizeu, Mário e Lídia por todas as discussões, distrações e momentos de entretenimento.

Aos geólogos e amigos Paulo Netto, Danilo Ferreira e Felipe Oliveira, pelo apoio, auxílio e discussões. À geofísica e amiga Thais Castro, por todo o apoio com os perfis de imagem. Gostaria de agradecer em especial ao meu coorientador Prof. Dr. Francisco Abrantes, por acreditar, pelas inestimáveis contribuições e pelo apoio. Muito obrigado!

À Equinor, pelo financiamento do projeto de PD&I, em parceria com a UFF, intitulado “Caracterização de reservatórios carbonáticos usando multiatributos sísmicos”, no qual esta tese foi desenvolvida. À ANP/BDEP, por fornecer os dados técnicos utilizados. À Universidade Federal Fluminense, pela estrutura concedida durante a pandemia e por resistir a todos os sistemáticos ataques sofridos durante esse período recente de trevas. Todo o pesadelo termina.

RESUMO

Silicificação é um processo diagenético comumente observado em seções sedimentares dos carbonatos do Aptiano do Pré-Sal. Esse processo envolve a substituição dos minerais carbonáticos por sílica, alterando a trama original da rocha. Estudos sedimentares a partir da integração de diferentes tipos de dados em escalas de resolução variadas permitem melhorar a compreensão sobre as alterações diagenéticas e diminuir incertezas acerca da caracterização dos reservatórios carbonáticos. Assim sendo, de forma a contribuir com esse conhecimento, este trabalho visa propor uma análise metodológica que permita identificar o impacto do processo diagenético de silicificação nas propriedades permoporosas de um reservatório carbonático da Formação Barra Velha. Para tanto, foi utilizado um fluxograma de trabalho que visou integrar dados de rochas, provenientes de testemunhos, amostras laterais e lâminas petrográficas, com perfis geofísicos de três poços exploratórios cedidos pelo BDEP/ANP. A partir do comportamento do volume de sílica observado nos poços, a Formação Barra Velha foi dividida em cinco intervalos para o poço A e três intervalos para os poços B e C. Em seguida, foi feita a análise qualitativa, na qual se buscou integrar os perfis de imagem acústica e volume de sílica de forma a correlacionar diferentes conteúdos de sílica com feições de dissolução ou intervalos silicificados. Além disso, esses dois perfis foram associados a perfis de permoporosidade de forma a identificar o impacto da silicificação nas propriedades permoporosas. Com base nessa análise, foi observado que há uma tendência de aumento da silicificação da base para o topo associado a uma redução das propriedades permoporosas na mesma direção. Contudo, foram identificados intervalos caracterizados pelo aumento do conteúdo de sílica, associado ao incremento da permoporosidade como anomalias locais. A análise quantitativa foi estabelecida pela análise de gráficos 2D, com a qual foi possível caracterizar o comportamento de diferentes propriedades-reservatório de forma individualizada para os diferentes intervalos estabelecidos. Dentre esses, podem ser elencados: a redução de volume de calcita proporcional à precipitação de sílica, redução do sônico associado ao incremento de densidade e o uso da impedância acústica para distinção de propriedade de camadas. Além disso, a análise dos gráficos 2D permitiu uma excelente distinção do intervalo intrusivo e carbonático no poço B. Com base nos estudos aplicados, foi possível catalogar cinco comportamentos distintos, a partir das interações entre volume de sílica e propriedades permoporosas. Finalmente, foram propostos dois modelos de migração e acumulação dos volumes de sílica ao longo da Formação Barra Velha. O primeiro modelo considera a contribuição de fluidos hidrotermais ricos em sílica que ascenderam pelas fraturas e falhas, favoreceram a dissolução de calcita, gerando porosidade secundária, cimentando total ou parcialmente os poros. Essa ascensão teria sido limitada pela camada de evaporitos, que atuaram como um agente dissipador das altas temperaturas. E o segundo modelo está associado à desestabilização de argilas magnesianas frente à redução de pH associada a períodos úmidos.

PALAVRAS-CHAVE: SILICIFICAÇÃO, PRÉ-SAL, PERMOPOROSIDADE, PERFIL DE IMAGEM, RMN.

ABSTRACT

Silicification is a diagenetic process commonly observed in Aptian Pre-Salt carbonates sedimentary sections. This process involves the replacement of carbonate minerals with silica, altering the original rock texture. Sedimentary studies based on the integration of different types of data at different resolution scales allow for a better understanding of diagenetic changes and reduce uncertainties about the characterization of carbonate reservoirs. Therefore, to contribute to this knowledge, this work aims to propose a methodological analysis that allows identifying the impact of the diagenetic process of silicification on the permoporous properties of a carbonate reservoir of the Barra Velha Formation. For this purpose, a workflow was used that aimed to integrate rock data from cores, lateral samples, and petrographic thin sections, with geophysical logs of three exploratory wells provided by BDEP/ANP. Based on the behavior of the silica volume observed in the wells, the Barra Velha Formation was divided into five intervals for well A and three for wells B and C. Then, a qualitative analysis was carried out, which sought to integrate the acoustic image logs and silica volume to correlate different silica contents with dissolution features or silicified intervals. Furthermore, these two logs were associated with permoporosity profiles to identify the impact of silicification on permoporous properties. Based on this analysis, it was observed that there is a trend of increasing silicification from the bottom to the top associated with a reduction of the permoporous properties in the same direction. However, intervals characterized by increased silica content associated with increased permoporosity were identified as local anomalies. Quantitative analysis was established by crossplots, where it was possible to characterize the behavior of different reservoir properties individually for the different established intervals. Among these, the reduction of calcite volume proportional to the precipitation of silica, the sonic log reduction associated with the increase in density, and the use of acoustic impedance to distinguish the properties of layers can be listed. In addition, the analysis of the crossplots allowed an excellent distinction between the intrusive and carbonate intervals in well B. Based on the applied studies, it was possible to catalog five distinct behaviors, based on the interactions between silica volume and permoporous properties. Finally, two models of migration and accumulation of silica volumes along the Barra Velha Formation were proposed. The first model considers the contribution of hydrothermal fluids rich in silica that ascended through fractures and faults, favoring calcite dissolution, generating secondary porosity, and totally or partially cementing the pores. This rise would have been limited by the layer of evaporites that acted as a dissipating agent of the high temperatures. And the second model is associated with the destabilization of magnesian clays against the pH reduction associated with humid periods.

KEYWORDS: SILICIFICATION, PRE-SALT, PERMOPOROSITY, BOREHOLE IMAGE, NMR.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Apresentação	1
1.2. Definição de problema	3
1.3. Objetivos	3
1.4. Área de estudo.....	5
2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE SANTOS.....	6
2.1. Aspectos gerais.....	6
2.2. Evolução tectônica	9
2.3. Litoestratigrafia.....	12
2.4. Sistema Petrolífero.....	14
2.5. Formação Barra Velha	14
2.5.1. Constituintes e fácies sedimentares	16
2.5.2. Argilominerais magnesianos	18
2.5.3. Modelos deposicionais	19
3. ESTADO DA ARTE: ROCHAS CARBONÁTICAS	22
3.1. Química e mineralogia dos carbonatos	23
3.2. Principais constituintes dos carbonatos	26
3.3. Classificação de rochas carbonáticas	37
3.4. Considerações sobre ambientes carbonáticos.....	40
3.4.1. Sistema lacustre	41
3.4.2. Plataformas carbonáticas	43
3.5. Alterações pós-deposicionais: diagênese	46
3.5.1. Silicificação de rochas carbonáticas.....	51
4. MATERIAIS E MÉTODOS	59
4.1. Consolidação da base de dados	59

4.2.	Carregamento de dados e controle de qualidade	62
4.3.	Comparação entre os dados de porosidade de perfis e medidos em laboratório por amostras de rocha	64
4.4.	Análise de perfil de imagem acústica.....	66
4.5.	Estimativa de propriedades da rocha.....	69
4.5.1.	Determinação do volume de argila.....	69
4.5.2.	Ressonância Magnética Nuclear	69
4.6.	Perfil de espectroscopia de captura elemental (ECS).....	74
4.7.	Análise quantitativa e qualitativa	82
5.	RESULTADOS	84
5.1.	Intervalos de sílica e permoporosidade no Poço A	86
5.1.1.	Análise qualitativa (Poço A).....	86
5.1.2.	Análise quantitativa (Poço A)	114
5.2.	Intervalos de sílica e permoporosidade nos poços B e C	126
5.2.1.	Análise qualitativa (poços B e C).....	126
5.2.2.	Análise quantitativa (poços B e C).....	137
5.3.	Análise dos dados de rocha	144
6.	DISCUSSÃO.....	152
6.1.	Silicificação das rochas carbonáticas pré-sal: efeitos diagenéticos e modificações na permoporosidade	152
6.2.	Inferências sobre os fatores controladores da silicificação na Formação Barra Velha.....	158
6.3.	Variações dos teores de sílica e processos diagenéticos na Formação Barra Velha.....	164
7.	CONCLUSÕES.....	173
8.	REFÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	176

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção brasileira de hidrocarbonetos, em milhões de barris por dia, de 1978 a 2022. Fonte: IBP.....	1
Figura 2: Produção equivalente por dia em milhões de barris até 2021. Fonte: IBP.	2
Figura 3: Localização da área de estudo. Fonte: De Jesus <i>et al.</i> (2021).	5
Figura 4: Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007).	8
Figura 5: Intervalo da carta estratigráfica da Bacia de Santos com idade do Barremiano ao Albiano ilustrando as principais discordâncias identificadas. Modificado de Moreira <i>et al.</i> (2007) e Wright & Barnett (2015).	9
Figura 6: Caracterização do Rifte Sul Atlântico e ascensão da astenosfera pela pluma mantélica Tristão da Cunha (Bueno, 2004).	10
Figura 7: Mapa de localização do Platô de São Paulo e Alto Externo de Santos (Carminatti <i>et al.</i> , 2008).	11
Figura 8: Exemplos dos constituintes da Formação Barra Velha. A) <i>Shrub</i> ; B) esferulito; C) laminito.	17
Figura 9: Ciclotema esquemático da Formação Barra Velha (modificado de Wright & Barnett, 2015).	18
Figura 10: Modelo conceitual ilustrando influência hidrológica na deposição da Formação Barra Velha. Setas pretas longas indicam percolação por lençóis freáticos, e setas vermelhas indicam calor geotérmico (Pieztsch <i>et al.</i> , 2018). 20	
Figura 11: Modelos propostos para variações de níveis de lago para deposição de sedimentos carbonáticos na Formação Barra Velha. A) Modelo de clima úmido a árido com variação do nível do lago. B) Modelo de clima semiárido a árido com lago raso; c) Modelo com nível de lago constante (Gomes <i>et al.</i> , 2020).	21
Figura 12: Cristalografia química da calcita, aragonita e dolomita. Fonte: James & Jones (2016).	24
Figura 13: Solubilidade relativa da calcita com aumento do conteúdo de magnésio em água doce. Fonte: James & Jones (2016).	25

- Figura 14: Exemplos de ooide e pisoide. A) *Grainstone* de ooide (PX) com microfábrica tangencial; B) *grainstone* de ooide (PP) proveniente de um lago hipersalino (Utah) com presença de fábrica radial e tangencial; C) *Packstone* de ooides compostos, micritizados; D) Pisoide com lamelas concêntricas regulares. Fonte: www.carbonateworld.com. 27
- Figura 15: A) Oncoide de incrustações de algais foraminíferos em torno de uma concha de braquiópodes com perfurações; B) Laje polida com oncoides centimétricos de uma rampa interna do Carbonífero Inferior. Fonte: www.carbonateworld.com. 28
- Figura 16: A) *Packstone* de peloides com grãos micritizados como resultado de bioerosão. Extraído de um depósito lacustre do Jurássico Inferior; B) *Packstone* de peloides (grãos elípticos e bioclastos micritizados) em lagoa moderna nas Bahamas. A seta vermelha indica esqueleto de foraminífero micritizado na porção superior. Fonte: www.carbonateworld.com. 28
- Figura 17: A) Grão composto de oncoides. Os córtices do oncoide contém foraminíferos; B) *Grainstone* de intraclastos contendo uma seção de alga, foraminíferos e intraclastos contendo partes de alga. Seta vermelha (algas), seta laranja (foraminífero). Fonte: www.carbonateworld.com. 29
- Figura 18: Distribuição estratigráfica e mineralogia dominante dos grãos esqueléticos. Fonte: www.carbonateworld.com. 29
- Figura 19: Mineralogia esquelética primária de organismos relevantes para estudos de carbonatos. A mineralogia dominante é indicada por círculo pretos, mineralogia menos comum por círculos abertos. Observar que os esqueletos bimineralicos ocorrem em vários grupos (Flügel, 2010). 30
- Figura 20: a) Filamentos móveis de cianobactéria extraído de um tapete microbial de estromatólito rico em sedimentos. b) Imagem MEV de grãos de sedimentos presos em uma malha de micróbios filamentosos entrelaçados de um estromatólito moderno nas Bahamas. Fonte: James & Jones, (2016). 31
- Figura 21: A) Laminado microbiano que compõe áreas do piso da Lagoa Vermelha. A camada verde do topo corresponde à zona de fotossíntese oxigênica, enquanto a camada basal escura corresponde a bactérias redutoras

fototrópicas. B) Figura esquemática de uma seção de diferentes comunidades microbiais responsáveis pela formação de um tapete microbial (Fonte: Tucker & Brito, 2017; James & Jones, 2017).	32
Figura 22: Ilustração da estrutura de filamentos microbiais (à direita) e progressiva formação de microbialitos laminados. Fonte: James & Jones, 2016.	33
Figura 23: Tipos de cimento de acordo com o ambiente diagenético onde são precipitados. Fonte: James & Jones (2016).	34
Figura 24: Ilustração dos diferentes tipos de porosidade da categoria trama seletiva, segundo Choquette & Pray, 1970. Fonte: James & Jones, 2016.	36
Figura 25: Ilustração dos diferentes tipos de porosidade das categorias trama não seletiva e trama seletiva ou não, segundo Choquette & Pray, 1970. Fonte: James & Jones, 2016.	36
Figura 26: Classificação de porosidade, segundo Lucia (1999), baseada no percentual de porosidade interpartículas. Fonte: James & Jones, 2016.	37
Figura 27: Classificação de porosidade de Lucia (1999) baseada nas características da interconectividade de <i>vugs</i> . Fonte: James & Jones, 2016. .	37
Figura 28: Classificação de Dunham (1962) e Emby & Klovan (1971). Fonte Tucker & Brito, 2017.	38
Figura 29: Exemplos das principais texturas definidas por Dunham (1962) e Emby e Klovan (1971): A) <i>mudstone</i> composto por matriz micrítica, porosidade fenestral preenchida por esparita blocosa; B) <i>wackstone</i> composto por grãos de foraminífero planctônico em matriz suportada micrítica; C) <i>grainstone</i> composto por ooides micritizados com porosidade interpartículas e cimento calcítico do tipo menisco; D) <i>packstone</i> composto por grãos de oncoide e fragmentos de bivalves e ostracodes, grão suportado com presença de lama carbonática em porosidade interpartículas; E) <i>floatstone</i> constituído de grãos de crinoide, briozoários e trilobitas em matriz suportada micrítica.; F) <i>rudstone</i> composto por grãos de bivalve e foraminíferos planctônicos, clasto-suportada. Fonte: www.carbonateworld.com	40

Figura 30: Rochas carbonáticas compostas por constituintes ligados durante a deposição por microrganismos, Segundo Embry e Klovan (1971): A) <i>framestone</i> constituído por colônia de coral ramificada, formando uma estrutura rígida cercada por crostas de micrita; B) <i>bafflestone</i> composto por crescimento <i>in situ</i> algal (bereselida); C) <i>bindstone</i> composto por algas com encrustamentos. Fonte: www.carbonateworld.com	40
Figura 31: Seção esquemática simplificada ilustrando diferentes ambientes sedimentares onde são encontrados os principais sistemas deposicionais carbonáticos. Fonte: James & Jones, (2016).	41
Figura 32: ilustração esquemática das zonas de um lago moderno. Fonte: James & Jones (2016).	42
Figura 33: Classificação de lagos antigos segundo Carol & Bohacs (1999).	43
Figura 34: Ilustração esquemática dos diferentes tipos de plataforma carbonática. Fonte: James & Jones, (2016).	44
Figura 35: Ilustração esquemática de uma rampa carbonática. Fonte: James & Jones, (2016).	45
Figura 36: A) Ilustração esquemática do processo de micritização (Fonte: James & Jones, 2016); B) <i>packstones</i> com vários fragmentos esqueletais envolvidos por micrita.....	47
Figura 37: <i>Grainstone</i> de paleocalcrete. É possível identificar a geração de porosidade vugular, produto de intensa dissolução de soterramento. Fonte: James & Jones, 2016.	47
Figura 38: A) Esquema ilustrativo da compactação mecânica; B) ilustração de um <i>wackestone</i> transformada em <i>packstone</i> a partir da compactação mecânica. Fonte: James & Jones, 2016.	48
Figura 39: A) Ilustração esquemática da compactação química. Fonte: James & Jones, (2016); B) <i>grainstone</i> de foraminífero. Os contatos entre grãos estão suturados pela compactação e dissolução de pressão (seta amarela); C) <i>grainstone</i> de ooides. A seta vermelha indica um estilolito, bem definido, cruzando a lâmina na diagonal. Fonte: www.carbonateworld.com	49

Figura 40: Classificação das dolomitas quanto à forma (James & Jones, 2016).	50
Figura 41: A) ilustração esquemática de dolomita em sela e características gerais. Fonte: James & Jones (2016); B) Dolomita em sela formada em ambiente diagenético de soterramento. Fonte: www.carbonateworld.com.....	50
Figura 42: A) <i>Grainstone</i> de foraminífero com silicificação (seta preta); B) substituição de megaquartzo em concha de bivalve (seta amarela). A cor vermelha indica uso de alizarina. Fonte: www.carbonateworld.com.	51
Figura 43: Solubilidade do quartzo e sílica amorfa na água em função da temperatura. Fonte: Boggs (2009).	53
Figura 44: Quatro principais fases para sílica mineral: A) Sílica criptocristalina microporosa com cavidade arredondada regularmente espaçada (seta amarela); B) Esferas de microquartzo fibroso (seta amarela); C) Franja de microquartzo (seta amarela); D) Fraturas de preenchimento com cimento de megaquartzo e substituição parcial da estrutura carbonática (seta amarela). Fonte: Sartorato <i>et al.</i> (2020).	55
Figura 45: Exemplos de fratura aberta em testemunhos da Formação Barra Velha. (1) Fraturas limitadas em camada (<i>bed-bounded fractures</i> - BBFs) silicificadas; (2) fraturas centimétricas abertas em paredes não coincidentes, resultando em aumento de dissolução. Observar um revestimento azul claro ao longo das paredes da fratura correspondente à sílica II; (3) fraturas sinuosas e preenchidas, interpretadas como característica inicial agora compactada; camada de sílica indicada na parte inferior da imagem; 4) fratura parcialmente aberta em escala métrica preenchida com detritos de carbonato (CD) e fragmentos angulares de rocha hospedeira, além de grandes cristais de calcita branca (cc). Fonte: Fernández- Ibáñez <i>et al.</i> (2022).	57
Figura 46: Feições não matriz identificadas por perfis de imagens acústicos, de acordo com Fernández-Ibáñez <i>et al</i> (2022). Cores escuras correspondem à baixa amplitude, interpretada como espaço aberto. (A) <i>Vugs</i> milimétricos interconectados (seta preta); B) juntas limitadas às camadas (seta branca) em camada de 10 a 20 cm de espessura; notar que as camadas silicificadas ocorrem	

com eventos de alta amplitude (seta verde); (C) fraturas abertas com mergulho de 60° representadas por senoide contínua (seta branca); (D) mistura caótica de fraturas expostas e <i>vugs</i> interpretadas como uma brecha dentro de um intervalo silicificado; (E) <i>vugs</i> em escala centimétrica ao longo dos planos de estratificação (setas azuis) Fonte: Fernández-Ibáñez <i>et al.</i> (2022).....	58
Figura 47: Fluxograma de trabalho utilizado neste estudo.....	62
Figura 48: Perfis de raio gama de quatro ferramentas diferentes: AIT (preta), RMN (vermelha), perfil de imagem (azul), ECS (verde). As linhas tracejadas em vermelho indicam diferentes profundidades checadas em um intervalo de um poço.	63
Figura 49: Porosidade do perfil de RMN (verde) e porosidade petrofísica não ajustada (azul) e porosidade petrofísica deslocada (vermelha). Observar que, após o deslocamento, há um melhor ajuste entre as porosidades petrofísicas e da RMN para o poço B.	65
Figura 50: Gráfico da porosidade medida em laboratório e registrada por RMN, antes do ajuste de profundidade (esquerda) e após o ajuste de profundidade (direita). A reta vermelha indica regressão linear ajustada.	66
Figura 51: Ilustração esquemática de uma ferramenta acústica. Fonte: Gaillot <i>et al.</i> (2007).	68
Figura 52: Amostras laterais na posição original (AO) e após o ajuste (AJ). Perfis de imagem acústico, dinâmico, estático e tempo de trânsito.	68
Figura 53: Transformação de um trem de eco (A) em espectro T2 (B) e a interpretação do espectro representado como a resposta de porosidade de RMN. Fonte: Modificado de Castro & Lupinacci (2022).....	71
Figura 54: Perfil composto apresentando diferentes perfis de porosidade e de permeabilidade, bem como a junção de diferentes trechos para a Formação Barra Velha. Faixas: 1) profundidade em TVDSS; 2) profundidade em MD; 3) topos; 4) raios gama (GR_EDTC); 5) porosidade por RMN (PHIE_NMR); 6) porosidade por sônico (PHIE_DT); 7) junção de porosidades (PHIE_MERGE); 8) permeabilidade por NMR (KTIM); 9) permeabilidade por sônico (KTIM_DT); 10) junção de permeabilidade (PERM_MERGE). O polígono vermelho indica um	

intervalo intrusivo. Linha tracejada vermelha: Discordância Pré-Alagoas. Linha tracejada preta: Base do Sal. Observar o polígono tracejado laranja, no qual ocorre junção dos intervalos sônicos e RMN para porosidade e permeabilidade.

..... 73

Figura 55: Espectro de elementos medido pela ferramenta ECS. Fonte: Galdford *et al.* (2009). 75

Figura 56: Esboço conceitual dos tipos de interação entre nêutrons e átomos de uma ferramenta ECS. Espalhamento inelástico (superior) e captura de nêutrons térmicos (inferior). Fonte: Radtke *et al.* (2012). 76

Figura 57: Elementos de peso seco em um poço da área de estudo. Faixas: 1) profundidade; 2) formação; 3) raio gama (GR_EDTC), caliper (HCAL); 4) Mn (DWMN); 5) Na (DWNA); 6) Ti (DWTI); 7) Fe (DWFE); 8) AL (DWAL); 9) Ca (DWCA); 10) Si (DWSI); 11) Mg (DWMG). Linha tracejada vermelha: Discordância Pré-Alagoas; linha tracejada verde: Discordância Intra-Alagoas; linha tracejada azul: Base do Sal. 78

Figura 58: Concentração de elementos a partir dos perfis de espectroscopia (ECS) para Ca, Si e Mg e os volumes estimados de calcita, sílica e dolomito respectivamente para um poço da área de estudo. Faixas: 1) profundidade; 2) formação; 3) raio gama (GR_EDTC), caliper (HCAL); 4) Ca (DWCA); 5) Si (DWSI); 6) Mg (DWMG); 7) volume de calcita (VOL_CALCITE); 8) volume de sílica (VOL_SÍLICA); 9) volume de dolomito (VOL_DOLOMITE). Linha tracejada vermelha: Discordância Pré-Alagoas; linha tracejada verde: Discordância Intra-Alagoas; linha tracejada azul: Base do Sal. Setas pretas mostram profundidades utilizadas para confecção de tabela 4.6. 81

Figura 59: Mapa estrutural da base do sal a partir do atributo sísmico de curvatura mais positiva (k_1), com transparência nos baixos valores sobreposto ao atributo de mergulho (*dip*) em níveis de cinza. Altos valores de curvatura mais positiva associados com variações abruptas do mergulho, indicando presença de falhas, lineamentos estruturais, zonas de fraturas e a localização dos poços. Modificado de Neto *et al.* (2023, em revisão). 84

Figura 60: Correlação entre poços, com direção SW-NE. As faixas são as mesmas para todos os poços. Faixas: 1) profundidade (TVDS); 2) intervalos de sílica; 3) raios gama (GR_EDTC); 4) volume de calcita (VOL_CALCITE); 5) volume de sílica (VOL_SÍLICA); 6) porosidade efetiva da RMN (PHIE_NMR); 11) permeabilidade da RMN (PERM). As linhas tracejadas indicam as discordâncias listadas na legenda. O mapa estrutural indica a posição dos poços na área de estudo. 85

Figura 61: Perfil composto de curvas convencionais, RMN e estimadas, além de porosidade e permeabilidade a partir de amostras laterais (pontos pretos e vermelhos respectivamente). Faixas: 1) profundidade; 2) formação; 3) raios gama (GR_EDTC), caliper (HCAL) e volume de argila (VCLAY_LRV); 4) Sônico (DTCO E DTSM); 5) resistividade profunda, média e rasa (AT90, AT60 e AT30); 6) neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); 7) fator fotoelétrico (PEF); 8) distribuição T2 (T2_DIST) e *cutoff* (T2_CUTOFF); 9) porosidade total (PHIT_NMR), porosidade efetiva (PHIE_NMR), fluido livre (CMFF) e porosidade medida em laboratório (SD_PORO); 10) macroporosidade (MACRO), mesoporosidade (MESO) e microporosidade (MICRO); 11) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade medida em laboratório (SD_PERM); 12) impedância acústica (P_IMPEDANCE). 88

Figura 62: Separação da Formação Barra Velha em cinco intervalos a partir do comportamento do volume de sílica. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalos de sílica; 3) raios gama (GR_EDTC) e caliper (HCAL); 4) volume de calcita (CALCITE_VOL); 5) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 6) volume de dolomita (DOLOMITE_VOL); 7) alumínio *dry weight* (AL_DW); 8) ferro *dry weight* (FE_DW) e posição de lâminas; 9) distribuição T2 da RMN (T2_DIST); 10) porosidade efetiva da RMN (PHIE_NMR); 11) permeabilidade da RMN (PERM); 12) cimentação (CMT); 13) presença de finos; 14) litologia (LITO); 15) porosidade vugular (VUGS). 90

Figura 63: Intervalo S1. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de

lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 64.....	93
Figura 64: Segmentos ampliados do intervalo S1 e associação com lâminas, quando existentes.	95
Figura 65: Intervalo S2. 1) Faixas: profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 66.....	97
Figura 66: Segmentos ampliados do intervalo S2 e associação com lâminas, quando existentes.	99
Figura 67: Intervalo S3. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 68.....	101
Figura 68: Segmentos ampliados do intervalo S3 e associação com lâminas, quando existentes.	103
Figura 69: intervalo S4. 1) Faixas: profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na figura 5.12.	106
Figura 70: Segmentos ampliados do intervalo S4 e associação com lâminas, quando existentes.	108
Figura 71: Intervalo S5. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 72.....	110

Figura 72: Segmentos ampliados do intervalo S5 e associação com lâminas, quando existentes.	113
Figura 73: Gráfico 2D a partir dos volumes de calcita e de sílica para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) Contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade; E) intervalos de contorno e caracterização do volume de dolomita.	116
Figura 74: Gráfico 2D a partir dos perfis geofísicos de densidade (RHOB) e sônico (DTCO) para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade; E) intervalos de contorno e caracterização do volume de dolomita; F) intervalos de contorno e caracterização do volume de sílica.	117
Figura 75: gráfico 2D a partir dos perfis de volume de sílica e impedância acústica para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade.	119
Figura 76: Gráfico de setores mostrando a distribuição de médias de classes de porosidade para a Formação Barra Velha (BVF) e intervalos de sílica individualmente.	120
Figura 77: Gráfico de setores mostrando distribuição de médias das classes de permeabilidade para a Formação Barra Velha e intervalos de sílica individualmente.	121
Figura 78: Diagrama ternário dos volumes de sílica, dolomita e calcita para a Formação Barra Velha.	123
Figura 79: Gráfico de barras comparando diferentes propriedades para toda a Formação Barra Velha, bem como os cinco intervalos em que a formação foi dividida.	126
Figura 80: Separação da Formação Barra Velha em três intervalos a partir do comportamento do volume de sílica para o poço poço C. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC)	

(verde); 4) P_Impedance (vermelho); 5) Volume de calcita (VOL_CALCITE) (azul); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) *Merged* permeabilidade (PERM_MERGE) (laranja); 8) Classes de permeabilidade; 9) *Merged* porosidade (PHIE_MERGE) (verde); 10) Classes de porosidade; 11) Litologia. As linhas tracejadas indicam discordância Pré-Alagoas (DPA em vermelho) e base do sal (preto)..... 128

Figura 81: Separação da Formação Barra Velha em três intervalos a partir do comportamento do volume de sílica para o Poço B. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Impedância acústica (P_impedance) (vermelho); 5) Volume de calcita (VOL_CALCITE) (azul); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Permeabilidade de NMR (NMR_PERM) (laranja); 8) Classes de permeabilidade; 9) Porosidade de NMR (PHIE_NMR) (verde); 10) Classes de porosidade; 11) Litologia. As linhas tracejadas indicam inconformidades: Pré-Alagoas (DPA em vermelho), Intra-Alagoas (DIA em verde), Base do Sal (preto) e Marco Lula (roxo)..... 130

Figura 82: A) Segmento da Formação Barra Velha no Poço C. faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de de Sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Imagem dinâmica acústica (UBI_AMP_DYN); 5) Imagem estática acústica (UBI_AMP_STAT); 6) volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) *Merged* Permeabilidade (PERM_MERGE); 8) *Merged* Porosidade; (B) Intervalos XX56,30/XX58,50 m e (C) XX83,75/XX85,50 m foram ampliados para favorecer a identificação das feições. As setas brancas indicam *vugs*, as setas vermelhas indicam camadas de sílica, as setas azuis indicam intraclastos de sílica. 133

Figura 83: Segmento da Formação Barra Velha no Poço B apresentando níveis com alto teor de sílica e redução da permoporosidade. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Imagem dinâmica acústica (UBI_AMP_DYN); 5) Imagem estática acústica (UBI_AMP_STAT); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Porosidade de NMR (PHIE_NMR); 8) Permeabilidade de NMR (NMR_PERM); (B) Intervalos XX94,70/XX97,10m; (C) X108.10/X110.10m foram ampliados para

favorecer a identificação de características. Os retângulos vermelhos indicam rompimentos, as setas azuis indicam camadas de sílica e setas verdes indicam *vugs* centimétricos..... 135

Figura 84: Segmento da Formação Barra Velha do Poço B exibindo níveis com alto teor de sílica e aumento da permoporosidade. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Imagem dinâmica acústica (UBI_AMP_DYN); 5) Imagem estática acústica (UBI_AMP_STAT); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Porosidade de NMR (PHIE_NMR); 8) Permeabilidade de NMR (NMR_PERM); (B) O intervalo X160,9/X164,1 foi ampliado para favorecer a identificação de feições. O polígono amarelo indica a camada de fratura silicificada, o quadrado verde indica o intervalo de *vugs* interconectados de tamanho centimétrico e o quadrado azul indica o intervalo de laminações fraturadas de sílica. 136

Figura 85: Crossplot de volume de sílica (VOL_SÍLICA) *versus* volume de calcita (VOL_CALCITE) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço C; B) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da permeabilidade do Poço C; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da porosidade para o Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da permeabilidade para o Poço B. 139

Figura 86: Crossplot de sônico (DTCO) *versus* densidade (RHOB) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço C; B) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da permeabilidade para o Poço C; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da porosidade para o Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da permeabilidade para o Poço B. 141

Figura 87: Crossplot de impedância acústica (P-impedância) *versus* volume de sílica (VOL_SÍLICA) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos

no Poço c; B) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da permeabilidade para o Poço ; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da porosidade do Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização de permeabilidade para o Poço B..... 143

Figura 88: Amostras laterais do Poço C no intervalo S3 ilustrando as sílicas I (setas pretas) e II (setas vermelhas), além de fraturas (setas verdes). Observar o tom azulado da sílica II..... 145

Figura 89: Feições de compactação mecânica no Poço B. A) Microquartzo preenchendo poros. B) Esferulitos assimétricos com intenso fraturamento e dissolução. Observar contatos côncavo-convexos entre os constituintes..... 146

Figura 90: Cimento de quartzo euédrico no poço B. Apesar da intensa silicificação é possível identificar dissolução localizada. 147

Figura 91: A) Heterolito de esferulito e calcita fascicular com feições de dissolução e fraturamento; B) *Shrubs* com baixa intensidade de dissolução; C) *Shrubs* com porosidade intergranular preenchida com quartzo euédrico; D) Esferulito com intensa dissolução e porosidade intergranular parcialmente preenchida por dolomita romboédrica (lâmina petrográfica tingida com solução de alizarina-red); E) *Grainstone* com níveis de silicificação e dolomitização diferenciados; F) Esferulitos suturados por compactação mecânica, além de apresentar dissolução. 149

Figura 92: Identificação de silicificação em testemunhos do poço C. A) laminações de sílica cortando o testemunho. As fraturas aparentemente estão relacionadas à extração do testemunho. B) Camadas de sílica bem definidas na porção superior e *vugs* na porção inferior. C) camadas fraturadas e cimentadas na porção inferior. Observar intraclasto de sílica na porção superior..... 150

Figura 93: Imagens de testemunho ilustrando fraturas abertas, cimentadas por sílica, camadas silicificadas fraturadas e <i>vugs</i> . Escala localizada à direita: cada retângulo mede 10cm.....	151
Figura 94: Diagramas de roseta para fraturas dos intervalos silicificados S4 (A) e S3 (B) do poço A. Modificado de Fatah (2020).	156
Figura 95: Comportamento 1 (A) e 2 (B) caracterizados a partir da interação volume de sílica, propriedade permoporosas e perfil de imagem acústica. ...	170
Figura 96: Comportamentos 3 (A), 4 (B) e 5 (C), caracterizados a partir da interação volume de sílica, propriedades permoporosas e perfil de imagem acústica.	171

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Princípio físico e uso dos perfis geofísicos utilizados neste estudo..	60
Tabela 2: Disponibilidade de perfis geofísicos presentes nos poços utilizados neste estudo. Os significados dos mnemônicos estão na Tabela 1.	61
Tabela 3: Disponibilidade de dados de rocha para os poços utilizados.	61
Tabela 4: Lista de alguns elementos determinados por interação inelástica ou captura. Fonte: Radtke <i>et al.</i> (2012).	77
Tabela 5: Concentrações de elementos em litologias predominantes na Formação Barra Velha. Fonte: http://webmineral.com/	79
Tabela 6: Valores dos volumes indicados na Figura 58, bem como sua totalização.	82
Tabela 7: Critérios de classificação qualitativos, baseados em valores de perfil de porosidade e permeabilidades.	83
Tabela 8: Médias aritmética e mediana dos principais perfis geofísicos utilizados neste trabalho, divididos a partir dos intervalos de sílica.	124
Tabela 9: Médias aritméticas e medianas dos poços B e C.	137
Tabela 10: Paragênese diagenética da Formação Barra Velha.	167

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BVI: Volume de água irreduzível (*bulk volume irreducible*)

CBW: Volume de água associado à argila (*clay bound water*)

BVM: Fluidos móveis livres (*bulk volume movable*)

CO₂: Gás carbônico

FFV: Fluidos livres (*free fluid volume*)

GR: Raios gama

HI: Índice de hidrogênio

T2_DIST: Distribuição do tempo de relaxação transversal

T2_cutoff: Valor de corte para o tempo de relaxação transversal

RMN: Ressonância magnética nuclear

ANP: Agência Nacional de Petróleo

IGR: Índice de raio gama

UBI: Ferramenta de imagem acústica

IMG_AMP_DYN: Imagem acústica dinâmica

IMG_AMP_STAT: Imagem acústica estática

IMG_TT: Tempo de trânsito do perfil de imagem

IBP: Instituto Brasileiro de Petróleo

MMbbl/d: Milhões de barris por dia

TVDSS: Profundidade em cota

MD ou *reference*: Profundidade medida

CAL: Caliper

BS: *Bit size* (tamanho da broca)

ECS: Espectroscopia de captura elementar

RHOZ: Densidade

PEF ou PEFZ: Fator fotoelétrico

DT ou DTCO: Sônico

NMR: Ressonância nuclear magnética

CMFF: Fluido livre

PERM ou Ktim: Permeabilidade

PP: Polarizador plano

PX: Polarizador cruzado

V_{clay}: Volume de argila

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação

A produção de hidrocarbonetos no Brasil foi predominantemente caracterizada por reservatórios areníticos, em especial na Bacia de Campos. A partir da década de 1980, expressivas descobertas em águas profundas permitiram ao Brasil aumentar a produção nacional. A descoberta dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal, no início dos anos 2000, propiciou um novo capítulo de exploração e produção ao país (Figura 1).

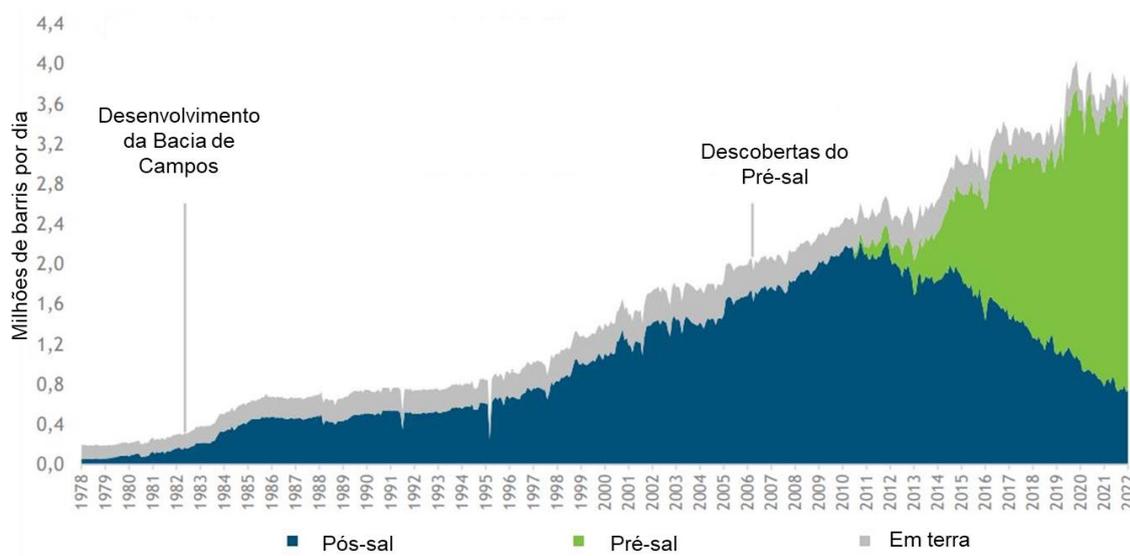


Figura 1: Produção brasileira de hidrocarbonetos, em milhões de barris por dia, de 1978 a 2022 (IBP, 2022).

Ainda sobre a produção, um levantamento feito em 2022 pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), a partir de dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), indica que a produção diária do Pré-Sal alcançou a marca de 2,9 milhões de barris, equivalente a aproximadamente 74% da produção nacional, em 2021. Um ponto a ser destacado é a boa qualidade do petróleo produzido, entre 28º e 30º API (Figura 2).



Figura 2: Produção equivalente por dia em milhões de barris até 2021 (IBP, 2022).

Ao longo da última década, foram observados diferentes desafios relacionados à produção do Pré-Sal. Inicialmente, é possível destacar a tecnologia indispensável para obter êxito na perfuração e desenvolvimento de poços na camada do Pré-Sal, uma vez que, além das águas profundas, esses reservatórios se encontram abaixo de expressivos intervalos de evaporitos. Esses intervalos evaporíticos possuem até três mil metros de extensão.

A heterogeneidade é outro aspecto que dificulta a caracterização dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal. Apesar de possuir uma mineralogia relativamente simples, a dinâmica apresentada por processos deposicionais e diagenéticos resulta em características extremamente heterogêneas. Em alguns casos, estes dois processos atuam quase simultaneamente, dificultando sua distinção (Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

Assim sendo, a busca por procedimentos que permitam otimizar a caracterização de reservatórios, bem como torná-los mais acurados, faz-se imprescindível, frente às altas incertezas apresentadas por esses reservatórios. Neste sentido, a integração de metodologias de diferentes escalas, correlações entre aspectos estruturais, texturais e propriedades permoporosas podem contribuir para a compreensão da evolução geológica dos reservatórios do Pré-Sal, favorecendo bons resultados à exploração e produção de hidrocarbonetos.

1.2. Definição de problema

Em diferentes campos do Pré-Sal, os processos diagenéticos alteraram e/ou reorganizaram o arcabouço dos carbonatos e, como consequência, afetaram a porosidade e permeabilidade das rochas-reservatório (Lima & De Ros, 2019). Dentre esses processos, feições de dissolução e a cimentação de poros, bem como a substituição da trama carbonática por sílica são observados (Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). De maneira geral, há o entendimento de que o processo de silicificação se caracteriza pela substituição da trama carbonática por sílica (Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010), e a consequência direta desse processo é a cimentação dos poros, comprometendo a porosidade e a permeabilidade. Recentemente, alguns autores (Lima & De Ros, 2019; Sartorato *et al.*, 2020; de Jesus *et al.*, 2021; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022) identificaram aumento de propriedades permoporosas associadas à silicificação. No entanto, não há o estabelecimento de uma metodologia que permita correlacionar eventos de silicificação com os diferentes impactos nas propriedades permoporosas.

1.3. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo principal propor uma análise metodológica que permita identificar o impacto do processo diagenético de silicificação nas propriedades permoporosas através da integração e/ou correlação de dados de perfis de imagem acústica, de sílica e de ressonância magnética com dados de descrição de rochas. Pretende-se estimar o perfil de sílica a partir de perfis de espectroscopia elemental para associá-los a propriedades permoporosas medidas por ferramentas de ressonância magnética nuclear (RMN). Objetiva-se que o perfil de imagem forneça informações sobre feições de dissolução ou silicificação a partir da variação dos valores de amplitude e que os perfis de RMN forneçam dados sobre as variações de porosidade e permeabilidade para a Formação Barra Velha.

Outro objetivo deste trabalho é caracterizar quantitativamente diferentes propriedades reservatório a partir de parâmetros petrofísicos estimados e disponíveis em perfis de poço por meio de gráficos de cross-correlação. E por fim, apresentar um catálogo das diferentes interações observados entre a

silicificação e as propriedades permoporosas e estabelecer um ordenamento dos diferentes eventos deposicionais e diagenéticos (paragênese).

As etapas para o desenvolvimento deste trabalho estão organizadas em seis capítulos. Além da introdução, neste capítulo é apresentada a área estudada. No segundo capítulo, é feita uma breve descrição do contexto geológico Bacia de Santos, considerando sua evolução tectônica, litoestratigráfica, bem como as principais características da Formação Barra Velha.

O terceiro capítulo contém uma revisão sobre os diferentes aspectos das rochas carbonáticas, como constituintes, classificações de rochas carbonáticas comumente utilizadas, cimentação, ambientes carbonáticos identificados à Formação Barra Velha e os principais processos de alteração comuns a rochas carbonáticas, destacando a silicificação e o hidrotermalismo.

O quarto capítulo mostra o fluxo de trabalho utilizado neste estudo a partir do detalhamento do conjunto de dados disponível, seguido de alguns apontamentos sobre o controle de qualidade dos dados. Em seguida, é apresentada a metodologia utilizada para identificação do impacto da silicificação nas propriedades reservatórios, bem como a fundamentação das ferramentas utilizadas e as equações que permitem converter concentrações dos elementos químicos em volumes de sílica, calcita e dolomita.

O quinto capítulo versa sobre a descrição dos resultados obtidos pelas análises qualitativas e quantitativas dos dados de rocha e de perfis geofísicos. A Formação Barra Velha será dividida em cinco intervalos a partir do comportamento do perfil de volume de sílica. As análises apresentadas neste capítulo serão feitas para cada um dos cinco intervalos propostos.

O sexto capítulo apresenta as interpretações das análises quantitativas e qualitativas dos poços estudados e integra os diferentes processos diagenéticos às propriedades permoporosas. Além disso, propõe um catálogo das diferentes interações observadas entre a silicificação e as propriedades permoporosas e estabelecer um ordenamento dos diferentes eventos deposicionais e diagenéticos (paragênese). Neste capítulo, também são sugeridos dois possíveis modelos de silicificação a serem considerados para a Formação Barra

Velha, na área de estudo: por fluidos hidrotermais e por desestabilização das argilas magnesianas.

No sétimo capítulo são apresentadas as conclusões mais relevantes da tese.

1.4. Área de estudo

A Bacia de Santos é a maior bacia de margem continental brasileira e atualmente é responsável pela maior parte da produção de hidrocarbonetos do país, assumindo grande relevância dentre as bacias sedimentares brasileiras e por isso alvo de intensa pesquisa e estudo. A bacia está localizada entre os paralelos 23° e 28° Sul, englobando uma área de aproximadamente 350.000 km² e cotas batimétricas de 3.000 metros (Moreira *et al.*, 2007). Além disto, estende-se do litoral sul do estado do Rio de Janeiro ao norte do estado de Santa Catarina. Limitada ao norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio e ao sul com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis (Figura 3).



Figura 3: Localização da área de estudo. Fonte: De Jesus *et al.* (2021).

2. CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DE SANTOS

Neste capítulo serão abordados os principais aspectos relativos à evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, associados aos reservatórios carbonáticos aptianos da Formação Barra Velha. Para isso, inicialmente serão apresentados brevemente os aspectos gerais da Bacia, seguidos de uma resumida exposição da evolução tectônica englobando suas litologias. Finalmente o sistema petrolífero dos reservatórios carbonáticos do pré-sal é destacado, com ênfase na Formação Barra Velha.

2.1. Aspectos gerais

A Bacia de Santos iniciou sua formação durante a ruptura do supercontinente Gondwana, entre o final do Jurássico e o início do Cretáceo. Sua gênese é associada a esforços tectônicos extensionais, que consequentemente desenvolveram o Oceano Atlântico e causaram a separação dos continentes da América do Sul e África (Moreira *et al.*, 2007).

Nesse contexto, Moreira *et al.* (2007) propõem uma revisão da carta estratigráfica da Bacia de Santos, a partir dos estudos estratigráficos anteriores (Gonçalves *et al.*, 1979, Pereira & Macedo, 1990; Pereira & Feijó, 1994; Macedo & Gamboa, 1998). Nessa revisão, os autores definem um arcabouço cronoestratigráfico baseado em sequências deposicionais, distribuídas em três fases deposicionais: rifte, pós-rifte e drifte. Contudo, é importante destacar que os autores não pormenorizam a evolução tectônica (Figura 4).

No que tange à evolução tectônica, Chang *et al.* (2008) apresentam maior ênfase em aspectos estruturais e os associam às diferentes etapas da evolução da Bacia de Santos. Para a melhor compreensão de mecanismos de rifteamento, os autores sugerem a divisão em três fases rifte (sin-rifte I, sin-rifte II e sin-rifte III ou *sag*), de forma que é possível correlacionar essas fases, definidas por Chang *et al.* (2008), com as propostas por Moreira *et al.* (2007). Assim sendo, as fases sin-rifte I e II podem ser equiparadas à rifte, e a sin-rifte III ou *sag* corresponde à fase pós-rifte.

Outra divergência é apresentada por Carminatti *et al.* (2009). Os autores consideram discordâncias observadas em interpretações sísmicas e dividem as

fases rifte e pós-rifte (Moreira *et al.*, 2007) em três sequências: sin-rifte inferior, sin-rifte superior e *sag*.

Em divergência às propostas supracitadas, Wright & Barnett (2015) estabelecem uma divisão para Formação Barra Velha, a partir da discordância Intra-Alagoas, onde a porção inferior da formação deva ser interpretada como fase rifte, enquanto a porção superior denota uma fase *sag*. Os autores identificam uma separação da fase rifte, limitada pela discordância pré-Alagoas, de forma que as formações Piçarras e Itapema estão associadas à porção inferior, ao passo que a porção superior da fase rifte engloba os carbonatos da Formação Barra Velha, depositados até a discordância Intra-Alagoas (Figura 5). Esse modelo definido por Wright & Barnett (2015) tem sido adotado por diferentes autores em publicações recentes sobre a Bacia de Santos (Buckley *et al.*, 2015; Pietzsch *et al.*, 2018; Neves *et al.*, 2019; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021; de Jesus *et al.*, 2021; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022; Basso *et al.*, 2022; Carvalho *et al.*, 2022, de Jesus *et al.*, 2022, no prelo) e será usado neste trabalho.

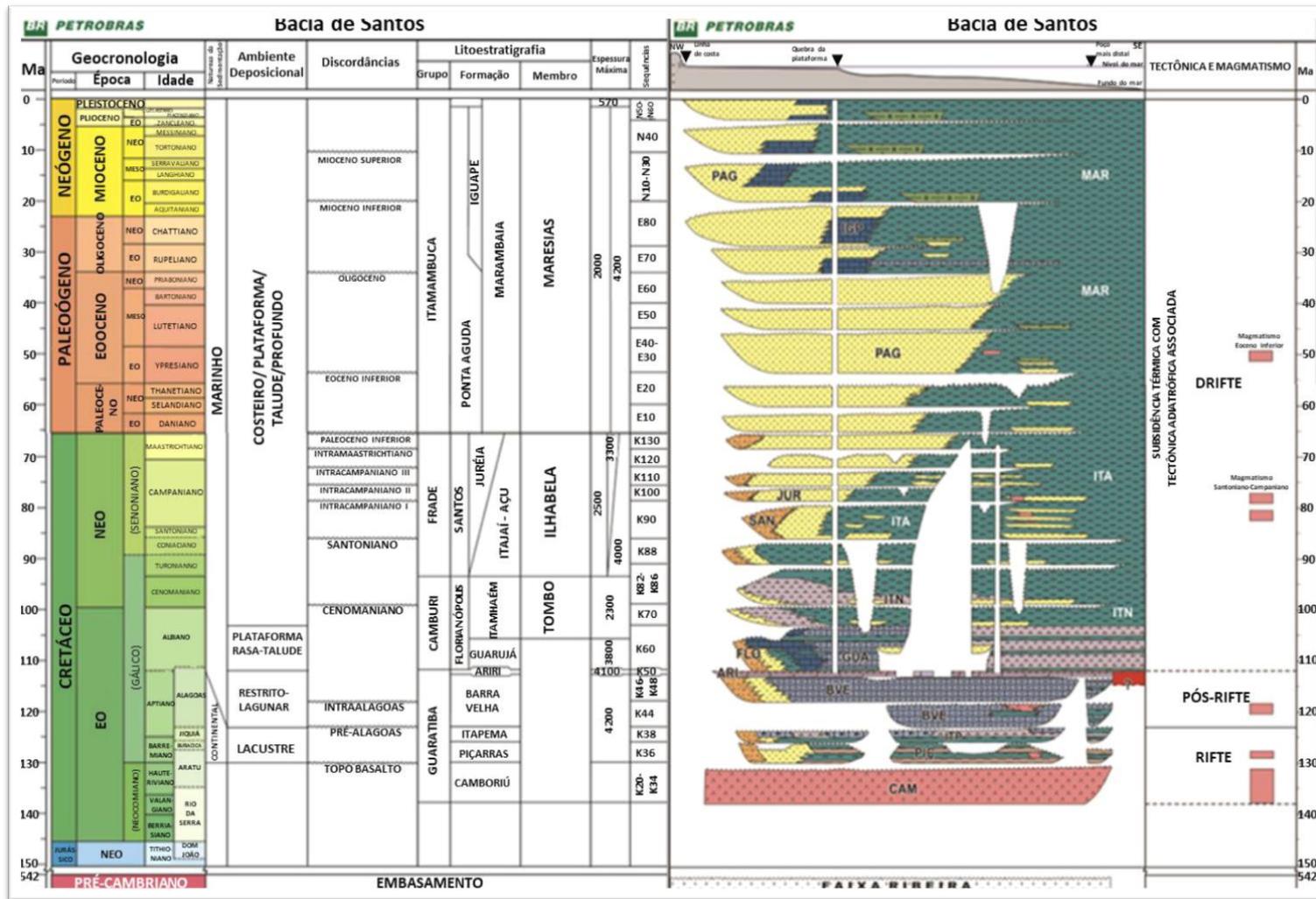


Figura 4: Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

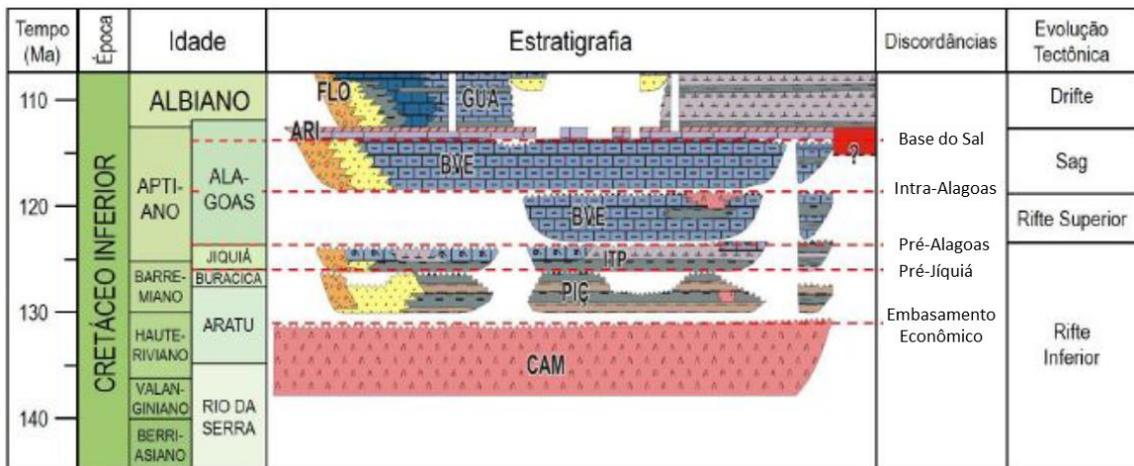


Figura 5: Intervalo da carta estratigráfica da Bacia de Santos com idade do Barremiano ao Albiano ilustrando as principais discordâncias identificadas. Modificado de Moreira *et al.* (2007) e Wright & Barnett (2015).

2.2. Evolução tectônica

A origem da Bacia de Santos bem como sua evolução estão diretamente ligados ao processo de ruptura do Supercontinente Gondwana. Essa ruptura sobre um complexo de blocos cratônicos de idade Paleoproterozoica-Arqueana e faixas orogênicas Neoproterozoicas (Moreira *et al.*, 2007).

Os processos de rifteamento que permitiram a formação das bacias marginais do Atlântico Sul foram precedidos por expressivo extravasamento de magma basáltico toleítico, desenvolvendo uma grande província ígnea Paraná-Etendeka (Fodor *et al.*, 1984; Turner *et al.*, 1994; Rosseti *et al.*, 2014; Rigoti, 2015).

O rifte na Bacia de Santos apresenta falhas normais de direção NNE, influenciadas por zonas de transferência destrais que de maneira gradual migraram para a direção E-W em áreas próximas da transição crosta continental/crosta oceânica (Meisling *et al.*, 2001).

Nesse sentido, Pereira & Macedo (1990) afirmam que, ao longo do processo de abertura do Oceano Atlântico, extensões diferenciais da crosta continental permitiram a implantação de zonas de transferências. Essas estruturas desempenharam grande relevância como faixas preferenciais de recorrência de processos tectônicos, tais como eventos vulcânicos e implantação de semigrábens.

Schobbenhaus *et al.* (1984) associam a origem do rifte a um estiramento litosférico, conhecido como Reativação Sul-Atlântica. Essa reativação se deu a partir de uma anomalia geotérmica (Pluma Tristão da Cunha) elevada no segmento sul-sudeste da margem continental brasileira. Essa anomalia pode ser exemplificada pelo volumoso vulcanismo basáltico da província do Paraná, arcos do Rio Grande e Ponta Grossa. Ainda, segundo Bueno (2004), essa ação magmática pontual, localizada entre as placas sul-americana e africana, provavelmente foi a responsável pela variação da largura do rifte (Figura 6). Para os autores, essa pluma foi responsável pela gênese da Cadeia Rio Grande-Walvis e atuou como barreira à comunicação entre o Oceano e o então golfo Brasil-África, uma vez que a margem equatorial ainda não se encontrava aberta.



Figura 6: Caracterização do Rifte Sul Atlântico e ascensão da astenosfera pela pluma mantélica Tristão da Cunha (Bueno, 2004).

Há ainda uma feição com expressivo valor batimétrico (entre 2.000 e 3.000 metros) denominado Platô de São Paulo (Kumar & Gamboa, 1977). Sua composição é majoritariamente formada por crosta continental estirada, além de apresentar estrutura controlada pelo embasamento. Sua origem está relacionada com a Pluma Tristão da Cunha (Macedo, 1990). Importante ressaltar que o Alto Externo de Santos é uma estrutura do embasamento localizada na

porção central do Platô de São Paulo com orientação NE/SW. Sua fisiografia denota menor estiramento da crosta continental (Figura 7). Carminatti *et al.* (2008) identificaram fácies de reservatório carbonáticos localizados nesse alto, depositadas anteriormente à espessa camada de evaporitos.

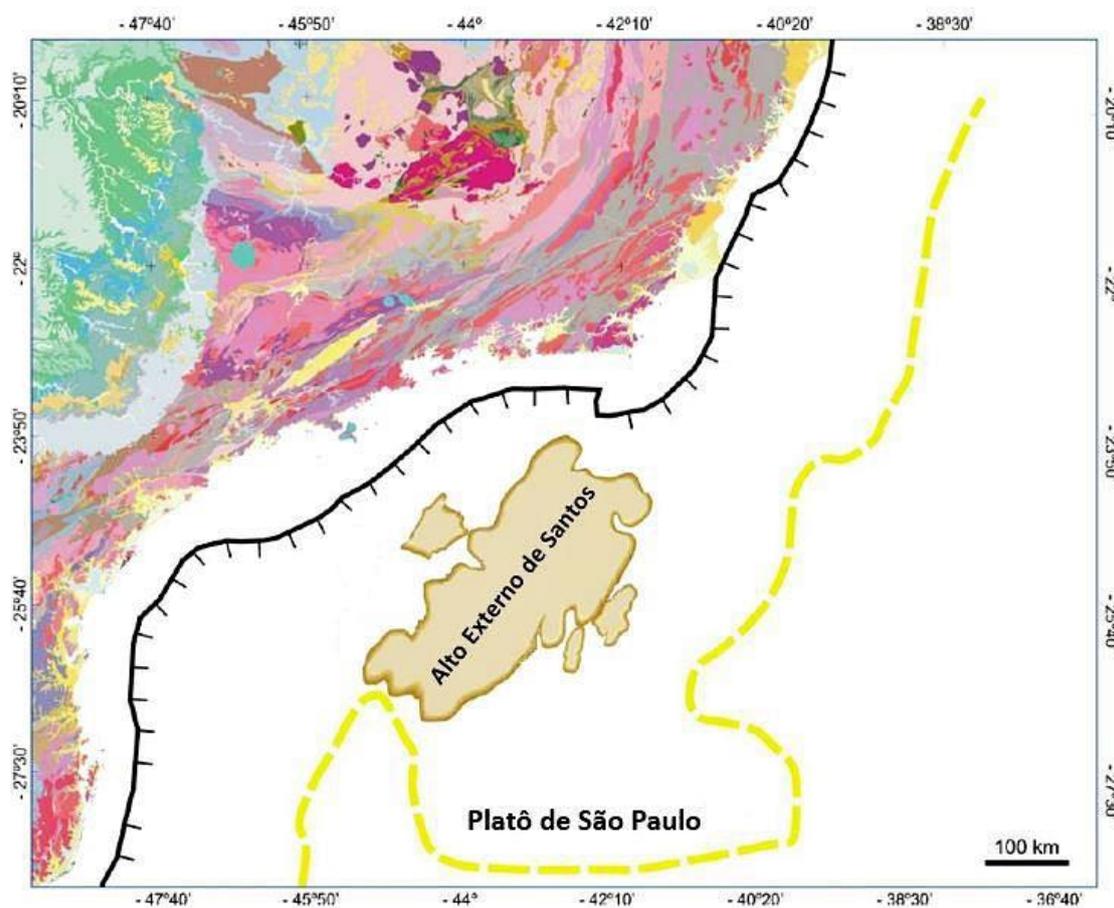


Figura 7: Mapa de localização do Platô de São Paulo e Alto Externo de Santos (Carminatti *et al.*, 2008).

Sobre a dinâmica da abertura do Oceano Atlântico, Szatmari & Milani (2016) propõem que essa abertura ocorreu de forma quase síncrona ao longo de seu comprimento, aproximadamente há 145Ma. Contudo, a porção Noroeste teria permanecido fechado por um período um pouco maior, entre 145 e 113Ma. Esse comportamento assíncrono entre as duas porções gerou um formato de cunha, com alargamento na porção sul. Para os autores, essa ausência de sincronia da abertura das duas porções está associada a uma rotação induzida pela ascensão do fluxo mantélico, logo abaixo do rifte, em abertura.

Ainda nesse contexto de estiramento crustal, a partir da anomalia mantélica houve a formação da Província Magmática do Atlântico Sul (Szatmari & Milani, 2016). A gênese dessa província está associada à progressão do rifte, de forma que o falhamento atingiu o manto litosférico subcontinental, com temperaturas elevadas, o que permitiu uma fusão generalizada. Entretanto, os autores ponderam que essa extrusão ocorreu em alternância com a sedimentação até 113Ma. Em conformidade, Moreira *et al.* (2007) identificam a Formação Camboriú como embasamento econômico da Bacia de Santos. Para os autores, essa formação é caracterizada por derrames basálticos do Eocretáceo, o que permite a correlação à idade dos derrames proposta por Szatmari & Milani (2016).

2.3. Litoestratigrafia

A Carta Estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007; Figura 4) ilustra o arcabouço estratigráfico da bacia. Os autores separam o registro sedimentar a partir de discordâncias erosivas. Essas discordâncias estão associadas às principais fases da evolução tectônica, caracterizando as supersequências em: rifte, pós-rifte e drifte. Apesar das divergências expostas no item 2.1 sobre evolução tectônica, neste tópico será exposto o ordenamento litoestratigráfico definido por Moreira *et al.* (2007).

A Supersequência Rifte compreende um mosaico de falhas sintéticas e antitéticas de direção NE/SW e engloba três formações: Camboriú, Piçarras e Itapema. A Formação Camboriú, interpretada como embasamento econômico (item 2.2), é composta por basaltos cinza-escuros, holocristalinos constituídos majoritariamente por plagioclásio e piroxênio. Essa Formação corresponde à sequência K20-34 (Moreira *et al.*, 2007).

A Formação Piçarras ou Sequência K34 é caracterizada por sedimentos terrígenos depositados discordantemente sobre os basaltos da Formação Camboriú. Sua constituição é de conglomerados, possivelmente oriundos de leques aluviais nas porções proximais e siltitos e folhelhos de composição talco-estivensítica, durante o Barremiano (Moreira *et al.*, 2007).

A Formação Itapema ou Sequência K38 encerra a Supersequência Rifte. Essa formação é limitada em sua base pela discordância pré-Jiquiá e, em seu topo, pela discordância Pré-Alagoas. A sequência caracterizada por intercalações de calcirruditos compostos de fragmentos de conchas de pelecípodes e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica ocorre nas porções distais. Nas porções proximais são observados registros de leques aluviais de conglomerados e arenitos (Moreira *et al.*, 2007).

A Supersequência Pós-Rifte é composta por sedimentos do Aptiano Superior, com relativa quiescência tectônica. Sua sedimentação é interpretada como transicional entre continente e marinho raso. É caracterizada pelas formações Barra Velha e Ariri (Moreira *et al.*, 2007).

A Formação Barra Velha é dividida em duas porções: inferior (sequência K44) e superior (K46-48). As sequências são separadas pela Discordância Intra-Alagoas (117Ma), comumente mapeada como um refletor de caráter regional. Para os autores, a Formação Barra Velha foi inicialmente descrita como composta por calcários estromatolíticos, laminitos microbiais, microbiolitos ricos em talco e argilas magnesianas. As porções proximais são compostas por leques aluviais de conglomerados e arenitos (Moreira *et al.*, 2007).

O topo da Formação Barra Velha é caracterizado por evaporitos que delimitam o início do ambiente evaporítico. Esses evaporitos caracterizam a sequência K50 ou Formação Ariri, depositados no Neoptiano. Esse período expressa intensa aridez, que permitiu a deposição de um espesso pacote (de até 2.000 metros) de evaporitos. De maneira geral, os evaporitos são compostos por halita e anidrita. Contudo também são registrados outros sais, como taquidrita ou carnalita (Moreira *et al.*, 2007).

Por fim, a Supersequência Drifte engloba os sedimentos depositados do Albiano até o recente. Nesse contexto, observa-se um caráter de subsidência térmica que pode ser relacionado à evolução de margem passiva da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

2.4. Sistema Petrolífero

Um sistema de rochas engloba processos de geração-migração e acumulação de hidrocarbonetos (Selley, 1997). Contudo, para que esses processos efetivamente ocorram, há necessidade do correto ordenamento dos processos em determinados intervalos de tempo. Nesse sentido, merece destaque a compreensão da migração. Dessa forma, o entendimento da geologia se torna mandatório para se conhecer a evolução do sistema petrolífero.

As rochas geradoras do sistema petrolífero do Pré-Sal são caracterizadas pelos folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade Neobarremiana/Eoaptiana (Moreira *et al.*, 2007). Esses folhelhos se encontram intercalados a rochas carbonáticas e apresentam concentração de carbono orgânico total (COT) de 2% a 6%. Por sua vez, as rochas reservatórias englobam as coquinas da Formação Itapema e as rochas carbonáticas da Formação Barra Velha. Nesse sentido, o selo é composto pelas rochas evaporíticas da Formação Ariti (Moreira *et al.*, 2007). É importante destacar que as principais trapas para seção do Pré-Sal são caracterizadas pelos altos estruturais, oriundos do início da fase rifte. A intensa dinâmica estrutural ocorrida nessa fase permitiu a geração de falhas que desempenharam importante papel na migração de hidrocarbonetos (Chang *et al.*, 2008; Szatmari & Milani, 2016).

2.5. Formação Barra Velha

Conforme proposto por Moreira *et al.* (2007), a Formação Barra Velha é caracterizada por sedimentos aptianos (Figura 4 e Figura 5) em um contexto de menor falhamento do rifteamento ou algumas poucas reativações (Chang *et al.*, 2008). A deposição desses sedimentos se deu em ambientes lacustres rasos com alta alcalinidade, e sua espessura pode atingir mais de 500 metros de espessura (Wright & Barnett, 2015). A formação apresenta reservatórios de excelente qualidade (Szatmari & Milani, 2016) e assim sendo tem sido objeto de muito estudo nas últimas décadas. Contudo, há significativas divergências sobre a evolução de seu ambiente deposicional e quanto a gênese dos sedimentos carbonáticos.

Inicialmente, Dias (2005), ao analisar dados da Formação Macabu da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007), correlata à Formação Barra Velha na Bacia de Santos, propõe que sua deposição ocorreu em ambiente deposicional marinho. Porém, uma nova abordagem, sugerindo que a deposição ocorreu em ambiente transicional com influência marinha, foi defendida por Moreira *et al.* (2007) e Carminatti *et al.* (2008). Atualmente, esse modelo defendendo influência marinha tem sido refutado (Wright & Barnett, 2015; Pietzsch *et al.*, 2018; Gomes *et al.*, 2020; Carvalho *et al.*, 2022).

Nesse sentido, um modelo favorável ao ambiente deposicional lacustre foi proposto por Wright & Barnett (2015). Nesse trabalho, os autores destacam aspectos que evidenciam origem lacustre, refutando a origem marinha. Dentre esses aspectos, pode ser destacada a ausência de fósseis marinhos ou minerais de sulfato como gipsita. Pietzsch *et al.* (2018) ainda apresentam medições radiogênicas (isótopos de estrôncio) para os carbonatos da Formação Barra Velha maiores que valores marinhos aptianos e os carbonatos e compatíveis à evolução lacustre.

Outro ponto de discussão foca a gênese dos sedimentos carbonáticos. Os primeiros trabalhos sobre reservatórios carbonáticos do Pré-Sal sugerem a influência microbiana no processo de precipitação dos constituintes, sendo referidos como microbialitos ou estromatólitos (Dias, 2005; Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008; Terra *et al.*, 2010; Muniz & Bosence, 2015; Mercedes-Martín *et al.*, 2016). No entanto, a partir de uma maior disponibilidade de dados, trabalhos mais recentes propõem que os sedimentos carbonáticos tiveram origem abiótica (Wright & Barnett, 2015; Tosca & Wright, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Farias *et al.*, 2019; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Wright, 2020; De Ros, 2021; Carvalho *et al.*, 2022). Esses autores apontam a escassez de microestruturas e macroestruturas características de carbonatos microbianos. Além disso, alguns autores apresentaram dados de análise isotópica que corrobora a gênese abiótica (Faria *et al.*, 2019; Wright, 2020; Carvalho *et al.*, 2022).

A seguir serão apresentadas algumas características relevantes da Formação Barra Velha, a partir de discussões apontadas nos trabalhos supracitados.

2.5.1. Constituintes e fácies sedimentares

As rochas carbonáticas que compõem a Formação Barra Velha apresentam majoritariamente constituintes intrabaciais caracterizados por agregados calcíticos esféricos (esferulitos), agregados calcíticos com textura fascicular com crescimento arborescente (*shrub*) e laminações fibrosas de igual composição (Wright & Barnett, 2015). Esses constituintes também têm grande relevância na Bacia de Campos (Herlinger *et al.*, 2017).

A calcita fascicular (*shrub*) é caracterizada por uma estrutura abiótica de tamanho milimétrico a centimétrico, produto de crescimento *in situ* de calcita fibrosa laminada densa que se irradia ocorrendo como estruturas únicas. Os *shrubs* podem apresentar extinção generalizada (Wright & Barnett, 2015) e desenvolver porosidade interpartícula que muitas vezes pode ser preenchida com sílica ou dolomita. Eventualmente podem ser observadas lâminas fibrosas submilimétricas ou crescimento assimétrico de esférulas. Camadas horizontais, por vezes, podem ser identificadas, mas comumente são constatadas estruturas dômicas centimétricas em testemunhos (Gomes *et al.*, 2020).

Esferulitos são grãos em formato de esferas de calcita fibrosa, que podem atingir 15mm de diâmetro e compreender calcita rica em inclusões. Também apresentam propriedades ópticas semelhantes às observadas na calcita fascicular (*shrub*). A formação do esferulito é favorecida por altos níveis de Mg e sílica em soluções altamente alcalinas. Em alguns casos são encontrados associados a uma matriz de argila magnesiana, ou ainda na porosidade em conjunto com a dolomita romboédrica, sem argilas magnesianas. Ocasionalmente, os esferulitos mostram evidências de dois grãos se fundindo com variações menores que o tamanho de grão (Wright & Barnett, 2020). Gomes *et al.* (2020) afirmam que a extinção radial dos esferulitos é comumente dolomitizada ou recristalizada com distribuição de tamanho menor, indicando o mesmo processo de formação. Esferulitos assimétricos podem apresentar crescimento em uma direção, bem como deslocar materiais finos indicando

crescimento em um soterramento em estágio inicial em uma subsuperfície muito rasa.

Laminitos são descritos por Wright & Barnett (2015) como partículas finas precipitadas em ambiente de baixa energia associada à parte mais profunda do ambiente lacustre quando comparado aos outros dois componentes. São relacionados a eventos pluviométricos que reduzem o pH da água do lago. As aglomerações milimétricas de calcita fibrosa produzem lâminas isópacas planares a levemente onduladas.

As fácies retrabalhadas são identificadas como resultado de processo sedimentar de fragmentação e transporte de componentes carbonáticos, uma vez formados *in situ*. São compostos por intraclastos com seleção que varia de moderada a pobre e granulometria fina a muito grossa (Wright & Barnett, 2020).

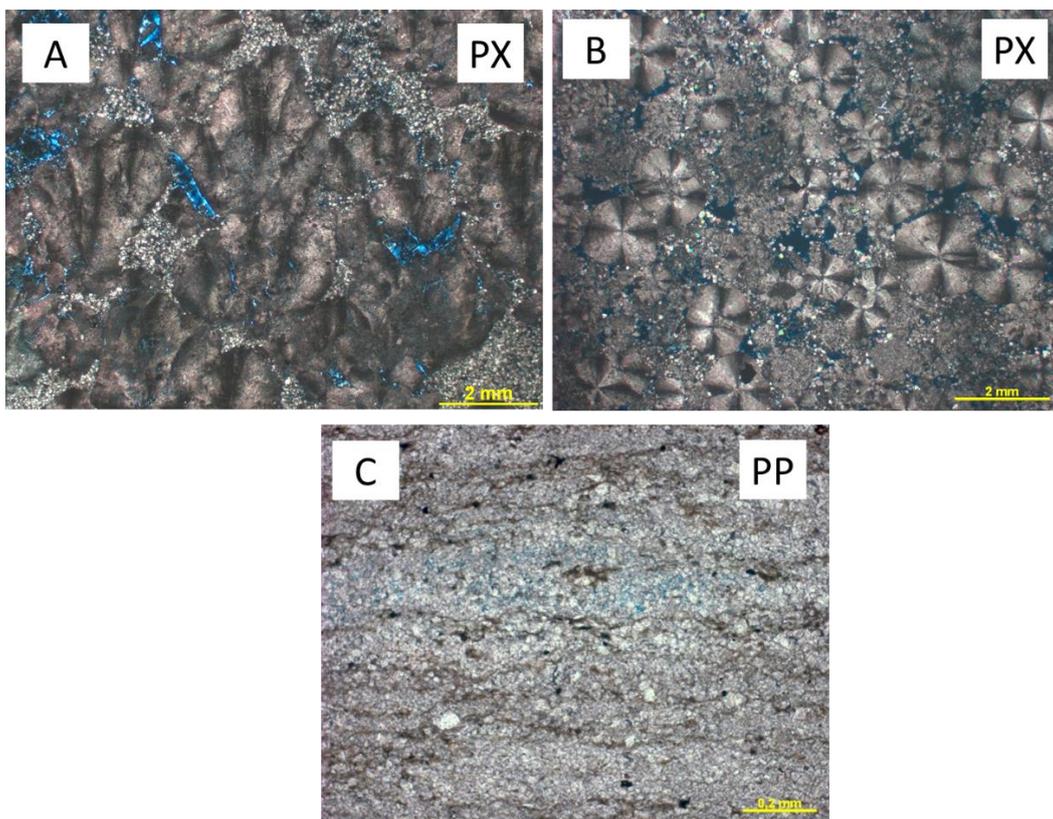


Figura 8: Exemplos dos constituintes da Formação Barra Velha. A) *Shrub*; B) esferulito; C) laminito.

A partir da análise de mais de 3.000 lâminas petrográficas e 1.000 metros de testemunho da Formação Barra Velha da Bacia de Santos, Wright & Barnett (2015) propuseram ciclotemas que variam de 0,75 a 5m de espessura. Os

autores definem como fácies 1 composta por *shrubs*. A fácies 2 é composta por esferulitos envoltos em matriz formada por argilas magnesianas, e as fácies 3 se caracteriza por calcários detríticos laminados oriundos de fragmentos de *shrub* e de esferulitos (Figura 9).

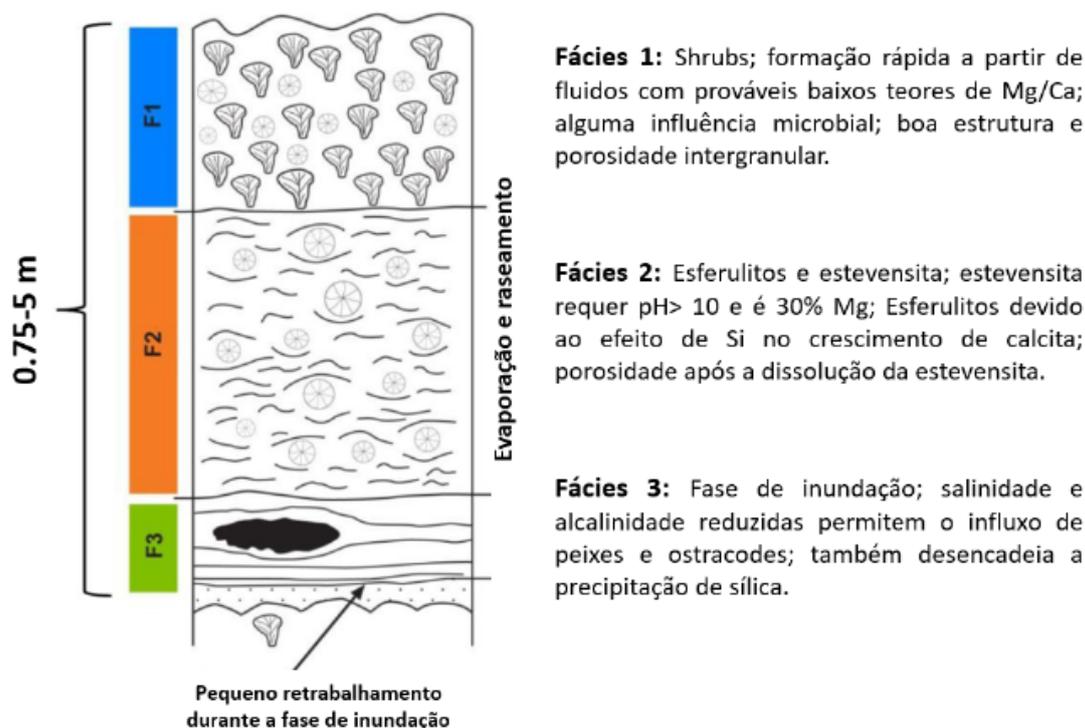


Figura 9: Ciclotema esquemático da Formação Barra Velha (modificado de Wright & Barnett, 2015).

2.5.2. Argilominerais magnesianos

Além dos constituintes descritos no item anterior, as argilas magnesianas apresentam ocorrência frequente em amostras da Formação Barra Velha e também são observadas em seções correlatas em outras bacias marginais brasileiras (Moreira *et al.*, 2007; Wright & Barnett, 2015; Tosca & Wright, 2015; Herlinger Jr *et al.*, 2017; Netto *et al.*, 2022). Importa destacar que argilominerais magnesianos são filossilicatos associados a ambientes com águas alcalinas (Tosca & Wright, 2015).

As argilas magnesianas comumente identificadas nos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal são sepolita, kerolita e estivenessita. Apresentam composição química similar, compostas majoritariamente por Mg e Si. Contudo, esses argilominerais apresentam discretas particularidades que podem ser

associadas a ambiente sedimentar e condição geoquímica individual (Tosca & Wright, 2015).

A estrutura cristalina dos argilominerais magnesianos se forma de maneira semelhante à estrutura do talco ou estrutura 2:1, caracterizada por uma camada de octaédros de MgO_6 envolvida por duas camadas de tetraedros (SiO_4). Uma vez que a camada octaédrica do talco é formada apenas por Mg, isso confere uma carga iônica permanente. Desta forma, não é possível sua expansão. Por sua vez, isso não ocorre com os argilominerais magnesianos. A kerolita pode ser entendida como um talco hidratado. Moléculas adsorvidas de H_2O e OH^- se fixam no espaço intercamadas (Tosca & Wright, 2015). A sepiolita apresenta descontinuidade das camadas de MgO_6 e SiO_4 . Os segmentos descontínuos apresentam paralelismo ao eixo cristalográfico x, de maneira que suas extremidades geram espaço que favorece a acomodação de água (Tosca & Wright, 2015). Por fim, a estevensita é classificada como um argilomineral expansivo. Apesar de apresentar estrutura semelhante à kerolita, pode haver vacâncias catiônicas e conseqüentemente cargas negativas, neutralizadas por cátions de Ca, K ou Na no espaço intercamadas. Vale destacar que a estabilidade e preservação dos argilominerais fica comprometida pela concentração de Mg, redução do pH e mudança da salinidade da solução aquosa.

2.5.3. Modelos deposicionais

Diferentes trabalhos sobre a Formação Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007; Wright & Barnett, 2015; Fetter *et al.*, 2018; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021; Carvalho *et al.*, 2022) convergem ao consenso sobre dois aspectos: ambiente hipersalino e alta alcalinidade das águas durante a deposição da Formação Barra Velha. Nesse sentido, diferentes autores propõem modelos deposicionais para a Formação Barra Velha. A seguir são descritos alguns desses modelos.

Pietzsch *et al.* (2018) apresentam um modelo de reconstrução da evolução hidrológica dos lagos do fases rifte e pós-rifte da Formação Barra Velha a partir de um conjunto de dados geoquímicos e bioestratigráficos. Esse modelo indica amplos lagos rasos, com aumento gradual da salinidade e alcalinidade, a

partir da ação conjunta de percolação de água subterrânea e calor geotérmico. Aparentemente, essa ação sofre diminuição da fase rifte para pós-rifte. Essa recarga subterrânea pode estar associada a uma interação da rede conectiva no fundo do lago. Com a mistura dos fluidos ao corpo de água do lago, expressivas mudanças na química da água influenciaram a formação dos constituintes carbonáticos. A Figura 10 ilustra o modelo proposto pelos autores.

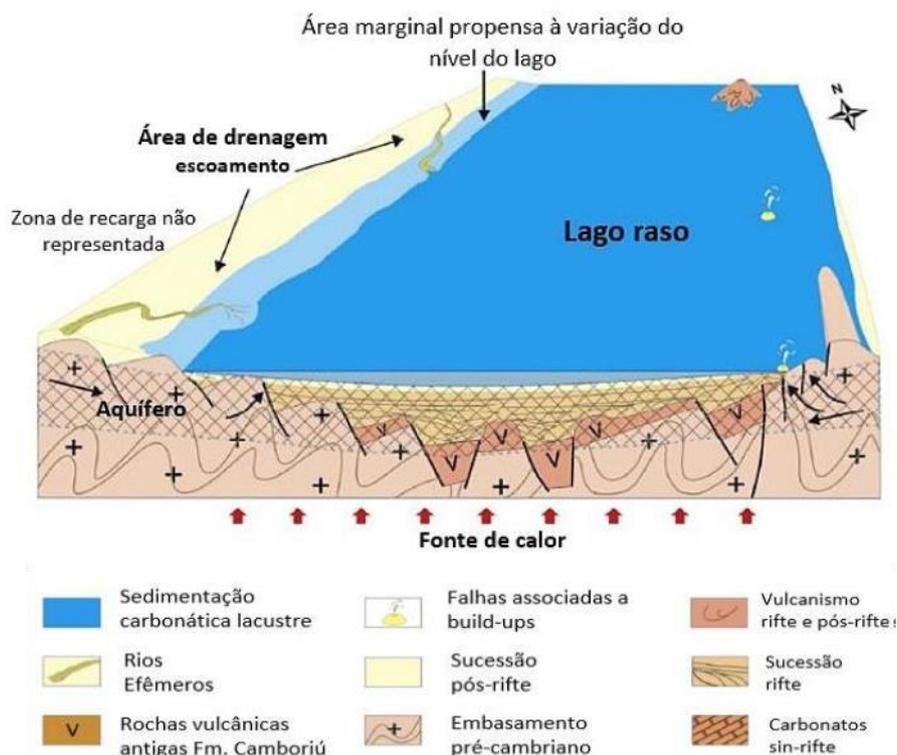


Figura 10: Modelo conceitual ilustrando influência hidrológica na deposição da Formação Barra Velha. Setas pretas longas indicam percolação por lençóis freáticos, e setas vermelhas indicam calor geotérmico (Pieztsch *et al.*, 2018).

Nesse contexto, Gomes *et al.* (2020) propõem uma nova classificação de fácies para a Formação Barra Velha a partir dos constituintes identificados (*shrubs*, esferulitos, fácies retrabalhadas e lama). Além da classificação, os autores sugerem três modelos deposicionais para a Formação Barra Velha.

O primeiro estabelece um modelo de clima úmido a árido com variação de nível do lago. Durante o clima úmido, a taxa de precipitação é maior que a de evaporação ($P > E$), favorecendo a entrada de detritos fluviais. Além disso, o aumento no nível de lago reduz o pH da água, favorecendo a precipitação de laminitos. Em momentos de clima árido, a taxa de precipitação é menor que a de

evaporação ($P < E$). Assim sendo, ocorre a diminuição na entrada de detritos fluviais e conseqüente redução do nível do lago. Isso denota maior concentração das águas do lago aumentando seu pH. Essas condições favoreceriam a precipitação de argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*.

O segundo modelo estabelece clima semiárido a árido. Dessa forma, durante o clima semiárido, a taxa de precipitação é bem próxima da de evaporação ($P \approx E$), caracterizada por uma menor entrada de detritos eólicos e precipitação de laminitos. Por sua vez, durante o clima árido, a taxa de precipitação é menor do que a de evaporação ($P < E$), com aumento na entrada de detritos eólicos, redução do nível do lago, aumento da concentração e do pH do lago, o que permitiria a precipitação de argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*.

O terceiro modelo apresenta nível de lago constante, em que as mudanças climáticas influenciariam a entrada de detritos fluviais e eólicos, o pH e a estratificação do lago. Como consequência, o pH menor favoreceria a precipitação de laminitos, ao passo que condições mais alcalinas (pH elevado) favoreceriam a precipitação de argilas magnesianas, esferulitos e *shrubs*. Figura 11 ilustra os modelos propostos pelos autores.

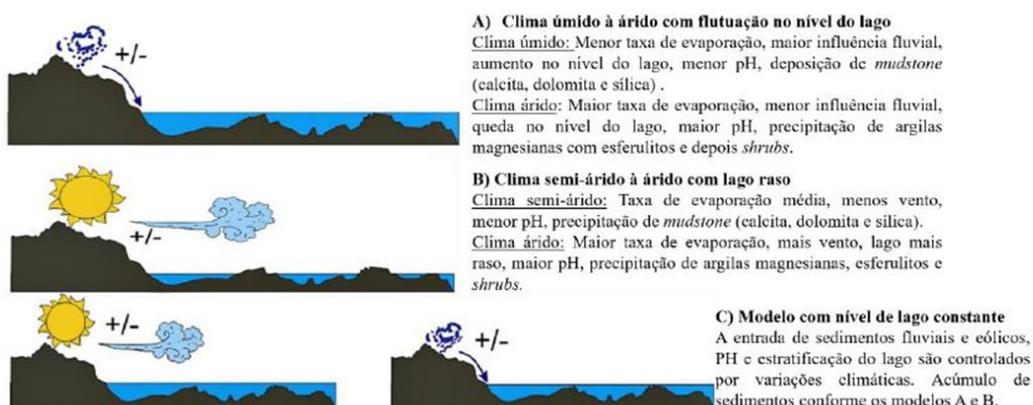


Figura 11: Modelos propostos para variações de níveis de lago para deposição de sedimentos carbonáticos na Formação Barra Velha. A) Modelo de clima úmido a árido com variação do nível do lago. B) Modelo de clima semiárido a árido com lago raso; c) Modelo com nível de lago constante (Gomes *et al.*, 2020).

3. ESTADO DA ARTE: ROCHAS CARBONÁTICAS

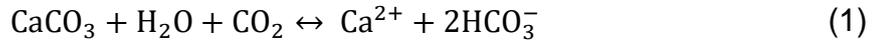
Este capítulo visa apresentar uma revisão acerca dos diferentes aspectos das rochas carbonáticas. Esses aspectos se dão pela identificação dos principais constituintes que as formam, bem como as principais classificações amplamente utilizadas por diferentes autores. Além disso, este capítulo aspira abordar algumas características dos principais sistemas ambientais carbonáticos identificados à Formação Barra Velha e demais formações correlatas do pré-sal, que serão discutidos neste trabalho. Por fim, são elencados os principais processos de alteração comuns às rochas carbonáticas.

As rochas carbonáticas dependem de um delicado sistema biológico-químico balanceado. Nesse sistema, alguns fatores ditam as regras de produção de sedimentos carbonáticos (Tucker & Wright, 1990; James & Jones, 2016). Esses fatores podem ser autigênicos, quando relacionados localmente com a produção de sedimentos carbonáticos. Dentre esses fatores, podemos listar: penetração da luz, salinidade, nível de oxigênio dissolvido, temperatura de água. Os fatores alogênicos estão relacionados a fatores externos que afetem a produção carbonática, como por exemplo a variação do nível relativo do mar, que pode atuar em associação com a tectônica.

Segundo Tucker & Wright (1990), a unidade comum aos carbonatos é o carbonato de cálcio (CaCO_3). A calcita (trigonal) e a aragonita (ortorrômbico) são os minerais que compõem, majoritariamente, os sedimentos carbonáticos modernos. Há também os polimorfos anídricos (vaterita) e os hidratados (ikaíta), ambos instáveis e bastante raros. De acordo com o conteúdo de magnésio, a calcita é subdividida em: calcita pobre em magnésio (menos de 4 mol% MgCO_3) e calcita rica em magnésio (mais de 4 mol% MgCO_3). A calcita rica em magnésio e a aragonita, em condições diagenéticas normais, são mais instáveis. Contudo, tanto a aragonita quanto os dois tipos de calcita podem ser substituídas por dolomita.

3.1. Química e mineralogia dos carbonatos

A precipitação e dissolução de carbonatos é regida pela equação:



Essa equação demonstra que, quando o equilíbrio se move para a direita, tanto CO₂ quanto CaCO₃ são dissolvidos. Ao se mover para a esquerda, CO₂ é removido e CaCO₃ é precipitado. Para James & Jones (2016), o verdadeiro fator de controle da reação é dado pela adição ou remoção de CO₂ ao fluido. A adição de CO₂ ao fluido leva a um processo de dissolução até que o equilíbrio seja novamente atingido. Por sua vez, a subtração de CO₂ permite a precipitação de carbonato.

Tucker & Brito (2017) esclarecem a influência que fatores como a temperatura e a pressão exercem no CO₂ e, como consequência, na precipitação ou dissolução de carbonatos. O aumento de temperatura favorece a liberação de CO₂, e conseqüentemente a precipitação ocorre. Por outro lado, o resfriamento da água favorece uma maior retenção de CO₂ e, com isso, media a dissolução do carbonato por um processo conhecido como solubilidade retrógrada. O aumento da pressão permite um maior aprisionamento de CO₂. O efeito disso é a dissolução, ao passo que a perda de pressão resulta no escape de gás, e temos como produto a precipitação de carbonato. Este último é comumente associado a fontes termais e cavernas. A água saturada com carbonato emerge, perde pressão, seguido de desgaseificação e, assim, permite uma rápida precipitação de minerais carbonáticos.

As rochas carbonáticas são constituídas por mais de 50% de minerais carbonáticos. A partir de uma perspectiva geológica, a calcita (CaCO₃), a dolomita (CaMg(CO₃)₂) e a aragonita (CaCO₃) apresentam maior importância volumétrica.

A estrutura básica comum a todos os carbonatos é o ânion CO₃. Sua construção é dada por três átomos de oxigênio formando vértices de um triângulo equilátero imaginário, com um átomo de carbono no centro. As ligações de carbono e oxigênio (C-O) são curtas, o que resulta em maior estabilidade e uma

unidade estrutural muito forte. As ligações C-O são mais estáveis do que qualquer ligação metal-oxigênio, presente em rochas carbonáticas (Reeder, 1981; Tucker & Wright, 1990).

A calcita e a dolomita são quimicamente integrantes da série de soluções sólidas $\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3$. Contudo, apesar das semelhanças, são estruturalmente diferentes. A Figura 12 enfatiza a alternância de camadas de átomos de Ca e grupos de CO_3 . Cada grupo de CO_3 dentro da camada tem orientação de 180° invertida em relação à camada adjacente. O átomo de cálcio (Ca) é coordenado com seis oxigênios de diferentes grupos de CO_3 . Cada oxigênio, no grupo do CO_3 é ligado a um átomo de carbono e dois de cálcio.

Tucker & Wright (1990) expõem que a estrutura da dolomita é mais bem retratada ao se substituir átomos de magnésio (Mg) em camadas alternadas de Ca da estrutura da calcita. Contudo, essa substituição causa uma mudança na força das ligações, tornando-as menos estáveis. Isso leva a um deslocamento dos átomos e resulta em um menor grau de simetria da dolomita em comparação com a calcita. Na aragonita, o grupo de CO_3 é virtualmente idêntico ao existente nos carbonatos romboédricos. O átomo de carbono é deslocado para a camada de cálcio mais próxima. As camadas de cálcio são separadas por duas camadas distintas de grupos de CO_3 .

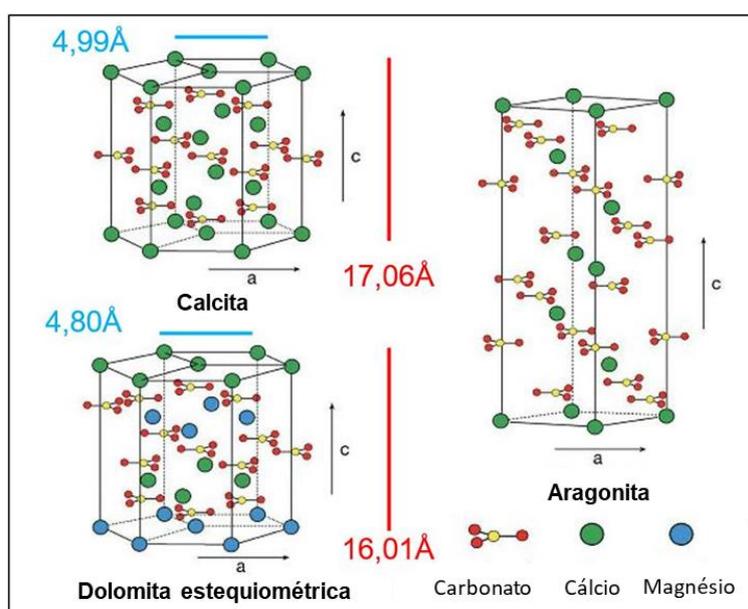


Figura 12: Cristalografia química da calcita, aragonita e dolomita. Fonte: James & Jones (2016).

Os minerais carbonáticos exibem diferentes solubilidades em função de diversos fatores, como: tamanho do cristal, presença de defeitos, porosidade interna, heterogeneidade do cristal e mineralogia. Dentre tantos, a mineralogia exerce a maior importância. A solubilidade da calcita ocorre em função do conteúdo de magnésio (Figura 13). Quantidades crescentes de magnésio na calcita deformam o cristal, tornando-o progressivamente menos estável estruturalmente. Dessa forma, a solubilidade da calcita magnesiana aumenta com o aumento de teor de Mg^{2+} . A dolomita é o menos solúvel dos minerais carbonáticos (Klein & Dutrow, 2008; James & Jones, 2016).

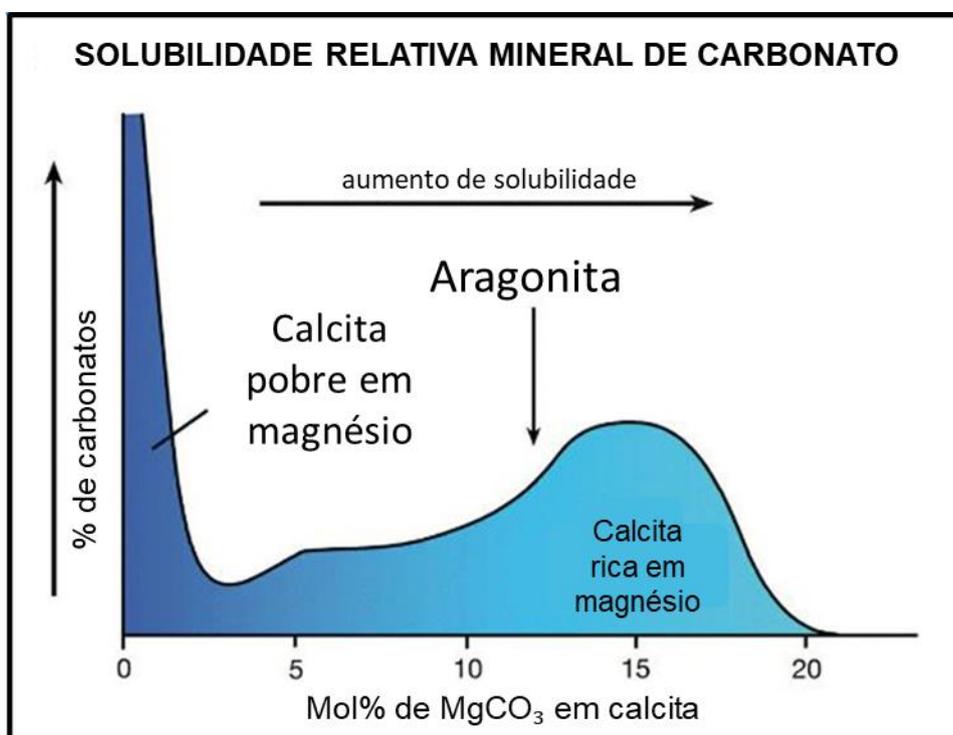


Figura 13: Solubilidade relativa da calcita com aumento do conteúdo de magnésio em água doce. Fonte: James & Jones (2016).

A aragonita é instável às temperaturas e pressões de superfície. A calcita, rica em Mg, perde seu conteúdo de Mg com o passar do tempo. Assim, os sedimentos carbonáticos, apesar de sua mineralogia mista original, são convertidos em calcita pobre em Mg. As partículas originalmente compostas por calcita pobre em Mg são preservadas, mas ainda podem apresentar sinais discretos de dissolução. Grãos de aragonita são substituídos por calcita com alguma retenção da estrutura original (calcificação) ou são dissolvidos

completamente. Nesse caso, o molde poderá ser preenchido com cimento calcítico (Tucker & Wright, 1990; James & Jones, 2016; Tucker & Brito, 2017).

3.2. Principais constituintes dos carbonatos

Os calcários apresentam composição variada. De uma maneira geral, são divididos em quatro grupos: (a) arcabouço aloquímico (não bioclásticos e bioclásticos); (b) Matriz ou lama calcária; (c) cimento; e (d) poros (Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010; James & Jones, 2016; Tucker & Brito, 2017).

(a) O arcabouço aloquímico (não-bioclásticos), ou grãos não esqueléticos são formados a partir de precipitados oriundos de acreção físico-química, ação microbiana e por partes de material esquelético de microrganismos e/ou invertebrados.

Ooides (Figura 14) são grãos em formato de ovo, esféricos a subesféricos, constituídos de envelopes concêntricos (córtex) de calcita ou aragonita precipitados em torno de um núcleo (grãos de areia ou bioclasto). Os envelopes são divididos em superficiais, quando apresentam apenas um envelope, ou compostos, quando apresentam vários ooides pequenos revestidos por lamelas concêntricas. Apresentam diâmetros que variam de 0,5 a 2mm. São formados em águas agitadas, onde são movidos como ondas de areia, dunas, ondulações por correntes de marés e de tempestades. O sedimento composto por ooides são nomeados oólitos (James & Jones, 2016; Tucker & Brito, 2017).

Segundo Tucker & Wright (1990), os ooides são precipitados em profundidades menores que cinco metros, porém podem chegar a 15 metros. Apresentam três tipos de microfábricas: tangencial, radial ou randômica. Microfábricas tangências são comuns nas Bahamas e consistem de grãos de aragonita, e o eixo longo se apresenta alinhado de forma paralela às lamelas. Microfábricas radiais apresentam cristais fibrosos de aragonita ou calcita pobre em Mg de forma radial ao núcleo, quando o ooide apresenta as duas microfábricas aleatoriamente é denominada randômica. Oóides que possuam mais de 2mm são denominados pisoides.

Oncoides são partículas com estrutura concêntrica irregular gerado por acreção organo-sedimentar. Diferente dos ooides, estes apresentam envelopes

descontínuos. Alguns sedimentos podem se encontrar trapeados entre os envelopes, o que indica baixa energia durante a precipitação/deposição. Comumente, é observada a presença de matriz micrítica densa ou coagulada (Figura 15). Em alguns casos, formam aglomerados com dois ou mais núcleos e, por vezes, estão presentes em estromatólitos (Tucker & Brito, 2017).

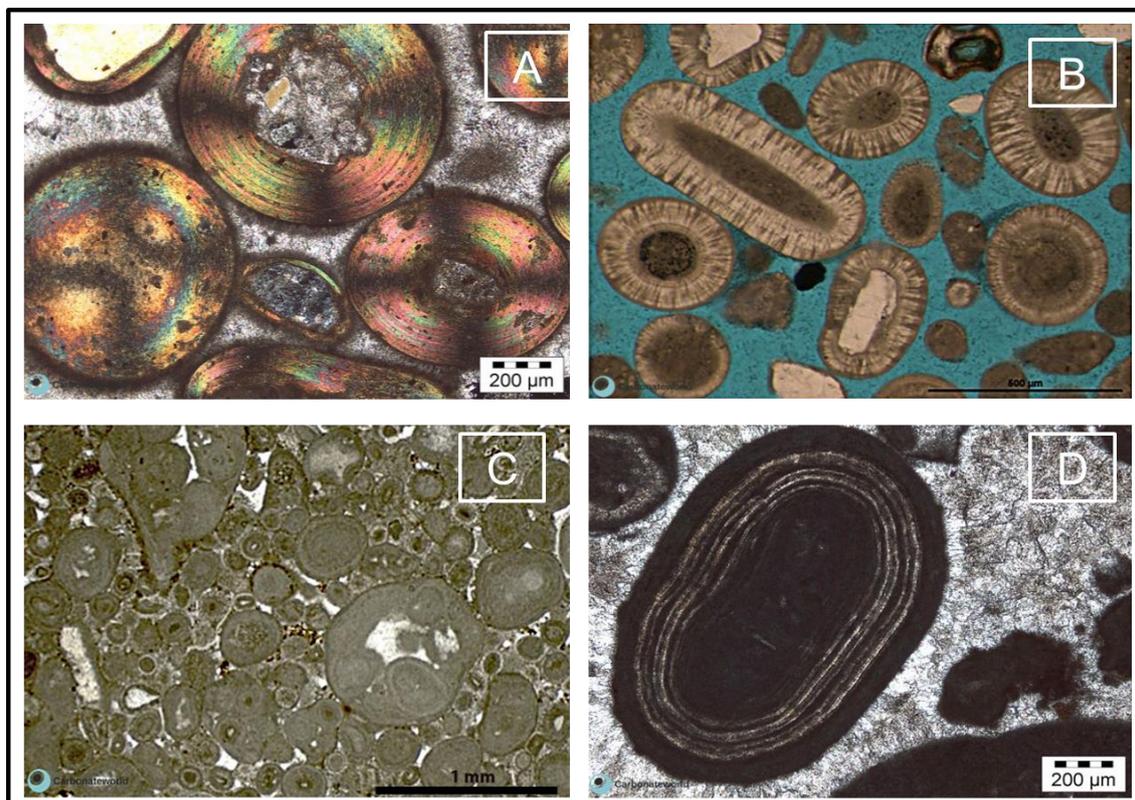


Figura 14: Exemplos de ooide e pisoide. A) *Grainstone* de ooide (PX) com microfábrica tangencial; B) *grainstone* de ooide (PP) proveniente de um lago hipersalino (Utah) com presença de fábrica radial e tangencial; C) *Packstone* de ooides compostos, micritizados; D) Pisoide com lamelas concêntricas regulares. Fonte: www.carbonateworld.com.

Peloides (Figura 16) são grãos carbonáticos esféricos, subesféricos elípticos ou angulares, com tamanho de 0,1 a 0,5 mm. Internamente não apresentam estrutura. Apesar de caracterizados como poligenéticos, sua origem exata é de difícil identificação. Comumente são interpretados como produto de micritização de ooides, oncoides ou origem fecal. Estão associados a ambientes abrigados, de menor energia como lagunas e planícies de maré (Tucker & Wright, 1990).

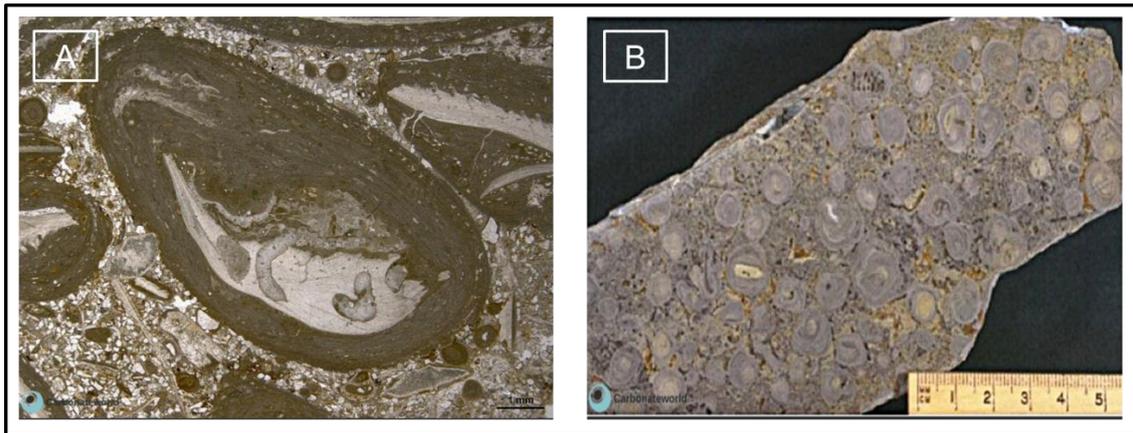


Figura 15: A) Oncoide de incrustações de algais foraminíferos em torno de uma concha de braquiópodes com perfurações; B) Laje polida com oncoides centimétricos de uma rampa interna do Carbonífero Inferior. Fonte: www.carbonateworld.com.

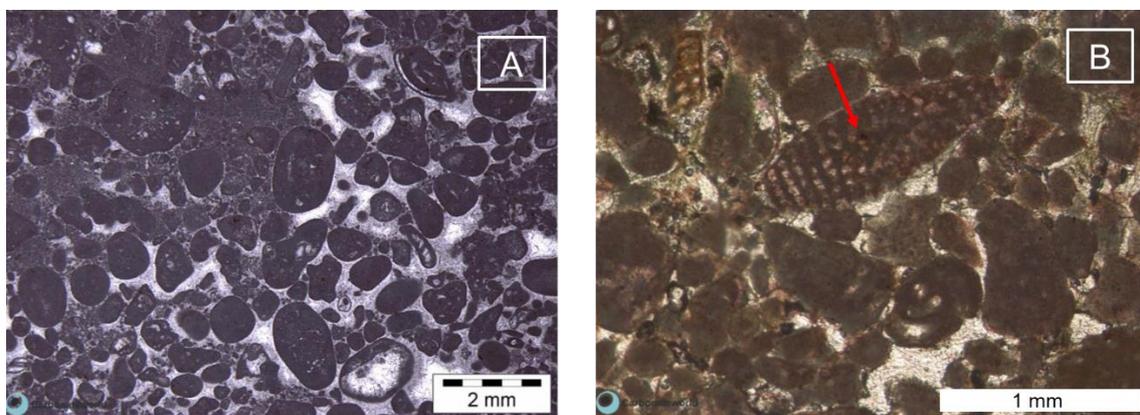


Figura 16: A) *Packstone* de peloides com grãos micritizados como resultado de bioerosão. Extraído de um depósito lacustre do Jurássico Inferior; B) *Packstone* de peloides (grãos elípticos e bioclastos micritizados) em lagoa moderna nas Bahamas. A seta vermelha indica esqueleto de foraminífero micritizado na porção superior. Fonte: www.carbonateworld.com.

Agregados (Figura 17) reúnem sob um cimento microcristalino várias partículas carbonáticas. Os intraclastos são fragmentos de sedimento litificado ou parcialmente litificado, deslocando-se do ponto em que foram depositados para outros próximos ou mais distantes, ou seja, são fragmentos alóctones (James & Jones, 2016).

Para Tucker & Brito (2017), grãos esqueletais são o reflexo da distribuição, no tempo e espaço, das carapaças de invertebrados que secretaram carbonato. A partir de fatores ambientais como: profundidade, temperatura, salinidade, nível de oxigenação, substrato, suprimento de nutrientes e turbulência, é possível caracterizar a distribuição e o

desenvolvimento dos organismos nos diferentes ambientes carbonáticos, ou seja, grãos esqueléticos podem ser utilizados como ferramenta de interpretação de paleoambientes. As Figura 18 e Figura 19 mostram a distribuição estratigráfica e mineralógica dominante dos grãos esqueléticos. Para mais detalhes, ver James & Jones (2016) e Tucker & Brito (2017), que fazem uma detalhada apresentação dos diversos taxon provedores de grãos esqueléticos.

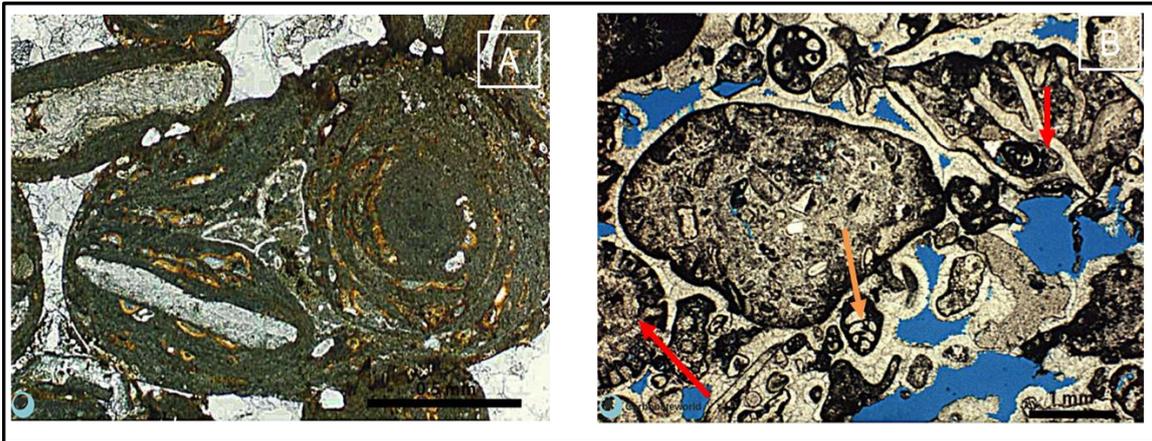


Figura 17: A) Grão composto de oncoídes. Os córtices do oncoíde contém foraminíferos; B) *Grainstone* de intraclastos contendo uma seção de alga, foraminíferos e intraclastos contendo partes de alga. Seta vermelha (algas), seta laranja (foraminífero). Fonte: www.carbonateworld.com.

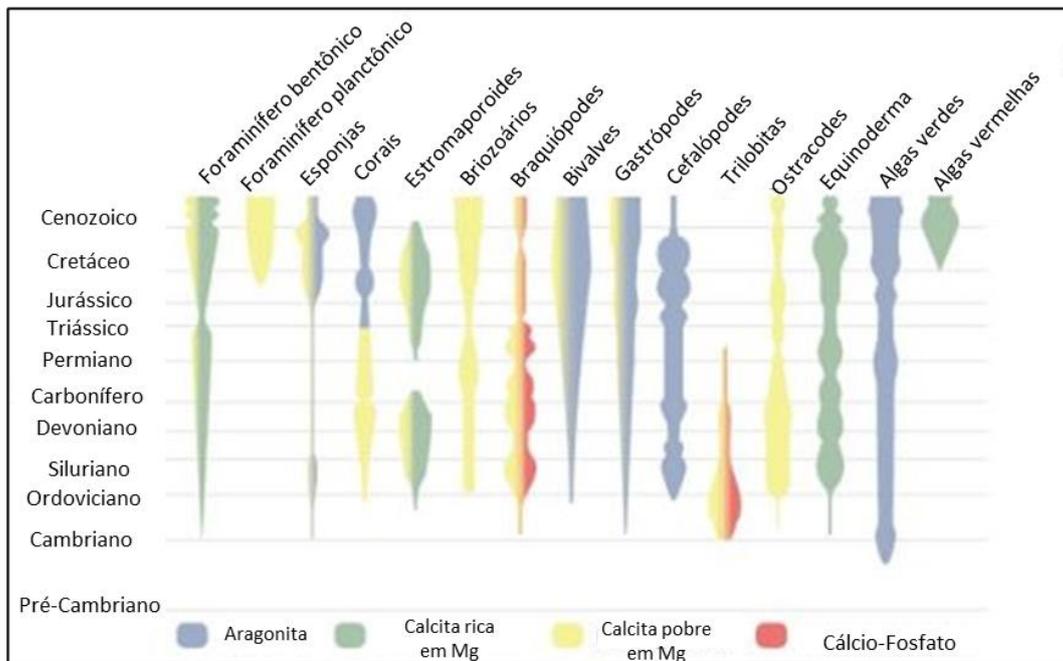


Figura 18: Distribuição estratigráfica e mineralogia dominante dos grãos esqueléticos. Fonte: www.carbonateworld.com.

	Aragonita	Calcita pobre em Mg	Calcita rica em Mg	Aragonita + Calcita	Fosfatos Ca ⁺	Silica
Cyanobacteria	○	●	○			
Pyrrhophyta: Calciodinoflagellata		●				●
Chrysophyta: Diatoms						●
Chrysophyta: Coccolithophorida		●				
Chlorophyta: Dasycladaceae	●					
Chlorophyta: Udoteaceae	●					
Chlorophyta: Gymnocodiaceae	●					
Chlorophyta: Charophyceae		●	●			
Rhodophyta: Solenoporaceae	●					
Rhodophyta: Squamariaceae	●					
Rhodophyta: Corallinaceae			●			
Radiolaria						●
Foraminifera	○	●	●			
Ciliata: Calpionellida		●				
Sponges: Demospongea		○				●
Sponges: Calcarea		●				
Sponges: Sphinctozoa	●	●				
Sponges: Stromatoporoidea	○	●	●			
Sponges: Chaetetida	●	●				
Sponges: Archaeocyathida		●				
Sponges: Hexactinellida						●
Scyphozoa: Conulata					●	
Hydrozoa	●	○	○			
Corals: Octocorallia	○	●	●	○		
Corals: Rugosa		●	○			
Corals: Heterocorallia		●				
Corals: Tabulata	○	●	○			
Corals: Scleractinia	●					
Bryozoa	○	●	○	●	○	
Brachiopoda: Articulata		●	○			●
Brachiopoda: Inarticulata						●
Mollusca: Monoplacophora	●			●		
Mollusca: Polyplacophora	●					
Mollusca: Scaphopoda	●					
Mollusca: Bivalvia	●	●		●		
Mollusca: Gastropoda	●	●		○		
Mollusca: Nautiloidea	●	○		○		
Mollusca: Ammonoidea	●	● Aptychus				
Mollusca: Belemnioidea	●			●		
Tentaculitida	●		●			
Annelida: Serpulida	●	●	○	○		
Arthropoda: Trilobita		○				●
Arthropoda: Ostracoda		●	○			
Arthropoda: Cirripedia	○	●	●			
Arthropoda: Decapoda		●	●			
Echinodermata			●			
Tunicata	●					
Vertebrata (otoliths)	○				●	
Conodonts					●	

Figura 19: Mineralogia esquelética primária de organismos relevantes para estudos de carbonatos. A mineralogia dominante é indicada por círculo pretos, mineralogia menos comum por círculos abertos. Observar que os esqueletos bimineralicos ocorrem em vários grupos (Flügel, 2010).

Algas calcárias e micróbios oferecem uma importante contribuição à produção de sedimentos calcários por fornecer: (a) partículas bioclásticas; (b) contribuição para a formação de sedimentos laminados; e (c) atacar partículas e substratos por meio de suas atividades de perfuração (Tucker & Brito, 2017). Durante o Fanerozoico, os calcários algálico-microbianos apresentaram uma larga distribuição. Quatro grupos merecem destaque: algas vermelhas

(rodófitas), algas verdes (clorófitas), algas amarelo-verdes (crisófitas) e cianobactérias.

Os microrganismos podem viver em ambientes estressantes, com temperaturas de 125°C, com pH entre 6 e 9, inclusive com ausência de luz solar. São capazes de se organizar individualmente ou em colônias. Os micróbios desenvolvem microfilmes. Estes microfilmes (Figura 20) são comunidades de micróbios guardadas em um hidrogel formado por substância extracelular polimérica (*extracellular polymeric substance* – EPS). São substâncias secretadas pelas bactérias responsáveis por manter os micróbios unidos no substrato, bem como garantir a segurança e estabilidade da comunidade e isolar os micróbios de ambientes externos (Riding, 2000; Dupraz, *et al.*, 2009; Flügel, 2010; James & Jones, 2016).

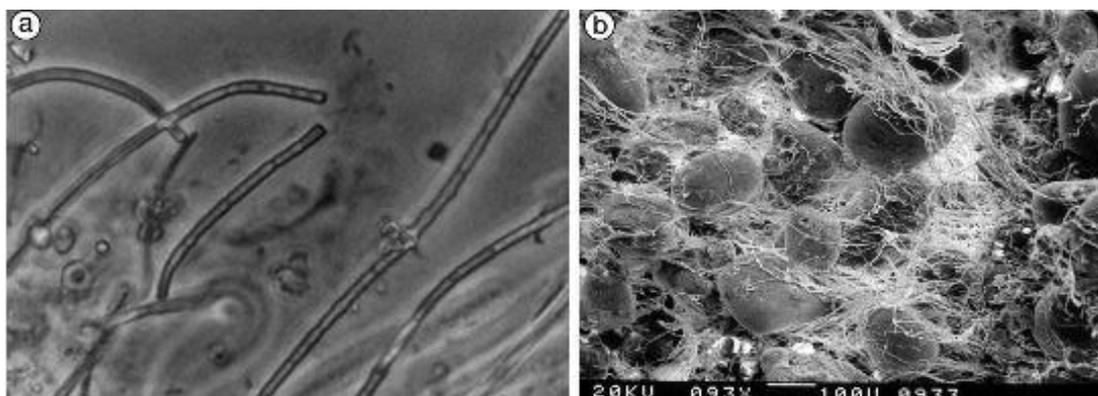


Figura 20: a) Filamentos móveis de cianobactéria extraído de um tapete microbial de estromatólito rico em sedimentos. b) Imagem MEV de grãos de sedimentos presos em uma malha de micróbios filamentosos entrelaçados de um estromatólito moderno nas Bahamas. Fonte: James & Jones, (2016).

Os microbialitos são depósitos organo-sedimentares que sofreram acreção por trapeamento de comunidade microbial, aprisionando sedimentos ou condicionando precipitação mineral (James & Jones, 2016). A partir de sua análise interna, são classificados em estromatólitos, trombólitos, leiólitos e oncólitos. O elemento básico dos microbialitos são os tapetes microbiais. Esses tapetes são caracterizados por filmes centimétricos de multicamadas de microrganismos, ligados a um substrato. Os laminados orgânicos cobrem pisos sedimentares de muitos ambientes, marinhos e não marinhos, em baixas, médias e altas latitudes. Sua ocorrência é registrada em áreas supramareais,

intermareais e inframareais de profundidade moderada, bem como lagos de água doce ou hipersalinos (Dupraz *et al.*, 2009; Flügel, 2010; Tucker & Brito, 2016).

Os tapetes microbiais por vezes exibem faixa colorida macroscópica, de acordo com a quantidade de luz recebida. As camadas superiores são formadas por cianobactérias. Estas recebem maior incidência de luz e, conseqüentemente, apresentam cores verdes mais vivas, indicando fotossíntese. Por outro lado, as camadas basais, formadas por bactérias redutoras fototróficas, apresentam cores escuras. A Figura 21 ilustra a variação de cromática do tapete microbial em função da incidência de luz (James & Jones, 2016; Tucker & Brito, 2017).

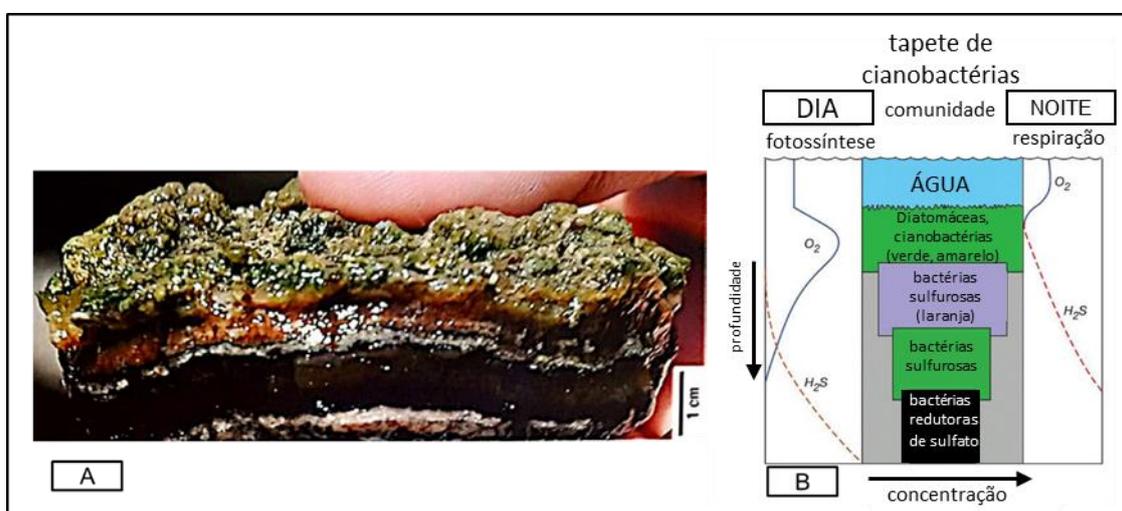


Figura 21: A) Laminado microbioal que compõe áreas do piso da Lagoa Vermelha. A camada verde do topo corresponde à zona de fotossíntese oxigênica, enquanto a camada basal escura corresponde a bactérias redutoras fototróficas. B) Figura esquemática de uma seção de diferentes comunidades microbiais responsáveis pela formação de um tapete microbial (Fonte: Tucker & Brito, 2017; James & Jones, 2017).

Segundo James & Jones (2016), numerosos filamentos de cianobactérias, geralmente embainhados, são tipicamente entrelaçados em um tapete microbial que apresenta uma superfície pegajosa. Quando esses grãos são varridos para o tapete, seja por tempestades ou migração subaquosa de dunas, as partículas aderem à superfície pegajosa e cobrem os filamentos. Como os micróbios preferem viver na superfície com maior acesso à luz solar, respondem ao soterramento migrando para uma camada superior aos sedimentos. Nessa ação, ocorre a ligação dos grãos. As bainhas abandonadas pela migração promovem

um reforço fibroso ao tapete e ao sedimento incorporado. Durante os períodos com pouca deposição sedimentar, as cianobactérias produzem um novo tapete microbial. Com o passar do tempo, os micróbios não móveis de crescimento mais lento colonizam esses tapetes (Figura 22).

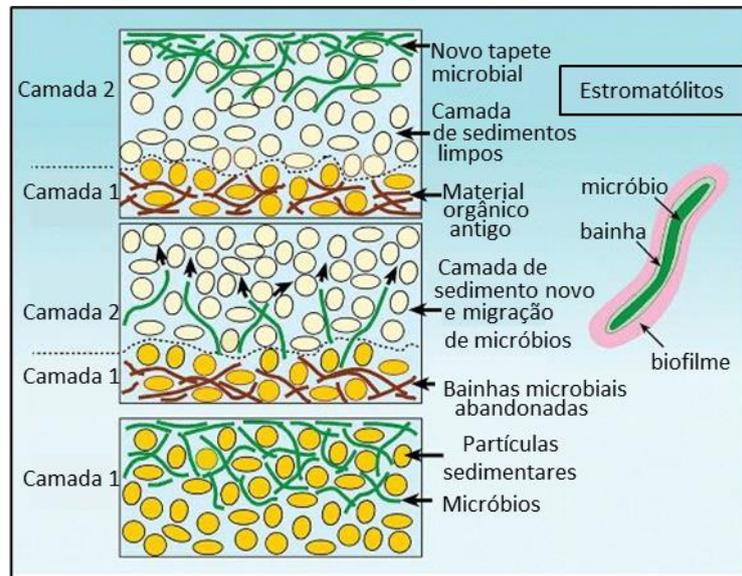


Figura 22: Ilustração da estrutura de filamentos microbiais (à direita) e progressiva formação de microbialitos laminados. Fonte: James & Jones, 2016.

(b) Matriz ou lama carbonática resulta da precipitação orgânica e inorgânica em conjunto com abrasão biológica. É composta por aragonita ou calcita microcristalina, abreviado como micrita, geralmente escura. Sua granulometria é inferior a $4\mu\text{m}$. A micrita é susceptível à alteração diagenética e assim substituídos por cristais maiores ($5-15\mu\text{m}$), denominados microesparitas (Tucker & Brito, 2017).

James & Jones (2016) dividem a micrita em dois grupos: a alomicrita é formada pela precipitação de cristais de carbonato na coluna de água, desintegração de esqueletos invertebrados e algas calcárias, produto de bioerosão, secreção de peixe, acumulação de plâncton calcário. Já a automicrita é caracterizada por precipitado como aragonita ou cimento calcítico no assoalho oceânico ou dentro do sedimento por processos orgânicos.

(c) Cimento carbonático é um produto diagenético por vezes límpidos (água doce), em outras com algumas inclusões (água salina). São encontrados nos espaços porosos das rochas. Cimentos interpartículas podem envolver o grão totalmente (isópaco), preenchendo o poro integralmente (fluido freático).

Caso haja interface ar-água, forma cimento tipo menisco, que indica origem vadosa. Para que a cimentação ocorra, é necessário que haja uma taxa significativa de transferência de elementos do fluido saturado para a fase cimento. A mineralogia do cimento depende da química da água, da pressão de CO₂ e da razão Mg/Ca (Tucker & Wright, 1990; Tucker & Brito, 2017;). James & Jones (2016) associam os tipos de cimento de acordo com o ambiente diagenético em que são precipitados. Esses diferentes tipos de cimento estão ilustrados na Figura 23.

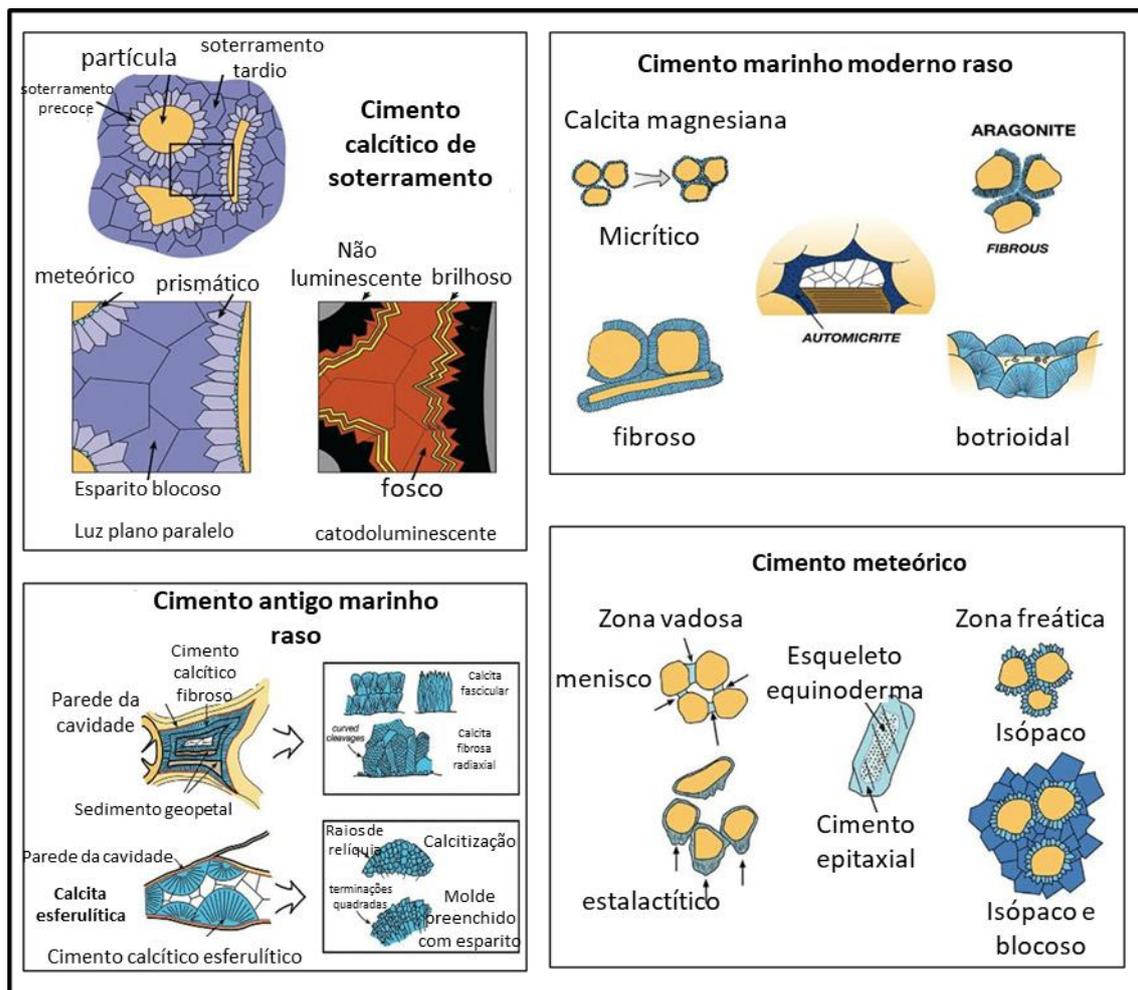


Figura 23: Tipos de cimento de acordo com o ambiente diagenético onde são precipitados. Fonte: James & Jones (2016).

Os cimentos, de uma maneira geral, são calcíticos, por vezes aragoníticos, conforme descrito a seguir.

- Micrítico: cimento de calcita. Ocorre com vários sedimentos, podendo preencher completamente o espaço intergranular. Apresenta fácil reconhecimento quando envolve totalmente o grão.

- Cimento menisco e estalactítico: são indicativos de precipitação em zona vadosa, acima do nível freático, onde poros são preenchidos com ar, vapor de água e água.

- Cimento isópaco: apresentam espessura uniforme, indicativo de precipitação em ambiente freático (a água preenche totalmente os poros).

- Blocosa (*blocky*): comumente aparece como produto de mesodiagênese. São cristais grossos, não alongados.

- Drúsico: ocorre aumento do tamanho dos cristais em direção ao centro do poro, de forma perpendicular ao substrato.

- Fibroso e botrioidal (aragonita): cimentos de aragonita raramente são preservados. Sua ocorrência se dá na forma de agulhas de até 200 μm . Cristais alongados de razão 6:1. Apresentam organização em formato de cerca, ou esférulas que se desenvolvem, unindo lateralmente e formando níveis.

d) A porosidade em calcários, quando oriunda do processo deposicional, é classificada como primária. A porosidade secundária é produto de processos diagenéticos ou tectônicos (Moore, 1989; Tucker & Wright, 1990; James & Jones, 2016). Os poros são classificados como: megaporos (acima de 16mm, mesoporos (0,06 a 16mm) e microporos (abaixo de 0,06mm) (Tucker & Brito, 2017).

A partir da relação entre tipos de poro e a trama da rocha, Choquette e Pray (1970) propuseram uma classificação de porosidade dividida em três categorias pelo uso de termos que refletem a natureza da porosidade (trama seletiva, não seletiva e trama seletiva ou não). As Figura 24 e Figura 25 ilustram as diferentes categorias propostas pelos autores.

Lucia (1999) apresenta outra classificação de porosidade segundo a ideia de que a distribuição do tipo de poros controla a permeabilidade e que a distribuição do tipo de poro é relacionada com a trama da rocha (Figura 26 e Figura 27). De acordo com o autor, para estabelecer essa relação, se faz

necessária uma caracterização prévia do espaço poroso em três classes: interpartículas, *vug* isolado (*separate-vugs*) ou *vugs* conectados (*touching-vug*).

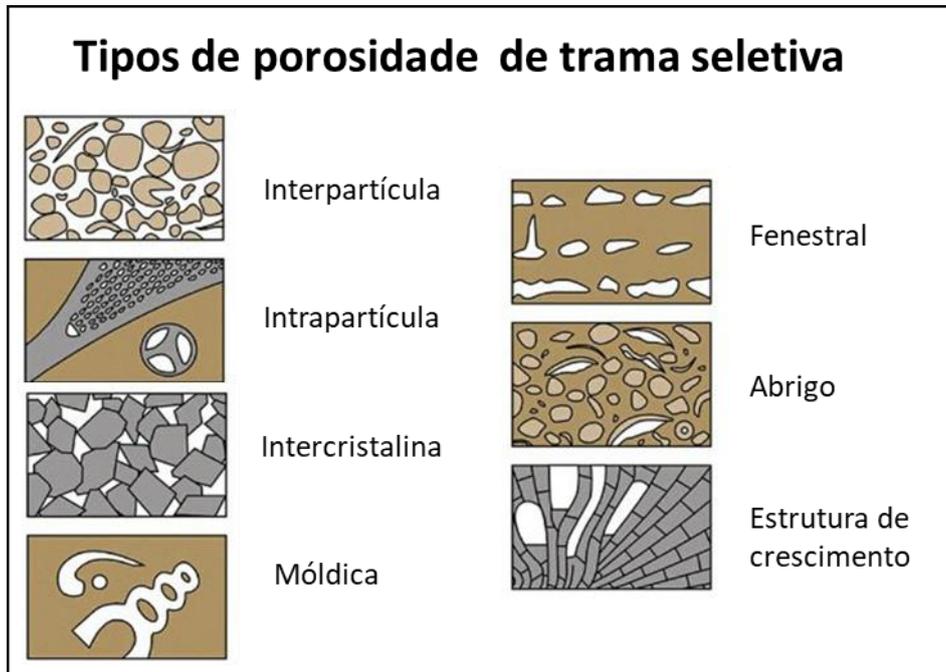


Figura 24: Ilustração dos diferentes tipos de porosidade da categoria trama seletiva, segundo Choquette & Pray, 1970. Fonte: James & Jones, 2016.

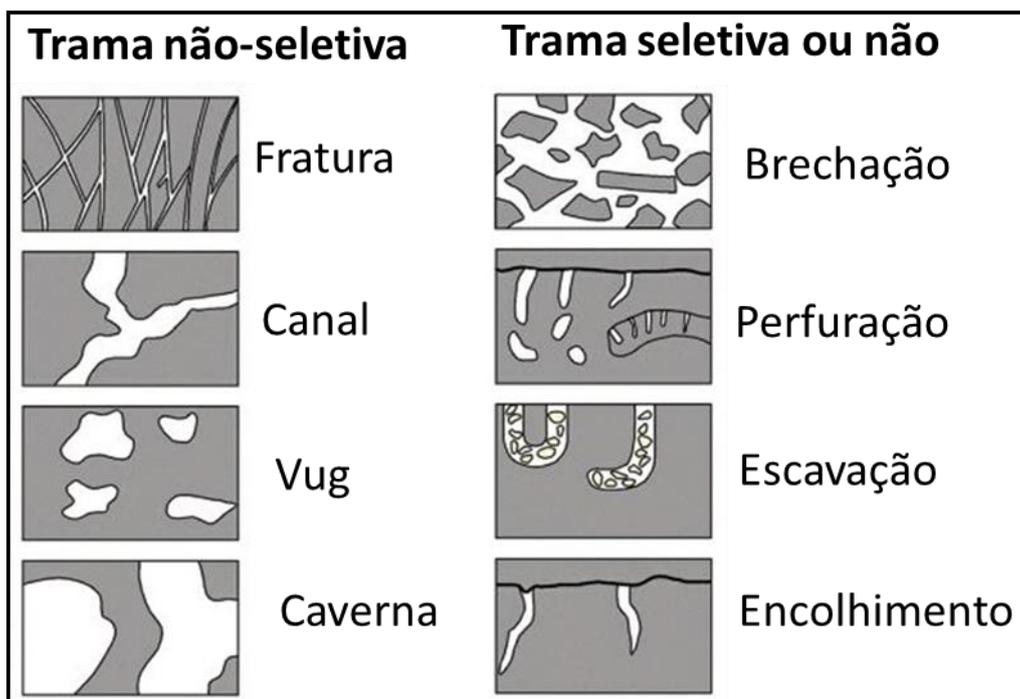


Figura 25: Ilustração dos diferentes tipos de porosidade das categorias trama não seletiva e trama seletiva ou não, segundo Choquette & Pray, 1970. Fonte: James & Jones, 2016.

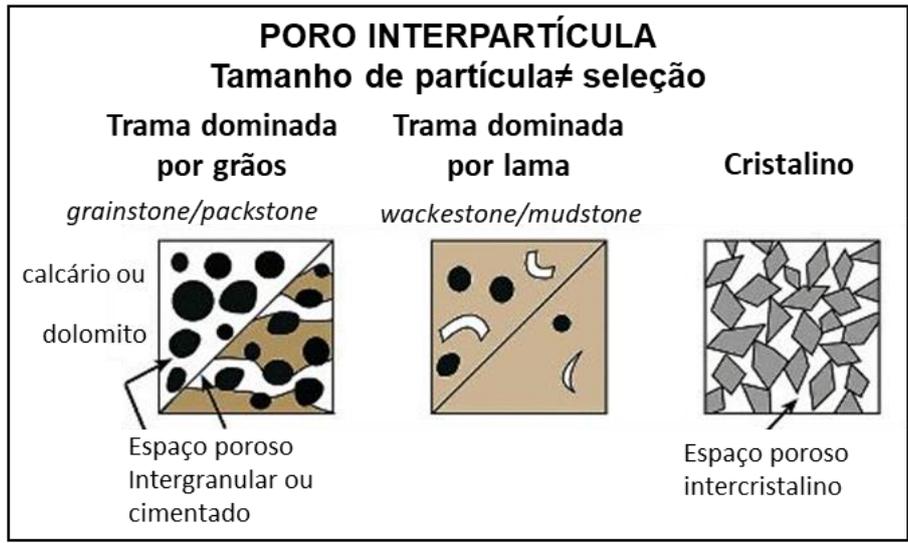


Figura 26: Classificação de porosidade, segundo Lucia (1999), baseada no percentual de porosidade interpartículas. Fonte: James & Jones, 2016.

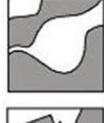
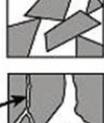
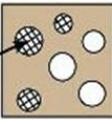
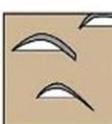
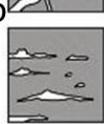
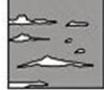
Porosidade vuglar					
Isolados			Interconectados		
Trama dominada por grãos		Trama dominada por lama		Trama dominada por grãos e lama	
Poros móldicos		Poros móldicos		Cavernosa	
Poros intrafósseis		Poros intrafósseis		Brecha	
Microporosidade intragranular		Poros abrigo		fraturas alargamento	
				Fenestral	

Figura 27: Classificação de porosidade de Lucia (1999) baseada nas características da interconectividade de vugs. Fonte: James & Jones, 2016.

3.3. Classificação de rochas carbonáticas

Diversos autores propuseram diferentes classificações para rochas carbonáticas (Dunham, 1962; Embry & Klovan, 1971; Wright, 1992; Flügel, 2010; Terra *et al.*, 2010; Gomes *et al.*, 2020). A classificação de Embry & Klovan (1971) apresenta uma ampliação da classificação de Dunham (1962), conforme ilustrado na Figura 28.

Dunham						Embry & Klovan				
Componentes originais separados durante a deposição				Componentes originais amalgamados durante a deposição	Textura deposicional irreconhecível	Componentes originais separados durante a deposição		Componentes originais amalgamados por atividade orgânica durante a deposição		
Contêm lama calcária		Sem lama				Sustentado por matriz tendo mais de 10% dos grãos > 2 mm	Sustentado por grãos > 2 mm	Processos		
Menos que 10% de grãos	Mais que 10% de grãos	Sustentado por grãos	Sustentado por grãos					Bioestorvo ao fluxo aquático	Bioaglutinação e/ou incrustação	Bioconstrução de arcabouço estrutural rígido
<i>Mudstone</i> ¹ (Calcilamito)	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>	<i>Boundstone</i> (Amalgamito)	Carbonato cristalino	<i>Floatstone</i>	<i>Rudstone</i>	<i>Bafflestone</i> (Estorvito)	<i>Bindstone</i> (Glutinito)	<i>Framestone</i> (Estruturito)

Figura 28: Classificação de Dunham (1962) e Embry & Klovan (1971). Fonte Tucker & Brito, 2017.

Dunham (1962) apresentou uma classificação textural a partir da presença ou ausência de lama, percentual de grãos e ligação entre elementos na deposição. Além desses, há um grupo caracterizado por não apresentar nenhum dos aspectos texturais descritos. A partir desses parâmetros, Dunham (1962) define seis classes texturais. Os nomes devem ser complementados com os tipos principais de aloquímicos que os compõem.

Mudstone: rocha carbonática sustentada por lama e que possui menos de 10% de grãos. Indica um ambiente de baixa energia deposicional.

Wackestone: rocha carbonática sustentada por lama e que possui mais de 10% de grãos.

Packstone: rocha sustentada por grãos, porém com presença de lama. Pode ser gerado a partir da compactação de um *wackestone*.

Grainstone: rocha carbonática sustentada por grãos e que não apresenta lama. Estão diretamente associados a ambientes com maior energia deposicional.

Uma característica comum aos quatro grupos listados acima é possuir menos de 10% de aloquímicos maiores que 2mm.

Boundstone: rocha carbonática autóctone. Seus constituintes foram ligados durante a deposição.

Carbonato cristalino: produto de processos diagenéticos que torna a textura da rocha deposicional irreconhecível.

Embry e Klovan (1971) incluíram outros três tipos diferentes de estruturas organo-sedimentares ligados durante a deposição (*framestone*, *bindstone*, *bafflestone*) e mais duas texturais (*floatstone* e *rudstone*) à classificação de Dunham (1962).

Framestone: rocha carbonática desenvolvida *in situ*. Apresenta estrutura de edificação rígida bioconstruída que pode conter matriz em seus interstícios. Comumente formados a partir de corais e algas vermelhas.

Bindstone: rocha carbonática formada a partir de organismos encrustantes que ligam e aglutinam partículas. São exemplos destes microrganismos as algas vermelhas e as cianobactérias.

Bafflestone: rocha carbonática composta por organismos que se agrupam em pequenos depósitos, formando arbustos ou ramos, que atuam como barreira que diminui a energia das correntes, permitindo a deposição de partículas finas.

Floatstone: rocha carbonática que possui mais de 10% de seus constituintes formados por grãos maiores que 2mm e suportado por matriz.

Rudstone: rocha carbonática que possui mais de 10% de grãos com mais de 2mm, e suportado por grãos. As Figura 29 e Figura 30 ilustram exemplos dos principais tipos de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962) e Embry e Klovan (1971).

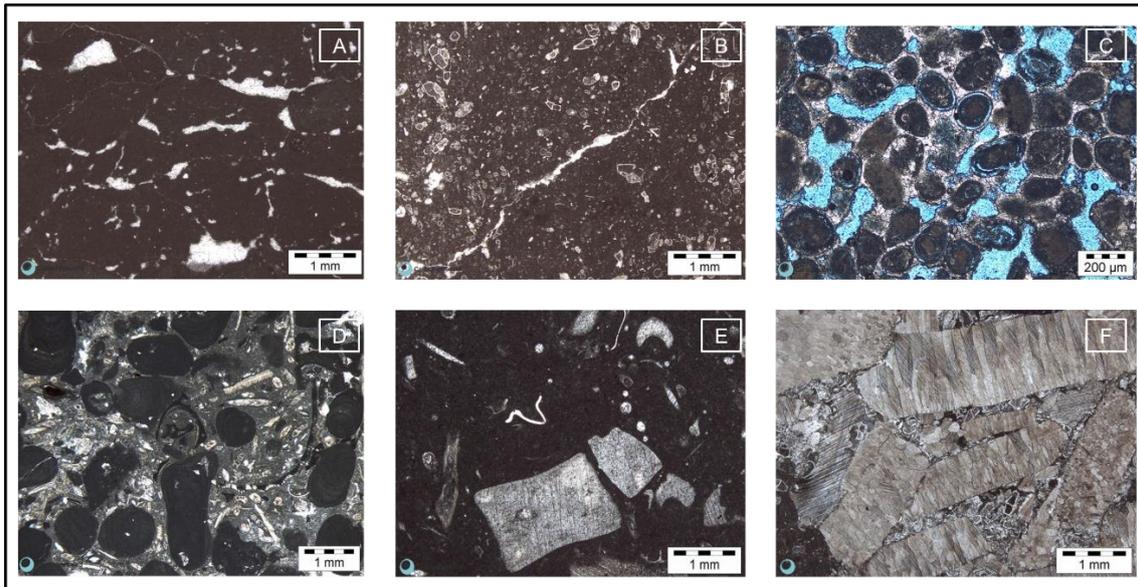


Figura 29: Exemplos das principais texturas definidas por Dunham (1962) e Embry e Klovan (1971): A) *mudstone* composto por matriz micrítica, porosidade fenestral preenchida por esparita blocosa; B) *wackstone* composto por grãos de foraminífero planctônico em matriz suportada micrítica; C) *grainstone* composto por ooides micritizados com porosidade interpartículas e cimento calcítico do tipo menisco; D) *packstone* composto por grãos de oncoide e fragmentos de bivalves e ostracodes, grão suportado com presença de lama carbonática em porosidade interpartículas; E) *floatstone* constituído de grãos de crinoide, briozoários e trilobitas em matriz suportada micrítica.; F) *rudstone* composto por grãos de bivalve e foraminíferos planctônicos, clasto-suportada. Fonte: www.carbonateworld.com.

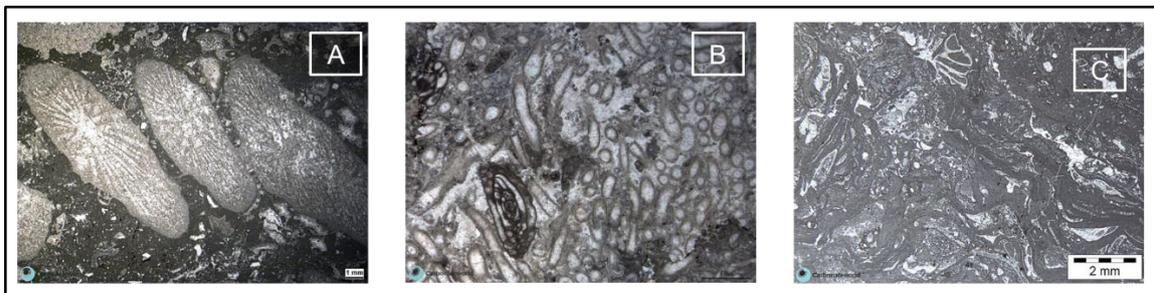


Figura 30: Rochas carbonáticas compostas por constituintes ligados durante a deposição por microrganismos, Segundo Embry e Klovan (1971): A) *framestone* constituído por colônia de coral ramificada, formando uma estrutura rígida cercada por crostas de micrita; B) *bafflestone* composto por crescimento *in situ* algal (bereselida); C) *bindstone* composto por algas com encrustamentos. Fonte: www.carbonateworld.com.

3.4. Considerações sobre ambientes carbonáticos

Sistemas deposicionais carbonáticos são identificados em ambientes subaéreos ou marinhos, em diferentes profundidades. Os principais parâmetros

de controle para sua deposição são: temperatura do ar ou água, topografia ou batimetria, hidrodinâmica, estado de saturação e biosfera envolvente (James & Jones, 2016). A Figura 31 ilustra uma seção simplificada com diferentes ambientes sedimentares onde são encontrados sistemas deposicionais carbonáticos.

Dada a relevância do ambiente lacustre e das plataformas carbonáticas na deposição da Formação Barra Velha, esses dois ambientes são apresentados a seguir. Diversos autores possuem obras detalhadas acerca dos diferentes sistemas carbonáticos (Scholle *et al.*, 1983; Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010; Ahr, 2008; James & Jones, 2016; Tucker & Brito, 2017).



Figura 31: Seção esquemática simplificada ilustrando diferentes ambientes sedimentares onde são encontrados os principais sistemas deposicionais carbonáticos. Fonte: James & Jones, (2016).

3.4.1. Sistema lacustre

O sistema lacustre possui grande diversidade. Pode apresentar grande profundidade ou ser raso, água salina ou salgada, temperaturas baixas ou mais elevadas, diferentes níveis de O_2 , ser inabitado ou habitado por diferentes tipos de organismos (Scholle *et al.*, 1983).

Quando comparados a sistemas marinhos, apresentam características marcantes que os diferenciam dos primeiros. Dentre elas estão: ausência da atividade de maré; por serem sistemas fechados de água, estão mais propensos

a mudanças ambientais; seu relativo tamanho reduzido é refletido em uma maior sensibilidade à química da água e a alterações locais e/ou climáticas; o ponto de derreamento (*spillpoint*), em função da subsidência bacinal, exerce controle fundamental na acomodação (Tucker & Wright, 1990; James & Jones, 2016).

Os lagos recentes são divididos em quatro zonas: litoral, que é a mais rasa, próxima da margem, apresentando, em alguns casos, vegetação palustre; profunda, que se refere à zona mais profunda do lago e comumente afótica; sublitoral, caracterizada por ser uma transição entre as zonas profundas e litorais; a coluna de água acima da zona profunda é identificada como zona pelágica. A Figura 32 ilustra as diferentes zonas de um lago (Scholle *et al.*, 1983; James & Jones, 2016).

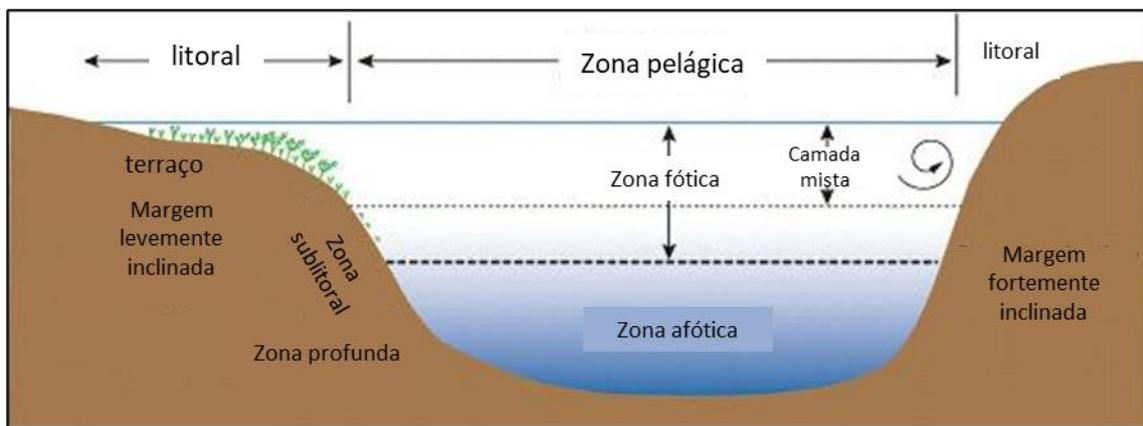


Figura 32: ilustração esquemática das zonas de um lago moderno. Fonte: James & Jones (2016).

Segundo Carrol & Bohacs (1999), a classificação de lagos antigos é baseada no balanço entre suprimento de sedimentos, abastecimento de água, ponto de derramamento (*spillpoint*) e tectônica. Enquanto o abastecimento de água é controlado pelas taxas de evaporação e precipitação, a tectônica é responsável pelo desenvolvimento de espaço de acomodação. A partir dos fatores supracitados, os autores definem três tipos de depósitos lacustres antigos (Figura 33): suprimento insuficiente (*underfilled*), caracterizado pelo suprimento de sedimentos muito baixo quando comparada à acomodação, drenagem fechada, lagos comumente efêmeros e hipersalinos; transbordantes (*overfilled*) ocorrem quando o suprimento de água e sedimentos excede o espaço de acomodação. Este tipo é geralmente raro para carbonatos porque a água permanece subsaturada para minerais carbonáticos; balanceado

(*balanced-fill*) é caracterizado como um estágio intermediário entre os dois outros tipos, uma vez que o suprimento de água e sedimentos é equivalente à taxa de evaporação. A água não ultrapassa o ponto de derramamento (*spillpoint*). Isso mantém a água com saturação suficiente para a precipitação de minerais carbonáticos.

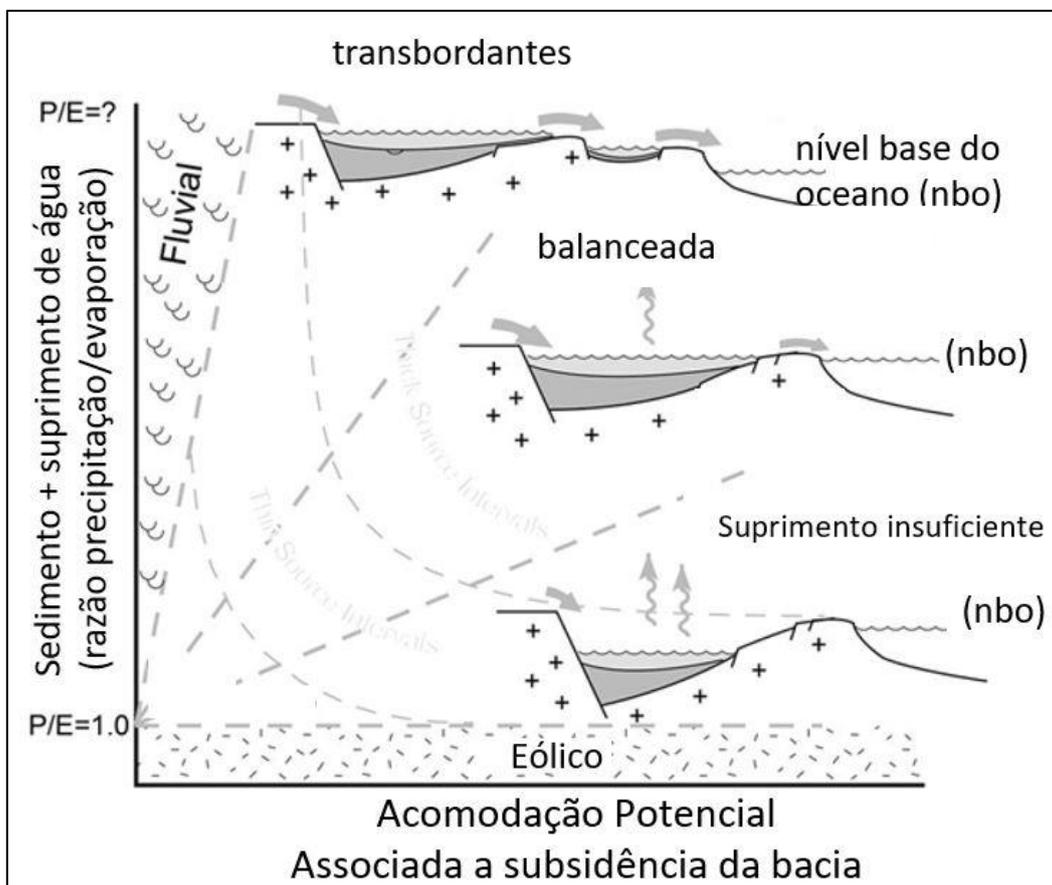


Figura 33: Classificação de lagos antigos segundo Carol & Bohacs (1999).

3.4.2. Plataformas carbonáticas

O termo “plataforma carbonática” é utilizado para definir espessas sucessões de calcários em águas litorâneas rasas. Esse termo é aplicado para tais sucessões que se desenvolveram, em margens continentais passivas, bacias intracratônicas, riftes abortados e bacias *foreland* (Tucker & Wright, 1990). São classificadas em: plataforma com barreira ou orlada, plataforma aberta e rampa (Figura 34).

A plataforma com barreira ou orlada apresenta estruturas largas de carbonatos com topo aplainado. Pode conter uma orla de recife, ilhas ou banco de areia e uma encosta íngreme que migra para águas adjacentes mais

profundas. Em alguns casos se conecta com o continente ou apresenta bancos isolados. A elevação da orla pode ser responsável por bloquear ondas e consequentemente desenvolver lagunas, com circulação mais restrita de água. A construção da orla está associada à condição tropical, que favorece o crescimento de recifes (Tucker & Wright, 1990; Tucker & Brito, 2017). A ausência de orla é a principal diferença observada nas plataformas abertas. É comumente observada em águas mais frias onde não há construções recifais. Apresenta fácies granulares que podem conter ooides ou biofragmentos (Scholle *et al.*, 1983).

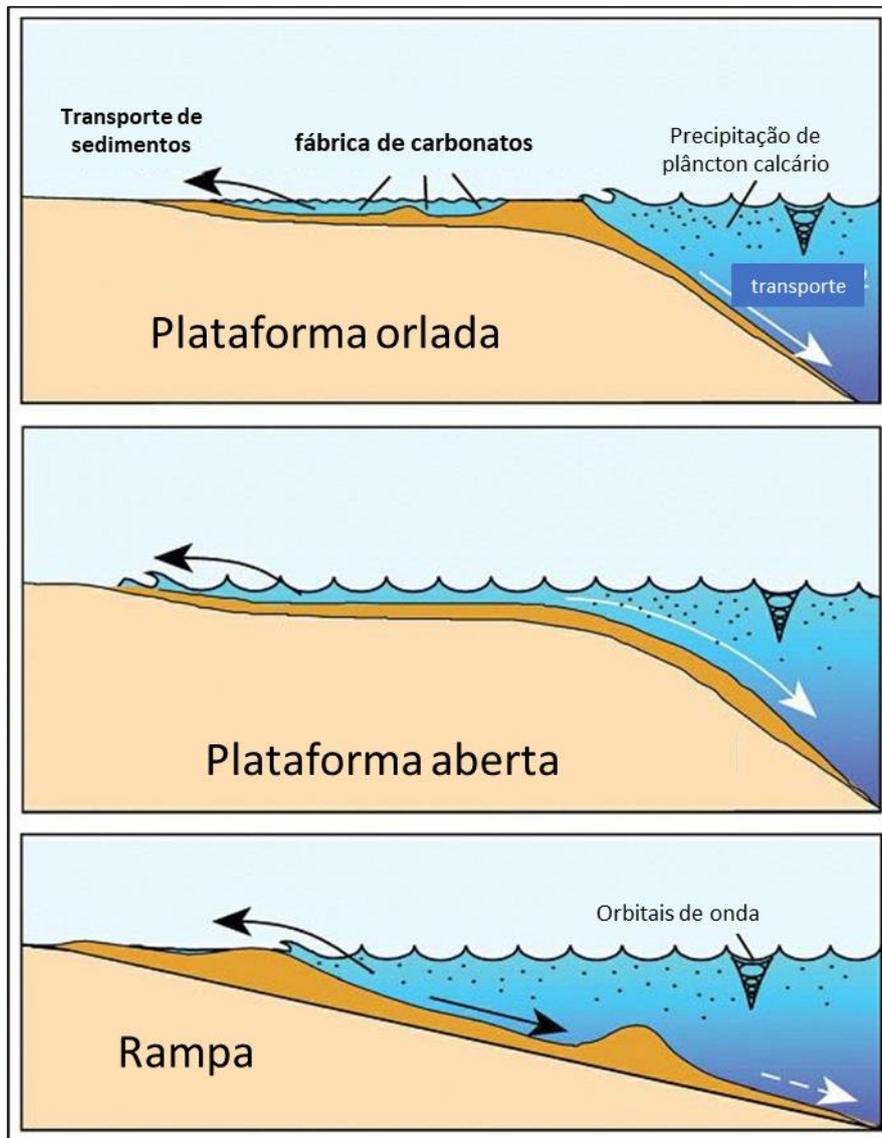


Figura 34: Ilustração esquemática dos diferentes tipos de plataforma carbonática. Fonte: James & Jones, (2016).

A rampa carbonática é caracterizada por uma plataforma sem orla que mergulha gentilmente em direção à bacia (Figura 35). É definida ainda por uma migração progressiva de fácies associadas a maiores níveis de energia para depósitos de baixa energia. Nesses depósitos, não são observadas indicações de quebra de plataforma. Comumente são estudadas em bacias intracratônicas. É dividida em rampa interna, medial e externa (Tucker & Wright, 1990; James & Jones, 2016).

A rampa interna é complexa, estreita e apresenta vários bancos e lagunas, lembrando uma rampa orlada estreita. Ocorre na zona fótica e pode incluir briozoários, crinoides, foraminíferos e algas verdes (James & Jones, 2016).

A rampa medial é dominada por tempestades. É diferente dos orlados e abertos. Seu assoalho fica abaixo do FWB (*fairweather wave base*), e sua produção carbonática diminui com a profundidade. Em geral ocorre queda de sedimentos lamosos que formam intercalações de lenticulares com camadas FWB (*fairweather wave base*) (James & Jones, 2016).

A rampa externa fica abaixo do SWB (*storm wave base*) e é dominada por suspensão de partículas oriundas das partes anteriores. Pode apresentar escavações, a depender da natureza da coluna de água (James & Jones, 2016).

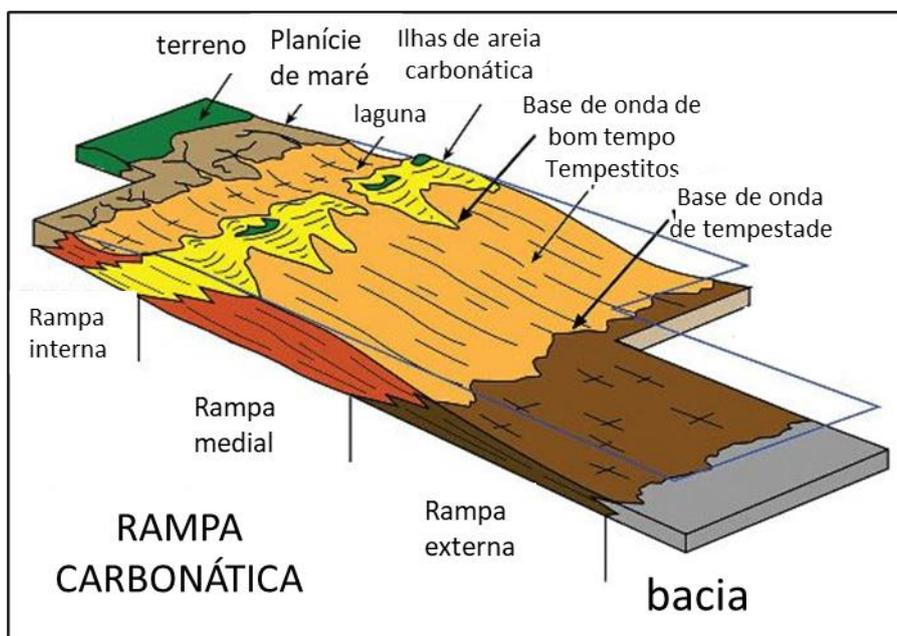


Figura 35: Ilustração esquemática de uma rampa carbonática. Fonte: James & Jones, (2016).

3.5. Alterações pós-deposicionais: diagênese

A diagênese de sedimentos carbonáticos engloba todos os processos que afetam os sedimentos de forma pós-deposicional até o metamorfismo (Tucker & Wright, 1990). Diversos autores se debruçaram sobre o estudo de diagênese carbonática (James e Choquette, 1984; Choquette & James, 1988; Moore, 1989; Tucker & Wright, 1990; Ahr, 2008; Flügel, 2010). Tucker & Brito (2017) definem a diagênese como um fenômeno resultante de um conjunto de processos físicos, químicos e biológicos que, operando sob temperaturas e pressões relativamente baixas, convertem sedimentos em rochas sedimentares, passando a alterá-las subsequentemente. Tal reação, que envolve a interação de sedimento ou rocha com fluidos, pode ampliar, modificar ou destruir a porosidade e a permeabilidade. Por isso, a diagênese ocupa um papel central no estudo de reservatórios.

A diagênese ocorre em ambientes meteóricos, localizados na superfície do assoalho marinho e abaixo deste, em local de soterramento profundo. Caso ocorra logo após a deposição das partículas, é denominada eodiagênese. Caso ocorra de forma tardia, é denominada de mesodiagênese, e finalmente, caso ocorra a elevação das partículas soterradas, denomina-se telodiagênese (Choquette & Pray, 1970). Os principais processos diagenéticos das rochas carbonáticas são: cimentação, micritização, neomorfismo, compactação, dissolução, dolomitização e silicificação (Tucker & Wright, 1990).

Neomorfismo é o processo que envolve mudanças mineralógicas e/ou na trama do sedimento, que inclui todas as transformações em um dado mineral ou entre um mineral e um polimorfo. O exemplo mais conhecido é a transformação polimórfica de aragonita em calcita (Tucker & Brito, 2017).

A cimentação de sedimentos carbonáticos é o maior dos processos diagenéticos e ocorre quando há poros preenchidos com fluidos supersaturados a respeito da fase cimento e não há fatores que inibam a precipitação (Tucker & Brito, 2017). Os diferentes tipos de cimento estão elencados no item 3.2 c.

A micritização (Figura 36) é o processo pelo qual os bioclastos são alterados no fundo do mar ou logo abaixo de algas endolíticas. Os grãos esqueléticos são perfurados nas margens e preenchidos com sedimento fino ou cimento.

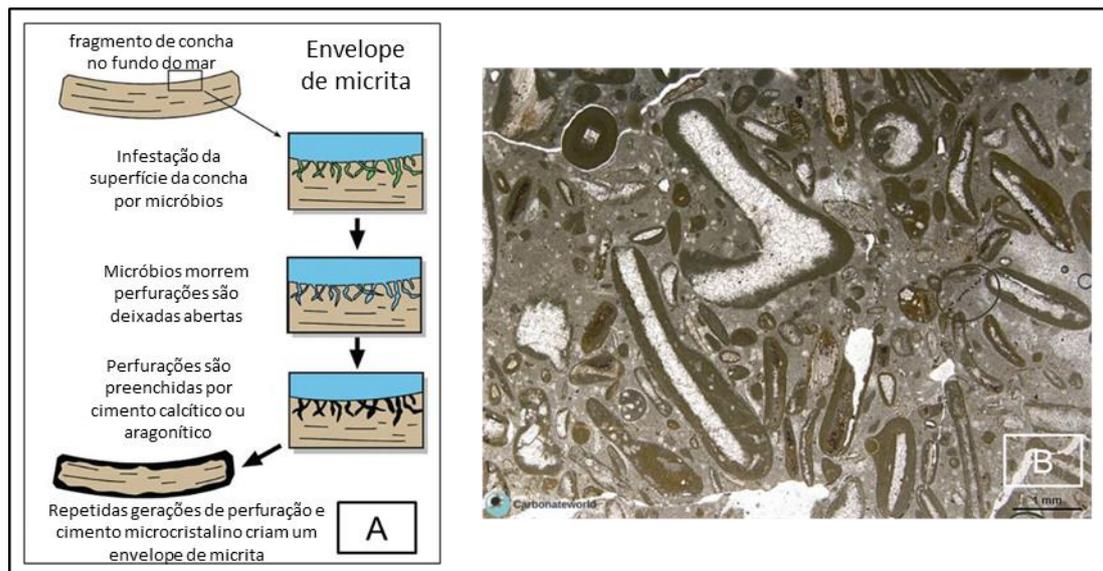


Figura 36: A) Ilustração esquemática do processo de micritização (Fonte: James & Jones, 2016); B) *packstones* com vários fragmentos esqueléticos envolvidos por micrita.

A dissolução (Figura 36) ocorre quando sedimentos carbonáticos e cimentos são afetados por fluidos subsaturados na fase carbonática. Esse processo apresenta grande importância para a geração de porosidade secundária. A dissolução é atribuída a águas com alta concentração de CO₂, fornecidas por descarboxilação térmica de matéria orgânica ou reações de pirólise hidratada entre o carbono orgânico e oxigênio da água para produzir CO₂ ou ácidos orgânicos (Tucker & Wright, 1990).

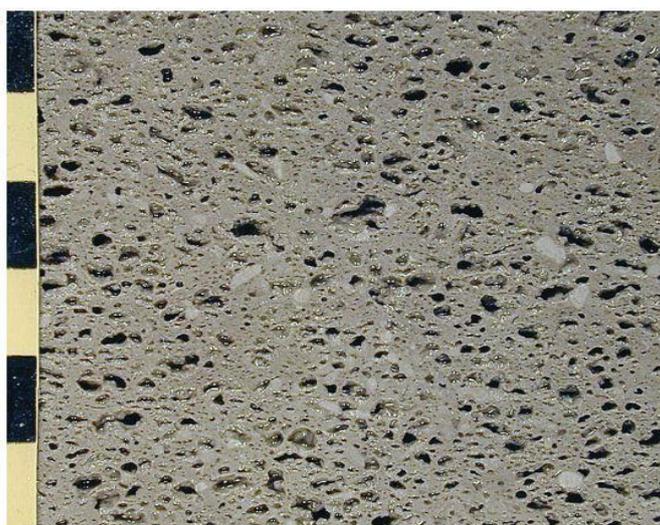


Figura 37: *Grainstone* de paleocalcrete. É possível identificar a geração de porosidade vugar, produto de intensa dissolução de soterramento. Fonte: James & Jones, 2016.

A compactação ocorre durante o soterramento. Juntamente com a sobrecarga, produz um empacotamento mais apertado dos grãos, provoca fraturas e leva à dissolução de grãos nas suas linhas de contato. A compactação pode ocorrer de duas formas: mecânica e química (Tucker & Brito, 2017).

A compactação mecânica (Figura 38) em sedimentos mais grosseiros resulta em maior empacotamento de grãos. O aumento da pressão leva ao fraturamento dos grãos. Durante a compactação mecânica, o volume da rocha pode ser reduzido em até 60%. Conforme compacta, o sedimento desidrata e perde porosidade e espessura, de forma que sua estrutura é modificada. As lamelas carbonáticas sofrem maior compactação quando os sedimentos perdem água. O maior empacotamento dos grãos pode transformar um *wackestone* de bioclásticos em *packstone* de bioclásticos (Moore, 1989; James & Jones, 2016).

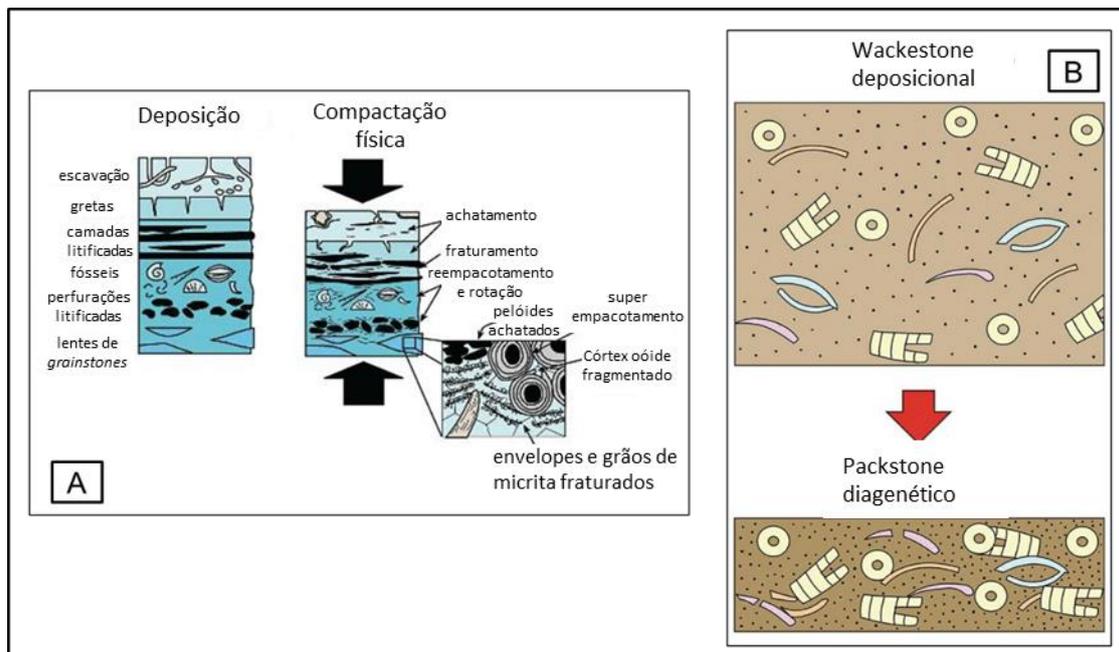


Figura 38: A) Esquema ilustrativo da compactação mecânica; B) ilustração de um *wackestone* transformada em *packstone* a partir da compactação mecânica. Fonte: James & Jones, 2016.

A compactação química (Figura 39) ocorre a partir da compactação entre grãos, durante o processo de soterramento. A tensão é transmitida à superfície de contato, criando um microfilme entre os pontos de contato que, juntamente com a água, gera um potencial químico. O produto mais comum são estilólitos, que correspondem a superfícies dentadas revestidas com argilas insolúveis, em

alguns casos, com presença de magnésio, podendo haver dolomitização nas suturas (Moore, 1989).

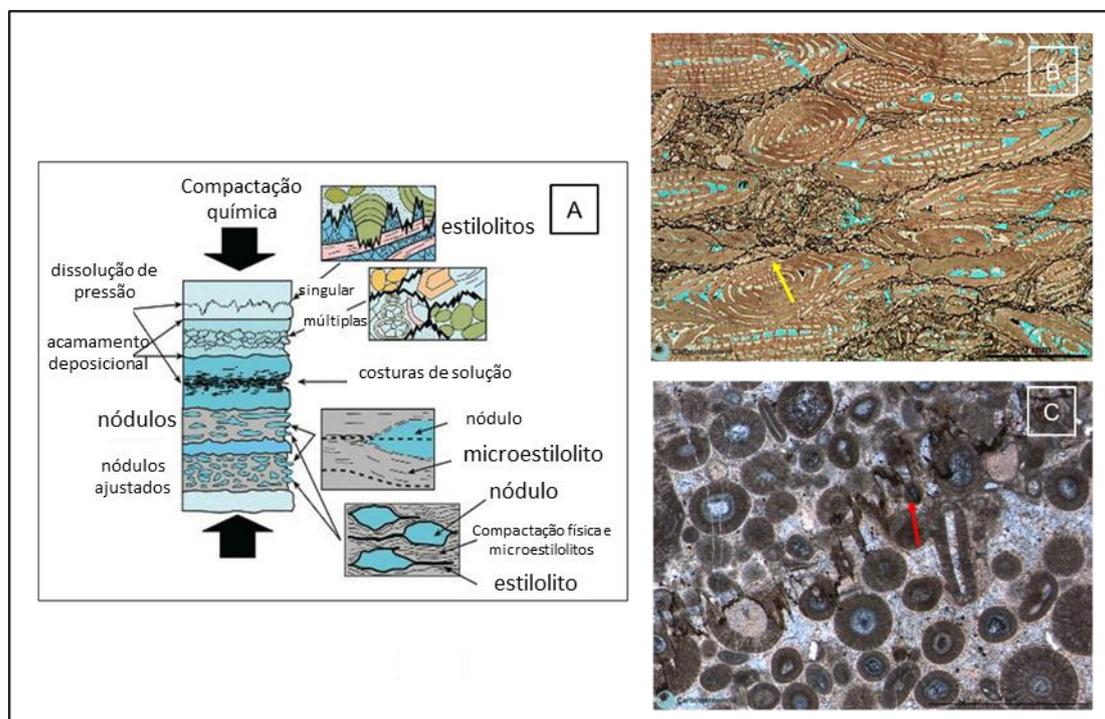


Figura 39: A) Ilustração esquemática da compactação química. Fonte: James & Jones, (2016); B) *grainstone* de foraminífero. Os contatos entre grãos estão suturados pela compactação e dissolução de pressão (seta amarela); C) *grainstone* de ooides. A seta vermelha indica um estilolito, bem definido, cruzando a lâmina na diagonal. Fonte: www.carbonateworld.com.

A dolomitização é um processo de substituição da calcita ou aragonita original pela dolomita. O mineral dolomita é um carbonato romboédrico pertencente ao sistema trigonal. Idealmente apresenta números iguais de íons Ca^{2+} e Mg^{2+} (dolomita estequiométrica), arranjados em folhas separadas com planos de ânions de CO_3^{2-} entre elas (Figura 12). A precipitação da dolomita ainda não é totalmente compreendida; por exemplo: não é sintetizada em laboratório em condições abióticas de baixa pressão e temperatura (Tucker & Dias, 2017).

Quanto à substituição de calcário precursor, as dolomitas são classificadas em trama retentiva, em que a trama original dos calcários é parcial ou totalmente preservada, ou destrutiva, quando as tramas precursoras são destruídas e a dolomita substitui os componentes calcícos (Moore, 1989).

Comumente, a dolomita é descrita a partir da forma. Assim sendo, é dividida em: não planar, planar euédrico e planar subédrico (Figura 40).

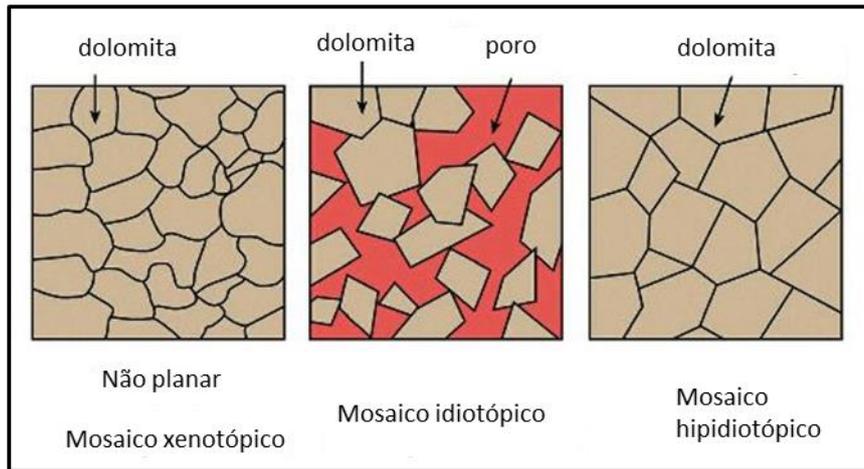


Figura 40: Classificação das dolomitas quanto à forma (James & Jones, 2016).

A dolomita em sela (Figura 41) é um tipo particular de mineral que atua em substituição ou preenchimento de poros. Os cristais são grandes (mm) e apresentam faces cristalinas curvadas. Em seção delgada, apresenta extinção ondulante. Pode conter inclusões. Geralmente são associadas a soterramento. (Tucker & Dias, 2017).

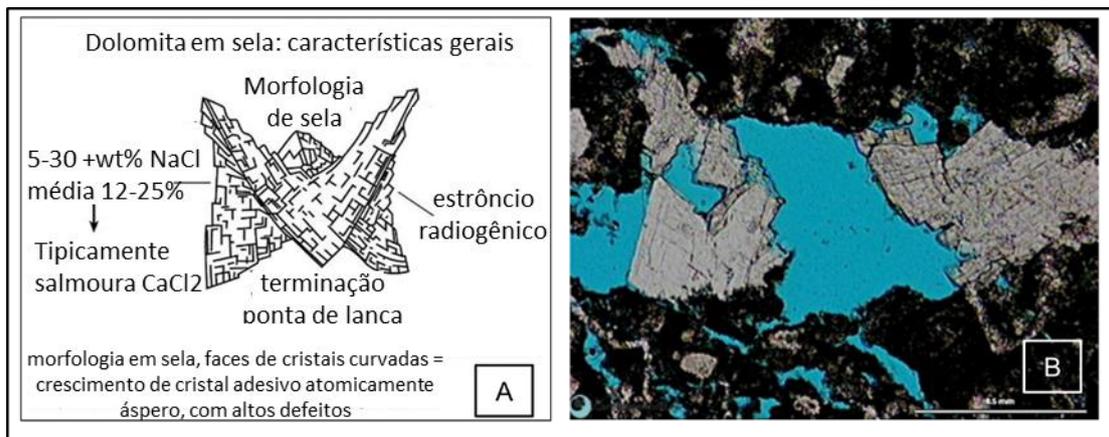


Figura 41: A) ilustração esquemática de dolomita em sela e características gerais. Fonte: James & Jones (2016); B) Dolomita em sela formada em ambiente diagenético de soterramento. Fonte: www.carbonateworld.com.

A silicificação (Figura 42) pode ocorrer durante a eodiagênese ou na diagênese tardia. Quando ocorre cedo, pode preservar texturas e grãos que mais tarde são alterados ou mesmo perdidos. Além disso, conduz à substituição seletiva dos fósseis ou ao desenvolvimento de nódulos de sílex. Os principais tipos de sílica em carbonatos são: quartzo em cristais euédricos, microquartzo,

megaquartzo e quartzo calcedônico (Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010; Tucker & Brito, 2017).

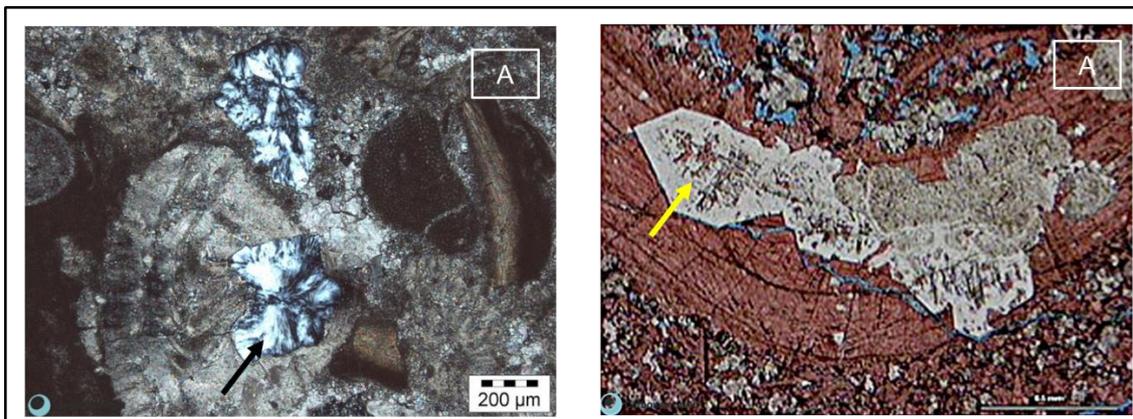


Figura 42: A) *Grainstone* de foraminífero com silicificação (seta preta); B) substituição de megaquartzo em concha de bivalve (seta amarela). A cor vermelha indica uso de alizarina. Fonte: www.carbonateworld.com.

Algumas dessas alterações são potencializadas ou ocorrem em decorrência de atividade hidrotermal. Há diversos estudos sobre esse tema, com diferentes abordagens e conceituações (White, 1957; Henley & Ellis, 1983; Davies & Smith, 2006; Winge, 2016; Lima & De Ros, 2019; Lima *et al.*, 2020). Temos em Lima (2020) uma densa revisão bibliográfica sobre hidrotermalismo em rochas carbonáticas a partir da compilação dos parâmetros comumente utilizados, como: temperatura do fluido mais elevado que rochas adjacentes; genes de fluidos associado a processos magmáticos; alimentação de fluidos hidrotermais por sistemas de fraturas e falhas. O autor define como alteração hidrotermal a focalização do fluxo ascendente de fluidos relativamente aquecidos através de falhas, fraturas, discordâncias e outros condutos, e a consequente concentração da precipitação mineral e/ou dissolução nas proximidades de tais condutos (Lima, 2020).

3.5.1. Silicificação de rochas carbonáticas

A silicificação de rochas carbonáticas é caracterizada pela substituição do carbonato por sílica (opala e quartzo), bem como a precipitação do cimento que preenche poros (Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010; Butts, 2014). Bustillo (2010) sugere que a silicificação é um fenômeno diagenético significativo de rochas carbonáticas antigas que podem iluminar aspectos diagenéticos da

história diagenética da rocha hospedeira carbonática (Armenteros, 2010; Lima & De Ross, 2019; Menezes *et al.*, 2019).

A petrografia de silicificação pode ter a forma de quartzo euédrico (comumente > 0.5mm), megaquartzo drúsico (0.5 a dezenas de mm) ou calcedônia (10s a 100s mm, cristais de sílica fibrosa formando estruturas radiais ou esferulíticas). Em lâminas, a silicificação é registrada por cristais de quartzo idiomórficos, ou como sílex, aparecendo como um agregado microcristalino incolor de aparência semelhante à micrita ou microesparita, mas com birrefringência muito menor. O termo sílex refere-se a uma rocha composta em grande parte ou integralmente de quartzo de granulometria fina. Além disso, são formados em diferentes ambientes, marinhos, não marinhos (lagos hipersalinos) ou em superfícies de exposição subárea (Flügel, 2010).

A solubilidade do SiO_2 sólido a 25 °C é de aproximadamente 11 ppm para o quartzo e 116 ppm para variedades amorfas ou não cristalinas de sílica como opala (Rimstidt, 1997 apud Boggs, 2009). A solubilidade da sílica é afetada pela temperatura. Dessa forma, a solubilidade aumenta acentuadamente com o aumento da temperatura. O autor exemplifica que a solubilidade a 100°C é de aproximadamente três vezes que a 25°C (Figura 43). Outro fator que afeta a solubilidade é o pH. Apesar de ocorrer de forma discreta até cerca de pH 9, o aumento se mostra acentuado para valores de pH acima de 9. É importante destacar que há uma relação inversa entre a solubilidade da calcita e a sílica, ou seja, o pH acima de 9 favorece a precipitação de calcita e a solubilidade de sílica.

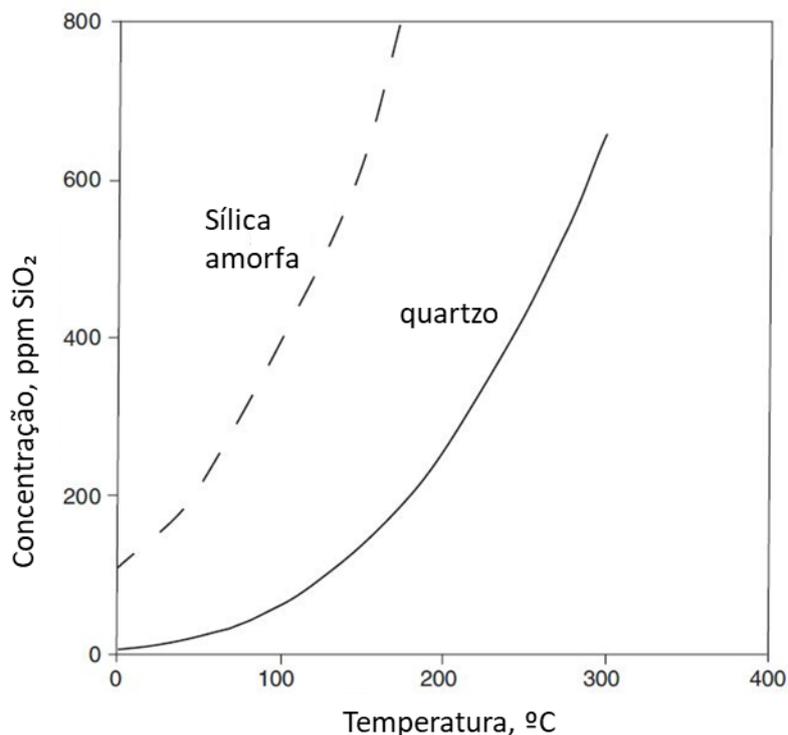


Figura 43: Solubilidade do quartzo e sílica amorfa na água em função da temperatura. Fonte: Boggs (2009).

Prever a fonte de sílica é bastante desafiador, devido à variedade de mecanismos de formação não totalmente compreendidos ou restritos aos antigos sistemas lacustres (Bustillo, 2010; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). Recentemente, esse processo diagenético foi amplamente estudado, identificando diferentes fontes de sílica que contribuíram para o processo de silicificação (Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ross *et al.*, 2019; Sartorato 2018, 2020; De Ross, 2021; Basso *et al.*, 2022; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

Apesar de não ser completamente compreendido, aparentemente há um consenso entre diferentes autores sobre as principais fontes de sílica nos sedimentos. Dentre estas, três merecem destaque: (1) Mudança química da água do lago. Devido à variação climática, um aumento na entrada de água pode reduzir o pH da água do lago, favorecendo a desestabilização da argila magnésiana e liberando SiO₂ na solução. Conseqüentemente, a água torna-se supersaturada em sílica, levando à precipitação (Hesse, 1989; Flügel, 2010; Tosca *et al.*, 2018; Wright & Barnett, 2020; Gomes *et al.*, (2020); Sartorato *et al.*, 2020; De Ross, 2021; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

(2) Redistribuição da sílica biogênica devido à sua maior suscetibilidade à dissolução, comumente observada como diatomáceas e cianobactérias (Hesse, 1989; Bustillo, 2010; Boggs, 2009; Flügel, 2010; De Boever *et al.*, 2017 Sartorato 2018; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). Embora não haja evidência direta de diatomáceas em carbonatos do pré-sal, as cianobactérias foram identificadas por depositar sílica em substâncias poliméricas extracelulares (EPS) e podem ser hipotetizadas como uma fonte potencial de sílica (Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

(3) A sílica fornecida em solução por fluidos hidrotermais do magmatismo é trazida para águas do lago por meio de falhas e fraturas (Mercedes-Martin *et al.*, 2019; Lima & De Ross, 2019; Wright, 2020; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). As águas mais quentes com solubilidade em sílica e maiores concentrações de sílica associadas interagem com as águas do lago. Assim sendo, podem se tornar fortemente supersaturadas em sílica, o que favorece sua precipitação (Hesse, 1989; Bustillo, 2010; Pinto *et al.*, 2017; Lima & De Ross, 2019; Sartorato *et al.*, 2020; Wright & Barnett, 2020; De Ross, 2021; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

Sartorato *et al.* (2020) afirmaram que as rochas carbonáticas da Formação Barra Velha do Pré-Sal na Bacia de Santos foram afetadas por processos de silicificação e dissolução, que podem ter aumentada ou reduzida a porosidade e permeabilidade desses reservatórios. Eles identificaram quatro fases diagenéticas principais para minerais de sílica: 1) sílica criptocristalina; 2) microquartzo; 3) microquartzo fibroso; 4) megaquartzo (Figura 44).

A sílica criptocristalina consiste em agregados de cristais de sílica de tamanho nano a micro e geralmente tem formato lamelar ou reticulado. Frequentemente apresenta microporosidade e, às vezes, cavidades arredondadas de distribuição regular, sem evidência de dissolução. A ocorrência de sílica criptocristalina em níveis estratiformes, ou com geometria lamelar/reticulada, e o pequeno tamanho dos cristais sugerem uma origem diageneticamente precoce ou singenética.

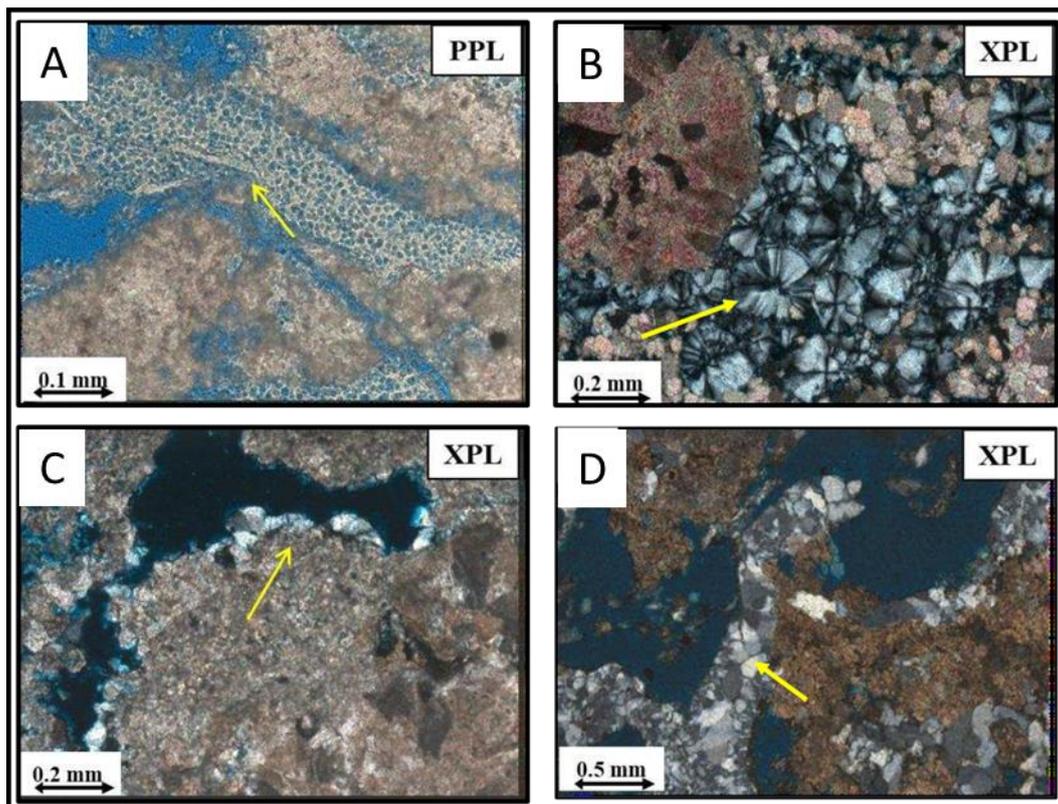


Figura 44: Quatro principais fases para sílica mineral: A) Sílica criptocristalina microporosa com cavidade arredondada regularmente espaçada (seta amarela); B) Esferas de microquartzo fibroso (seta amarela); C) Franja de microquartzo (seta amarela); D) Fraturas de preenchimento com cimento de megaquartzo e substituição parcial da estrutura carbonática (seta amarela). Fonte: Sartorato *et al.* (2020).

O microquartzo é a fase mais frequente, ocorrendo intensamente nos altos estruturais. Está intimamente associado ao microquartzo fibroso. Ambos ocorrem como cimento, preenchendo o espaço poroso e/ou substituindo a petrotrama carbonática, constituindo níveis estratiformes ou nódulos. O microquartzo também é observado como franjas e, às vezes, ocorre associado ao megaquartzo. Essas fases englobam e substituem os cristais de dolomita. Consequentemente, são interpretadas como uma fase eodiagenética tardia (ocorrendo após a precipitação de dolomita), provavelmente ligada a períodos úmidos (menor pH e temperatura da água do lago).

O megaquartzo ocorre como cimento preenchendo *vugs* e fraturas. É a fase de sílica que tem o maior impacto na qualidade do reservatório. É interpretado como uma fase diagenética tardia que ocorre após a cimentação do microquartzo e pode estar ligada a atividades hidrotermais. O momento exato da

ocorrência dessas atividades ainda não está bem definido, possivelmente ocorrendo durante as fases eodiagenética tardia ou mesodiagenética. Os intervalos em que esse cimento está presente estão bem marcados nos perfis de ECS que apresentam teores muito elevados de Si. Esses intervalos são comumente associados à dissolução intensa.

Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) analisaram vários dados de testemunho e perfis de imagem para caracterizar feições não matriz que podem levar ao excesso de permeabilidade nos reservatórios carbonáticos do pré-sal. Os autores definem o componente não matriz, como fraturas e cavidades intensificadas por dissolução distribuídas esporadicamente, controladas por processos mecânicos e químicos. Uma das observações mais marcantes do testemunho é a forte associação espacial de silicificação e densidade de feições não matriz. Para os autores, a sílica é encontrada como uma fase de substituição, mas também como um cimento de preenchimento de poros. Após a relação transversal observada nos testemunhos, três tipos de sílica foram caracterizados (Figura 45).

A sílica tipo I ocorre como camadas contínuas que abrangem a largura do testemunho, e sua espessura varia tipicamente de uma a dezenas de centímetros. Essas bandas de sílica tendem a ocorrer como uma fase de substituição concordante em torno da transição de *shrubs* para laminitos e/ou fácies esferulíticas laminadas, que anteriormente foram interpretadas como topo/base de um ciclo deposicional na Formação Barra Velha. Os autores apontam que as ocorrências de substituição tendem a ter contornos de camadas irregulares a difusas. Outras ocorrências de sílica I, no entanto, exibem características de contato, nítidas nos limites da camada que parecem ser consistentes com a sedimentação química primária. Dessa forma, a sílica I é interpretada como contemporânea da deposição de sedimentos lacustres e provavelmente a primeira fase da precipitação de sílica. Acredita-se que a sílica I seja formada sindeposicionalmente, como resultado de mudanças na química da água do lago e diminuir as condições de pH, o que resulta na desestabilização da estivensita e, conseqüentemente, na liberação de SiO₂ na solução.

A sílica II é caracterizada como calcedônia, posterior à sílica I, cortando a estratigrafia como um cimento de revestimento de poros que preenche parcialmente os poros. A sílica II também pode ser encontrada como intraclasto, sendo mais abundante em áreas de maior fraturas e densidade de *vug* que exibem excesso de permeabilidade. Os dois tipos de sílica estão intimamente associados, uma vez que a sílica II é interpretada como remobilização da sílica I. Para os autores, isso explicaria a conversão de sílica amorfa em calcedônia, visto que esse processo poderia criar fraturas localizadas, com movimento de fluido localizado, resultando em redistribuição de sílica I.

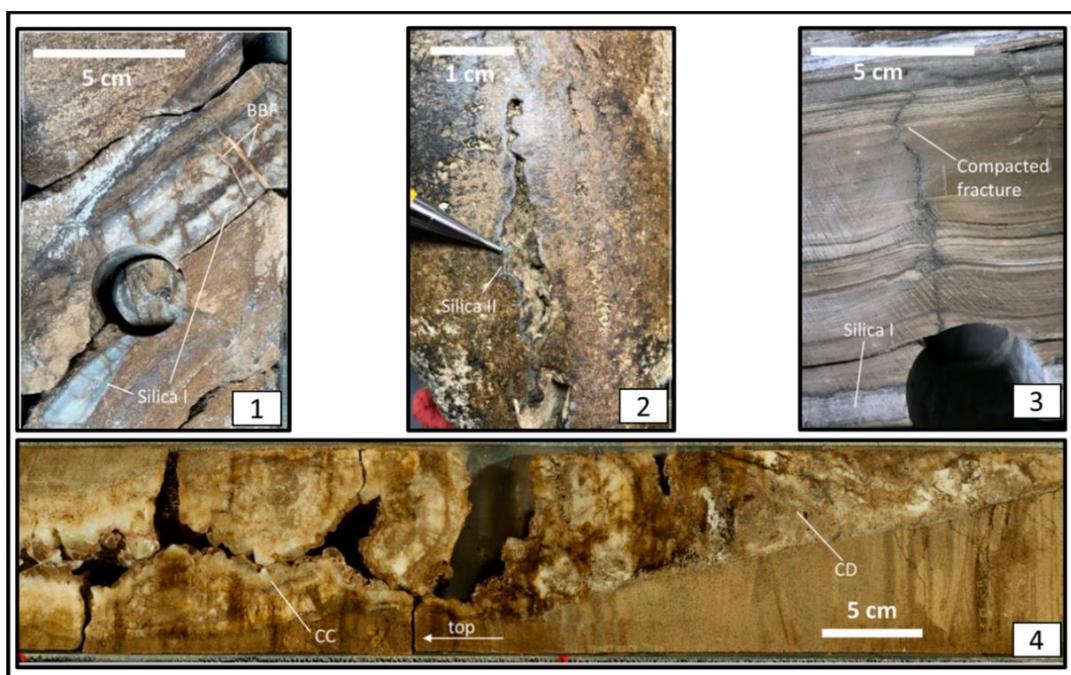


Figura 45: Exemplos de fratura aberta em testemunhos da Formação Barra Velha. (1) Fraturas limitadas em camada (*bed-bounded fractures* - BBFs) silicificadas; (2) fraturas centimétricas abertas em paredes não coincidentes, resultando em aumento de dissolução. Observar um revestimento azul claro ao longo das paredes da fratura correspondente à sílica II; (3) fraturas sinuosas e preenchidas, interpretadas como característica inicial agora compactada; camada de sílica indicada na parte inferior da imagem; (4) fratura parcialmente aberta em escala métrica preenchida com detritos de carbonato (CD) e fragmentos angulares de rocha hospedeira, além de grandes cristais de calcita branca (cc). Fonte: Fernández- Ibáñez *et al.* (2022).

A sílica III descreve o quartzo euédrico cristalino. É caracterizado por ser uma fase posterior do cimento de preenchimento de poros que oclui parcialmente as características não matriz e se desenvolve na forma de drusas ao longo das paredes de fratura e/ou *vugs*. É importante destacar que esse tipo de sílica pode

ser associado ao megaquartzo descrito por Sartorato *et al.* (2020). Sua interpretação pode ser relacionada a um evento diagenético relacionado a soterramento posterior.

Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) propõem o uso de perfil imagem acústica para identificação de feições não matriz para reservatórios carbonáticos do pré-sal (Figura 46). Os autores afirmam que o uso de perfil de imagem, devido a sua alta resolução vertical, permite a identificação de feições de dissolução e esclarecem que, apesar da excelente qualidade de perfis de imagem resistivas, as imagens acústicas apresentam melhor resultado.

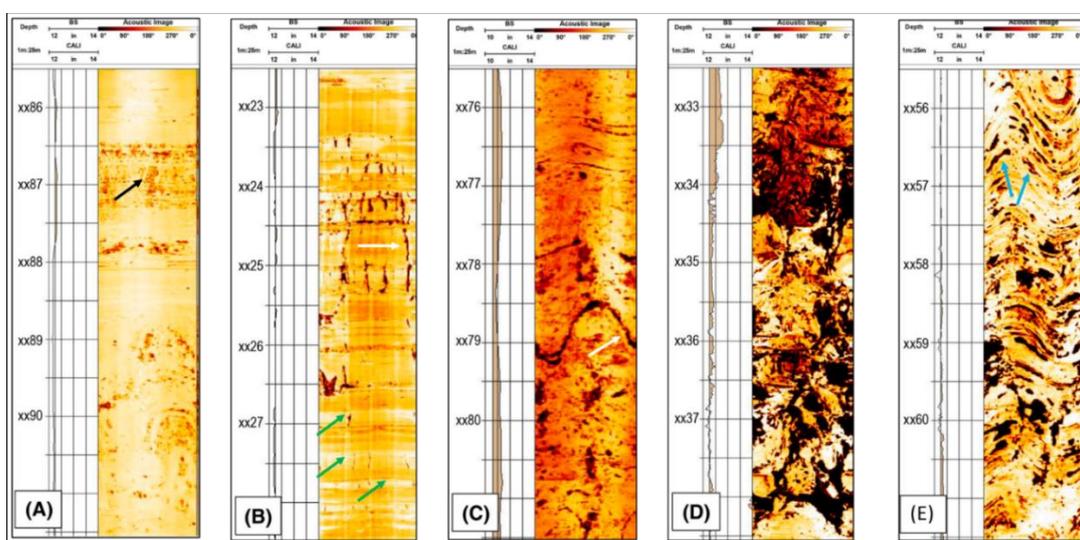


Figura 46: Feições não matriz identificadas por perfis de imagens acústicos, de acordo com Fernández-Ibáñez *et al.* (2022). Cores escuras correspondem à baixa amplitude, interpretada como espaço aberto. (A) *Vugs* milimétricos interconectados (seta preta); B) juntas limitadas às camadas (seta branca) em camada de 10 a 20 cm de espessura; notar que as camadas silicificadas ocorrem com eventos de alta amplitude (seta verde); (C) fraturas abertas com mergulho de 60° representadas por senoide contínua (seta branca); (D) mistura caótica de fraturas expostas e *vugs* interpretadas como uma brecha dentro de um intervalo silicificado; (E) *vugs* em escala centimétrica ao longo dos planos de estratificação (setas azuis) Fonte: Fernández-Ibáñez *et al.* (2022).

Segundo Lima & de Ross (2019), a silicificação dos sedimentos carbonáticos pode aparentemente ocorrer em diferentes estágios de sua evolução diagenética, associando dolomitização, silicificação e dissolução como produto de percolação de fluidos hidrotermais, promovendo extensa silicificação nos reservatórios do pré-sal. Além disso, uma variedade de rochas de ambientes diversos podem sofrer alteração a partir da silicificação hidrotermal.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta a metodologia usada para a identificação do impacto da silicificação nas propriedades permoporosas dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha. Para isso, foram utilizados dados de três poços de um campo localizado na Bacia de Santos. A escolha dos poços utilizados foi feita a partir da maior disponibilidade de dados, que permite a maior integração e correlação possível.

Inicialmente foi feita uma pesquisa bibliográfica acerca do contexto tectônico e aspectos sedimentares dos carbonatos que caracterizam a Formação Barra Velha. Ademais, uma perquirição relativa aos conceitos fundamentais para o estudo de sedimentologia carbonática também foi executada. Por último, foi enfatizado o processo diagenético de silicificação e sua relação com depósitos carbonáticos. Os pontos essenciais abordados na revisão bibliográfica estão explanados nos capítulos anteriores.

4.1. Consolidação da base de dados

Os dados deste estudo incluem amostragem de rocha (amostras laterais, fotomicrografias de lâminas e testemunhos), bem como perfis geofísicos de poço. Os três poços selecionados foram nomeados de A, B e C. Para resumir a disponibilidade de dados utilizados no escopo deste trabalho, a Tabela 1 mostra os perfis geofísicos e sua utilização, ao passo que a Tabela 2 mostra sua distribuição por poço. É importante destacar que todos os dados utilizados neste trabalho foram fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); além disso, foram compilados e carregados no *software* Techlog®.

Tabela 1: Princípio físico e uso dos perfis geofísicos utilizados neste estudo (Nery, 2003).

Perfis Geofísicos		
Perfil	Princípio Físico	Uso
Raio gama (GR)	Raios gama naturais	Correlação litoestratigráfica
Volume de argila (VCLAY)	Índice de raios gama	Cálculo de argilosidade
Caliper (HCAL)	Medido pelo diâmetro da broca	Verificação da geometria do poço
Sônico (DTCO E DTSM)	Tempo de trânsito de ondas acústicas	Cálculo de porosidade, correlação estratigráfica
Resistividade (RD, RM e RS)	Resistência à corrente elétrica	Identificação de fluidos
Nêutrons (NPHI)	Interação com nêutrons induzidos	Cálculo de porosidade
Densidade (RHOZ)	Interação com raios gama	Cálculo de porosidade
Fator fotoelétrico (PEF)	Índice de absorção fotoelétrica	Variação mineralógica
Ressonância Magnética (RMN)	Tempo de relaxação (índice de Hidrogênio)	Cálculo de porosidade, fluido livre e estimativa de permeabilidade
Imagem Acústica (IMG AC)	Tempo de trânsito e amplitude de ondas acústicas	Identificação estruturais, medição de atitudes
Espectrometria elemental (ECS)	Interação de nêutrons induzidos	Identificação mineralógica
Impedância acústica (IA)	Produto da densidade pela velocidade de propagação de onda	Identificação de contrastes litológicos

Tabela 2: Disponibilidade de perfis geofísicos presentes nos poços utilizados neste estudo. Os significados dos mnemônicos estão na Tabela 1.

POÇOS	PERFIS GEOFÍSICOS											
	GR	HCAL	RES	RHOZ	NPHI	PEF	DT	NMR	ECS	IMG AC	VCLAY	IA
A	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
B	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Os dados de descrições de amostras laterais disponíveis e utilizados no estudo foram extraídos do Relatório Final de Perfuração. Por sua vez, as descrições de lâminas petrográficas e fotomicrografias são oriundas do Relatório de Petrografia. Finalmente, as análises de permeabilidade e porosidade, medidas em laboratório, foram providas pelo Relatório de Petrografia Básica. Vale ressaltar que todos estes relatórios foram fornecidos pela ANP. A Tabela 3 mostra a disponibilidade de dados de rocha para os poços utilizados.

Tabela 3: Disponibilidade de dados de rocha para os poços utilizados.

POÇOS	Descrições e fotomicrografias de lâminas	Imagem de testemunhos	Imagem de amostras laterais	Descrições de amostras laterais	Análises laboratoriais
A	X			X	X
B	X			X	X
C		X	X	X	X

A Figura 47 resume os procedimentos utilizados para a identificação dos comportamentos das propriedades permoporosas a partir da silicificação, que será detalhada em seguida.

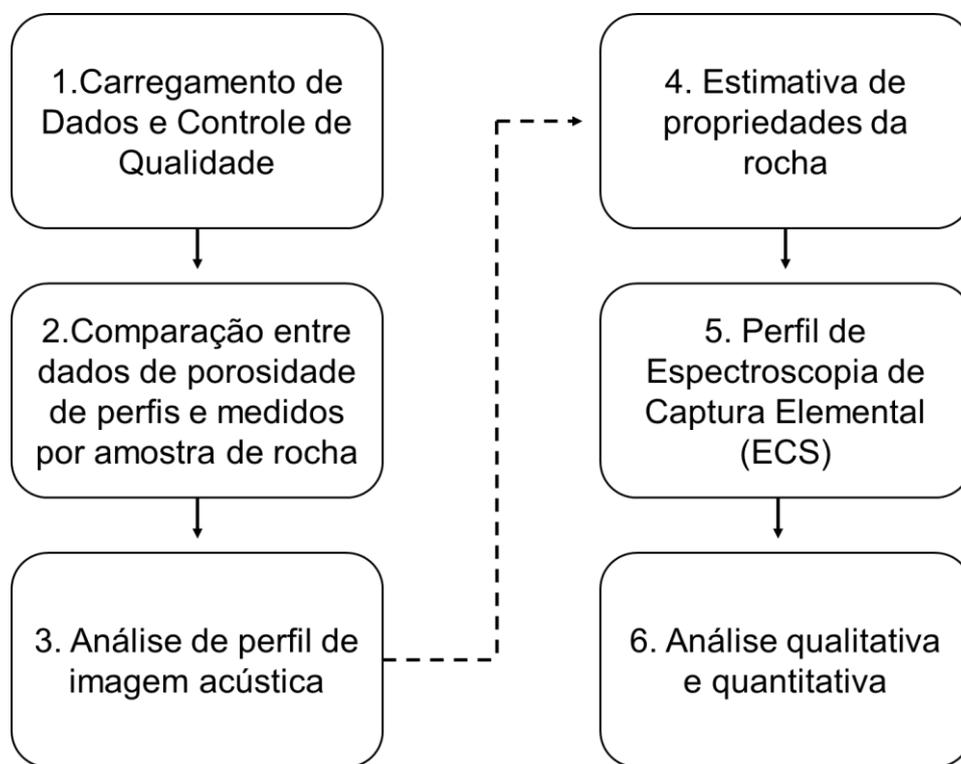


Figura 47: Fluxograma de trabalho utilizado neste estudo.

4.2. Carregamento de dados e controle de qualidade

Foram carregados os perfis geofísicos mostrados nas Tabela 1 e Tabela 2, seguido de análise da qualidade de cada curva para considerar seu uso. Além dos perfis e dados de rocha, também foram carregados os perfis direcionais de profundidade, desvio e azimute. Esses perfis permitem estimar as profundidades de forma verticalizada e em cotas (TVD – *true vertical depth* e TVDSS – *true vertical depth sub sea*, respectivamente).

Após esse procedimento, foi feita a checagem das profundidades de cada curva. Eventualmente, perfis geofísicos de diferentes conjuntos de dados (*datasets*) não apresentam o mesmo alinhamento para todas as curvas. Assim sendo, se torna mandatório ajustar a profundidade de algumas curvas ou de todo um determinado conjunto de dados. O ajuste de profundidade é realizado a partir da comparação com uma curva de referência, baseada nas informações de profundidade, levando em conta os relatórios de poços fornecidos pela ANP.

A Figura 48 ilustra o intervalo de um poço e as curvas de raios gama de quatro diferentes ferramentas percorridas. Dessa forma, é possível comparar o comportamento das curvas em determinadas profundidades para observar a necessidade de algum ajuste.

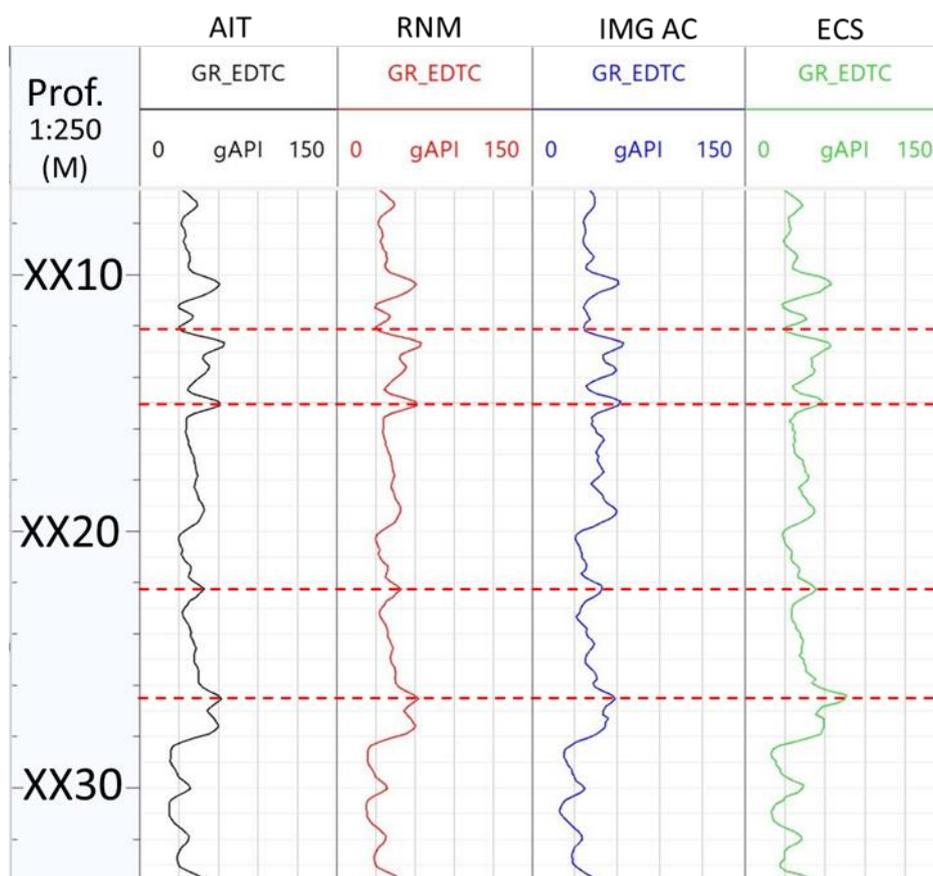


Figura 48: Perfis de raio gama de quatro ferramentas diferentes: AIT (preta), RMN (vermelha), perfil de imagem (azul), ECS (verde). As linhas tracejadas em vermelho indicam diferentes profundidades checadas em um intervalo de um poço.

Algumas curvas podem ser fornecidas com diferentes amostragens. Para efetuar algumas análises, como estimativa de saturação de água, permeabilidade, eletrofácies ou gráficos 2D, é necessário que os dados estejam agrupados nos mesmos conjuntos de dados, com a mesma amostragem. Quando essas curvas possuem amostragens diferentes, é importante, previamente, padronizar a amostragem das curvas, por um processo denominado reamostragem. Esse processo se dá migrando as curvas com menor amostragem (maior resolução) para a mesma de curvas com maior amostragem (menor resolução).

4.3. Comparação entre os dados de porosidade de perfis e medidos em laboratório por amostras de rocha

Os dados de rocha trazem importantes informações sobre litologia, deposição e diagênese. Contudo, é imprescindível garantir a correta profundidade a que esses dados se referem. Durante a aquisição de testemunhos, é comum haver algum deslocamento de profundidade. Esse deslocamento é ajustado a partir do perfil de *coregama* (perfil de raio gama corrido no testemunho). Entretanto, não consta essa informação no conjunto de dados. Dessa forma, é necessário outro procedimento que garanta a confiabilidade nas profundidades dos dados de rocha.

Visando ajustar a profundidade das amostras de rocha, foi feito o ajuste a partir dos valores de porosidade medidas em laboratório (petrofísica). A profundidade foi estabelecida com base nos valores de porosidade provenientes do perfil de RMN, considerando minimizar as diferenças entre os diferentes valores de porosidade. Ou seja, quando o deslocamento de profundidade dos dados de rocha permite atingir a menor diferença entre os dados de porosidade (laboratório e RMN), este será entendido como o melhor valor de deslocamento para o testemunho. A Figura 49 mostra o deslocamento de profundidade do testemunho a partir do ajuste das porosidades petrofísicas e de RMN.

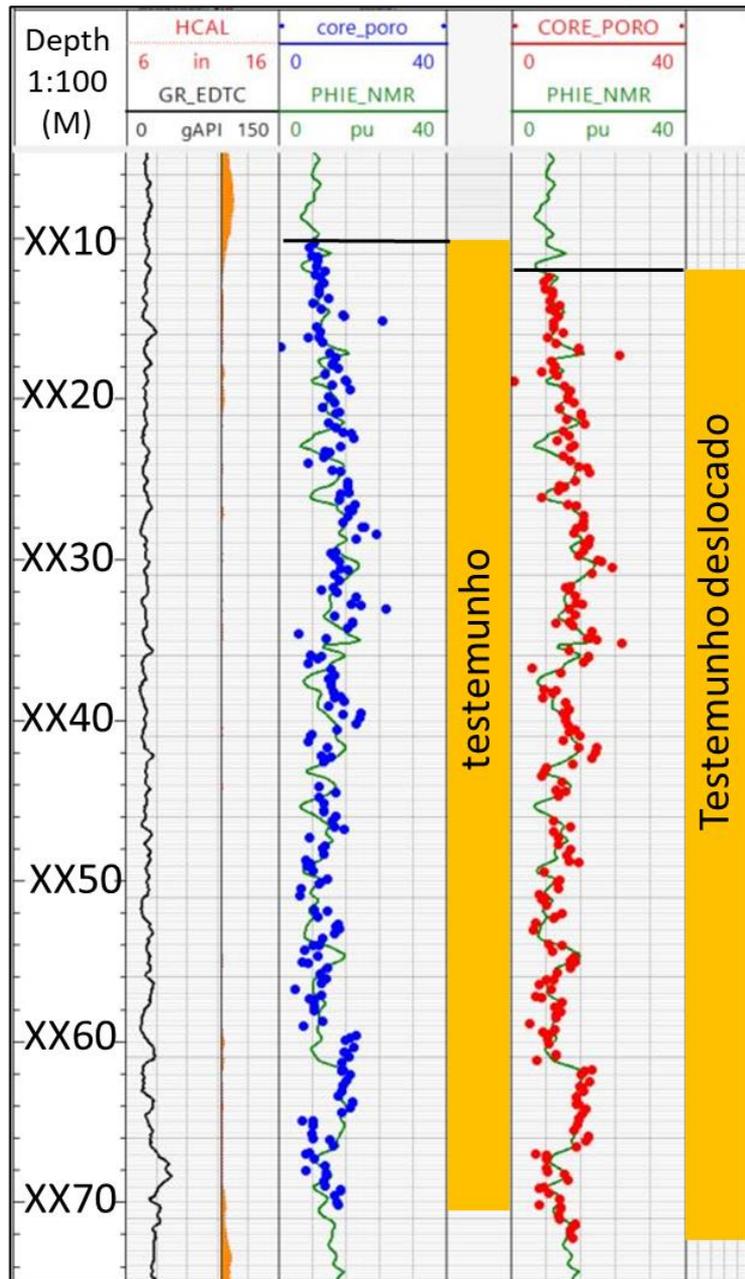


Figura 49: Porosidade do perfil de RMN (verde) e porosidade petrofísica não ajustada (azul) e porosidade petrofísica deslocada (vermelha). Observar que, após o deslocamento, há um melhor ajuste entre as porosidades petrofísicas e da RMN para o poço B.

De forma a assegurar a acuidade desse ajuste, a partir do deslocamento, foi estimado o erro relativo aos valores de porosidade oriunda das amostras de rocha e os dados provenientes do perfil de RMN. O erro relativo é o quociente medido entre o erro absoluto e o valor da grandeza (FCTUC, 2004). O cálculo do erro foi feito a partir desta equação, na qual X corresponde ao número de amostras:

$$\sum_{i=1}^x \frac{\text{Phie petrofísica} - \text{Phie RMN}}{\text{Phie RMN}} \quad (2)$$

É importante destacar que o poço C é o único poço deste estudo que possui dados de testemunho, em que se fez necessário esse ajuste. Foi realizado um ajuste de profundidade de 2,10 m para baixo. Todos os dados relativos a esse testemunho, como plugues, também foram ajustados. O erro relativo estimado antes do ajuste de profundidade foi de 72,82%. Após o ajuste, o erro foi reduzido para 35,93%, garantindo melhor acuidade entre as informações do testemunho e os perfis geofísicos. De forma a ilustrar a redução do erro, a Figura 50 mostra a dispersão de pontos relativos à porosidade medida em laboratório e porosidade da RMN: o da esquerda, antes do ajuste de profundidade e o da direita, após o ajuste de profundidade. É possível observar que, após o ajuste de profundidade, a nuvem de pontos fica mais próxima a reta ajustada.

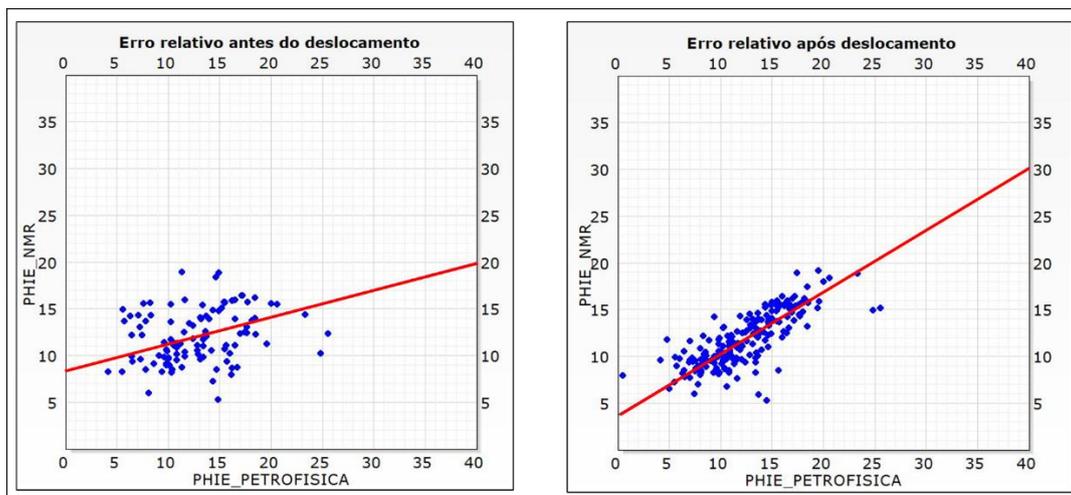


Figura 50: Gráfico da porosidade medida em laboratório e registrada por RMN, antes do ajuste de profundidade (esquerda) e após o ajuste de profundidade (direita). A reta vermelha indica regressão linear ajustada.

4.4. Análise de perfil de imagem acústica

O desenvolvimento das ferramentas de perfis de imagem nas últimas décadas permitiu um grande avanço na caracterização de reservatórios. Devido à alta resolução das imagens, é possível identificar pequenas estruturas sedimentares, bem como falhas e fraturas de pequena extensão. Vale destacar

que, apesar da excelente qualidade de imagem fornecida por esta ferramenta, ela não substitui informações provenientes de dados de rocha.

Recentemente, vários autores têm utilizado dados de perfil de imagem para diferentes análises. Basso *et al.* (2022) aplicam os conceitos de fácies de perfil de imagem acústico, correlacionados a dados de rocha para estabelecer seis diferentes padrões de imagem que traduzam a heterogeneidade deposicional e pós-deposicional dos carbonatos da Formação Barra Velha. Lai *et al.* (2018) apresentam um catálogo a partir de uma combinação de características como esquema de cores, padrões de textura e mergulho de perfil de imagem. Muniz e Bosence (2015) propõem nove fácies a partir da interpretação de perfil de imagem resistiva, com objetivo de estabelecer ambientes deposicionais no Pré-sal da Bacia de Campos. Contudo, é importante atentar que os padrões de imagem não podem ser levianamente interpretados como estruturas sedimentares e estruturais sem considerar o efeito de artefatos (Lofts & Bourke, 1999). Fatah (2020) apresenta uma detalhada revisão sobre aquisição, processamento e interpretação de perfil de imagem, dando ênfase aos principais tipos de artefatos nesse tipo de análise.

Para este estudo, foi utilizado apenas o perfil de imagem acústico. O princípio dessa ferramenta se dá pelo tempo de propagação da onda acústica e sua amplitude do sinal acústico refletido. Essas ferramentas emitem pulsos na direção da formação e medem tanto a amplitude quanto o tempo de trânsito do sinal que retorna (Gaillot *et al.*, 2007). Esse tipo de ferramenta se mostra mais eficaz para a identificação de feições estruturais como fraturas, bem como feições diagenéticas como silicificação, estilólitos e *vugs*. Uma vantagem das imagens acústicas é a sua cobertura de 360° da parede do poço, pelo transdutor ultrassônico que gira durante a perfilagem, emitindo pulsos e registrando sua reflexão da parede do poço. Importante destacar que para este estudo, foi todos os dados de perfil de imagem foram processados, avaliado controle de qualidade, centralização e remoção de artefatos. A Figura 51 ilustra esquematicamente uma ferramenta de imagem acústica.

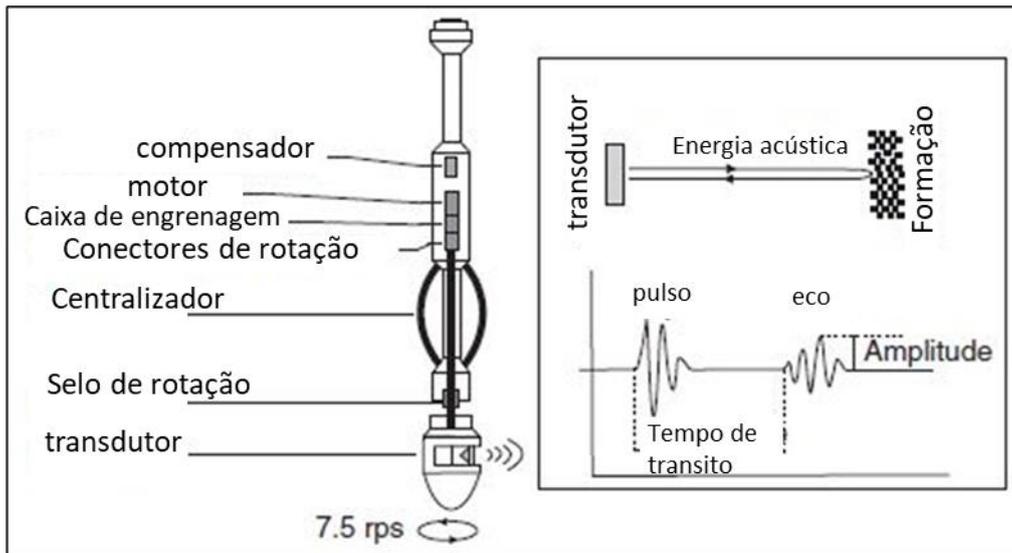


Figura 51: Ilustração esquemática de uma ferramenta acústica. Fonte: Gaillot *et al.* (2007).

O perfil de imagem foi usado para assegurar a correta profundidade das amostras laterais rotativas, a partir da cavidade circular de onde as amostras foram cortadas, da parede do poço. Caso não haja correlação entre ambas, o ajuste é feito (Figura 52). Essa comparação assegura a correta leitura litológica da amostra com sua profundidade precisa.

Depth (M)	AO	AJ	IMG AC DINAMICA				IMG AC ESTATICA				TEMPO DE TRANSITO			
			N	E	S	W	NN	NE	SE	WN	NN	NE	SE	WN
			0	90	180	360	0	90	180	360	0	90	180	360
XX01		•												
XX02	•													
XX03														

Figura 52: Amostras laterais na posição original (AO) e após o ajuste (AJ). Perfis de imagem acústico, dinâmico, estático e tempo de trânsito.

4.5. Estimativa de propriedades da rocha

Estimar propriedades de rochas oferece maior qualidade à avaliação de poços. Para isso, foram utilizados diferentes perfis geofísicos. Dentre estes, podemos citar o uso de raio gama para o cálculo de volume de argila (VCLAY) e dos perfis sônicos e de densidade para estimar a impedância acústica. Para a análise de porosidade e permeabilidade, foi escolhido os perfis de ressonância magnética nuclear (RMN), uma vez que esses perfis apresentam melhor correlação com as medições em laboratório, a partir das amostras de rocha. Contudo, para intervalos identificados como corpos ígneos, optou-se por utilizar porosidade estimada pelo perfil sônico.

4.5.1. Determinação do volume de argila

A existência de partículas finas pode comprometer a garganta de poros de um reservatório, impactando a porosidade e/ou a permeabilidade de forma a diminuir a produção de hidrocarbonetos ou até torná-lo um não reservatório. Apesar de haver diferentes métodos para a quantificação do volume de argila, arbitramos por utilizar o método Larionov (1969), comumente apropriado para rochas antigas. Para isso, primeiro estima-se o índice de raio gama (IGR):

$$\text{IGR} = \frac{\text{GR} - \text{GR}_{\text{min}}}{\text{GR}_{\text{max}} - \text{GR}_{\text{min}}}, \quad (3)$$

no qual GR é o valor lido no perfil, GR_{min} e GR_{max} correspondem respectivamente aos menores e maiores valores de raios gama, desconsiderando picos anômalos (*spikes*).

A partir do IGR, é determinado o conteúdo de argila utilizando a equação (Larionov, 1969):

$$V_{\text{clay}} = 0.33[2^{2 \times \text{IGR}} - 1]. \quad (4)$$

4.5.2. Ressonância Magnética Nuclear

O desenvolvimento e aplicação de ferramentas de RMN na avaliação de formação revelam informações pertinentes sobre o espaço poroso e a distribuição de fluidos (Schön, 2015). As ferramentas de RMN medem o momento magnético induzido de núcleos de hidrogênio (prótons) dentro de

espaços porosos preenchidos com fluidos. De acordo com Coates *et al.* (1999), o trem de ecos que constitui os dados brutos da RMN tem sua amplitude inicial proporcional aos núcleos de hidrogênio associados aos fluidos nos poros de uma rocha. Ou seja, essa amplitude pode ser calibrada para determinar a porosidade. Os autores elencam quais propriedades do fluido nos poros afetam os trens de eco. São elas: índice de hidrogênio (IH), tempo longitudinal de relaxamento (T1) e tempo transversal de relaxamento (T2). O IH é uma medida de densidade de átomos de hidrogênio em fluido. É importante destacar que, enquanto T1 indica o quão rápido os prótons desviados “relaxam” longitudinalmente, em relação ao eixo do campo magnético estático, T2 mostra a celeridade que prótons desviados em fluidos sofrem relaxação transversalmente. Por fim, D é uma medida de extensão das moléculas que se movem aleatoriamente no fluido.

A principal vantagem da porosidade a partir da RMN é a independência de matriz (Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013). Isso ocorre porque a ferramenta é sensível somente a fluidos nos poros. Para Kenyon (1997) e Coates *et al.* (1999), o decaimento de uma curva associada a um único poro será exponencial, com uma constante de decaimento proporcional ao tamanho. Com isso, poros menores (microporos) apresentam valores menores de T2, ao passo que poros maiores (macroporos) representam valores de T2 maiores. Para Boyd *et al.* (2015), a determinação de porosidade de forma independente de matriz torna uma medição mais acurada e conseqüentemente mais utilizada em contextos geológicos heterogêneos, como os identificados nos carbonatos do pré-sal.

Coates *et al.* (1999) também afirmam que diferenças no tempo de relaxação (T1 e T2) permitem identificar o tipo de fluido. Os valores de *cutoffs* de T2 separam o volume de água associado a argila (CBW – *clay bound water*), o volume de água irreduzível (BVI - *bulk volume irreducible*) e fluidos livres móveis (BVM – *bulk movable volume*) (Figura 53). Os valores de corte (*cutoff*), geralmente, são definidos em laboratório. Para Marzouk *et al.* (1995) o CBW pode ser caracterizado por uma garganta de poros inferior a 0,3 microns, sempre preenchidas por água e poros não conectados; BVI apresenta garganta de poros entre 0,3 e 4 microns, e BVM possui garganta de poros superior a 4 microns. Schön (2015) estima como corte (*cutoff*) que separa BVI e BVM, para rochas carbonáticas, entre 90 e 200ms.

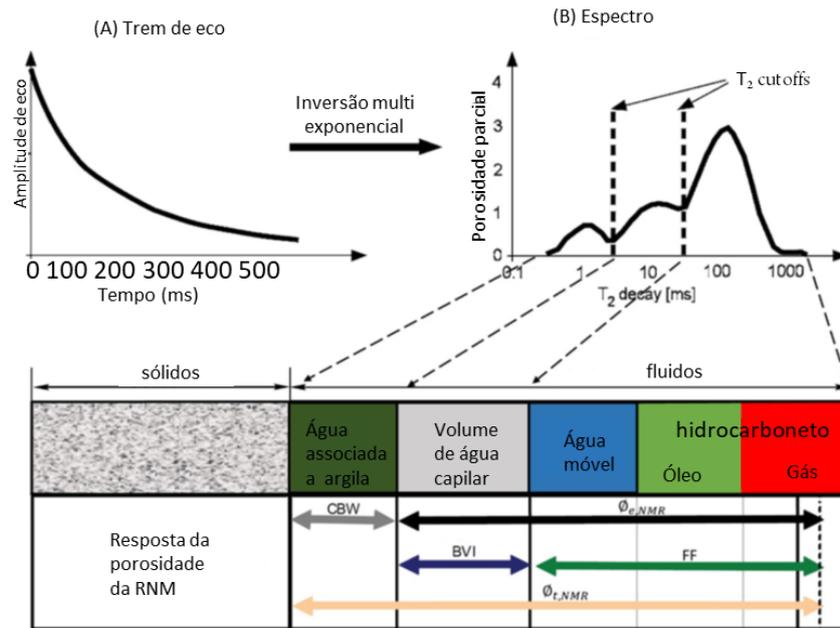


Figura 53: Transformação de um trem de eco (A) em espectro T2 (B) e a interpretação do espectro representado como a resposta de porosidade de RMN. Fonte: Modificado de Castro & Lupinacci (2022).

A eficácia das ferramentas de RMN é estendida à estimativa de permeabilidade. Esta é obtida pela combinação de relações empíricas e teóricas, quando existente, calibrada por dados de rocha medidos em laboratório. Os modelos comumente utilizados são o SDR (Schlumberger-Doll-Research) e Timur Coates (Coates *et al.*, 1999), respectivamente, expressados pelas seguintes equações:

$$K_{SDR} = C_1 \times \phi^{m1} \times T_{2lm}^{n1}, \quad (5)$$

e:

$$K_{tim} = \left(\frac{\phi}{C2} \right)^{m2} \left(\frac{BVM}{BVI} \right)^{n2}, \quad (6)$$

Nessas equações, Φ é a porosidade total e T_{2lm} é a média logarítmica do espectro T_2 (em ms). C_1 , C_2 , m_1 , m_2 , n_1 , n_2 são parâmetros do modelo estatístico e valores derivados de dados experimentais de RMN, obtidos a partir de amostras de rocha.

Um ponto a ser destacado é o impacto de rochas ígneas em leituras de ferramentas de RMN, dada a configuração da ferramenta. Uma vez que a

medição de ferramentas de RMN é feita a partir do tempo de relaxação de *spins*, nos campos magnéticos, a presença de minerais metálicos pode gerar leituras incorretas. De forma a contornar essa imprecisão, o uso do perfil sônico aparentemente pode oferecer uma avaliação mais acurada da permeabilidade e porosidade nos intervalos ígneos.

A estimativa de porosidade total ($\phi_{t,s}$) baseada no perfil sônico é fornecida pela equação (Wyllie *et al.*, 1958):

$$\phi_{t,s} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}, \quad (7)$$

Nessa equação, Δt , Δt_{ma} e Δt_{fl} são respectivamente os tempos de trânsito da formação, da matriz e do fluido.

O percentual de porosidade secundária (SPI) ou índice de porosidade secundária pode ser um parâmetro útil na avaliação de carbonatos. Para isso, um fator de compactação empírico (C_p) deve ser adicionado à equação 7:

$$\phi_{t,s} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \frac{1}{C_p}, \quad (8)$$

no qual, o fator de compactação é obtido desta forma:

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} C}{100}. \quad (9)$$

Considerando Δt_{sh} o tempo de trânsito do folhelho adjacente à formação de interesse e C é a constante que normalmente igual a 1.0 (Ellis & Singer, 2007), a porosidade efetiva do sônico é expressa pela equação:

$$\phi_{e,s} = \phi_{t,s} - V_{clay} \phi_{t,s,clay}. \quad (10)$$

Com essas estimativas é possível calcular a permeabilidade ($KTIM_{DT}$) a partir da equação (Coates, 1999):

$$KTIM_{DT} = Kc * \left(\frac{1 - Swirr}{Swirr} \right)^2, \quad (11)$$

no qual $Swirr$ é a saturação de água irreduzível e Kc é uma constante.

Dessa forma, nos intervalos com rochas ígneas foi utilizada a porosidade e a permeabilidade estimadas pelo perfil sônico. Para o restante do intervalo da Formação Barra Velha, optou-se pela estimativa a partir do perfil de RMN. Os novos perfis gerados pela junção das duas abordagens para as estimativas de porosidade e de permeabilidade foram nomeados, respectivamente, de “PHIE_MERGE” e “PERM_MERGE”, conforme ilustrado na Figura 54.

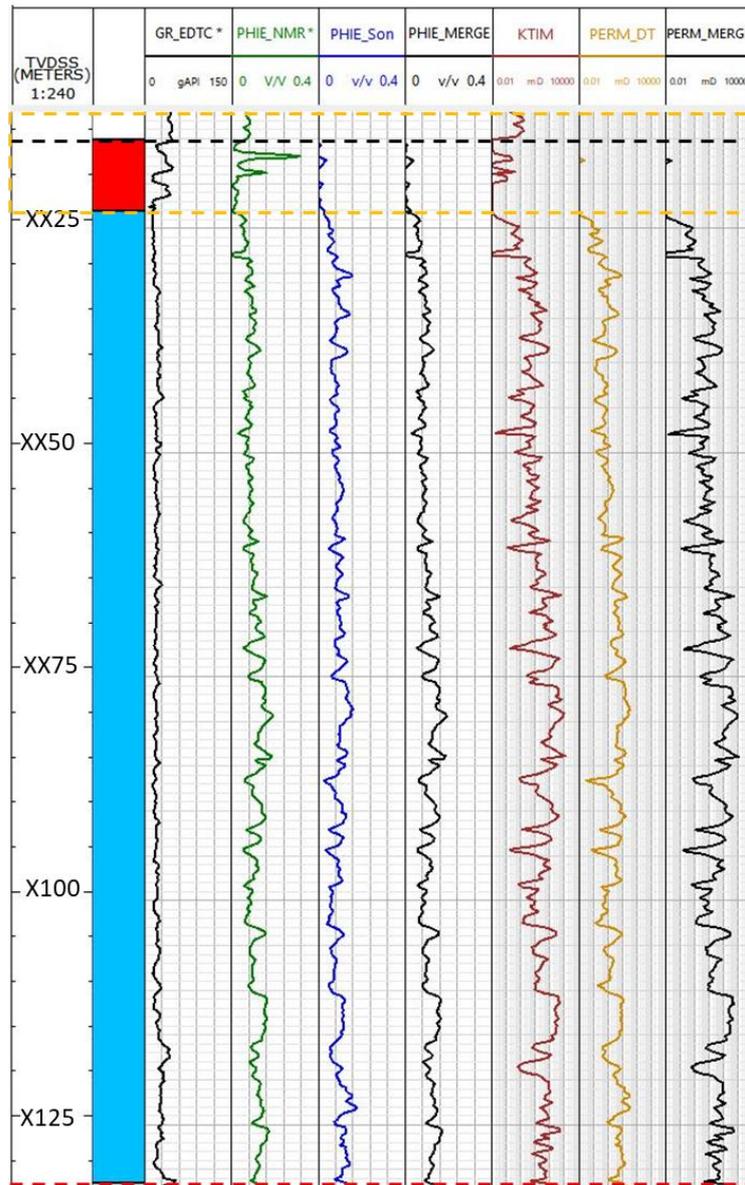


Figura 54: Perfil composto apresentando diferentes perfis de porosidade e de permeabilidade, bem como a junção de diferentes trechos para a Formação Barra Velha. Faixas: 1) profundidade em TVDSS; 2) profundidade em MD; 3) topos; 4) raios gama (GR_EDTC); 5) porosidade por RMN (PHIE_NMR); 6) porosidade por sônico (PHIE_DT); 7) junção de porosidades (PHIE_MERGE); 8) permeabilidade por NMR (KTIM); 9) permeabilidade por sônico (KTIM_DT);

10) junção de permeabilidade (PERM_MERGE). O polígono vermelho indica um intervalo intrusivo. Linha tracejada vermelha: Discordância Pré-Alagoas. Linha tracejada preta: Base do Sal. Observar o polígono tracejado laranja, no qual ocorre junção dos intervalos sônicos e RMN para porosidade e permeabilidade.

4.5.3. Impedância acústica

A impedância acústica é definida como o produto entre a velocidade compressional e a densidade da rocha. Isso significa que a impedância acústica é uma propriedade de camada, e não uma propriedade de interface como a amplitude do dado sísmico. Essa distinção faz com que a impedância acústica seja uma poderosa ferramenta a ser utilizada no processo de caracterização de reservatório (Sancevero *et al.*, 2006). A impedância acústica (*P-impedance*) é estimada pela equação:

$$P_{\text{impedance}} = \text{RHOZ} * V_p, \quad (12)$$

Nessa equação, V_p é estimado desta forma:

$$V_p = \frac{1}{\text{DTCO}}. \quad (13)$$

Ondas compressionais ou ondas “P” se propagam por deformação uniaxial na direção de sua propagação. O movimento das partículas associado à sua passagem envolve oscilação, em torno de um ponto fixo na direção de propagação (Avseth *et al.*, 2005). A velocidade da onda “P” pode ser estimada pelo perfil sônico.

4.6. Perfil de espectroscopia de captura elemental (ECS)

O perfil de espectroscopia de captura elemental permite medir as concentrações de elementos em rochas. A partir das medições dessa ferramenta, é possível obter de forma quantitativa a mineralogia em litologias e informações sobre o conteúdo de carbono orgânico total (COT), pois ela mede os volumes de Ca, Si, Mg, Fe, Ti, Mn, Gd, Cl, Ba e Al (Galdford *et al.*, 2009; Radtke *et al.*, 2012). Dada a complexidade e heterogeneidade das rochas, esse tipo de dado fornece uma descrição detalhada que permite contribuir para o entendimento de reservatórios carbonáticos complexos do Pré-sal.

Para Neto (2014), a espectroscopia induzida é caracterizada por interações nucleares entre nêutrons e átomos na formação. Dentre as diferentes formas de interação dos nêutrons e a formação, duas se destacam: espalhamento inelástico e captura de nêutrons térmicos. Em ambas, ocorrem interações de nêutrons por um átomo particular na formação, bem como o processo de emissão de raios gama com determinado espectro de energia emitido pelo átomo que foi bombardeado. Dessa forma, os espectros de captura, distribuição de energia de raios gama apresentam associação a apenas um determinado átomo.

A ferramenta recebe os espectros de energia dos átomos presentes na formação, juntamente aos espectros que vem do poço à volta da ferramenta, bem como os da própria ferramenta. Com isso, ocorre um processo de decomposição do espectro total (*spectral stripping*). Esse processo consiste na distinção dos diferentes espectros produzidos pelos diversos átomos da formação. Os espectros de energia são decompostos nos vários elementos da formação (Neto, 2014). É importante destacar que o espectro gerado pela ferramenta é levado em conta e subtraído do espectro total recebido. A Figura 55 ilustra os diferentes espectros de energia produzidos por diferentes átomos medidos a partir da ferramenta de ECS.

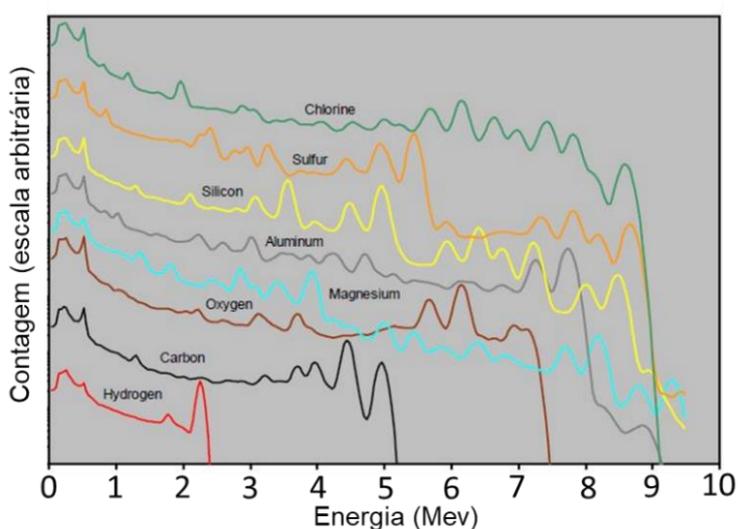


Figura 55: Espectro de elementos medido pela ferramenta ECS. Fonte: Galdford *et al.* (2009).

O processo de decomposição dos diferentes espectros gera como resposta o coeficiente de composição (*elemental relative yields* ou *yields*). Os

yields são contribuições adimensionais associadas ao espectro total dos vários elementos presentes na formação. Dessa forma, os elementos da formação são derivados para uma análise dos diversos constituintes (Neto, 2014).

Por fim, esses constituintes, coeficientes de decomposição, dos espectros padrão são convertidos em frações de peso elementar (*Dry-Weight*) a partir de um modelo de fechamento de óxidos (*oxide-closure model*). Esse modelo associa cada elemento ao seu óxido correspondente (Neto, 2014; Schlumberger, 2017).

Radtke *et al.* (2012) elucidam as diferenças entre as interações de espalhamento inelástico e captura de nêutrons térmicos. O primeiro pode ocorrer apenas acima de limites específicos de energia de nêutrons; uma parte da energia incidente é transferida para o núcleo alvo, que perde a excitação emitindo raios gama em uma ou mais energias características. Por sua vez, no segundo tipo os nêutrons próximos da temperatura de equilíbrio são absorvidos por um núcleo alvo, que perde a excitação emitindo um conjunto diferente de energias de raios gama características. O espalhamento inelástico é caracterizado por ser uma interação rápida, e a captura de nêutrons térmicos é interpretada como interação lenta (Figura 56).

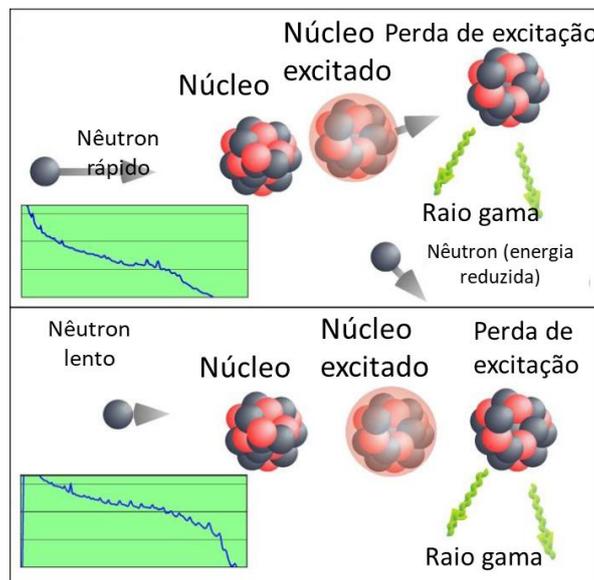


Figura 56: Esboço conceitual dos tipos de interação entre nêutrons e átomos de uma ferramenta ECS. Espalhamento inelástico (superior) e captura de nêutrons térmicos (inferior). Fonte: Radtke *et al.* (2012).

Os dois tipos de interações disponibilizam informações sobre os elementos de rocha presentes na formação. Alguns elementos são exclusivos de um tipo de interação, enquanto outros estão presentes em ambos os espectros, permitindo corroborar medições e aumentando a precisão, o que fornece a confirmação das medições e ajuda a melhorar a precisão (Radtke *et al.*, 2012). A Tabela 4 lista alguns dos elementos determinados por interação inelástica ou por captura. A Figura 57 ilustra o registo de peso seco de alguns elementos.

Tabela 4: Lista de alguns elementos determinados por interação inelástica ou captura. Fonte: Radtke *et al.* (2012).

Elemento	Descrição	Captura	Inelástico
Al	Alumínio	X	X
Ba	Bário	X	X
C	Carbono		X
Ca	Cálcio	X	X
Cl	Cloro	X	
Cu	Cobre	X	
Fe	Ferro	X	X
Gd	Gadolínio	X	
H	Hidrogênio	X	
K	Potássio	X	
Mg	Magnésio	X	X
Mn	Manganês	X	
Na	Sódio	X	
Ni	Níquel	X	
O	Oxigênio		X
S	Enxofre	X	X
Si	Silício	X	X
Ti	Titânio	X	

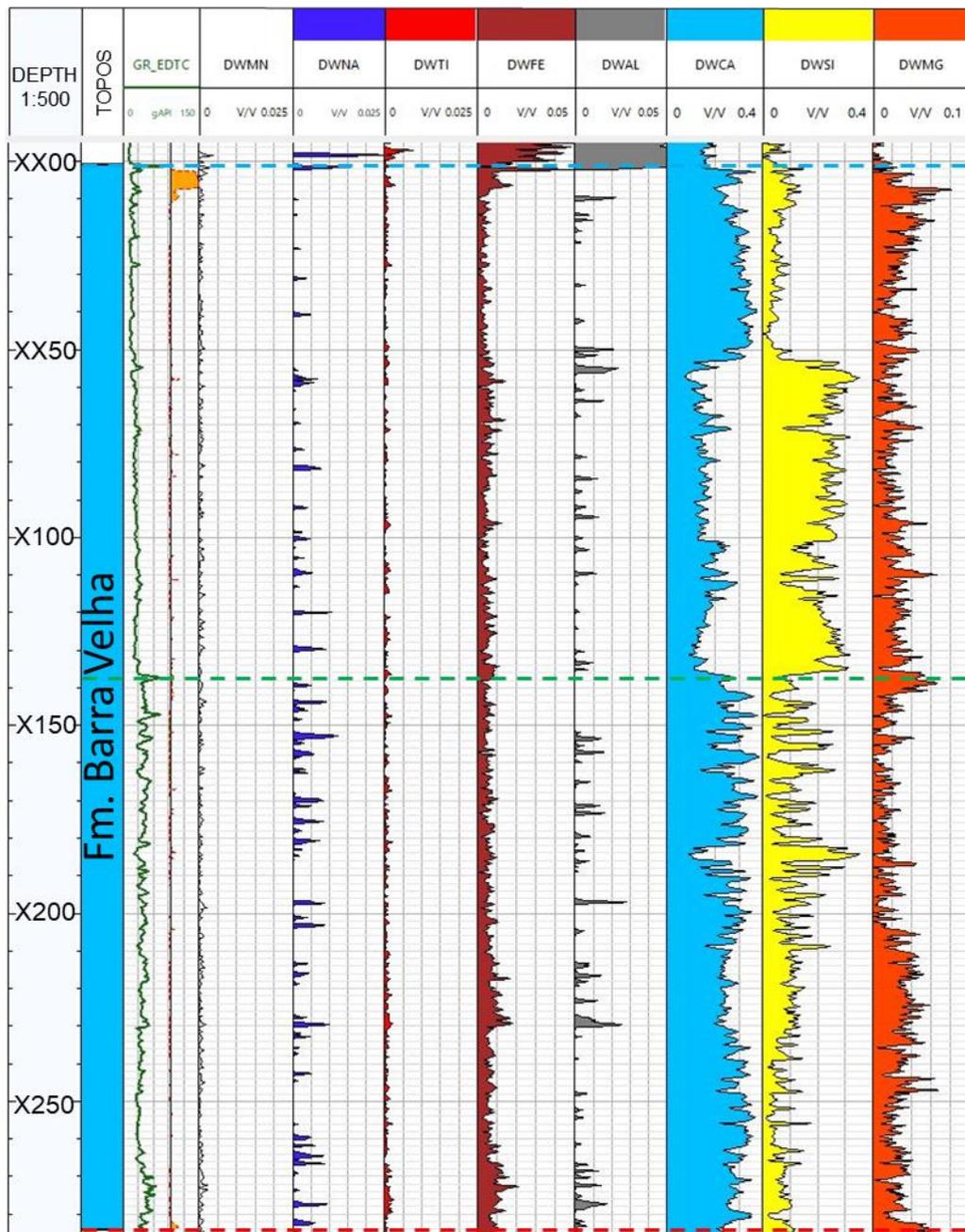


Figura 57: Elementos de peso seco em um poço da área de estudo. Faixas: 1) profundidade; 2) formação; 3) raio gama (GR_EDTC), caliper (HCAL); 4) Mn (DWMN); 5) Na (DWNA); 6) Ti (DWTI); 7) Fe (DWFE); 8) AL (DWAL); 9) Ca (DWCA); 10) Si (DWSI); 11) Mg (DWMG). Linha tracejada vermelha: Discordância Pré-Alagoas; linha tracejada verde: Discordância Intra-Alagoas; linha tracejada azul: Base do Sal.

Por fim, foi feito um processo de conversão dos elementos de peso seco para tipos de rocha, a partir de informações sobre o peso molecular e razão de elementos. A medição de litologia é feita pela associação da rocha que possua

determinados elementos em sua estrutura; por exemplo, o silício (Si) é o elemento predominante de sílica (SiO₂).

A Formação Barra Velha é composta majoritariamente de calcita, por isso rica em cálcio (Ca). Em zonas silicificadas, é registrado um aumento de silício (Si). Por sua vez, a presença de dolomita indica um aumento de magnésio (Mg), que está associado à dolomitização (Oliveira *et al.*, 2022). Os autores afirmam que, apesar de os calcários serem ricos em Ca, e apresentarem Si e Mg proporcionais ao grau de dolomitização e silicificação, também possuem Fe, Al e K inferiores a 1%. Dessa forma, estabelecem que uma rocha com mais de 10% de dolomita é considerada carbonato dolomitizado, e o volume de sílica superior a 10% de sílica é considerado carbonato silicificado.

A partir das razões de elementos dos pesos secos disponíveis nas litologias majoritariamente identificadas na Formação Barra velha, foram estabelecidas equações que permitam converter as proporções de elementos em volume litológico, conforme indicado na Tabela 5.

Tabela 5: Concentrações de elementos em litologias predominantes na Formação Barra Velha.

Fonte: <http://webmineral.com/>.

Mineral	Fórmula química	Peso molecular	Razão de elementos	Total
Quartzo	SiO ₂	60,08gm	Si: 46,74% O: 53,26%	100%
Calcita	CaCO ₃	100,09gm	Ca: 40,04% C: 12,00% O: 47,96%	100%
Dolomita	CaMg (CO ₃) ²	184,40gm	Ca: 21,73% Mg: 13,18% C: 13,03% O: 52,06%	100%

Dessa forma, a conversão de silício (Si) em sílica é estabelecida pela seguinte equação:

$$\text{Silicificação} = \frac{\text{Si}}{0,4674}. \quad (14)$$

Por sua vez, a conversão do magnésio (Mg) em dolomito é estabelecida pela equação abaixo:

$$\text{Dolomitização} = \frac{\text{Mg}}{0,1318}. \quad (15)$$

Para estimar o volume de calcita, é importante destacar que a dolomita também possui cálcio (Ca). Assim sendo, é necessário descontar o cálcio da dolomita para que o volume de calcita não seja superestimado. A dolomita possui 21.73% de Ca. Dessa forma, o volume de cálcio da dolomita pode ser expressado pela seguinte equação:

$$\text{Dolomita} = \frac{\text{Ca}}{0,2173}. \quad (16)$$

Igualando as equações 15 e 16, temos:

$$\frac{\text{Mg}}{0,1318} = \frac{\text{Ca}}{0,2173}. \quad (17)$$

Resolvendo a equação (17), temos o volume de calcita para dolomita:

$$\text{Ca} = \text{Mg} * \left(\frac{0,2173}{0,1318}\right) \text{ ou } \text{Ca}_{\text{Mg}} = \text{Mg} * (1,6487). \quad (18)$$

Com isso, podemos converter o cálcio em volume de calcita pela seguinte equação:

$$\text{Calcita} = \left(\frac{\text{Ca} - \text{Ca}_{\text{Mg}}}{0,4004}\right), \quad (19)$$

Finalmente, substituindo Ca_{Mg} por $\text{Mg} * (1,6487)$, temos:

$$\text{Calcita} = \left(\frac{\text{Ca} - 1,6487 * \text{Mg}}{0,4004}\right), \quad (20)$$

Tabela 6: Valores dos volumes indicados na Figura 58, bem como sua totalização.

Profundidades	Volume de calcita	Volume de sílica	Volume de dolomito	Somatório
XX50 m	59,6%	8,90%	27,5%	96%
X100 m	20,3%	56,7%	20,5%	97,5%
X150 m	67,4%	15,5%	14,3%	97,2%

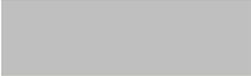
4.7. Análise quantitativa e qualitativa

As rochas carbonáticas da Formação Barra Velha apresentam grande heterogeneidade e pouca variação química. Além disso, se mostram fortemente afetadas pela diagênese. A partir daí, os perfis geofísicos em conjunto com dados de lâminas delgadas foram empregados para definir comportamentos semelhantes ou distintos da silicificação. Também foram utilizados dados de porosidade e permeabilidade da RMN, impedância acústica, espectrometria e perfil de imagem. A correlação desses diferentes tipos de dados permitiu subdividir a Formação Barra Velha em cinco intervalos, tomando como referência o volume de sílica e identificar seu impacto para propriedades permoporosas.

A análise quantitativa dos perfis permitiu estimar a relação entre as diferentes propriedades de reservatório e sua influência na porosidade e permeabilidade, a partir do uso de gráficos 2D (*crossplots*), gráficos em setores, além de tabelas com valores das médias para cada um dos cinco intervalos, bem como tabelas.

Finalmente, de forma a estabelecer uma classificação qualitativa a partir de valores estimados dos perfis de porosidade e permeabilidade, cinco classes foram criadas e estão ilustradas na Tabela 7.

Tabela 7: Critérios de classificação qualitativos, baseados em valores de perfil de porosidade e permeabilidades.

Faixa de porosidade	Faixa de permeabilidade	Descrição qualitativa	Cores utilizadas nas figuras
0 a 5%	0,1 a 1mD	Baixo	
5 a 10%	1 to10 mD	Moderado	
10 a 15%	10 a 100 mD	Boa	
15 a 20%	100 a 1000 mD	Muito boa	
20 a 25%	1000 a 10000 mD	Excelente	

5. RESULTADOS

Os resultados obtidos a partir das análises qualitativas e quantitativas dos dados de rocha e perfis geofísicos de três poços na Formação Barra Velha (Figura 59) são apresentados neste capítulo. Para as análises qualitativas, são descritos os perfis de imagem, RMN (permoporosidade) e padrões de sílica/carbonatos, visando a divisão da unidade em diferentes intervalos de sílica. Por outro lado, a análise quantitativa é realizada a partir de diferentes *crossplots* e a comparação de parâmetros petrofísicos.

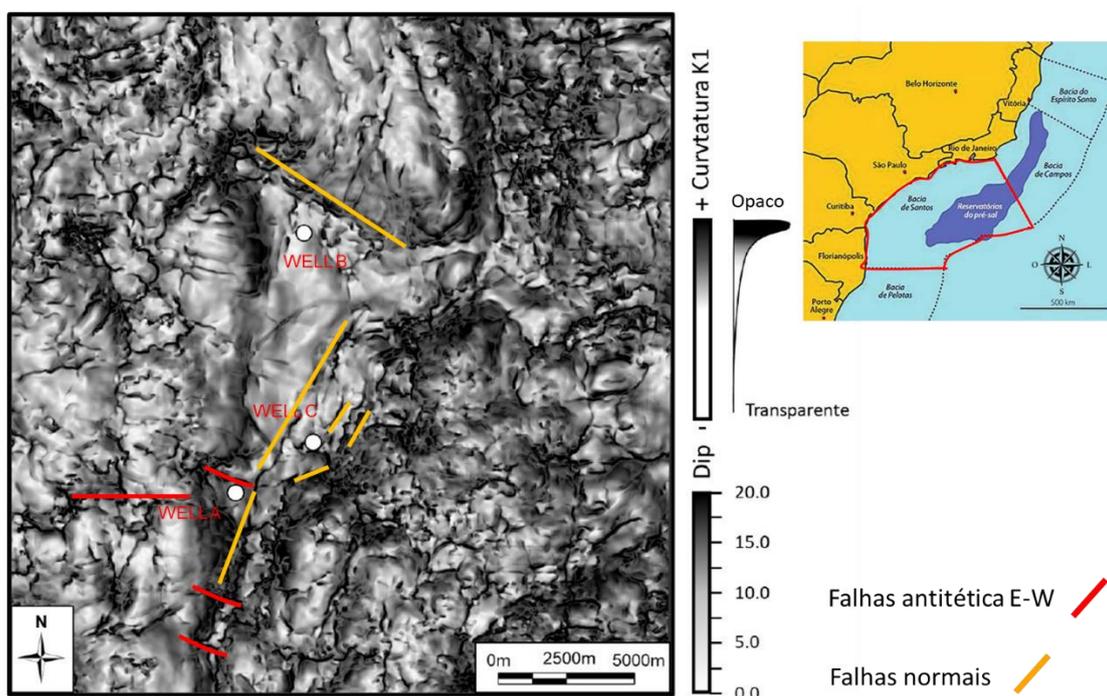


Figura 59: Mapa estrutural da base do sal a partir do atributo sísmico de curvatura mais positiva (k_1), com transparência nos baixos valores sobreposto ao atributo de mergulho (dip) em níveis de cinza. Altos valores de curvatura mais positiva associados com variações abruptas do mergulho, indicando presença de falhas, lineamentos estruturais, zonas de fraturas e a localização dos poços. Modificado de Neto *et al.* (2023, em revisão).

Os poços descritos nesta tese foram denominados de A, B e C (Figura 60). Para o melhor entendimento dos resultados, a descrição está dividida em dois tópicos principais: (i) descrição do poço A, que apresenta uma maior diversidade de intervalos de sílica e uma maior espessura vertical; e (ii) análises dos poços B e C, que por sua vez apresentam padrões semelhantes, sendo que o poço C é truncado por uma intrusão ígnea.

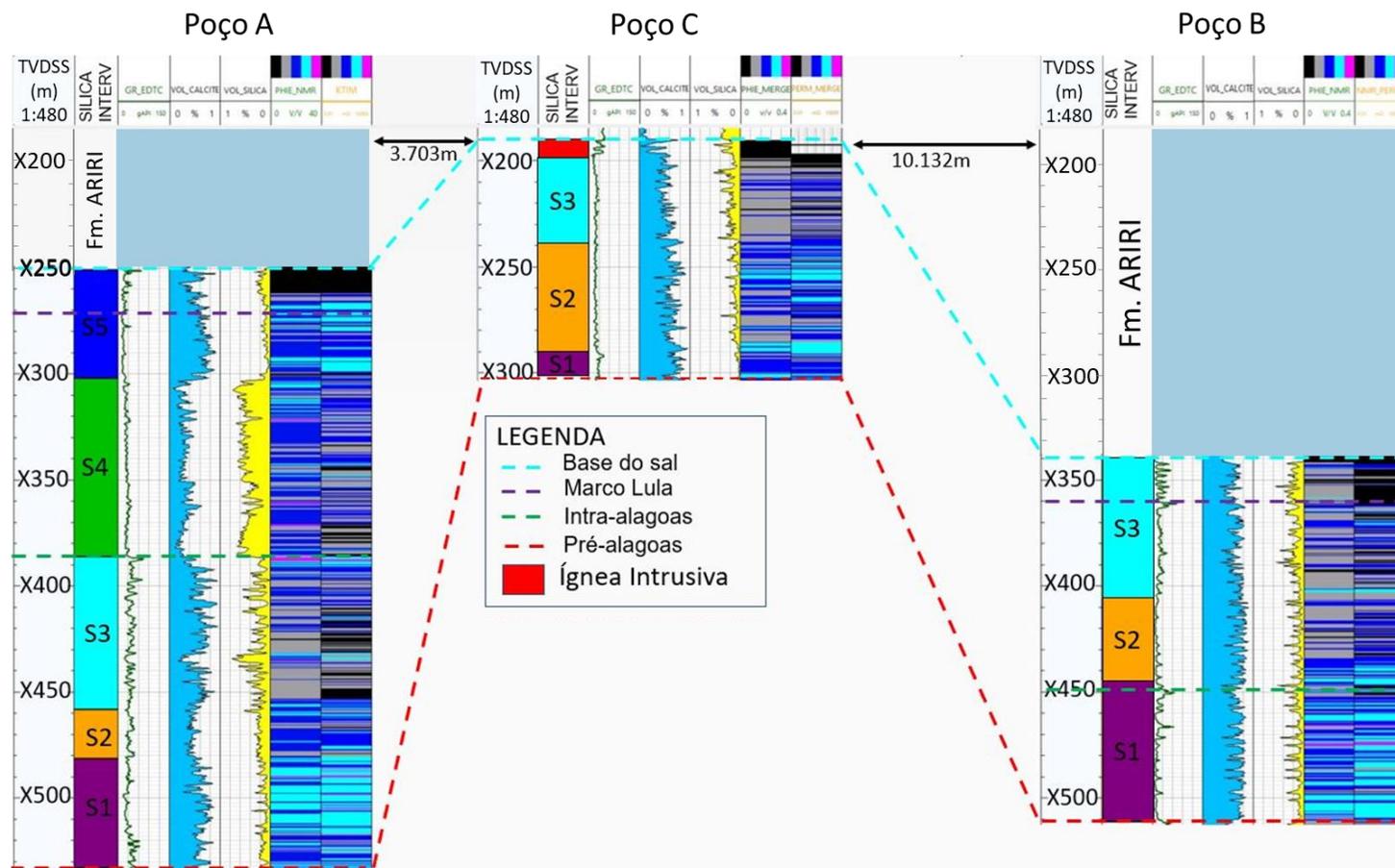


Figura 60: Correlação entre poços, com direção SW-NE. As faixas são as mesmas para todos os poços. Faixas: 1) profundidade (TVDSS); 2) intervalos de sílica; 3) raios gama (GR_EDTC); 4) volume de calcita (VOL_CALCITE); 5) volume de sílica (VOL_SÍLICA); 6) porosidade efetiva da RMN (PHIE_NMR); 11) permeabilidade da RMN (PERM). As linhas tracejadas indicam as discordâncias listadas na legenda. O mapa estrutural indica a posição dos poços na área de estudo.

5.1. Intervalos de sílica e permoporosidade no Poço A

5.1.1. Análise qualitativa (Poço A)

Antes de iniciar qualquer análise, bem como interpretações, foi feita a análise dos relatórios de poço disponibilizados pela ANP. Essa análise prévia permite ter conhecimento dos parâmetros utilizados durante a perfuração do poço e aquisição dos dados, além do reconhecimento inicial das principais litologias registradas, para a Formação Barra Velha, associadas às profundidades correspondentes. Os relatórios utilizados foram: perfil composto, notificação de perfuração de poço (NPR), relatório final de poço exploratório (RFPE), relatório de descoberta de poço (RDP), análise petrográficas, descrições de testemunho e amostras laterais.

A partir da litologia descrita nos relatórios, foi observado que a Formação Barra Velha apresenta, de forma predominante, rochas carbonáticas caracterizadas por agregados de calcita fascicular (*shrubs*) e esferulitos calcíticos, ambos gerados por precipitação *in situ*. Também são descritos *grainstones*, *packstones*, *floatstones* e *wackestones* de esferulitos e *shrubs*. Esses componentes alóctones são referenciados neste trabalho como retrabalhados. Além disso, em menores proporções são identificados silixitos (*cherts*), laminitos e dolomitos.

Após a análise preliminar dos relatórios, foi gerado um perfil composto apresentando as curvas convencionais, curvas de ressonância magnética nuclear, porosidade e permeabilidade medidas em laboratório a partir de dados de rocha, além das curvas estimadas como impedância acústica (*P-impedance*) e volume de argila (Vclay). Por esta avaliação, foi possível identificar alguns comportamentos na Formação Barra Velha.

O poço A, ilustrado na Figura 61, apresenta toda a Formação Barra Velha limitado pela Discordância Pré-Alagoas e pela base do sal. A partir do comportamento das curvas é possível dividir a formação em duas porções: a inferior, associado à fase rifte, e a superior, identificada como fase pós-rifte ou *sag*. O limite entre as duas porções é definido pela discordância Intra-Alagoas (X135m). O Cáliper (HCAL) apresenta poucos e discretos arrombamentos que

não aparentam comprometer outras leituras, nas duas porções, indicando uma alta estabilidade para o poço.

A porção inferior é caracterizada pelo aumento da curva de raios gama (GR_EDTC) da base para o topo, enquanto a curva de sônico apresenta uma suave diminuição, concomitante com discretos pulsos regulares. As curvas de resistividade (rasa, média e profunda) apresentam um afastamento entre si, voltando a convergir próximo ao topo da porção, com valores altos. As curvas de densidade (RHOZ), neutrão (NPHI), fator fotoelétrico (PEF) impedância acústica (*P-impedance*), bem como as curvas de porosidade e permeabilidade oriundas da ressonância magnética nuclear (RMN), apresentam mudança de comportamento a partir da profundidade X207m. Essa mudança é refletida pela redução das propriedades permoporosas, correlacionada ao aumento da mesoporosidade, conforme registro da distribuição T2.

Na porção superior, a curva de raios gama apresenta menores valores do que os registrados na porção inferior. Além disso, a curva é caracterizada por uma redução bem definida até a profundidade XX25m. A partir dessa profundidade até a base do sal (XX00m), são observados nove picos bem definidos. Esse intervalo é conhecido como Marco Lula e identifica uma fase de raseamento associado ao final da Formação Barra Velha. Foi documentado em diferentes poços de diferentes campos da Bacia de Santos, denotando seu caráter regional (Wright and Barnett, 2017a; Neves *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Wright, 2020). A distribuição T2 da RMN registra o maior volume de mesoporos de todo poço, que é refletido na redução dos valores de fluidos livres (CMFF). É importante destacar que a porosidade e permeabilidade medidas em laboratório (SD_PORO e SD_PERM, respectivamente) a partir de amostras laterais de poço apresentam uma correlação muito boa com os valores de porosidade e permeabilidade do RMN. Isso garante confiabilidade aos valores registrados pela curva de RMN.

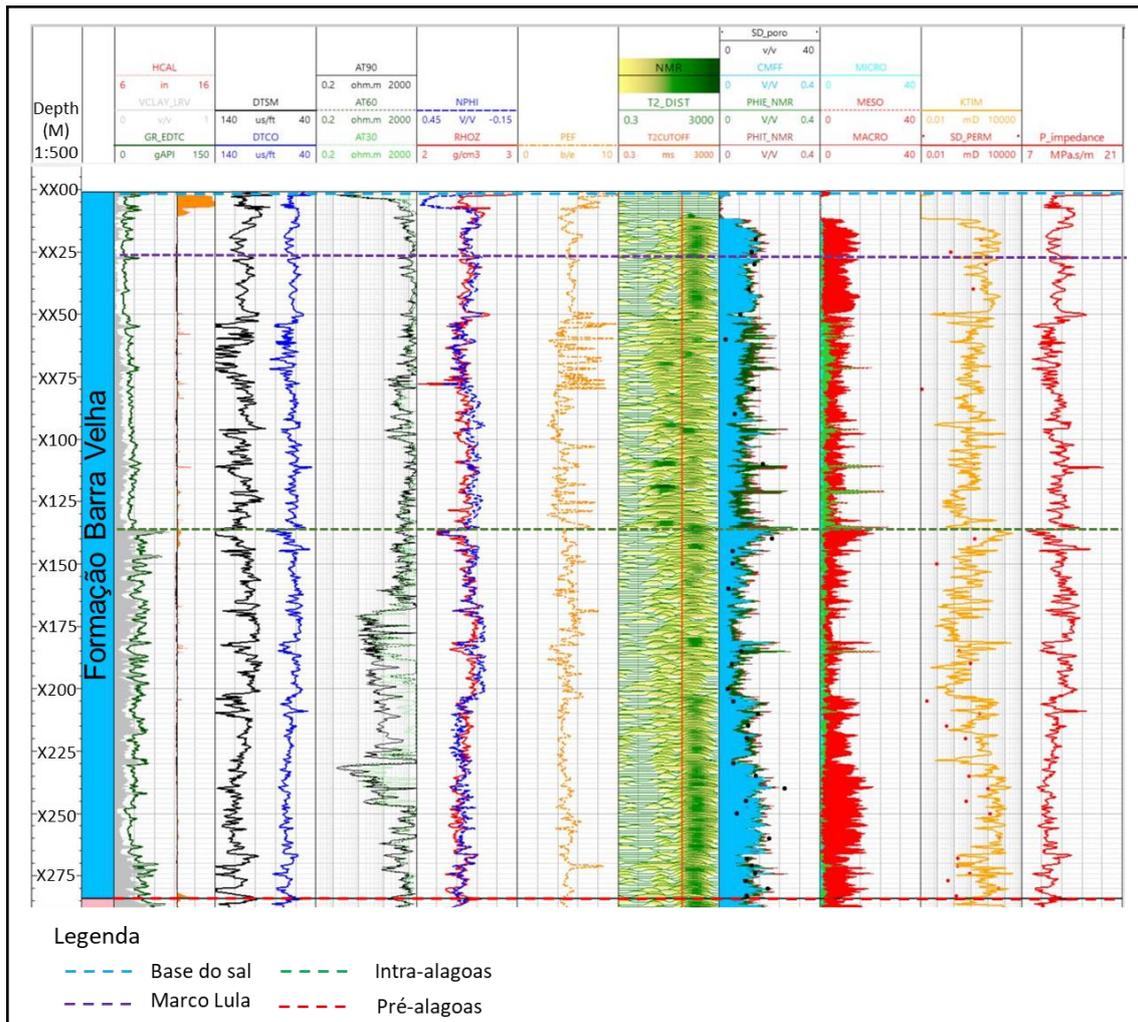


Figura 61: Perfil composto de curvas convencionais, RMN e estimadas, além de porosidade e permeabilidade a partir de amostras laterais (pontos pretos e vermelhos respectivamente). Faixas: 1) profundidade; 2) formação; 3) raios gama (GR_EDTC), caliper (HCAL) e volume de argila (VCLAY_LRV); 4) Sônico (DTCO E DTSM); 5) resistividade profunda, média e rasa (AT90, AT60 e AT30); 6) neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); 7) fator fotoelétrico (PEF); 8) distribuição T2 (T2_DIST) e *cutoff* (T2_CUTOFF); 9) porosidade total (PHIT_NMR), porosidade efetiva (PHIE_NMR), fluido livre (CMFF) e porosidade medida em laboratório (SD_PORO); 10) macroporosidade (MACRO), mesoporosidade (MESO) e microporosidade (MICRO); 11) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade medida em laboratório (SD_PERM); 12) impedância acústica (P_IMPEDANCE).

Em seguida, foi gerado um perfil composto utilizando curvas de ferramentas especiais (RMN e espectrometria elemental), em conjunto com informações extraídas dos relatórios de descrições de lâminas (Figura 62). A partir das curvas de espectrometria, nota-se um comportamento complementar entre o volume de calcita, sílica e dolomita. É possível observar uma redução do

volume de calcita de forma concomitante ao aumento do volume de sílica e, em menor proporção, o volume de dolomita. As curvas de alumínio e ferro (AL_DW e FE_DW) apresentam valores inferiores a 2%. Isso pode ser associado a baixas quantidades de argilominerais e conseqüentemente baixos valores para volume de argila (VCLAY). Esse comportamento é corroborado pela baixa concentração do volume de água associado à argila (CBW - *clay bound water*), da distribuição T2. As curvas de permeabilidade e de porosidade, oriundas da RMN, foram coloridas a partir dos parâmetros definidos no item 4.6. Por fim, foi possível correlacionar os diferentes tipos de cimento, a presença de finos, os tipos de litologia e a existência de *vugs* a partir dos relatórios de descrição de lâminas com suas respectivas profundidades.

A partir da curva de volume sílica, a Formação Barra Velha foi segmentada em cinco intervalos com base nos diferentes comportamentos e padrões observados nesta curva. Os intervalos foram nomeados S1, S2, S3, S4 e S5 da base para o topo. Para a melhor associação desses intervalos a processos diagenéticos, foram utilizadas as curvas de perfil de imagem acústico em conjunto com o volume de sílica, porosidade e permeabilidade oriundas da RMN e descrição litológica para cada um dos intervalos, ilustrado nas Figura 63, Figura 65, Figura 67, Figura 69 e Figura 71 e descritos a seguir.

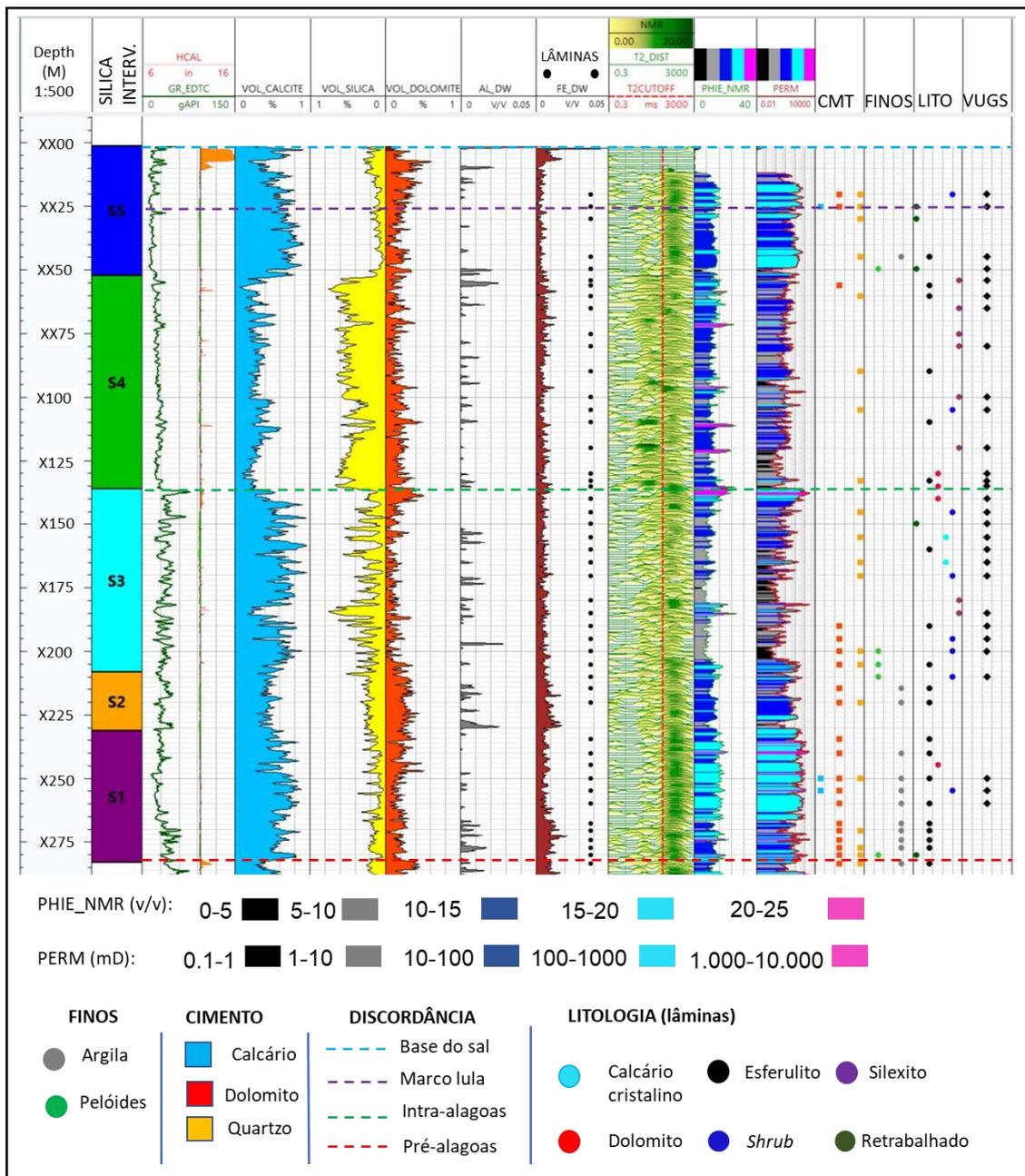


Figura 62: Separação da Formação Barra Velha em cinco intervalos a partir do comportamento do volume de sílica. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalos de sílica; 3) raios gama (GR_EDTC) e caliper (HCAL); 4) volume de calcita (CALCITE_VOL); 5) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 6) volume de dolomita (DOLOMITE_VOL); 7) alumínio *dry weight* (AL_DW); 8) ferro *dry weight* (FE_DW) e posição de lâminas; 9) distribuição T2 da RMN (T2_DIST); 10) porosidade efetiva da RMN (PHIE_NMR); 11) permeabilidade da RMN (PERM); 12) cimentação (CMT); 13) presença de finos; 14) litologia (LITO); 15) porosidade vugular (VUGS).

Intervalo de sílica 1 (S1): (X231,30/X283m)

O intervalo S1 possui aproximadamente 51 m e é caracterizado pela redução de valores de raios gama, aumento de volume de calcita e redução do volume de sílica (média de 13,78%). Os perfis de porosidade e de permeabilidade apresentam as maiores médias de toda a formação neste poço (15,27% e 367mD). A descrição de lâminas aponta a presença de cimento dolomítico em quase todas as amostras do intervalo (10 de 11), bem como cimento calcário e de quartzo. A litologia predominante, indicada pelas lâminas, é de esferulitos, mas também são descritos *shrubs* e retrabalhados. Além da presença de *vugs* e de argila (Figura 62).

A partir da análise do perfil de imagem em conjunto com o volume de sílica, foi possível identificar os processos mecânicos (fraturamento) e químicos (dissolução), que influenciaram a variação de propriedades permoporosas, para S1, ilustradas na Figura 63. Dessa forma, foi possível estabelecer uma relação entre as duas curvas. As cores escuras no perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN) correspondem a valores de baixas amplitudes, interpretadas como espaço poroso interconectado, enquanto as cores brilhantes são associadas a altos valores de amplitude, interpretados como acamamentos silicificados. Usualmente, as camadas de sílica ocorrem com espessura que variam de um a dezenas de centímetros. Com isso, foi identificada uma alternância entre camadas de sílica e camadas não silicificadas com maior frequência de espaço poroso interconectado.

As camadas de sílica observadas a partir da curva de perfil de imagem acústico apresentam correlação com os aumentos de valores indicados pela curva de volume de sílica. Quando essas curvas foram correlacionadas com as curvas de permeabilidade e de porosidade, foi possível observar a redução das últimas. Esse comportamento é bem observado nas profundidades: X256m, X252m, X248m, X239m e X235m. Foi notado que os maiores valores de porosidade e de permeabilidade estão associados aos menores conteúdos de sílica e menores amplitudes do perfil de imagem acústico. Esse outro comportamento está exemplificado nas profundidades: X280m, X266m, X255m, X240m e X237m.

De forma a buscar uma melhor compreensão desses comportamentos da porosidade e da permeabilidade, a partir da análise do perfil e imagem, foram selecionados quatro intervalos, destacados em vermelho (Figura 63). Esses intervalos foram ampliados para que seja possível a identificação de detalhes como textura, visibilidade de poros, tipos de estrutura, relação com a amplitude, dentre outras, e estão ilustrados na Figura 64.

É importante mencionar que, a análise dos perfis de imagem acústico dinâmico e estático (*dynamic_acoustic_image* e *static_acoustic_image*), foi identificada uma alternância de intervalos de baixa e alta amplitude em todas as porções ampliadas.

Na Figura 64A, a porção basal apresenta valores de amplitudes muito baixos (cores escuras), textura de alta rugosidade, com algumas laminações regulares de alta amplitude identificadas pelas senoides bem definidas. É notada alta porosidade visual e baixa amplitude, inferindo presença de *vugs*. Há um significativo aumento da amplitude (cores brilhantes) de forma gradacional (X274m). Na porção medial, os acamamentos são um pouco mais irregulares, e sua distinção é um pouco menos definida. Algumas concentrações de porosidade e estruturas internas são identificáveis. Essas camadas estão associadas à silicificação parcial. Na porção superior, as camadas silicificadas são bem definidas (X272,20m), bem como sua alternância com as laminações de baixa amplitude. Essas camadas silicificadas apresentam diferentes fraturas ao longo de toda sua extensão. É importante ressaltar que as fraturas relatadas estão limitadas às camadas silicificadas, denotando seu caráter rúptil, além da diferença de competência com as camadas adjacentes. Capeando o intervalo descrito, há nova ocorrência de baixa amplitude com alguns poros centimétricos, estruturas irregulares, discreto mosqueamento com alta amplitude e alguma variação geométrica e de tamanho.

A descrição da lâmina localizada nesse intervalo (X274,30m) indica esferulitos, que apresentam estrutura laminada e são compostos por esferulitos com dolomita e argila. A granulometria dos esferulitos varia entre grosso e muito grosso. O cimento dolomítico apresenta estrutura lamelar, e a porosidade é classificada como interelemento.

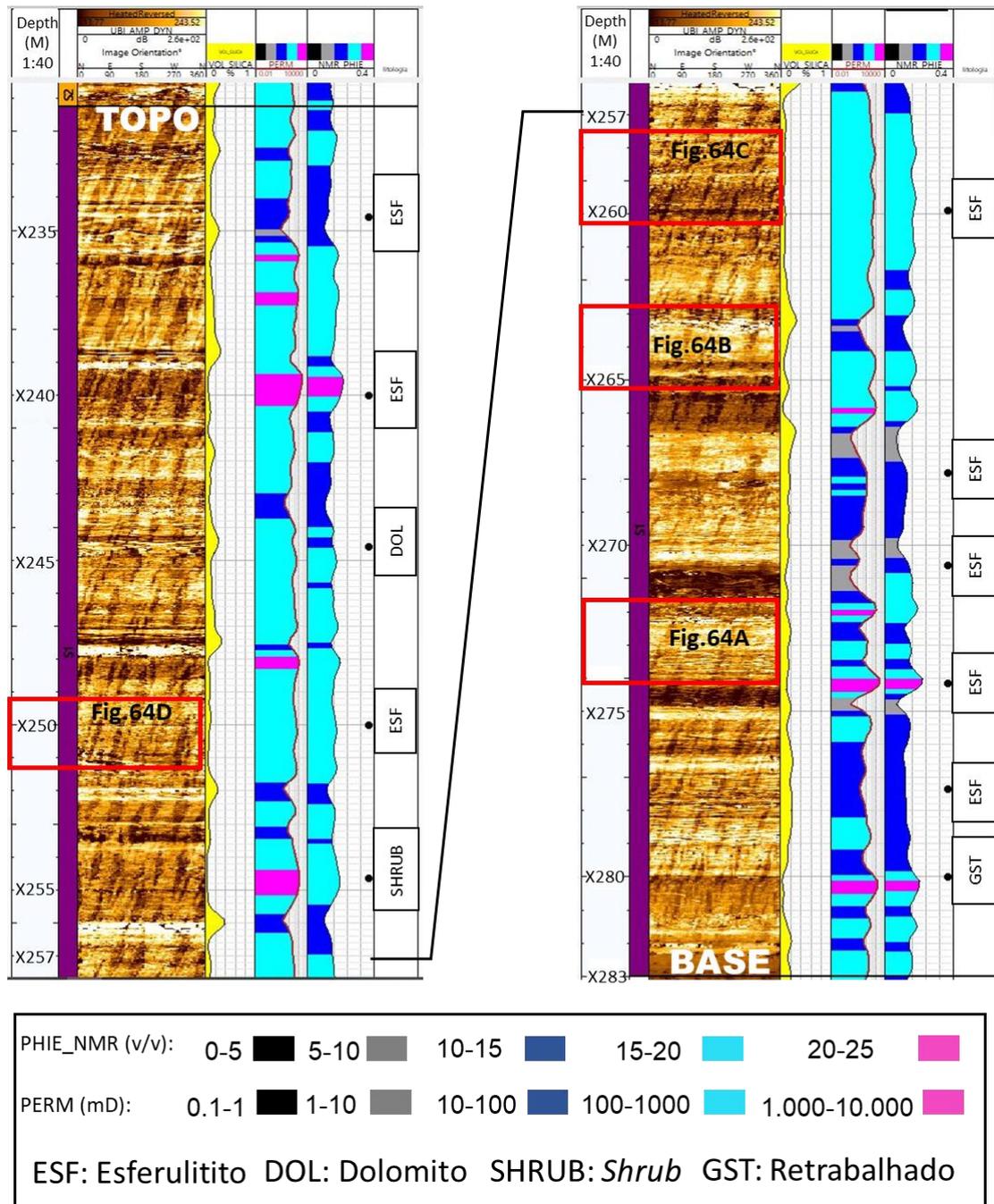


Figura 63: Intervalo S1. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 64.

A Figura 64B é caracterizada por alternância de camadas com baixa e alta amplitude. As camadas de baixa amplitude apresentam textura rugosa e manchas com alta amplitude de diferentes tamanhos interpretadas como intraclastos silicificados. É identificada alta ocorrência de porosidade visual, que

grada de milimétricos a centimétricos. As camadas com alta amplitude possuem aparência homogênea e ausência de estruturas. Ambas as camadas possuem limites bem definidos e aparente estratificação plano-paralela. Na porção medial ocorre predomínio de camadas silicificadas com baixa porosidade visual (X264m). As camadas nesse segmento apresentam mergulho mais acentuado que na Figura 64A. É observado um fraturamento limitado a algumas camadas silicificadas (X263,20m). A porção superior possui alta densidade de camadas com baixa espessura e amplitude variando de intermediário a escuro. A alternância de camadas é bem definida e há boa ocorrência de porosidade visual.

Quando comparada às Figura 64A e Figura 64B, a Figura 64C apresenta algumas diferenças. Os acamamentos se mostram irregulares, as senoides se mostram parciais ou mal definidas, apesar de os estratos indicarem plano-paralelismo. As camadas com baixa amplitude apresentam textura rugosa e alta ocorrência de porosidade visual, em alguns casos atingindo tamanhos decimétricos. Vale ressaltar que esse intervalo possui altos valores de porosidade e de permeabilidade (20 a 25 % e 100 a 1000 mD, respectivamente). As camadas com amplitude moderada a alta se mostram manchadas com diferentes geometrias e tamanhos, permitindo inferir que se tratam de intraclastos silicificados ou grãos oriundos de retrabalhados silicificados. Quanto à lâmina localizada na profundidade X260m, a litologia predominante é de esferulitos, compostos por esferulitos com dolomita. O cimento dolomítico apresenta estrutura lamelar. É importante destacar a presença de porosidade interpartícula e vugular.

A Figura 64D mostra, de forma predominante, maior heterogeneidade quando comparada aos demais segmentos ampliados, referentes à S1. Apesar de haver uma alternância de camadas, esta não é tão bem definida, caracterizada por senoides parciais ou acamamentos irregulares. É importante ressaltar a amplitude gradando de intermediária a alta. Na porção interior, há ocorrência de grandes poros centimétricos, indicando intensa dissolução. Esses poros são bordados por manchas de alta amplitude de diferentes tamanhos e geometria, que indicam grande atividade de silicificação, porém não o suficiente para preencher totalmente a porosidade consequente à dissolução. O restante

do segmento é caracterizado por manchas de alta amplitude em maior ocorrência. Essas manchas se mostram como pontos brilhantes de pequena granulometria e são associados à silicificação irregular, alguns intraclastos ou camadas de baixa espessura. A porosidade visual nessa porção do segmento é composta por poros centimétricos e milimétricos. Contudo, a partir da correlação com a permeabilidade, é possível inferir que haja uma boa interconexão entre esses poros. A descrição de lâmina localizada nesse intervalo (X250m) indica esferulititos, como litologia, compostos por esferulitos com dolomita. A imagem da lâmina corrobora a interpretação de intensa dissolução bordada por cimentação de quartzo, confirmando a geração de porosidade secundária, bem como a interconectividade de poros e o preenchimento parcial.

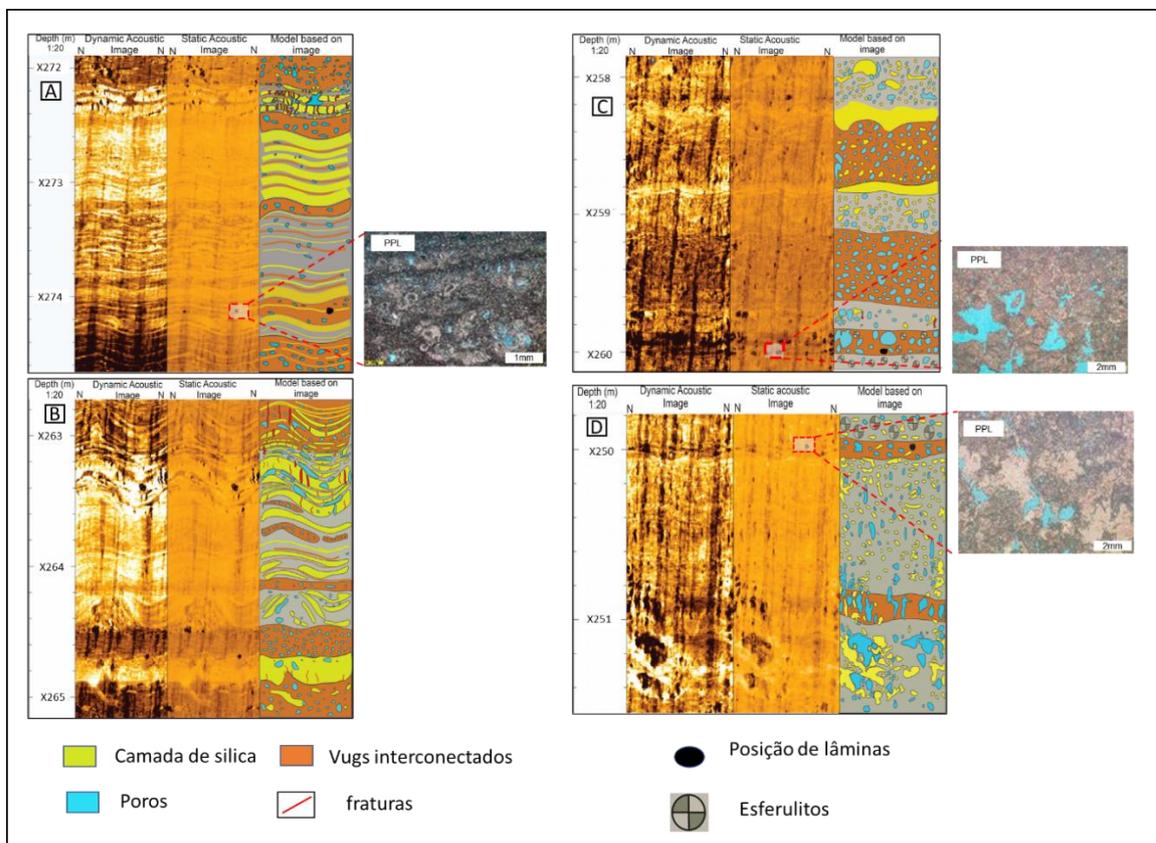


Figura 64: Segmentos ampliados do intervalo S1 e associação com lâminas, quando existentes.

Intervalo de sílica 2 (S2): (X208/X231,30m)

O intervalo de 23 metros é composto por valores baixos de raio gama, que variam de 25 a 60° API. O volume de sílica (média de 24,30%) apresenta pouca variação, indicando uma silicificação constante ao longo do intervalo. Somado ao comportamento apresentado pelo volume de dolomita, é possível identificar uma relação complementar destes com o volume de calcita. Apesar das relevantes médias de porosidade e permeabilidade (12,17% e 63,81mD), os valores mostram uma redução em relação aos observados em S1, em especial na permeabilidade. A distribuição T2 da RMN apresenta um aumento de mesoporosidade que é associada ao aumento de silicificação no intervalo. A descrição de lâminas aponta para a presença de cimento dolomítico e quartzítico, com pouca presença de finos. A litologia identificada é composta por *shrubs* e esferulitos (Figura 62).

A Figura 65 ilustra o perfil de imagem em conjunto com o volume de sílica e sua influência nas curvas de porosidade e de permeabilidade da RMN para S2. Apesar do comportamento mais uniforme do volume de sílica, é possível observar uma ligeira variação de valores. Novamente, os maiores valores de volume de sílica se apresentam correlacionados com os intervalos de perfil de imagem com maior amplitude. As profundidades com valores de volume de sílica menores se mostram correlacionáveis com baixos valores de amplitude do perfil de imagem. Além disso, alguns desses intervalos de baixa amplitude possuem manchas de alta amplitude, que podem ser interpretados como preenchimento parcial de sílica (X228,80m, X225,20m, X223m, X221,90m e X217,20m). É importante ressaltar que na profundidade X209,00m ocorre um aumento significativo do volume de sílica, em torno de 55%. Nessa profundidade, é possível observar uma maior frequência de fraturas, permitindo inferir um comportamento mais rúptil. Esse comportamento aparentemente é refletido em um discreto aumento de porosidade que atinge valores entre 10% e 15%. Contudo, a permeabilidade apresenta valores muito baixos (0,01mD a 1mD), indicando uma possível ausência de conectividade entre os poros.

Para esta seção foram selecionados três intervalos, que se encontram destacados em vermelho (Figura 65) de forma a favorecer a interpretação de

diferentes aspectos identificados no perfil de imagem, bem como sua correlação com a silicificação e seu impacto nas propriedades permoporosas.

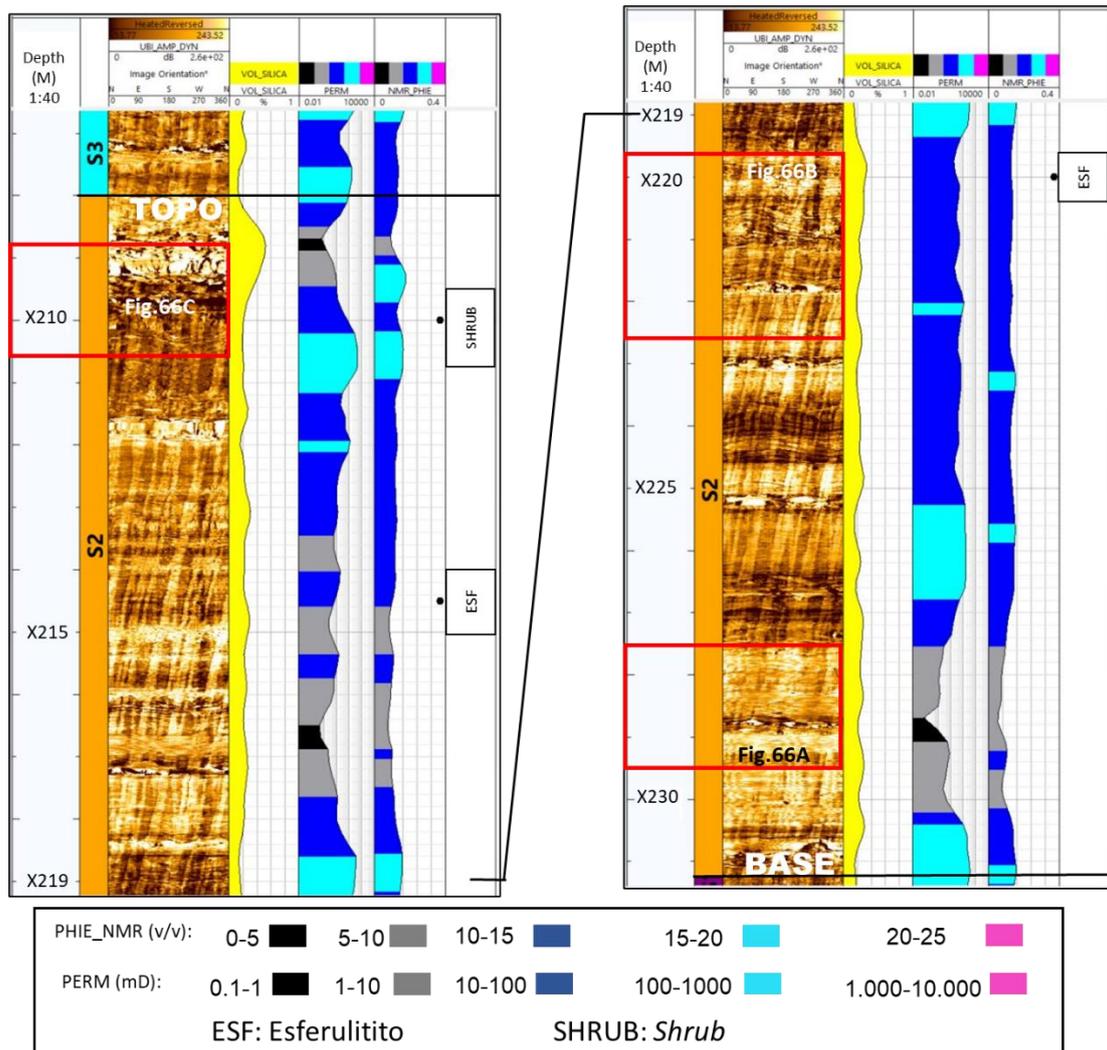


Figura 65: Intervalo S2. 1) Faixas: profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 66.

A Figura 66.A mostra, de uma maneira geral, amplitude média a alta, baixa rugosidade e um aspecto mais homogêneo. Os acamamentos são irregulares, com exceção de algumas senoides de baixa amplitude em torno da profundidade X228m. Algumas fraturas são observadas. O segmento apresenta baixíssima porosidade visual, corroborado pelos valores exibidos pelos perfis de porosidade e de permeabilidade. Há de se destacar que a profundidade X228,80 apresenta baixa amplitude com grandes manchas de alta amplitude e diferentes

geometrias, o que sugere inferir localmente uma maior dissolução seguido de preenchimento por sílica. Diferentemente das áreas vizinhas, o perfil de porosidade e de permeabilidade mostra uma redução de valores.

A Figura 66B é caracterizada pela intensa alternância de camadas de alta e de baixa amplitude. A porção inferior apresenta acamamentos irregulares, enquanto a porção medial apresenta senoides mais definidas e com mergulho mais expressivo. Por sua vez, a porção superior destaca camadas plano-paralelas. Há alta porosidade visual, que se apresenta correlata aos valores altos de porosidade e permeabilidade e com poucas variações. Vale destacar que a profundidade X221,80m mostra grandes poros decimétricos bordados por largas manchas de alta amplitude. Isso sugere intensa dissolução, com silicificação parcial preenchendo parcialmente os poros. Na profundidade X220m, foram observados baixos valores de amplitude, rugosidade alta, alta densidade de porosidade visual, além de algumas laminações bem definidas, com alguns pontos brilhantes de alta amplitude, sugerindo um intervalo caracterizado por *vugs* interconectados. Nessa profundidade a lâmina é descrita como esferulitos com dolomita, porosidade interpartículas e cimentação por quartzo.

A Figura 66C apresenta dois comportamentos bem distintos: um na porção inferior e outro na porção superior. A porção inferior é caracterizada por baixa a intermediária amplitude, com alta rugosidade e porosidade visual centimétrica a decimétrica, com notória conectividade. Nas bordas de alguns desses poros, é possível identificar pequenas manchas de alta amplitude, que denotam um processo de silicificação muito incipiente. Na porção superior há o predomínio de alta amplitude, marcado por intenso fraturamento. É possível identificar diferentes níveis de alargamento dentre essas fraturas, bem como uma relevante frequência de porosidade visual. Ao correlacionar o perfil de imagem com o volume de sílica, é possível afirmar um aumento da silicificação da base para o topo desse segmento, possivelmente implicando em maior fraturamento, o qual é refletido em valores altos de porosidade (15 a 20%). Porém, a porosidade não se mostra conectada na porção superior, uma vez que os valores de permeabilidade registrados variam de muito baixos a baixos (0,01 a 10 mD). Quanto à lâmina localizada na porosidade X210m, a litologia é

caracterizada por calcita fascicular (*shrubs*), apresentando textura fascicular óptica. Parte da porosidade interpartícula é preenchida por dolomita romboédrica, que em alguns casos mostra porosidade interelemento. É identificado o alargamento de algumas fraturas, em alguns casos, preenchidos, e em outros não. Além disso, ocorre cimentação por quartzo.

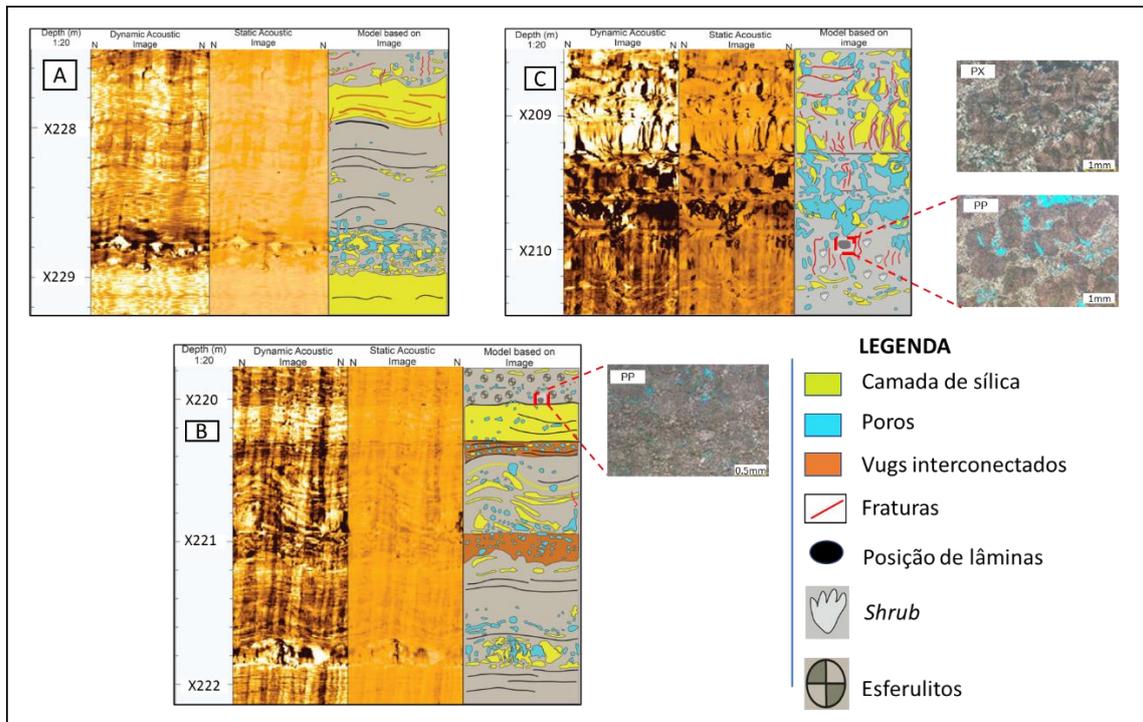


Figura 66: Segmentos ampliados do intervalo S2 e associação com lâminas, quando existentes.

Intervalo de sílica 3 (S3): (X136/X208m)

O intervalo de 72 metros é composto por valores intermediários de raio gama e apresenta a sua maior média (16,01). A curva de volume de sílica apresenta uma intensa alternância entre valores altos e baixos, (média de 26,30%). A alternância de valores no volume de sílica é observada de forma complementar pelos volumes de calcita e de dolomita. Este, por sua vez, é o menor registrado em toda a formação. De uma maneira geral, as curvas de porosidade e de permeabilidade apresentam menores valores na base do intervalo e aumentam para o topo. Apesar da redução da porosidade, quando comparado com S2, é possível identificar um aumento da permeabilidade, o que indica uma melhor conectividade entre poros (médias de 10,46% e 79,79 mD, respectivamente). A distribuição T2 do perfil RMN apresenta uma ligeira redução de mesoporos na porção superior do intervalo S3, que pode ser correlacionada

com a discreta tendência de redução de volume de sílica. Conseqüentemente, há um destacado aumento de porosidade e de permeabilidade, que atingem valores de 20 a 25% e 1.000 a 10.000 mD (Figura 62). É importante ressaltar que o volume de sílica na profundidade X185m atinge quase 80% e ainda assim apresenta altos valores de porosidade. A descrição de lâminas, nesse intervalo, ilustra uma maior caracterização litológica (esferulitos, silixito, dolomito, calcário cristalino, retrabalhados e *shrub*), além de cimento dolomítico e de quartzo. Também é observada a presença de porosidade vugular, que denota a frequente dissolução.

Quando analisado o perfil de imagem, em conjunto com o volume de sílica e sua influência nas curvas de porosidade e de permeabilidade para S3 (Figura 67), fica evidente a alternância de altos e de baixos valores de volume de sílica. Essa alternância é novamente identificada no perfil de imagem pela variação de valores de amplitude, e é possível apontar uma correlação tanto para os altos valores de amplitude e volume de sílica como para os baixos valores.

As profundidades X196m, X190m, X180m, X167m, X155m e X144m exemplificam o aumento de volume de sílica e de amplitude do perfil de imagem, associadas a menores valores de permeabilidade e de porosidade. Já as profundidades X182m, X165m, X159m, X154m, X145m, X141m e X138m exemplificam baixa amplitude e baixo volume de sílica, associados a altos valores de porosidade e de permeabilidade. Também é notado maior frequência de fraturamento em S3. É necessário destacar que o intervalo X172/X180m, caracterizado por valores muito baixos de porosidade e de permeabilidade, apresenta no perfil de imagem discreto *breakout*, podendo estar associado a intensa silicificação. Os polígonos vermelhos destacam quatro segmentos do intervalo, que estão ampliados e ilustrados na Figura 68.

A Figura 68A mostra textura de alta rugosidade, amplitude baixa a intermediária e alguns acamamentos regulares. É possível identificar um aumento da frequência de fraturas. Apesar de abertas, as fraturas apresentam extensão centimétrica. Há ocorrência de manchas e pontos de alta amplitude, com grande variação geométrica e granulométrica, associados à silicificação. Algumas camadas aparentemente silicificadas se mostram fraturadas,

possivelmente indicando tectonismo posterior. A concentração de porosidade visual é razoável, com valores regulares quando correlacionados ao perfil de porosidade (5 a 10%). Por sua vez, essa distribuição de poros não é traduzida em boa conectividade, uma vez que a permeabilidade registra valores baixos (0,01 a 10mD).

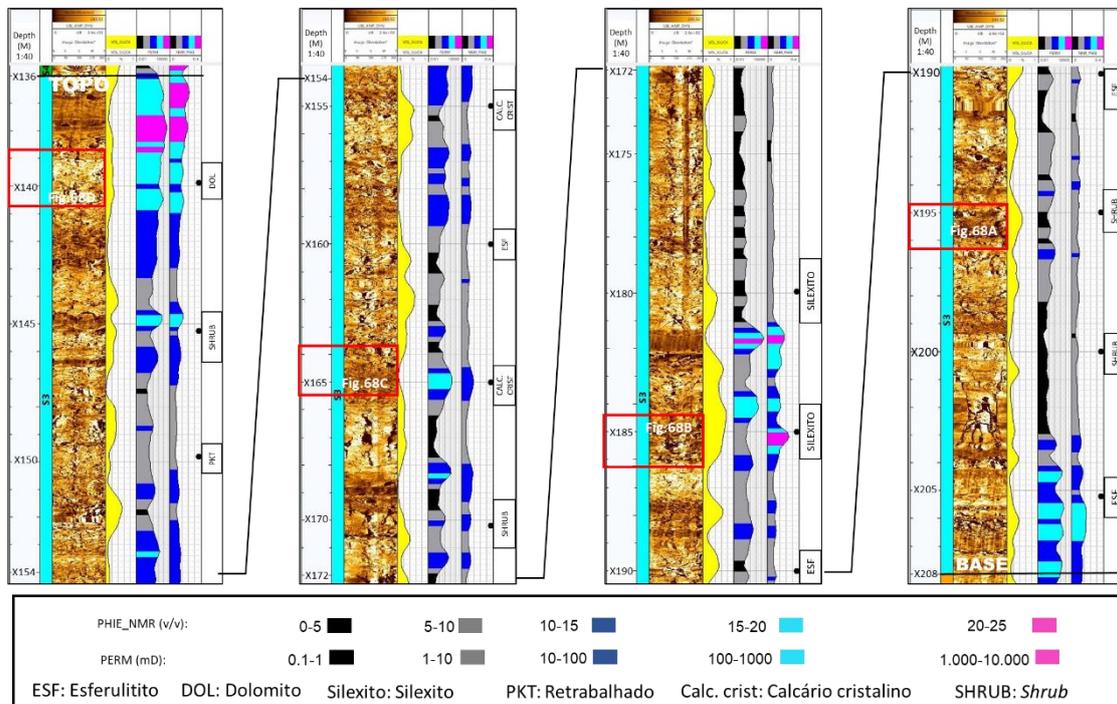


Figura 67: Intervalo S3. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 68..

Pela fotomicrografia da lâmina, posicionada em X195,20m, é identificado o predomínio litológico de *shrubs* com tamanhos de 0,2 a 0,5 cm, altura maior que largura e estrutura arborescente. Além disso, são observados pequenos romboedros de dolomita preenchendo porosidade interpartícula, bem como cimento de quartzo. É identificado algum nível de dissolução, bem como pequenas fraturas.

A Figura 68B apresenta um segmento caracterizado por alta rugosidade e amplitude intermediária. Os acamamentos estão dispostos de forma irregular, mas a porção superior apresenta senoides bem definidas com alto mergulho. O aspecto manchado de alta amplitude é identificado por geometria diversa e

tamanhos que variam de centimétricos a decimétricos. Essa alta amplitude reflete os valores crescentes do volume de sílica para o segmento, que variam de 40 a 78%. A porosidade visual do perfil de imagem se destaca pela quantidade e pela proporção, que aponta para uma intensa dissolução. Alguns poros são bordeados por manchas de alta permeabilidade, permitindo inferir um processo de silicificação, preenchendo parcialmente esses poros. É possível observar uma intensa densidade de fraturas centimétricas, algumas alargadas. A porosidade medida pelo perfil de RMN mostra que a porosidade varia de boa (10 a 15%) a excelente (20 a 25%), ao passo que a permeabilidade varia de baixa (1 a 10mD) a muito boa (100 a 1000mD).

A lâmina correlacionada à posição X185m possui silexito com estrutura particulada/granular, apresentando o quartzo como constituinte principal e o esferulito como secundário. É possível observar porosidade vugular e algumas fraturas alargadas ao longo da lâmina.

Na Figura 68C, é possível identificar dois comportamentos distintos: a porção inferior caracterizada por alta rugosidade, baixa amplitude, acamamentos regulares, apresentando baixo mergulho e boa porosidade visual e a porção superior apresenta amplitude entre intermediária e alta, baixa rugosidade e acamamentos irregulares, com senoides parcialmente mapeáveis. A porosidade e a permeabilidade se mostram maiores na porção inferior, permitindo inferir uma associação a *vugs* milimétricos interconectados. Por sua vez, a silicificação na porção superior se apresenta crescente e associada à menor porosidade e permeabilidade, apesar do maior fraturamento observado nessa porção.

A descrição de lâmina correlacionada à profundidade X165m é caracterizada por calcário cristalino com intensa porosidade vugular, apresentando cimentação de quartzo por franja. Vale ressaltar que os *vugs* se mostram conectados, o que pode corroborar os altos valores de permeabilidade e de porosidade na porção inferior do segmento.

O segmento ilustrado na Figura 68D apresenta amplitude variando de intermediária a alta, com baixa rugosidade e acamamentos regulares e irregulares. É possível destacar diferentes camadas silicificadas e fraturadas. A porosidade visual possui alta frequência, bem como diferentes tamanhos e

aparente conectividade, corroborado pelos altos valores apresentados pelas curvas de porosidade e de permeabilidade. Algumas estruturas apresentam concentração de porosidade. O segmento se mostra bastante fraturado, e essas fraturas possuem diferentes proporções. A descrição da lâmina para a posição X139,80m é caracterizada como dolomito. É observado estrutura laminar com intensa presença de porosidade vugular e interpartícula e cimentação de quartzo.

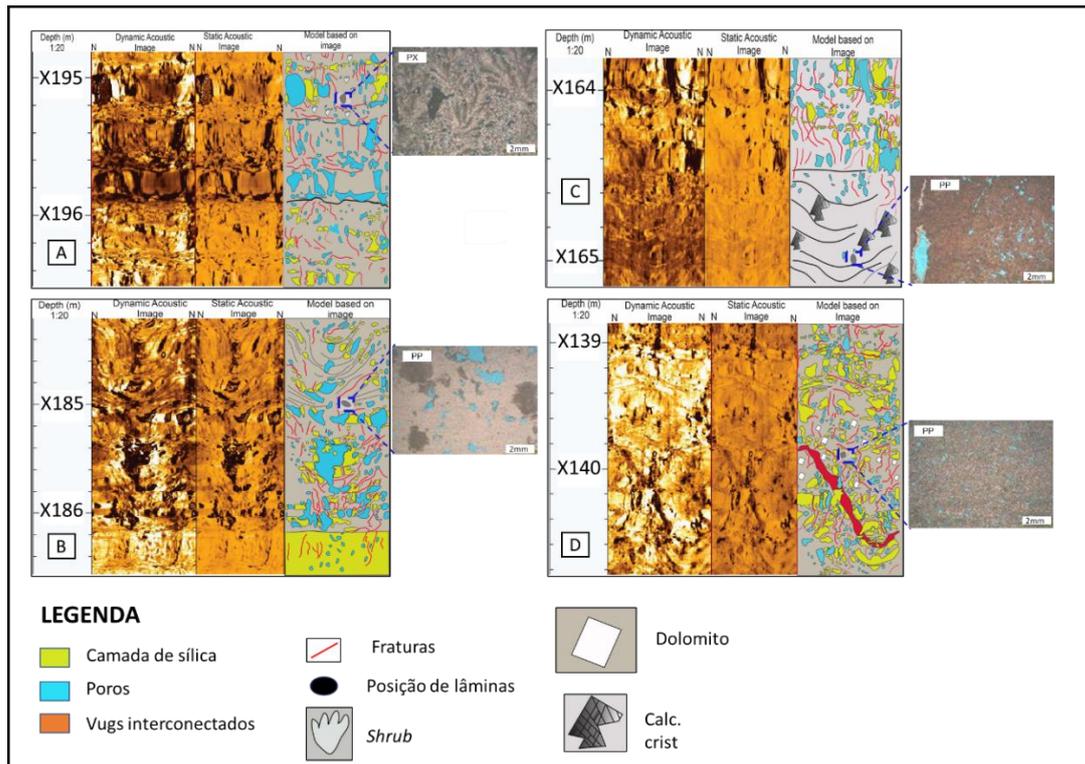


Figura 68: Segmentos ampliados do intervalo S3 e associação com lâminas, quando existentes.

Intervalo de sílica 4 (S4): (X052/X136m)

O intervalo de 84 metros marca a mudança da fase rifte para a *sag*, a partir da discordância Intra-Alagoas (X136m). A curva de raio gama mostra ligeira redução da base para o topo, indicando a redução da quantidade de partículas finas, possivelmente associado a um evento de raseamento. O intervalo é caracterizado pelo brusco aumento do volume de sílica e consequente redução proporcional do volume de calcita. A média do volume de sílica do intervalo é de 49,23%, o maior registrado em toda formação estudada. A distribuição T2 da RMN aponta para o aumento da mesoporosidade, de forma correlata ao aumento do volume de sílica. A porosidade possui média de 12%, valor maior que os intervalos adjacentes. Em alguns trechos, a variação é de 20 a 25%. Por outro lado, a permeabilidade apresenta a menor média dos intervalos (22,72 mD), indicando que a conectividade entre poros foi comprometida em relação ao demais intervalos, provavelmente pelos expressivos valores de volume de sílica. A descrição de lâminas apresenta cimentos de quartzo, com pouquíssima presença de finos. Quanto à litologia, verifica-se o predomínio de esferulitos, além de *shrubs*, dolomitos e uma maior recorrência de silexitos em relação aos outros intervalos (vale ressaltar que nesse trecho é observado uma correlação entre o expressivo aumento da sílica e a maior recorrência de silexitos), bem como a presença de *vugs* (Figura 62).

A análise do perfil de imagem, em conjunto com o volume de sílica e sua influência nas curvas de porosidade e de permeabilidade da RMN, para S4 (Figura 69), mostra que, diferentemente dos outros intervalos, é notado um predomínio de alta amplitude no perfil de imagem, apesar da alternância de camadas de alta e de baixa amplitude. Também é observado um intenso fraturamento. Algumas dessas fraturas se apresentam bem definidas e abertas, favorecendo o aumento da porosidade. As profundidades (X135m, X121m, X111m, X096m e X072m) exemplificam um comportamento caracterizado por alto volume de sílica, porosidade variando entre 20 a 25% e baixos valores de permeabilidade (não maiores que 10mD). Um comportamento diferente foi identificado na profundidade X133m, X098m, e X092m caracterizado por altos volumes de sílica e valores muito altos de porosidade e permeabilidade. Um terceiro comportamento identificado é caracterizado por alto volume de sílica,

baixos valores de permeabilidade e valores regulares de porosidade exemplificados nas profundidades X127m, X123m, X094m e X061m. Finalmente, o último comportamento é caracterizado por baixo volume de sílica, altos valores de porosidade e de permeabilidade, exemplificados nas profundidades X112m, X110m, X071m e X052m. Os polígonos vermelhos destacam quatro trechos do intervalo, que estão ampliados e ilustrados na Figura 70.

A Figura 70A é caracterizada por alta rugosidade, baixa amplitude e intenso fraturamento que obliteram identificação de acamamentos. O fraturamento no intervalo é identificado por diversas senoides completas, de baixa amplitude, que denotam sua abertura. A expressiva largura dessas fraturas merece destaque. Em alguns casos, as fraturas atingem alguns centímetros de largura, o que impacta positivamente a porosidade, que atinge valores de 20 a 25%, de acordo com a curva de porosidade. Por outro lado, a permeabilidade no segmento apresenta valores baixos a moderados, não superiores a 10mD. É identificada manchas de diferentes geometrias e tamanhos, bem como as bordas dos poros apresentando alta amplitude, denotando uma silicificação que possivelmente comprometeu a permeabilidade. A descrição de lâmina, localizada na profundidade X135m, é definida como dolomita com cimento de quartzo e apresenta fraturas abertas e alargadas, permitindo a correlação com o comportamento identificado nos perfis de imagem.

A Figura 70B ilustra um segmento com amplitude intermediária a alta com baixa rugosidade, relativa homogeneidade e acamamentos irregulares. O segmento é atravessado por diversas fraturas de alto ângulo, dispostas de forma regular, apresentando senoides bem definidas. Em alguns casos, essas fraturas possuem porosidade visual disposta de forma semelhante a lineamentos dentro da própria fratura. Algumas fraturas são contornadas por grandes manchas de alta amplitude, denotando a ocorrência de silicificação. A porosidade e a permeabilidade no segmento apresenta valores altos, corroborando a conectividade de poros, bem como sua relevante frequência.

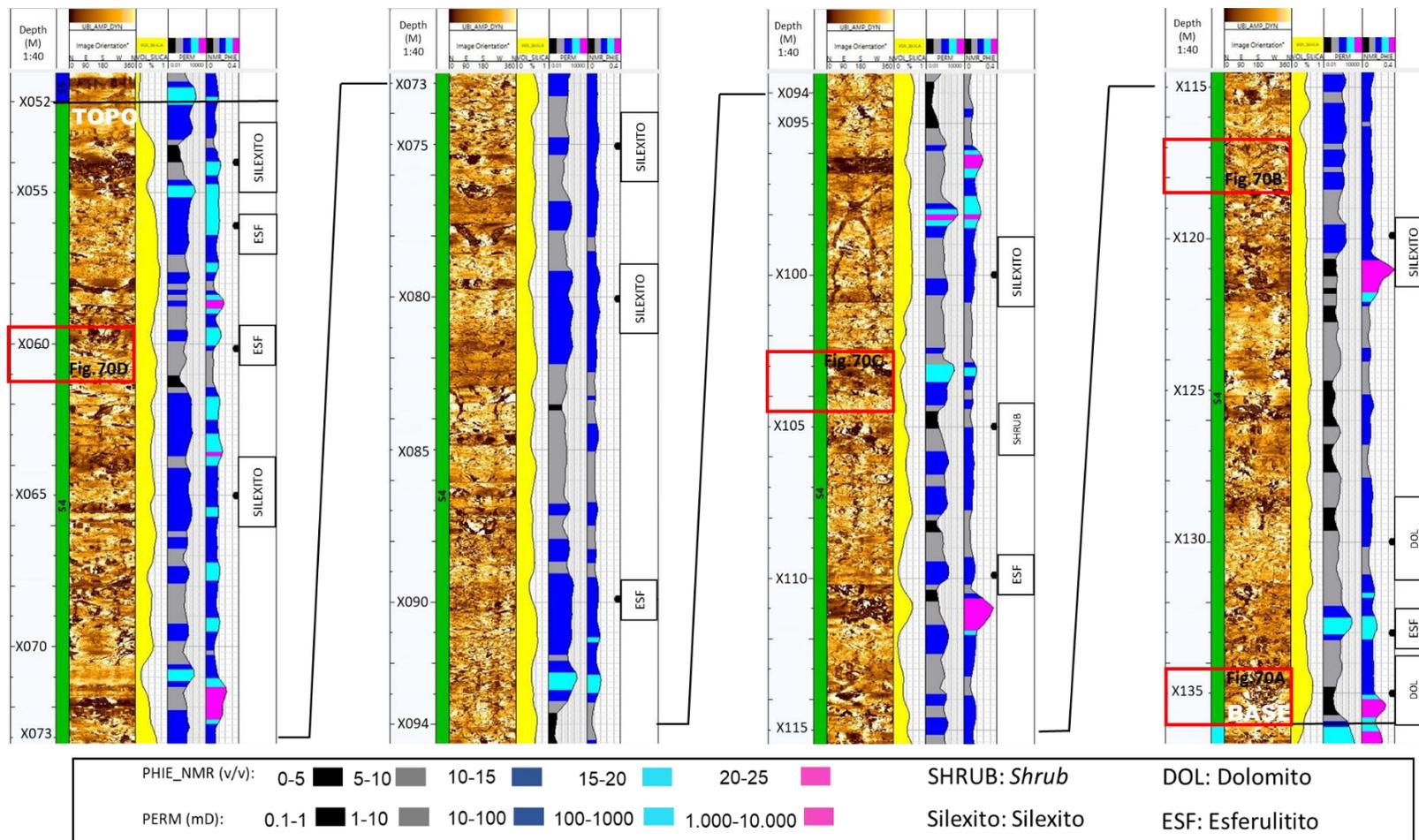


Figura 69: intervalo S4. 1) Faixas: profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na figura 5.12.

A Figura 70C possui, na porção basal, alta amplitude, baixa rugosidade e acamamento irregulares. A alta amplitude é caracterizada por manchas de diferentes tamanhos e geometrias com alguma porosidade visual, além de alta frequência de fraturas com alguns centímetros de extensão. Por sua vez, a porção medial do segmento apresenta alta rugosidade, baixa amplitude, acamamentos irregulares com senoides parciais. Também se observa um aspecto de desenvolvimento verticalizado. Nessa porção do segmento, é identificado grandes (decimétricas) manchas de baixíssima amplitude, que podem ser associados a produto de dissolução. Além disso, também são notadas diversas fraturas, bem como algumas manchas de diferentes tamanhos e geometria com alta amplitude. Algumas dessas manchas contornam os poros de dissolução, indicando um preenchimento incipiente, resultado de silicificação. Diferentemente das duas porções descritas neste segmento, a porção superior é caracterizada por alta amplitude, com aparência homogênea e ausência de camadas internas. Apesar da aparente ausência de estruturas, é observado um par de fraturas verticais paralelas com distância angular de aproximados 180° . Apesar da discreta largura, aparenta se tratar de estruturas do tipo *breakout*. A alta amplitude pode implicar em intensa silicificação ou cimentação.

Os diferentes comportamentos observados ao longo do segmento são refletidos no volume de sílica, sendo maior na porção basal, seguido de uma redução na porção medial e apresentando incremento na porção superior. Assim sendo, os perfis de porosidade e de permeabilidade se comportam de forma correlata ao comportamento observado no perfil de imagem: valores mais altos na porção medial em relação ao basal, seguido de redução na porção superior. A descrição de lâmina aponta para litologia caracterizada como *shrub*, em que a altura é maior que a largura e a estrutura se mostra arborescente. É observado algum nível de dissolução e fraturamento, parcialmente preenchido por quartzo. Esse preenchimento é caracterizado por microquartzo e calcedônia em poro interelemento, além de quartzo de tamanho muito grosso.

A Figura 70D é caracterizada por alta amplitude, baixa rugosidade, com acamamentos irregulares e fraturas com diferentes orientações. A porção inferior apresenta maior homogeneidade, apesar de possuir fraturas abertas com diferentes larguras, também é observada baixa porosidade visual, corroborada

pelos baixos valores registrados pela porosidade da RMN. Na porção superior, há um aumento brusco da porosidade visual, denotando intensa dissolução. Os acamamentos se mostram irregulares e com incremento no mergulho. A porção apresenta manchas de alta amplitude contornando os poros, indicando preenchimento parcial. O aumento da porosidade visual é refletido pelos altos valores de porosidade medida pela curva de RMN. A descrição de lâmina, localizada na profundidade X060,40m, apresenta esferulítico como litologia principal, porém é observada intensa cimentação de quartzo e calcedônia preenchendo os poros e alguns *vugs* aparentemente isolados.

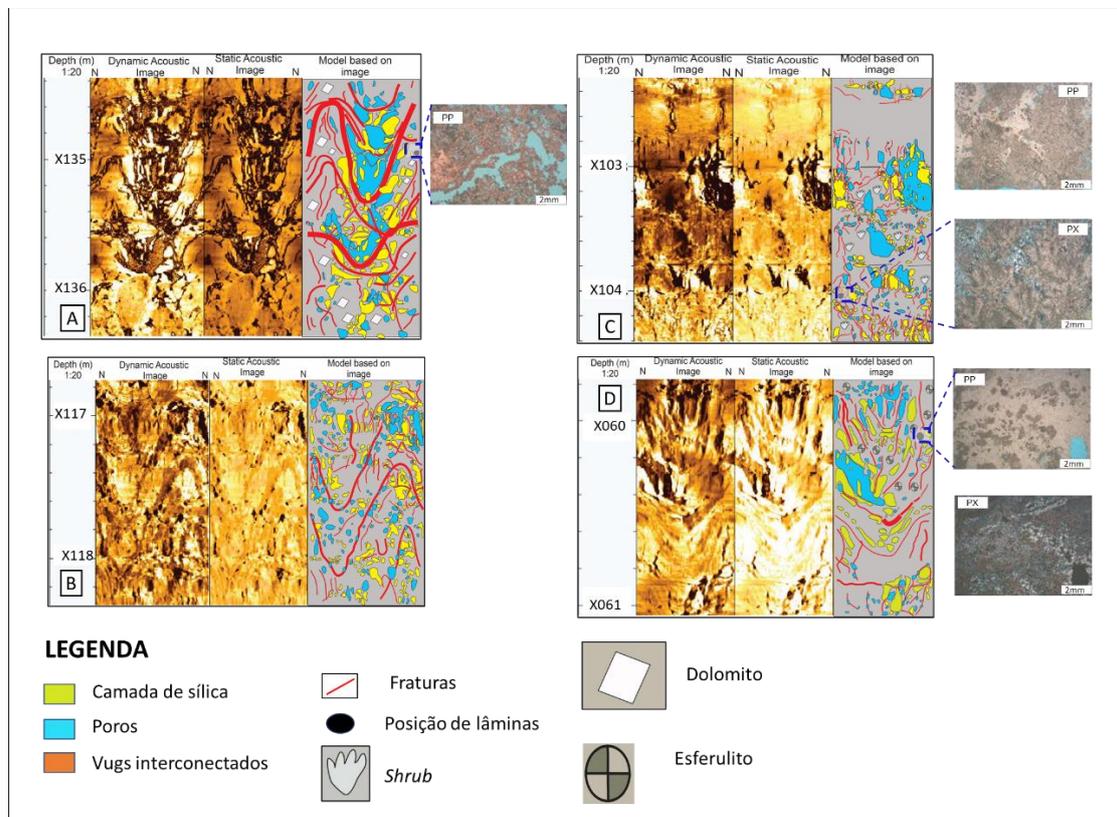


Figura 70: Segmentos ampliados do intervalo S4 e associação com lâminas, quando existentes.

Intervalo de sílica 5 (S5): (X001/X052m)

O intervalo 5 de 51 metros encerra a análise da Formação Barra Velha, neste poço A curva de raio gama apresenta os menores valores de toda a formação, possivelmente associado a um aumento de energia durante a deposição. A porção superior mostra uma feição particular de pulsos, caracterizada por uma série de nove picos bem definidos. Essa feição é conhecida como Marco Lula (Wright & Barnett, 2017a; Neves *et al.*, 2019; Wright,

2020) e é interpretada como episódios curtos e intensos de variação do nível do lago. Vale ressaltar que tal feição é observada em diferentes poços da Bacia de Santos, indicando seu caráter regional. O intervalo é caracterizado pela brusca redução do volume de sílica (média de 12,25%) e consequente redução do volume de calcita. Entretanto, é necessário observar a tendência de aumento registrada pelo volume de dolomita, possivelmente associada à desestabilização de argilas magnesianas e consequente contribuição de magnésio. A distribuição T2 da RMN se apresenta mais uniforme à direita do *cutoff*, denotando maior quantidade de fluido livre. Isso é refletido nos melhores valores de permeabilidade (média de 101,53mD). A descrição de lâminas aponta para cimentos de quartzo e dolomítico, com litologia predominantemente caracterizada por retrabalhados, além de *shrubs* e esferulitos. Também é observada a presença de porosidade vugular (Figura 71).

A análise do perfil de imagem, em conjunto com o volume de sílica e sua influência nas curvas de porosidade e de permeabilidade da RMN, para S5 (Figura 71), aponta para a alternância de camadas de alta e baixa amplitude nos perfis de imagem, volume de sílica baixo, bem como altos valores de permeabilidade e de porosidade. Um comportamento observado que merece destaque está exemplificado nas profundidades X050m, X031m, X027m, X011m, caracterizado por discreto aumento de volume de sílica, em relação a suas áreas adjacentes, baixos valores de permeabilidade e de porosidade e formação de estruturas do tipo *breakout* no perfil de imagem. Os polígonos vermelhos destacam quatro trechos do intervalo, que estão ampliados e ilustrados na Figura 72.

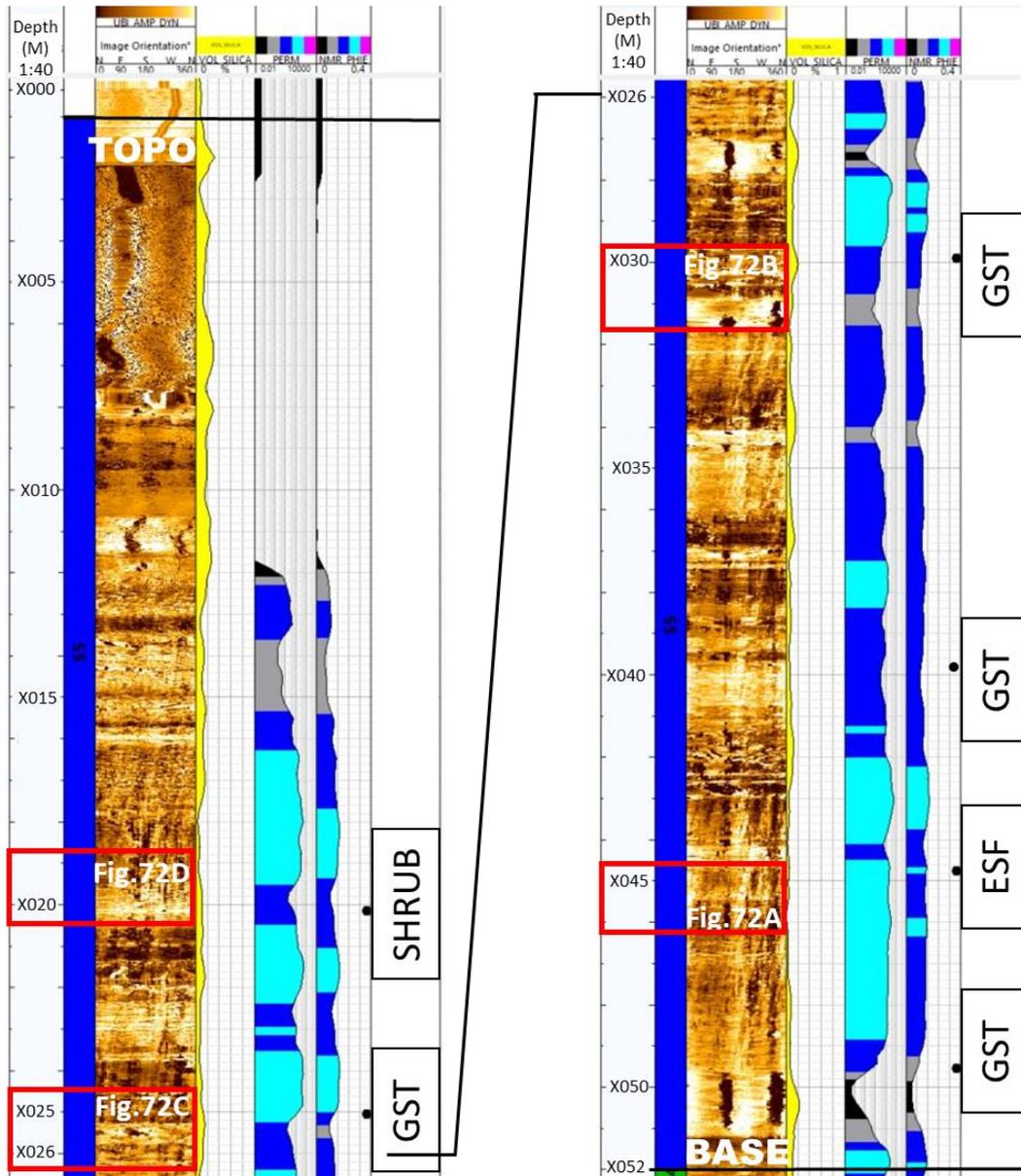


Figura 71: Intervalo S5. Faixas: 1) profundidade; 2) intervalo de sílica; 3) perfil de imagem acústico (UBI_AMP_DYN); 4) volume de sílica (SÍLICA_VOL); 5) permeabilidade (PERM); 6) porosidade efetiva (NMR_PHIE) e posição de lâminas; 7) litologia. Os quadrados vermelhos mostram segmentos que estão ampliados na Figura 72.

A Figura 72A é caracterizada por alternância de camadas com baixa amplitude, textura rugosa, manchas com alta amplitude de diferentes tamanhos, que aparentam ser intraclastos silicificados, e camadas com alta amplitude, de aparência homogênea. Sua altitude aponta para estratificação plano-paralela ou baixo ângulo. É identificado alta ocorrência de porosidade visual que grada de milimétrico a centimétrico. É importante ressaltar que há uma fratura de alto ângulo e baixa espessura parcialmente aberta que atravessa diversas camadas de forma bem definida, além de outras fraturas de menor extensão. Na descrição da lâmina localizada na profundidade X044,80m, é caracterizada como esferulítico com dolomita, apresentando estrutura laminada a granular, além de cimentação por quartzo. São observadas algumas fraturas bem definidas, além de porosidade vugular.

A Figura 72B é caracterizada, em sua porção inferior, por alta amplitude, aparência homogênea e ausência de camadas internas, além de baixa porosidade visual e uma sutil rugosidade associada à parede do poço pela presença de *breakout*. O restante do segmento é caracterizado por alternância bem definida entre camadas de baixa e de alta amplitude. As camadas de baixa amplitude possuem alta rugosidade. O acamamento é irregular e mostra alta quantidade de porosidade visual de diferentes tamanhos aumentados pelo grau de dissolução. Por sua vez, as camadas com alta amplitude possuem baixa rugosidade e são mais homogêneas. Os acamamentos, apesar de mais regulares, possuem fraturas bem definidas, o que denota preenchimento por sílica, seguido de fraturamento. Os altos valores de porosidade e de permeabilidade permitem inferir uma boa conectividade entre os poros, bem como uma boa distribuição deles. A descrição de lâmina posicionada na profundidade X029,90m aponta para uma litologia definida por retrabalhados, apresentando estrutura granular, moderadamente selecionada e contato côncavo-convexo, que permite inferir a compactação mecânica. A composição do arcabouço é principalmente formada por intraclastos, seguido de fragmentos de silixito. Além disso, a cimentação é de quartzo com textura blocosa. A porosidade observada é interpartícula.

A Figura 72C mostra a alternância entre camadas de alta e de moderada amplitude com diferentes espessuras. Os acamamentos se mostram plano-

paralelos ou com baixo ângulo. Os contatos entre as camadas são bruscos. Também é notado porosidade visual de diferentes tamanhos nas camadas com alta e baixa amplitude. Algumas fraturas são observadas na porção inferior. Por sua vez, não foram observadas fraturas na porção superior. Entretanto, é observado manchas de diferentes tamanhos e geometrias de alta amplitude, que podem indicar presença de intraclastos e/ ou retrabalhados silicificados. A descrição de lâmina localizada na profundidade X025m mostra litologia caracterizada por retrabalhados com estrutura granular, moderadamente selecionada e contato pontual. A composição do arca-bouço é principalmente formada por intraclastos. A cimentação é composta por dolomita com textura em franja nos poros interpartículas e cimento de quartzo com textura blocosa em poro interpartícula.

A Figura 72D apresenta alta densidade de camadas com baixa espessura e alternância de amplitude entre moderada a alta na porção inferior. Os acamamentos são bem definidos, com mergulho de baixo a moderado. Na porção superior, a densidade de camadas diminui e a amplitude passa a alternar entre moderada a baixa. Por sua vez, os acamamentos mantêm a mesma orientação da porção inferior, porém são irregulares, com senoides incompletas. A porosidade visual apresenta pouca variação quanto ao tamanho e quantidade razoável. Quanto à descrição da lâmina localizada na posição X020,90m, a litologia é definida como *shrub*, apresentando estrutura arborescente. É observado a cimentação de dolomita em poro interelemento. Também é notado cimentação preenchendo poros vulgares e interpartículas. Vale ressaltar a intensa dissolução, permitindo a geração de porosidade secundária, além de interconectividade dos poros, corroborando altos valores de porosidade e de permeabilidade.

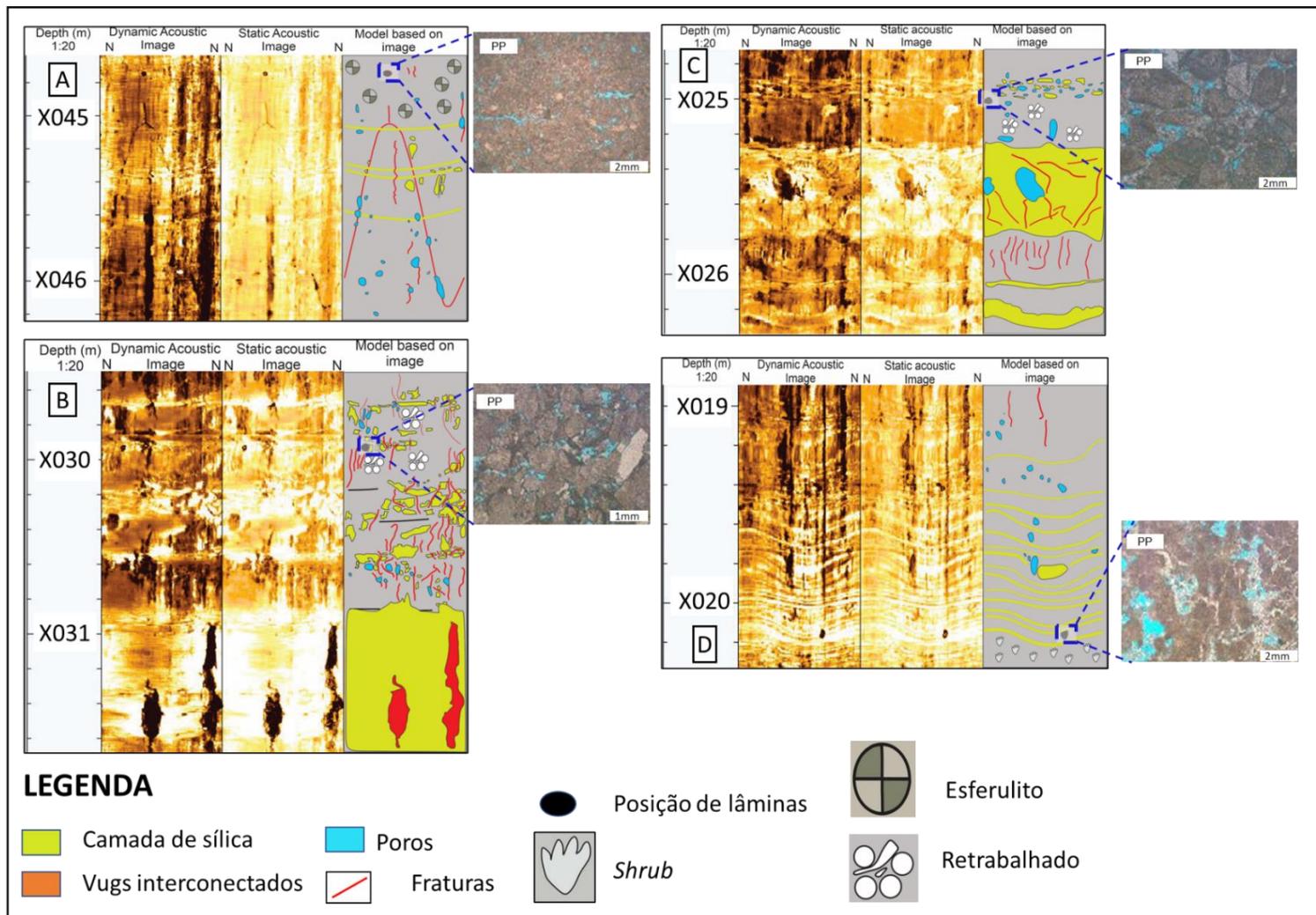


Figura 72: Segmentos ampliados do intervalo S5 e associação com lâminas, quando existentes.

5.1.2. Análise quantitativa (Poço A)

A análise quantitativa foi feita para os diferentes intervalos de sílica da Formação Barra Velha, levando em consideração as médias e medianas de diferentes perfis geofísicos utilizados na análise qualitativa. Dessa forma, foi quantificado diferentes propriedades-reservatório e identificado sua influência na porosidade e permeabilidade. O uso de gráficos 2D (*crossplots*) permitiu identificar separações a partir de diferentes características dos intervalos de sílica. Para o estudo, foram utilizados os *crossplots* (Figura 73, 74 e 75): (i) volume de calcita *versus* volume de sílica; (ii) sônico *versus* densidade; e (iii) impedância-P *versus* volume de sílica.

Volume de Calcita versus Volume de Sílica

A Figura 73 ilustra o gráfico 2D com os volumes de sílica e calcita para a Formação Barra Velha. Uma tendência linear é bem definida, caracterizada pelo aumento de um volume e redução do outro. Isso permite inferir uma relação linear entre os volumes apresentados. Ou seja, a precipitação da sílica aparenta estar diretamente associada à redução do volume de calcita. A Figura 73A foi colorida a partir dos intervalos de sílica, previamente apresentados. Com isso, podemos identificar nuvens de pontos que podem ser associadas aos intervalos S2, S3 e S4 (Figura 73B). Não é possível estabelecer limites que permitissem individualizar os intervalos S1 e S5, uma vez que ambos os intervalos possuem valores próximos para os dois volumes analisados neste gráfico. O volume de sílica no intervalo S4 é maior do que nos demais intervalos. O intervalo S3 apresenta a maior distribuição linear, que pode ser associado à expressiva alternância de valores de volume de sílica observado nesse intervalo. O intervalo S2, por sua vez, mostra a nuvem de pontos mais compacta de todos os intervalos. Essa distribuição pode corroborar o comportamento mais uniforme observado da curva de volume de sílica.

Quando colorido pela porosidade efetiva da RMN (Figura 73C), é identificado valores altos e muitos altos para os intervalos S1 e S5. Também fica evidente o predomínio de valores medianos para intervalo S3. Vale destacar que o intervalo S4, apesar de possuir valores altos para o volume de sílica, também apresenta variação de valores medianos a excelentes de porosidade, que podem

estar associados ao intenso fraturamento do intervalo, identificado pelo perfil de imagem.

Por sua vez, ao colorir o gráfico pela permeabilidade (Figura 73D), foi possível associar a redução desta decorrente da silicificação em S4, que, apesar de apresentar valores altos de permeabilidade, fica evidente uma maior frequência de valores baixos a moderados. A alta frequência de valores baixos em S3 também pode ser identificada pela nuvem de pontos. Em contrapartida, as regiões identificadas como S1 e S5 apresenta os melhores valores de permeabilidade, caracterizando uma boa interconectividade dos poros.

A Figura 73E foi colorida a partir do volume de dolomita. Com isso, uma variação quantitativa de forma ortogonal a tendência observada no gráfico é observada. Conforme se reduz, simultaneamente, os volumes de sílica e de calcita, ocorre um aumento gradual do volume de dolomita.

Sônico versus densidade

Ao analisar o gráfico sônico (DTCO) *versus* RHOB (Figura 74), é importante destacar uma tendência bem definida, caracterizada pela redução de DTCO e aumento de RHOB. O gráfico, quando colorido pelos intervalos de sílica, permite destacar as regiões de S1, S2, S3 e S4 (Figura 74A e Figura 74B). Apesar de haver uma superposição das nuvens de pontos relativas a S2 e S5, os dados de S2 se mostram mais compactos, facilitando sua caracterização e representando uma maior homogeneidade. O intervalo S3 apresenta valores de DTCO mais baixos e valores de RHOB mais alto que os demais intervalos e podem indicar maior compactação. A nuvem de pontos que indica o intervalo S4 apresenta redução de valores de RHOB quando comparado aos intervalos S2 e S3. Isso pode ter relação com a maior quantidade de fraturamento observado no intervalo S3. A nuvem de pontos caracterizada como S5 apresenta valores de densidade mais baixos e maiores valores de DTCO. Isso pode indicar menor coesão do pacote litológico, uma vez que este apresenta uma notória redução da quantidade de fraturas quando comparado com o intervalo S4.

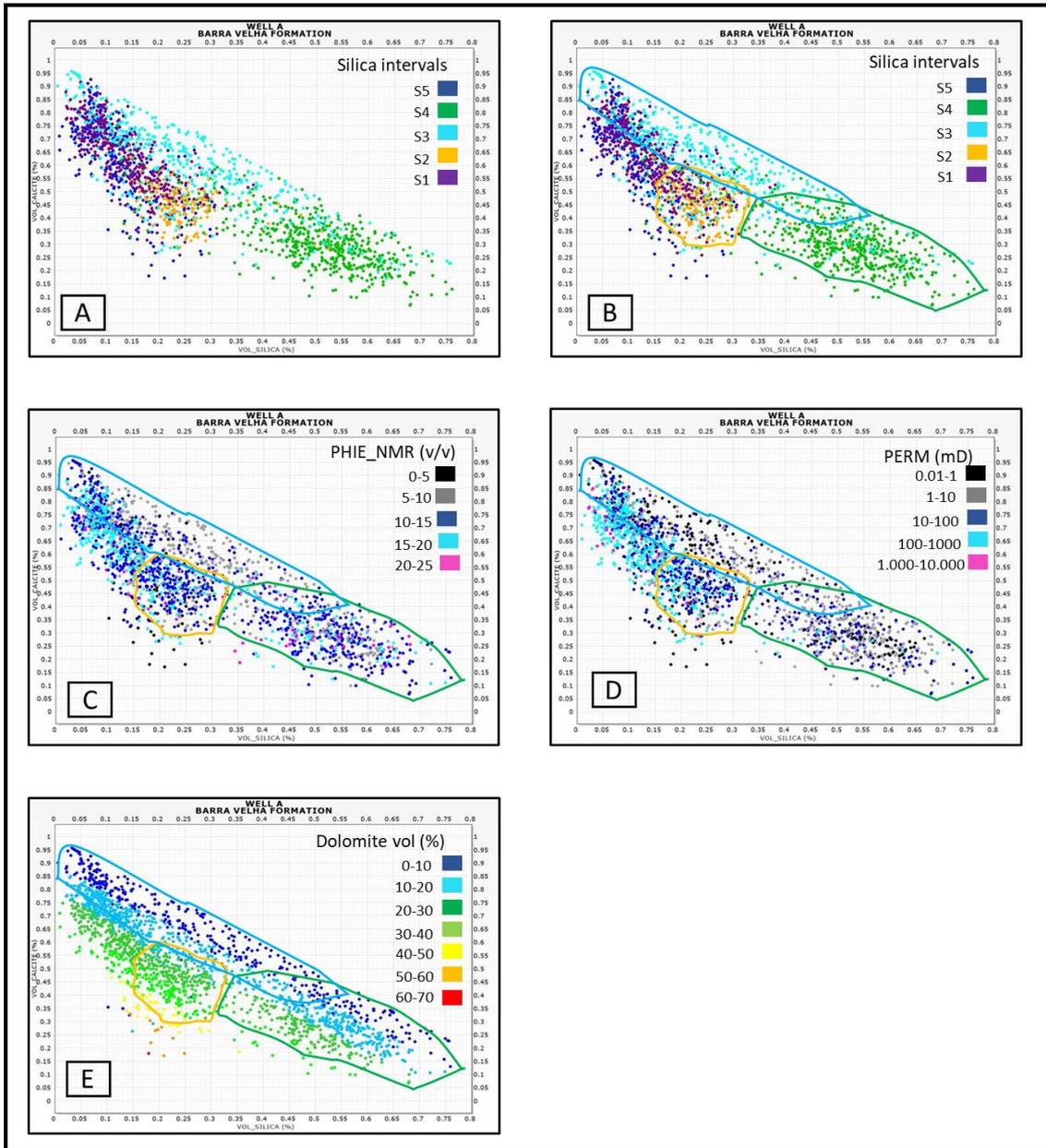


Figura 73: Gráfico 2D a partir dos volumes de calcita e de sílica para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) Contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade; E) intervalos de contorno e caracterização do volume de dolomita.

Ao colorir o gráfico a partir dos valores de porosidade e de permeabilidade (Figura 74C e Figura 74D, respectivamente), observamos tendências semelhantes para essas duas propriedades nos comportamentos observados nos intervalos S2, S3 e S5. O intervalo S3 apresenta valores baixos a moderados de porosidade e de permeabilidade. O intervalo S2 mostra valores altos e muito altos, e o intervalo S5 é caracterizado por valores muito altos e excelentes

dessas propriedades. É importante destacar que, à medida que a densidade diminui, a vagarosidade (medida pela DTCO) aumenta, corroborado pelo aumento da porosidade. Contudo, o intervalo S4 apresenta valores altos para porosidade e baixos para permeabilidade.

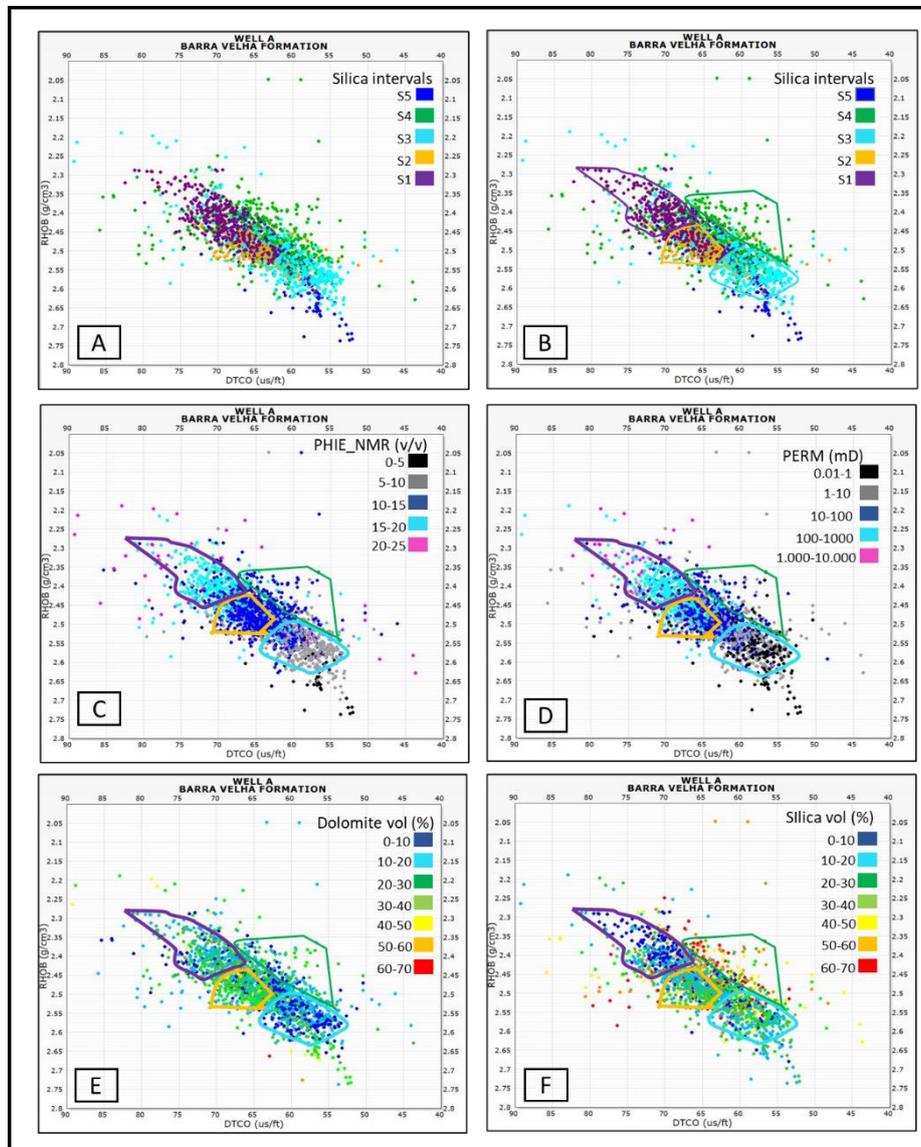


Figura 74: Gráfico 2D a partir dos perfis geofísicos de densidade (RHOB) e sônico (DTCO) para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade; E) intervalos de contorno e caracterização do volume de dolomita; F) intervalos de contorno e caracterização do volume de sílica.

A Figura 74E ilustra o gráfico colorido pelo volume de dolomita. É possível destacar menores valores para o intervalo S3, ao passo que o S2 apresenta os maiores valores. Contudo, de uma maneira geral, nos intervalos S2, S4 e S5 predomina o volume de dolomita em uma faixa de 20 a 30%, enquanto no S3 predominam valores de 0 a 10%. Por sua vez, a Figura 74F mostra o gráfico colorido a partir do volume de sílica. Vale destacar que os maiores percentuais estão associados a S4, ao passo que os menores percentuais apontam para o intervalo S1.

Impedância-P *versus* volume de sílica

A Figura 75 ilustra o gráfico volume de sílica (*vol_silica*) *versus* impedância acústica (*P_impedance*). É notado que os dados, nesse gráfico, se apresentam mais pulverizados quando comparados aos dois gráficos analisados anteriormente. Contudo, ao ser colorido pelos intervalos de sílica ficam evidentes limites bem definidos, principalmente para os intervalos S1, S2 e S4. Já os intervalos S3 e S5 não apresentam limites tão delineados (Figura 75A e Figura 75B). Este gráfico destaca o maior volume de sílica observado no intervalo S4, enquanto os demais intervalos apresentam valores mais discretos.

Ao colorir o gráfico pelos valores de porosidade (Figura 75C), é identificado uma relação inversa entre porosidade e impedância acústica. Os maiores valores de porosidade estão associados a menores valores de impedância. Ou seja, conforme se observa o aumento de impedância, ocorre redução de porosidade, o que permite estabelecer regiões de porosidade bem definidas para os intervalos de sílica S1, S2 e uma região mista para os intervalos S3 e S5. O intervalo S4, além de maior volume de sílica, apresenta uma grande variação dos valores de impedância acústica (8,5 a 14Mpa.s/m), que pode ser associado a uma maior variação da vagarosidade (DTCO). Pela nuvem de pontos ilustrada no intervalo S4, é possível corroborar a variação de porosidade (moderada a excelente) como provável consequência do intenso fraturamento.

Quando o gráfico é colorido pela permeabilidade (Figura 75D), a mesma relação inversa com a porosidade é observada. O aumento da impedância acústica reflete redução de permeabilidade. Isso é bem observado nos intervalos S1, S2 e na região mista de S3 e S5. A região S4 também mostra uma expressiva

variação de permeabilidade, porém com predomínio de valores baixos a moderados.

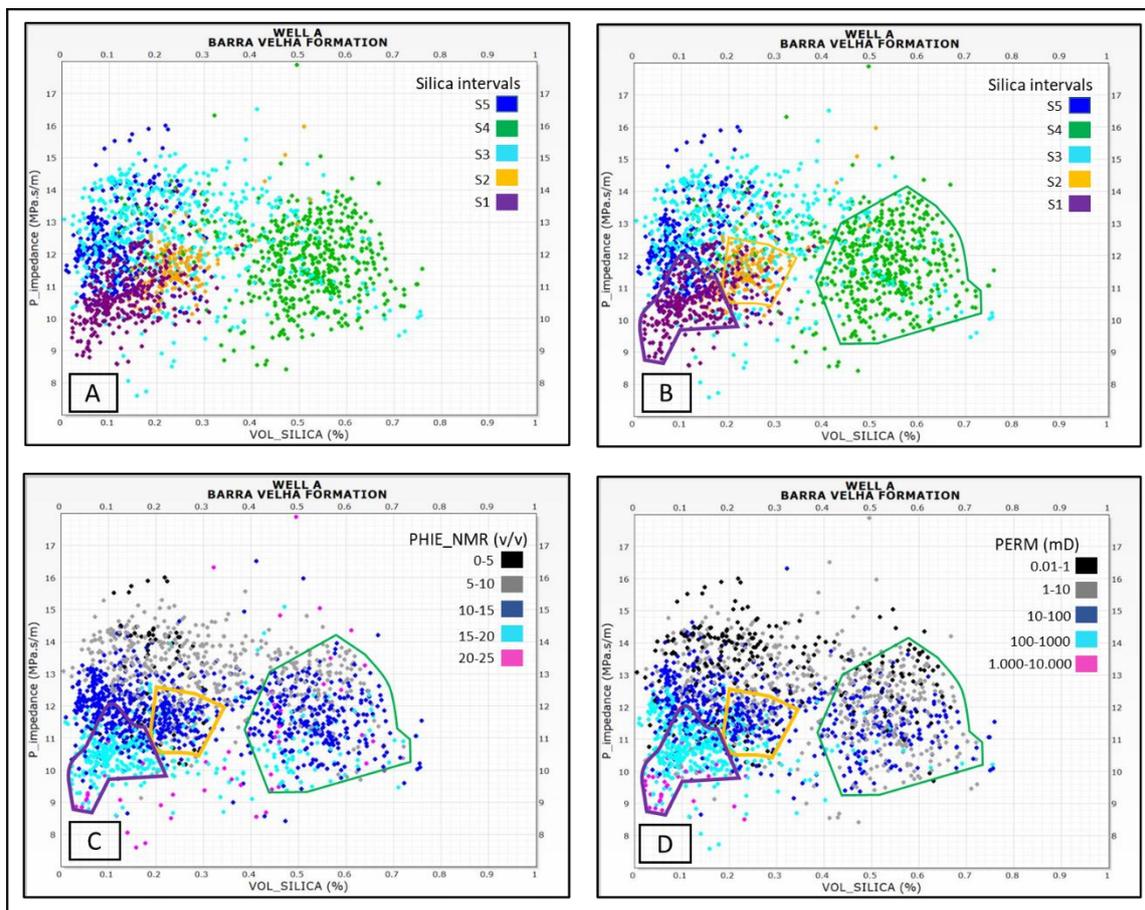


Figura 75: gráfico 2D a partir dos perfis de volume de sílica e impedância acústica para o poço A. A) colorido a partir dos intervalos de sílica; B) contornos dos intervalos observados em A; C) intervalos contornados e caracterização de porosidade; D) intervalos contornados e caracterização de permeabilidade.

As Figura 76 e Figura 77 ilustram respectivamente, as médias aritméticas das classes porosidade e permeabilidade para toda a Formação Barra Velha e para os cinco intervalos de sílica analisados anteriormente. Para tanto, foram utilizados gráficos de setores.

A Figura 76A ilustra o predomínio de porosidade alta (10-15%) para a toda a Formação Barra Velha. Ao analisar os cinco intervalos de sílica, de forma individualizada (Figura 76B, C, D, E e F), o intervalo S1 apresenta os melhores valores de porosidade expressados por 54,9% de porosidade muito alta (15-20%). O intervalo S3 apresenta os menores valores da formação, caracterizado por 55,7% de porosidade moderada (5-10). Vale destacar que o intervalo S4,

caracterizado por apresentar maiores valores de volume de sílica, mostra expressivos valores de porosidade alta (59,7%). Outro detalhe observado é a ausência de baixos valores de porosidade (0-5%).

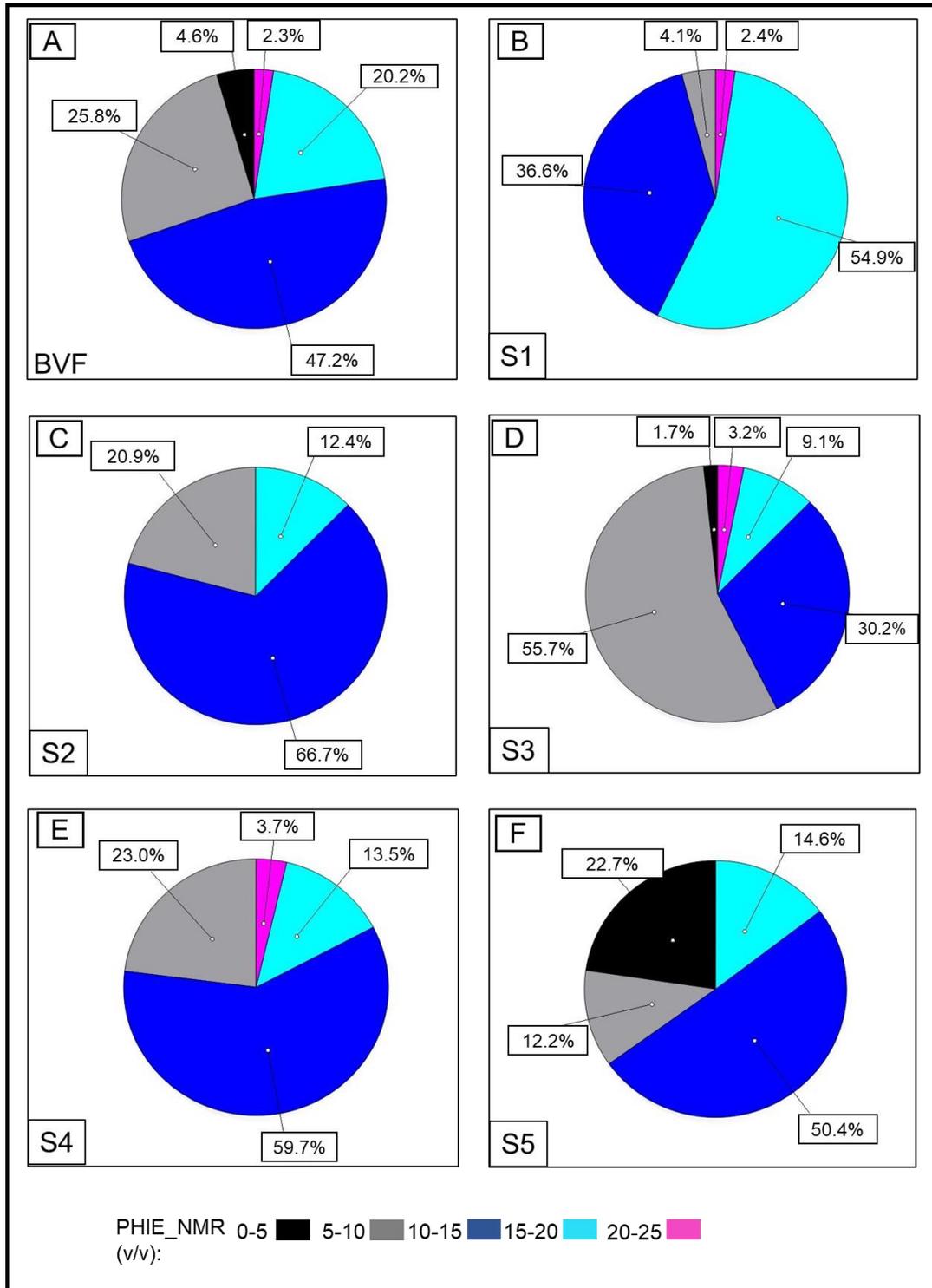


Figura 76: Gráfico de setores mostrando a distribuição de médias de classes de porosidade para a Formação Barra Velha (BVF) e intervalos de sílica individualmente.

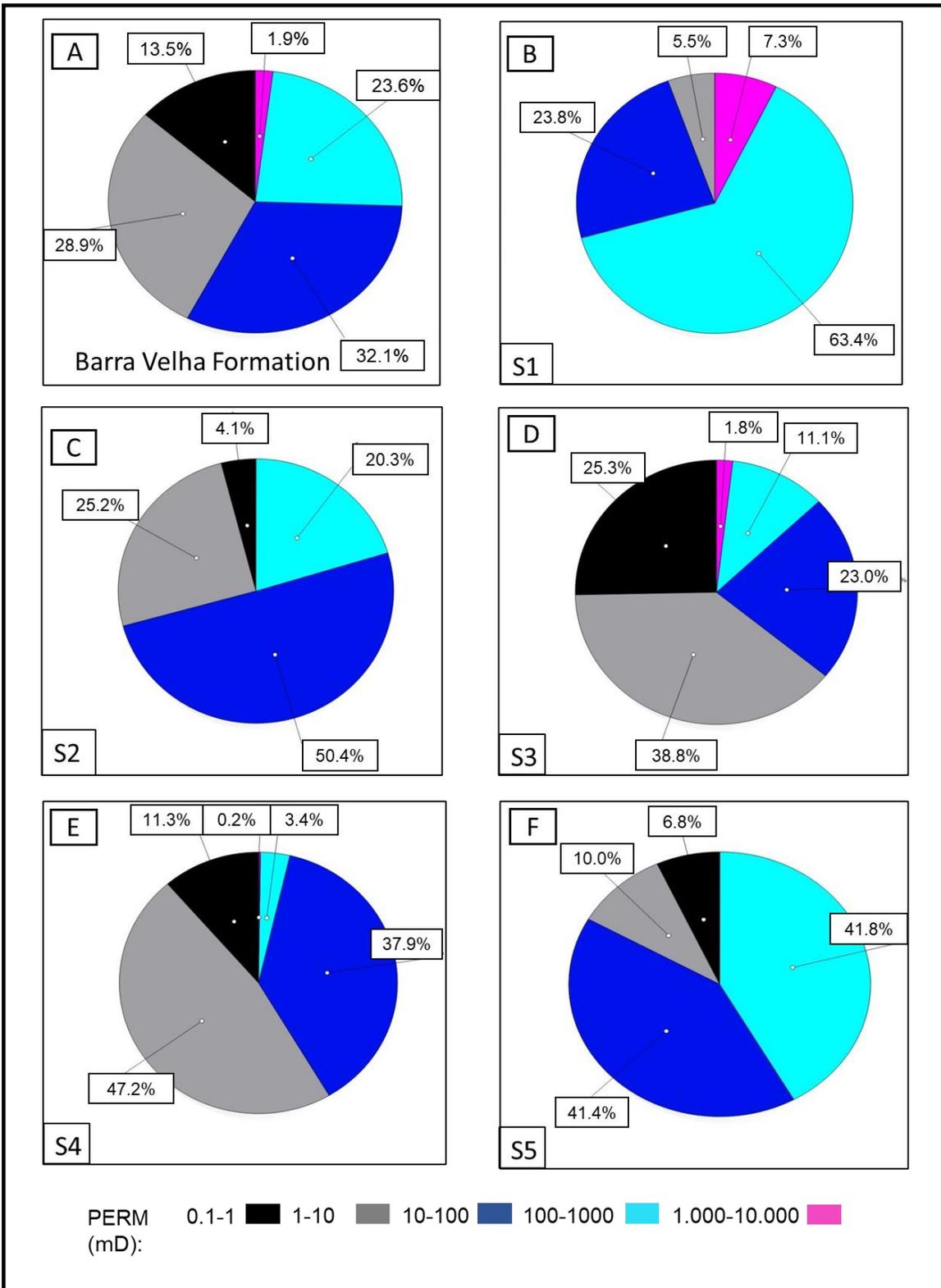


Figura 77: Gráfico de setores mostrando distribuição de médias das classes de permeabilidade para a Formação Barra Velha e intervalos de sílica individualmente.

Por sua vez, quando observados os gráficos de setores para a permeabilidade (Figura 77), é constatado o predomínio de permeabilidade alta (10 a 100mD) e moderada (1 a 10mD), respectivamente 32,1% e 28,9%, para a Formação Barra Velha (Figura 77A). É importante destacar que a porosidade muito alta (100 a 1000mD) atinge 23,6%. Ao analisar os intervalos de sílica individualmente (Figura 77B, C, D, E e F), o intervalo S1 apresenta médias mais expressivas para permeabilidade alta (10 a 100mD) e muito alta (100 a 1000mD), respectivamente, 23,8% e 63,4%. Por sua vez, o intervalo S5 atinge aproximadamente 83% quando totalizadas as permeabilidades altas e muito altas. O intervalo S4 destaca o predomínio de valores baixos de permeabilidade, caracterizados por moderada (47,2%) e baixa (11,3%). Isso pode ser associado à expressiva silicificação, ocorrida nesse intervalo, que provavelmente atuou na cimentação de poros, conseqüentemente comprometendo sua interconectividade.

O gráfico ternário é utilizado para uma melhor compreensão da relação entre os volumes de sílica, dolomita e calcita. Esses volumes foram estimados a partir dos perfis de espectroscopia elemental (ECS) oriundos respectivamente de silício, magnésio e cálcio, o gráfico ternário ilustrado na Figura 78 mostra a distribuição mineralógica dos principais elementos listados na Formação Barra Velha. Os intervalos S1 e S5 se assemelham quanto à distribuição, caracterizada por abundantes concentrações de calcita e baixos volumes de sílica e de dolomita. O intervalo S2 apresenta uma distribuição pequena de sílica, indicando, aparentemente, maior homogeneidade desse volume no intervalo. Por sua vez, o intervalo S3 possui um expressivo espalhamento do volume de sílica e menor distribuição do volume de dolomita. Isso pode estar associado à intensa alternância de valores de sílica observados na Figura 78. Finalmente, o intervalo S4 ilustra a distribuição concentrada de altos volumes de sílica, indicando a intensa silicificação identificada nesse intervalo.

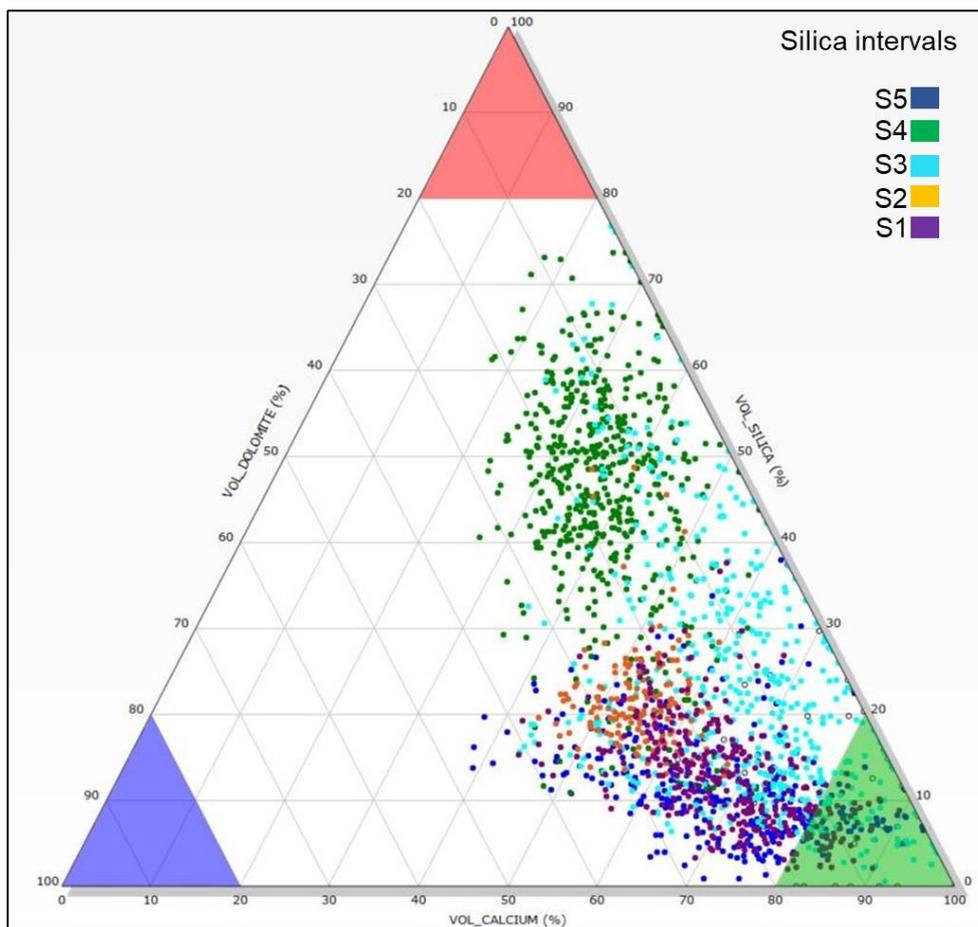


Figura 78: Diagrama ternário dos volumes de sílica, dolomita e calcita para a Formação Barra Velha.

A Tabela 8 apresenta os valores de média aritmética e mediana para GR, Vclay, PHIE, PERM, sílica, dolomita e calcita para os cinco intervalos.

A partir da análise dos valores estatísticos, mudanças nos comportamentos de alguns perfis geofísicos nos intervalos definidos são destacadas, tais como a redução dos valores de GR e VCLAY da base para o topo da formação. Isso fica mais evidente nos intervalos S4 e S5, provavelmente associado à redução do nível de lago ou ao aumento da energia durante a deposição. Os intervalos S2 e S4 mostram valores médios de porosidade muito próximos (12,17% e 12,83 respectivamente). Todavia, ao se observar os valores médios de VCLAY para os mesmos intervalos, há uma redução de aproximadamente 48% (13,53% para S2 e 7,62% para S4). Ou seja, de forma aparente, essa redução de VCLAY não contribuiu para o aumento da porosidade. Ademais, a permeabilidade também apresenta redução de valores (63,81% e 22,72%). Entretanto, ao ser observado o volume de sílica para os mesmos

intervalos, é possível identificar um aumento da ordem de 100% (24,30% em S2 e 49,23% em S4). Com isso, é inferido que o aumento do volume de sílica comprometeu a interconectividade dos poros, e consequentemente a permeabilidade do intervalo S4, quando comparado ao intervalo S2. Assim sendo, a equidade de valores de porosidade dos dois intervalos pode estar associada ao intenso fraturamento, haja vista a alta densidade de fraturas observada no intervalo S4, pela análise do perfil de imagem. É importante destacar que, das catorze amostras de rocha coletadas no intervalo S4, em cinco foi identificada cimentação, enquanto no intervalo S2 todas as três amostras coletadas apresentam cimentação.

Tabela 8: Médias aritmética e mediana dos principais perfis geofísicos utilizados neste trabalho, divididos a partir dos intervalos de sílica.

Perfil geofísico	estatística	Intervalos				
		S1	S2	S3	S4	S5
PHIE_NMR	Média	15,27%	12,17%	10,46%	12,83%	10,010%
	Mediana	15,55%	12,42%	9,45%	12,03%	12,24%
PERM.	Média	367,22mD	63,81mD	79,79mD	22,72mD	101,53mD
	Mediana	221mD	23,78mD	3,90mD	7,42mD	48,6mD
VCLAY	Média	12,12%	13,53%	16,01%	7,10%	3,70%
	Mediana	10,25%	11,62%	15,20%	7,62%	2,44%
SÍLICA	Média	13,78%	24,30%	24,60%	49,23%	12,25%
	Mediana	13,13%	23,37%	21,90%	51,06%	11,26%
CALCITA	Média	62,99%	45,00%	60,285	31,14%	62,97%
	Mediana	62,56%	45,06%	61,94%	30,10%	65,68%
DOLOMITA	Média	20,88%	27,57%	13,27%	17,94%	22,44%
	Mediana	20,33%	27,75%	11,66%	17,36%	21,23%

Ao comparar os intervalos S2 e S3, é importante destacar que ambos possuem valores médios de volume de sílica próximos (24.30% e 24.60%, respectivamente). Além disso, aumento de valores de VCLAY (13,53% e 16,01%), redução de porosidade (12,17% e 10,46%) e aumento de permeabilidade (63,81% e 79,79%). A partir disso, é inferido que o aumento de VCLAY em S3 tem reflexo na redução de valores de porosidade no intervalo. Contudo, isso não é refletido em redução de permeabilidade. Esse aumento pode estar relacionado a um aumento da dissolução, interconectando poros, observado em S3 pelo perfil de imagem.

Quando comparados os intervalos S1 e S5, observamos respectivamente uma discreta redução do volume de sílica (13,78% e 12,25%), acentuada redução de VCLAY (12,12% e 3,70%), intensa redução de permeabilidade (367,22mD e 101,53mD) e redução de porosidade (15,27% e 10,10). Ou seja, a redução do VCLAY (aproximadamente 70%) não se refletiu em impacto positivo para porosidade ou permeabilidade. É importante destacar a presença de *breakouts* no intervalo S5 e que a partir do perfil de imagem é notado que essas regiões estão silicificadas. Outro ponto a ser destacado é a proximidade de valores dos volumes de sílica, de calcita e de dolomita para os dois intervalos.

De forma a otimizar a comparação entre dados e identificar interrelações de diferentes propriedades-reservatório, a Figura 79 ilustra diferentes gráficos de barras para alguns perfis geofísicos utilizados neste trabalho, a partir dos cinco intervalos de sílica e em toda a Formação Barra Velha. Vale ressaltar que foram utilizadas as médias apresentadas na Tabela 1.

A partir da análise dos gráficos, o intervalo S1 apresenta os valores mais baixos de impedância acústica e os maiores valores de permeabilidade da formação. Por sua vez, o intervalo S4 mostra os maiores valores de impedância acústica e os menores de permeabilidade. Os intervalos S3 e S5 apresentam valores de impedância acústica muito próximos, porém VCLAY de S3 é o triplo do valor estimado em S5. Contudo, a totalização dos volumes de dolomita e de sílica apresenta valores próximos (34,69% em S5 e 37,87% em S3), e os valores de porosidade nos dois intervalos se encontram muito próximos.

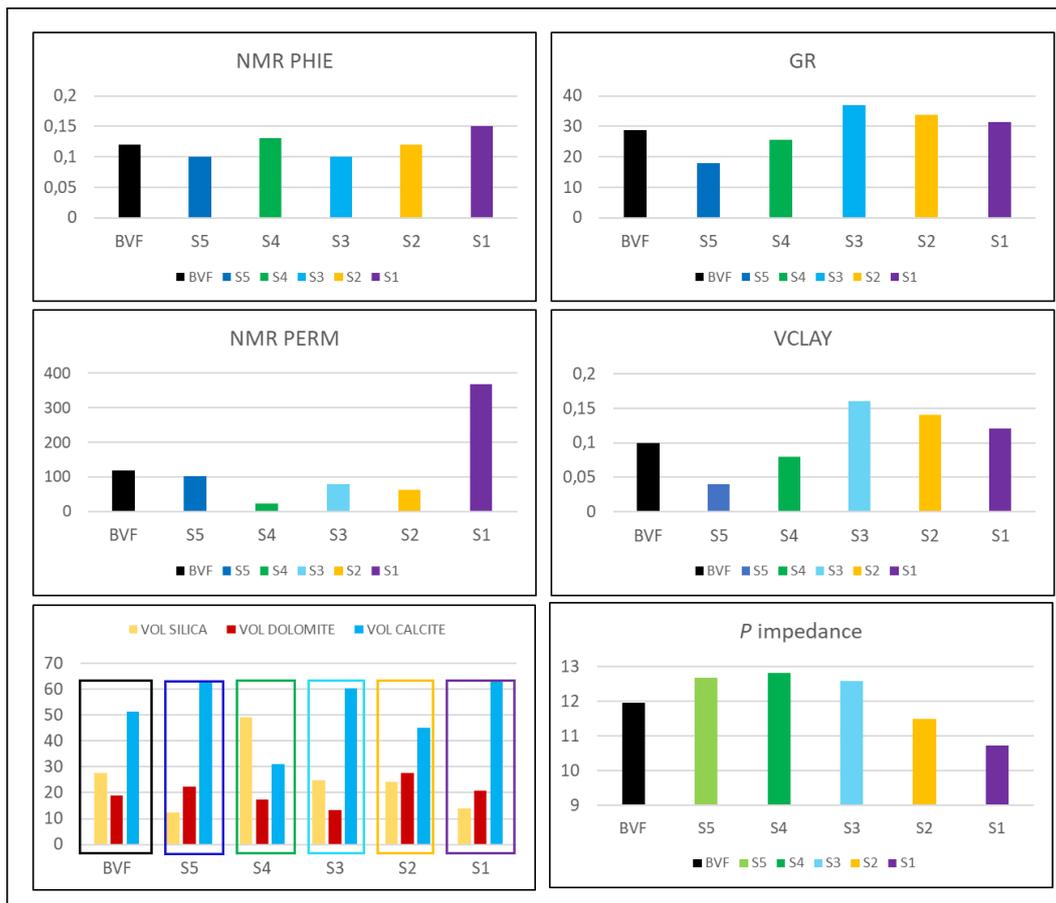


Figura 79: Gráfico de barras comparando diferentes propriedades para toda a Formação Barra Velha, bem como os cinco intervalos em que a formação foi dividida.

5.2. Intervalos de sílica e permoporosidade nos poços B e C

5.2.1. Análise qualitativa (poços B e C)

Com base na análise visual e nas interpretações dos perfis dos poços, diferentes padrões e assinaturas dos perfis foram identificados para os poços (Figura 80 e Figura 81). De maneira geral, observou-se um comportamento homogêneo nos poços: (i) baixos valores de GR e caliper contínuo; (ii) a impedância acústica apresenta valores altos (entre 12 e 15 MPa.m/s) e aumenta da base para o topo; (iii) a permoporosidade diminui da base para o topo; e (iv) os volumes de calcita e de sílica apresentam um comportamento complementar. O volume de sílica mostra um aumento gradual bem definido da base para o topo, enquanto o volume de calcita mostra redução na mesma direção. A Formação Barra Velha, para os dois poços, foi dividida em três intervalos, de

acordo com o comportamento do volume de sílica, denominados aqui como S1, S2 e S3 (base para o topo). Ao longo de toda a formação, pode-se observar uma melhora das propriedades permoporosas associadas à deterioração do volume da sílica. A principal diferença entre estes dois poços é a presença de um intervalo ígneo intrusivo no topo do Poço C. É importante ressaltar que nenhum corpo ígneo foi observado no Poço B.

Intervalo de sílica 1 (S1)

O intervalo apresenta 12m no Poço C (X115/127m) e 67,6m (X125,40/X193m) no Poço B. Ambos os poços são caracterizados por fácies calcita. Algumas das calcitas são descritos como arbustivos e esferulitos (no Poço B). As assinaturas de perfis são bastante semelhantes para ambos os poços: valores de GR muito baixos (com alguns picos no poço B), leve aumento da impedância acústica e a menor média de teor de sílica registrada para toda a formação (11,49 e 4,53%, respectivamente para os poços B e C). Por outro lado, esse intervalo apresenta maior média de porosidade (13,85% e 12,54%, respectivamente para os poços B e C) e permeabilidade (229,68 e 96,86 mD, respectivamente, para os poços B e C). Nesse intervalo, a porosidade varia de boa (10-15%) a muito boa (15-20%) e valores excelentes esparsos (20-25%) no poço B. É importante observar que a permeabilidade acompanha a mesma variação: boa (10-100mD) a muito boa (100-1.000mD) e valores excelentes esparsos (1.000 a 10.000mD) para o poço B (Figura 81).

Ao comparar a porosidade e a permeabilidade com o teor de sílica, é observado o aumento desta última e uma redução da primeira, mas há uma exceção, localmente, observada nas profundidades X157 e X148m (poço B, Figura 81), caracterizada pelo aumento do conteúdo de sílica associado ao aumento da porosidade e da permeabilidade. Aparentemente, a proporção de precipitação de sílica é menor do que a dissolução de calcita, favorecendo o aumento da porosidade e da permeabilidade.

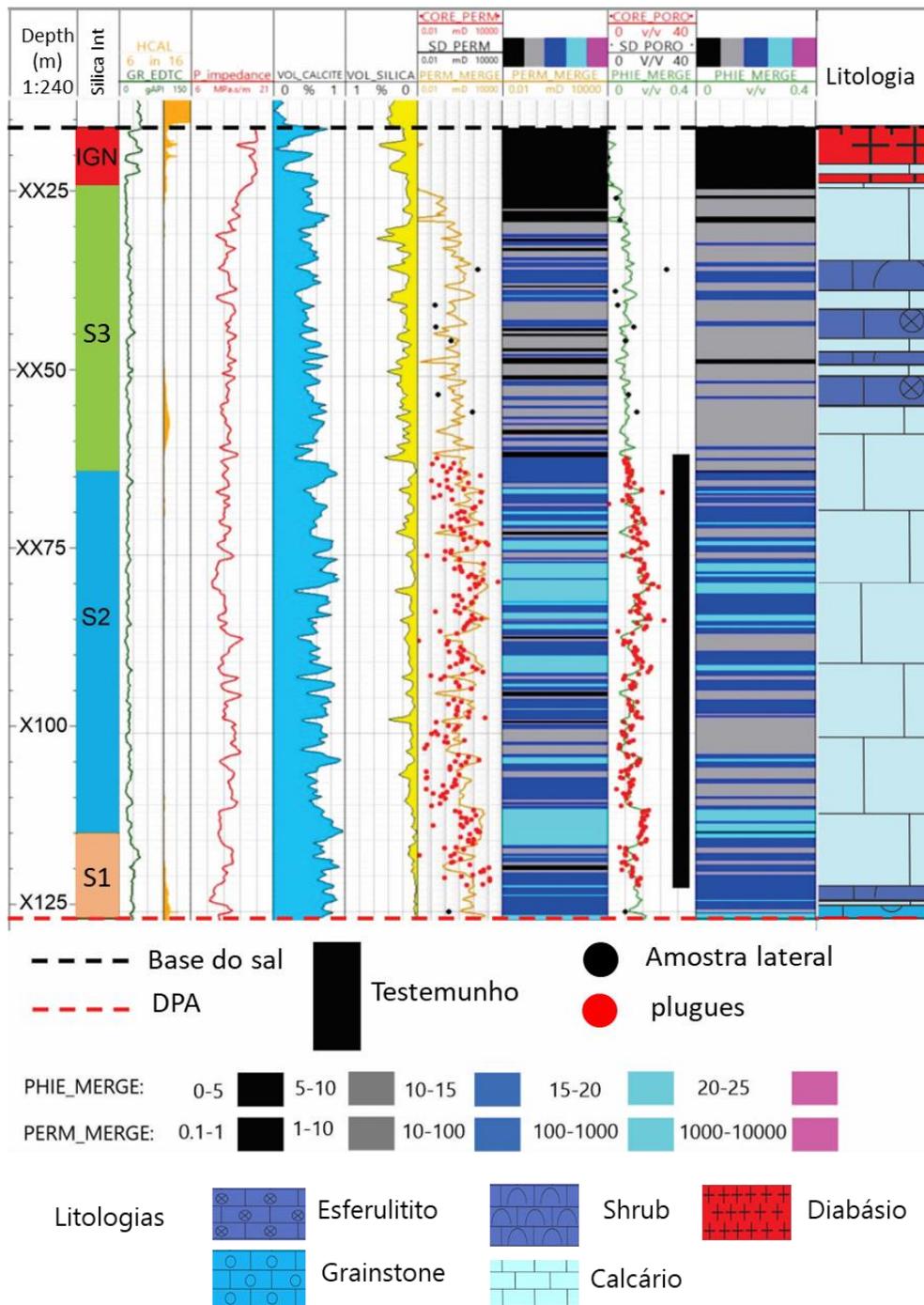


Figura 80: Separação da Formação Barra Velha em três intervalos a partir do comportamento do volume de sílica para o poço poço C. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) P_Impedance (vermelho); 5) Volume de calcita (VOL_CALCITE) (azul); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Merged permeabilidade (PERM_MERGE) (laranja); 8) Classes de permeabilidade; 9) Merged porosidade (PHIE_MERGE) (verde); 10) Classes de porosidade; 11) Litologia. As linhas tracejadas indicam discordância Pré-Alagoas (DPA em vermelho) e base do sal (preto).

Intervalo de sílica 2 (S2)

O intervalo exibe 37,40m no poço B (XX88/XX125,40m) e 51m (XX64/XX115m) no poço C. Em ambos os poços, a litologia é descrita como calcita. As assinaturas de perfil são caracterizadas por valores de GR mais baixos em comparação com o intervalo S1 e apresentam comportamento estável. A impedância acústica apresenta comportamento pontiagudo (*spiky*), mas sem grandes variações de valores. O volume de sílica apresenta média superior em relação ao intervalo S1 (12,96% e 10,63%, respectivamente para os poços B e C). A porosidade varia em ambos os poços de moderada (5-10%) a boa (10-15%) e algumas menores muito boas (15-20%), enquanto a permeabilidade é caracterizada principalmente por boa (10-100mD) a muito boa (100-1000mD) e esparso moderado (1-10mD).

Vale ressaltar que as médias de porosidade são menores em S2 para ambos os poços em relação ao intervalo S1 (9,52% e 11,61%, respectivamente para os poços B e C). Por outro lado, a média de permeabilidade é menor para o poço B (42,55mD) e maior (124,79mD) para o poço C, quando comparadas aos valores do intervalo S1. Embora haja uma tendência regular de aumento do teor de sílica associado à redução da porosidade, é possível observar um aumento da sílica e um aumento da porosidade na profundidade XX85m do Poço C (figura 81).

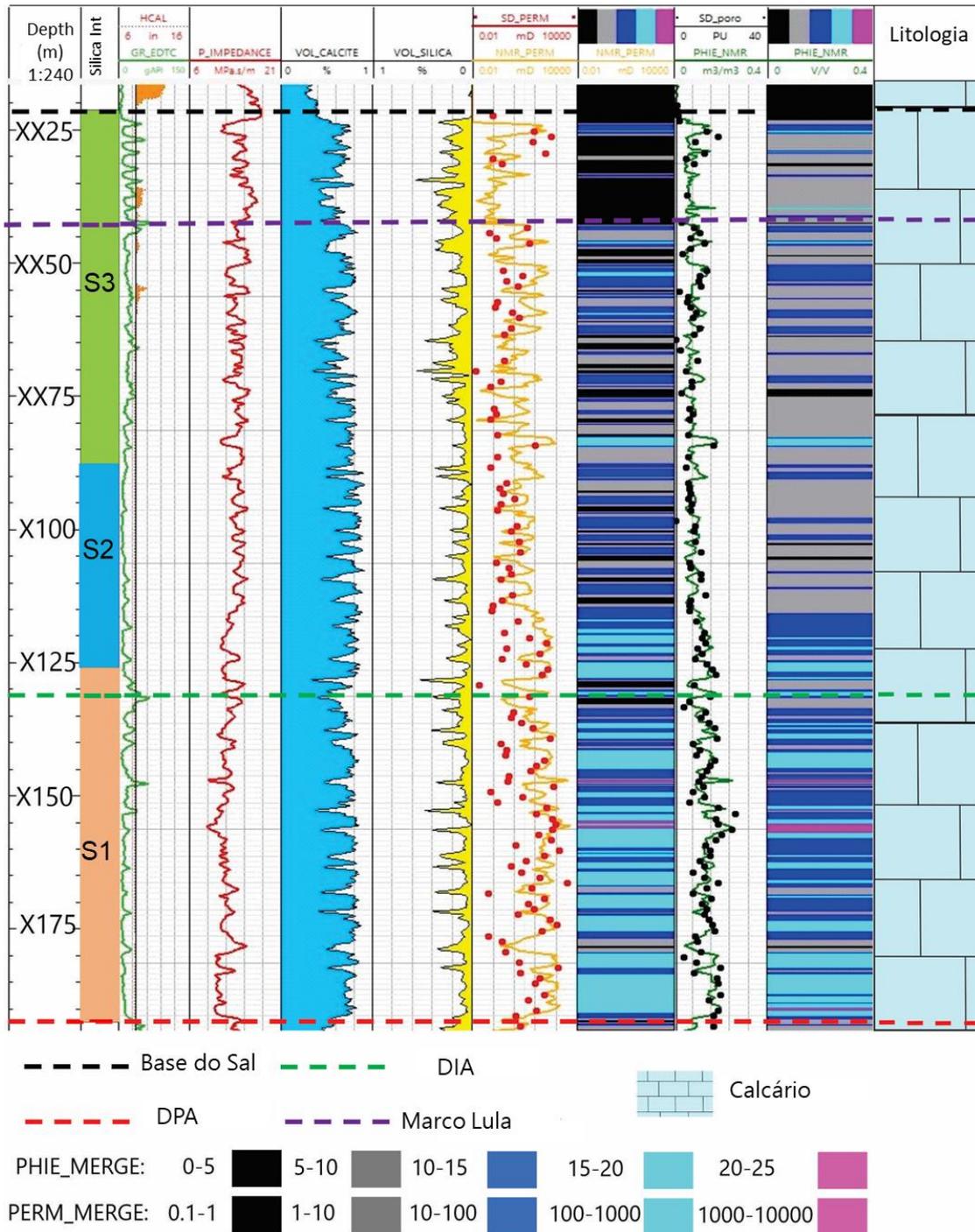


Figura 81: Separação da Formação Barra Velha em três intervalos a partir do comportamento do volume de sílica para o Poço B. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Impedância acústica (P_impedance) (vermelho); 5) Volume de calcita (VOL_CALCITE) (azul); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Permeabilidade de NMR (NMR_PERM) (laranja); 8) Classes de permeabilidade; 9) Porosidade de NMR (PHIE_NMR) (verde); 10) Classes de porosidade; 11) Litologia. As linhas tracejadas indicam inconformidades: Pré-Alagoas (DPA em vermelho), Intra-Alagoas (DIA em verde), Base do Sal (preto) e Marco Lula (roxo).

Intervalo de sílica 3 (S3)

O intervalo exibe 66m no poço B (XX22/XX88m) e 40m (XX24/XX64m) no poço C. A litologia é descrita principalmente como calcita. Os valores de GR são muito baixos em ambos os poços, enquanto a impedância acústica aumenta para o topo no poço C e mostra um comportamento pontiagudo (*spiky*), mas sem grandes variações de valores no poço B. O volume de sílica é evidentemente maior do que nos intervalos S1 e S2. A diferença de valor indicando maior teor de sílica pode ser confirmada através dos valores médios (18,21% no Poço B e 20,14%, no Poço C, respectivamente).

A porosidade varia, em ambos os poços, de moderada (5-10%) a boa (10-15%), enquanto a permeabilidade varia em ambos os poços de moderada (1-10mD) a boa (10-100mD), mas também é observado valores baixos esparsos (0,01-1mD). As médias de porosidade e de permeabilidade confirmam quantitativamente a redução observada (8,22% e 8,03% e 23,24 e 8,84mD, respectivamente para o poços B e C).

Na porção superior do poço B, uma particular feição pulsada é caracterizada por nove picos consecutivos, conhecidos como Marco Lula (Wright & Barnett, 2017a), entre XX24m a XX43m; Figura 81). Essa feição é um marcador regional, indicativo de lago muito raso, que possui grande extensão e é observado em diversos registros de diferentes campos na Bacia de Santos (Wright & Barnett, 2017a; Neves et al., 2019; Wright, 2020). Aparentemente, devido ao intervalo ígneo intrusivo que ocorre no tpo da Formação Barra Velha do poço C, essa feição não foi reconhecida.

Intervalo ígnea intrusiva

O intervalo ígnea intrusiva (XX16/XX24 m) na porção superior do poço C apresenta valores de permoporosidade próximos de zero (Figura 80). É importante destacar que as rochas carbonáticas de ~10 m (S3) imediatamente abaixo da rocha ígnea apresentam uma redução acentuada das propriedades permoporosas, provavelmente devido ao metamorfismo de contato.

Arcabouço estratigráfico e distribuição da sílica nos carbonatos dos poços B e C

As Figura 82, 83 e 84 mostram a relação entre o perfil de imagem acústico e o volume de sílica para os segmentos dos poços B e C. As cores escuras do perfil de imagem acústico dinâmico e estático (*ubi_amp_dyn* e *ubi_amp_stat*) correspondem a valores de baixa amplitude, interpretados como espaços porosos abertos, enquanto cores brilhantes estão associadas a alta amplitude, interpretadas como camadas silicificadas (Lai *et al.*, 2018; Fernández-Ibáñez, *et al.*, 2022).

Com base na interpretação do perfil de imagem acústico, as camadas silicificadas foram caracterizadas como porções maciças homogêneas brilhantes, com alta amplitude e textura de rugosidade muito baixa. Observou-se também ausência de acamamento ou estruturas internas e baixa porosidade visual semelhante a fácies de imagem acústica (AIF3), definidas por Basso *et al.* (2022). No intervalo S2 do Poço B (Figura 83), as camadas de sílica apresentam algumas estruturas geométricas com a mesma orientação, interpretadas como *breakout*.

Intercalado com camadas silicificadas, outro padrão de perfil de imagem foi identificado, que se caracteriza por valores de baixa amplitude, texturas de rugosidade muito alta e estratificação irregular, semelhante ao AIF2 (Basso *et al.*, 2022). Eventualmente, manchas brilhantes de diferentes geometrias e tamanhos são observadas (Lai *et al.*, 2018), o que pode indicar silicificação irregular ou grãos intraclastos. A alta rugosidade pode estar associada a espaços porosos abertos indicando *vugs* interconectados de tamanho milimétrico ou centimétrico.

Os padrões observados nas camadas silicificadas e espaços porosos são vistos em todos os três intervalos. Vale ressaltar que as camadas silicificadas identificadas pelo perfil de imagem podem ser razoavelmente correlacionadas com o aumento do perfil de volume de sílica, para ambos os poços. A sílica geralmente ocorre como camadas contínuas com espessuras que variam de um a dezenas de centímetros. Essas camadas de sílica tendem a ocorrer em planos paralelos, concordantemente com a estratificação de calcário adjacente.

Segundo Fernández-Ibáñez *et al.* (2022), a conformidade das camadas silificadas com estratos calcários adjacentes pode ser interpretada como uma fase de substituição (Figura 82A).

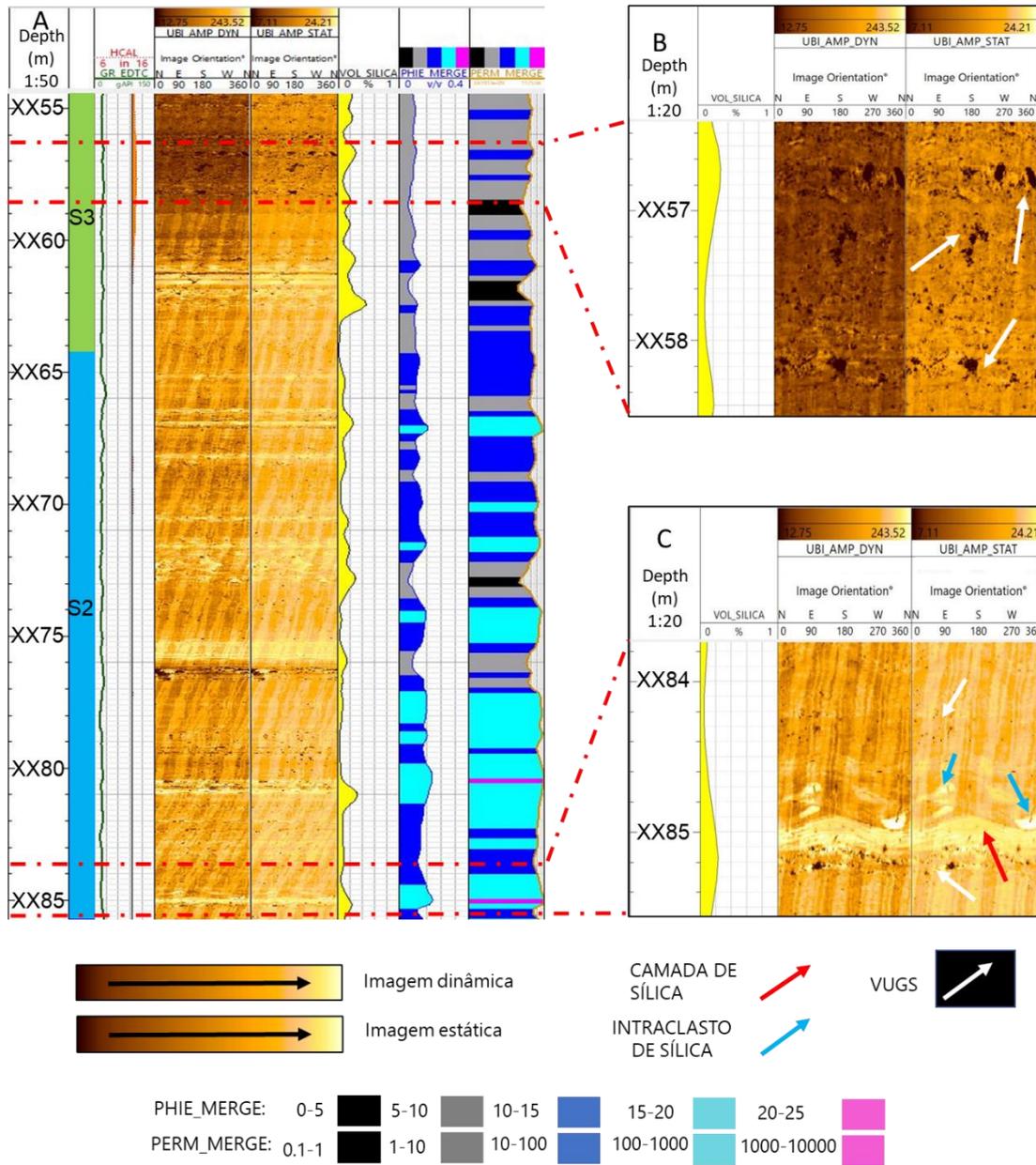


Figura 82: A) Segmento da Formação Barra Velha no Poço C. faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de de Sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Imagem dinâmica acústica (UBI_AMP_DYN); 5) Imagem estática acústica (UBI_AMP_STAT); 6) volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) *Merged* Permeabilidade (PERM_MERGE); 8) *Merged* Porosidade; (B) Intervalos XX56,30/XX58,50 m e (C) XX83,75/XX85,50 m foram ampliados para favorecer a identificação das feições. As setas brancas indicam *vugs*, as setas vermelhas indicam camadas de sílica, as setas azuis indicam intraclastos de sílica.

Os limites das camadas de sílica são observados como contatos irregulares (X109,40m; Figura 83C) ou bruscos (XX85m; Figura 82C) com os estratos calcários adjacentes. Vários intraclastos de sílica são observados acima e às vezes abaixo das camadas de sílica (Figura 82C). No intervalo S2 de ambos os poços, há uma intercalação bem definida entre camadas de sílica e calcários com porosidade vugular. Embora *vugs* sejam observados em várias partes dos três intervalos, ao longo de toda a formação, o intervalo S3 do poço C exemplifica uma alta densidade de *vugs* de tamanho centimétrico, com porosidade moderada (5 a 10%) e valores de permeabilidade entre moderados (1 a 10mD) a bons (10 a 100mD), identificados no segmento XX56,30/XX58,50m (Figura 84B). É importante ressaltar que os *vugs* são produto de dissolução, o que pode favorecer o aumento da porosidade, enquanto os intraclastos de sílica podem ser produtos de silicificação irregular ou processo de retrabalhamento.

As Figura 83 e Figura 84 mostram dois segmentos diferentes no Poço B que ilustram dois comportamentos de permoporosidade volume de sílica: i) aumento do volume de sílica associado à redução permoporosa (Figura 83); e ii) aumento do volume de sílica associado a aumento da permoporosidade (Figura 84). Em ambos os segmentos, observa-se uma série de intercalações bem definidas de redução e aumento da permoporosidade.

Os segmentos exibidos nas Figura 82C e Figura 84 ilustram o comportamento anômalo de aumento da permoporosidade relacionado ao aumento do volume de sílica apresentado em ambos os poços. A interpretação do perfil de imagem permitiu a identificação de camadas de sílica com feições de fratura e de dissolução. A ação de processos de fraturamento e dissolução nos mesmos estratos, como produto da silicificação, aparentemente favoreceu o aumento da permoporosidade nas profundidades X153 e X156,5 m (Figura 84A). Para destacar diferentes características, a partir do perfil de imagem, um segmento do intervalo S1, entre X159,9m e X164,1m, foi ampliado (Figura 84B). Nesse segmento, observa-se uma intercalação decimétrica bem definida de estratificação planar de X164 até X162,6 metros, seguido de intercalação de laminações até X161 metros. Na profundidade X163,20m é ilustrado o efeito de dissolução para aumentar os poros, bem como a sua interconecção de forma a favorecer a permeabilidade (Figura 84B).

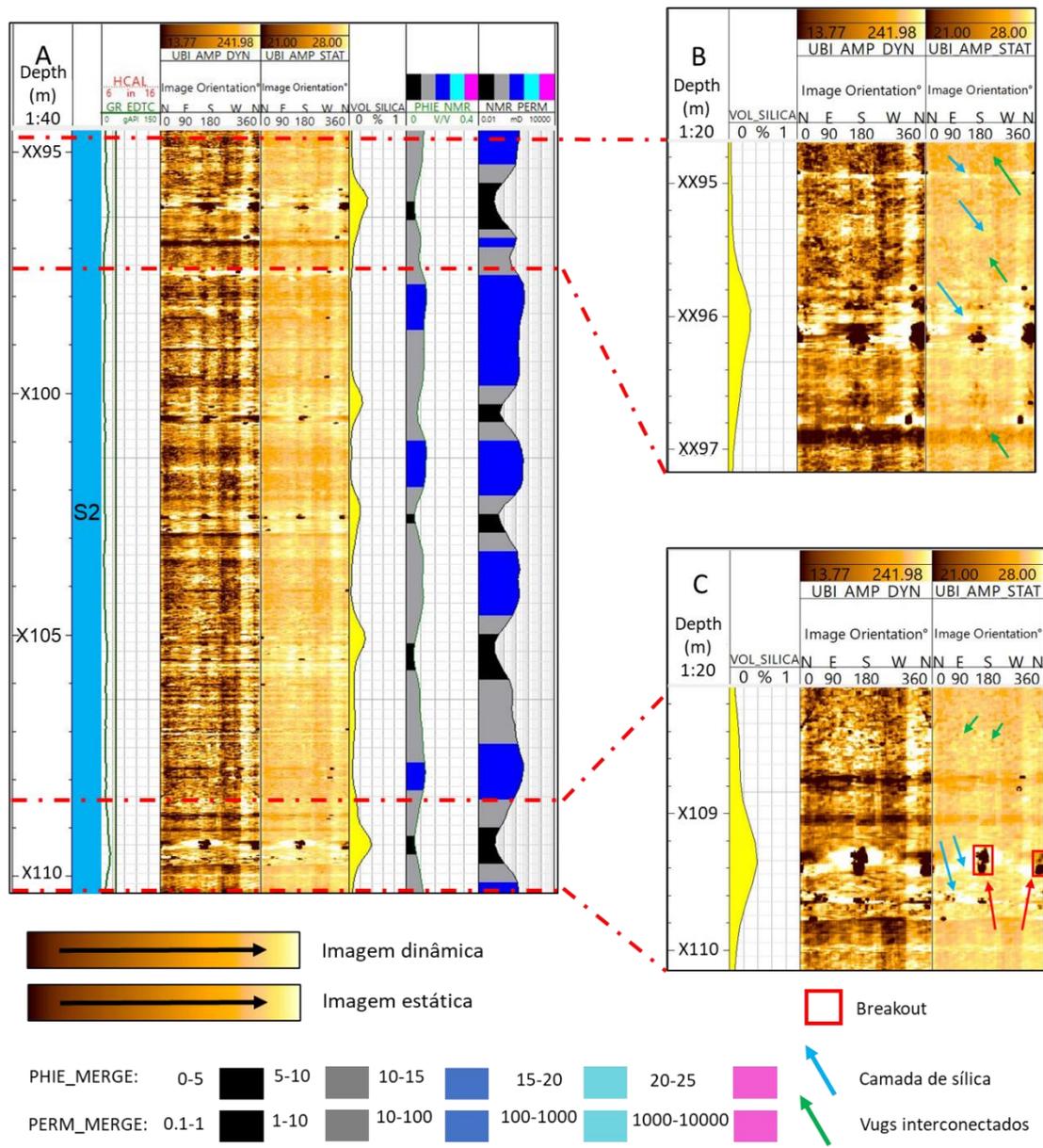


Figura 83: Segmento da Formação Barra Velha no Poço B apresentando níveis com alto teor de sílica e redução da permoporosidade. Faixas: 1) Profundidade; 2) Intervalos de sílica; 3) Caliper (HCAL) (laranja), raios gama (GR_EDTC) (verde); 4) Imagem dinâmica acústica (UBI AMP DYN); 5) Imagem estática acústica (UBI AMP STAT); 6) Volume de sílica (VOL_SÍLICA) (amarelo); 7) Porosidade de NMR (PHIE_NMR); 8) Permeabilidade de NMR (NMR_PERM); (B) Intervalos XX94,70/XX97,10m; (C) X108.10/X110.10m foram ampliados para favorecer a identificação de características. Os retângulos vermelhos indicam rompimentos, as setas azuis indicam camadas de sílica e setas verdes indicam *vugs* centimétricos.

e, conseqüentemente, a qualidade das propriedades do reservatório correlacionadas com o aumento da sílica e redução da calcita.

Tabela 9: Médias aritméticas e medianas dos poços B e C.

Poço			B			C		
intervalos			S3	S2	S1	S3	S2	S1
Phie (V/V)	média		8,22	9,52	13,85	8,03	11,61	12,54
	mediana		7,60	9,48	14,19	8,14	11,41	12,70
Perm (mD)	média		23,24	42,55	229,68	8,84	124,79	96,86
	mediana		2,06	15,39	126,50	4,45	41,25	62,76
GR (GAPI)	média		21,91	12,53	16,77	20,37	19,94	29,52
	mediana		19,68	11,90	13,30	20,52	19,66	28,62
Impedância (Mpa.S/m)	média		14,70	13,50	11,91	13,00	12,42	11,87
	mediana		14,21	13,55	11,80	12,90	12,26	11,96
Sílica (V/V)	média		18,21	12,96	11,49	20,14	10,63	4,53
	mediana		16,45	9,79	8,75	18,13	9,39	3,57
Calcita (V/V)	média		70,79	74,62	76,63	53,35	65,54	74,46
	mediana		72,61	70,97	79,73	53,22	65,84	72,56

5.2.2. Análise quantitativa (poços B e C)

A análise quantitativa do reservatório carbonático dos poços B e C foi construída por meio de *crossplots* de acordo com parâmetros petrofísicos estimados e disponíveis em perfis de poços. O uso de *crossplot* favorece a caracterização das variações das propriedades do reservatório devido ao impacto da silicificação e outros processos diagenéticos. Neste estudo, utilizamos os seguintes *crossplots* (Figura 85, Figura 86 e Figura 87): (i) calcita *versus* sílica; (ii) Sônico *versus* Densidade; e (iii) Impedância-P *versus* Sílica.

Calcita versus sílica

O *crossplot* calcita versus sílica do Poço C indica que, quando o volume de sílica aumenta, o volume de calcita diminui (Figura 85A, B e C). De S1 a S3, o teor de sílica aumenta gradativamente para cima, permitindo a separação desses intervalos em diferentes zonas no *crossplot* sílica/ calcita (Figura 85A). O intervalo ígneo intrusivo é caracterizado por baixos valores de calcita e altos valores de sílica (Figura 85A). Os comportamentos da porosidade e da permeabilidade apresentam uma tendência oposta à silicificação (Figura 85B e C): o intervalo S1 é caracterizado principalmente por porosidade e permeabilidade boas a muito boas; S2 tem boa porosidade e boa permeabilidade; e o intervalo S3 apresenta porosidade e permeabilidade de baixa a moderada, com menores valores muito bons. Vale ressaltar que o ígneo intrusivo apresenta comportamento de permoporosidade caracterizado por valores baixos.

No Poço B (Figura 85D, E e F), observa-se um comportamento semelhante ao Poço C, o volume da calcita diminui quando o volume da sílica aumenta. Embora haja uma sobreposição dos dados dos três intervalos, o intervalo S1 concentra menores volumes de sílica, enquanto S3 atinge maiores valores de sílica, corroborando o aumento ascendente de sílica observado na análise qualitativa de perfil de poço (Figura 81). A porosidade e a permeabilidade indicam uma tendência inversa ao volume de sílica (Figura 85E e F): o intervalo S1 apresenta porosidade e permeabilidade boas a muito boas e valores excelentes esparsos; o intervalo S2 varia de porosidade boa a muito boa, mas também é notado um aumento de valores baixos e moderados, enquanto a permeabilidade varia principalmente de valores moderados a bons; Finalmente, o intervalo S3 apresenta predominantemente porosidade moderada e valores de permeabilidade baixos a moderados.

O *crossplot* esclarece a relação de solubilidade oposta entre a dissolução da calcita e a precipitação da sílica (Bustillo, 2010). Em ambos os poços, é possível identificar uma tendência de melhora dessa relação direta. Quantitativamente, o volume de sílica é maior no intervalo S3 do que no S1.

Assim é possível inferir que existe maior acúmulo de volume de sílica nas porções superiores da Formação Barra Velha.

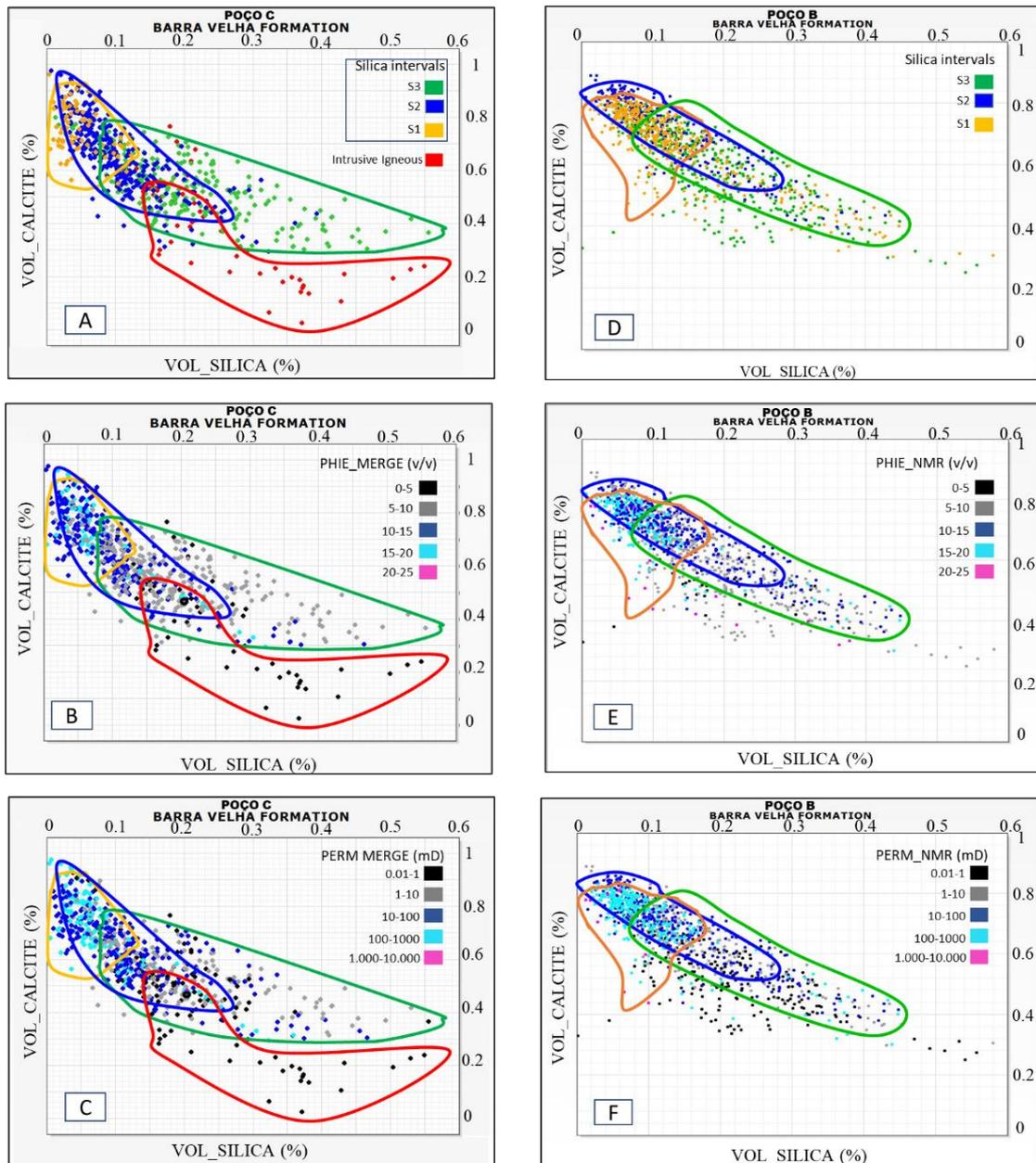


Figura 85: Crossplot de volume de sílica (VOL_SÍLICA) versus volume de calcita (VOL_CALCITE) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço C; B) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da permeabilidade do Poço C; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da porosidade para o Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, volume de sílica, volume de calcita e caracterização da permeabilidade para o Poço B.

Sônico versus densidade

O *crossplot* sônico versus densidade apresenta uma tendência bem definida, caracterizada por redução de DT e aumento de densidade (Figura 86A, B e C). Os intervalos de sílica no poço C apresentam uma separação ligeiramente vertical de acordo com o aumento da densidade (Figura 86A). O intervalo ígneo intrusivo apresenta maior densidade e menores valores de DT em relação aos intervalos carbonáticos silicificados (Figura 86A). O intervalo S1 apresenta a melhor qualidade de permoporosidade, caracterizada por valores bons a muito bons, raramente apresentando valores moderados (Figura 86B e C). No intervalo S2, observa-se um aumento de valores moderados, mas ainda prevalecem valores bons a muito bons de porosidade e de permeabilidade (Figura 86B e C). O intervalo S3 é caracterizado por valores de porosidade moderados, mas a permeabilidade parece mais comprometida do que S2 e S1. Finalmente, o intervalo ígneo intrusivo é caracterizado por baixos valores de permeabilidade e de porosidade (Figura 86B e C).

No Poço B, uma sobreposição bem definida dos intervalos de sílica é registrada (Figura 86D, E e F). Contudo, o intervalo S1 é representado pelos valores mais baixos de densidade e mais altos de DT, enquanto o intervalo S3 apresenta valores mais baixos de DT e mais altos de densidade (Figura 86D). O intervalo S2 tem um comportamento intermediário (Figura 86D): os melhores valores de permoporosidade (muito boa a excelente) ocorrem maioritariamente na zona S1, enquanto S3 apresenta, predominantemente, valores baixos a moderados (Figura 86E e F). O intervalo S2 é caracterizado por valores intermediários de permoporosidade (moderada a boa), que também incluem os valores inferiores do intervalo S1 e os valores superiores do intervalo S3 (Figura 86E e F). Também é importante destacar que a permoporosidade apresenta limites bem definidos de baixos a excelentes valores, favorecendo sua separação (Figura 86E e F).

Com base na interpretação do *crossplot*, é possível inferir que o aumento do teor de sílica para o topo pode direcionar a densidade de impacto, que aumenta a mesma tendência do volume de sílica. Conseqüentemente, o sônico pode reduzir ligeiramente na tendência oposta. Portanto, aparentemente

corroborar a redução da porosidade e da permeabilidade da base para o topo. É importante destacar que o *crossplot* confirma a maior densidade do intervalo ígneo intrusivo e menor sônico em comparação com a estrutura calcária (Ellis & Singer, 2007).

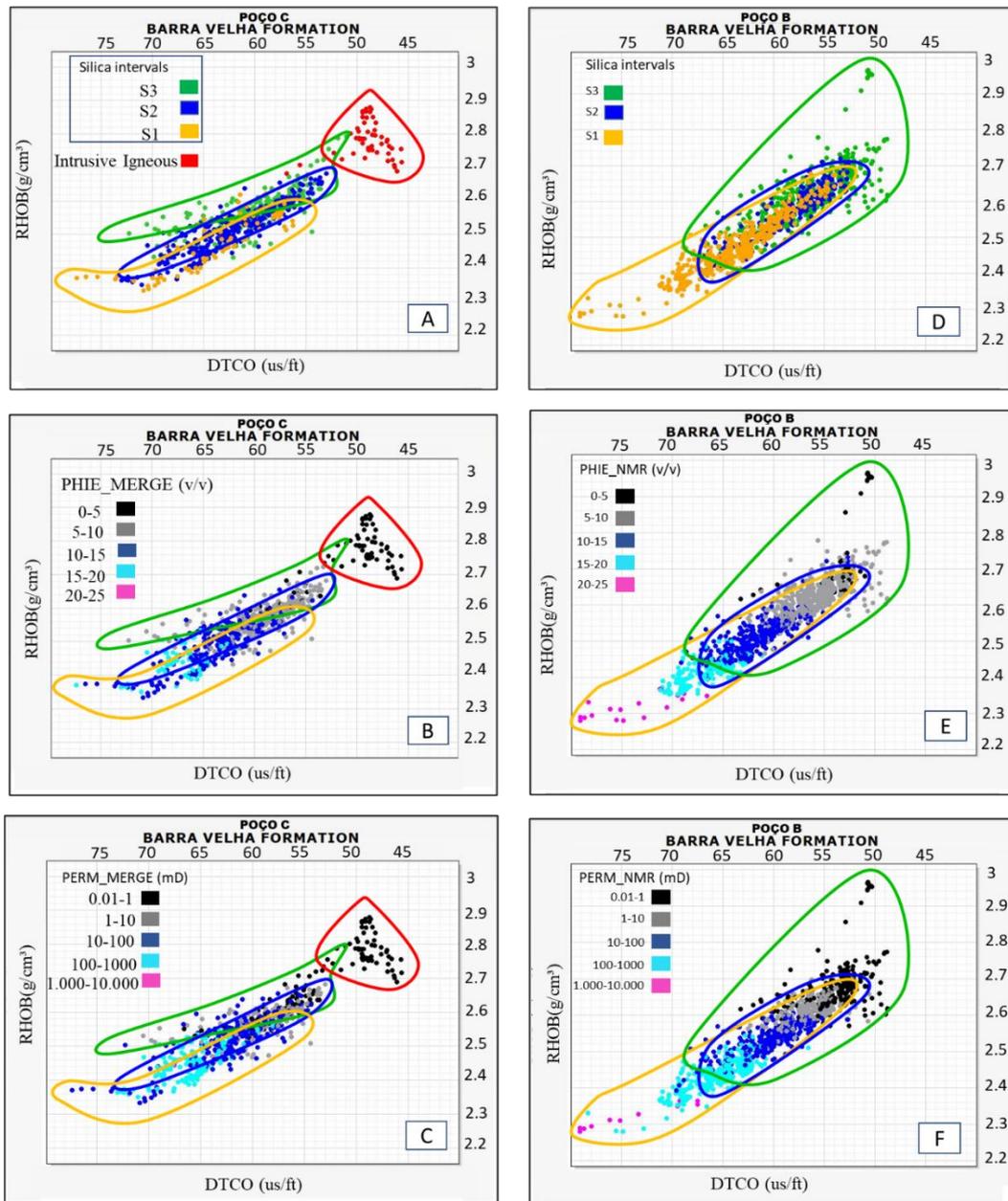


Figura 86: Crossplot de sônico (DTCO) versus densidade (RHOB) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço C; B) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da permeabilidade para o Poço C; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da porosidade para o Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, DTCO, RHOB e caracterização da permeabilidade para o Poço B.

Impedância P versus sílica

O gráfico de impedância P versus de sílica é um implemento relativamente bom para a caracterização de intervalos ígneos e de sílica intrusivos, apresentando uma tendência geral de aumento da impedância P e redução do volume de sílica (Figura 87A, B e C). Embora os três intervalos apresentem uma sobreposição de impedância acústica, é observado que o intervalo S1 apresenta valores ligeiramente inferiores, enquanto S3 apresenta valores discretamente superiores (Figura 87A). O intervalo S1 possui menor volume de sílica, acima de 12%, enquanto o intervalo S2 tem um aumento de sílica que chega a 20%. Diferentemente, o intervalo S1 mostra uma dispersão mais ampla, que atinge quase 50% em volume de sílica. O intervalo intrusivo exibe maiores valores de impedância acústica e teor de sílica em comparação com intervalos de carbonatos silicificados (Figura 87A).

Existe uma relação bem estabelecida entre a impedância acústica e as propriedades de permoporosidade: quanto menor a impedância acústica, maior a porosidade e a permeabilidade. Portanto, o intervalo ígneo intrusivo é caracterizado por baixos valores de permeabilidade e de porosidade (Figura 87B e C), e o intervalo S1 apresenta a melhor qualidade de permoporosidade, caracterizado por valores bons a muito bons, raramente apresentando valores moderados. No intervalo S2, observa-se aumento de valores moderados, mas ainda prevalecem valores bons a muito bons de porosidade e de permeabilidade (Figura 87B e C). O intervalo S3 engloba valores de porosidade predominantemente moderados, mas a permeabilidade parece mais comprometida do que em S2 e S1 (Figura 87B e C).

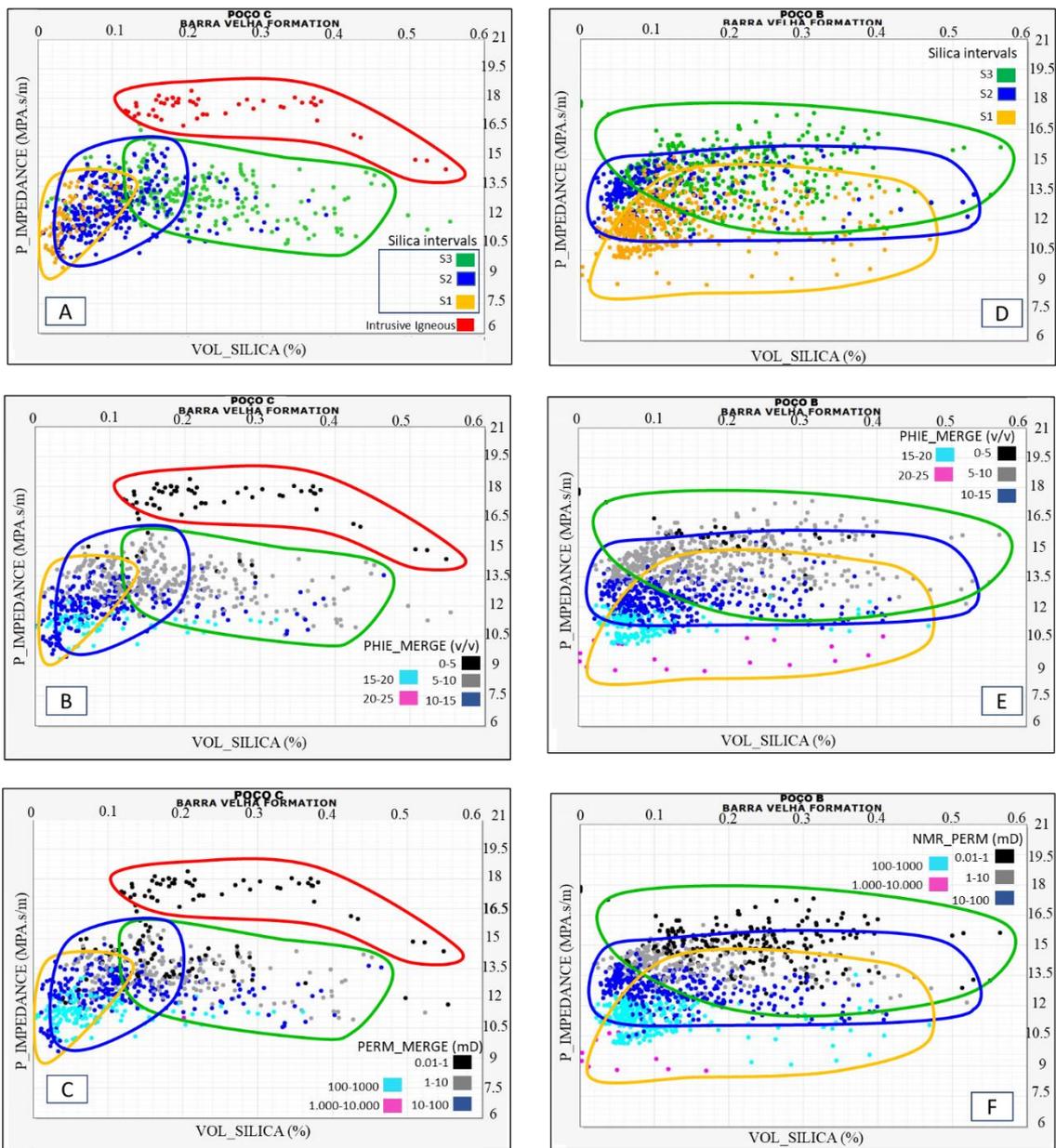


Figura 87: Crossplot de impedância acústica (P-impedância) versus volume de sílica (VOL_SÍLICA) para os Poços C e B. A) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço c; B) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da porosidade do Poço C; C) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da permeabilidade para o Poço ; D) Sílica e intervalos ígneos intrusivos no Poço B; E) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização da porosidade do Poço B; F) Relação entre os intervalos de sílica, P-IMPEDÂNCIA, VOL_SÍLICA e caracterização de permeabilidade para o Poço B.

No Poço B, uma tendência bem definida caracterizada pela impedância acústica pode ser observada através de intervalos de sílica (Figura 87D, E e F). De S1 a S3, a impedância acústica aumenta gradativamente para cima,

permitindo a separação desses intervalos em diferentes zonas (Figura 87D). As propriedades permoporosas parecem exibir uma estratificação ascendente com base em seu valor. O intervalo S1 apresenta os melhores valores de permoporosidade caracterizados por valores bons a excelentes, raramente apresentando valores moderados (Figura 87E e F). No intervalo S2, há aumento de valores moderados. No intervalo S3 prevalecem valores baixos a moderados e, em menor proporção, bons valores (Figura 87E e F). Já o intervalo S2 é caracterizado por valores intermediários de permoporosidade (moderada a boa), que incluem também os valores inferiores do intervalo S1 e os valores superiores do intervalo S3 (Figura 87E e F). É importante destacar que em S1 é possível identificar altos valores de sílica, que atingem mais de 40% e simultaneamente apresentam excelente porosidade e muito bons valores de permeabilidade (Figura 87E e F).

O uso do *crossplot* confirma o aumento do volume de sílica da base para o topo. O aumento da impedância acústica pode estar relacionado à tendência de aumento da densidade para o topo, uma vez que a densidade é usada para estimar a impedância P (Penna *et al.*, 2019; Castro & Lupinacci, 2022). O aumento de sílica associado ao aumento da permoporosidade no intervalo S1 para o Poço B pode ocorrer devido à intensa dissolução e menor cimentação de sílica localmente.

5.3. Análise dos dados de rocha

A análise das amostras laterais possibilitou identificar dois tipos de sílica, de acordo com os critérios adotados por Fernández-Ibáñez *et al.* (2022): (i) sílica tipo I; e (ii) sílica tipo II (Figura 88). A sílica tipo I apresenta ocorrências de substituição que mostram limites de camada irregulares a difusos, que também podem apresentar contatos bruscos que aparentam estar associados à precipitação química. Essas características sugerem uma primeira fase de precipitação de sílica, contemporânea à deposição lacustre. Por outro lado, a sílica II é interpretada como remobilização da sílica I em calcedônia, aparecendo como cimento de revestimento de poros, preenchendo parcialmente a porosidade. A ocorrência de sílica II é mais abundante em áreas fraturadas.

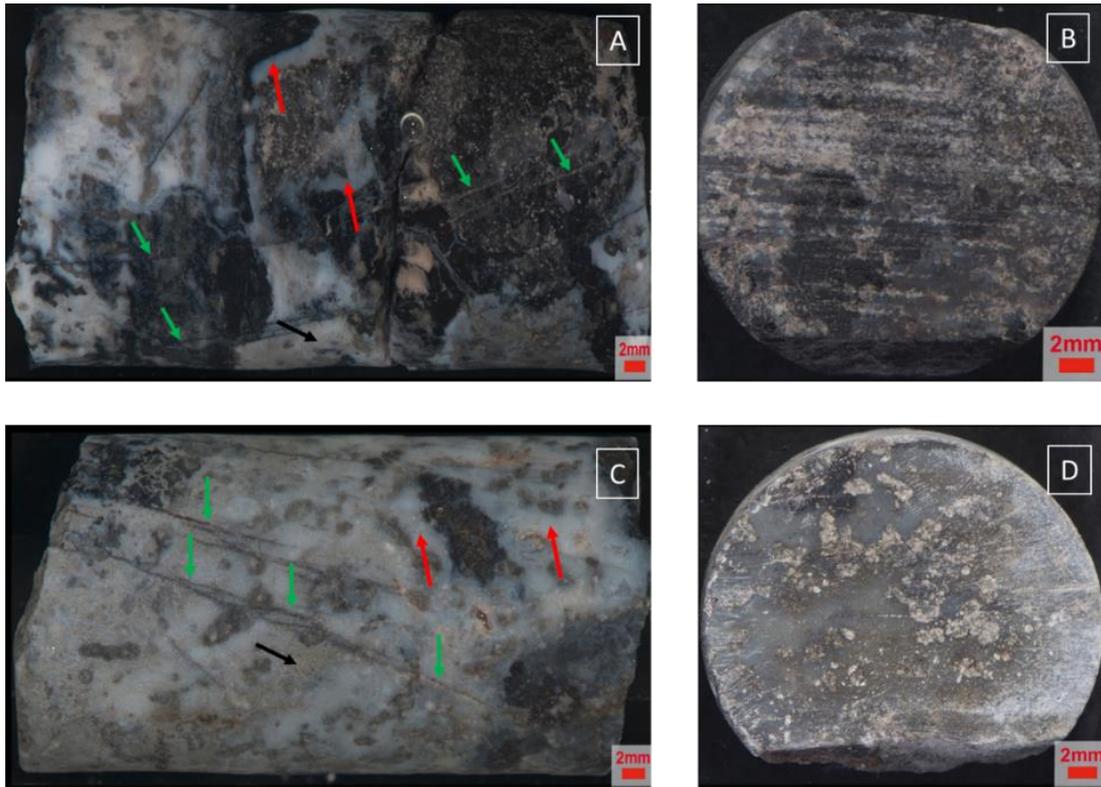


Figura 88: Amostras laterais do Poço C no intervalo S3 ilustrando as sílicas I (setas pretas) e II (setas vermelhas), além de fraturas (setas verdes). Observar o tom azulado da sílica II.

Além da diferenciação dos tipos de sílica, os dados de rocha permitiram inferir diferentes aspectos diagenéticos, tais como: (i) compactação mecânica; (ii) cimentação por quartzo; e (iii) dissolução formando porosidade secundária. Sublinhamos a dificuldade em se distinguir processos diagenéticos precoces e processos sindeposicionais. De acordo com De Boever *et al.* (2017), os fluidos que dão origem aos processos diagenéticos precoces podem se assemelhar aos responsáveis pelo desenvolvimento do depósito.

A compactação mecânica (Figura 89) pode afetar diferentes litologias carbonáticas e é identificada principalmente por contatos côncavo-convexos dos grãos constituintes do arcabouço, por vezes contatos plano-paralelos (James & Jones, 2016; Herlinger Jr. *et al.*, 2017). A compactação mecânica pode gerar fraturas e dissolução que contribuam para o aumento da porosidade e permeabilidade ou redução nos casos em que ocorre intensa silicificação nos poros (Lima & De Ross, 2019; Wright 2020, Sartorato *et al.*, 2020; De Ross, 2021). A compactação mecânica corresponde ao principal processo diagenético

durante a fase inicial de soterramento, também sendo responsável pela redução da porosidade primária (Moore, 1989; Tucker & Wright, 1990, Wright; Flügel, 2010; James & Jones, 2016). Para Sartorato (2018), os esferulitos e os constituintes alóctones são mais suscetíveis à compactação mecânica, ao passo que a calcita fascicular (*shrubs*) apresenta maior resistência à compactação.

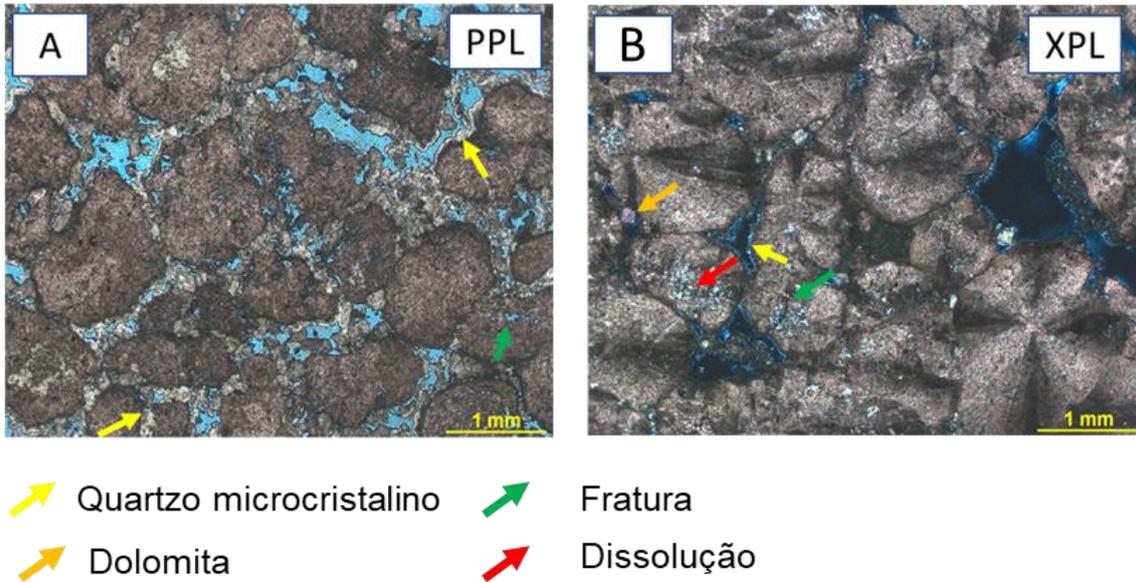


Figura 89: Feições de compactação mecânica no Poço B. A) Microquartzo preenchendo poros. B) Esferulitos assimétricos com intenso fraturamento e dissolução. Observar contatos côncavo-convexos entre os constituintes.

A cimentação de quartzo corresponde a outro importante aspecto identificado e é caracterizado pela presença de quartzo euédrico (Flügel, 2010), megaquartzos (Sartorato *et al.*, 2020) e/ou sílica tipo III (Fernández-Ibáñez, *et al.*, 2022) (Figura 88). Em comum, todos estes trabalhos apontam para a presença de quartzo euédrico preenchendo de fraturas (cimentação), comumente associado a cristais de pirita e betume. Fernández-Ibáñez *et al.* (2022), propõem que uma transição de um estado mais alto de supersaturação de silício (Si) para um mais baixo, reduzindo o número de nucleações locais, resultaria em cristais de quartzo maiores. Dessa forma, esse tipo de sílica atuaria como um limitador à permeabilidade, uma vez que controlaria o espaço poroso e consequentemente sua conectividade.

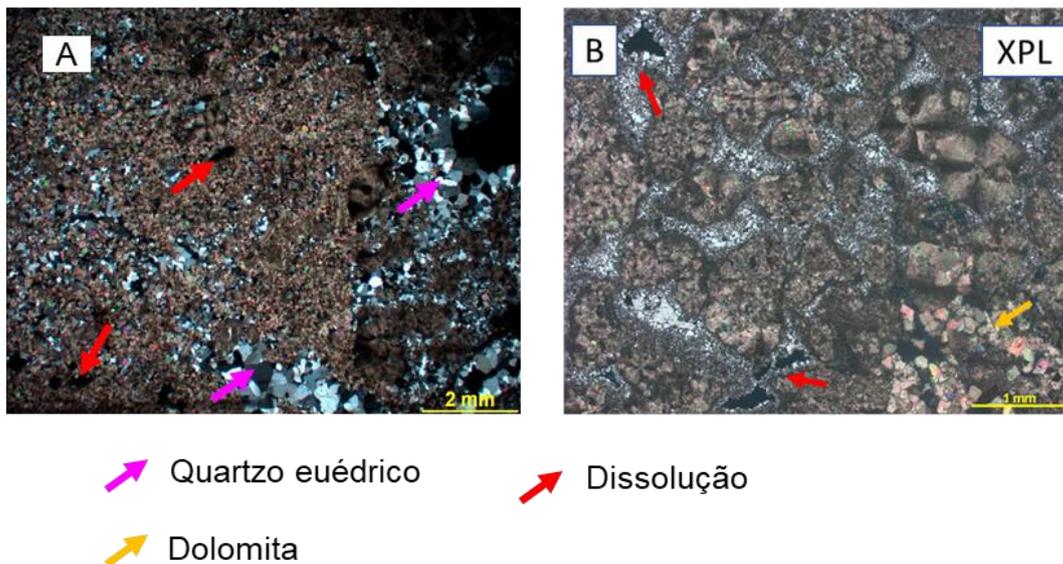


Figura 88: Cimento de quartzo euédrico no poço B. Apesar da intensa silicificação é possível identificar dissolução localizada.

A formação de porosidade secundária por dissolução e o posterior preenchimento por cimentação de quartzo também foram observados nos poços estudados (Figura 88 A e B). A dissolução contribuiu significativamente para o aumento de porosidade e eventualmente da permeabilidade, porém não ocorreu de maneira uniforme, nem em um único evento diagenético. Tomando por base as fotomicrografias do poço B (Figura 89), foi possível inferir a ocorrência de dois eventos diagenéticos que favoreceram a dissolução: 1) estágio eodiagenético; e 2) estágio mesodiagenético.

O estágio eodiagenético engloba dissolução parcial, por vezes mais pervasiva, possivelmente associada a oscilações no pH da água, que alterariam as condições geoquímicas do lago (Herlinger *et al.*, 2017; Pietzsch, *et al.*, 2018; Farias *et al.*, 2019; Mercedes- Martin *et al.*, 2019; Wright & Barnett, 2020; Wright, 2020, Gomes *et al.*, 2020; Carvalho *et al.*, 2022). Esse processo pode ser exemplificado pela desestabilização de argilas magnesianas e sua eventual substituição por sílica ou dolomita, além da dissolução de constituintes carbonáticos. Com isso, poderia ocorrer a geração de porosidade secundária (Wright & Barnett, 2015; Tosca & Wright, 2015; Herlinger *et al.*, 2017) (Figura 89A, D). Além disso, de acordo com Sartorato (2018), variações do nível da água poderiam, eventualmente, expor rochas carbonáticas, deixando-as suscetíveis à

interação com fluidos meteóricos ácidos, que por sua vez promoveriam dissolução parcial.

O estágio mesodiagenético está associado ao fraturamento e geração de *vugs* (Flügel, 2010; James & Jones, 2016). Também é observado que o aumento da intensidade de dissolução próximo a falhas e fraturas é favorecido pela circulação de fluidos hidrotermais e, em alguns casos, por apresentar substituição total da fábrica carbonática (Herlinger *et al.*, 2017; Vieira de Luca *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Lima *et al.*, 2020; Wright & Barnett, 2020, Carvalho *et al.*, 2022). Essas feições de dissolução foram identificadas em diferentes intervalos nos poços estudados, sendo mais concentradas no intervalo S3, que mostra maior frequência de *vugs* nas lâminas petrográficas (Figura 891B, C e F), nos perfis de imagem (Figura 64D, Figura 66C, Figura 68A e Figura 70C) e nos testemunhos (Figura 902 e **Erro! Fonte de referência não encontrada.3**). Os *vugs* ocorrem em diferentes profundidades com tamanhos variados (Figura 82B), sendo interpretados como feições de dissolução mesodiagenética (Boggs, 2009; Flügel, 2010; James & Jones, 2016). Além dos *vugs*, os testemunhos permitiram correlacionar outras feições identificadas no perfil de imagem, como fraturas abertas e fraturas cimentadas por sílica, bem como camadas de sílica com fraturas limitadas à própria extensão da camada (**Erro! Fonte de referência não encontrada.3**).

A integração dos dados de rocha e análises de perfis de ferramentas diversas favoreceram a identificação dos diferentes tipos de silicificação de forma a compreender seus diferentes impactos nas propriedades permoporosas, além de estabelecer relação com os diferentes eventos diagenéticos.

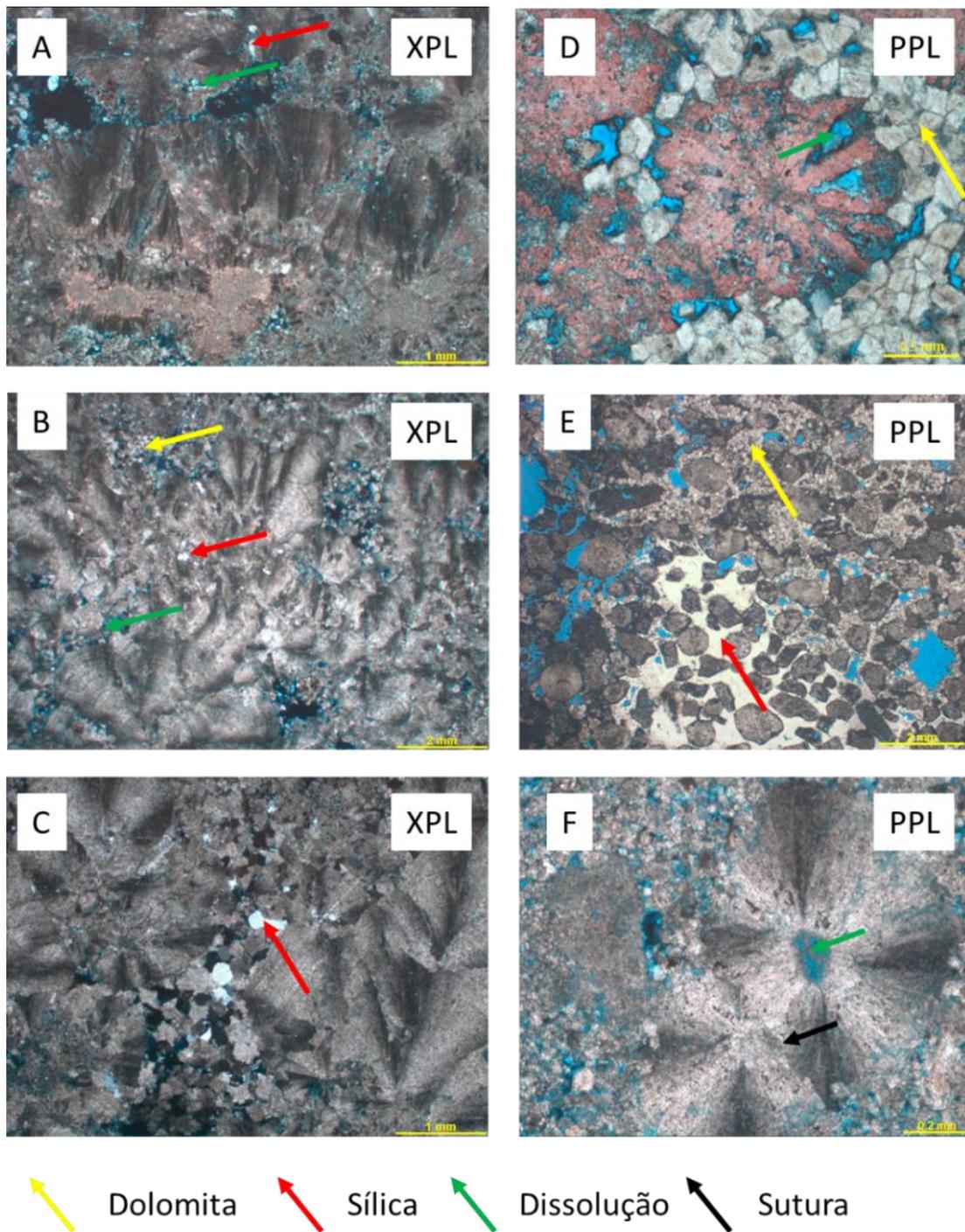


Figura 891: A) Heterolito de esferulito e calcita fascicular com feições de dissolução e fraturamento; B) *Shrebs* com baixa intensidade de dissolução; C) *Shrebs* com porosidade intergranular preenchida com quartzo euédrico; D) Esferulito com intensa dissolução e porosidade intergranular parcialmente preenchida por dolomita romboédrica (lâmina petrográfica tingida com solução de alizarina-red); E) *Grainstone* com níveis de silicificação e dolomitização diferenciados; F) Esferulitos suturados por compactação mecânica, além de apresentar dissolução.

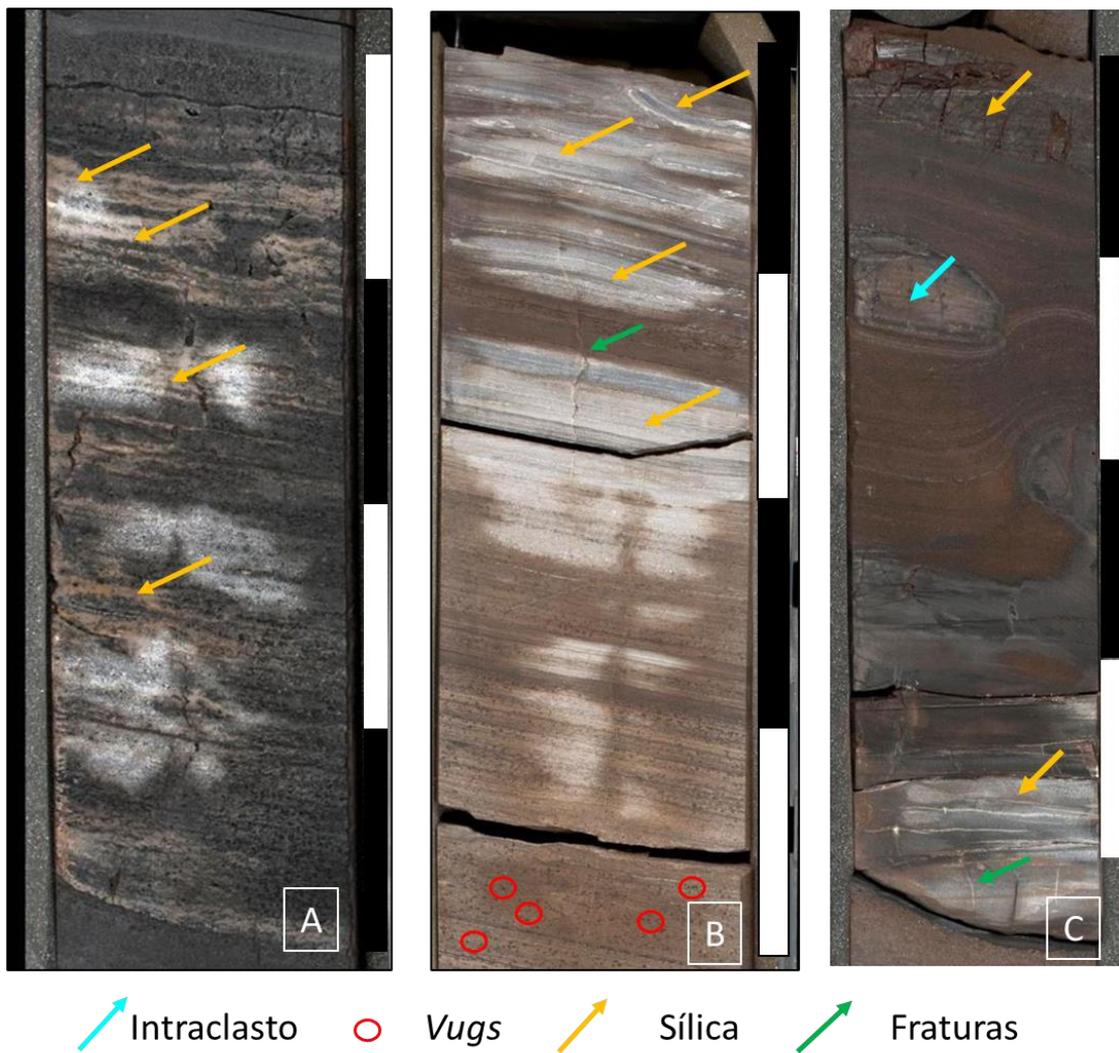


Figura 902: Identificação de silicificação em testemunhos do poço C. A) laminações de sílica cortando o testemunho. As fraturas aparentemente estão relacionadas à extração do testemunho. B) Camadas de sílica bem definidas na porção superior e *vugs* na porção inferior. C) camadas fraturadas e cimentadas na porção inferior. Observar intraclasto de sílica na porção superior.

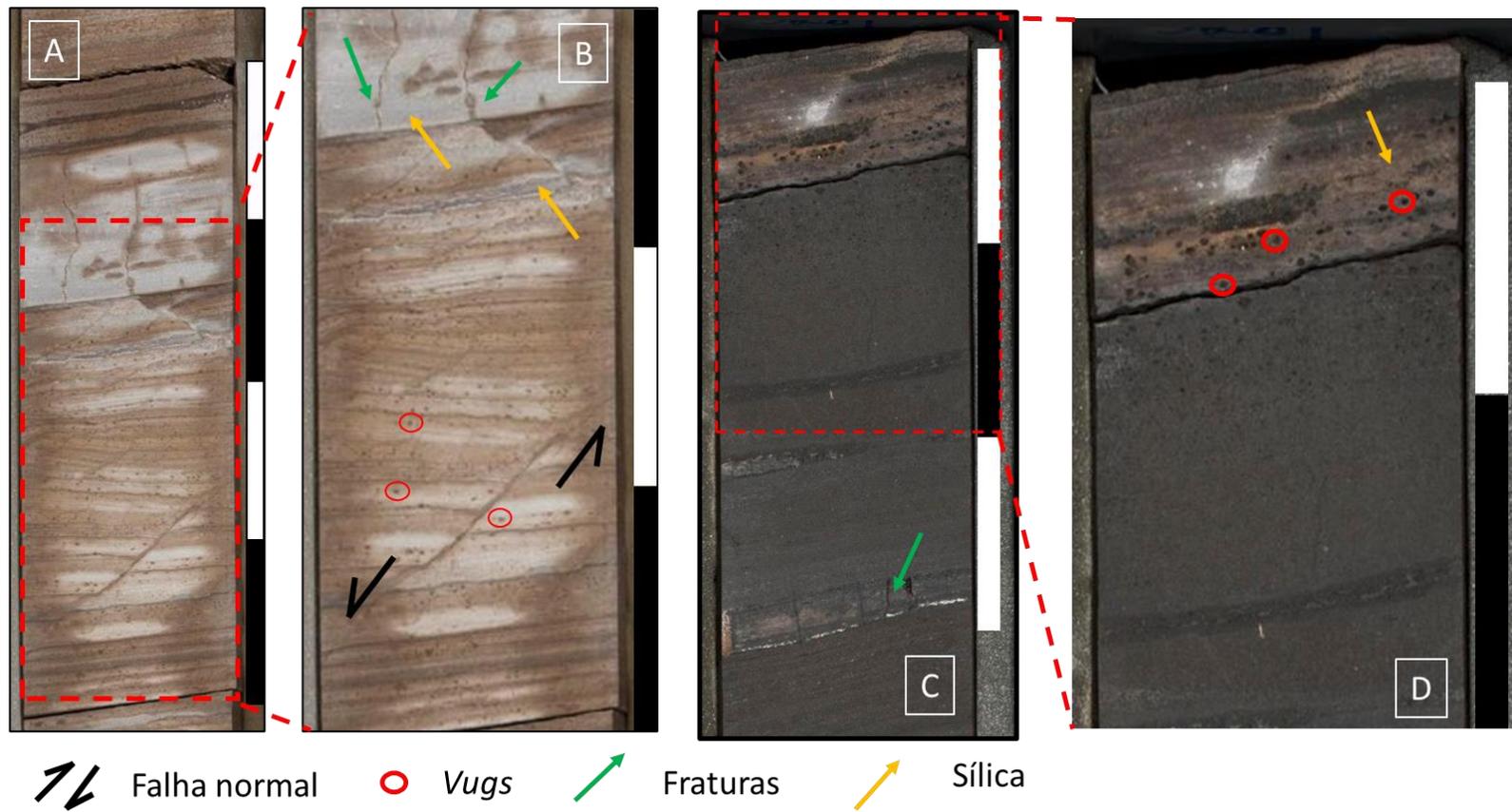


Figura 913: Imagens de testemunho ilustrando fraturas abertas, cimentadas por sílica, camadas silicificadas fraturadas e vugs. Escala localizada à direita: cada retângulo mede 10cm.

6. DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentadas as interpretações das análises qualitativas e quantitativas dos poços estudados, identificando e discutindo as relações entre os diferentes processos diagenéticos (p.e., dissolução e silicificação) e as mudanças das propriedades permoporosas dos reservatórios carbonáticos na Formação Barra Velha. É importante destacar que essas relações foram estabelecidas com base em perfis de imagem, espectrometria elemental e RMN, além de relatórios de descrição de lâminas petrográficas. Portanto, a discussão sobre os processos diagenéticos apresenta limitações pela resolução das ferramentas utilizadas. Para um estudo mais aprofundado, são necessárias análises sistematizadas de lâminas petrográficas de diferentes intervalos estratigráficos e ensaios geoquímicos.

6.1. Silicificação das rochas carbonáticas pré-sal: efeitos diagenéticos e modificações na permoporosidade

A silicificação de carbonatos envolve a substituição dos constituintes carbonáticos por sílica (opala e quartzo), além do preenchimento completo ou parcial dos espaços porosos (Tucker & Wright, 1990; Flügel, 2010; Butts, 2014). Esse processo diagenético pode modificar completamente as rochas sedimentares em diversas fases do soterramento: da eodiagênese, fortemente influenciada por processos deposicionais, até vários quilômetros de profundidade em intervalos dominados por processos mesodiagenéticos e hidrotermais. Nas bacias marginais brasileiras, a ocorrência de depósitos silicificados no pré-sal é bastante registrada e representa um produto da atuação e sobreposição de eventos deposicionais e diagenéticos (Herlinger *et al.*, 2017; Lima & de Ros, 2019; Sartorato 2018; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022, Lupinacci *et al.*, 2023).

Nos poços estudados, os processos diagenéticos de silicificação ficam evidentes a partir do uso do perfil de espectroscopia elemental, uma vez que a conversão da concentração do silício em volume de sílica (equação 14) permitiu, com base nos diferentes padrões e comportamentos observados nos poços

estudados, estabelecer cinco intervalos de sílica para o poço A e três intervalos para os poços B e C (Figura 60). Nos três poços ficou nítido o aumento de volume de sílica e a redução das propriedades permoporosas da base para topo da sucessão, exceto no intervalo S5 do poço A, em que, logo após um aumento significativo na proporção de sílica em S4, ocorre uma mudança brusca, com redução dos valores na parte superior do poço (contato entre os intervalos S4 e S5; Figura 62).

A interpretação dos perfis de imagem favoreceu a caracterização de diferentes comportamentos para intervalos silicificados e não silicificados, bem como a identificação dos aspectos texturais que permitiram associar as possíveis litofácies (Lai *et al.*, 2018; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2018; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022; Basso *et al.*, 2022). A partir da correlação dos perfis de imagem e dos volumes de sílica, foi possível associar diferentes conteúdos de sílica com seu respectivo impacto diagenético. Apesar de haver uma tendência geral de redução de porosidade e de permeabilidade com o aumento do conteúdo de sílica da base para o topo da sucessão, foram identificados comportamentos divergentes caracterizados pelo aumento de sílica e das propriedades permoporosas (Figura 84).

O principal comportamento que ocorre ao longo de todos os intervalos analisados é a alternância entre camadas silicificadas e não silicificadas (Figura 60). Nos perfis de imagens, as camadas silicificadas são caracterizadas por alta amplitude e estão associadas a cores brilhantes, enquanto a baixa amplitude está associada a cores escuras e são interpretadas como camadas com pouca silicificação e conseqüentemente maior predomínio de poros interconectados, semelhantes aos descritos por Basso *et al.* (2022) e Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) (Figura 63, Figura 65, Figura 82, Figura 83 e Figura 84).

De modo geral, nos perfis de imagem, as camadas silicificadas são bem definidas pela alta amplitude e, em alguns casos, apresentam fraturas ao longo de sua extensão, limitadas à largura da camada (Figura 64A). Esse comportamento foi reportado por Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) a partir da observação em testemunhos de sondagem, sendo denominada de sílica tipo I e que denota o caráter rúptil das camadas e a diferença de competências com as

camadas adjacentes. Por outro lado, as camadas com baixa amplitude possuem textura de alta rugosidade associada à alta ocorrência de porosidade visual (Basso *et al.*, 2022). Essa porosidade visual é observada nos perfis de imagem e caracterizada por manchas de baixa amplitude que variam quanto à proporção, geometria e tamanho, semelhantes a poros vistos em uma lâmina petrográfica. É importante destacar que esses estratos com baixa amplitude apontam para altos valores de porosidade e permeabilidade nos perfis de RMN, sendo interpretados como *vugs* interconectados (Basso *et al.*, 2022; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). Na Figura 64C, é possível observar a textura de alta rugosidade, predominando a amplitude intermediária com expressiva proporção de porosidade visual, em alguns casos decimétricos, inferindo a presença de porosidade vugular como produto de dissolução (Choquette & Pray, 1970; James & Choquette, 1984; Moore, 1989; James & Jones, 2016; Lima e De Ross, 2019; De Ross, 2021; Basso *et al.*, 2022).

Outra feição que merece destaque é caracterizada por manchas de alta amplitude em estratos majoritariamente de baixa amplitude em acamamentos irregulares, com grande variação de geometria, tamanho e proporção (Figura 64D). Esse comportamento é associado à silicificação de intraclastos grossos ou silicificação irregular, sendo identificada em diferentes porções dos poços A e C (Figura 82C) e reportados também em Lai *et al.* (2018) e Basso *et al.* (2022).

Dentre os poços estudados, o poço A é o que apresenta uma maior heterogeneidade na distribuição vertical da sílica, sendo dividido em cinco intervalos, denominados S1, S2, S3, S4 e S5 (Figura 63, Figura 65, Figura 67, Figura 69 e Figura 71). No intervalo S1, a porção basal da sucessão, é possível observar o baixo volume de sílica, porém com algumas camadas silicificadas apresentando fraturas que estão limitadas aos estratos. Entre os intervalos S2 e S4, fica evidente o aumento progressivo de sílica, bem como o incremento de fraturas que não se restringem às camadas silicificadas, atravessando verticalmente a sucessão (Figura 62, Figura 65, Figura 67 e Figura 69). Porém, esse aumento de sílica não ocorre de forma homogênea. Enquanto em alguns segmentos ocorre uniformemente (intervalos X208/X231,30m; Figura 62 e Figura 65), em outros apresenta expressiva alternância entre valores altos e baixos de sílica (X136/X208m; Figura 62 e Figura 67).

Vale destacar que, na profundidade X185m (Figura 67A e B), o volume de sílica atinge 85%, associado à porosidade que varia de muito boa a excelente. Também nessa profundidade, a intensa silicificação, o fraturamento e a expressiva porosidade são identificadas pelo perfil de imagem e por lâminas petrográficas (Figura 68B). No intervalo S5, ocorre uma expressiva redução do volume de sílica e aumento das propriedades permoporosas (Figura 62 e Figura 71). Também é importante ressaltar que não foi observado no intervalo expressivo fraturamento, semelhante ao observado nos intervalos S3 ou S4. Porém, ao analisar o perfil de imagem, há alguns estratos silicificados e fraturados (Figura 72B), que denotam fraturamento posterior à silicificação. Possivelmente a contribuição de sílica no intervalo S5 é oriunda majoritariamente da desestabilização da argila magnésiana em detrimento da sílica hidrotermal.

A distribuição da sílica nos carbonatos pode ser detalhada por meio de estudos petrográficos, que somados aos perfis de imagem e ao volume de sílica, permitem uma melhor visualização do aumento ou redução da silicificação nas rochas. Nas lâminas é observado a presença de cimento de quartzo preenchendo a porosidade interpartícula, em alguns casos ocorrendo como franjas de quartzo microcristalino (Figura 68C). Esse tipo de cimentação ocorre como produto de eodiagênese durante períodos mais úmidos em ambientes lacustres, que favoreciam as condições de pH mais ácido e a precipitação da sílica. (Sartorato et al., 2020; Wright 2020).

Nas zonas com aumento de sílica ocorre a maior abertura das fraturas, que passam de milimétricas para centimétricas (Figura 70B). Isso pode ser bem observado no intervalo S4 do poço A, em que há um expressivo aumento do volume de sílica relacionado à presença de intervalos fraturados e intervalos dominados por silexitos. (Figura 70C e D). Esse aumento é corroborado pelas lâminas petrográficas que mostram porosidade do tipo canal (Choquette & Pray, 1970) (Figura 70A). Apesar do alto volume de sílica, é notado que não houve redução da porosidade (Figura 69). O alto valor de porosidade provavelmente está associado ao intenso fraturamento. Contudo, a redução da permeabilidade pode ser interpretada como resposta à baixa interconectividade dos poros em sistemas de fraturas com diferentes atitudes.

Fatah (2020) analisou a densidade de fraturas para o Poço A. Em suas análises, a autora dividiu a Formação Barra Velha em quatro zonas de fratura a partir da estimativa de densidade de fraturas, identificadas pela interpretação de perfis de imagem. Duas zonas merecem destaque: F1 e F2. A zona F1 apresenta maior quantidade de fraturas parciais, enquanto a zona F2 possui maior frequência de fraturas semiabertas. Em comum, nas duas zonas foram identificadas expressiva densidade de fraturas abertas e poucas fraturas fechadas. Além disso, não é possível definir uma orientação preferencial para as fraturas mapeadas, denotando que o fraturamento ocorreu em diferentes direções. As atitudes das fraturas mapeadas foram ilustradas em um diagrama de rosetas (Figura 92). As zonas de fratura F1 e F2 caracterizam respectivamente os intervalos S4 e S3 do poço A.

Ao integrar os diagramas de roseta acima descritos com o mapa estrutural da base do sal (Figura 59), é possível inferir que as diversas direções de fraturas observadas sejam produto dos diferentes tipos de falha mapeados (falhas antitéticas E-W e falhas normais). Isso possivelmente favoreceu a circulação de fluidos hidrotermais, contribuindo para o incremento de porosidade nas zonas S4 e S3.

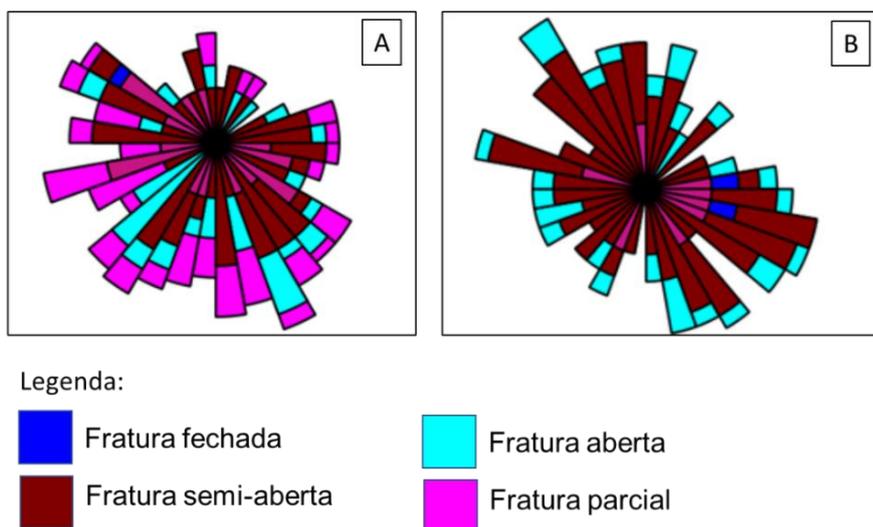


Figura 92: Diagramas de roseta para fraturas dos intervalos silicificados S4 (A) e S3 (B) do poço A. Modificado de Fatah (2020).

O uso dos gráficos 2D a partir de parâmetros petrofísicos permitiram a caracterização da variação das propriedades reservatório pelo impacto da silicificação e outros processos diagenéticos, como a dissolução (Figura 73, Figura 74, Figura 75, Figura 85, Figura 86 e Figura 87). O gráfico de sílica *versus* calcita (Figura 73 e Figura 85) ilustra a relação direta complementar entre os dois volumes, de forma que é possível inferir que a precipitação da sílica aparenta estar associada diretamente à dissolução de calcita. Isso pode ser corroborado pela relação inversa entre a solubilidade da calcita e da sílica (Williams & Crerar, 1984; Hesse, 1989; Boggs, 2009; Bustillo, 2010; Armenteros, 2010; Butts, 2014). O gráfico sônico *versus* densidade mostrou uma redução do sônico associado ao aumento de densidade (Figura 74 e Figura 86). Esse aumento da densidade pode ser correlacionado com o aumento do conteúdo de sílica, visto nos intervalos S3 e S4 (Figura 61 e Figura 62). Dessa forma, o espaço poroso seria reduzido, tornando o intervalo mais compacto. Assim o tempo de propagação de ondas é menor (Rider, 2002; Aveseth, 2005; Ellis & Singer 2007). É importante destacar que o intervalo de rocha ígnea, localizado no poço C, apresenta maiores valores de densidade, menores valores do sônico e as estimativas mais baixas de porosidade e de permeabilidade (Figura 86A, B e C).

Por fim, o gráfico de impedância acústica *versus* volume de sílica evidenciou a relação direta de melhora das propriedades permoporosas associada a baixos valores de impedância. O gráfico permitiu uma boa caracterização entre as rochas carbonáticas e as intrusivas (maior impedância) no poço C (Figura 87A, B e C). Também foi identificado altos valores de sílica associado a excelentes condições permoporosas no poço B (Figura 87D, E e F). Com isso, é viável inferir que a impedância acústica permite uma boa correlação entre litologia e porosidade, além de mostrar uma eficaz ferramenta para a caracterização de reservatórios carbonáticos (Sancevero *et al.*, 2006; Penna *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021, Penna & Lupinacci, 2021; Jesus *et al.*, 2021).

6.2. Inferências sobre os fatores controladores da silicificação na Formação Barra Velha

A partir da análise dos dados de rocha e perfis geofísicos, foi identificada a existência de uma relação direta entre os eventos diagenéticos de dissolução e silicificação nos carbonatos da Formação Barra Velha. A diagênese ocorreu de forma intensa ao longo de toda a unidade, apresentando, além dos níveis de silicificação e dissolução, dolomitização e intensa recristalização (Farias *et al.*, 2019; Wright & Barnett, 2020; Sartorato *et al.*, 2020; De Ros, 2021; Carvalho *et al.*, 2022).

Na Formação Barra Velha e suas seções cronocorrelatas, são frequentemente identificadas argilas magnesianas comumente dissolvidas, gerando porosidade secundária que pode ser preenchida por sílica ou dolomita (Tosca & Wright, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Mercedes-Martin *et al.*, 2019, Farias *et al.*, 2019; Wright, 2020; Netto *et al.*, 2022). A dissolução dessas argilas pode ser associada a dois fatores: (i) entrada de água alterando a química do lago (Tosca *et al.*, 2018; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Pietzsch *et al.*, 2020); e (ii) influxo de CO₂ derivado de atividade hidrotermal (Viera de Luca *et al.*, 2017; Lima & De Ross, 2019). Essas duas condições aparentemente favoreceram a redução do pH (abaixo de 9), comprometendo a estabilidade das argilas magnesianas.

A influência das argilas magnesianas na Formação Barra Velha é identificada em diferentes trabalhos (Tosca & Wright, 2014; Wright & Barnett, 2015; Tosca & Wright, 2015; Neves *et al.*, 2019; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020, Wright & Barnett, 2020; Carvalho *et al.*, 2022; Castro & Lupinacci, 2022). Essas argilas podem ser identificadas em intervalos em que os perfis de GR possuam baixos valores associados a altos valores de sônico e baixos valores de porosidade (Castro, 2019), ou por tendências distintas em *crossplot* sônico versus densidade (Herlinger *et al.*, 2020), além da análise de lâminas petrográficas. Contudo, a partir da análise dos dados utilizados no presente estudo, não foram observados intervalos caracterizados por argilas magnesianas, nos três poços interpretados. Também não foi observado esse tipo de argila nas lâminas petrográficas.

A ausência da argila magnesianas é atribuída, possivelmente, aos eventos magmáticos que geraram intrusões próximas aos poços estudados e favoreceram o aumento de CO₂, o que pode ter levado a uma redução da alcalinidade nos fluidos da Formação Barra Velha. Conseqüentemente, foi gerada uma instabilidade das argilas magnesianas, seguida de dissolução e liberação de Si e Mg durante a eodiagênese, uma vez que esses tipos de argilominerais apresentam grande sensibilidade e instabilidade a mudanças de pH da água (Wright & Barnett, 2015; Szatmari e Milani, 2016; Pinto *et al.*, 2017; Faria *et al.*, 2017, 2019; Lima e de Ross, 2019; Wright, 2020; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022).

De maneira geral, as rochas carbonáticas apresentam heterogeneidade expressiva e processos diagenéticos que resultaram em grandes variações de porosidade e permeabilidade (Herlinger *et al.*, 2017). Com isso, a porosidade observada nas rochas-reservatório se mostra predominantemente secundária, a partir da dissolução dos constituintes pré-existentes. Em alguns dos intervalos estudados, ocorreram importantes alterações que podem ser associadas à eodiagênese e à mesodiagênese, bem como em consequência de fluidos hidrotermais (Lima & De Ros, 2019).

Lima (2020) afirma que o processo de alteração hidrotermal, ocorrido nos carbonatos do Pré-Sal do norte da Bacia de Campos, concentra-se próximo a falhas, fraturas e discordâncias que atuaram como dutos e favoreceram o aumento da porosidade e da permeabilidade nessas porções do reservatório. Com isso, a ascensão de fluidos hidrotermais, através de falhas profundas, favoreceu processos de dolomitização, silicificação e dissolução dos carbonatos. Esse comportamento foi observado na área de estudo, com maior evidência no poço C, cortado por uma intrusão, e no poço B, caracterizado por aumento da frequência de fraturas registrado do intervalo S1 a S4.

O impacto da sílica nos carbonatos é apresentado como um obliterador de porosidade e permeabilidade (Lima & De Ros, 2019; Sartorato 2018; Carmo, 2021; Lebre, 2021; de Jesus *et al* 2021). Lebre (2021), em um estudo de unidades de fluxo de reservatórios carbonáticos, associa a redução da permoporosidade ao aumento do conteúdo de sílica. Contudo, a autora aponta

haver exceções na Formação Barra Velha, onde o aumento de sílica aparentemente não exerceu influência na permeabilidade. Nessa direção, Herlinger *et al.* (2017) afirmam que algumas amostras de calcita fascicular (*shrubs*) apresentam porosidade oriundas da dissolução de argila magnesiana, com média de 6% e permeabilidades baixas (média de 0.8mD). Ainda, Lima & De Ros (2019) consideram, em estudo similar, que a silicificação foi responsável pela formação de extensas, porém heterogêneas fraturas e porosidade vugular.

Ehrenberg *et al.* (2012) questionam a ausência de dados quantitativos que suportem a proposta de criação de porosidade em ambiente de soterramento profundo, uma vez que os tipos de poros mesodiagenéticos e eodiagenéticos possuem grande semelhança e, portanto, são facilmente confundidos. No entanto, os autores reconhecem que a corrosão ao longo das fraturas evidencia processos mesodiagenéticos, apesar de considerarem que esse processo compreende uma pequena porção do total de porosidade. Os autores também consideram que altas concentrações de CO₂, presumidamente associadas a magmatismo poderiam ascender por convecção térmica junto a fluidos hidrotermais. Dada a solubilidade retrógrada dos minerais de carbonato, esses fluidos podem favorecer a dissolução dos carbonatos e promover a geração de porosidade secundária. Porém, dada a rápida cinética de equilíbrio calcita-água e possíveis restrições na circulação térmica, essa dissolução estaria limitada a regiões muito próximas às fraturas. Dessa forma, pode-se inferir que a ascensão dos fluidos magmáticos que geraram a intrusão no Poço C, por falhas, contribuíram para a formação de porosidade vugular observada nos testemunhos a partir das altas concentrações de CO₂, favorecendo a dissolução.

A contribuição de fluidos hidrotermais para os processos diagenéticos de dissolução e silicificação é objeto de intenso estudo (Packard *et al.*, 2001; Xu *et al.*, 2015; Biehl *et al.*, 2016; Lima & De Ros, 2019; Wright, 2020). Segundo Biehl *et al.* (2016), a partir de um estudo de caso da Bacia Saxônia Inferior (Alemanha), a dissolução de carbonatos controlada por fraturamento e soterramento profundo pode ser significativo o suficiente para converter um reservatório carbonático com baixa porosidade e permeabilidade em um reservatório produtor de qualidade moderada a boa, uma vez que houve geração de porosidade vugular

e intercrystalina em subsuperfície. Os autores utilizaram dados de isótopos para afirmar que a origem do CO₂ deriva de fontes inorgânicas como desgaseificação do manto ou magmatismo. A migração dos fluidos foi facilitada por falhas e pelo denso sistema de fraturas, que estão abaixo da resolução sísmica, que atuaram como dutos para fluidos ricos em CO₂ de forma ascendente. Essa ascensão, aparentemente, contribuiu para a criação de *vugs*, mas também levou à cimentação de parte dessa porosidade, dolomítica e quartzosa. Também foram identificados cristais de pirita, associados a atividade hidrotermal. Isso posto, é possível correlacionar que o magmatismo observado na área de estudo proporcionou fluidos hidrotermais ricos em sílica que atuaram na geração de porosidade secundária e para a cimentação dos poros. Os autores também estimam um aumento de porosidade entre 10 e 16% em regiões próximas as fraturas. Os intervalos S4 e S3, mais fraturados, do Poço A, a média de porosidade foi estimada em 12,83 e 10,46% respectivamente (Tabela 8). É importante destacar que a média do conteúdo de sílica nestes foi estimada em 49,23 e 24,60% respectivamente (Tabela 8), denotando que o fraturamento, mesmo com intensa silicificação, pode apresentar expressivos valores de porosidade.

Em outro estudo, Packard *et al.* (2001) propuseram um modelo para os processos diagenéticos no Campo de Parkland (Canadá) a partir de dissolução hidrotermal favorecida por uma série de fraturas e falhas que atuaram como dutos para os fluidos hidrotermais, favorecendo a dolomitização e silicificação. O uso dessas fraturas permitiu a ascensão dos fluidos hidrotermais que foram responsáveis pela dissolução do volume freático (0- 300m), que resultou em porosidade do tipo caverna (carste hidrotermal). A fase sílica diagenética apresenta excelente porosidade intercrystalina (até 30%), com presença de nódulos de microquartzo e calcedônia. Para isso, os fluidos hidrotermais ricos em sílica, durante a ascensão, passam por intervalos dolomitizados sem reação significativa. Ao entrar em contato com calcários, os fluidos agiriam de forma agressiva, favorecendo a dissolução.

Os autores ponderam que o fluido diagenético supersaturado em relação à sílica, marginalmente saturada em relação à dolomita, mas criticamente subsaturado em relação à calcita, proporcionaria uma significativa porosidade

secundária. Dessa forma, haveria um ordenamento dos processos a partir da consolidação dos sedimentos carbonáticos, seguidos por processos de dissolução pelos fluidos hidrotermais finalizados pela dolomitização e silicificação. À vista disto, é possível associar o comportamento descrito acima com os gráficos de sílica *versus* calcita (Figura 73 e Figura 85), e é observado um aumento do volume de sílica relacionado à redução do volume de calcita.

Xu *et al.* (2015) estudaram a Bacia de Tarim (China) e constataram que atividades magmáticas, além de fornecer fluidos hidrotermais, também favorecem a convecção de fluidos devido à elevada temperatura. Além disso, a capacidade de dissolução do fluido pode ser aumentada, uma vez que o fluido hidrotermal e o fluido de formação são misturados. A atividade magmática pode resultar no incremento de canais para migração e acumulação de hidrocarbonetos em poros secundários. Os autores consideram que o contato do fluido magmático com a água de formação produziu um fluido misto com baixa saturação, que favoreceu a dissolução de rochas carbonáticas. Além disso, a alta temperatura desses fluidos promoveu a convecção dos fluidos, contribuindo para a dissolução dos carbonatos, gerando porosidade secundária e contribuindo para a formação de um potencial reservatório. É importante destacar que as rochas intrusivas próximas a falhas forneceram um bom duto para a migração dos fluidos.

O desenvolvimento da porosidade secundária sofreu um importante controle a partir da corrosão fluida. Contudo, Xu *et al.* (2015) apontam que, quando próximos a rochas intrusivas, esses poros podem ser preenchidos por argilominerais. No entanto, as rochas carbonáticas situadas a distâncias superiores a oito metros das intrusões apresentaram desenvolvimento de porosidade intergranular, com boa conectividade entre si, melhorando as propriedades do reservatório. É possível identificar um comportamento semelhante entre os carbonatos logo abaixo do intervalo intrusivo, no Poço C, com o apresentado por Xu *et al.* (2015). A partir de oito metros da intrusão, é notado um gradual incremento das propriedades permoporosas (Figura 80). Contudo, o intervalo logo abaixo da intrusão foi descrito como metamorfismo.

Conforme discutido anteriormente, é possível associar a circulação de fluidos hidrotermais por fraturas com a dissolução de carbonatos e, conseqüentemente, com a criação de porosidade secundária. Essa circulação ascendente é caracterizada por Boggs (2009) como convecção térmica de fluidos. Para o autor, a convecção se refere à movimentação dos fluidos em “células” devido a variações espaciais de temperatura. O aquecimento dos fluidos diminui sua densidade, estabelecendo um impulso que permite a movimentação de fluidos menos densos e mais quentes de forma ascendente e, às vezes, lateralmente em células circulares. As variações de temperatura podem ser decorrentes de fluxo de calor elevado nas vizinhanças de intrusões ígneas, diferença de temperatura de águas quentes de plataforma oceânicas e frias de porções mais profundas do oceano, ou ainda condutividade térmica de diferentes tipos de sedimentos.

Sobre os impactos da mesodiagênese na porosidade, Boggs (2009) destaca que os sedimentos carbonáticos podem sofrer várias modificações diagenéticas que conduzem a redução ou aumento de porosidade. As compactações mecânica e química, além da cimentação, comumente reduzem a porosidade, ao passo que a dissolução pode contribuir para o aumento de porosidade. Essa variação pode ser estimada entre 40 e 80% em sedimentos carbonáticos não compactados e quase zero para intervalos compactados.

Klimchouk (2009) associa a carste hipogênico o regime de descarga de sistema de fluxo regionais ou intermediários dominados por fluxo ascendente. Como consequência, podem ser identificadas estruturas de permeabilidade aumentada a partir da ascensão de águas ricas em CO_2 ou H_2S de variadas origens, geralmente sem contato com a superfície. Sua principal característica é a falta de relação genética com a recarga das águas subterrâneas da superfície sobrejacente ou imediatamente adjacente. O autor destaca o confinamento dos fluidos por barreiras ao fluxo vertical. Outro aspecto importante nesse sentido é a possibilidade de expressiva geração de porosidade e de permeabilidade favorecendo a acumulação de hidrocarbonetos. A partir do exposto por Klimchouk (2009), pode-se inferir que o intervalo S5 seja produto de carste hipogênico, dada sua expressiva condição permoporosa, oriunda de ascensão de fluidos por fraturas, observadas nas porções inferiores, e possivelmente os

evaporitos da Formação Ariri teriam atuado com barreira física confinando os fluidos.

Outro aspecto dos processos diagenéticos, associados a dissolução e a silicificação, está relacionado a características de águas meteóricas fortemente ácidas e subsaturadas em relação ao carbonato de cálcio devido ao alto teor de CO₂ derivado do intercâmbio atmosférico e da solução dos solos por onde passam (Bustillo, 2010; Da Boever *et al.*, 2017). A dissolução pode ocorrer por corrosão simples, orgânica, corrosão por mistura e hidrostática (James & Choquette, 1984; Boggs, 2009).

Nesse sentido, diferentes autores (Wright & Barnett, 2015; Tosca & Wright, 2015; Farias *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Netto *et al.*, 2022) consideram que a entrada de água no lago em períodos úmidos pode promover a redução da alcalinidade e conseqüentemente gerar instabilidade, seguida de dissolução das argilas magnésias (pH <9). Uma vez que essas argilas apresentam baixo teor de alumínio (Al) em sua composição, a estrutura desses minerais é composta majoritariamente por ligações Mg-O e Si-O, que possuem menor estabilidade química (Tucker & Wright, 1990). Dessa forma, a dissolução de argilas magnesianas ocorre mais rapidamente que outros minerais aluminossilicatos, resultando numa dissolução congruente de todos os componentes minerais na solução, ocorrendo liberação de silício (Si) e magnésio (Mg). Como consequência da dissolução e liberação de íons, há geração de porosidade secundária e provável precipitação de dolomita e sílica. Esse processo de silicificação é comumente caracterizado por sílica criptocristalina, quartzo microcristalino ou calcedônia, sugerindo eodiagênese (Bustillo, 2010; Sartorato *et al.*, 2020; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). Sua ocorrência se dá principalmente como cimento, preenchendo poros ou ainda substituindo parcialmente o arcabouço.

6.3. Variações dos teores de sílica e processos diagenéticos na Formação Barra Velha

A verificação dos padrões de silicificação dos poços estudados foi feita a partir da correlação do conteúdo de sílica e de seus impactos nas propriedades permoporosas, visando propor possibilidades para a dinâmica da silicificação,

bem como eventuais fatores de mobilidade e acumulação de sílica na Formação Barra Velha. Para tanto, foi considerado o comportamento dos perfis de GR, volume de sílica e de calcita, porosidade e permeabilidade. A Figura 60 mostra os três poços dispostos de acordo com suas distâncias geográficas e suas localizações espaciais.

Os três poços apresentam tendências semelhantes, caracterizadas por redução dos valores de GR da base para o topo da sucessão, volume de sílica menor na porção inferior, identificadas pelo intervalo S1, associada aos melhores valores de porosidade e de permeabilidade. Analisando os poços da base para o topo, é observado o aumento de sílica associado a valores menores de propriedades permoporosas. A Formação Barra Velha identificada no poço C se mostra em uma posição estrutural superior aos poços A e B, além de ser o único dos poços estudados a ser atravessado por um corpo intrusivo (Figura 60). Isso permite inferir ter havido contribuição de fluidos hidrotermais ricos em sílica que contribuíram para condições permoporosas menos otimistas quando comparado aos demais poços. Vale destacar que o poço C apresenta perfil de GR com valores muito baixos, o que possivelmente se deu por sofrer menor influências de ondas ou variações do nível do lago.

O Poço B apresenta valores de GR também muito baixos, porém é possível identificar uma série de pequenos picos que indicam um discreto aumento do conteúdo de argila (Figura 81). Esse comportamento pode ser interpretado como consequência da ação de ondas que contribuíram para o aumento da energia deposicional (Rider, 2002) ou ainda localizado em uma porção sublitoral do lago (Scholle *et al.*, 1983; James & Jones, *et al.*, 2016; Fetter *et al.*, 2018; Mercedes-Martin *et al.*, 2019). O raseamento do lago pode ter gerado ravinamento da porção sublitoral e consequentemente contribuído para a presença de rochas retrabalhadas (Wright & Barnett, 2015; Farias *et al.*, 2019; Wright, 2020; Wright & Barnett, 2020, Gomes *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021).

O volume de sílica no poço B é menor que os apresentados pelos poços A e C, o que aparentemente contribuiu para as condições permoporosas mais otimistas observadas. Dada a grande distância entre os poços C e B, além do

baixo número de fraturas observadas no perfil de imagem do poço B, é possível inferir que esse poço sofreu pouca influência de fluidos hidrotermais.

O poço A, por sua vez, mostra melhor distinção dentre os intervalos de sílica. Semelhante aos demais poços analisados, o poço A mostra aumento do volume de sílica da base para o topo, associado à redução de permoporosidade. O intervalo S4 mostrou expressivo aumento de porosidade devido a fraturamento, conforme observado pelo perfil de imagem (Figura 69). Contudo, a porosidade não mostrou conectividade, haja vista a baixa permeabilidade do intervalo. O intervalo S5 mostrou expressivo aumento de permeabilidade e de porosidade. Esse aumento das propriedades permoporosas foi interpretado como produto de carste hipogênico pela ascensão de fluidos ricos em CO₂ e a possível presença de uma barreira de fluxo caracterizada pela camada de evaporitos (Klimchouk, 2009).

Pela curta distância do poço A para o poço C é inferido que a intrusão favoreceu o fraturamento do poço A, contribuindo para a maior circulação de fluidos hidrotermais ricos em CO₂ e sílica, além do conseqüente aumento do volume de sílica nesse poço.

O intenso fraturamento observado no poço A pode ser justificado no trabalho de Neto *et al.* (2023, no prelo). Foi executada uma análise estrutural da mesma área analisada neste estudo e, a partir do mapeamento estrutural em dados sísmicos 3D e uso de atributo de curvatura (Chopra & Marfurt, 2007), os autores identificaram diferentes estruturas na Formação Barra Velha e confeccionaram um mapa estrutural da área (Figura 59). Nesse mapeamento, foi identificado feições estruturais como falhas normais e antitéticas muito próximas à localização do poço A e falhas normais relativamente afastadas dos poços B e C. Com isso é inferido que os diferentes tipos de falha próximo ao poço A (normais e antitéticas) estariam em conformidade com diferentes atitudes observadas no perfil de imagem do Poço A.

A partir das diferentes feições, características dos minerais e relações texturais observadas e processos diagenéticos foram identificados no presente trabalho, é proposto o ordenamento dos principais eventos digenéticos que

afetaram as rochas carbonáticas da Formação Barra Velha. Esse ordenamento, ou paragênese diagenética, é ilustrado na Tabela 10.

Tabela 10: Paragênese diagenética da Formação Barra Velha.

Eventos	Deposição	Soterramento		
		Eodiagênese	Mesodiagênese	Hidrotermalismo
Calcita fascicular	XX			
Esferulitos	XX			
Laminitos	XX			
Argila magnesiana	XX			
Dissolução da argila Mg	X	XX		
Dolomita substitutiva		XX		
Sílica substitutiva		XX		
Compactação mecânica		X	XX	
Faturamento		X	XX	X
Sílica microcristalina			XX	XX
Dissolução hidrotermal				XX
Quartzo Euédrico				XX
Pirita				XX

A partir da integração dos dados dos poços é inferido dois modelos de silicificação a serem considerados para a Formação Barra Velha: (1) por fluidos hidrotermais; e (2) por desestabilização das argilas magnesianas:

1) Fluidos hidrotermais: a Formação Barra Velha apresenta diversos registros de atividade magmática intrusiva de idade Santoniana-Campaniana (Moreira *et al.*, 2007; Ren *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Zhao *et al.*, 2019). Esses fluidos hidrotermais, ricos em sílica e CO₂, se deslocaram pelas fraturas e falhas (Chang *et al.*, 2008; Xu *et al.*, 2015; Szatmari e Milani, 2016; Pinto *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019). Os fluidos hidrotermais possuem elevadas temperaturas e conseqüentemente menor densidade, o que os leva a uma movimentação ascendente (Boggs, 2009; Ehrenberg *et al.*, 2012; Xu *et al.*, 2015; Mercedes-Martin *et al.*, 2019). Ao longo da ascensão dos fluidos hidrotermais, estes contribuíram para a dissolução das rochas carbonáticas, gerando porosidade secundária (Lima & De Ros, 2019; Sartorato *et al.*, 2020) e, em outros casos, preenchendo esses poros com sílica (Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022). Os fluidos hidrotermais aquecidos provavelmente encontraram, nas camadas de evaporitos, uma barreira resistente à sua ascensão. Além disso, possivelmente a alta condutividade térmica dos evaporitos (Mohriak, *et al.*, 2009, Fossen, 2005) favoreceu a dissipação das altas temperaturas e conseqüente acumulação na Formação Barra Velha.

2) Desestabilização das argilas magnesianas: as argilas magnesianas foram identificadas em diferentes campos do pré-sal (Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Sartorato *et al.*, 2020; Wright & Barnett, 2020). Essas argilas se mostram estáveis em ambientes lacustres altamente alcalinos (pH>9). Com a entrada de água, associada a períodos úmidos, o nível do lago se elevou, alterando as condições químicas da água, o que diminuiu a alcalinidade e conseqüentemente desestabilizou as argilas magnesianas (Tosca *et al.*, 2018; Farias *et al.*, 2019; Wright, 2020, Gomes *et al.*, 2020; De Ros, 2021). A desestabilização das argilas magnesianas liberou sílica na solução (Tosca *et al.*, 2018; Farias *et al.*, 2009; Gomes *et al.*, 2020; Wright, 2020; Fernández-Ibáñez *et al.*, 2022; Netto *et al.*, 2022). Entretanto, Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) estimam que, pela quantidade de sílica existente, ao considerar o balanço de massa e os volumes molares, seriam necessários 2,5 vezes mais argila do que sílica.

Existe uma terceira possibilidade para a silicificação, que está relacionada à precipitação direta de sílica amorfa em águas supersaturadas em sílica, a partir de fontes biogênicas como diatomáceas ou cianobactérias (Bustillo, 2010).

Contudo, Fernández-Ibáñez *et al.* (2022) afirmam não haver evidências de diatomáceas na Formação Barra Velha. Em consonância, Wright (2020) afirma haver identificado raras amostras de cianobactérias na unidade, ainda assim, apenas na porção superior (Marco Lula). Farias *et al.* (2019) e Carvalho *et al.* (2022), a partir de análises isotópicas de carbono (C), afirmam não ter encontrado vestígios de fontes biogênicas. Contudo, neste estudo não tivemos acesso a dados ou análises que possam corroborar ou refutar a presença de sílica de origem biogênica.

As diferentes interações da silicificação e das propriedades permoporosas foram agrupadas em cinco diferentes comportamentos a partir dos perfis de volume de sílica, porosidade, permeabilidade e feições observadas no perfil de imagem acústico. Os diferentes comportamentos estão ilustrados nas Figuras 96 e 97.

O comportamento 1 (Figura 935A) é caracterizado pela redução da silicificação associado ao expressivo aumento dos valores de porosidade e permeabilidade. O perfil de imagem ilustra uma camada com amplitude menor que as áreas adjacentes (superior e inferior), sendo interpretadas como *vugs* centimétricos interconectados.

O comportamento 2 (Figura 935B) é caracterizado por volumes de sílica expressivos (acima de 50%) associados a altos valores de porosidade e permeabilidade. O perfil de imagem ilustra amplitudes intermediárias e presença de fraturas alongadas, que permitem boa conectividade dos poros.

O comportamento 3 (Figura 946A) é caracterizado pelo aumento do volume de sílica, em relação a áreas vizinhas, associadas a porosidades moderadas e permeabilidade baixas. O perfil de imagem ilustra camadas com altas amplitudes, porém com presença de fraturas de pequena extensão que provavelmente não possuem conectividade entre si, não contribuindo para o aumento da permeabilidade.

O comportamento 4 (Figura 946B) é caracterizado por um expressivo aumento de volume de sílica (superior a 60%) associado a altos valores de porosidade e de permeabilidade moderada. O perfil de imagem mostra intensa

dissolução e algum grau de fraturamento, porém com pouca conectividade entre poros.

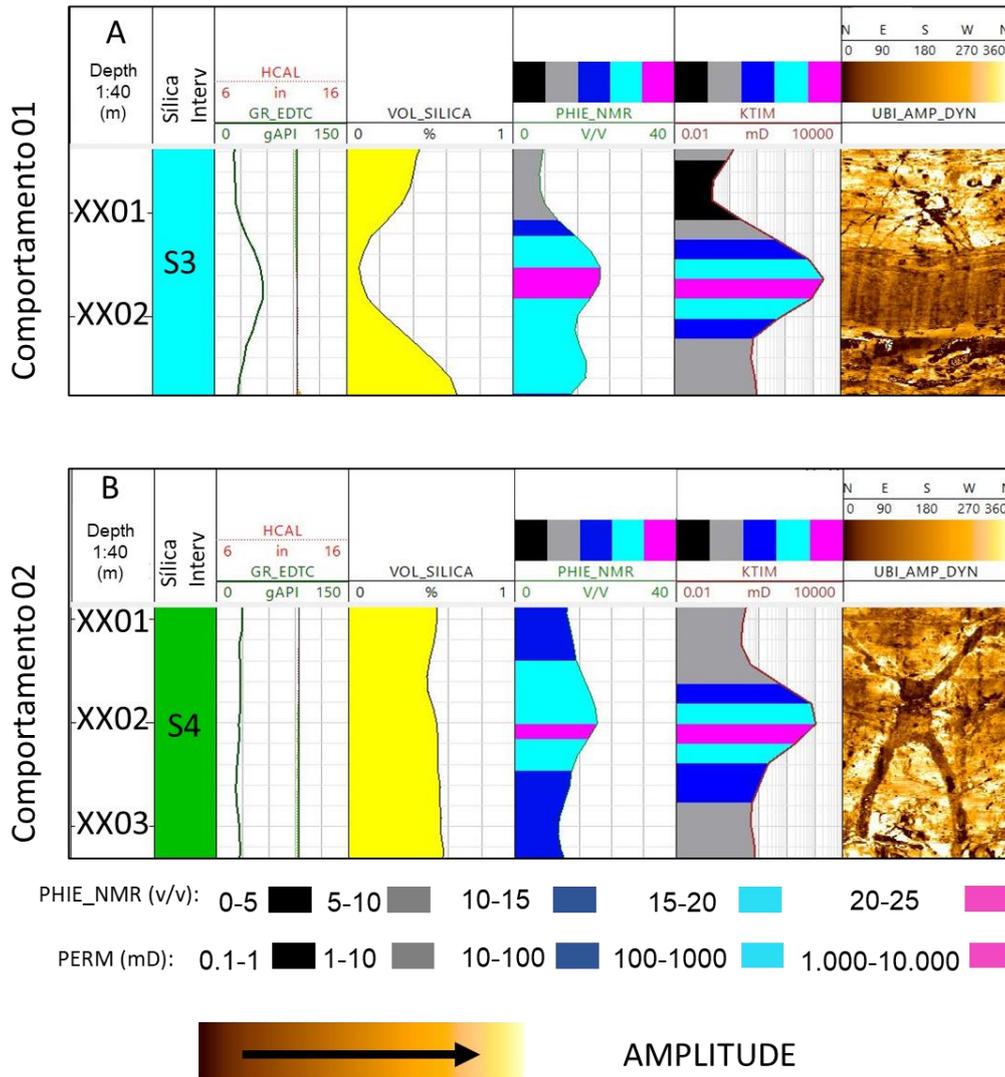


Figura 935: Comportamento 1 (A) e 2 (B) caracterizados a partir da interação volume de sílica, propriedade permoporosas e perfil de imagem acústica.

O comportamento 05 (Figura 946C) possui volumes de sílica relativamente baixo, em torno de 20%, associado a porosidade e permeabilidade próximo a zero. O perfil de imagem é caracterizado por alta amplitude, aparência homogênea e ausência de estruturas, que podem ser interpretadas como intensa cimentação. Vale destacar que nesse comportamento são observados *breakouts*.

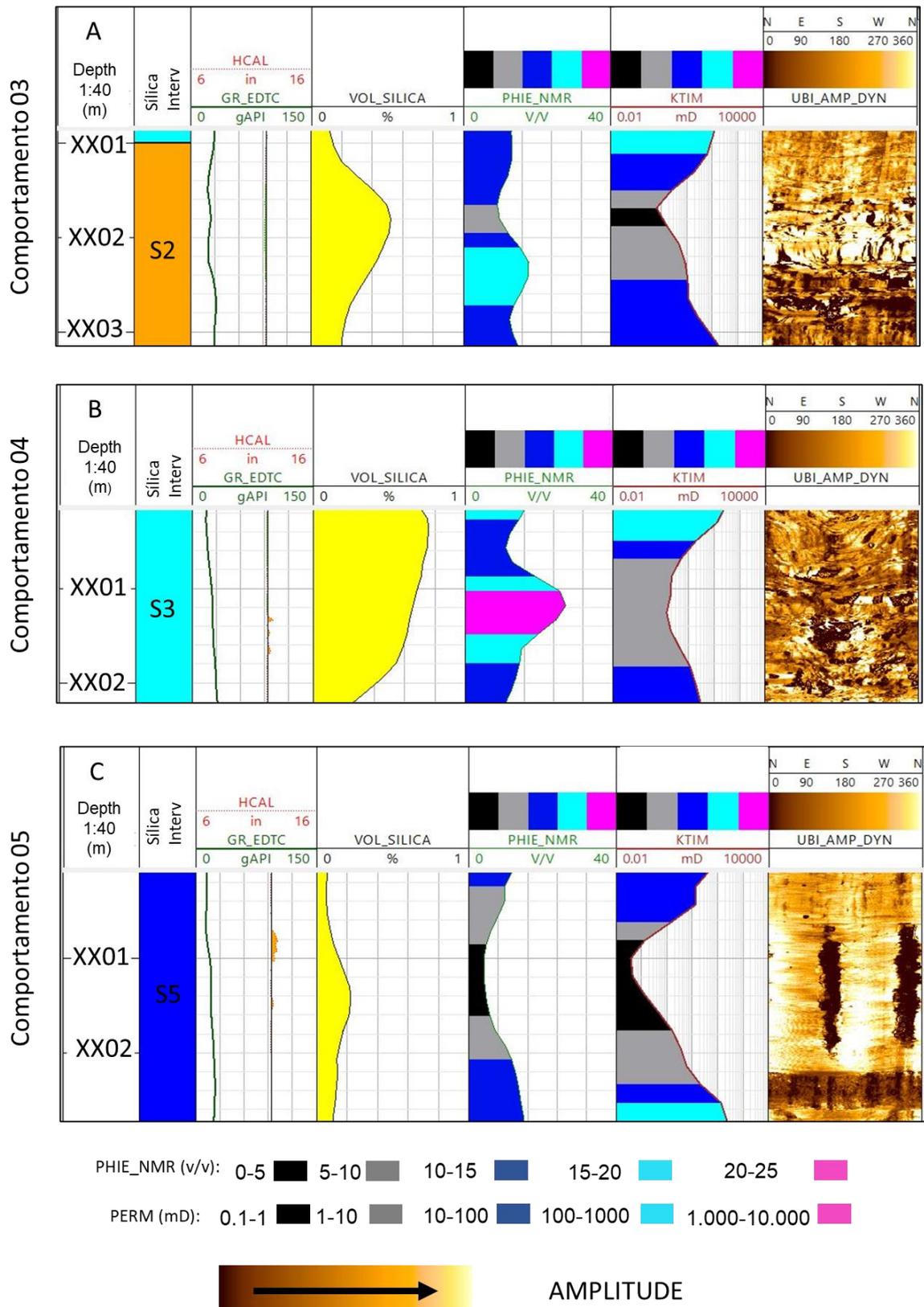


Figura 946: Comportamentos 3 (A), 4 (B) e 5 (C), caracterizados a partir da interação volume de sílica, propriedades permoporosas e perfil de imagem acústica.

Finalmente, observando os comportamentos definidos nas Figura 93 e Figura 94, é possível resumir quais comportamentos são mais comuns em cada intervalo. Assim sendo, o intervalo S1 apresenta menores volumes de sílica e propriedades permoporosas mais otimizadas, com predomínio dos comportamentos 1 e 3. No intervalo S2 predominam os comportamentos 1, 2 e 3. No Poço A, a variação do volume de sílica se mostra discreta, quase constante. No intervalo S3 ocorrem grandes variações dos comportamentos 1, 2, 3 e 4. O Poço A também apresenta os intervalos S4 e S5. No intervalo S4 há um expressivo volume de sílica quando comparado aos demais intervalos; ainda assim, foram observados quatro diferentes comportamentos: 1, 2, 3 e 4. No intervalo S5 há uma sensível diminuição do volume de sílica. Contudo, o comportamento 5 é identificado apenas nesse intervalo. Além desse, são observados os comportamentos 3 e 4.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho teve por objetivo desenvolver uma análise metodológica que permitiu identificar o impacto do processo diagenético de silicificação nas propriedades permoporosas da Formação Barra Velha, a partir da integração dos dados de perfis de imagem e espectrometria elemental associadas a perfis de permeabilidade e de porosidade da RMN.

A partir dos comportamentos e padrões observados nos perfis de volume de sílica, foi possível dividir a Formação Barra Velha em cinco intervalos no poço A e em três intervalos nos poços B e C. Essas divisões foram consideradas em todas as análises feitas no estudo.

O perfil de imagem acústico se mostrou uma poderosa ferramenta na identificação de feições de dissolução, bem como na identificação de aspectos texturais da rocha, a partir da diferença de amplitude. A resolução da ferramenta permite identificar detalhes muito próximos aos observados em dados de rocha em termos litológicos, corroborados por dados de rocha.

O ajuste de profundidade dos dados de plugues, a partir da correlação dos valores de porosidade medidos em laboratório com o perfil de porosidade da RMN, permitiu reduzir o erro de profundidade e consequentemente apresentar informações mais acuradas. O procedimento se mostrou uma alternativa eficaz à ausência de dados de raios gama medidos em testemunho (*coregama*).

A conversão de elementos químicos, medidos pela ferramenta de espectrometria, em volumes de sílica, calcita e dolomita, possibilitou quantificar o percentual desses minerais de forma coerente. Isso permitiu dimensionar os diferentes litótipos por profundidade. Além disso, os volumes estimados se mostraram correlatos às amostras de lâminas petrográficas.

A integração entre perfis de imagem e volume de sílica possibilitou correlacionar intervalos silicificados à diferença de amplitude. Neste trabalho, foi arbitrada alta amplitude de tempo de trânsito dos perfis de imagem como intervalo silicificado, enquanto a baixa amplitude foi caracterizada como intervalo poroso. Essa diferença de amplitude corroborou a proposta de diferença entre intervalos silicificados e dissolvidos.

Os perfis de porosidade e de permeabilidade foram qualificados em cinco classes, de baixa a excelente, e associados aos perfis de imagem e volume de sílica. Desse modo, foi possível inferir os impactos da silicificação nas propriedades permoporosas. A partir desta análise, foi identificado o aumento do volume de sílica da base para o topo na Formação Barra Velha e a tendência oposta na permoporosidade: redução da base para o topo. Contudo, foi possível identificar algumas anomalias locais a essa tendência, em que o aumento de sílica é associado ao incremento das propriedades permoporosas. Essas tendências foram confirmadas pela análise qualitativa disposta em tabelas para os três poços.

O uso dos gráficos 2D (*crossplots*) permitiu caracterizar o comportamento de diferentes propriedades-reservatório de forma individualizada para os diferentes intervalos definidos. A partir dessa análise, foi possível corroborar uma relação direta entre a redução de volume de calcita frente ao aumento de volume de sílica, bem como inferir a ausência de intervalos de argila magnésiana pelo gráfico de perfis sônico *versus* densidade. Também foi possível caracterizar intervalos com expressivos volumes de sílica associados a valores de permoporosidade excelentes pelo gráfico de impedância acústica *versus* volume de sílica. Além disso, o uso dos gráficos permitiu individualizar os comportamentos apresentados pelo intervalo de rochas intrusivas do poço C.

O estudo permitiu estabelecer cinco comportamentos distintos com base nas interações entre volume de sílica e de propriedades permoporosas. Esses comportamentos foram definidos a partir das diferenças apresentadas com seus intervalos adjacentes, sendo ilustrados e catalogados.

Por fim, com base nas análises realizadas e na pesquisa bibliográfica foram propostos dois modelos para a migração e acumulação dos volumes de sílica ao longo da Formação Barra Velha. Esses dois modelos levam em consideração a contribuição de fluidos hidrotermais ricos em sílica que ascenderam pelas falhas e fraturas, favorecendo a dissolução de calcita e precipitando sílica. Essa ascensão teria sido limitada pela camada de evaporitos, que atuaram como um agente dissipado das altas temperaturas. Já o segundo

modelo está associado à desestabilização de argilas magnesianas frente à redução de pH associada a períodos úmidos.

Abaixo estão listadas algumas sugestões para futuros estudos:

1. Estudo de classificação de fácies deposicionais e diagenéticas, a partir de dados de rocha, separando fácies cimentadas em função da presença de calcita, dolomita e sílica e porosidades em função de feições de dissolução (mega e giga poros).
2. Caracterização de zonas diagenéticas a partir de dados de lâmina identificando tipos de cimento (menisco, blocoso) ou hidrotermalismo pela identificação de suíte mineralógica específica (barita, megaquartzo, pirita, dawsonita, dolomita em sela).
3. Integração perfil-sísmica para identificar continuidade lateral de intrusões.
4. Mapeamento estrutural em sísmica para definição da influência de falhas e fraturas próximo a poços.
5. Análise de densidade de fraturas a partir dos dados de perfil de imagem.

8. REFÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHR, W. M. Geology of Carbonate Reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs. Carbonate Rocks. Wiley, Hoboken, 2008.
- ARMENTEROS, I. Diagenesis of carbonates in continental settings. *Developments in Sedimentology*, 62, 61-151, 2010.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. Quantitative seismic interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge University Press, 2005.
- BASSO, M, SOUZA, J.P.P, HONORIO, B.C.Z, MELANI, L.H, CHINELATTO, G.F, BEILILA, A.M.P, VIDAL.A.C. Acoustic Image log facies and well log petrophysical evaluation of Barra Velha Formation carbonate reservoir from the Santos Basin, offshore Brazil. *Carbonates and Evaporites*, 37-50, 2022.
- BIEHL, B.C., REUNING, L., SCHOENHERR, J., LÜDERS, V. & KUKLA, P.A. Impact of hydrothermal dolomitization and thermochemical sulfate reduction on secondary porosity creation in deeply buried carbonates: a case study from the Lower Saxony Basin, northwest Germany. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 100(4): 597-621, 2016.
- BOGGS, S. Petrology of sedimentary rocks. Cambridge university press, UK 599p, 2009.
- BOYD, A; SOUZA, A.; CARNEIRO, G.; MACHADO, V.; TREVIZAN, W.; SANTOS, B.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; POLINSKI, R.; BERTOLINI, A. Presalt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil. *Petrophysics*, 56 (6), p 577–591, 2015.
- BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 2015.
- BUENO, G. V. Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 12(2), 203-229, 2004.
- BUSTILLO, M. A. Silicification of continental carbonates. *Developments in Sedimentology*, 62, 153-178, 2010.
- BUTTS, S.H. Silicification. *The Palentological Society Papers*, 20, 15-34, 2014.
- CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. *World Petroleum Congress*, 19, Congress Paper, Madrid, 2008.
- CARMINATTI, M.; DIAS, J.; WOLF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. *Offshore Technology Conference*, 2009.
- CARMO, M. C. do. Reconhecimento de eletrofácies carbonáticas e interpretação deposicional e diagenética, com base em dois poços do Pré-sal da Bacia de Santos. Niterói, 2021, dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) – UFF, Niterói, 2021.

- CARROL, A., BOHACS, K. Stratigraphic classification of ancient lakes: Balancing tectonic and climatic controls. *Geology*, 27 (2), 99-102, 1999.
- CARVALHO, A.M.A.; HAMON, Y.; DE SOUZA JR, O.G.; CARRAMAL, N.G.; COLLARD, N. Facies and diagenesis distribution in an Aptian pre-salt carbonate reservoir of the Santos Basin, offshore Brazil: A comprehensive quantitative approach. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 141, 105708.
- CASTRO, T. M. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação (Mestrado em Geofísica Aplicada) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.
- CASTRO, T. M., LUPINACCI, W.M. Approaches for formation evaluation of presalt interval in the Búzios Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022.
- 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*, 38(2), 29-46, 2008.
- CHOPRA, S., & MARFURT, K. J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, 2007.
- CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, 54(2), 207-250, 1970.
- CHOQUETTE P.W., JAMES, N.P. Diagenesis in limestones – 3, the deep burial environment. *Geoscience Canada*, 14(1), 3-35, 1987.
- CHOQUETTE, P.W., JAMES, N.P. *Paleokarst*. – New York Springer, 416p, 1988.
- COATES G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G. *NMR Logging Principles and Applications*. Halliburton Energy Services Publication, 1999.
- DAVIES, G.R. & SMITH JR., L.B. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: an overview. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 90(11): 1641-1690, 2006.
- DE BOEVER, E., BRASIER, A.T., FOUBERT, A. KELE, S. What do we really know about early diagenesis of non-marine carbonates? *Sedimentary Geology*, 361, 25–51, 2017.
- DE JESUS, I. L.; LEBRE, M. B. S.; CARMO, M. C. DO; FATAH, T. Y. A.; FREIRE, A. F. M.; GAMBOA, L.A. P.; LUPINACCI, W. M. (2021). Analysis of Silica Content and Acoustic Impedance on the Porosity and Permeability in the Barra Velha Formation, Santos Basin. 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and EXPOGEf, 2021.
- DE JESUS, I.L., ABRANTES JR, F.R., FERREIRA, D.J.A., LUPINACCI, W.M. Carbonate reservoir quality and permoporosity obliteration due to silicification processes in the Barra Velha Formation, Santos Basin, Southeastern Brazil. *Brazilian journal of geology*, 2023 (NO PRELO).

- DE ROS, L.F. Syngenetic, Diagenetic and Hydrothermal Processes in the Pre-Salt Sag Section of Santos and Campos Basins. Second EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, 2021.
- DIAS, J.L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 13, 7-25, 2005.
- DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Classification of carbonate rocks*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, 108-122, 1962.
- DUPRAZ, C. et al. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats. *Earth-Science Reviews*, 96(3): 141-162, 2009.
- EHRENBERG, S.N., WALDERHAUG, O. & BJØRLYKKE, K. Carbonate porosity creation by mesogenetic dissolution: Reality or illusion? *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96(2): 217-233, 2012.
- EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19(4): 730-781, 1971.
- ELLIS, D. V. & SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, 2.ed., Dordrecht, The Netherlands, 692pp, 2007.
- FARIAS, F., SZATMARI, P., BAHNIUK, A. & FRANÇA, A.B. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin – Genesis and tectonic implications. *Marine and Petroleum Geology*, 105: 251-272, 2019.
- FATAH, T. Y. A. (2020). Análise de zonas de fraturas através de perfis de imagem em poços do Pré-sal da Bacia de Santos. Niterói, 2020, dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) – Niterói, UFF, 2020.
- FCTUC. Departamento de Física. INTRODUÇÃO AO CÁLCULO DE ERROS NAS MEDIDAS DE GRANDEZAS FÍSICAS, 2003/2004. Disponível em: <http://fisica.uc.pt/data/20072008/apontamentos/apnt_221_1.pdf>, acessado em 20/08/2022.
- FERNÁNDEZ-IBÁÑEZ, F.; JONES, G.D.; MIMOUN, J.G.; BOWEN, G.M.; SIMO, J. A.; MARCON, V.; ESCH, W.L. Excess permeability in the Brazil pre-Salt: Nonmatrix types, concepts, diagnostic indicators, and reservoir implications. *AAPG Bulletin*, 1-38, 2022.
- FERREIRA, D. J. A., DIAS, R. M., LUPINACCI, W. M. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108441, 2021.
- FETTER, M., PENTEADO, H., MADRUCCI, V., & SPADINI, A. The paleogeography of the lacustrine rift system of the pre-salt in Santos Basin, Offshore Brazil. *Annual Convention and Exhibition, AAPG.*, 2018
- FLÜGEL, E. *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. Berlin: Springer, 976pp, 2010.

- FODOR, R. V.; MCKEE, E. H.; ASMUS, H. E. K-Ar ages and the opening of the South Atlantic Ocean: basaltic rocks from the Brazilian Margins. *Marine Geology*, 54(1/2): M1-M8, 1983/1984.
- FOSSON, H., ERLAND, T., JOHANSEN, T.E.S., HESTHAMMER, J. & ROTEVATN, A. Fault interaction in porous sandstone and implications for reservoir management, examples from southern Utah. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 89(12) 1593-1606, 2005.
- GAILLOT, P.; BREWER, T.; PEZARD, P.; YEH, E. Borehole Imaging Tools Principles and Applications. *Scientific Drilling*, No. 5., 2007.
- GALDFORD, J., TRUAX, J., HRAMETZ, A., AND HARAMBOURE, C. A new neutron-induced gamma ray spectroscopy tool for geochemical logging. *SPWLA 50th Annual Logging Symposium Transactions*, The Woodlands, Texas, U.S.A., 21-24 June, 2009.
- GOMES, J. P., BUNEVICH, R. B., TEDESCHI, L. R., TUCKER, M. E., & WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, 113, 104176, 2020.
- GONÇALVES, A.; OLIVEIRA, M. A. M. D.; MOTTA, S. D. O. Geologia da bacia de Pelotas e da Plataforma de Florianópolis. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 22:157-174, 1979.
- HENLEY, R.W. & ELLIS, A.J. Geothermal systems ancient and modern: a geochemical review. *Earth-Science Reviews*, 19: 1-50, 1983.
- 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 Sedimentary Research*, 87:1285-1313, 2017.
- HERLINGER, R.J.; FREITAS, N.G.; ANJOS, W.D.; DE ROS, L.F. Petrological and petrophysical implications of magnesian clays in Brazilian Presalt deposits. *Proceedings of the SPWLA 61st Ann. Logg. Symp.*, 24-29 June, 1-13, 2020.
- HESSE, R. Sílica diagenesis: origin of inorganic and replacement cherts. *Earth-Science Reviews*, 26: 253-284, 1989.
- IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo). O setor de O&G brasileiro. Disponível em: www.ibp.org.br. Acesso em 10 de dezembro de 2022.
- JAMES, N.P. & CHOQUETTE, P.W. Diagenesis 5 Limestones: introduction. *Geoscience Canada*, 10(4): 159-161, 1984.
- JAMES, N., JONES, B. *Origin of carbonate sedimentary rocks*, Wiley Ed. UK, 296 p., 2016.
- KENYON, W. E. Petrophysical principles of applications of NMR logging. *The Log Analyst*, 38(2): 21-43, 1997.
- KLEIN, C.; DUTROW, B. *The 23rd Edition of the Manual Mineral Science*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 675p, 2008.

- KLIMCHOUK, A. Morphogenesis of hypogenic caves. *Geomorphology*, 106:100-117, 2009.
- KUMAR, N. & GAMBOA, L. A. P. Geologic history and origin of São Paulo Plateau (Southeastern Brazilian Margin), comparison with the Angolan margin, and the early evolution of the northern South Atlantic. Initial reports of deep-sea drilling project. Government printing Office [S.I.], Washington, U.S., 39: 927–945, 1977.
- LAI J, WANG G, WANG S, CAO J, LI M, PANG X, HAN C, FAN X, YAN L, HE Z, QIN Z. A review on the applications of image logs in structural analysis and sedimentary characterization. *Mar Pet Geol.*, 95:139–166, 2018.
- LEBRE, M. Analysis of flow facies in the pre-salt interval of Santos basin. Niterói, 2021, dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) – UFF, Niterói, 205p., 2021.
- LARIONOV, V. V. Radiometry of boreholes. Nedra, Moscow, 127, 1969.
- LIMA, B.E.M. & DE ROS, L.F. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology*, 383: 55-81, 2019.
- LIMA, B.E.M., TEDESCHI, L.R., PESTILHO, A.L.S., SANTOS, R.V., VAZQUEZ, J.C., GUZZO, J.V.P & DE ROS, L.F. Deep-burial hydrothermal alteration of the Pre-Salt carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil: Evidence from petrography, fluid inclusions, Sr, C and O isotopes. *Marine and Petroleum Geology*, 113: 104143, 2020.
- LIMA, B.E.M. Impacto da alteração hidrotermal na qualidade dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no norte da bacia de campos. Porto Alegre, 2020, tese (Doutorado em Geologia), UFRGS, Porto Alegre, 313p, 2020.
- LOFTS, J.C., BOURKE, L.T. The recognition of artefacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices. *Geological Society of London*, 59–76, 1999.
- LUCIA, F. J. Carbonate Reservoir Characterization. Springer - Verlag, Berlin, 226 pp, 1999.
- LUPINACCI, W.M., FATAH, T.Y.A., CARMO, M.C., FREIRE, A.F.M., GAMBOA, L.A.P. Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate reservoirs. *Energy Geoscience*, 4: 100146, 2023.
- MACEDO, J. M. Evolução Tectônica da Bacia de Santos e Áreas Continentais Adjacentes. Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, 361-376, 1990.
- MACEDO, J. M.; GAMBOA, L. A. P.; RICCI, J.A.; CADDAAH L.F.G.; WITER W. Stratigraphic Comparisons between the Post-Rift Section of the Campos and Santos Basins, South-eastern Brazilian margin. *AAPG Bulletin*, 82:1936, 1988.
- MARZOUK, I., TAKEZAKI, H., MIWA, M. Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs, Abu Dhabi, U.A.E., Paper SPE-29883 presented at SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 11–1, 1995.

- MEISLING, K. E.; COBBOLD, P. R.; MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. *AAPG bulletin*, 85(11), 1903-1924, 2001.
- MENEZES, C.P.; BEZERRA, F.H.R.; BALSAMO, F.; MOZAFARI, M.; VIEIRA, M.M.; SRIVASTAVA, N.K.; DE CASTRO, D.L. Hydrothermal silicification along faults affecting carbonate-sandstone units and its impact on reservoir quality, Potiguar Basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 110, 2019.
- MERCEDES-MARTÍN, R., ROGERSON, M.R., BRASIER, A.T., VONHOF, H.B., PRIOR, T.J., FELLOWS, S.M. Growing spherulitic calcite grains in saline, hyperalkaline lakes: experimental evaluation of the effects of Mg-clays and organic acids. *Sedimentary Geology*, 335: 93-102, 2016.
- MERCEDES-MARTÍN, R., BRASIER, A.T., ROGERSON, M., REIJMER, J.J.G., VONHOF, H. AND PEDLEY, M. A depositional model for spherulitic carbonates associated with alkaline, volcanic lakes. *Gondwanan Res.*, 48, 101–109, 2017.
- MERCEDES- MARTÍN, R., AYORA, C., TRITLLA, J., SANCHEZ-ROMAN, M. The hydrochemical evolution of alkaline volcanic lakes: a model to understand the South Atlantic Pre-salt mineral assemblages. *Earth-Sci. Rev.*, 198, 102938. 2019.
- MOHRIAK, W. U., BROWN, D. E., TARI, G., WATSON, N. Sedimentary basins in the central and south Atlantic conjugate margins: Deep structures and salt tectonics. *CEP*, 20, 031-912, 2009.
- MOORE, C.H. Carbonate diagenesis and porosity. *Developments in Sedimentology*, 46, 338pp, 1989.
- MOREIRA, J. L. P. et al. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2): 531-549, 2007.
- MUNIZ, M.C. & BOSENCE, D.W.J. Pre-Salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*, Geological Society, London, Special Publications, 418: 221-242, 2015.
- NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto–fundamentos básicos com ênfase em petróleo. INCTGP/CNPq-SBGf, 2013.
- NEVES, I.D.A., LUPINACCI, W.M., FERREIRA, D.J.A., ZAMBRINI, J.P.R., OLIVEIRA, L.O.A., OLHO AZUL, M., GAMBOA, L.A.P. Pre salt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, 7(4), SH33-SH43, 2019.
- NETO, A.O., Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do pré-sal com base na espectroscopia de poço. Rio de Janeiro, 2014, tese (Doutorado em Geologia) – UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.
- NETO, E.R.O., DIAS, R.M., GAMBOA, L.A.P., FATTAH, T.Y.A., FREIRE, A.F.M., LUPINACCI, W.M. Curvature analysis and its correlation with fault and

- fractures on the pre-salt carbonates. *Brazilian Journal of Geology*, 2023. (NO PRELO).
- NETTO, P.R.A., POZO, M., DA SILVA, M.D., MEXIAS, A.S., GOMS, M.E.B., BORGHI, L., RIOS-NETTO, M. Authigenic Mg-clay assemblages in the Barra Velha Formation (Upper Cretaceous from Santos Basin (Brazil): The role of syngenetic and diagenetic process. *Applied Clay Science*, 216: 106339, 2022.
- OLIVEIRA, F.V.C.R.S., GOMES, R.T.M., RORIZ, C.E.D., SILVA, K.M.S., TOLEDO, R.C. Lithology Identification Through X-Ray Fluorescence (XRF) Analyses on Drill Cuttings While Drilling in Santos Basin. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 2022.
- PACKARD, J.J., AL-AASM, I.S., SAMSON, I., BERGER, Z. & DAVIES, J. A Devonian hydrothermal chert reservoir: The 225 bcf Parkland field, British Columbia, Canada. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 85(1): 51-84, 2001.
- PENNA, R.; ARAUJO, S.; GEISSLINGER, A.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, L.; ROSSETO, J.; MATOS, M. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The Leading Edge*, 2019.
- PENNA, R., LUPINACCI, W. M. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian pre-salt carbonate. *Marine and Petroleum Geology*, 124: 104829, 2021.
- PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(1), 3-11, 1990.
- PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8(1): 219-234, 1994.
- PIETZSCH, R., OLIVEIRA, D. M., TEDESCHI, L. R., NETO, J. V. Q., FIGUEIREDO, M. F., VAZQUEZ, J. C., & DE SOUZA, R. S. Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 507, 60-80, 2018.
- PINTO, V.H.G., MANATSCHALA, G., KARPOFFA, A.M., ULRICHA, M., VIANA, A.R. Seawater storage and element transfer associated with mantle serpentinization in magma-poor rifted margins: a quantitative approach. *Earth planet sci lett*, 459:227–237, 2017.
- RADTKE, R. J., LORENTE, M., ADOLPH, B., BERHEIDE, M., FRICKE, S., GRAU, J., HERRON, S., HORKOWITZ, J., JORION, B., MADIO, D., MAY, D., MILES, J., PERKINS, L., PHILIP, O., ROSCOE, B., ROSE, D., STOLLER, C. A New Capture and Inelastic Spectroscopy Tool Takes Geochemical Logging to the Next Level. SPWLA 53rd Annual Logging Symposium held in Cartagena, Colombia, June 16-20, pp1-16, 2012.

- REEDER, R. J. (ED.). Carbonates: Mineralogy and Chemistry. Reviews in Mineralogy, Mineralogical Society of America, 11: 394 pp, 1981.
- REN, K., OLIVEIRA, M. J. R., ZHAO, J., ZHAO, J., OLIVEIRA, L. C., RANCAN, C. C., CARMO, I. O., DENG, Q. Using Wireline Logging and Thin Sections to Identify Igneous Contact Metamorphism and Hydrothermal Influence on Presalt Limestone Reservoirs in Libra Block, Santos Basin. *Offshore Technology Conference Brasil 2019*, OTCB 2019.
- RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. Rider-French Consulting Ltd, 2.ed., Sutherland, Scotland, 280 pp, 2002.
- RIDING, R. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algal mats and biofilms. *Sedimentology*, 47: 179-214, 2000.
- RIGOTI, C. A. Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria. Rio de Janeiro, 2015, dissertação (Mestrado) Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 134 pp, 2015.
- ROSSETTI, L. M., LIMA, E.F., WAICHEL, B.L., SCHERER, C.M., BARRETO, C.J. Stratigraphical framework of basaltic lavas in Torres Syncline main valley, southern Parana-Etendeka Volcanic Province. *Journal of South American Earth Sciences*, 56: 409-421, 2014.
- SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z., & Portugal, R. D. S. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. *Revista Brasileira de Geofísica*, 24: 495-512, 2006.
- SARTORATO, A. C. L. Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual do Rio de Janeiro, RJ (in Portuguese), 276p, 2018.
- SARTORATO, A. C. L., TONIETTO, S. N., AND PEREIRA, E. Silicification and dissolution features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha Formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling. *Rio Oil and Gas Expo and Conference*, 68–69, 2020.
- SCHOBENHAUS, C., CAMPOS, D.A., DERZE, D., ASMUS, H.E. Geologia do Brasil – Texto explicativo do mapa geológico do Brasil e de área oceânica adjacente, incluindo depósitos minerais – escala 1:25.000. Brasil. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Produção Mineral, 1984.
- SCHOLLE, P.A.; ARTHUR, M.A.; EKDALE, A.A.; Pelagic environment, Carbonate Depositional Environments, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 33, 619-691, 1983.
- SCHÖN, J. Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos. 1 ed. Rio de Janeiro, Elsevier, 2015.
- SELLEY, R.C. Elements of Petroleum Geology. Elsevier. 2.ed., USA, 470pp, 1997.

- SZATMARI, P. & E. J. MILANI. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. *Marine and Petroleum Geology*, 77: 567–596, 2016.
- TERRA, G. J.; SPADINI, A.; FRANÇA, A.; SOMBRA, C.; ZAMBONATO, E.; JUSCHAKS, L.; ARIENTI, L.; ÉRTHAL, M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M.; MATSUDA, N.; SILVA, N.; MORETTI JUNIOR, P.; D'ÁVILA, R.; SOUZA, R.; TONIETTO, S.; DOS ANJOS, S.; CAMPINHO, V.; WINTER, W. Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras. *Boletim de Geociências Petrobras*, 2010.
- TOSCA, N.J. & WRIGHT, V.P. The formation and diagenesis of Mg-clay minerals in lacustrine carbonate reservoirs. *American Association of Petroleum Geologists Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, 2014*
- TOSCA, N.J. & WRIGHT, V.P. Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous Pre-Salt Barra Velha Formation, offshore Brazil. *Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction, Geological Society, Special Publications, London, 435: 33-46, 2015.*
- TOSCA, N.J., TUTOLO, B., WOOD, R.A., HUWALD, N. Chemical Constraints on carbonate sedimentation and fabric development, Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazil. *AAPG Search and Discovery Article #90323. 2018.*
- TUCKER, M. E. WRIGHT. V.P, *Carbonate Sedimentology*. Cornwall: Blackwell Scientific, 482p., 1990.
- TUCKER & BRITO. *Petrologia sedimentar carbonática: iniciação com base no registro geológico do Brasil*. Rio Claro: UNESP – IGCE-UNESPetro, Obra 3, 2017.
- TURNER, S.; REGELOUS, M.; KELLEY, S.; HAWKESWORTH, C.; ANTOVANI, M. Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision ⁴⁰Ar-³⁹Ar geochronology, *Earth Planetary Science Letters*, 121:333- 48, 1994.
- VIEIRA DE LUCA, P.H., MATIAS, H., CARBALLO, J., SINEVA, D., PIMENTEL, G.A., TRITLLA, J., ESTEBAN, M., LOMA, R., ALONSO, J.L.A., JIMÉNEZ, R.P., PONTET, M., MARTINEZ, P.B. & VEGA, V. Breaking barriers and paradigms in Pre-salt exploration: The Pão de Açúcar discovery (offshore Brazil). In: Merrill, R.K. & Sternbach C.A. (Eds.). *Giant Fields of the Decade 2000–2010*, American Association of Petroleum Geologists, USA, Memoir 113, 177-194, 2017.
- WHITE, D.E. Thermal waters of volcanic origin. *Bulletin of geological society of America*, 68, 1637-1658, 1957.
- WILLIAMS, L. A., CRERAR, D.A., Sílica diagenesis, general mechanisms. *Journal of Sedimentary Petrology*, 55(3), 312-321, 1985.
- WINGE, M. *Glossário Geológico Ilustrado*. 2016. Disponível em: <http://sigep.cprm.gov.br/glossario/> Consultado em 17 de agosto de 2020.

- WINTER, W.R., JAHNERT, R.J. & FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, 2007, 15: 511-529.
- WRIGHT, V. P. A revised classification of limestones. Sediment. Geol., 76: 177–185, 1992.
- WRIGHT, V.P. & BARNETT, A.J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic Early Cretaceous lacustrine carbonates. Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production, Geological Society, Special Publication, London, 418: 209-219, 2015.
- WRIGHT, V.P. & Barnett, A.J. Classifying reservoir carbonates when the status quo simply does not work: A case study from the Cretaceous of the South Atlantic: AAPG Annual Conference and Exhibition, 108–121, 2017A
- WRIGHT, V. P. The mantle, CO₂ and the giant Aptian chemogenic lacustrine carbonate factory of the South Atlantic: Some carbonates are made, not born. Sedimentology, International Association of Sedimentologists, 47-73, 2020.
- WRIGHT, V. P., & BARNETT, A. J. The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. Facies, 66(1), 1-18, 2020.
- WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; GARDNER, L. W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, 41-70, 1956.
- XU, K., YU, B., GONG, H., RUAN, Z., PAN, Y. & REN, Y. Carbonate reservoirs modified by magmatic intrusions in the Bachu area, Tarim Basin, NW China. Geoscience Frontiers, 6, 779-790, 2015.
- ZHAO, J., OLIVEIRA, M.J.R., ZHAO, J., REN, K., OLIVEIRA, L.C., CARMO, I.O., RANCAN, C.C., DENG, Q. Fault activity and its influences on distribution of igneous rocks in Libra block, Santos Basin: Semi-quantitative to quantitative assessment of fault activity based on high-resolution 3D seismic data. *Offshore Technology Conference*. Brasil 2019, OTCB 2019. <https://doi.org/10.4043/29691-ms>.