

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

MAÍRA CORDEIRO DO CARMO

**RECONHECIMENTO DE ELETROFACIES CARBONÁTICAS E
INTERPRETAÇÃO DEPOSICIONAL E DIAGENÉTICA, COM BASE
EM DOIS POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS.**

Niterói

2021

MAÍRA CORDEIRO DO CARMO

**RECONHECIMENTO DE ELETROFACIES CARBONÁTICAS E
INTERPRETAÇÃO DEPOSICIONAL E DIAGENÉTICA, COM BASE
EM DOIS POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS.**

Dissertação 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 mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Coorientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói

2021

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

C287r Carmo, Maíra Cordeiro do
Reconhecimento de eletrofácies carbonáticas e
interpretação deposicional e diagenética, com base em dois
poços do Pré-sal da Bacia de Santos. / Maíra Cordeiro do
Carmo ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador ; Wagner
Moreira Lupinacci, coorientador. Niterói, 2021.
186 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2021.m.12319359796>

1. Pré-sal. 2. Carbonatos. 3. Eletrofácies. 4.
Correlação rocha-perfil. 5. Produção intelectual. I.
Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Lupinacci,
Wagner Moreira, coorientador. III. Universidade Federal
Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

MAÍRA CORDEIRO DO CARMO

**RECONHECIMENTO DE ELETROFACIES CARBONÁTICAS E
INTERPRETAÇÃO DEPOSICIONAL E DIAGENÉTICA, COM BASE
EM DOIS POÇOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS.**

Dissertação 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 mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovado em __/__/__

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire – Orientador (GIECAR/DOT/UFF)

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

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

Dra. Juliana Finoto Bueno (EQUINOR)

Dr. Roberto Salvador Francisco d'Ávila (PETROBRAS)

“O que sabemos é uma gota, o que ignoramos é um oceano”

(Isaac Newton)

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço a Deus por me sustentar em todo o tempo e me dar sabedoria e forças para superar as dificuldades, ainda mais em um momento tão difícil para todo o mundo. Quero agradecer à minha mãe, Edna, que me apoia em tudo e se dedica incondicionalmente para me ajudar a superar todos os desafios; eu não conseguiria nada sem ela. Agradeço também ao meu falecido pai, Sérgio, que em vida fez de tudo pra que eu chegasse até aqui. Espero que ele possa estar observando tudo de algum lugar. Gostaria de agradecer também aos meus avós Maria Vicência, Jorge e Onéia por tudo que me ensinaram até aqui e por acreditarem tanto em mim. Nem consigo dizer quantas vezes o vô Jorge já me perguntou sobre geofísica.

Quero agradecer aos meus primos Ohana, Thamires e Igor que são como irmãos para mim, estamos sempre juntos e nos apoiando. Agradeço também ao meu namorado, Ronaldo, que está sempre buscando o melhor de tudo para mim e me incentivando muito. Agradeço aos meus tios Edilma, Édnei e Mário, minha madrinha Edná e ao José por todo apoio que me dão.

Agradeço às amigas da UFF Carolina, Laisa, Eloise e Yasmin, que compartilharam comigo parte do mestrado e são meus pontos de apoio; àquelas que fizeram parte da graduação, Camila, Clara, Daniele, Débora, Esthephany, Louise e Monique. Gostaria de agradecer também ao Marlon, Priscila, Thayssa, Sunamita e Tamires, que estão sendo amigos essenciais durante esta fase de pandemia, mesmo que à distância. E também às grandes amigas Nalita e Regilane que conheci durante meu intercâmbio acadêmico.

Gostaria também de agradecer imensamente ao meu orientador Fernando Freire, que desde a graduação têm me ensinado demais, acreditado no meu trabalho e me incentivado; ao meu coorientador Wagner Lupinacci, por todo o apoio durante o mestrado, e a todos os professores e funcionários do Instituto de Geociências. Quero agradecer, profundamente, aos colegas Mariana, Igor, Tuany, Malu, Fábio, Raquel, Tone, Júlia, Filipe, Rodrigo, Thaís e a todos os integrantes do grupo GIECAR, por todo conhecimento compartilhado.

Por fim, agradeço aos membros da banca, professor Cleverson Silva e doutores Juliana Bueno e Roberto d'Ávila, por aceitarem participar desta avaliação e acrescentar conhecimento ao trabalho. À Equinor pelo financiamento do projeto “Caracterização de Reservatórios Carbonáticos usando Multiatributos Sísmicos”, tão relevante à área de geociências, através do qual desenvolvi esta pesquisa; à ANP/BDEP pelo fornecimento dos dados técnicos.

RESUMO

Os carbonatos do Pré-sal são de extrema relevância econômica para a produção de petróleo no Brasil, sendo um grande desafio para os processos de E&P, devido à grande heterogeneidade deposicional e diagenética. Para tentar colaborar com esse conhecimento, este estudo visa reconhecer o impacto dos efeitos deposicionais e diagenéticos nos perfis de dois poços perfurados na Bacia de Santos, compreendendo as formações Barra Velha e Itapema, com vistas ao reconhecimento de eletrofácies características desse intervalo estratigráfico. Estas eletrofácies representam as respostas das litologias carbonáticas nos perfis, possibilitando inferências acerca das características permoporosas e possíveis condições paleoambientais, paleodeposicionais e diagenéticas. Para isso, foi utilizado um fluxograma de trabalho que visou integrar dados de rocha, provenientes de testemunhos, amostras laterais e lâminas petrográficas, com perfis geofísicos de dois poços exploratórios cedidos pelo BDEP/ANP. Foram identificados os principais padrões qualitativos de cada uma das curvas disponibilizadas e calculadas (GR, ECS - Ca e Si, RHOZ, PEFZ, DT, NMR- fluido livre, porosidade total e efetiva e permeabilidade), integrado às descrições de rocha. Também foram quantificados os limites inferior e superior, a média e a moda dos valores de cada curva em todas as eletrofácies, afim de corroborar a análise qualitativa e propiciar a identificação de valores para um futuro desenvolvimento de redes neurais. Através da classificação de eletrofácies foi possível perceber que os principais fatores redutores de permoporosidade são o aumento do conteúdo de sílica e/ou de argila, a presença de fácies finas (laminitos/*mudstones*) e o metamorfismo de contato ocasionado pela presença de intrusões ígneas. Os principais fatores diagenéticos, atuantes nas formações Barra Velha e Itapema em ambos os poços estudados, são a cimentação e a silicificação, sendo esta última mais comum em um dos poços. A presença de cimento dolomítico, quartzoso e calcítico é bastante comum na Fm. Barra Velha em ambos os poços. Já na Fm. Itapema o cimento calcítico é predominante. No entanto, a dolomitização não é preponderante em nenhum dos dois poços. As eletrofácies da Fm. Barra Velha foram associadas a um ambiente lacustre mais raso, quando compostas por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*), sem argila e por seus retrabalhados. Por outro lado, as eletrofácies desta formação são associados a um ambiente relativamente mais profundo, quando suas fácies possuem argila e são formadas principalmente por finos (laminitos e *mudstones*). Já as eletrofácies da Fm. Itapema foram individualizadas em intervalos com base na orientação das conchas e no seu grau de seleção predominantes, consideradas como *taphofacies*. Por fim, com base nesta

integração de dados, estes intervalos foram associados a variações do nível do lago. O desenvolvimento desse fluxograma de trabalho pode ser replicado a outros poços da Bacia de Santos, sendo uma importante ferramenta para a correlação de poços e para o entendimento sobre as características de reservatórios carbonáticos do Pré-sal brasileiro, otimizando custos e conferindo maior robustez aos processos de E&P neste importante intervalo estratigráfico.

PALAVRAS-CHAVE: BACIA DE SANTOS, PRÉ-SAL, CARBONATOS, ELETROFÁCIES, CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL.

ABSTRACT

Pre-salt carbonates are extremely economically relevant for oil production in Brazil, being a great challenge for E&P processes, due to the great depositional and diagenetic heterogeneity. In an attempt to collaborate with this knowledge, this study aims to recognize the impact of depositional and diagenetic effects on the logs of two wells drilled in the Santos Basin, comprising both the Barra Velha and the Itapema formations, with a view to recognizing electrofacies characteristic of this stratigraphic interval. These electrofacies represent the responses of carbonate lithologies in the logs, allowing inferences about permeoporous characteristics and possible paleoenvironmental, paleodepositional and diagenetic conditions. For this, a workflow was applied for the integration of rock data from cores, lateral samples and petrographic thin sections, with geophysical logs from two exploratory wells provided by the BDEP/ANP. The main qualitative patterns of each of the available and calculated curves were identified (GR, ECS - Ca and Si, RHOZ, PEFZ, DT, NMR-free fluid, total and effective porosity and permeability), integrated with rock descriptions. The lower and the upper limits, the mean and the mode of the values of each curve in all electrofacies were also quantified, in order to corroborate the qualitative analysis and to provide the identification of values for a future development of neural networks. Through the electrofacies classification, it was possible to notice that the main factors reducing both the permeability and the porosity are the increase in silica and/or clay content, the presence of fine facies (laminites/mudstones) and the contact metamorphism caused by the presence of igneous intrusions. The main diagenetic factors acting in Barra Velha and Itapema formations in both studied wells are cementation and silicification, the latter being more common in one of the wells. The presence of dolomitic, quartz and calcitic cement is quite common in Barra Velha Fm. in both wells. Already in the Itapema Fm., calcitic cement is predominant. However, dolomitization is not prevalent in either of the two wells. The electrofacies of Barra Velha Fm. were associated with a shallower lacustrine environment, when composed of shubs and spherulitites (in situ facies), without clay and their reworked sediments. On the other hand, the electrofacies of this formation are associated with a relatively deeper environment, when their facies have clay and/or are formed mainly by thin sediments (laminites and mudstones). Electrofacies of Itapema Fm. were individualized at intervals based on the orientation of the shells and their predominant degree of selection, considered as taphofacies. Finally, based on this data integration, these intervals were associated with changes in lake level. The development of this workflow can be applied to other wells in the Santos

Basin, being an important tool for the correlation of wells and for understanding the characteristics of carbonate reservoirs in the Brazilian Pre-salt, optimizing costs and making the processes of E&P more robust for the understanding of this important stratigraphic interval.

KEYWORDS: SANTOS BASIN, PRE-SALT, CARBONATES, ELECTROFACIES, ROCK-LOG CORRELATION.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da produção <i>onshore</i> , <i>offshore</i> (Pré-sal e Pós-sal) e total no Brasil. Fonte: ANP (2021).	25
Figura 2: Localização da Bacia de Santos e dos campos de petróleo em produção. Fonte: Dias (2020).	27
Figura 3: Mapa de localização do Platô de São Paulo e Alto Externo de Santos. Modificada de Carminatti <i>et al.</i> (2008).	29
Figura 4: Modelo de configuração para os continentes sul-americano e africano no estágio de mar restrito, com notória influência da cadeia Rio Grande-Walvis no controle sedimentar. Modificado de Alves (2008).	30
Figura 5: Carta litoestratigráfica das fases rifte e pós-rifte da Bacia de Santos e a classificação da sua fase tectônica de acordo com Moreira <i>et al.</i> , 2007 e Wright & Barnett, 2015. Modificado de Moreira <i>et al.</i> (2007).	34
Figura 6: Classificação de rochas carbonáticas. Fonte: Terra <i>et al.</i> (2010).	36
Figura 7: Grainstone composto por esferulitos retrabalhados. A) PP; B) PX. Fonte: Wright & Barnett (2020).	37
Figura 8: Laminito liso, Fm. Barra Velha, Cretáceo, Bacia de Santos. A) amostra lateral; B) fotomicrografia, nicois paralelos. Fonte: Terra <i>et al.</i> (2010).	38
Figura 9: Lâminas petrográficas de <i>shrubs</i> e esferulititos. A) Esferulitos calcíticos em matriz argilosa substituída por dolomita (PX); B) <i>Shrub</i> (PX); C) Esferulitito (PP); D) <i>Shrub</i> com porosidade interpartícula bem desenvolvida (PP). Modificado de Terra <i>et al.</i> (2010), Farias <i>et al.</i> (2019), Lima & Ros (2019) e Wright & Barnett (2020).	38
Figura 10: <i>Rudstone</i> com moldes de bivalve cercado por envelope micrítico (seta azul), cimentado por calcita em porosidade móldica (seta preta) e porosidade interpartícula (seta vermelha) (PP). Fonte: Herlinger <i>et al.</i> (2017).	39
Figura 11: Poro vugular parcialmente preenchido por cimento de quartzo microcristalino (MQ), dolomita romboédrica (setas azuis) e esferulito calcítico (CS). Fonte: Lima & De Ros (2019).	41

Figura 12: <i>Grainstone</i> dolomitizado com moderada preservação dos ooides originais. Porosidade intracristalina presente, mostrada pela resina azul. Fonte: Tucker e Brito, 2017.	42
Figura 13: Representação esquemática dos processos diagenéticos da Fm. Macabu, Bacia de Campos. Fonte: Lima & De Ros (2019).	43
Figura 14: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e hidrologia do ambiente deposicional da Fm. Itapema. Pequenas setas azuis mostram a infiltração e recarga dos aquíferos, setas pretas indicam a infiltração de água subterrânea na Bacia do lago e setas vermelhas representam o calor geotérmico, que se supõe que diminua da fase rifte para a fase pós-rifte. As áreas <i>hachuradas</i> propõem a presença de aquíferos fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch <i>et al.</i> (2018).	45
Figura 15: Modelo deposicional esquemático da Fm. Coqueiros da Bacia de Campos. 1) Principalmente, intercalação entre calcirruditos e siliciclásticos; 2) Essencialmente, intercalação entre calcirruditos e siliciclásticos, com aumento na quantidade de calcirruditos; 3) Grande predominância de calcirruditos; 4) Geralmente, intercalação de calcirruditos e folhelhos; 5) Predominância de folhelhos e calcilitos. Modificado de Thompson <i>et al.</i> (2015).	46
Figura 16: Diagrama ternário proposto para classificar as rochas da Fm. Coqueiros baseado em seus constituintes composicionais. Os poços 1 e 2 são representados por 179 pontos inseridos no diagrama. Modificado de Oliveira <i>et al.</i> (2019).	47
Figura 17: Modelo deposicional proposto para o Aptiano inferior, correspondente a Fm. Coqueiros, fase rifte da Bacia de Campos. Baseado em análises sedimentológicas dos poços 1 (A), localizado em uma rampa híbrida, e 2 (B), que se encontra no Alto Externo. Modificado de Oliveira <i>et al.</i> (2019).	48
Figura 18: <i>Taphofacies</i> baseadas na orientação das conchas e grau de seleção. Modificado de Chinelatto <i>et al.</i> (2020).	49
Figura 19: Interpretação deposicional de <i>taphofacies</i> baseado em Fick <i>et al.</i> , 2018. A, C) Condições de tempo bom; B, D) Condições de tempestade. Modificado de Chinelatto <i>et al.</i> (2020).	50

Figura 20: Lâmina petrográfica de <i>rudstone</i> composto por bivalves neomorfizados com bordas finas de calcita (seta vermelha). A seta preta indica linhas finas da textura original da concha do bivalve (PP). Fonte: Herlinger <i>et al.</i> (2017).....	51
Figura 21: Ciclotema esquemático proposto por Wright & Barnett (2015).....	53
Figura 22: Modelo deposicional para fácies provenientes da interpretação de perfis de imagem (BHI) na Fm. Macabu, Bacia de Campos. FWWB: Base de ondas de tempo bom. SWB: Base de ondas de tempestades. Modificado de Muniz & Bosence (2015).....	55
Figura 23: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do ambiente no momento de deposição da Fm. Barra Velha. Longas setas negras indicam infiltração de lençóis freáticos na Bacia lacustre. Setas vermelhas grossas abaixo do modelo representam calor geotérmico. Áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos em relação à Bacia lacustre, fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch <i>et al.</i> (2018).....	56
Figura 24: Representação esquemática da gênese dos típicos depósitos Aptianos do Pré-sal. A) Depósitos laminados de argila magnesianas singenética com grãos dispersos de peloides de argila e siliciclásticos; B) Substituição parcial e deformação da matriz de argila magnesianas por esferulitos calcíticos; C) Agregados fasciculares não coalescidos de calcita precipitada no WSI com porosidade <i>framework</i> inter-agregados; D) Ciclo característico mostrando a crosta singenética de agregados calcíticos fascicular coalescidos no topo e argila magnesianas singenética substituída e deslocada por esferulitos calcíticos. Modificado de Lima e De Ros (2019).	57
Figura 25: Fotomicrografias destacando características singenéticas e diagenéticas de constituintes da Fm. Macabu, Bacia de Campos. A) Esferulitos calcíticos (CS) substituindo e deslocando argilas magnesianas laminadas (SL) usando polarizador cruzado (XP). B) Crostas de calcita fascicular (CFC) intercaladas com depósitos substituídos por dolomita (Dol) (PX). Fonte: Lima & De Ros (2019).....	58
Figura 26: Diagrama ternário mostrando a classificação das fácies para sedimentos gerados <i>in situ</i> e lâminas petrográficas referentes à estas fácies. A) <i>Shrubstone</i> (PX); B) <i>Spherulitic shrubstone</i> (PX); C) <i>Shrubby spherulitestone</i> (PX); D) <i>Spherulitestone</i> (PX); E) <i>Muddy spherulitestone</i> (PP); F) <i>Spherulitic mudstone</i> (PP); G) <i>Mudstone</i> (PP); H) <i>Shrubby</i>	

<i>spherulitestone</i> com <i>mud</i> (PX); I) <i>Spherulitic shrubstone</i> com <i>mud</i> (PX). Modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020).	59
Figura 27: Novo esquema de classificação que utiliza três diagramas triangulares para descrever todas as fácies da Fm. Barra Velha. Modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020).....	60
Figura 28: Dois modelos (com aumento de <i>shrubs</i> para o topo e com aumento de esferulito para o topo) de empilhamento de ciclos elementares na Fm. Barra Velha baseado em descrição de testemunhos. A e C) Intervalos não-reservatório; B e D) Intervalos reservatório. Modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020).	61
Figura 29: Modelos alternativos conceituais para explicar as variações de fácies na Fm. Barra Velha, Bacia de Santos. A) Modelo de clima úmido a árido com flutuação no nível de lago; B) Modelo de clima semi-árido a árido com lago raso; C) Modelo com nível de lago constante. Modificado de Gomes <i>et al.</i> (2020).....	62
Figura 30: Modelo para o desenvolvimento de ciclotemas na Fm. Barra Velha, Bacia de Santos. BO: Base de onda. Seta preta vertical: Menor profundidade do lago em relação ao estágio 1. Modificado de Wright (2020).....	64
Figura 31: Modelo simplificado de eletrofácies calibradas com dados de rocha.....	66
Figura 32: Profundidade de investigação e resolução vertical de algumas ferramentas de perfilagem. Fonte: Pimentel (2020).....	67
Figura 33: Características de poço como desabamentos (arrombamentos) e estrangulamentos (reboco) e suas respectivas respostas no perfil caliper. Modificado de Rider e Kennedy (2011).	68
Figura 34: Comportamento do perfil de raios gama em diferentes litologias. Fonte: Freire (2020) - notas de aula.	69
Figura 35: Resposta do perfil de densidade esperada em diferentes litologias. D – Desmoronamento. Fonte: Rider e Kennedy (2011).....	72
Figura 36: Valores de fator fotoelétrico esperados para diferentes litologias Fonte: Rider e Kennedy (2011).	73
Figura 37: Resposta do perfil sônico esperada para diferentes litologias. D- Desmoronamento. Fonte: Rider e Kennedy (2011).	74

Figura 38: Exemplo de elementos do espectro proveniente de interação de captura. Fonte: Schlumberger, 2017.	75
Figura 39: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de NMR e resposta da porosidade. CBW: Volume de água associada à argila; BVI: Volume de água irreduzível; BVM: Fluidos móveis livres; T2 PHIE: Porosidade efetiva e T2 PHIT: Porosidade total. Fonte: Castro, 2019).	78
Figura 40: Fluxograma adotado para a confecção deste trabalho.	80
Figura 41: Deslocamento do testemunho baseado no ajuste das porosidades petrofísicas provenientes de medidas laboratoriais com a porosidade efetiva do perfil NMR mostrado de maneira simplificada e esquemática. <i>Track 1:</i> Ajuste das porosidades antes do deslocamento; <i>Track 2:</i> Ajuste das porosidades após o deslocamento.	86
Figura 42: Porosidade efetiva do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes do ajuste de profundidade do testemunho 1 (primeiro <i>track</i>) e após o ajuste de profundidade do testemunho 1 (segundo <i>track</i>) do poço E.	88
Figura 43: <i>Crossplots</i> entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil NMR antes e depois do ajuste das amostras de porosidade petrofísica referentes ao testemunho 1 do poço E.	89
Figura 44: Porosidade efetiva proveniente do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes do ajuste de profundidade do testemunho 1 (primeiro <i>track</i>) e após o ajuste (segundo <i>track</i>) no poço G.	90
Figura 45: <i>Crossplots</i> entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil de NMR antes e depois do ajuste do testemunho 1, no poço G.	91
Figura 46: Porosidade efetiva proveniente do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes (primeiro <i>track</i>) e após o ajuste de profundidade do testemunho 2, no poço G.	92
Figura 47: <i>Crossplots</i> entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil NMR antes e depois do ajuste do testemunho 2, no poço G.	93
Figura 48: Característica de igneabilidade e Fe-Al-Ca aplicadas a um poço do Pré-sal. Na característica de igneabilidade (primeiro <i>track</i>) a anidrita, o carbonato que sofreu metamorfismo de contato e a ígnea em si foram <i>hachurados</i> de vermelho. Já na característica	

Fe-Al-Ca (segundo <i>track</i>) somente a ígnea foi <i>hachurada</i> de vermelho e os carbonatos de azul. Fonte: Oliveira <i>et al.</i> (2019).	95
Figura 49: Ajuste entre as porosidades petrofísicas medidas em laboratório a partir de amostras laterais e porosidade efetiva proveniente do perfil NMR no poço E (à esquerda) e G (à direita).	98
Figura 50: Duas lâminas petrográficas (A e B) e uma figura detalhada de testemunho (C) relativos à eletrofácies BV-1. A) <i>Grainstone</i> com cimento dolomítico e quartzoso (PP); B) <i>Floatstone</i> com cimento quartzoso (PP) e (C) <i>Grainstone</i>	105
Figura 51: Lâmina petrográfica da eletrofácies BV-2 caracterizada por esferulitito com cimento quartzoso e calcítico (PP).	107
Figura 52: Lâminas petrográficas referentes à eletrofácies BV-3. A) Esferulitito com dolomita e matriz argilosa/orgânica/lamosa (PX). B) <i>Rudstone</i> com cimento calcítico e quartzoso (PP).	108
Figura 53: Classificação de eletrofácies na região do testemunho com foco na BV-4 (topo do poço E).....	110
Figura 54: Classificação de eletrofácies com foco na BV-4 (base do poço E). Coluna 15: Principais intervalos ígneos.	111
Figura 55: Fotografias de amostras laterais característicos da eletrofácies BV-4. A e B) Diabásio proveniente do corpo 1 da figura 54. C e D) Diabásio proveniente do corpo 2 da figura 54.	112
Figura 56: Duas lâminas petrográficas (A e B), uma fotografia em detalhe do testemunho (C) e uma fotografia de amostra lateral (D) características da BV-5. A) <i>Shrubs</i> com cimento dolomítico (PX); B) <i>Shrubs</i> com cimento quartzoso (PP); C) Limite entre <i>shrubs</i> e <i>grainstones</i> ; D) <i>Silexito</i>	114
Figura 57: Duas lâminas petrográficas (A e B), uma fotografia de detalhe do testemunho (C) e uma fotografia de <i>plug</i> de testemunho (D) características da BV-6. A) Esferulitito com cimento dolomítico (PP); B) <i>Shrubs</i> com cimento dolomítico e quartzoso (PP); C) <i>Shrubs</i> ; D) Esferulitito bastante poroso.	116
Figura 58: Classificação de eletrofácies no intervalo do testemunho 1 e adjascências, poço E.	118

Figura 59: Classificação de eletrofácies com foco na BV-7A do poço E.	120
Figura 60: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas imagens de amostra lateral (C e D). A) <i>Mudstone</i> com matriz indistinta (PP) características da BV-7B. B) <i>Mudstone</i> com matriz indistinta (PX); C e D) Laminitos.....	122
Figura 61: Classificação de eletrofácies com foco na BV-7B do poço E. Se não há indicação de lâmina petrográfica na coluna 6, a descrição litológica foi proveniente de amostra lateral.	123
Figura 62: Classificação de eletrofácies no intervalo da Fm. Barra Velha no poço E. Coluna 15: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. As descrições litológicas que não estão na mesma profundidade das lâminas petrográficas (coluna 6), são provenientes de amostras laterais.	126
Figura 63: Duas lâminas petrográficas (A e B) e uma imagem de testemunho (C) característicos da BV-1B. A) <i>Grainstone</i> com cimento dolomítico (PP). B) <i>Grainstone</i> com cimento dolomítico e quartzoso (PP); C) <i>Grainstone</i>	129
Figura 64: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 1 (C e D) características da BV-7A. A) Esferulitito com argila (PX). B) Esferulitito com argila, dolomita, cimento quartzoso e matriz argilosa, (PP); C) Esferulitito; D) Laminito.....	131
Figura 65: Classificação de eletrofácies no testemunho 1 do poço G.....	132
Figura 66: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 (C e D) características da BV-1A. A e B) <i>Grainstone</i> com cimento dolomítico e calcítico, (PP); C e D) <i>Grainstone</i>	134
Figura 67: Classificação de eletrofácies no testemunho 2, Fm. Barra Velha do poço G.	135
Figura 68: Classificação de eletrofácies com foco na BV-2 (Picos de GRdo Marco Lula) do poço G.	136
Figura 69: Classificação de eletrofácies com foco na BV-5 do poço G.....	138
Figura 70: Classificação de eletrofácies com foco na BV-6 do poço G.....	139
Figura 71: Classificação de eletrofácies na Fm. Barra Velha do poço G. Coluna 16: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies.	142

Figura 72: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 (C e D) características da ITP-1B. A e B) Rudstones com cimento calcítico (PP); C e D) Rudstones.	144
Figura 73: Duas lâminas petrográficas (A e B). A) <i>Grainstone</i> com cimento calcítico (PP); B) <i>Floatstone</i> com cimento calcítico e matriz lamosa (PP).	145
Figura 74: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 do Poço G (C e D) características da ITP-2. A) <i>Rudstone</i> com cimento quartzoso e calcítico (PP); B) Mesma lâmina petrográfica utilizando polarizador cruzado (PX); C e D) <i>Rudstones</i> com maior conteúdo de sílica.	147
Figura 75: Classificação de eletrofácies na Fm. Itapema do poço G, com foco nas eletrofácies ITP-1A, ITP-1B e ITP-2.	148
Figura 76: Classificação de eletrofácies na Fm. Itapema no poço G. Coluna 16: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. As descrições litológicas que não estão na mesma profundidade das lâminas petrográficas (coluna 6) e/ou testemunho (coluna 9), são provenientes de amostras laterais.	149
Figura 77: Exemplo do efeito do aumento de sílica, redução de cálcio e conseqüente redução da permoporosidade destacados por linha tracejada, Fm. Barra Velha, poço E.	152
Figura 78: Perfil de magnésio apresentando valores um pouco maiores no intervalo 1 e bastante baixos no intervalo 2, exceto na região com o diabásio próximo ao topo do poço E. Coluna 9: intervalos com maior (1) e menor quantidade de Mg (2).	155
Figura 79: Perfil de magnésio apresentando valores maiores na Fm. Barra Velha e bastante baixos na Fm. Itapema do poço G.	156
Figura 80: Fotografia de amostras laterais do intervalo ígneo 3 da figura 54. A) Amostra descrita como basalto; B) Amostra descrita como diabásio.	158
Figura 81: Fotografia de amostras laterais do intervalo ígneo 4 da figura 54. A) Amostra descrita como diabásio; B e C) Amostras descritas como basalto; D) Amostra descrita como ígnea não identificada.	159
Figura 82: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala da Fm. Itapema do poço G. Este poço foi dividido em seis intervalos com base na predominância da orientação das	

conchas e grau de seleção. A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa o poço G e as retas azuis delimitam a zona de maior energia. 162

Figura 83: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala, com base nas eletrofácies do poço E. Este poço foi dividido em cinco intervalos (1 a 5A/5B) baseado na predominância de determinada eletrofácies que podem ser associados a um modelo de ambiente (modelos de 1, 2, 3, 4, 5A e 5B). A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa a posição do poço E. 166

Figura 84: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala da Fm. Barra Velha do poço G. Este poço foi dividido em sete intervalos (1 a 7A/7B) baseado na predominância de determinadas eletrofácies que podem ser associados a ambientes deposicionais (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7A e 7B). A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa o posicionamento do poço G. 170

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de rocha disponíveis e utilizados nos poços E e G.....	80
Tabela 2: Tabela de comparação entre as descrições litológicas de amostra lateral provenientes do Perfil Composto e do Relatório final de poço e descrições litológicas de lâmina petrográfica proveniente do Relatório de petrografia. <i>Hachura</i> amarela: Litologia utilizada; <i>Hachura</i> azul: Amostra descartada.....	82
Tabela 3: Comparação entre as descrições de amostra lateral proveniente do Perfil Composto, do Relatório Final de Poço e de lâminas petrográficas e características utilizadas para a análise de eletrofácies.	84
Tabela 4: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondente às eletrofácies BV-1A e BV-1B.....	106
Tabela 5: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1 (BV-1A e BV-1B) e BV-2 do poço E.	108
Tabela 6: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1 (BV-1A e BV-1B), BV-2 e BV-3 do poço E.	109
Tabela 7: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 do poço E.....	115
Tabela 8: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 e BV-6 do poço E.	117
Tabela 9: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-7A do poço E.....	120
Tabela 10: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-7A e BV-7B do poço E.	123
Tabela 11: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-3, BV-5, BV-6, BV-7A e BV-7B do poço E.	124
Tabela 12: Resumo das características de rocha predominantes e comportamento relativo dos perfis geofísicos de poço em cada eletrofácies no poço E. As características dos principais perfis que determinam as eletrofácies estão sublinhados.	127

Tabela 13: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1B do poço G.	130
Tabela 14: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1B e BV-7A do poço G.	132
Tabela 15: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-7A do poço G, na Fm. Barra Velha.	134
Tabela 16: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-2 do poço G.	137
Tabela 17: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 do poço G.	138
Tabela 18: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-5, BV-6 e BV-7A do poço G.	140
Tabela 19: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies ITP-1A e ITP-1B do poço G.	145
Tabela 20: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies ITP-1A, ITP-1B e ITP-2 do poço G.	146
Tabela 21: Resumo das características de rocha predominantes e comportamento dos perfis geofísicos de poço utilizados em cada eletrofácies no poço G. As características dos principais perfis que determinam as eletrofácies estão sublinhados.	150
Tabela 22: Resumo das principais características da Fm. Itapema (grau de seleção e orientação das conchas predominantes) de cada um dos seis intervalos da figura 84 e seus ambientes deposicionais associados.	163
Tabela 23: Resumo das eletrofácies e seus respectivos ambientes deposicionais da Fm. Barra Velha dos poços E e G.	173

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	25
1.1 Área de estudo.....	26
1.2 Objetivos e motivação.....	27
2. CONFIGURAÇÃO GEOLÓGICA	28
2.1 Evolução tectônica	28
2.2 Evolução Tectono-Sedimentar	30
2.3 Sistema petrolífero do Pré-sal	34
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	36
3.1 Litologias carbonáticas	36
3.2 Matriz carbonática e cimento	40
3.3 Diagênese	41
3.4 Formação Itapema.....	43
3.5 Formação Barra Velha	51
3.6 Eletrofácies.....	65
3.7 Perfilagem geofísica de poços.....	66
3.7.1 Perfil Caliper (CAL) e <i>Bit size</i> (BS).....	67
3.7.2 Perfil de Raios Gama (GR)	68
3.7.3 Perfil de densidade (RHOB).....	70
3.7.4 Perfil de fator fotoelétrico (PEF ou PEFZ)	72
3.7.5 Perfil sônico (DT ou DTCO).....	73
3.7.6 Perfil Espectroscopia de Captura Elementar (ECS)	75
3.7.7 Perfil de ressonância nuclear magnética (NMR).....	76
4. MATERIAIS E MÉTODOS	79
5. RESULTADOS	104

5.1 Classificação de eletrofácies no poço E.....	104
5.2 Classificação de eletrofácies no poço G	127
6. DISCUSSÃO	151
6.1 Efeitos diagenéticos da sílica e da dolomita	151
6.2 Principais aspectos redutores de permoporosidade.....	157
6.3 Características das rochas ígneas no Poço E.....	157
6.4 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Itapema do poço G.....	159
6.5 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha, com base nas eletrofácies do poço E.....	164
6.6 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha, com base nas eletrofácies do poço G	169
7. CONCLUSÕES.....	174
8. RECOMENDAÇÕES.....	176
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	177

LISTA DE ABREVIACÕES

- MMbbl/d: Milhões de barris por dia.
- MMm³/d: Milhões de metros cúbicos por dia.
- Fm. ou FORM: Formação
- TVDSS: Profundidade em cota.
- MD ou *reference*: Profundidade medida.
- ITP: Itapema.
- BV: Barra Velha.
- CAL: Caliper
- BS: *Bit size*.
- GR: Raios Gama.
- ECS: Espectroscopia de captura elementar
- RHOZ: Densidade.
- PEF ou PEFZ: Fator fotoelétrico.
- DT ou DTCO: Sônico.
- NMR: Ressonância Nuclear Magnética.
- CMFF: Fluido livre.
- CMRP_3MS: Porosidade efetiva.
- TCMR: Porosidade total.
- PERM ou K_{tim}: Permeabilidade.
- PP: Polarizador plano.
- PX: Polarizador cruzado.
- V_{clay}: Volume de argila.

1. INTRODUÇÃO

O Pré-sal está entre as mais importantes descobertas de petróleo dos últimos anos. Essa província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. O Pré-sal vem sendo o maior produtor de petróleo do Brasil há alguns anos, registrando, no mês de fevereiro de 2021, a produção de 71,3% do total de petróleo produzido no Brasil, sendo responsável por gerar 2,044 MMbbl/d de óleo e 87,7 M³/d de gás natural. O gráfico abaixo (Figura 1) mostra a evolução da produção *onshore*, *offshore* (Pré-sal e “Pós-sal”) e total do último ano, evidenciando a grande produção e relevância econômica do Pré-sal para o país (ANP, 2021).

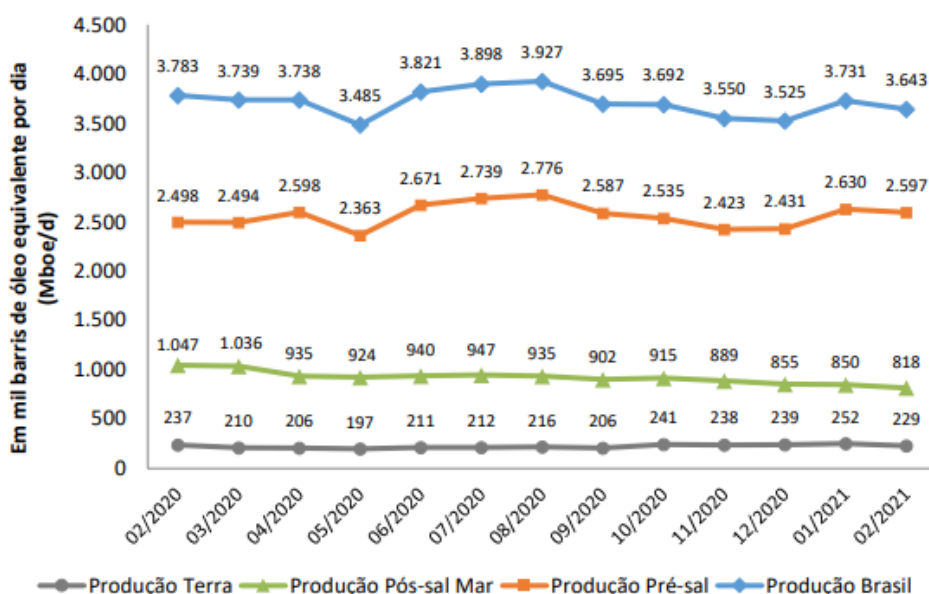


Figura 1: Evolução da produção *onshore*, *offshore* (Pré-sal e Pós-sal) e total no Brasil. Fonte: ANP (2021).

Resultados de levantamentos sísmicos, a partir do início de 2003, indicavam grandes possibilidades de existência de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal. Porém, os desafios eram grandes, pois para alcançar o Pré-sal eram necessários poços com longas extensões, que deveriam atravessar uma espessa camada de sal para atingir possíveis reservatórios com características geológicas desconhecidas. Além do mais, era necessário a existência de jazidas com volume de hidrocarbonetos suficiente para compensar os investimentos (Morais, 2013).

O primeiro poço perfurado para atingir o Pré-sal foi o 1-RJS-617, localizado no Bloco exploratório BM-S-10, na área de Parati. Este poço terminou de ser perfurado em 2006, não tendo descoberto petróleo, mas os testes indicaram a presença de gás condensado no local. Tal

evidência incentivou a perfuração de outro poço, na área de Tupi, no Bloco Exploratório BM-S-11. Neste poço foi encontrado petróleo com densidade de 28° API e, por isso, foi perfurado um poço de extensão (1-RJS-646), em Tupi Sul, a 10 Km de distância do poço descobridor, que comprovou que o reservatório descoberto pelo poço pioneiro se estendia até a área sul de Tupi, contendo petróleo de boa qualidade em relação à densidade, com 28°-30° API. Através dos resultados obtidos, as descobertas no Pré-sal foram anunciadas pela PETROBRAS, em nome do consórcio formado com British Gas e Petrogal-Galp Energia, em novembro de 2007 e, assim, foi oficialmente reconhecida a possibilidade da existência de grandes jazidas de petróleo no Pré-sal (Morais, 2013).

Há muitos desafios relacionados à produção nos carbonatos do Pré-sal. Além de toda dificuldade associada à tecnologia necessária para perfurar e desenvolver poços profundos, os carbonatos são rochas complexas e de difícil caracterização. É possível perceber que as técnicas de análise de perfis de poço, devem ser utilizadas com cuidado, já que se trata de um reservatório carbonático bastante complexo e que pode ser afetado positivamente ou negativamente pela diagênese.

Neste trabalho, foram utilizados dados de perfis de poço que nos permitiram obter informações indiretas sobre as rochas perfuradas pelos poços, além de dados provenientes de testemunhos, amostras laterais e lâminas petrográficas, essenciais para fornecer informações diretas e precisas sobre as características das rochas em si, reduzindo as incertezas sobre a interpretação dos perfis de poço. A classificação de eletrofácies carbonáticas é difícil devido à diversos fatores, como a complexidade e a grande variação da permoporosidade lateral e vertical, a composição mineralógica homogênea em todo o intervalo de interesse (carbonatos) e a grande atuação dos processos diagenéticos nos carbonatos. Portanto, este estudo procurou fazer uma correlação rocha-perfil detalhada para realizar uma classificação de eletrofácies com vistas a compreender os principais fatores que influenciam as características permoporosas, os ambientes paleodeposicionais e a atuação diagenética.

1.1 Área de estudo

A área de estudo compreende um campo da Bacia de Santos (Figura 2), que está localizada na região sudeste da margem continental brasileira, entre os paralelos 23° e 28° Sul, ocupando cerca de 350.000 Km² até a cota batimétrica 3.000m. A Bacia de Santos abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina e possui limite ao

norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio, e ao sul, com a Bacia de Pelotas através da Plataforma de Florianópolis (Moreira *et al.*, 2007).

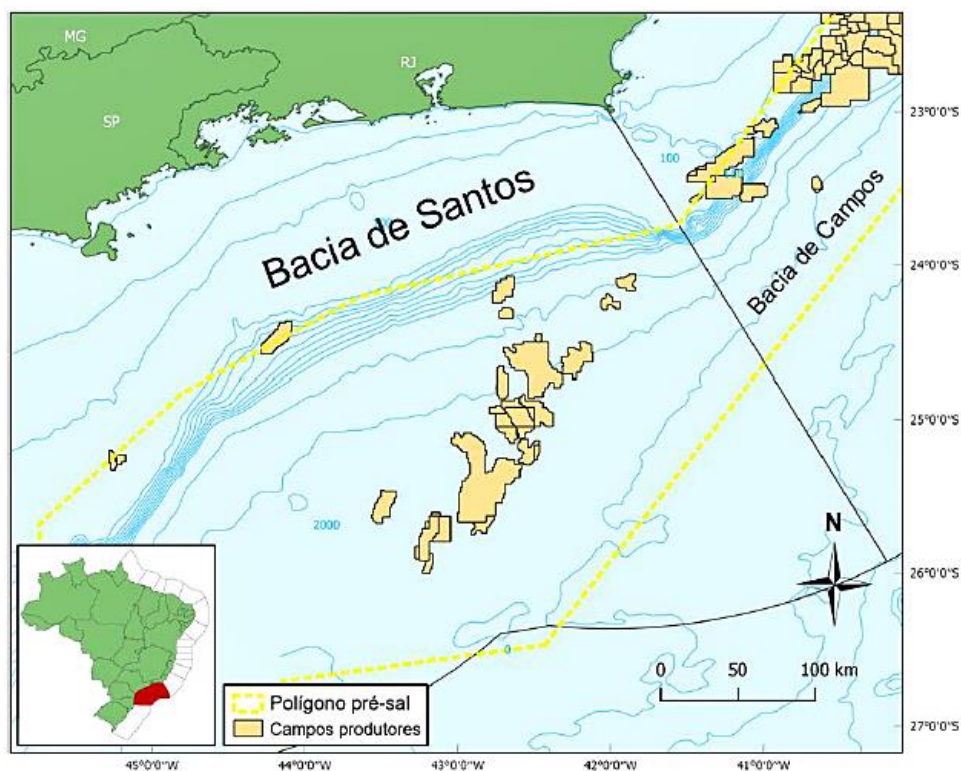


Figura 2: Localização da Bacia de Santos e dos campos de petróleo em produção. Fonte: Dias (2020).

1.2 Objetivos e motivação

Os principais objetivos deste estudo foram compreender os efeitos deposicionais e diagenéticos das litologias carbonáticas das Fm. Itapema e Barra Velha nos perfis de poços, para o reconhecimento de eletrofácies que pudessem ser individualizadas e correlacionadas, além de entender seus impactos na permoporosidade destes reservatórios carbonáticos. Para isto, foi realizada uma análise qualitativa para identificar padrões em todos os perfis geofísicos de poço utilizados (Raios Gama, Espectroscopia de Captura Elementar - Cálcio e Sílica, Densidade, Fator fotoelétrico, Sônico, Porosidade total e efetiva, fluido livre e permeabilidade provenientes do perfil de Ressonância Magnética) que, posteriormente, foram caracterizados quantitativamente (determinação de valores máximos e mínimos, média e moda) em cada uma das eletrofácies, afim de corroborar a análise qualitativa e servir como embrião para futuros trabalhos envolvendo redes neurais. Conjuntos de perfis com um determinado padrão, associados às características litológicas/faciológicas provenientes das descrições de testemunhos, amostras laterais e lâminas petrográficas, caracterizam as eletrofácies. Através

das principais características das eletrofácies, foi possível compreender quais os principais fatores diagenéticos/deposicionais responsáveis pela redução das condições permoporosas e inferir possíveis ambientes deposicionais para as mesmas. Além disso, analisando todo o intervalo compreendido pelas formações Barra Velha e Itapema, foi possível determinar os principais fatores diagenéticos atuantes nestas formações e como eles podem afetar as características dos reservatórios.

2. CONFIGURAÇÃO GEOLÓGICA

2.1 Evolução tectônica

A Bacia de Santos foi gerada durante o processo de ruptura do supercontinente Gondwana, que ocorreu do Jurássico tardio ao Eocretáceo, e deu origem ao Oceano Atlântico Sul e a separação dos continentes americano e africano (Mio *et al.*, 2005 e Buckley *et al.*, 2015). A formação do Gondwana Ocidental aglutinou distintos blocos crustais de diferentes idades e litologias, configurando um mosaico de terrenos separados por descontinuidades regionais. A principal sutura entre os terrenos convergentes neoproterozóicos segue o *trend* atual da faixa dobrada (Faixa Ribeira) e constitui a zona de fraqueza primária onde o Oceano Atlântico se desenvolveu (Almeida *et al.*, 2013 *apud* Rigoti, 2015).

Na região sul do Gondwana Ocidental, que atualmente corresponde à parte do sudoeste da África e Antártida e ao sudeste da América do Sul, um enorme extravasamento de magma basáltico teria precedido os processos de rifteamento e formação das Bacias marginais do Atlântico Sul. Tais províncias magmáticas representam a LIP (*Large Igneous Province*) do Atlântico Sul (Rigoti, 2015).

A evolução do Atlântico Sul começou com o estiramento e afinamento da crosta continental formando um rifte (Muniz & Bosence, 2015). Esta fragmentação consistiu de um processo misto entre fenômenos controlados por estiramento litosférico (conforme o modelo de Mckenzie, 1978) e por anomalia termal (conforme modelo de Royden & Keen, 1980) (Castro, 2019). De acordo com Szatmari & Milani (2016) o rifte do Atlântico Sul se abriu quase simultaneamente ao longo de seu comprimento em torno de 145 Ma (após o limite Jurássico/Cretáceo) com taxa de abertura cada vez menor em direção ao pólo de Euler (localizado no nordeste do Brasil, próximo aos extremos leste da margem equatorial). De aproximadamente 145 a 113 Ma, o rifte teria permanecido fechado ao longo da margem equatorial e se ampliado ao longo da margem leste da América do Sul.

Szatmari & Milani (2016) afirmam também que o vulcanismo basáltico da província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) começou quando o rifte avançou o suficiente para que as falhas mais profundas pudessem alcançar o manto litosférico anormalmente quente, portanto, onde havia uma litosfera espessa, o vulcanismo era ausente. Esta atividade vulcânica atingiu seu pico de aproximadamente 135 a 130 Ma e continuou a ocorrer de maneira intercalada com a sedimentação até cerca de 113 Ma.

Há estruturas importantes tanto para a compartimentação, quanto para a evolução tectônica da Bacia de Santos. Uma destas feições é o Platô de São Paulo (Figura 3), formado durante o processo de rifteamento, que é composto principalmente por crosta continental estirada, menos profunda batimetricamente e controlada por estruturas do embasamento, originado através da Pluma de Tristão da Cunha (White & Mckenzie, 1989 e Kumar & Gamboa, 1974 *apud* Castro, 2019). Outra feição importante é o Alto Externo de Santos, que é uma estrutura do embasamento localizada na porção central do Platô de São Paulo, alongado na direção NE (Rigoti, 2015). O Alto Externo de Santos (Figura 3) representa uma área menos estirada da crosta continental quando comparada às áreas ao seu redor. Boas fácies reservatório (carbonatos do Pré-sal) foram depositadas neste alto antes da deposição da espessa camada de sal (Carminatti *et al.*, 2008).

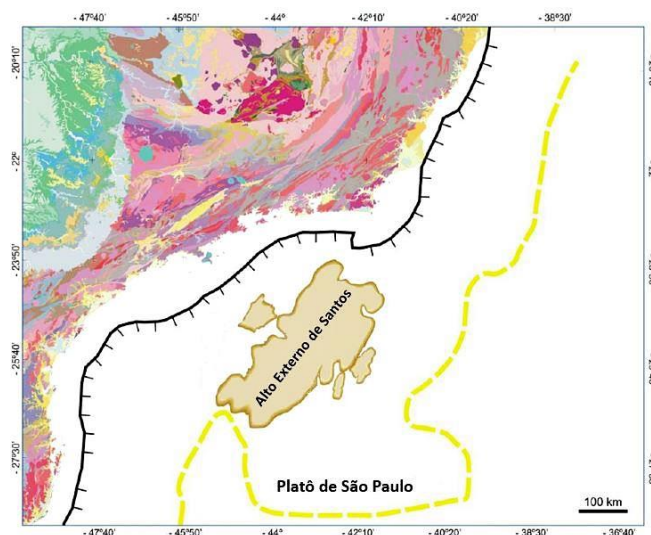


Figura 3: Mapa de localização do Platô de São Paulo e Alto Externo de Santos. Modificada de Carminatti *et al.* (2008).

Durante a deposição da sequência Pré-sal, conforme o rifte abria, o vulcanismo basáltico ao longo do enxame de diques de Ponta Grossa e Namíbia continuou *offshore*, criando, assim, a cadeia Rio Grande-Walvis que serviu de barreira sedimentar entre o rifte e o oceano Atlântico

que se abria ao sul. Além disso, a rotação de um bloco resistente ao longo do limite sul da Bacia de Santos, pode ter contribuído como barreira. Portanto, como o rifte era fechado ao norte, já que a margem equatorial ainda não havia sido aberta, e foi barrado ao sul pela cadeia Rio-Grande-Walvis, foi formada uma Bacia rifte endorreica como é possível observar na Figura 4 (Szatmari & Milani, 2016).

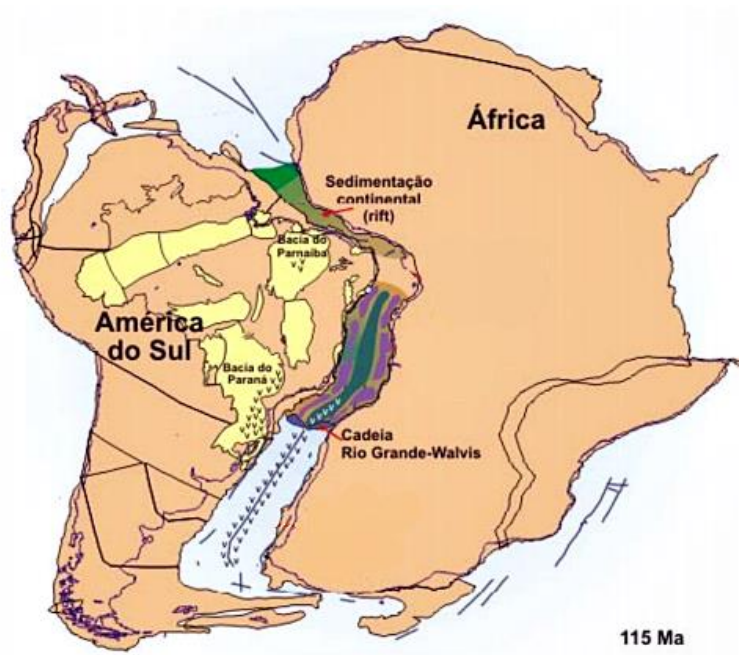


Figura 4: Modelo de configuração para os continentes sul-americano e africano no estágio de mar restrito, com notória influência da cadeia Rio Grande-Walvis no controle sedimentar. Modificado de Alves (2008).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos, que aflora na região de São Paulo é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes ao complexo costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Na margem brasileira, os terrenos do embasamento, estão orientados na direção NE-SW e são paralelos à linha de costa por mais de 3000 Km, desde o Espírito Santo até o Uruguai (Rigoti, 2015).

2.2 Evolução Tectono-Sedimentar

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a Bacia de Santos é dividida em três supersequências principais, as fases rifte, pós-rifte e drifte. Durante o desenvolvimento da fase rifte, ocorreu o confinamento de esforços na porção da crosta que sofreu afinamento, provocando falhas crustais. A tensão mínima (σ_3) condicionou a ruptura sob condições de diminuição crescente da resistência ao cisalhamento, configurando processo de *strain softening* e formação de sistemas de falhas (Chang *et al.*, 2008). As principais estruturas da fase rifte

foram controladas tectonicamente por heterogeneidades do embasamento, porém os *horsts* e *grábens*, característicos desta fase, são controlados por falhas normais (Rigoti, 2015).

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a fase rifte é composta por três formações, a Fm. Camboriú, Piçarras e Itapema. A Fm. Camboriú é considerada o embasamento econômico da Bacia, possui limite inferior discordante com as rochas do embasamento cristalino e como limite superior a discordância com os sedimentos da Fm. Piçarras (Topo do basalto). Ainda de acordo com Moreira *et al.* (2007), esta formação é composta por derrames basálticos Eocretáceos. São basaltos cinza-escuro, holocristalino e de granulação média, sendo constituídos principalmente por plagioclásio e piroxênio (augita), comumente pouco alterados. A Fm. Camboriú representa o vulcanismo basáltico da província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) citada anteriormente.

Posteriormente, no andar Barremiano (equivalente aos andares cronoestratigráficos locais Aratu superior e Buracica), foram depositados os sedimentos da Fm. Piçarras. Esta formação possui limite inferior discordante com os basaltos da Fm. Camboriú dado pela discordância denominada Topo do basalto e limite superior com a Fm. Itapema através da discordância Intrabarremiano ou Pré-Jiquiá, de 126,4 Ma. A Fm. Piçarras é composta por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos constituído de fragmentos de basalto, quartzo e feldspato nas porções proximais e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talcoestevensítica nas porções lacustres (Moreira *et al.*, 2007).

Acima da Fm. Piçarras, foram depositados os sedimentos da Fm. Itapema, desde o Neobarremiano até o Eoaptiano (andares locais Buracica superior ao Jiquiá). Esta formação possui limite inferior discordante com a Fm. Piçarras através da discordância Intrabarremiano/Pré-Jiquiá e limite superior também discordante com a Fm. Barra Velha, sendo denominada informalmente como sequência das coquinas. O limite superior é dado pela discordância Pré-Alagoas (SPA), como também é conhecida na Bacia de Campos. A formação Itapema é caracterizada por intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros, contendo leques aluviais de conglomerados e arenitos em suas porções proximais. Os calcirruditos são constituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes que se encontram muitas vezes, dolomitizados e/ou silicificados (Moreira *et al.*, 2007).

Sobre a Fm. Itapema, foram depositados os sedimentos da Fm. Barra Velha. Há discussões a respeito do limite entre as fases rifte e pós-rifte (SAG), Buckley *et al.* (2015) e Wright & Barnett (2015) afirmam que este limite é dado pela discordância Intra-Alagoas, que

divide a Fm. Barra Velha em duas partes, uma parte superior e uma inferior. Porém, de acordo com Moreira *et al.* (2007) e Carminatti *et al.* (2009), o limite entre as fases rifte e pós-rifte é dado pela discordância Pré-alagoas, que corresponde a fronteira entre as Fm. Itapema e Barra Velha.

A fase pós-rifte ou sequência SAG é uma fase transicional entre as sequências rifte e drifte (Buckley *et al.*, 2015). Foi um momento de subsidência térmica e calma tectônica (Carminatti *et al.*, 2008). Porém, Karner e Gamboa (2007) afirmam que o falhamento normal decresce gradualmente desde o início do rifte até a base dos evaporitos, indicando que ainda havia tectonismo na fase SAG, mesmo que em menor quantidade quando comparada à fase rifte. De acordo com Moreira *et al.* (2007) a sequência SAG é composta pelas Fm. Barra Velha e Ariri.

A Fm. Barra Velha é dividida em uma porção inferior e uma superior através da discordância Intra-Alagoas. A parte inferior da Fm. Barra Velha foi depositada sobre os sedimentos da Fm. Itapema, durante o Eoaptiano. Seu limite inferior corresponde à discordância Pré-Alagoas e seu limite superior é dado pela discordância Intra-Alagoas, que representa um forte refletor sísmico de impedância acústica positiva de caráter regional. Esta formação é composta por estromatólitos (*shrubs*), e laminitos, principalmente, apresentando também *grainstones*, *packstones* nas porções proximais e folhelhos nas porções distais (Moreira *et al.*, 2007).

A porção superior da Fm. Barra Velha foi depositada durante o Neoaptiano (andar local Alagoas Superior), seu limite inferior é dado pela discordância Intra-Alagoas que a separa da porção inferior da Fm. Barra Velha e seu limite superior é dado pela base dos evaporitos (113 Ma). É composta também por calcários microbiais (*shrubs*) intercalados a folhelhos, contendo leques aluviais de arenitos e conglomerados nas partes proximais (Moreira *et al.*, 2007). Os calcários microbiais ou microbialitos são estruturas formadas a partir da interação das cianobactérias com sedimentos através do aprisionamento e união de sedimentos (Iespa *et al.*, 2012). A origem microbial ou química dos *shrubs*/estromatólitos ainda é alvo de grande discussão, conforme observaremos posteriormente no presente trabalho.

Acima da Fm. Barra Velha foi depositada a espessa camada de sal da Bacia de Santos, denominada Fm. Ariri. Durante o Neoaptiano (equivalente ao andar local Alagoas), as condições climáticas, somadas à restrição da Bacia em relação ao oceano, permitiram a deposição de uma espessa camada de sal que vai desde o sul do platô de São Paulo até Bacias

mais ao norte, como Campos e Espírito Santo, sendo mais proeminente na Bacia de Santos (Rigoti, 2015). A taxa de acumulação ainda permanece imprecisa, devido à alta taxa de mobilidade do sal. A camada de sal é limitada em sua parte inferior pelo contato com os carbonatos da Fm. Barra Velha e em sua parte superior pelos sedimentos siliciclásticos/carbonáticos das Fm. Florianópolis e Guarujá. Estes evaporitos são compostos por halita e anidrita, principalmente, e contém também taquidrita, carnalita e silvinita (sais mais solúveis) (Moreira *et al.*, 2007).

Os carbonatos lacustres e os evaporitos alcançaram sua maior espessura sobre o Platô de São Paulo, principalmente na parte sul, correspondente à Bacia de Santos. Além disso, a espessura e a largura do corpo de sal aumentam em direção ao sul, chegando a atingir 2 Km de espessura próximo ao extremo sul do Platô de São Paulo (Szatmari & Milani, 2016 *apud* Castro, 2019).

E por fim, foi estabelecida a fase drifte ou de deriva continental, marcada pelo fim do rifteamento, início da acumulação de crosta oceânica e estabelecimento do oceano Atlântico do Albiano (aproximadamente 110 a 112 Ma) ao recente (Buckley *et al.*, 2015 e Rigoti, 2015). Esta supersequência representa a sedimentação na fase de subsidência térmica, sendo constituída por sedimentos marinhos dos grupos estratigráficos Camburi, Frade e Itamambuca. É uma sequência bastante deformada devido à tectônica gravitacional proveniente da movimentação da camada de sal, do relevo preexistente e do progressivo basculamento do embasamento (Rigoti, 2015).

A Figura 5 corresponde às fases rifte e pós-rifte da carta litoestratigráfica da Bacia de Santos referentes às Fm. Camboriú, Piçarras, Itapema, Barra Velha e Ariri (camada de sal) e suas respectivas discordâncias, visto que a zona de interesse deste trabalho corresponde à Fm. Barra Velha e Itapema.

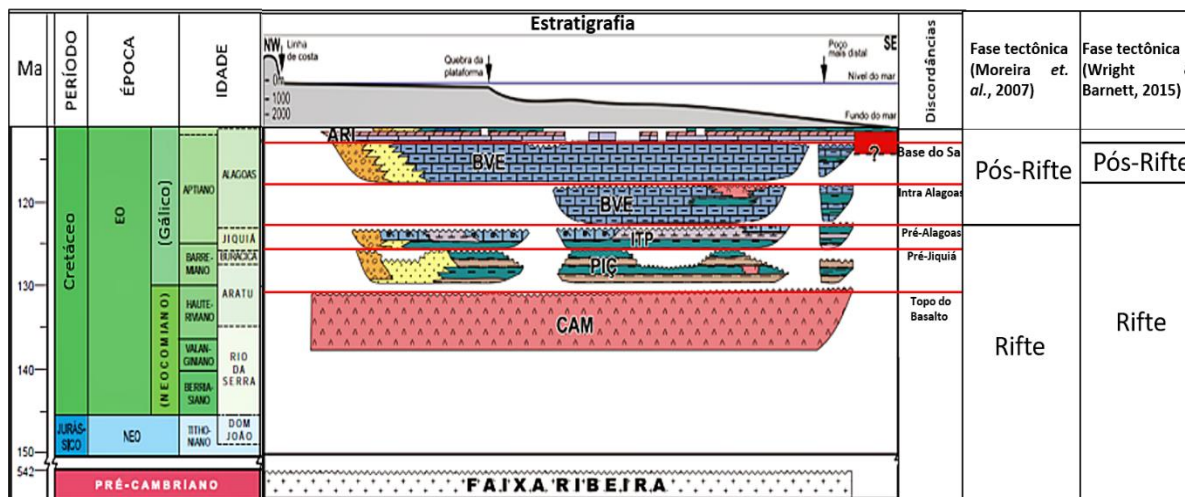


Figura 5: Carta litoestratigráfica das fases rifte e pós-rifte da Bacia de Santos e a classificação da sua fase tectônica de acordo com Moreira *et al.*, 2007 e Wright & Barnett, 2015. Modificado de Moreira *et al.* (2007).

2.3 Sistema petrolífero do Pré-sal

Um sistema petrolífero é um conjunto de rochas geradoras e todas as acumulações de óleo e gás a elas geneticamente associadas, incluindo todos os elementos e processos responsáveis por essas acumulações (Magoon e Beaumont, 2009). Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e funcionamento síncronos de quatro elementos, que são as rochas geradoras maduras, as rochas reservatório, rochas selantes e trapas, além de dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Milani *et al.*, 2000).

As rochas geradoras do sistema petrolífero do Pré-sal são os folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade Neobarremiana/Eoaptiana pertencente às Fm. Piçarras e Itapema. Esses folhelhos encontram-se intercalados a rochas carbonáticas, apresentam espessuras de 100 a 300 m, concentração de carbono orgânico total (COT) de 2% a 6% e seus óleos possuem altos teores de hidrocarbonetos saturados. Os principais reservatórios são carbonatos compostos por “microbialitos” da Fm. Barra Velha e coquinas da Fm. Itapema. O selo destes carbonatos é dado principalmente pela espessa camada de sal (Fm. Ariri), podendo, por vezes, o próprio folhelho gerador funcionar como selo (Riccomini *et al.*, 2012).

É importante salientar que os evaporitos da Fm. Ariri são essenciais para a existência do *play* Pré-sal. Além de serem excelentes selos, os evaporitos possuem alta condutividade térmica, tal propriedade permite que o calor presente no topo dos reservatórios possa se propagar para regiões mais rasas da Bacia. Se não ocorresse tal transferência de calor,

provavelmente haveria o craqueamento térmico dos hidrocarbonetos, que se encontram em grandes profundidades (Mello *et al.*, 1995).

O sal e a espessa pilha sedimentar sobrejacente exercem o efeito de soterramento e sobrecarga. Além disso, estruturas desenvolvidas durante o estágio rifte, que acarretaram a formação de altos e baixos, podem ter formado as trapas e o intenso falhamento pode ter contribuído na migração e até mesmo na formação de armadilhas para os hidrocarbonetos (Riccomini *et al.*, 2012).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Litologias carbonáticas

A classificação de rochas carbonáticas (Figura 6) proposta por Embry & Klovan (1971) tem sido amplamente utilizada e se trata de uma ampliação da classificação de Dunham (1962) para as rochas recifais. Esta classificação propõem uma divisão entre carbonatos alóctones, que seriam os *mudstones*, *wackestones*, *packstones*, *grainstones*, calcário cristalino, *floatstones* e *rudstones* e carbonatos autóctones conhecidos como *bafflestones*, *bindstones* e *framestones* (Terra *et al.*, 2010).











CALCÁRIOS ALÓCTONES					CALCÁRIOS AUTÓCTONES				
Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição (<10% grão >2 mm)				Textura deposicional não-reconhecível	Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição		Componentes originais ligados organicamente durante a deposição		
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)					>10% grãos >2 mm		Organismos que atuam como obstáculos	Organismos que encrustam e ligam	Organismos que constroem um arcabouço rígido
Suportado por matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz	Sem matriz, grão-suportado		Suportado pela matriz	Suportado por componentes maiores que 2 mm			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos			Floatstone			Rudstone		
<i>Mudstone</i>	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>	Crystalline	<i>Floatstone</i>	<i>Rudstone</i>	<i>Bafflestone</i>	<i>Bindstone</i>	<i>Framestone</i>
									

Figura 6: Classificação de rochas carbonáticas. Fonte: Terra *et al.* (2010).

Segundo a classificação de Dunham (1962), o *mudstone* é uma rocha carbonática suportada pela matriz com menos de 10% de grãos tamanho areia ou maior. O *wackestone* é uma rocha carbonática também suportada por matriz com mais de 10% de grãos tamanho areia ou maior. O *packstone* é uma rocha carbonática suportada pelos grãos com a presença de matriz. O *grainstone* (Figura 7) é uma rocha carbonática suportada pelos grãos sem matriz (máximo 5%) e o calcário cristalino é uma rocha carbonática totalmente recristalizada, não sendo possível identificar sua textura deposicional.

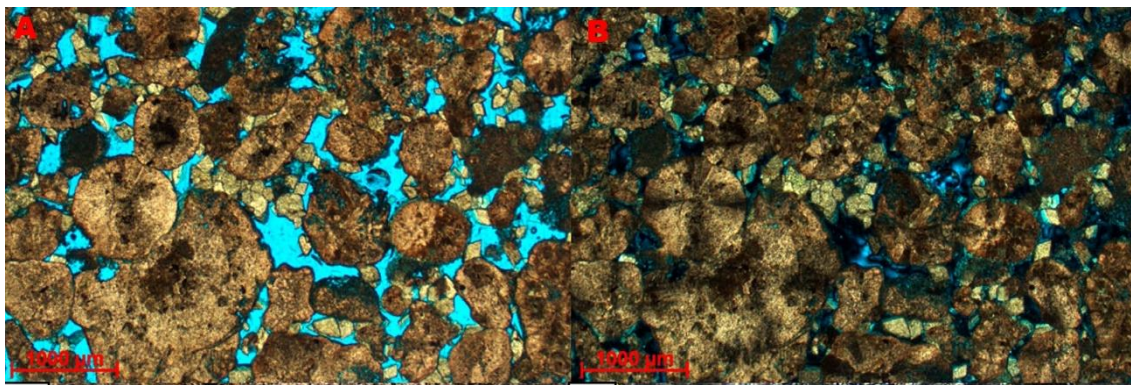


Figura 7: Grainstone composto por esferulitos retrabalhados. A) PP; B) PX. Fonte: Wright & Barnett (2020).

De acordo com Embry & Klovan (1971), *floatstone* é uma rocha carbonática suportada pela matriz com mais de 10% de grãos maiores que 2mm e o *rudstone* é uma rocha carbonática suportada pelos grãos com mais de 10% deles maiores que 2mm. Já o *bafflestone*, *bindstone* e *framestone* são rochas autóctones que possuem seus componentes originais ligados organicamente durante a deposição (Terra *et al.*, 2010).

Outras litologias carbonáticas importantes para a compreensão do presente estudo são as brechas, que segundo Pettijohn (1974) e Flügel (2004) são rochas carbonáticas suportadas por grãos com mais de 50% deles angulosos maiores que 2mm. Os laminitos (Figura 8), que são rochas carbonáticas de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas (Terra *et al.*, 2010). Os dolomititos, que segundo Folk (1962) e Dunham (1962), são rochas carbonáticas totalmente dolomitizadas, não sendo possível identificar sua textura deposicional original, os esferulititos (Figura 9-A e 9-C), formados por esferulitos que são partículas de forma esférica ou subesférica com contornos lisos ou lobados de tamanho geralmente menor que 2mm, não apresentam núcleo e geralmente são considerados partículas *in situ*. E os *shrubs* (Figura 9-B e 9-D) que segundo Wright & Barnett (2015), são elementos semelhantes a arbustos com estrutura fibrosa a laminada que variam de tamanhos milimétricos a centimétricos e geralmente são provenientes do crescimento dos esferulitos, são partículas também consideradas *in situ*. Vale ressaltar que os *shrubs* são equivalentes aos estromatólitos classificados por Terra *et al.* (2010) como depósito de estrutura laminada e em geral convexa, podendo apresentar feições de crescimento/ramificações para o topo, na maioria das vezes de origem microbial.

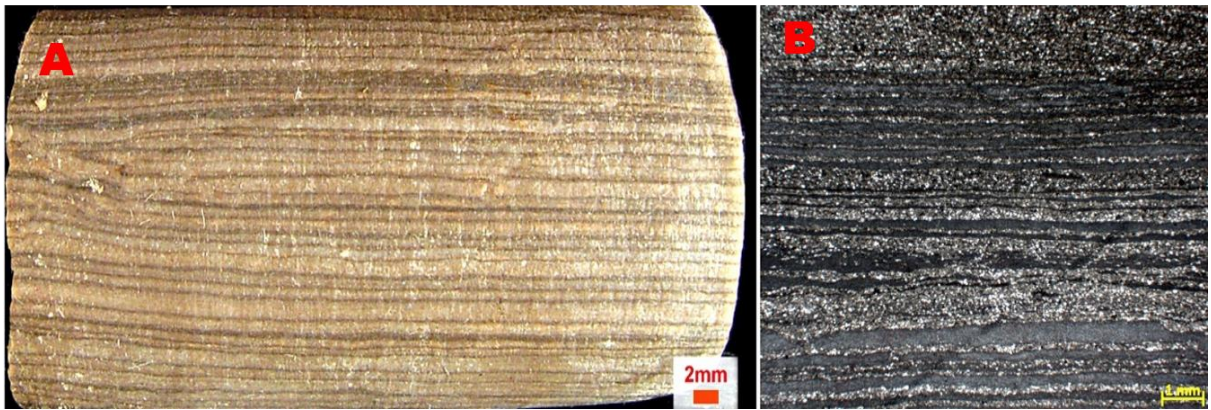


Figura 8: Laminito liso, Fm. Barra Velha, Cretáceo, Bacia de Santos. A) amostra lateral; B) fotomicrografia, nicois paralelos. Fonte: Terra *et al.* (2010).

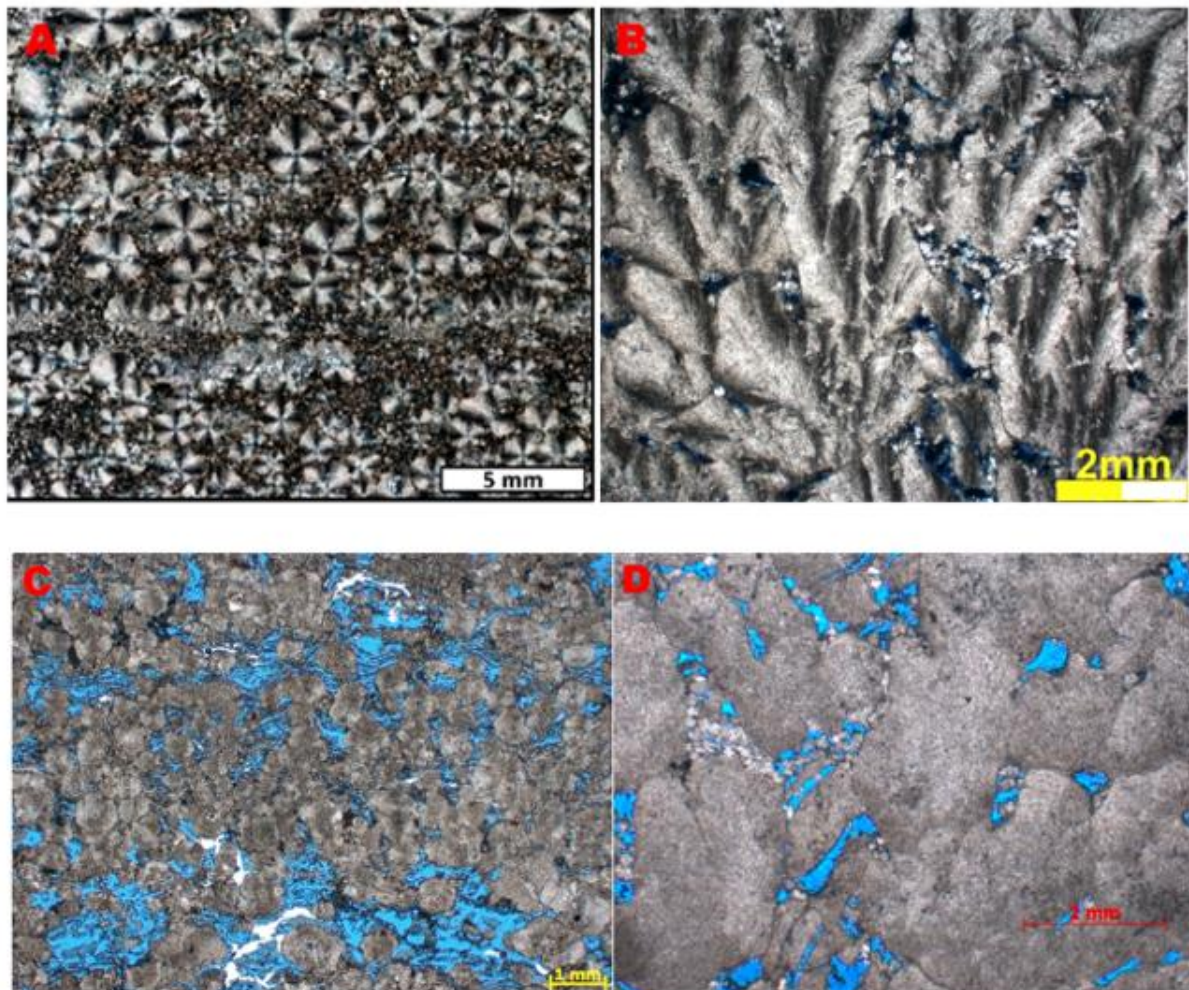


Figura 9: Lâminas petrográficas de *shrubs* e esferulitos. A) Esferulitos calcícticos em matriz argilosa substituída por dolomita (PX); B) *Shrub* (PX); C) Esferulitito (PP); D) *Shrub* com porosidade interpartícula bem desenvolvida (PP). Modificado de Terra *et al.* (2010), Farias *et al.* (2019), Lima & Ros (2019) e Wright & Barnett (2020).

De acordo com Gomes (2020) alguns processos sedimentares podem fragmentar e/ou transportar os componentes carbonáticos formados *in situ* (*shrubs* e esferulíticos), e desta maneira são formadas as fácies de retrabalhamento que podem ser *wackestones*, *packstones*, *grainstones*, *floatstones*, *rudstones*, brechas e *mudstones* (podem ser formados por sedimentos retrabalhados ou podem ser fácies *in situ*). Os autores sugerem que onde componentes retrabalhados são dominantes (> 50%), essa terminologia deve ser usada, mas onde eles representam menos de 50%, então as descrições de fácies baseadas em componentes *in situ* são mais adequadas.

Há outros possíveis tipos de grãos encontrados na área de estudo como peloides que são definidos como grãos micríticos de forma subsférica sem estrutura interna, são grãos aloquímicos micritizados de origem desconhecida, clastos de lama ou fragmentos de bioclastos naturalmente arredondados ainda reconhecíveis. Os intraclastos são fragmentos penecontemporâneos de sedimentos carbonáticos, parcialmente litificados, que são erodidos e redepositados como um novo sedimento e os bioclastos são os principais constituintes das rochas carbonáticas e englobam todos os fósseis de estruturas calcárias de organismos ou seus fragmentos (Terra *et al.*, 2010). Finalmente, as coquinas são rochas compostas por conchas e seus fragmentos (bioclastos) (Chinelatto *et al.*, 2020). A Figura 10 se trata da lâmina petrográfica de um *rudstone* com moldes de bivalves dissolvidos cercado por envelopes micríticos, cimentados por calcita em porosidade móldica e interpartícula.

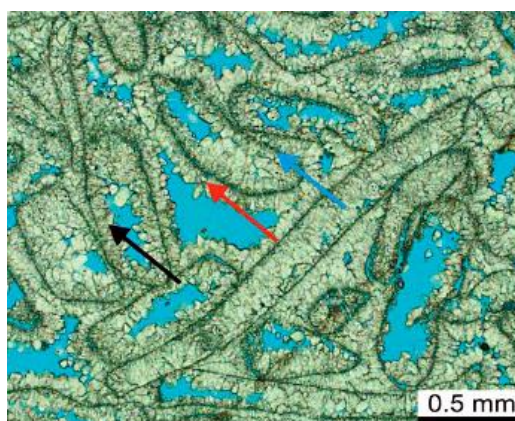


Figura 10: *Rudstone* com moldes de bivalve cercado por envelope micrítico (seta azul), cimentado por calcita em porosidade móldica (seta preta) e porosidade interpartícula (seta vermelha) (PP). Fonte: Herlinger *et al.* (2017).

Um elemento comum em diversos trabalhos referentes à Fm. Barra Velha da Bacia de Santos e Macabu da Bacia de Campos são as argilas magnesianas. Segundo alguns autores (Tosca & Wright, 2014; Wright & Barnett, 2015; e Wright & Tosca, 2016), as argilas

magnesianas são formadas a partir de um agregado de nanopartículas hidratadas em forma de géis que atua como substrato físico e químico favorável ao crescimento de esferulitos. A formação das argilas magnesianas é controlada principalmente pelo pH (> 9.5), disponibilidade de Mg e Si e salinidade. As argilas magnesianas são mais facilmente dissolvidas que a calcita devido à sua maior área superficial. Estas argilas geralmente se formam em ambientes rasos a sublitorais desprovidas de fluxo detrítico ou retrabalho físico (Tosca & Wright, 2014).

3.2 Matriz carbonática e cimento

Segundo Terra *et al.* (2010), a matriz carbonática pode também ser denominada lama carbonática ou micrita. O termo micrita é uma tradução para o português do termo *micrite*, que seria a abreviação de *microcrystalline calcite*. Atualmente, todo material menor que 0.0625 mm, que corresponde ao tamanho silte, é tratado como matriz. Ainda não se tem certeza sobre a origem da matriz carbonática, porém há algumas hipóteses como abrasão mecânica e biológica, desintegração de organismos calcários frágeis, bioacumulação de microrganismos e intervenção de organismos na precipitação.

Ainda segundo os mesmos autores, o cimento é um dos componentes mais frequentes nas rochas carbonáticas e sempre preenche alguns poros presentes na rocha. A cimentação ocorre devido a presença de fluidos supersaturados com a fase cimentante no espaço poroso. A Figura 11 mostra um poro vugular parcialmente cimentado por quartzo microcristalino.

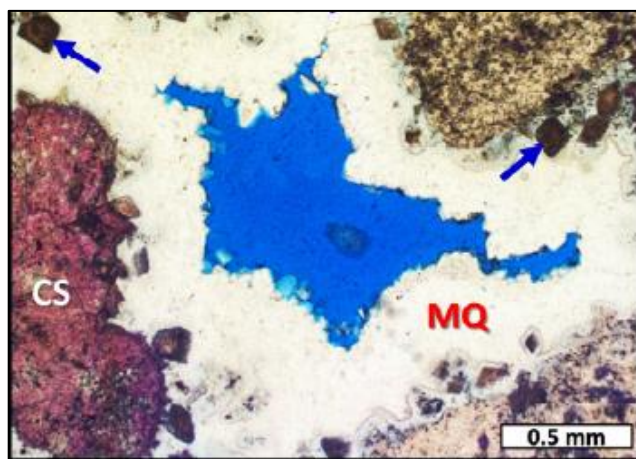


Figura 11: Poro vugular parcialmente preenchido por cimento de quartzo microcristalino (MQ), dolomita romboédrica (setas azuis) e esferulito calcítico (CS). Fonte: Lima & De Ros (2019).

3.3 Diagênese

De acordo com Tucker e Brito (2017), a diagênese é um fenômeno resultante da ação 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. Envolve a interação dos sedimentos ou da rocha com fluidos. Tal reação pode ampliar, modificar ou destruir a porosidade e/ou permeabilidade, por isso ocupa um papel muito importante no estudo de reservatórios. Se a diagênese ocorre logo após a deposição das partículas ou em associação a este processo, é chamada de diagênese precoce ou eodigênese, se ocorre após a deposição, é chamada de diagênese tardia, mesodigênese ou telodigênese. Há diversos tipos de processos diagenéticos, alguns como dissolução, cimentação, neomorfismo, compactação, dolomitização e silicificação podem ser destacados.

Ainda segundo, Tucker e Brito (2017), a dissolução ocorre quando os fluidos dos poros são subsaturados em relação à mineralogia carbonática. A porosidade secundária gerada pela dissolução pode originar bons reservatórios. A cimentação é um dos processos diagenéticos mais comuns e importantes e ocorre devido à precipitação de algum elemento no qual o fluido presente nos poros é saturado e, usualmente, diminui o espaço poroso. O termo neomorfismo é usado para descrever processos de recristalização e substituição em que pode ter havido uma mudança de mineralogia. A compactação ocorre durante o soterramento que, produz um empacotamento mais apertado dos grãos, provocam fraturas e, eventualmente, podem levar à dissolução dos grãos em suas linhas de contato.

Segundo Akbar, *et al.* (1995) a dolomitização é quando a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) substitui a calcita (CaCO_3) ou aragonita original. De acordo com Tucker e Brito (2017), uma consequência importante de muitos tipos de dolomitização é o fato de que a porosidade é aumentada, isto porque a dolomita tem uma estrutura cristalina mais compacta que a calcita (Figura 12). Portanto, teoricamente, a completa dolomitização de um calcário pode chegar a aumentar a porosidade em 13%, considerando que não haja compactação ou cimentação posterior. Já a silicificação é quando a sílica (SiO_2) substitui os componentes originais da rocha. Assim como a dolomitização, a silicificação pode ocorrer durante a eodiagênese ou na diagênese tardia e conduz à substituição seletiva dos fósseis ou ao desenvolvimento de nódulos de sílex ou camadas de sílexito (*chert*). Vale ressaltar que a sílica e dolomita muitas vezes ocorre como cimento em alguns calcários (Tucker e Brito, 2017). Diferentemente da dolomitização, a silicificação geralmente reduz a porosidade.

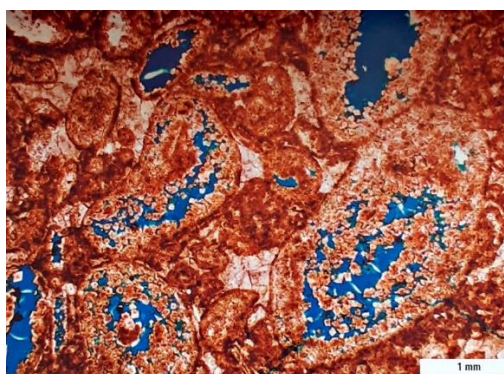


Figura 12: *Grainstone* dolomitizado com moderada preservação dos ooides originais. Porosidade intracristalina presente, mostrada pela resina azul. Fonte: Tucker e Brito, 2017.

A diagênese costuma ocorrer de forma bastante complexa, Lima & De Ros (2019) constataram processos diagenéticos como a dissolução das argilas magnesianas, cimentação, silicificação e dolomitização em carbonatos do Pré-sal. Os autores mostram de maneira esquemática como a diagênese atuou em fácies da Fm. Macabu da Bacia de Campos, que é correlata à Fm. Barra Velha da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007). Na Figura 13-A, ocorre dolomitização (dolomita cristalina e em bloco) parcial das argilas magnesianas laminadas, esferulitos e agregados de calcita fascicular (equivalente aos *shrubs*) e parte da porosidade é cimentada também por dolomita. Na Figura 13-B acontece a dissolução de parte das argilas magnesianas, dos agregados de calcita fascicular e esferulitos. Na Figura 13-C começa a ocorrer silicificação com o quartzo cristalino e esferulitos de calcedônia substituindo parcialmente as fácies pré-existentes e cimentando parte dos poros. Na Figura 13-D, a silicificação e a

quantidade de cimento dolomítico continuam a aumentar. Na Figura 13-E ocorre o fraturamento e dissolução destes depósitos silicificados, havendo a formação de fraturas, canais, poros móldicos e vugulares. Na Figura 13-F é possível observar que a dolomita em sela substitui novamente os constituintes pré-existentes e preenchem poros. Na Figura 13-G o quartzo macrocristalino preenche ainda mais a porosidade secundária e substitui parcialmente a dolomita em sela previamente precipitada. E por fim, na Figura 13-H, nas fases mais tardias da diagênese, diversos elementos passam a preencher os poros secundários. Portanto, a partir dos processos diagenéticos supracitados, é possível perceber a complexidade da atuação da diagênese em carbonatos.

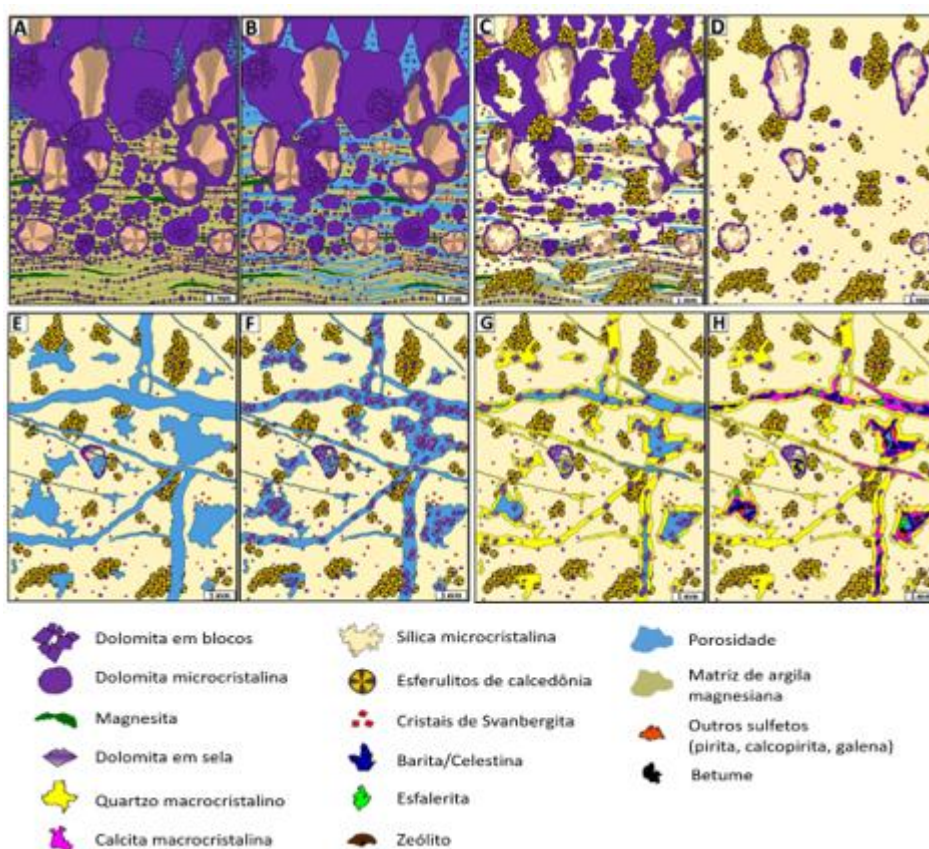


Figura 13: Representação esquemática dos processos diagenéticos da Fm. Macabu, Bacia de Campos. Fonte: Lima & De Ros (2019).

3.4 Formação Itapema

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a Fm. Itapema é limitada em sua base pela discordância Pré-Jiquiá e em seu topo pela discordância Pré-Alagoas e foi depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano (andares locais Buracica superior ao Jiquiá). Esta formação é composta por folhelhos escuros e carbonatos (coquinas) nas partes mais distais e por

conglomerados e arenitos de leques aluviais na parte proximal. Segundo Kattah (2015), as coquinas têm se tornado alvos exploratórios importantes após descobertas de grandes acumulações em alguns campos da Bacia de Santos. Altas porosidades e permeabilidades que resultam de complexos processos diagenéticos têm preservado parte da porosidade primária e desenvolvido porosidade secundária em pacotes espessos de coquinas (300-400m) (Thompson *et al.*, 2015).

As coquinas da Fm. Itapema são constituídas essencialmente por conchas de moluscos bivalves, contendo também ostracodes e gastrópodes, em menor quantidade, acumuladas em barras de lagos com alta energia nos quais a ação de ondas e correntes acabam abrasando, fraturando e selecionando as conchas (Kattah, 2015 e Thompson *et al.*, 2015). Vale ressaltar que apesar do destaque dado às coquinas, os folhelhos desta formação são também de suma importância por serem rochas geradoras. Os mesmos foram depositados durante o andar Jiquiá em ambientes lacustres anóxicos e ricos em matéria orgânica (Castro, 2019).

Herlinger *et al.* (2017) realizou um estudo petrográfico na Fm. Coqueiros da Bacia de Campos que segundo Moreira *et al.* (2007) é correlata à Fm. Itapema da Bacia de Santos. Conforme os autores, 9% das amostras utilizadas eram *grainstones* e 91% eram *rudstones* com uma seleção de boa a ruim e com fábrica caótica ou subparalela. Os bivalves são predominantes nas amostras e o grau de retrabalhamento é bastante variável, geralmente são fragmentados ou dissolvidos e possuem dimensões variando de 0.07 à 25 mm, com média de 2,3 mm. Os gastrópodes estão presentes em algumas amostras e geralmente não estão desgastados. Já os ostracodes ocorrem em menor quantidade. É comum ocorrer a presença de intraclastos provenientes de *mudstones*, vulcânicos e grãos siliciclásticos em pequena quantidade.

Pietzsch *et al.* (2018) criaram um modelo conceitual da geologia e hidrologia para a Fm. Itapema. Os autores concluem que há uma expectativa de que os carbonatos da Fm. Itapema sejam mais calcíticos quando comparado aos da Fm. Barra Velha. A Figura 14 ilustra o modelo idealizado de ambiente deposicional da Fm. Itapema que corresponde a lagos mais profundos, menos amplos, com maior influência de um sistema de drenagem, menor pH e clima mais úmido quando comparados à da Fm. Barra Velha.

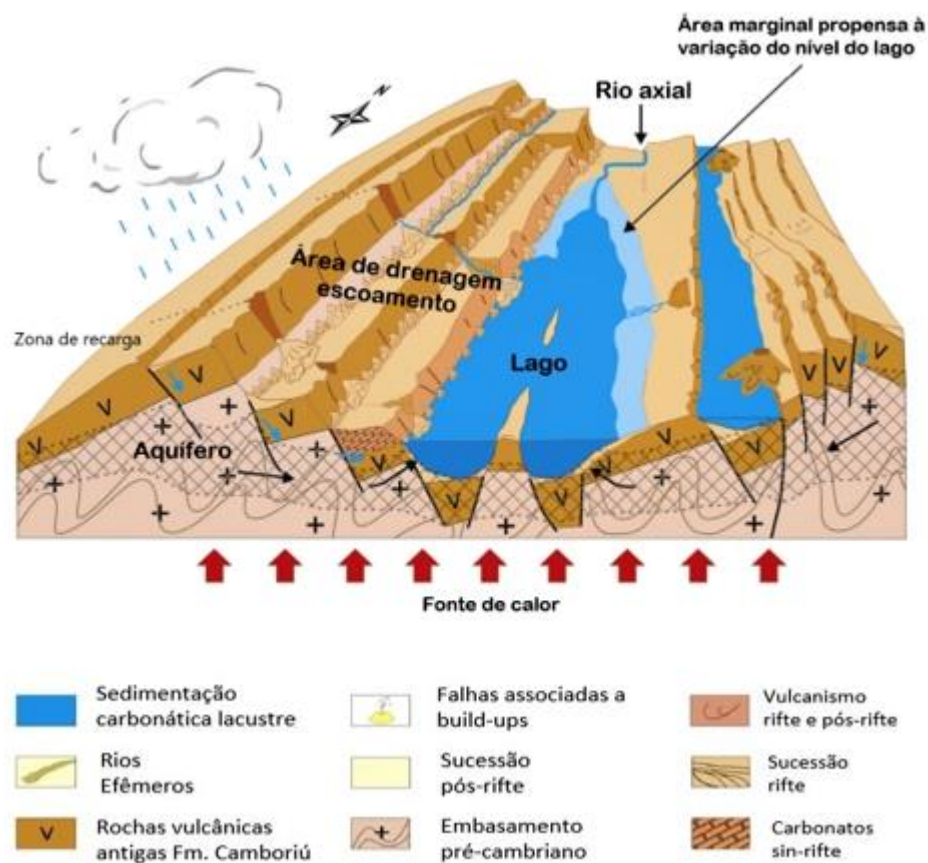


Figura 1414: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e hidrologia do ambiente deposicional da Fm. Itapema. Pequenas setas azuis mostram a infiltração e recarga dos aquíferos, setas pretas indicam a infiltração de água subterrânea na Bacia do lago e setas vermelhas representam o calor geotérmico, que se supõe que diminua da fase rifte para a fase pós-rifte. As áreas *hachuradas* propõem a presença de aquíferos fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch *et al.* (2018).

De acordo com Thompson *et al.* (2015), os parâmetros que controlam o desenvolvimento e distribuição das coquinas são bastante complexos e incluem fatores como clima, química da água, morfologia da Bacia, geologia de captação de água e influxo de sedimentos siliciclásticos. Todos estes fatores afetam a produtividade de moluscos e estão associados uns aos outros, por exemplo, a química das águas do lago é fortemente influenciada pela hidrologia, que por sua vez, depende do clima. As plataformas carbonáticas se desenvolveram em altos topográficos criados durante o rifte. Os moluscos se concentram em praias e barras devido às águas rasas.

Thompson *et al.* (2015) propuseram um modelo deposicional esquemático para a Fm. Coqueiros da Bacia de Campos com associações de fácies e suas principais localizações. Leques aluviais e sedimentos deltaicos são comuns na margem dos lagos, margas e folhelhos são comuns nos depocentros enquanto as coquinas se formam nos flancos dos *hosts* e em blocos de falha inclinados (Figura 15).

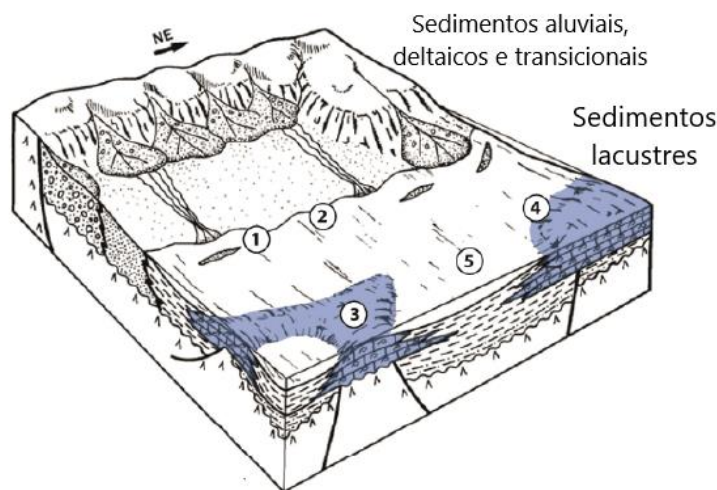


Figura 15: Modelo deposicional esquemático da Fm. Coqueiros da Bacia de Campos. 1) Principalmente, intercalação entre calcirruditos e siliciclásticos; 2) Essencialmente, intercalação entre calcirruditos e siliciclásticos, com aumento na quantidade de calcirruditos; 3) Grande predominância de calcirruditos; 4) Geralmente, intercalação de calcirruditos e folhelhos; 5) Predominância de folhelhos e calcilitos. Modificado de Thompson *et al.* (2015).

Oliveira *et al.* (2019) realizaram um estudo de fácies e criaram um modelo deposicional conceitual da Fm. Coqueiros da Bacia de Campos. Os principais tipos de fácies encontradas pelos autores são carbonáticas, siliciclásticas, ricas em minerais de argilas magnesianas e híbridas. As fácies carbonáticas são definidas como *rudstones*, *grainstones*, *packstones* e *mudstones* compostas por bivalves, ostracodes e raramente por gastrópodes. As fácies siliciclásticas são compostas essencialmente por arenitos e *mudstones* siliciclásticos, que ocorrem localmente. As fácies ricas em estevensita são compostas por argilas e arenitos estevensíticos. E por fim, a mistura de bioclastos, grãos siliciclásticos, ooides de estevensita e peloides constituem as fácies híbridas.

Oliveira *et al.* (2019) plotou dados de dois poços (poço 1 e 2) em um diagrama ternário (Figura 16) no qual seus vértices representam sedimentos não carbonáticos (siliciclásticos), sedimentos carbonáticos intrabaciais e sedimentos não carbonáticos intrabaciais (estevensita e fragmentos de rochas vulcânicas). Rochas com mais de 90% de um único componente são

definidas como arenitos ou *mudstones* siliciclásticos, arenitos ricos em estevensita ou vulcânicas e carbonatos. Rochas que apresentam mais que um componente, foram designadas como híbridas, as quais são nomeadas de acordo com seu principal componente seguida pelo componente secundário. O poço 1 apresentou predominantemente rochas híbridas e o poço 2 contém essencialmente rochas carbonáticas (mais de 90%).

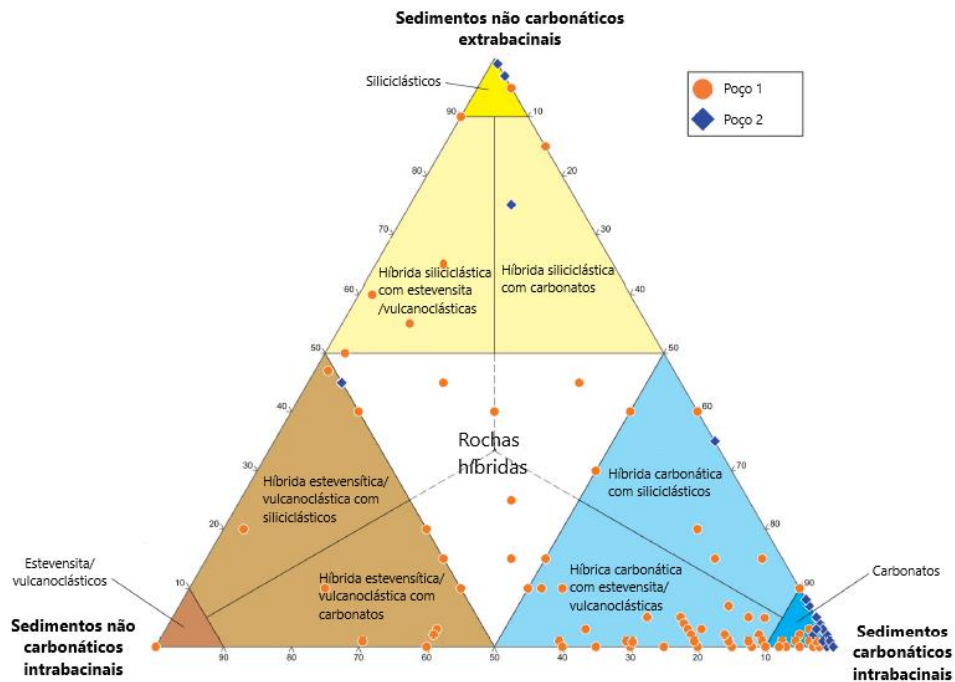


Figura 16: Diagrama ternário proposto para classificar as rochas da Fm. Coqueiros baseado em seus constituintes composicionais. Os poços 1 e 2 são representados por 179 pontos inseridos no diagrama. Modificado de Oliveira *et al.* (2019).

Ainda segundo Oliveira *et al.* (2019), o ambiente deposicional da Fm. Coqueiros é caracterizado pela presença de ondas e correntes de tempo bom e de tempestade e tectônica ativa. A produtividade de bioclastos era predominante em altos do embasamento protegidos da influência de terrígenos. Na borda do lago as rochas predominantes eram siliciclásticas e híbridas, como resultado de gradientes estruturais elevados e *input* continental. Em partes mais profundas do lago, arenitos bioclásticos e híbridos foram depositados como leques gerados por fluxos gravitacionais desencadeados pela desestabilização de depósitos de águas rasas durante tempestades episódicas e atividades tectônicas.

A Figura 17 mostra um modelo deposicional conceitual baseado na Bacia de Campos com a localização dos dois poços da Figura 16. A sedimentação carbonática da Fm. Coqueiros ocorreu em um lago do tipo rifte, no qual havia grande produtividade de bivalves associada à

altos no embasamento que eram acumulados por tempestades e retrabalhados por ondas e correntes de tempo bom. Estes altos estruturais foram eventualmente expostos e erodidos durante as oscilações no nível de lago. Próximo ao alto do Badejo, foram depositados arenitos por correntes turbidíticas sobre uma rampa carbonática afetada por intensa atividade tectônica e submetida à ação de tempestades. Localmente, a química da água favoreceu a precipitação de argilas magnesianas. Eventualmente, siliciclásticos, carbonatos e grãos estevensíticos foram misturados por tempestades e atividade tectônica, formando assim os depósitos híbridos (Oliveira *et al.*, 2019).

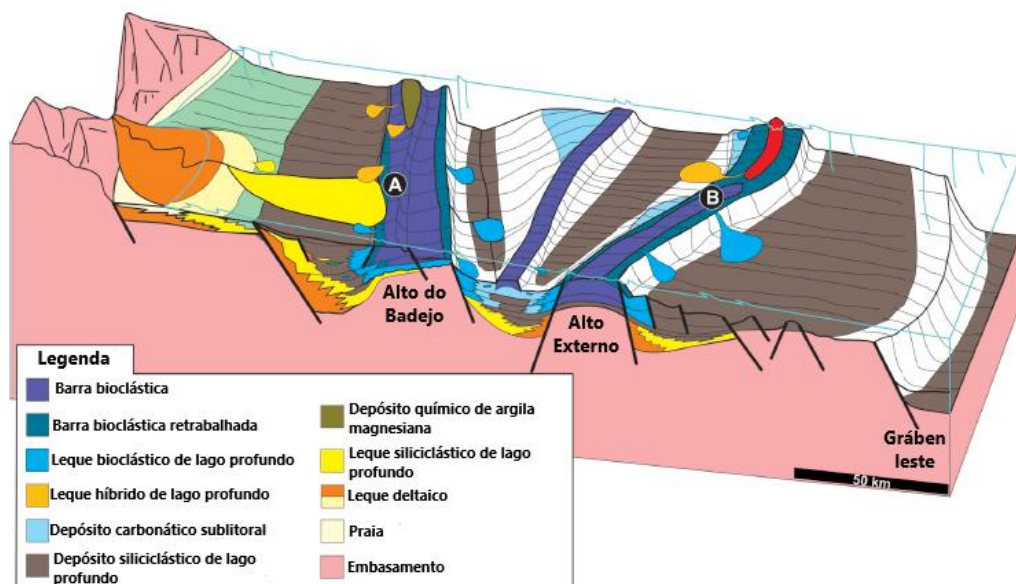


Figura 17: Modelo deposicional proposto para o Aptiano inferior, correspondente a Fm. Coqueiros, fase rifte da Bacia de Campos. Baseado em análises sedimentológicas dos poços 1 (A), localizado em uma rampa híbrida, e 2 (B), que se encontra no Alto Externo. Modificado de Oliveira *et al.* (2019).

Chinellato *et al.* (2020) utilizaram um testemunho para realizar análises referentes à Fm. Itapema da Bacia de Santos. Foram descritas seis *taphofacies* (Tf-1 a Tf-6) nas quais, Tf-1 são *rudstones/grainstones* bem selecionados com as conchas orientadas paralelamente ao acamamento e densamente empacotadas e Tf-2 possui as mesmas características da Tf-1, porém é mal selecionada. A Tf-3 corresponde à *grainstones/rudstones* bem selecionados com as conchas orientadas de forma oblíqua ao acamamento e, geralmente, com conchas bastante dissolvidas. A Tf-4 é similar à Tf-3, porém, é mal selecionada. A *taphofacies* Tf-5 é composta por *rudstones/grainstones* bem selecionados com orientação aleatória das conchas e densamente empacotadas e a Tf-6 possui características semelhantes à Tf-5, contudo, é mal selecionada.

Chinellato *et al.* (2020) afirmam também que, em geral, as *taphofacies* bem selecionadas são compostas por conchas e seus fragmentos e não apresentam matriz ou fragmentos menores que 0.2 mm. Já as *taphofacies* mal selecionadas contém grãos menores que 0.2 mm sendo a maior parte deles fragmentos de conchas muito pequenos e peloides (Figura 18). Os valores de porosidade e permeabilidade costumam ser bons nas *taphofacies* bem e mal selecionadas, contudo, a permeabilidade é um pouco menor nas *taphofacies* mal selecionadas quando comparado às bem selecionadas.

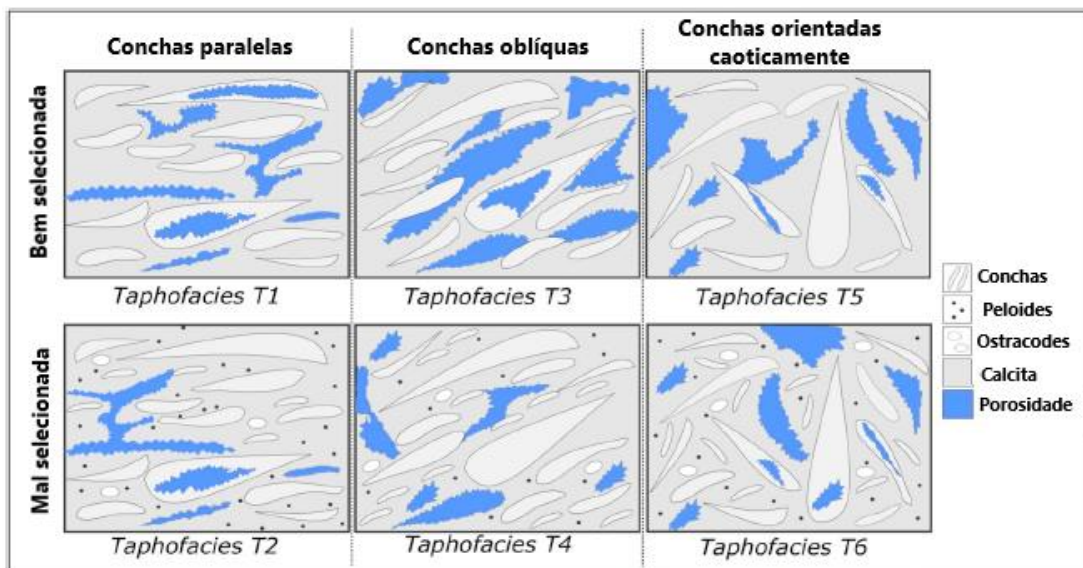


Figura 18: *Taphofacies* baseadas na orientação das conchas e grau de seleção. Modificado de Chinellato *et al.* (2020).

A Figura 19, proveniente de Chinellato *et al.* (2020) fornece uma interpretação para as *taphofacies* encontradas, indicando os limites da zona de quebra durante momentos de tempo bom (19-A e 19-C) e de tempestades (19-B e 19-D). Durante condições de tempo bom, as *taphofacies* Tf-1 e Tf-3 são formadas nas zonas *shoreface* e *foreshore* (zona de quebra ou retrabalhamento), enquanto a Tf-2 ocorre abaixo da zona de retrabalhamento, onde peloides podem se estabelecer. Podem ocorrer peloides e ooides estevensíticos em áreas restritas e a formação de microbialitos e *mudstones* na margem do lago. Quando ocorre tempestade, a zona de retrabalhamento é amplificada e ondas e correntes de tempestades são capazes de erodir e redepositar *taphofacies* previamente depositadas (linhas vermelhas na Figura 19-D), fazendo com que a TF-5 seja o principal tipo de *taphofacies* depositado na zona de retrabalhamento e a TF-6 abaixo dela.

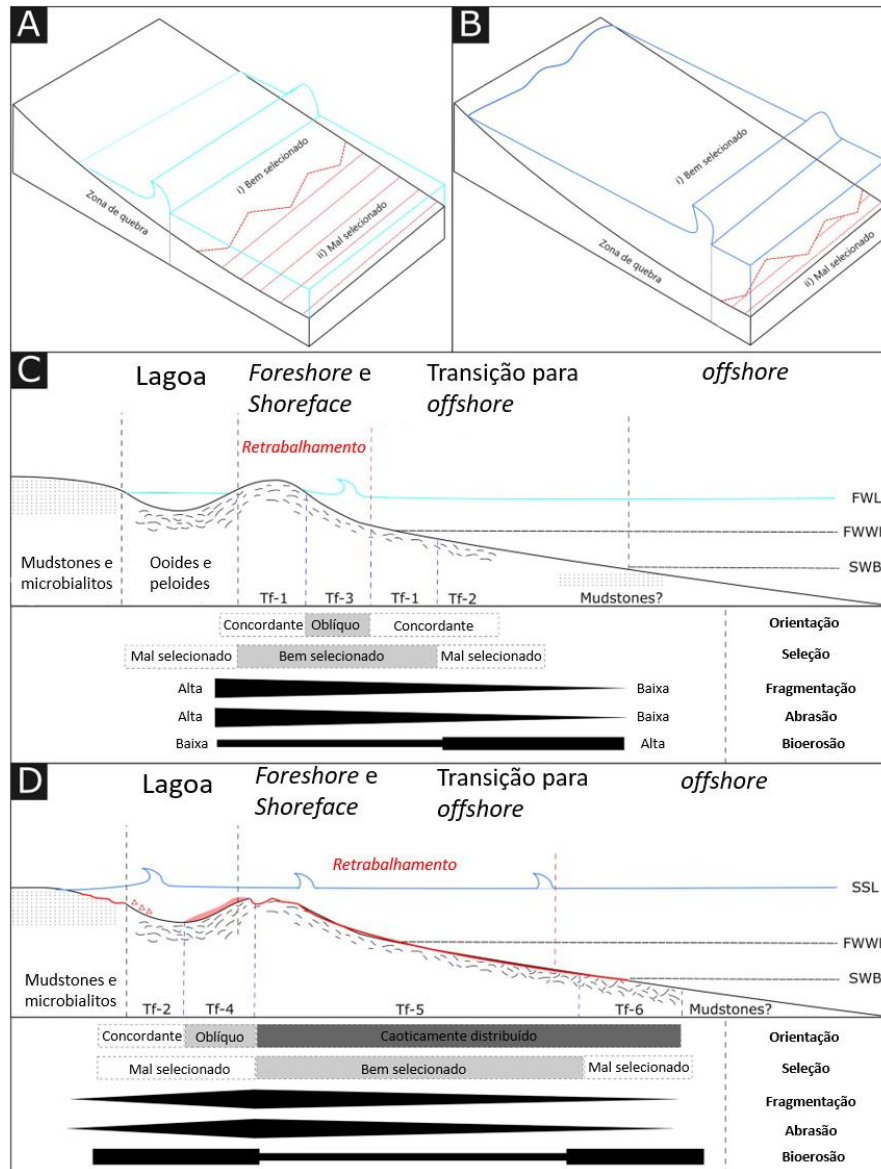


Figura 19: Interpretação deposicional de *taphofacies* baseado em Fick *et al.*, 2018. A, C) Condições de tempo bom; B, D) Condições de tempestade. Modificado de Chinelatto *et al* (2020).

Herlinger *et al.* (2017) afirmam que a calcita é o principal tipo de cimento encontrado nos *rudstones* e *grainstones* da Fm. Itapema. A diagênese atuante nos bioclastos foi controlada pelo balanço entre dissolução e neomorfismo, principalmente calcificação dos bioclastos aragoníticos, favorecendo a geração de porosidade móldica pobremente conectada ou a preservação da porosidade interpartícula bem conectada. A distinção entre neomorfismo e cimentação por calcita é difícil na maioria das vezes. Geralmente, os bioclastos são cobertos por bordas de calcita (Figura 20). A dolomitização e/ou presença de cimento dolomítico não é tão comum. Já a presença de sílica ocorre em 44% das amostras, mas raramente ultrapassam mais que 2% do volume total de rocha. Portanto, calcedônia e quartzo ocorrem em pequenas

quantidades substituindo a calcita ou, mais raramente, preenchendo poros móldicos, interpartícula, intrapartícula e vugular.

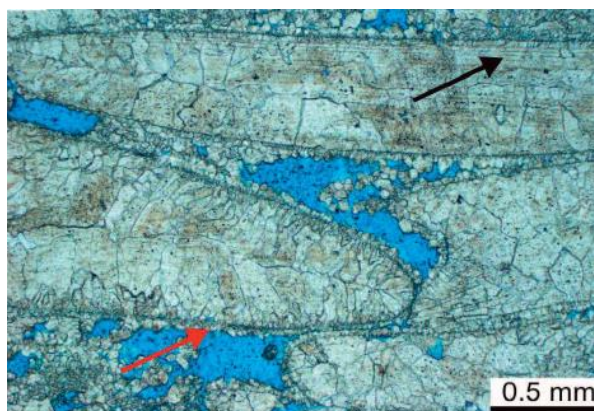


Figura 20: Lâmina petrográfica de *rudstone* composto por bivalves neomorfirmizados com bordas finas de calcita (seta vermelha). A seta preta indica linhas finas da textura original da concha do bivalve (PP). Fonte: Herlinger *et al.* (2017).

3.5 Formação Barra Velha

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a Fm. Barra Velha, formada durante o andar local Alagoas inferior, é limitada em sua base pela discordância Pré-Alagoas e em seu topo pela espessa camada de sal (Fm. Ariri). Segundo Wright & Barnett (2015), a espessura da Fm. Barra Velha varia de mais de 500 m a menos de 55 m nos altos de blocos de falhas, podendo estar localmente ausente. Esta formação contém reservatórios de ótima qualidade e por isso tem sido alvo de diversas discussões ainda incertas acerca de sua evolução, tais como seu ambiente deposicional e a origem biótica ou abiótica destes carbonatos.

Primeiramente, Dias (2005) defende um ambiente deposicional marinho para os carbonatos da Fm. Macabu da Bacia de Campos, que segundo Moreira *et al.* (2007), é correlata à Fm. Barra Velha da Bacia de Santos. Posteriormente, Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008) e Farias *et al.* (2019) propuseram um ambiente transicional com influência marinha. Por fim, trabalhos como Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015), Pietzsch *et al.* (2018), Herlinger *et al.*, (2017); Lima & De Ros (2019) e Gomes *et al.* (2020) descartam a origem marinha do ambiente deposicional da Fm. Barra Velha.

Wright & Barnett (2015) afirmam que a ausência de fósseis marinhos como foraminíferos mioliólidos e de minerais como gesso e anidrita evidenciam uma origem não marinha, mas sim lacustre. Pietzsch *et al.* (2018) afirmam que os componentes bioestratigráficos do Pré-sal são baseados essencialmente em ostracodes não marinhos e além

disso, os carbonatos apresentam sinais radiogênicos maiores quando comparados aos marinhos, certificando também uma origem lacustre para os carbonatos do Pré-sal. Muniz & Bosence (2015) interpretaram a ausência da biota marinha e de água doce e a presença de ostracodes não marinhos, como evidência de um ambiente lacustre de água salobra.

Outra questão bastante discutida sobre a Fm. Barra Velha é a origem microbial ou química de seus carbonatos. Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008) e Carminatti *et al.* (2009) citam os microbialitos como fácies constituintes da Fm. Barra Velha e Terra *et al.* (2010) classificam tais texturas microbiais. Muniz & Bosence (2015) declaram que os carbonatos desta formação são parcialmente microbiais. Wright & Barnett (2015) afirmam que evidências macro e microscópicas de envolvimento microbial na produção destes carbonatos são raras. Segundo Herlinger *et al.* (2017), interpretações recentes sugerem que a maioria dos depósitos da Fm. Macabu, correlata a Fm. Barra Velha, são precipitados químicos, controlados pela geoquímica das águas alcalinas lacustres. Tosca & Wright (2015) também afirmam que evidências de influência microbial nos carbonatos da Fm. Barra Velha são ausentes. Lima & De Ros (2019) citam uma origem híbrida (biótica/abiótica), porém com predominância abiótica para os carbonatos do Pré-sal. Portanto, a origem microbial, por precipitação química ou mista ainda é bastante discutível.

Segundo Herlinger *et al.* (2017), a deposição de carbonatos lacustrinos é controlada por diversos fatores como o clima, entrada de água proveniente do continente (em superfície e subsuperfície), *input* de sedimentos continentais e a química da água. Este último fator, por sua vez, é de suma importância em ambientes lacustres pois controla o desenvolvimento de comunidades microbiais, precipitação abiótica e de minerais de argila e o desenvolvimento de algas, ostracodes e moluscos.

Wright & Barnett (2015) examinaram 1400 m de testemunho e mais de 3400 lâminas petrográficas da Fm. Barra Velha da Bacia de Santos. Os autores identificaram ciclotemas que variam de 0.75 a 5 m de espessura no qual, a fácies 1 consiste predominantemente em *shrubs in situ*. A fácies 2 é composta por esferulitos (*in situ*) imersos em uma matriz formada por argilas magnesianas (principalmente estevensita) que cobrem grande parte da Fm. Barra Velha. Já a fácies 3 consiste em calcários detríticos laminados compostos por fragmentos de *shrubs* de tamanho areia fina à silte, *wackestone* e *calcimudstone* com fragmentos mais grossos compostos principalmente por esferulitos (Figura 21). É comum também a ocorrência de retrabalhados formados por fragmentos de *shrubs* principalmente na forma de *grainstones*.

Wright & Barnett (2015) interpretaram o ambiente deposicional referente a estas fácies. A fácies 3 provavelmente se acumulou em ambiente protegido abaixo da base de ondas em fase de afogamento, na qual eventos pluviométricos de curta duração ocorriam. Devido à presença de fissuras de dessecação, conclui-se que quando houve a deposição da fácies 3, o lago era raso, porém mais profundo quando comparado ao momento de deposição das outras fácies. A ocorrência de ostracodes não marinhos e peixes, raros nas fácies 1 e 2, sugerem que o lago possa ter se tornado menos hostil e com água fresca o suficiente para permitir a colonização das espécies. Foi possível também a precipitação de sílica com a queda do pH das águas. Conforme aumentava a taxa de evaporação, conseqüentemente havia um aumento de pH no lago. Com a disponibilidade de magnésio e pH altos, eram formados os géis de silicato de magnésio, que acreditam ser os precursores da estevensita. Os esferulitos eram precipitados dentro destes géis de silicato de magnésio que, por sua vez, freava o crescimento deles. Conforme a produção dos géis de silicatos de magnésio diminuía ou cessava, os esferulitos conseguiam crescer, formando assim a fácies 1, denominadas de *shrubs*.

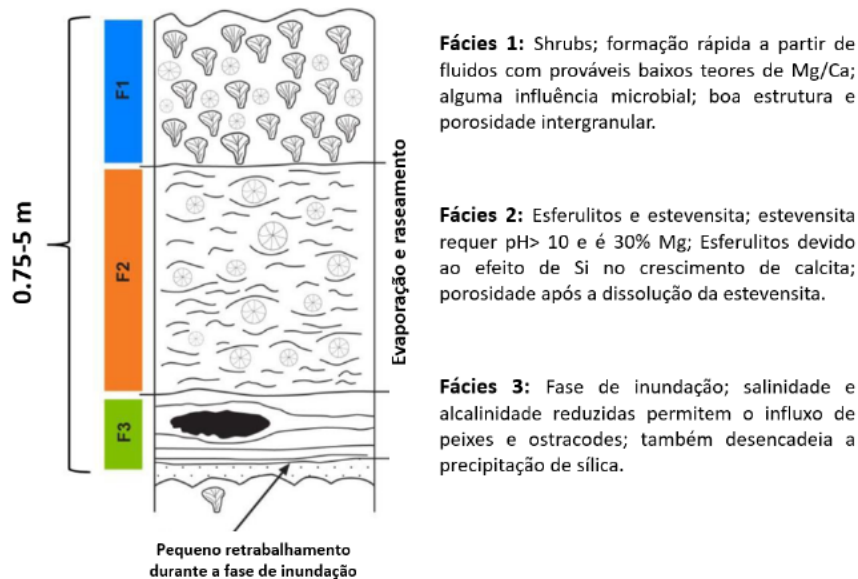


Figura 21: Ciclotema esquemático proposto por Wright & Barnett (2015).

Alguns autores (Carminatti *et al.*, 2009; Faria *et al.*, 2017) consideram que a Fm. Barra Velha foi originada em ambiente de plataformas carbonáticas de alto relevo. Wright & Barnett (2017) afirmam que evidências como o fato de correlações usando perfis de poço indicarem relevo pós deposicional, o modelo de fácies e dados isotópicos provisórios sugerem que a Fm. Barra Velha não se desenvolveu como plataforma carbonática, mas sim como lagos rasos,

evaporíticos e alcalinos. Ainda segundo estes autores, os montes cônicos interpretados na sísmica podem ser *mounds* formados por precipitação química e/ou vulcões.

Muniz & Bosence (2015) analisaram os carbonatos da Fm. Macabu da Bacia de Campos, que é correlata à Fm. Barra Velha na Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007). Os autores estabelecem fácies baseadas na interpretação de perfis de imagem, são estas: brechas (BHI-1), folhelhos (BHI-2), margas (BHI-3), conglomerados (BHI-4), *mudstones* (BHI-5), *packstones*, *grainstones* e *rudstones* (BHI-6), laminitos (BHI-7), estromatólitos (BHI-8) e trombólitos (BHI-9).

Posteriormente, foi realizada a interpretação dos ambientes deposicionais correspondentes à estas fácies, conforme mostrado na Figura 22. Os folhelhos (BHI-2) e laminitos (BHI-7) se encontram em ambiente subaquático profundo onde há baixa energia. Próximo a estas fácies, ainda no mesmo ambiente, porém em águas um pouco mais rasas, foram depositadas as margas (BHI-3). Os trombólitos (BHI-9) são raros e aparecem associados geralmente à outras fácies de baixa energia e por isso foram inseridos em um contexto de ambiente lacustre profundo. A linha de base de onda de tempo bom (FWWB) separa o ambiente subaquático profundo do intermediário, que corresponde à margem lacustre com energia alta a moderada, no qual as fácies predominantes são estromatolíticas (BHI-8) e retrabalhadas (BHI-6). O ambiente subaquático raso é interpretado como de baixa energia e com espaço de acomodação limitado onde se depositam laminitos (BHI-7) e por fim, o ambiente subaéreo possui relevo topográfico que é ocasionalmente inundado. Portanto, este ambiente é marcado pela presença de brechas (BHI-7), geralmente cobertas por folhelhos (BHI-2), margas (BHI-3) ou laminitos (BHI-7) depositados em momentos de aumento do nível do lago.

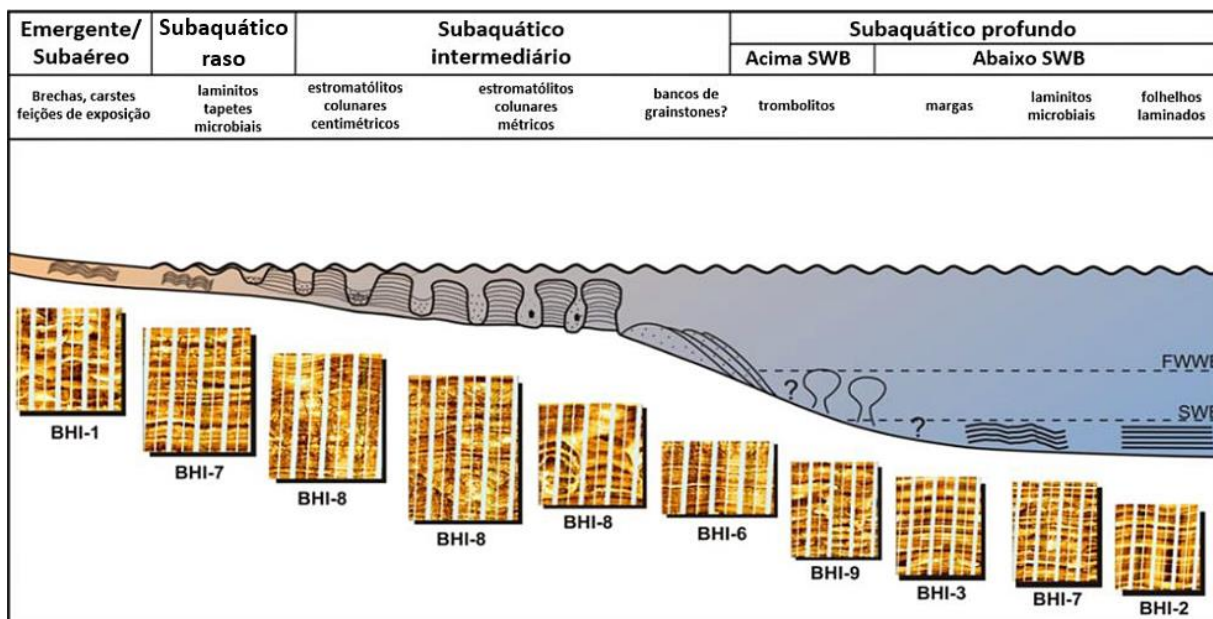


Figura 22: Modelo deposicional para fácies provenientes da interpretação de perfis de imagem (BHI) na Fm. Macabu, Bacia de Campos. FWWB: Base de ondas de tempo bom. SWB: Base de ondas de tempestades. Modificado de Muniz & Bosence (2015).

Pietzsch *et al.* (2018) propõem um modelo simplificado que ilustra a geologia geral e hidrologia durante a deposição da Fm. Barra Velha baseado em um poço da Bacia de Santos mostrado na Figura 23. Os autores propõem um modelo formado por lagos rasos, amplos e progressivamente mais evaporíticos e alcalinos envolvendo infiltração de água subterrânea na Bacia e calor geotérmico que se supõe que diminua da fase rifte para a fase pós-rifte. A recarga de água subterrânea para o lago provavelmente ocorreu por meio de conduítes espalhados pelo fundo do lago e como infiltração não necessariamente ligada a eles. Estes fluidos se misturavam ao corpo de água principal, contribuindo significativamente para a composição química e isotópica das rochas carbonáticas.



Figura 23: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do ambiente no momento de deposição da Fm. Barra Velha. Longas setas negras indicam infiltração de lençóis freáticos na Bacia lacustre. Setas vermelhas grossas abaixo do modelo representam calor geotérmico. Áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos em relação à Bacia lacustre, fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch *et al.* (2018).

Lima e De Ros (2019) realizaram um estudo petrográfico detalhado em sete poços da Fm. Macabu da Bacia de Campos que, como mencionado anteriormente, é correlata a Fm. Barra Velha da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007). As principais fácies encontradas pelos autores foram crostas de calcita fascicular, argilas estevensíticas com esferulitos calcíticos, *rudstones* e *grainstones* intraclásticos, laminitos, *dolostones* e *cherts* (rochas totalmente silicificadas). Crosta de calcita fascicular é a fácies equivalente aos *shrubs* (Wright & Barnett, 2015) e aos estromatólitos (Terra *et al.*, 2010).

Lima & De Ros (2019) propõem uma sucessão de fácies na qual depósitos laminados de argilas magnesianas com pouca contribuição de peloides de argila e grãos siliciclásticos constituem o substrato dentro do qual esferulitos são quimicamente precipitados, substituindo e/ou deslocando essa matriz principalmente estevensítica. Quanto mais próximo da interface água-sedimento, mais estes esferulitos cresciam e se tornavam assimétricos, originando assim

os agregados de calcita fascicular. A distinção entre esferulitos e agregados de calcita fascicular foi definida provavelmente pela maior disponibilidade iônica, taxa de precipitação e espaço de acomodação para estes últimos. Por fim, os agregados de calcita fascicular coalesciam, originando as crostas de calcita fascicular, conforme observamos na Figura 24.

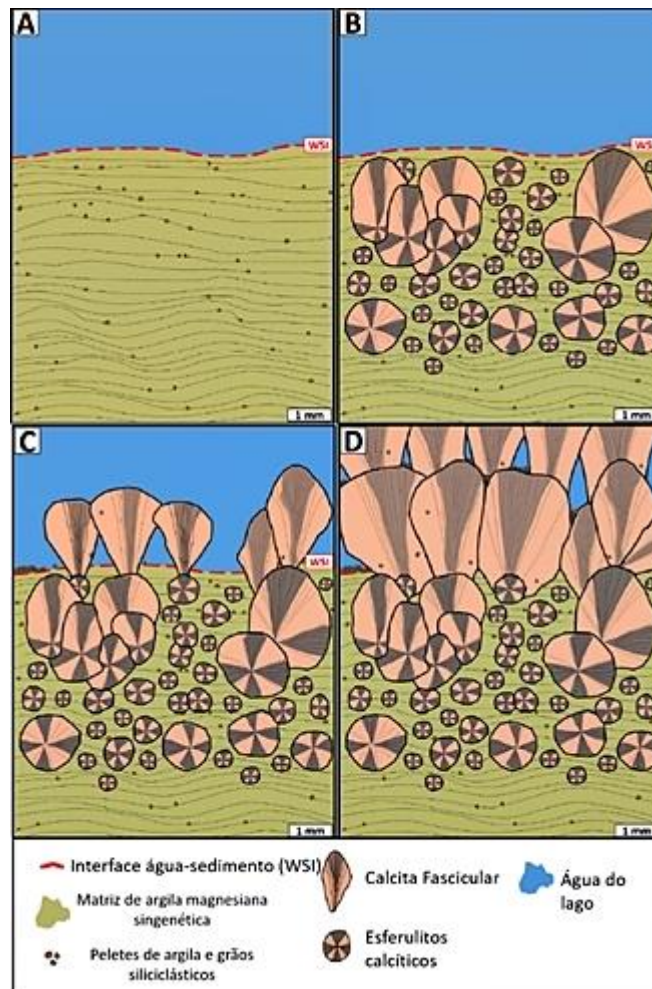


Figura 24: Representação esquemática da gênese dos típicos depósitos Aptianos do Pré-sal. A) Depósitos laminados de argila magnesiânica singenética com grãos dispersos de peloides de argila e siliciclásticos; B) Substituição parcial e deformação da matriz de argila magnesiânica por esferulitos calcíticos; C) Agregados fasciculares não coalescidos de calcita precipitada no WSI com porosidade *framework* inter-agregados; D) Ciclo característico mostrando a crosta singenética de agregados calcíticos fascicular coalescidos no topo e argila magnesiânica singenética substituída e deslocada por esferulitos calcíticos. Modificado de Lima e De Ros (2019).

Ainda segundo Lima & De Ros (2019), a presença de estevensita indica que os ambientes lacustres do Pré-sal nas Bacias de Campos e Santos apresentavam alta alcalinidade (pH maior ou igual a 10), altas concentrações de sílica e magnésio e baixa quantidade de CO₂. A estevensita laminada provavelmente se depositou em ambiente de baixa energia, enquanto os peloides foram depositados em momentos com aumento de energia do ambiente. A Figura 25-

A se trata de uma fotomicrografia que ilustra esferulitos parcialmente silicificados (CS) deslocando e substituindo argilas magnesianas laminadas (SL) e a Figura 25-B mostra crostas de calcita fascicular (CFC) intercaladas com depósitos substituídos por dolomita (Dol).

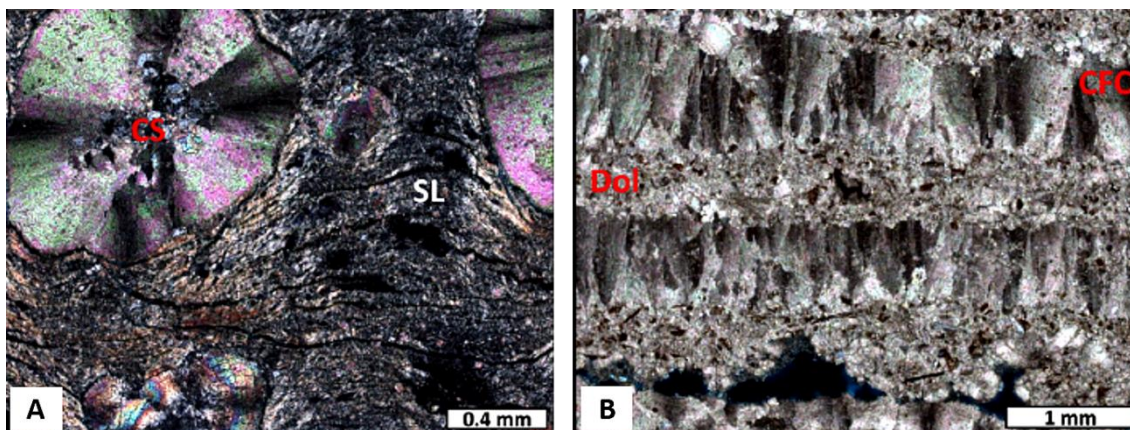


Figura 25: Fotomicrografias destacando características singenéticas e diagenéticas de constituintes da Fm. Macabu, Bacia de Campos. A) Esferulitos calcíticos (CS) substituindo e deslocando argilas magnesianas laminadas (SL) usando polarizador cruzado (XP). B) Crostas de calcita fascicular (CFC) intercaladas com depósitos substituídos por dolomita (Dol) (PX). Fonte: Lima & De Ros (2019).

Gomes *et al.* (2020) afirmam que as principais fácies presentes na Fm. Barra Velha da Bacia de Santos são *mudstones* (argilas magnesianas, calcita, dolomita e sílica), esferulititos, *shrubs* e fácies retrabalhadas como *grainstones*, *packstones* e *wackestones*. A partir disso, um novo esquema de classificação de fácies é proposto, com base na abundância relativa de três componentes: *mudstones*, esferulititos e *shrubs*. O diagrama ternário (Figura 26) mostra a classificação proposta baseada na combinação dos três componentes onde não há evidência de retrabalho significativo. O componente mais abundante fornece um nome de rocha e o componente secundário fornece um adjetivo qualificativo. Além disso, pode ser adicionado uma palavra referente ao principal evento diagenético envolvido, como por exemplo *spherulitestone* dolomítico.

Como é possível observar na Figura 26, há nove fácies principais nas quais, os carbonatos *in situ* que possuem mais que 90% de *shrubs*, esferulitos ou grãos finos são designados como *shrubstone*, *spherulitestone* e *mudstone*, respectivamente. A combinação de mais que 50% de *shrubs* e menos de 10% de grãos finos separa o *spherulitic shrubstone* do *shrubby spherulitestone*. Rochas com mais de 10% de grãos finos são divididas de acordo com a proporção dos dois componentes. *Spherulitic shrubstone* com *mud* e *shrubby spherulitestone* com *mud* são repartidos por 50% de conteúdo de *shrub*. A rocha com menos de 10% de *shrubs*

é separada de acordo com as proporções de grãos finos e esferulitos em *muddy spherulitestone* quando a proporção de esferulitos é maior que 70% e *spherulitic mudstone* quando não é (Gomes *et al.*, 2020).

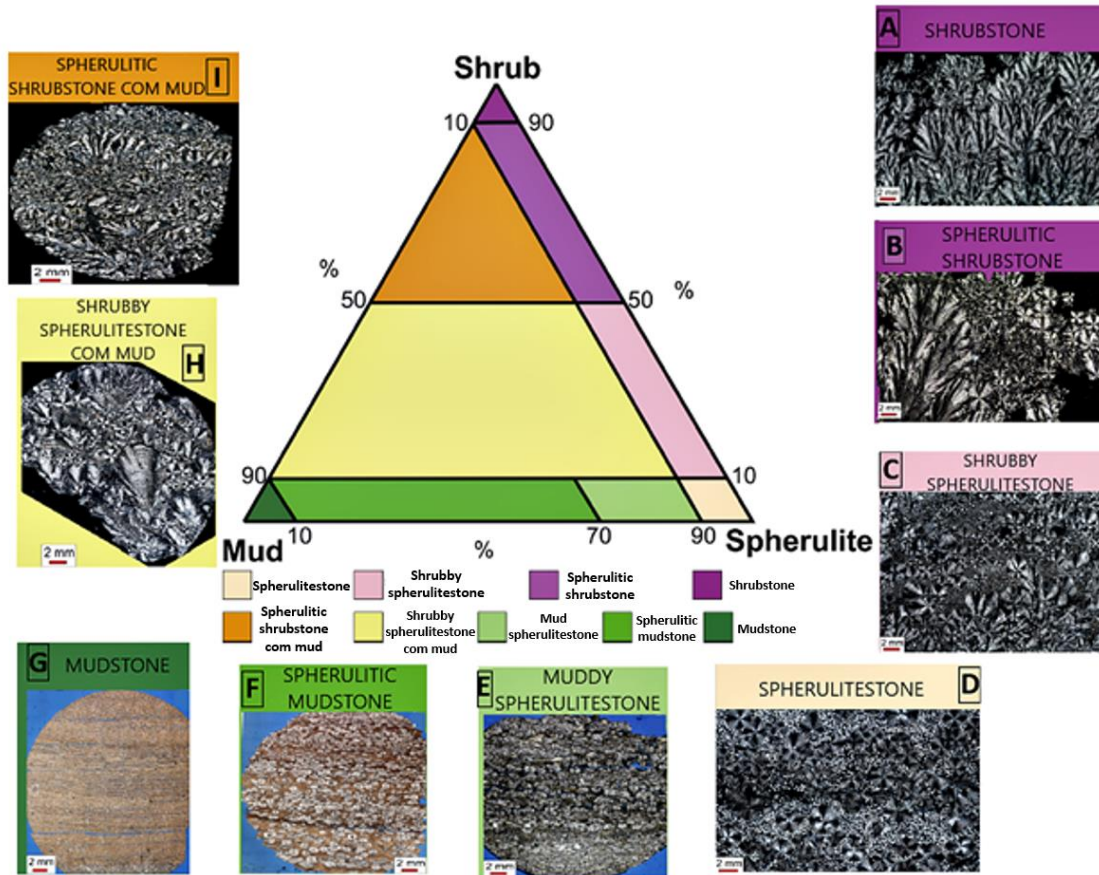


Figura 26: Diagrama ternário mostrando a classificação das fácies para sedimentos gerados *in situ* e lâminas petrográficas referentes à estas fácies. A) *Shrubstone* (PX); B) *Spherulitic shrubstone* (PX); C) *Shrubby spherulitestone* (PX); D) *Spherulitestone* (PX); E) *Muddy spherulitestone* (PP); F) *Spherulitic mudstone* (PP); G) *Mudstone* (PP); H) *Shrubby spherulitestone com mud* (PX); I) *Spherulitic shrubstone com mud* (PX). Modificado de Gomes *et al.* (2020).

Gomes *et al.* (2020) propõem então três diagramas para que todas as fácies da Fm. Barra Velha pudessem ser classificadas. Os outros diagramas ternários seguem a ideia de limites e nomenclaturas supracitadas no qual, um deles representa as fácies *mudstone*, podendo ser classificados em dolomita, calcita, sílica ou argila magnésiana, a depender da fácies predominante. Vale ressaltar que os *mudstones*, de maneira geral, podem ter origem *in situ* ou redepositada. O outro diagrama ternário classifica as fácies retrabalhadas também de acordo com suas porcentagens. A Figura 27 mostra os limites e classificações de todas as fácies encontradas na Fm. Barra Velha.

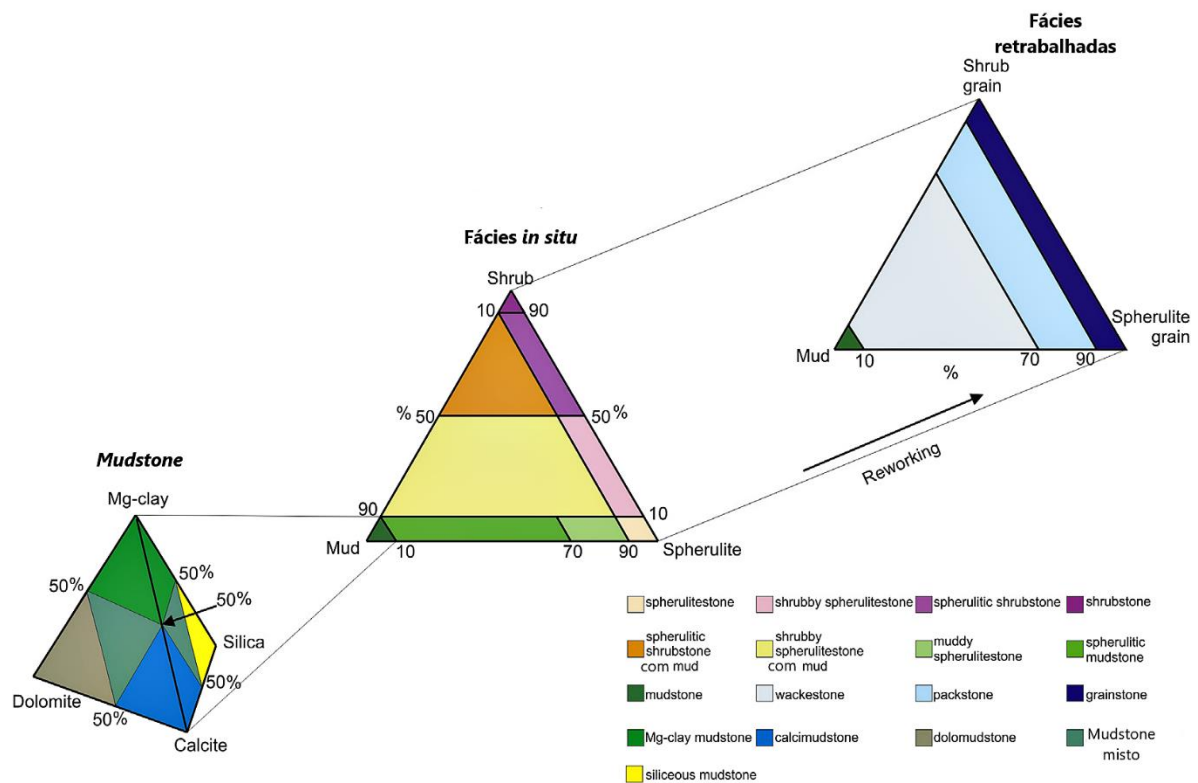


Figura 27: Novo esquema de classificação que utiliza três diagramas triangulares para descrever todas as fácies da Fm. Barra Velha. Modificado de Gomes *et al.* (2020).

Gomes *et al.* (2020) também identificam sucessão de fácies em intervalos reservatórios, que são pobres em *mudstones* e intervalos não-reservatórios, que possuem mais de 10% de grãos finos. Em ambos os casos, foram propostos dois possíveis modelos de empilhamento de fácies mostrados na Figura 28. O primeiro é um padrão já proposto previamente por outros autores (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Farias *et al.*, 2019; Lima & De Ros, 2019) e consiste em uma gradação ascendente de *mudstones*, *spherulitic mudstones*, *muddy spherulitestone*, *shrubby spherulitestone com mud* e por fim, *spherulitic shrubstone com mud* em intervalos não-reservatório e *spherulitestone*, *shrubby spherulitestone*, *spherulitic shrubstone* e finalmente *shrubstone* em intervalos reservatório. Este padrão de empilhamento é chamado de padrão com aumento de *shrubs* para o topo. O segundo modelo alternativo é denominado padrão com aumento de esferulitos para o topo e consiste na predominância de *shrubs* na base gradando para esferulitos no topo. Nos intervalos não-reservatório há uma gradação ascendente de *spherulitic shrubstone com mud*, *shrubby spherulitestone com mud*, *muddy spherulitestone*, *spherulitic mudstone* e por fim, *mudstone*. Enquanto que, em intervalos reservatório, esta gradação ascendente consiste em *shrubstone*, *spherulitic shrubstone*, *shrubby spherulitestone* e finalmente, *spherulitestone*.

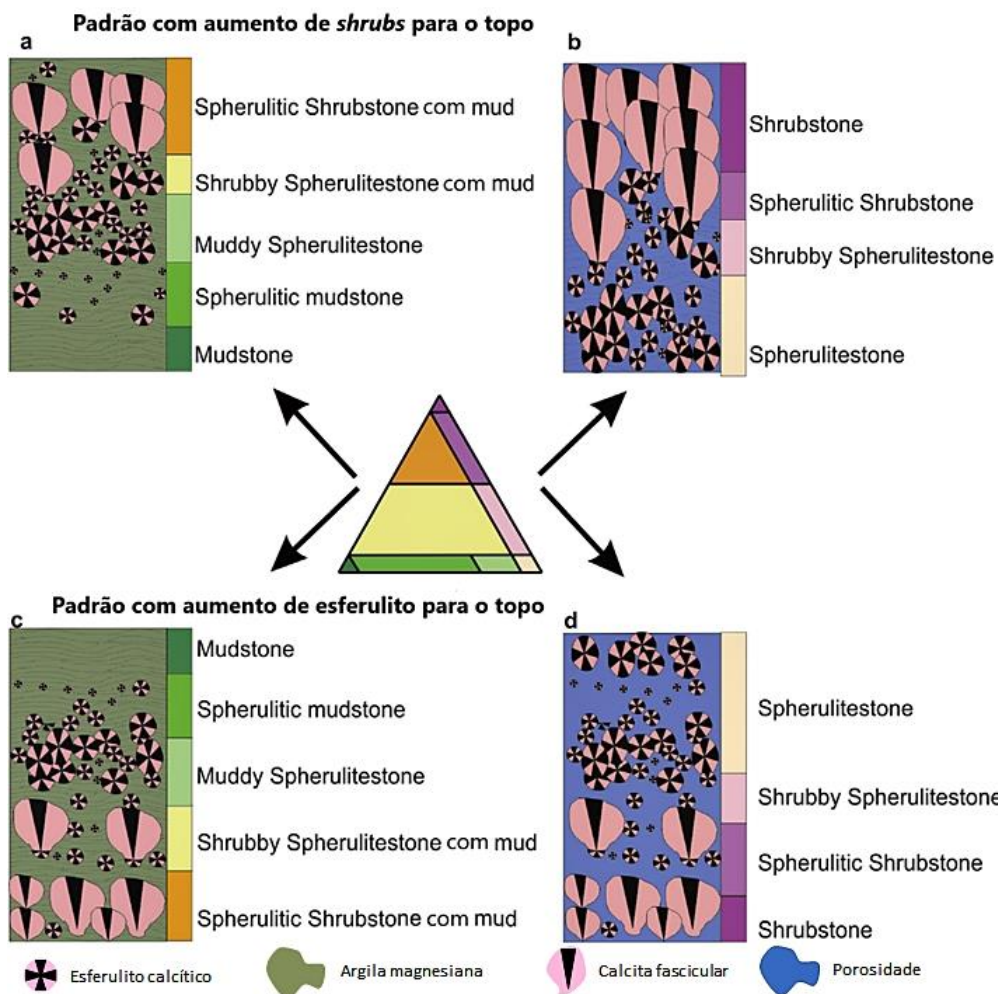


Figura 28: Dois modelos (com aumento de *shrubs* para o topo e com aumento de esferulito para o topo) de empilhamento de ciclos elementares na Fm. Barra Velha baseado em descrição de testemunhos. A e C) Intervalos não-reservatório; B e D) Intervalos reservatório. Modificado de Gomes *et al.* (2020).

Por fim, Gomes *et al.* (2020) propõem três possíveis modelos deposicionais para a Fm. Barra Velha. O primeiro se trata do modelo de clima úmido a árido com flutuação do nível de lago (Figura 29-A). No momento de clima úmido, assume-se que a taxa de precipitação é maior que a de evaporação ($P > E$), portanto haveria um aumento na entrada de detritos fluviais e aumento no nível de lago, resultando em menor concentração e queda de pH, e com isso haveria a precipitação de *mudstone*. Em momentos de clima árido, assume-se que a taxa de precipitação é menor que a taxa de evaporação ($P < E$), logo, haveria a redução na entrada de detritos fluviais e queda no nível de lago, resultando em um lago com águas mais concentradas e aumento do pH. Estas condições levariam a precipitação de argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*. Esta interpretação é uma modificação do modelo de Wright & Barnett (2015, 2017) incorporando a distribuição de grãos detríticos.

O segundo é o modelo proposto por Gomes *et al.* (2020) de clima semi-árido a árido com lago raso. Em momento de clima semi-árido, a taxa de precipitação é bem próxima da taxa de evaporação ($P \sim E$), há menos entrada de sedimentos eólicos e precipitação de *mudstone*. Já em momento de clima árido, a taxa de precipitação é menor do que a taxa de evaporação ($P < E$), há um aumento na entrada de detritos eólicos, redução do nível do lago, aumento da concentração e do pH do lago, permitindo assim a precipitação de argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*, como vemos na Figura 29-B. Esta interpretação é uma modificação do modelo de Farias *et al.* (2019). De acordo com Farias *et al.* (2019) os lagos eram formados por salmouras híbridas que recebiam influxo de duas fontes: salmouras de drenagem contendo HCO_3 formadas pelo intemperismo dos basaltos penecontemporâneos e salmouras hidrotérmicas ricas em CaCl_2 formadas pela reação em profundidade entre a água do mar e o basalto da barreira por onde ela se infiltrou. Portanto estas salmouras teriam saturado o lago em CaCO_3 .

E por fim, o terceiro é o modelo com nível de lago constante proposto por Gomes *et al.* (2020). Neste caso, as mudanças induzidas pelo clima alteram a entrada de detritos fluviais e eólicos, o pH e a estratificação do lago. E assim como nos modelos anteriores, em momentos de menor pH os *mudstones* eram precipitados enquanto que, quando a alcalinidade era maior, as argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs* eram formados (Figura 29-C).

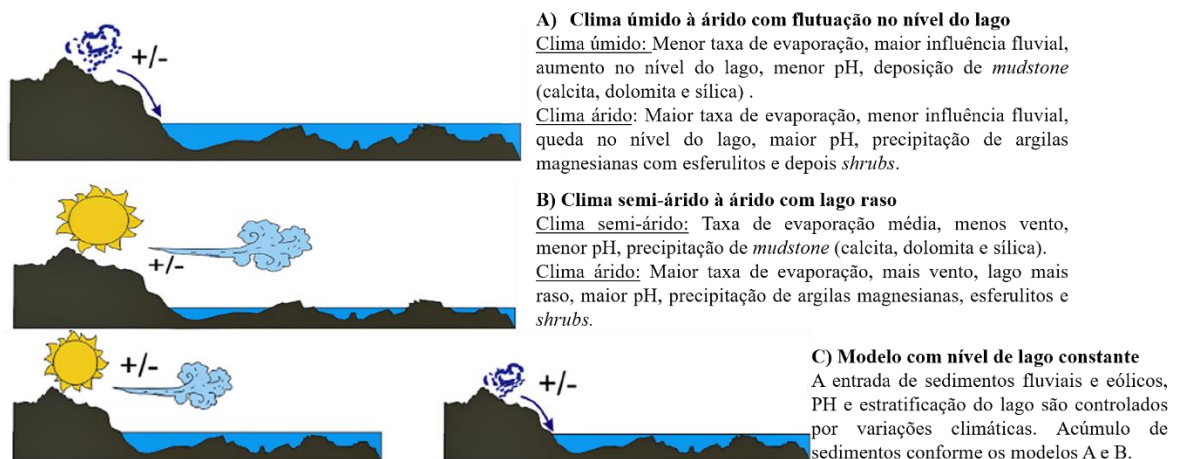


Figura 29: Modelos alternativos conceituais para explicar as variações de fácies na Fm. Barra Velha, Bacia de Santos. A) Modelo de clima úmido a árido com flutuação no nível de lago; B) Modelo de clima semi-árido a árido com lago raso; C) Modelo com nível de lago constante. Modificado de Gomes *et al.* (2020).

Wright (2020) cria um modelo para o desenvolvimento dos ciclotemas (Figura 21) de Wright & Barnett (2015) para a Fm. Barra Velha. Na fase 1 da Figura 30, o lago possui águas com alcalinidade e salinidade reduzidas, introduzindo condições propícias à colonização de peixes e ostracodes. Além da precipitação de sílica em forma de géis, que posteriormente formaria nódulos de sílica. Nesta fase o lago está menos raso quando comparado ao momento de deposição das outras fácies. Neste momento, há acumulação de carbonatos de granulometria fina, sugerindo um depósito de baixa energia, provavelmente abaixo da base de onda.

No estágio 2 da Figura 30, a evaporação desencadeia a formação e deposição dos géis de silicato magnésio, que seriam os precursores das argilas magnesianas. Estes géis teriam sido depositados abaixo da base de onda. Na fase 3 da Figura 30, houve a precipitação dos esferulitos calcíticos dentro dos géis de silicato de magnésio, também abaixo da base de onda. Além disso, em regiões acima da base de onda, onde não haviam géis de silicato de magnésio, era possível o desenvolvimento de *shrubs*. E por fim, no estágio 4 da Figura 30, a deposição dos géis de silicato de magnésio cessou, permitindo o crescimento dos esferulitos até a interface água-sedimento, o que originou os *shrubs*, que pode ter ocorrido também em regiões mais rasas. Acima da linha de onda, é comum encontrar o retrabalhamento de fácies previamente depositadas.

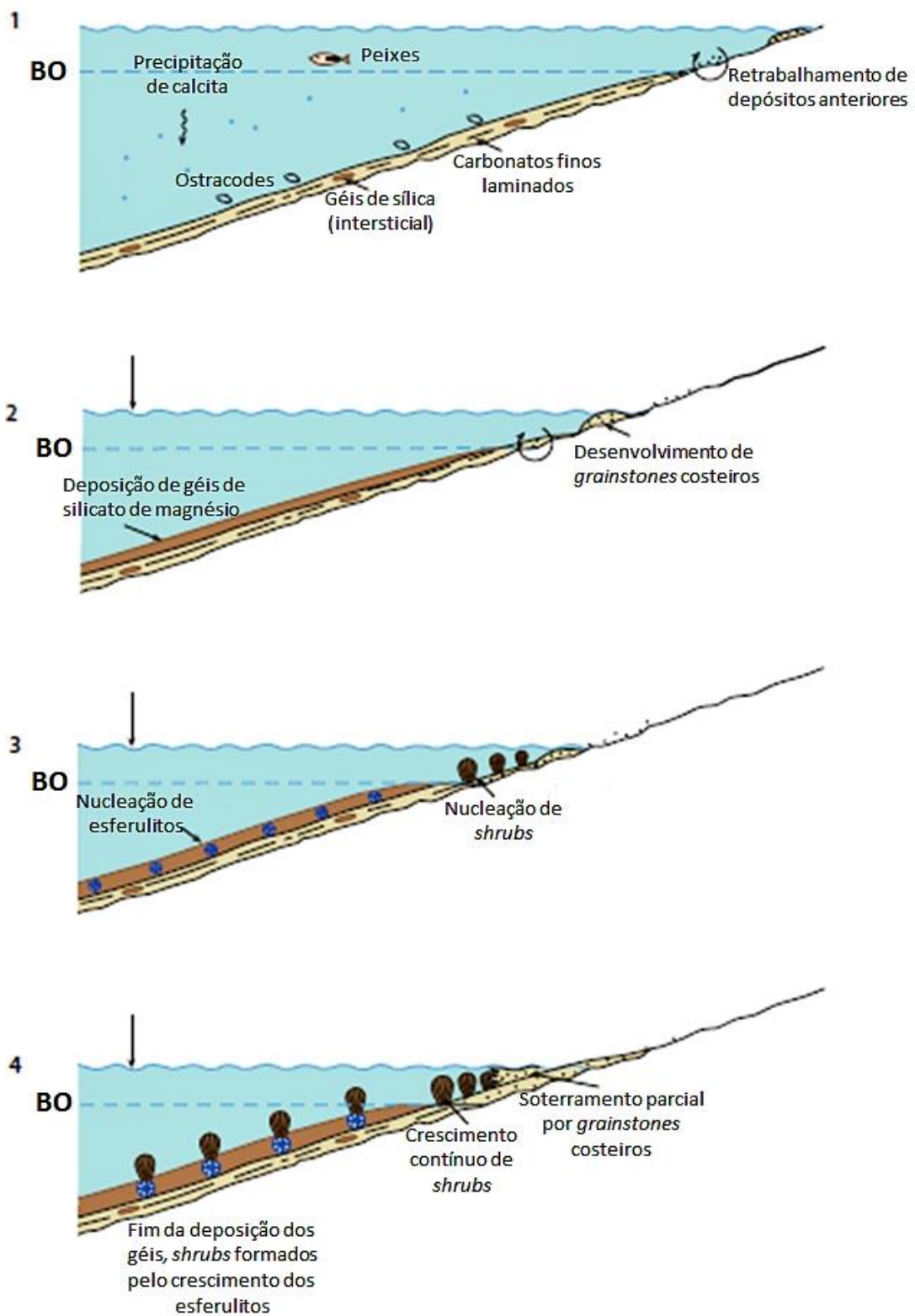


Figura 30: Modelo para o desenvolvimento de ciclotemas na Fm. Barra Velha, Bacia de Santos. BO: Base de onda. Seta preta vertical: Menor profundidade do lago em relação ao estágio 1. Modificado de Wright (2020).

Herlinger *et al.* (2017) falam sobre a diagênese atuante na Fm. Macabu da Bacia de Campos. Os autores afirmam que os depósitos estevensíticos foram substituídos principalmente por esferulitos, dolomita e sílica. De acordo com Lima & De Ros (2019), as argilas magnesianas são facilmente dissolvidas e/ou substituídas. A porosidade primária dos *shrubs* e a dissolução da estevensita constituem os principais reservatórios da Fm. Macabu. Portanto, a preservação, dissolução e substituição da estevensita exercem um controle importante na qualidade de reservatórios. A dissolução da estevensita forneceu magnésio e sílica, favorecendo a dolomitização e silicificação, comumente observada nesta formação (Herlinger *et al.*, 2017). Wright & Barnett (2020), que realizaram um estudo na Fm. Barra Velha da Bacia de Santos, confirmam o fato de que a dissolução das argilas magnesianas é um fator muito importante para a geração de porosidade e que é comum a presença de sílica e dolomita, além das argilas magnesianas, esferulitos, *shrubs* e retrabalhados na Fm. Barra Velha da Bacia de Santos.

3.6 Eletrofácies

Segundo Serra e Abbott (1982), eletrofácies são definidas como o resultado de um conjunto de respostas de perfis de poço característicos de uma camada que pode ser distinguida de outras adjacentes. Eletrofácies é a extrapolação de fácies individualizadas ou do conjunto delas a todas as partes do reservatório utilizando padrões de perfis geofísicos de poços, que podem representar as fácies em seus ciclos deposicionais e diagenéticos e, também, suas propriedades permoporosas avaliadas pelos perfis de poço (Tavares *et al.*, 2018).

A análise de eletrofácies tem sido amplamente aplicada a sucessões siliciclásticas (Tang & White, 2008; Schmitt *et al.*, 2013; Grou, 2015; Oliveira, 2019) visto que litofácies distintas com diferentes composições e fábricas resultam em diferentes respostas de perfis geofísicos de poço. Porém, este método também pode ser aplicado a sequências carbonáticas, embora seja mais complexo devido à heterogeneidade inerente aos reservatórios carbonáticos (Oliveira *et al.*, 2019). O termo eletrofácies é associado puramente ao agrupamento dos diferentes padrões de perfis geofísicos de poço. Para que estas eletrofácies possuam significado geológico, é necessário correlacioná-las às descrições provenientes de dados de rocha, como testemunhos, amostras laterais e lâminas petrográficas (Serra & Abbot, 1982). Portanto, segundo Oliveira (2019) a classificação de eletrofácies e sua correlação a dados de rocha tem diversas aplicações como avaliação de perfis geofísicos de poço, caracterização de fácies litológicas (Rosa, 2006) e caracterização de fácies reservatório (Grou, 2015).

A Figura 31 representa de maneira hipotética e simplificada como seriam caracterizadas duas eletrofácies (E1 e E2) de acordo com a mudança nos padrões dos perfis geofísicos de poço. A E2 seria definida por valores altos de raios gama, baixos de resistividade profunda e altos de densidade enquanto que, a E1 seria determinada por valores baixos de raios gama, altos de resistividade e baixos de densidade. Considerando que haja descrições de rochas disponíveis, representadas pelo testemunho e lâminas petrográficas da Figura 31 é possível compreender quais mudanças nas características geológicas são responsáveis por modificar os padrões dos perfis geofísicos de poço.

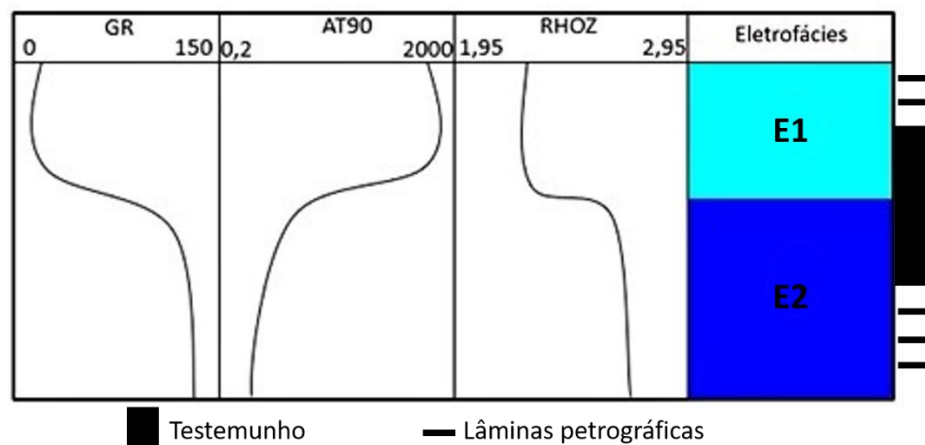


Figura 31: Modelo simplificado de eletrofácies calibradas com dados de rocha.

3.7 Perfilagem geofísica de poços

A perfilagem de poço surgiu na década de 20 para que fosse possível correlacionar padrões similares de condutividade elétrica de um poço a outro. Conforme as técnicas de perfilagem geofísica de poço foram se aperfeiçoando, as aplicações começaram a ser direcionadas para análises quantitativas de reservatórios de petróleo (Lima, 2006). Rider (2002) definiu o termo perfilagem geofísica de poço como o registro contínuo de parâmetros geofísicos captados ao longo da parede do poço, medido indiretamente por uma ferramenta e apresentado graficamente em função da profundidade. Portanto, propriedades físicas e químicas de rochas em subsuperfície, tais como litologia, porosidade, argilosidade, saturação e permeabilidade, são registradas e armazenadas como resposta dos perfis geofísicos de poço (Oliveira *et al.*, 2019; Silva *et al.*, 2020).

Há dois tipos de perfilagem, o método a cabo ou *wireline*, que consiste na corrida da ferramenta após a perfuração do poço e geralmente apresentam melhor qualidade dos dados e o método LWD (*Logging While Drilling*), no qual a aquisição dos dados é realizada durante a

perfuração do poço (Silva *et al.*, 2020). A suíte básica de perfis geofísicos de poço consiste em caliper, raios gama, potencial espontâneo, resistividade, indução, sônico, densidade e porosidade neutrônica. Outros perfis mais modernos que atualmente tem sido mais utilizados são os perfis de raios gama espectral, ressonância magnética e imagem acústica e resistiva (Bustamante, 2012). São características importantes inerentes aos perfis geofísicos de poço a sua resolução lateral e vertical, que podem ser observadas na Figura 32. A seguir serão descritos alguns dos perfis de poço utilizados para a elaboração deste trabalho.

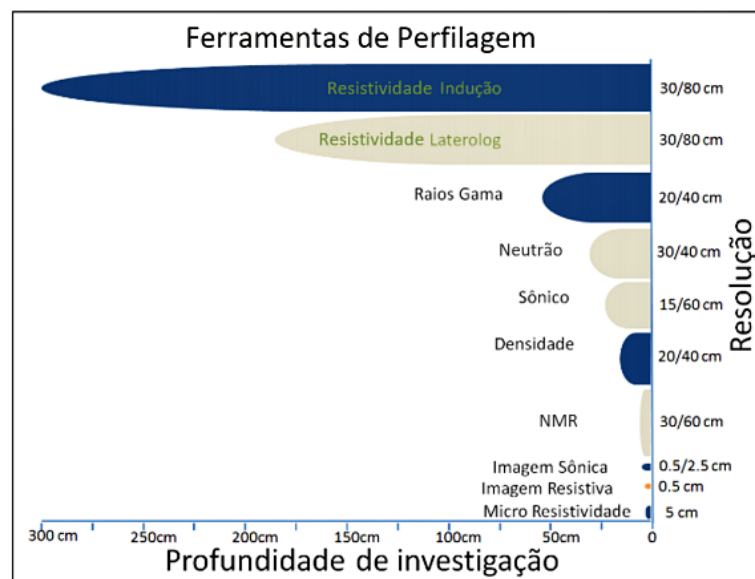


Figura 32: Profundidade de investigação e resolução vertical de algumas ferramentas de perfilagem. Fonte: Pimentel (2020).

3.7.1 Perfil Caliper (CAL) e *Bit size* (BS)

O perfil caliper, que geralmente é apresentado em polegadas, é responsável por medir o diâmetro do poço com a variação de profundidade, geralmente é usado junto ao perfil *bit size*, que corresponde à medida do diâmetro da broca, também expresso em polegadas. O perfil caliper é bastante utilizado para controle de qualidade dos dados, visto que a presença de desmoronamento e formação de “reboco” prejudica a leitura dos outros perfis de poço. Lima (2006) define o caliper como um perfil auxiliar que consta do registro das variações para mais (desabamento) ou para menos (reboco ou estrangulamento) do diâmetro nominal da broca usada para perfurar o poço. Na Figura 33 é possível observar desabamentos, estrangulamentos e suas respostas em relação ao perfil caliper.

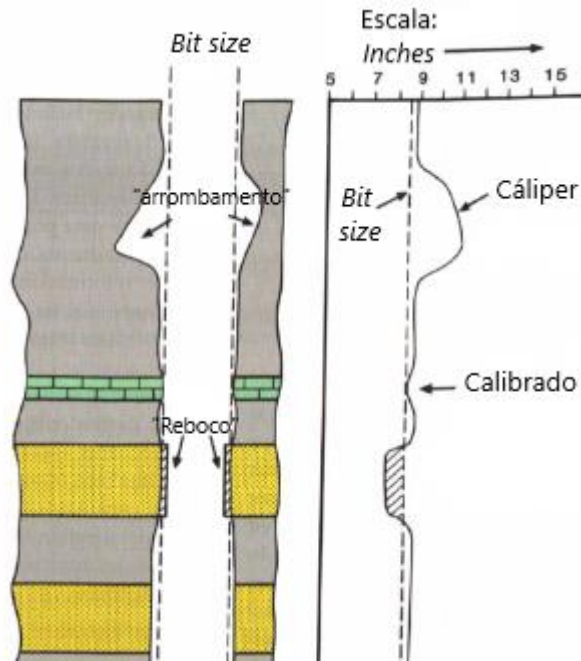


Figura 33: Características de poço como desabamentos (arrombamentos) e estrangulamentos (reboco) e suas respectivas respostas no perfil caliper. Modificado de Rider e Kennedy (2011).

Quando o diâmetro do poço é maior do que a broca, há zonas de desmoronamento, informalmente denominadas zonas de arrombamento, causadas pela escavação acentuada da broca de perfuração ou pela erosão ocasionada pela circulação do fluido de perfuração (Rider, 2002). De outra forma, há regiões com formação de “reboco” onde o diâmetro do poço é menor que o da broca. Isso ocorre devido a infiltração da parte líquida do fluido de perfuração em uma formação permeável e deposição da lama (parte sólida) na parede do poço. Portanto, regiões que apresentam “reboco” podem ser reservatórios devido à elevada permeabilidade (Oliveira, 2019). Vale ressaltar que todos os perfis são afetados por alterações nos valores do perfil caliper, sendo os perfis centralizados ao poço (ex: perfil sônico) geralmente menos afetados quando comparados aos perfis operados junto a parede do poço (ex: perfil de densidade).

3.7.2 Perfil de Raios Gama (GR)

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das rochas proveniente dos elementos instáveis potássio, urânio e tório (Castro, 2019). A radioatividade é a propriedade que átomos com núcleos instáveis têm de emitir radiação espontaneamente (Nery, 2013). O perfil de raios gama simples indica a radioatividade desses três elementos combinados, enquanto que o perfil de raios gama espectral indica a radioatividade emanada individualmente por cada elemento. A unidade de medida do perfil de raios gama é o grau API (Oliveira *et al.*, 2019).

Segundo Nery (2013), as rochas podem ser divididas em três grupos distintos de acordo com sua radioatividade natural. O primeiro corresponde à folhelhos e argilas de águas profundas, folhelhos pretos betuminosos, evaporitos potássicos e alguns tipos de rochas ígneas e/ou metamórficas, que são altamente radioativas e conseqüentemente originam altos valores no perfil de raios gama. O segundo grupo é formado por folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas e carbonatos/dolomitos argilosos que são rochas consideradas medianamente radioativas. E finalmente, a maioria dos carvões, evaporitos não potássicos ou até mesmo arenitos e carbonatos limpos caracterizam o terceiro grupo que possui baixa radioatividade. A Figura 34 faz uma comparação entre algumas litologias e as respostas esperadas em relação ao perfil de raios gama.

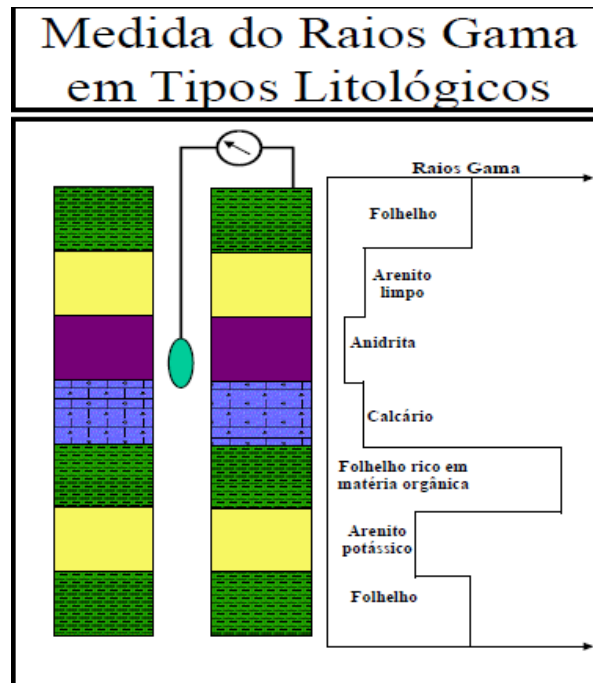


Figura 34: Comportamento do perfil de raios gama em diferentes litologias. Fonte: Freire (2020) - notas de aula.

Rider (2002) afirma que os folhelhos possuem alta radioatividade devido ao conteúdo de potássio radioativo nas argilas, bem como alta capacidade de adsorção de tório e urânio, possivelmente provindo de matéria orgânica. Portanto, o perfil de raios gama é bastante utilizado para distinguir folhelhos e não folhelhos, possibilitando uma análise preliminar de possíveis reservatórios. Sendo assim, o perfil de raios gama indica de maneira qualitativa e quantitativa o conteúdo argiloso das rochas, desde que esta radioatividade seja proveniente exclusivamente do teor de argilominerais presentes (Nery, 2013).

Nery (2013) destaca a relevância do perfil de raios gama para a avaliação da argilosidade, que é usada em diversas análises como cálculo de porosidade efetiva, permeabilidade e saturação. Existem diferentes métodos para o cálculo da argilosidade, inicialmente é necessário calcular o Índice de Radioatividade (IGR):

$$\text{IGR} = \frac{\text{GR} - \text{GR}_{\min}}{\text{GR}_{\max} - \text{GR}_{\min}}, \quad (1)$$

na qual GR é o valor lido em uma dada profundidade, o GR_{\min} o menor valor apresentado pelo perfil e GR_{\max} o valor máximo. Tal expressão é conhecida por se tratar do método linear para o cálculo do Volume de Argila (V_{Clay}).

Ainda de acordo com Nery (2013), os métodos não lineares consideram a idade da rocha em análise, pois quanto mais recente for a rocha, menor a ação diagenética. Logo, se há menor atuação diagenética, ocorrerá uma maior presença de elementos radioativos portadores de potássio, como feldspatos e micas que afetam a leitura do perfil de raios gama, mas não são necessariamente argilas. Um dos métodos mais utilizados para o cálculo do volume de argila é o denominado Larionov (1969), que pode ser calculado para rochas do Paleógeno ou rochas mais antigas:

Larionov para rochas do Paleógeno:

$$V_{\text{Clay}} = 0,083(2^{3,7 \text{ IGR}} - 1). \quad (2)$$

Larionov para rochas mais antigas:

$$V_{\text{Clay}} = 0,33(2^{2,0 \text{ IGR}} - 1). \quad (3)$$

Além das aplicações supracitadas deste perfil outra função bastante importante é a correlação de poços, através da interpretação de eventos deposicionais contínuos, como os folhelhos (Oliveira, 2019).

3.7.3 Perfil de densidade (RHOB)

O perfil de densidade, geralmente expresso em g/cm^3 ou Kg/m^3 , consiste em um registro contínuo das variações da massa específica (densidade) das formações atravessadas por um poço (Lima, 2006). A leitura de densidade desta ferramenta deriva da matriz e dos fluidos. Os

minerais constituintes da rocha originam o valor de densidade em função da matriz e o conteúdo presente no espaço poroso da rocha geram a densidade dos fluidos.

Segundo Lima (2006), a ferramenta de densidade consiste de uma fonte radioativa de raios gama, geralmente cézio-137, montada em um mandril com patins metálicos, os quais são pressionados contra a parede do poço. A fonte é a responsável pela emissão de raios gama de alta energia, que interagem com os elétrons dos átomos da formação. Conforme os raios gama se dispersam ou são absorvidos, a intensidade do feixe inicial decai e é medida pelo detector. Portanto, quanto mais densa for a rocha, menor a intensidade da radiação que o detector irá receber (Nery, 2013).

De acordo com Rider (2002), o perfil de densidade pode ser utilizado para estimar a porosidade, identificar litologias e zonas de gás, quando combinado ao perfil de nêutrons e fornecer análises sobre impedância acústica, quando usado em conjunto com o perfil sônico. Vale ressaltar que, como esta ferramenta corre junto à parede do poço, ela pode ser bastante afetada por desmoronamento, pelos tipos de lama e “reboco”, argilosidade e presença de hidrocarbonetos (Bustamante, 2012). A Figura 35 mostra a assinatura do perfil de densidade para diferentes litologias.

Porosidade pelo perfil de densidade:

$$\varphi_D = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f}, \quad (4)$$

na qual ρ_m é a densidade da matriz, ρ_f a densidade do fluido de perfuração e ρ_B a densidade na profundidade de investigação. A densidade da matriz depende da litologia e possui o valor de 2.65 g/cm³ para arenitos, 2.71 g/cm³ para calcários e 2.87 g/cm³ para dolomitos (Rider e Kennedy, 2011).

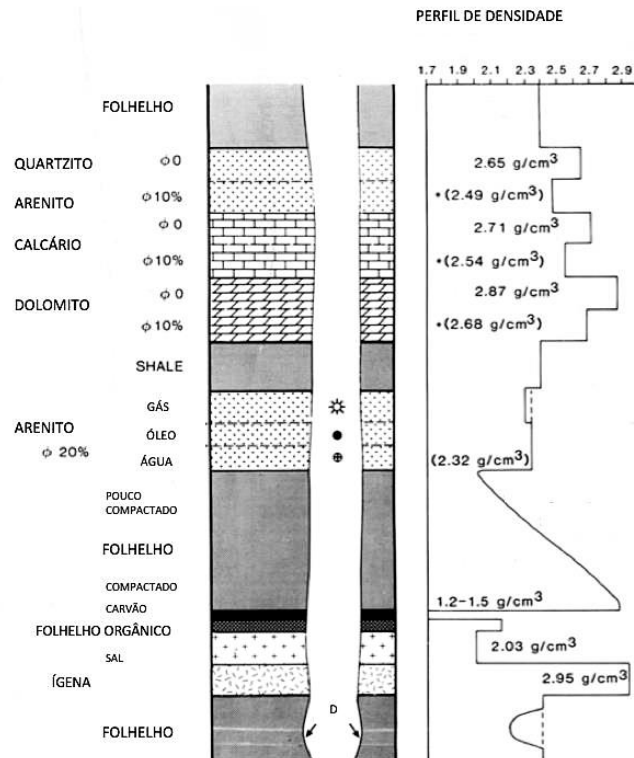


Figura 35: Resposta do perfil de densidade esperada em diferentes litologias. D – Desmoronamento. Fonte: Rider e Kennedy (2011).

Vale ressaltar que diversos fatores podem alterar a densidade das rochas, tais como o grau de compactação, a idade (rochas antigas tendem a ser mais densas), a composição mineralógica e a porosidade. Portanto, o perfil de densidade sozinho não costuma ser usado para identificação de litologias (Silva *et al.*, 2020).

3.7.4 Perfil de fator fotoelétrico (PEF ou PEFZ)

O perfil de fator fotoelétrico registra continuamente o índice de absorção fotoelétrica da formação (Pe). Este índice (Pe) é fortemente influenciado pelo número atômico (z) dos elementos que compõem os minerais formadores de cada litologia. Quanto mais complexo for o átomo, maior seu Pe. O perfil de fator fotoelétrico é adimensional ou expresso em barns/elétron. O efeito da porosidade sobre a resposta do perfil é mínimo, visto que fluidos não possuem z complexos, sendo assim, o perfil de fator fotoelétrico se torna um bom identificador de litologias (Rider e Kennedy, 2011). A Figura 36 mostra o valor de fator fotoelétrico para diferentes litologias. Vale ressaltar que este perfil pode ser afetado pela presença de sílica e minerais pesados que podem estar presentes no fluido de perfuração (Castro, 2019).

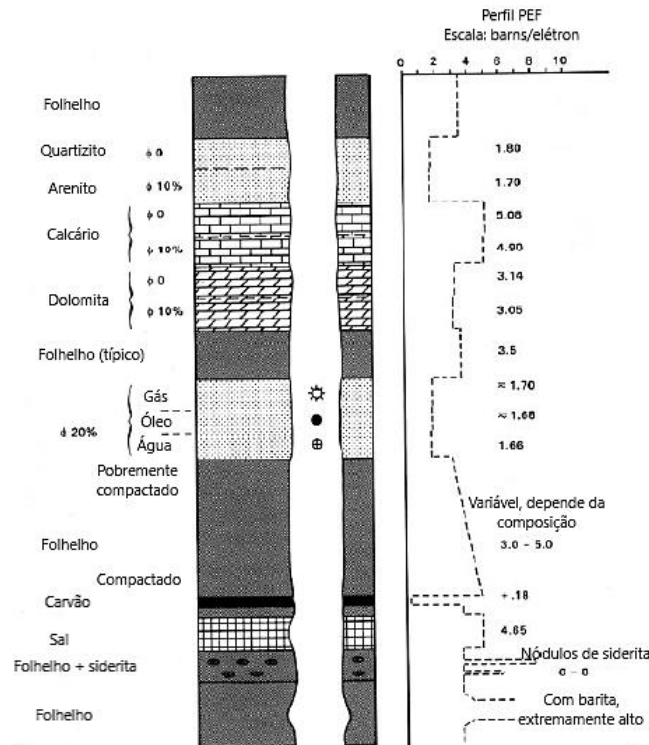


Figura 36: Valores de fator fotoelétrico esperados para diferentes litologias Fonte: Rider e Kennedy (2011).

3.7.5 Perfil sônico (DT ou DTCO)

De acordo com Nery (2013), o perfil sônico mede o tempo gasto pelo som para percorrer um determinado espaço de formação. Rider (2002) afirma que o perfil sônico indica a capacidade de uma rocha em transmitir ondas acústicas compressoriais ou cisalhantes, cuja capacidade é influenciada pela litologia, a textura da rocha e porosidade. Segundo Nery (2013), a velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam, sendo mais rápida nos sólidos, depois nos líquidos e por fim nos gases. Ao se considerar duas rochas semelhantes, a que contiver mais fluidos dentro de seus poros (maior porosidade) mostrará um tempo de trânsito maior do que uma com menos fluidos (menor porosidade). Conseqüentemente, o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação do som e a porosidade das rochas.

A ferramenta do perfil sônico contém um transmissor de frequência constante, ultrassônica baixa e dois receptores. O impulso sonoro emitido pelo transmissor propaga-se nas camadas até alcançar dois receptores posicionados em distâncias fixas. O equipamento mede o tempo de trânsito (vagarosidade) entre os dois receptores, que é o inverso da velocidade de propagação entre os mesmos (Nery, 2013). Na Figura 37 é possível observar respostas características do perfil sônico para diferentes tipos de litologia.

Porosidade pelo perfil sônico (equação de Wyllie):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}, \quad (5)$$

na qual, Δt_m é o tempo de trânsito na matriz, Δt_f é o tempo de trânsito no fluido de perfuração e Δt é o tempo de trânsito no ponto lido.

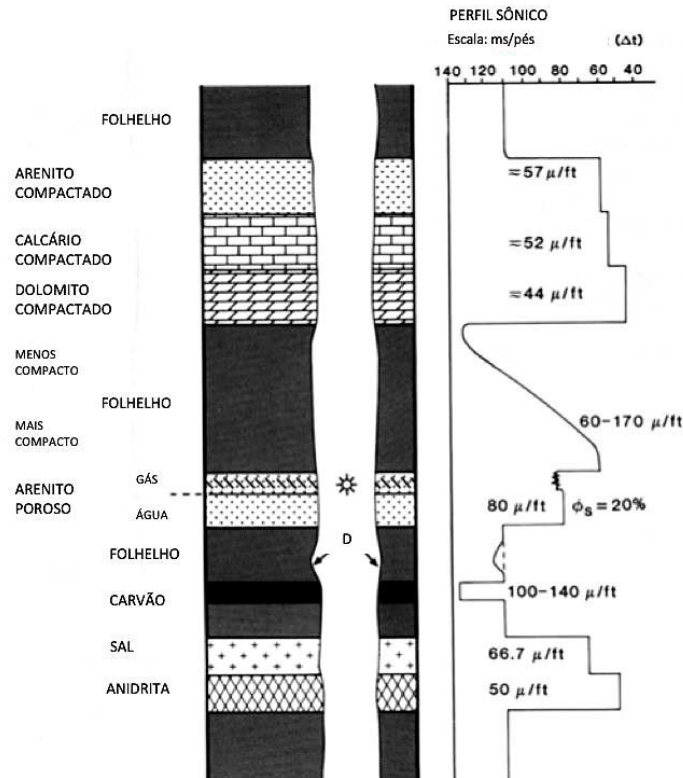


Figura 37: Resposta do perfil sônico esperada para diferentes litologias. D- Desmoronamento. Fonte: Rider e Kennedy (2011).

O perfil sônico possui diversas aplicabilidades além da determinação da porosidade, tais como identificação de hidrocarbonetos, visto que este tipo de fluido aumenta o valor medido no perfil sônico, em comparação com a presença de água na mesma rocha, identificação de fraturas, detecção de zonas de gás, correlação de perfis de poço e auxílio à sísmica, pois é utilizado para a amarração perfil-sísmica através da determinação do perfil de impedância acústica, que se trata da multiplicação da velocidade pela densidade (Nery, 2013; Oliveira, 2019; Silva, 2020).

3.7.6 Perfil Espectroscopia de Captura Elementar (ECS)

O perfil Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) é usado para medir concentrações de elementos nas rochas. As medidas da ferramenta permitem um detalhamento quantitativo da mineralogia em litologias complexas, avaliação petrofísica das propriedades da matriz, maior conhecimento sobre o conteúdo de carbono orgânico total (COT), análise qualitativa e quantitativa de elementos como Ca, Fe, Mg, S, Al, Si e K, dentre outros, para litologias carbonáticas, siliciclásticas e reservatórios não convencionais (Schlumberger, 2017).

O princípio das ferramentas geralmente consiste em induzir a emissão de raios gama na formação por meio de duas interações primárias: espalhamento inelástico e captura de nêutrons térmicos. Cada uma dessas interações produz raios gama com um conjunto específico de energias características. Posteriormente, os sinais são integrados, digitalizados e processados por um analisador, que determina a altura do pulso (proporcional à energia) de cada raio gama detectado e acumula histogramas que registram a contagem em relação à altura do pulso. Os espectros são adquiridos durante e após cada explosão de nêutrons, o que permite a separação dos raios gama inelásticos e de captura. Cada espectro é decomposto em uma combinação linear de espectros padrão de elementos individuais como vemos na Figura 38. E por fim, os coeficientes da combinação linear dos espectros padrão são convertidos em frações de peso elementar por meio de um modelo de fechamento de óxidos geoquímicos modificado ou usando uma abordagem de inversão (Schlumberger, 2017).

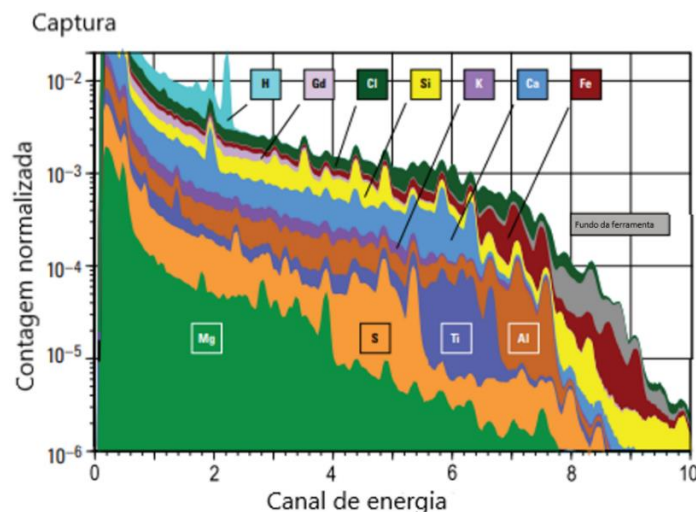


Figura 38: Exemplo de elementos do espectro proveniente de interação de captura. Fonte: Schlumberger, 2017.

Os dois tipos de interações (espalhamento inelástico e captura de nêutrons térmicos) contêm informações sobre os elementos de rocha presentes na formação. Alguns elementos são

exclusivos de um tipo de interação e alguns estão presentes em ambos os espectros, o que fornece a confirmação das medições e ajuda a melhorar a precisão. A medição de espalhamento inelástico é de particular interesse por causa de sua sensibilidade a C e Mg. Em rochas carbonáticas o Mg é de extrema importância para separar calcita de dolomita (Schlumberger, 2017).

3.7.7 Perfil de ressonância nuclear magnética (NMR)

O uso do NMR tem ganhado bastante aceitação por determinar a porosidade efetiva, porosidade total, fluido livre, permeabilidade e saturação de água irreduzível (Hodgkins e Howard, 1999). Além de fornecer informações sobre fluidos de reservatório independente da matriz, o perfil também é capaz de prover conhecimentos sobre informações mais apuradas a respeito de pequenas quantidades de argila e podem ser utilizados para estimar o volume de argila.

De acordo com Coates *et al.* (1999), antes de ser perfilada com o NMR, os prótons nos fluidos da formação são orientados aleatoriamente. Quando submetida à ferramenta, é gerado um campo magnético que ativa estes prótons. Primeiramente, o campo magnético permanente da ferramenta alinha, ou polariza, os eixos de rotação dos prótons em uma direção particular. Em seguida, o campo oscilante da ferramenta é aplicado para desviar esses prótons de sua nova posição de equilíbrio. Quando este campo oscilante é subsequentemente removido, os prótons começam a relaxar seguindo a direção original na qual o campo magnético estático os alinhava. Sequências de pulso especificadas são usadas para gerar uma série de chamados ecos de rotação, que são medidos pela ferramenta de perfilagem de NMR e são exibidos em perfis como trens de eco de rotação. Esses trens de spin-eco constituem os dados de NMR brutos. Para gerar este trem, a ferramenta de NMR mede a amplitude dos ecos de spin em função do tempo. Os trens de spin-eco registrados podem ser exibidos em um registro em função da profundidade.

A amplitude inicial da curva de decaimento bruta é diretamente proporcional ao número de núcleos de hidrogênio polarizados no fluido de poro. A porosidade bruta relatada é fornecida pela razão desta amplitude para a resposta da ferramenta em um tanque de água (que é um meio com 100% de porosidade). As propriedades dos fluidos dos poros que afetam os trens de spin-eco são: o índice de hidrogênio (HI), o tempo de relaxação longitudinal (T1), o tempo de relaxação transversal (T2) e a difusividade (D). T1 indica o tempo necessário para que os prótons inclinados nos fluidos relaxem longitudinalmente em relação ao eixo do campo magnético estático. T2 se refere ao tempo no qual os prótons inclinados no fluido relaxam

transversalmente também em relação ao campo magnético estático e por fim, D é uma medida da extensão em que as moléculas se movem aleatoriamente no fluido. Esta porosidade é independente da litologia da matriz da rocha e pode ser validada através de comparações com medições de NMR de laboratório (Coates *et al.*, 1999).

O T2 dist, que geralmente é plotado na unidade ms em um gráfico tempo X intensidade, é relacionado ao tamanho dos poros, os poros pequenos possuem tempo de relaxação curto enquanto que, poros grandes originam tempo de relaxação longos, além das propriedades de fluido de poro e mineralogia. De acordo com Castro (2019), os valores de corte, conhecidos como T2 *cutoffs*, desempenham um papel de grande importância ao determinar o que será considerado como volume de água associado à argila (CBW – *clay bound water*), volume de água irreduzível (BVI – *bulk volume irreducible*) e fluidos móveis livres (BVM – *bulk volume movable*). O T2 *cutoff* padrão para a água associada à argila é assumido como 3ms e o T2 *cutoff* padrão para a separação entre água irreduzível e fluido móvel varia de acordo com a litologia. Para arenitos este valor é cerca de 33 ms, já para carbonatos, varia bastante (90 a 200 ms) (Schön, 2015 *apud* Castro, 2019). A Figura 39 mostra esquematicamente os parâmetros de corte da distribuição de T2 associados com os diferentes tipos de fluidos no espaço poroso e as relações entre estes e os tipos de porosidades (total e efetiva) determinadas a partir do perfil de NMR.

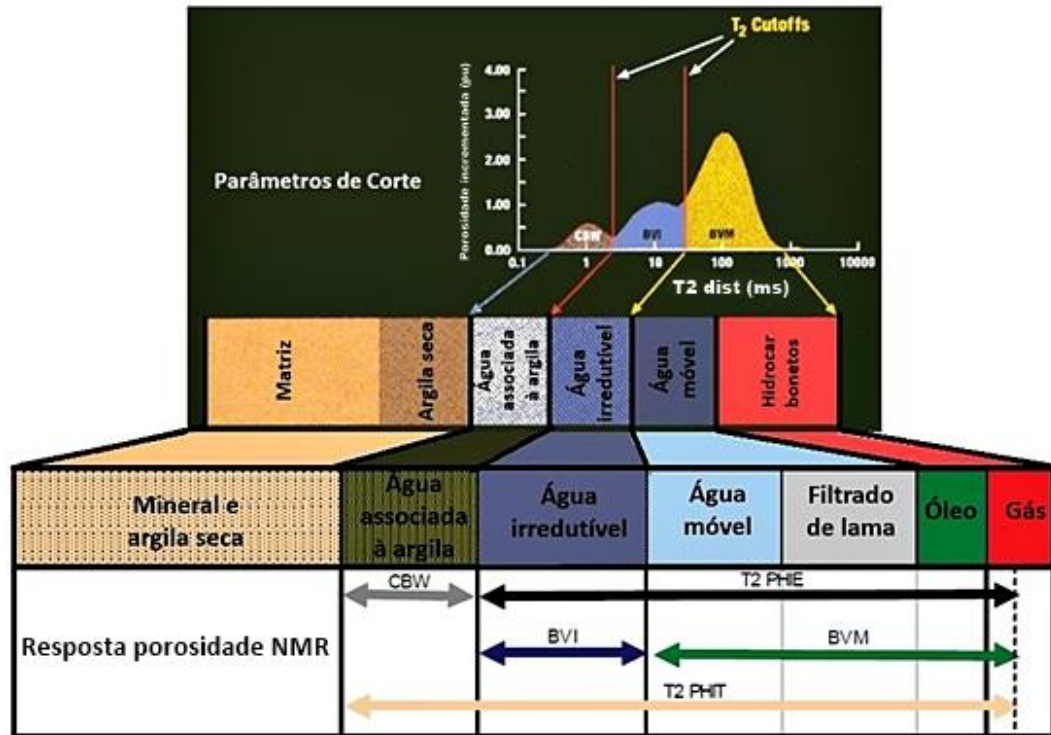


Figura 39: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de NMR e resposta da porosidade. CBW: Volume de água associada à argila; BVI: Volume de água irreduzível; BVM: Fluidos móveis livres; T2 PHIE: Porosidade efetiva e T2 PHIT: Porosidade total. Fonte: Castro, 2019).

Segundo Coates (1999), a estimativa de permeabilidade NMR é baseada em modelos teóricos que mostram que a permeabilidade aumenta tanto com o aumento da porosidade quanto com o aumento do tamanho dos poros. Dois tipos relacionados de modelos de permeabilidade foram desenvolvidos. Um deles é o modelo Timur - Coates, que pode ser aplicado a formações contendo água e/ou hidrocarbonetos:

$$K_{TIM} = \left(\frac{\varnothing}{C_2}\right)^{m_2} \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^{n_2}, \quad (6)$$

na qual K_{TIM} é a permeabilidade estimada pelo método Timur-Coates; \varnothing é a porosidade total, BVM corresponde aos fluidos móveis livres, BVI é o volume de água irreduzível e C_2 , m_2 e n_2 são parâmetros do modelo estatístico, cujos valores podem ser derivados de dados experimentais de NMR obtidos a partir de amostras laterais e/ou testemunhos (Castro, 2019).

O presente trabalho utiliza as curvas de fluido livre, porosidade total, efetiva e K_{TIM} provenientes do perfil de ressonância magnética.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo detalha a metodologia e os procedimentos realizados para avaliar os carbonatos das Fm. Barra Velha e Itapema de um campo da Bacia de Santos. Para a confecção deste trabalho foram utilizados dois poços verticais (E e G). O poço E conta com 121 descrições de lâminas petrográficas, 87 descrições de amostras laterais, um testemunho com 56.55m, 153 medidas de porosidade petrofísica realizada em laboratório a partir de *plugs* e amostras laterais e perfis geofísicos de poço (GR, CAL, BS, ECS de Ca, Si, Mg, Gd, Fe e Al, RHOZ, PEFZ, DTCO e NMR). O poço G contém 206 lâminas petrográficas, 94 descrições de amostra lateral, 2 testemunhos, sendo eles, os testemunhos 1 (superior) e 2 (inferior) que possuem, respectivamente, 22.45m e 29.9m, 243 medidas de porosidade petrofísica realizada em laboratório a partir de *plugs* e amostras laterais, descrição litológica e granulométrica proveniente da análise sequencial de testemunho e perfis geofísicos de poço (GR, CAL, BS, ECS de Ca, Si, Mg, RHOZ, PEFZ, DTCO e NMR).

As descrições de amostras laterais estão presentes tanto no relatório anexado ao Perfil Composto, quanto no Relatório Final de Poço; já as descrições de lâminas petrográficas são provenientes do Relatório de Petrografia, enquanto que os dados contínuos de litologia e granulometria provém do Relatório de Análise Sequencial de testemunho (presente somente no poço G). Valores de porosidades medidas em laboratório (porosidade petrofísica) se encontram no Relatório de Petrofísica Básica e as fotografias dos testemunhos e amostras laterais (esta última presente somente no poço E) pertencem à pasta “Rochas e Fluidos”, todos fornecidos pelo BDEP/ANP.

A escolha dos poços foi baseada na maior disponibilidade e especificidade de descrições e dados de rochas e de perfis geofísicos de poço, visando integrá-los de maneira mais eficiente. Portanto, os poços E e G contém descrições e fotografias de lâminas petrográficas, descrições de amostra lateral, fotografia dos testemunhos, fotografia de amostras laterais (poço E), análise sequencial de testemunhos (poço G) e dados petrofísicos de porosidade, além dos perfis geofísicos de poço necessários à análise. A Tabela 1 mostra de maneira resumida os dados de rocha disponíveis e utilizados no presente trabalho para ambos os poços (E e G).

Tabela 1: Dados de rocha disponíveis e utilizados nos poços E e G.

Poço	Descrições e fotografias de lâminas petrográficas	Descrições de amostras laterais	Fotografia de testemunhos	Fotografia de amostras laterais	Análise sequencial de testemunho	Porosidade petrofísica
E	121	87	1	87	-	153
G	206	94	2	-	2	243

A Figura 40 mostra o fluxograma de trabalho seguido para a realização deste estudo e será explicada de maneira detalhada a seguir.

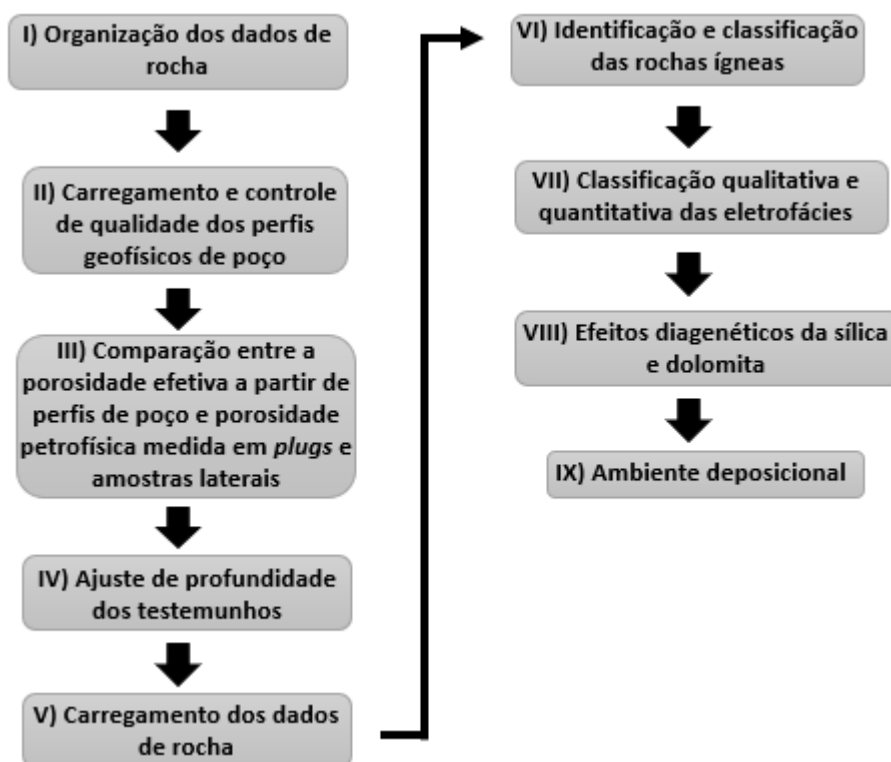


Figura 40: Fluxograma adotado para a confecção deste trabalho.

(I) Organização dos dados de rocha

Para esta etapa, todas as descrições de amostras laterais e lâminas petrográficas foram organizadas no software *Excel*, onde cada uma das informações importantes provenientes destas descrições foi preparada para posterior carregamento. Esta etapa foi realizada primeiro no poço E e, posteriormente, no poço G, onde foram organizados os dados de lâminas petrográficas de acordo com suas litologias, tipos de cimento, presença de matriz, granulometria, seleção, proveniência (*Plug* ou amostra lateral) e orientação das conchas (esta última somente no poço G). Posteriormente, foram atribuídos números à cada uma dessas

características para que fosse possível carregá-las no *software*. O mesmo procedimento foi realizado para as amostras laterais, onde dados como a litologia (na ausência de descrições litológicas provenientes de lâminas), silicificação e presença de pirita (esta última somente no poço E) foram organizadas para posterior carregamento.

Porém, foi verificado um problema nesta etapa. Geralmente, as descrições litológicas de amostra lateral são iguais tanto no Perfil Composto quanto do Relatório Final de Poço. Entretanto, no poço E haviam algumas descrições litológicas bastante diferentes quando comparadas umas às outras. Quando criada uma tabela de comparação com as descrições de litologias de amostras laterais proveniente do Perfil Composto, do Relatório Final de Poço e das descrições litológicas das lâminas petrográficas (provenientes do Relatório de Petrografia), foi constatado que algumas descrições litológicas de lâmina petrográfica também eram diferentes quando comparadas às descrições de amostras laterais. Portanto, foram priorizadas as descrições litológicas provenientes das lâminas petrográficas, por serem analisadas de maneira detalhada sob o microscópio e utilizadas em diversos trabalhos que envolvem o reconhecimento de fácies (Wright e Barnett, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Wright e Barnett, 2020; Gomes *et al.*, 2020).

Para a escolha da descrição litológica a ser utilizada, houve 4 possibilidades. Na primeira situação, todas as litologias são diferentes, porém, sempre que houver descrição litológica de lâmina petrográfica, esta será usada. No segundo caso, não há descrição litológica de lâmina petrográfica, porém ambas as descrições de amostra lateral são iguais, sendo então utilizada. Na terceira circunstância, não há descrição de lâmina petrográfica e as descrições litológicas de amostra lateral são diferentes. Porém, uma delas é descrita como calcário, que se trata de uma descrição menos específica. Neste caso, foi utilizada a descrição mais detalhada. E, por fim, na quarta situação, ambas as descrições litológicas (proveniente do Perfil Composto e do Relatório Final de Poço) são diferentes e não há descrição de lâmina petrográfica. Portanto, devido à grande incerteza associada, a amostra foi descartada. Felizmente, somente duas amostras foram descartadas. A Tabela 2 mostra cada uma das litologias utilizadas e as duas amostras descartadas no poço E. Vale ressaltar que, a litologia descrita como estromatólito equivale aos *shrubs*, nomenclatura adotada no presente trabalho.

Tabela 2: Tabela de comparação entre as descrições litológicas de amostra lateral provenientes do Perfil Composto e do Relatório final de poço e descrições litológicas de lâmina petrográfica proveniente do Relatório de petrografia.

Hachura amarela: Litologia utilizada; *Hachura* azul: Amostra descartada.

Profundidade (m)	Descrição de amostra lateral proveniente do Perfil Composto	Descrição de amostra lateral proveniente do Relatório Final de Poço	Descrição de lâmina petrográfica
XX83,1	GRAINSTONE	CALCÁRIO	FLOATSTONE
XX90,9	DOLOMITA	LAMINITO	GRAINSTONE
XX56,6	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO	ESFERULITITO
XX68,5	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX78,4	BRECHA	BRECHA	SILEXITO
XX88,6	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX99,1	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX11,6	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX18,5	SILEXITO	CALCÁRIO	SILEXITO
XX23,6	SILEXITO	GRAINSTONE	SILEXITO
XX41	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX48,5	ESTROMATÓLITO	GRAINSTONE	ESTROMATÓLITO
XX54,1	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX62,2	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX69,4	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX73,9	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX78,2	GRAINSTONE	BRECHA	SILEXITO
XX84,4	ESTROMATÓLITO	CALCÁRIO	ESTROMATÓLITO
XX92,2	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	GRAINSTONE
XX96,5	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	DOLOMITE
XX09,1	RUDSTONE	ESTROMATÓLITO	ESFERULITITO
XX14,6	ESTROMATÓLITO	BRECHA	ESTROMATÓLITO
XX20,3	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO	
XX23,5	ESTROMATÓLITO	BRECHA	ESTROMATÓLITO
XX27	ESTROMATÓLITO	BRECHA	ESTROMATÓLITO
XX34,3	GRAINSTONE	LAMINITO	ESFERULITITO
XX38,7	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO	ESFERULITITO
XX43,4	GRAINSTONE	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO
XX48,8	CALCÁRIO	LAMINITO	GRAINSTONE
XX52	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO	ESFERULITITO
XX57	GRAINSTONE	ESTROMATÓLITO	
XX64	ESFERULITITO	ESTROMATÓLITO	GRAINSTONE
XX70,7	CALCÁRIO	LAMINITO	ESFERULITITO
XX74,4	GRAINSTONE	ESFERULITITO	GRAINSTONE
XX78	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO	ESTROMATÓLITO
XX81,2	CALCÁRIO	CALCÁRIO	ESTROMATÓLITO
XX84,7	ESFERULITITO	LAMINITO	ESTROMATÓLITO
XX87,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX90,8	LAMINITO	LAMINITO	ESTROMATÓLITO

Continuação da tabela 2.

Profundidade (m)	Descrição de amostra lateral proveniente do Perfil Composto	Descrição de amostra lateral proveniente do Relatório Final de Poço	Descrição de lâmina petrográfica
XX95,4	ÍGNEA NÃO IDENTIFICADA	ÍGNEA NÃO IDENTIFICADA	
XX03	BASALTO	BASALTO	
XX05,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX12,8	GRAINSTONE	DIABÁSIO	GRAINSTONE
XX23,6	BASALTO	BASALTO	
XX27,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX31,5	CALCÁRIO	CALCÁRIO	LAMINITO
XX38,2	LAMINITO	CALCÁRIO	
XX42,6	ESFERULITITO	LAMINITO	MUDSTONE
XX48,7	ESFERULITITO	LAMINITO	MUDSTONE
XX52,4	BRECHA	BRECHA	FLOATSTONE
XX56,7	ESFERULITITO	LAMINITO	CALCÁRIO CRISTALINO
XX62,6	LAMINITO	LAMINITO	
XX66,7	LAMINITO	LAMINITO	
XX71,7	LAMINITO	CALCÁRIO	
XX77,1	LAMINITO	LAMINITO	
XX83,8	LAMINITO	LAMINITO	
XX90	BRECHA	BRECHA	BRECHA
XX01,2	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX05,3	BASALTO	BASALTO	
XX09,4	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX12,7	BASALTO	BASALTO	
XX17	BRECHA	BRECHA	
XX19,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX22,3	ESFERULITITO	CALCÁRIO	
XX25,1	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX30,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX39	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX45,2	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX50,7	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX55	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX59,4	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX62,1	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX65,3	LAMINITO	LAMINITO	
XX67,9	BASALTO	BASALTO	
XX70,5	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX78,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX83	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX88,5	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX95,2	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX01	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX05,9	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX10,6	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX21,1	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX26,7	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX32,8	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX41,2	DIABÁSIO	DIABÁSIO	
XX48,7	DIABÁSIO	DIABÁSIO	

Vale ressaltar que, em duas situações, foram consideradas características importantes como silicificação e presença de pirita, provenientes das descrições de amostra lateral. Ou quando estas características estão presentes na descrição completa da amostra lateral que possui a mesma litologia da lâmina petrográfica ou quando ambas as descrições de amostra lateral (proveniente do Perfil Composto e do Relatório final de poço) descrevem tal característica, independente do fato de apresentarem litologias diferentes. A Tabela 3 ilustra esta consideração, na primeira linha a descrição litológica da lâmina petrográfica é a mesma quando comparada à descrição litológica proveniente do Perfil Composto (sublinhado), portanto características como silicificação (contida na descrição do perfil composto e sublinhada) foi levada em conta. Já na segunda linha, apesar das litologias descritas serem diferentes em ambas as descrições de amostra lateral (proveniente do Perfil Composto e do Relatório Final de poço), ambas apresentam silicificação (sublinhado). Portanto, esta característica foi também considerada.

Tabela 3: Comparação entre as descrições de amostra lateral proveniente do Perfil Composto, do Relatório Final de Poço e de lâminas petrográficas e características utilizadas para a análise de eletrofácies.

Profundidade (m)	Descrição do Perfil Composto	Descrição do Relatório Final de Poço	Descrição de lâmina petrográfica
XX23.50	<u>ESTROMATÓLITO</u> , MARROM ESCURO, <u>SILICIFICADO</u> , POROSIDADE APARENTE: FECHADO (VUG)	BRECHA CARBONÁTICA, CREME CLARO/ CINZA ESCURO, SILICIFICADO, POROSIDADE APARENTE: BOA/REGULAR (VUG LOCALMENTE)	ESTROMATÓLITO
XX78.20	<u>GRAINSTONE</u> , MARROM ESCURO, <u>MUITO SILICIFICADO</u> , POROSIDADE APARENTE: FECHADA	BRECHA CARBONÁTICA, CREME CLARO/ CINZA ESCURO, <u>MUITO SILICIFICADO</u> , POROSIDADE APARENTE: FECHADA	SILEXITO

Posteriormente, a etapa de organização dos dados de rocha foi aplicada ao poço G. Como este poço possui Relatório de Análise Sequencial de Testemunho, com descrições litológicas e granulométricas, foi considerada inicialmente a descrição litológica proveniente deste relatório, nos intervalos do poço cobertos pelos dois testemunhos. Nos intervalos do poço onde não há testemunhos, as descrições litológicas das lâminas petrográficas foram consideradas quando houve diferença entre estas e as descrições litológicas de amostra lateral. Por fim, onde não há testemunho ou lâmina petrográfica, foram consideradas as litologias provenientes das descrições de amostra lateral. Como neste poço não houve nenhuma diferença entre as descrições de amostra lateral provenientes do Perfil composto e do Relatório Final de Poço, características importantes, como silicificação, por exemplo, foram consideradas em todas as descrições de amostra lateral onde elas estavam presentes.

(II) Carregamento e controle de qualidade dos perfis geofísicos de poço

Esta etapa consistiu na importação dos dados no software *Techlog*, da empresa Schlumberger. Para ambos os poços foram carregados, em formato DLIS, os perfis de Caliper, *Bit Size*, Raios Gama, ECS (Cálcio, Sílica e Magnésio), Densidade, Fator Fotoelétrico, Sônico e Ressonância Magnética (porosidade total, efetiva, fluido livre e permeabilidade), além dos dados de porosidade petrofísica (provenientes de *plugs* e amostras laterais) medidas em laboratório. Alguns outros perfis como ECS (Ferro, Alumínio e Gadolínio) também foram carregados no poço E para auxiliar na identificação das rochas ígneas. Além destes perfis, os perfis direcionais de profundidade, desvio e azimute também foram carregados para que fosse possível realizar o cálculo das profundidades verticalizadas (TVD - *True Vertical Depth*) e das cotas (TVDSS - *True Vertical Depth Sub Sea*).

No que tange o controle de qualidade dos dados, em ambos os poços, foi verificado se as profundidades das curvas estavam corretas tendo sempre as curvas de raios gama como parâmetro. No poço G foi necessário um pequeno ajuste de profundidade de 11 cm para baixo nos perfis ECS de Cálcio, Sílica e Magnésio e no perfil de Ressonância Magnética (porosidade total, efetiva, fluido livre e permeabilidade). Já no poço E nenhum ajuste de profundidade foi necessário. Além disso, foram verificadas as unidades e as escalas dos perfis comumente utilizadas na indústria de óleo e gás.

(III) Comparação entre a porosidade efetiva, a partir de perfis de poço, e porosidade petrofísica medida em plugs e amostras laterais

Nesta etapa, os valores de porosidade petrofísica medidos em laboratório foram comparados aos valores de porosidade efetiva provenientes do perfil NMR. No poço E há 103 medidas de porosidade petrofísica provenientes de *plugs* e 50 medidas em amostras laterais, enquanto que, no poço G, há 169 medidas de porosidade petrofísica em *plugs* e 74 medidas em amostras laterais. De maneira ideal, os valores de porosidade petrofísica provenientes de laboratório e porosidade efetiva do perfil NMR deveriam ser os mesmos, porém há fatores como a diferença de pressão e temperatura das rochas em profundidade e em superfície que podem afetar estas medidas de porosidade. Entretanto, estes valores de porosidade devem ser o mais próximo possível uns dos outros e o valor do erro relativo entre as amostras não pode ser grande. Esta etapa foi importante para que fosse possível realizar o ajuste de profundidade dos testemunhos, visto que estes dois poços não possuem dados de coregama. Além disso, é um bom parâmetro para corroborar a utilização da porosidade proveniente do NMR.

(IV) Ajuste da profundidade dos testemunhos

Como os três testemunhos dos poços E e G não possuem dados de coregama, foi necessário encontrar uma maneira alternativa para ajustar a profundidade dos mesmos. Para isso, foi preciso ajustar os valores de porosidade petrofísica, medidos em laboratório, provenientes dos *plugs* dos testemunhos, aos valores de porosidade efetiva provenientes do perfil NMR, de forma que as diferenças entre os valores destas porosidades fossem minimizadas. Portanto, como as porosidades petrofísicas provêm dos *plugs* do testemunho, quando o melhor valor para o deslocamento de profundidade para estas porosidades é encontrado, este é, também, o melhor valor de deslocamento para o testemunho. A Figura 41 mostra de maneira esquemática e bastante simplificada como seria o deslocamento de profundidade do testemunho baseado no ajuste das porosidades petrofísicas com a porosidade efetiva. Antes do deslocamento, as porosidades petrofísicas são bastante diferentes, em valor, das porosidades efetivas, após este deslocamento, as porosidades se ajustam melhor.

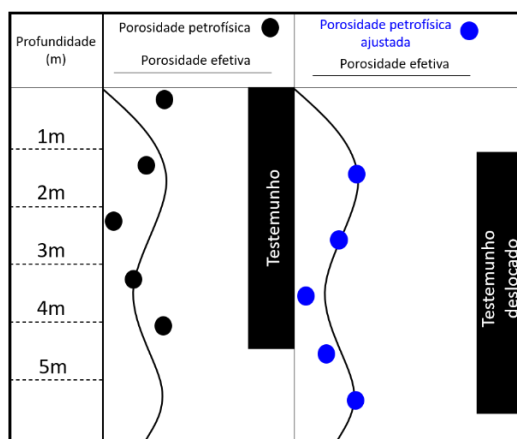


Figura 41: Deslocamento do testemunho baseado no ajuste das porosidades petrofísicas provenientes de medidas laboratoriais com a porosidade efetiva do perfil NMR mostrado de maneira simplificada e esquemática. *Track 1*: Ajuste das porosidades antes do deslocamento; *Track 2*: Ajuste das porosidades após o deslocamento.

Para corroborar esta análise, foi calculado o erro relativo entre os valores das amostras de porosidade petrofísica, provenientes de laboratório, e da porosidade efetiva do perfil NMR, além da confecção de *crossplots* para verificar o ajuste das amostras à uma reta, antes e após o deslocamento. O erro relativo é o quociente entre o erro absoluto e o valor (medido, calculado ou verdadeiro) da grandeza (FCTUC, 2004).

Cálculo do erro relativo:

$$\sum_{i=1}^X \frac{|\text{Porosidade petrofísica} - \text{Porosidade efetiva}|}{\text{Porosidade efetiva}}, \quad (7)$$

na qual X corresponde ao número de amostras.

O poço E possui apenas um testemunho que foi ajustado 2m para baixo. O intervalo do testemunho antes do ajuste era XX90.00/XX49.55 m, após o ajuste é XX92.00/XX51.55 m. Todos os dados de rocha provenientes do testemunho, como lâminas, também foram deslocados 2m para baixo. A Figura 42 mostra o ajuste entre a porosidade petrofísica proveniente de laboratório e a porosidade efetiva do NMR antes e depois do deslocamento da profundidade do testemunho. É possível perceber que os valores de porosidade petrofísica são mais próximos dos valores de porosidade efetiva do perfil NMR após o deslocamento.

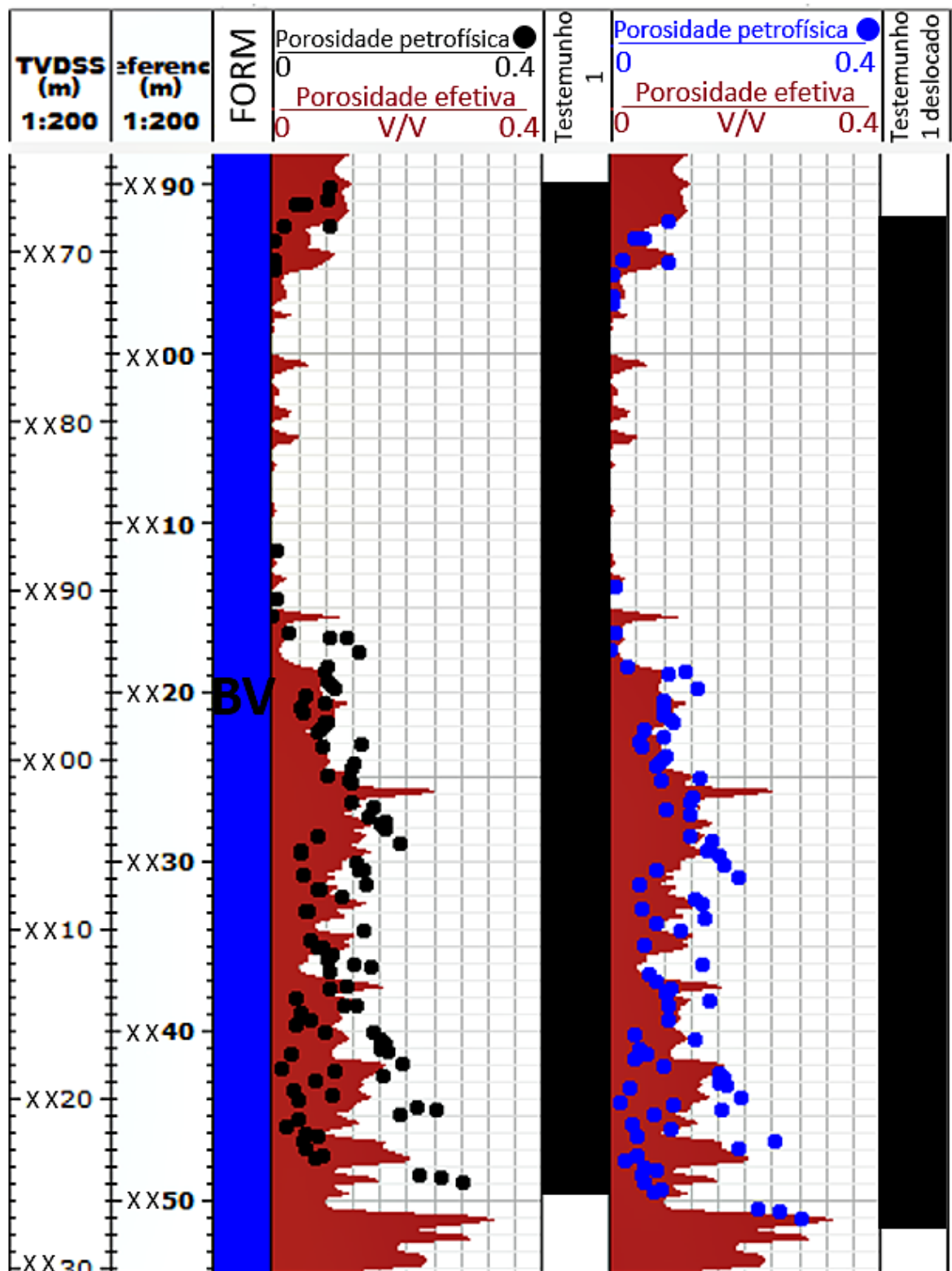


Figura 42: Porosidade efetiva do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes do ajuste de profundidade do testemunho 1 (primeiro *track*) e após o ajuste de profundidade do testemunho 1 (segundo *track*) do poço E.

O valor do erro relativo antes do deslocamento do testemunho era de 73% e após, é reduzido a 38%, corroborando o deslocamento. A Figura 43 mostra dois *crossplots* entre a porosidade petrofísica e a porosidade efetiva onde, antes do deslocamento, os pontos são bastante dispersos e após o ajuste de profundidade, os pontos se aproximam mais de uma reta $x=y$ (que ocorreria caso os valores de porosidade fossem iguais em todas as amostras).

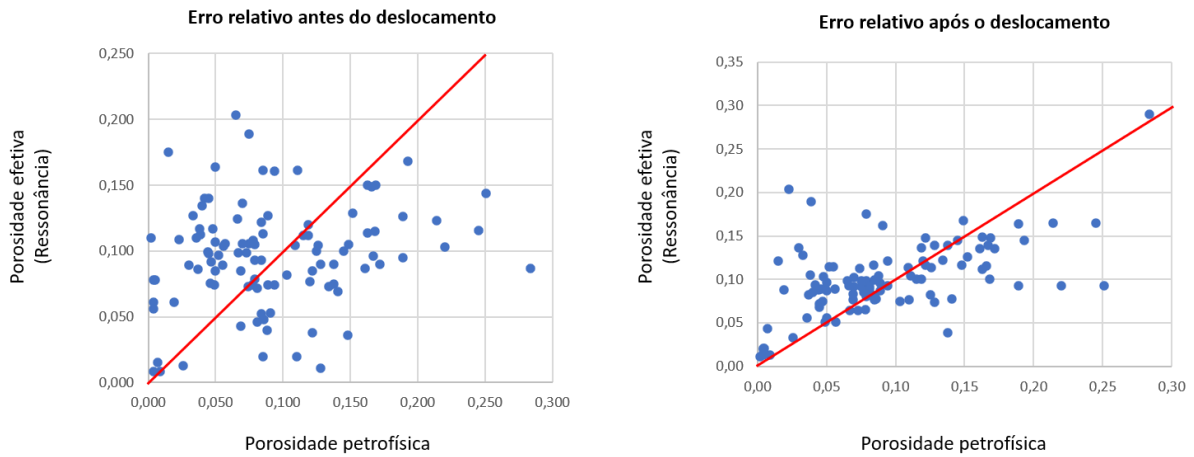


Figura 43: *Crossplots* entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil NMR antes e depois do ajuste das amostras de porosidade petrofísica referentes ao testemunho 1 do poço E.

A mesma metodologia foi aplicada ao poço G, que possui dois testemunhos. O denominado testemunho 1 está localizado na Fm. Barra Velha e foi deslocado 3.55m para baixo. Inicialmente, o intervalo de profundidade do testemunho era XX70.00/XX92.45m e, após o ajuste, passou a ser XX73.55/XX96m. Dados de rocha provenientes deste testemunho, como lâminas, também foram deslocados 3.55m para baixo. A Figura 44 mostra o ajuste entre as porosidades petrofísicas medidas em laboratório e da porosidade efetiva do perfil NMR antes e depois do deslocamento do testemunho. É possível perceber que o ajuste entre os valores de porosidade é melhor após o deslocamento do testemunho.

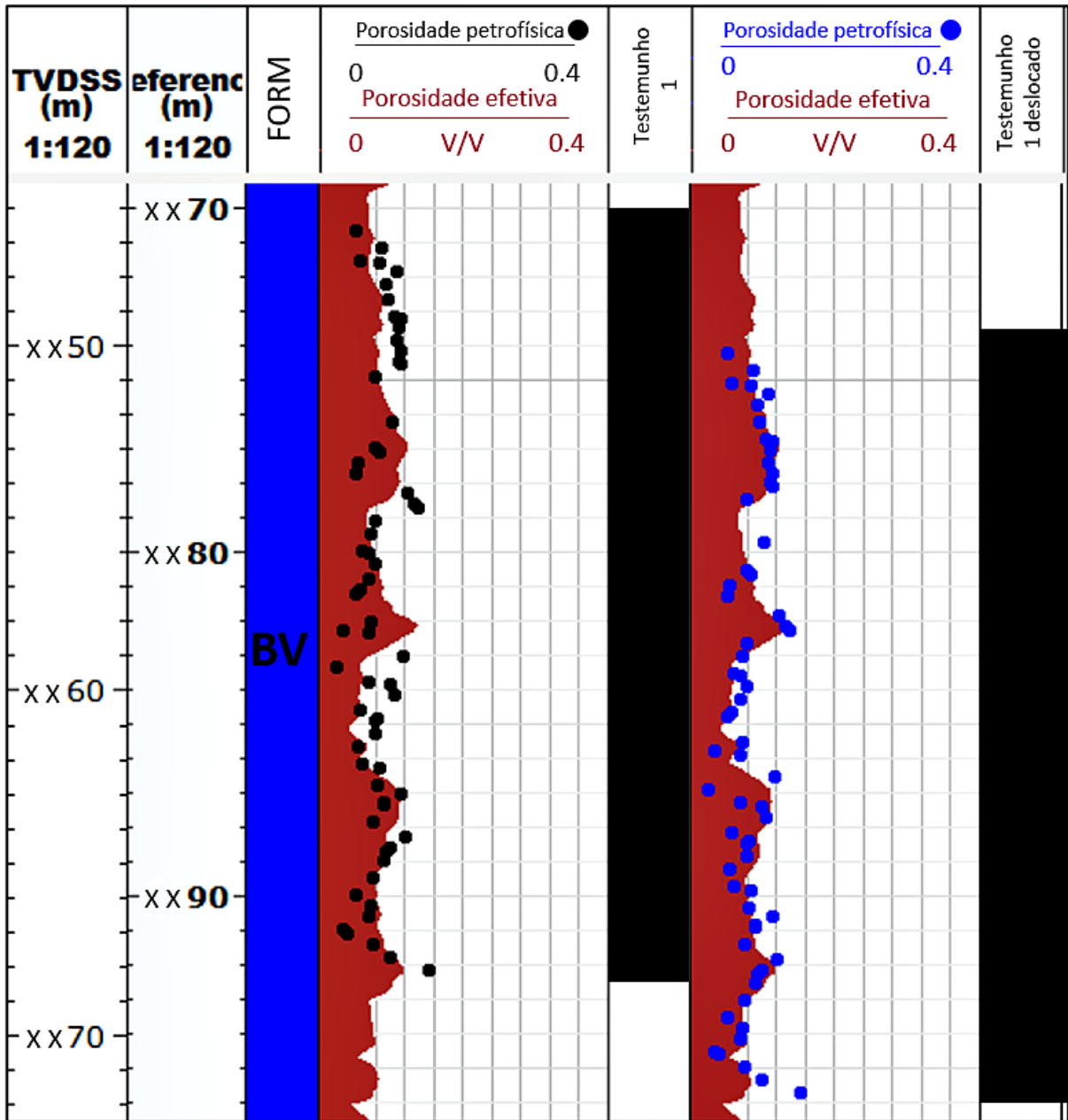


Figura 44: Porosidade efetiva proveniente do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes do ajuste de profundidade do testemunho 1 (primeiro *track*) e após o ajuste (segundo *track*) no poço G.

Para o testemunho 1 do poço G, o valor de erro relativo antes do descolamento era de 31% e após, foi reduzido a 18%, corroborando o mesmo. A Figura 45 mostra dois *crossplots* entre a porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais e a porosidade efetiva do NMR onde, depois do ajuste de profundidade, os pontos passam a se aproximar mais de uma reta ($x=y$).

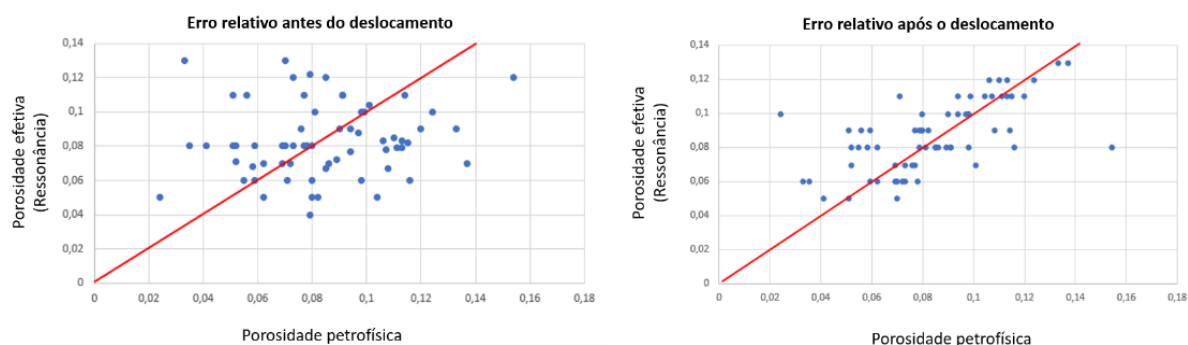


Figura 45: *Crossplots* entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil de NMR antes e depois do ajuste do testemunho 1, no poço G.

O mesmo procedimento foi aplicado ao testemunho 2 do poço G, que está localizado no limite entre as Fm. Itapema e Barra Velha e foi deslocado 3.5m para baixo. Inicialmente seu intervalo de profundidade era XX65.00/XX95.6m, passando a ser XX68.50/XX99.10m após o ajuste de profundidade. Dados de rocha provenientes deste testemunho, como lâminas petrográficas, também foram deslocados. A Figura 46 ilustra o ajuste entre as porosidades petrofísicas medidas em laboratório e a porosidade efetiva do perfil NMR antes e depois do deslocamento do testemunho. É possível verificar que o ajuste entre os valores das porosidades é melhor após este deslocamento.

No testemunho 2 do poço G, o valor do erro relativo era de 51% e foi reduzido para 24% com o ajuste de profundidade de 3.5m para baixo do testemunho. A Figura 47 mostra dois *crossplots* entre a porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais e a porosidade efetiva do perfil NMR. O primeiro *crossplot* foi efetuado antes do deslocamento do testemunho e o segundo após, no qual foi possível perceber que o ajuste dos pontos é mais próximo da reta ($x=y$), conforme esperado.

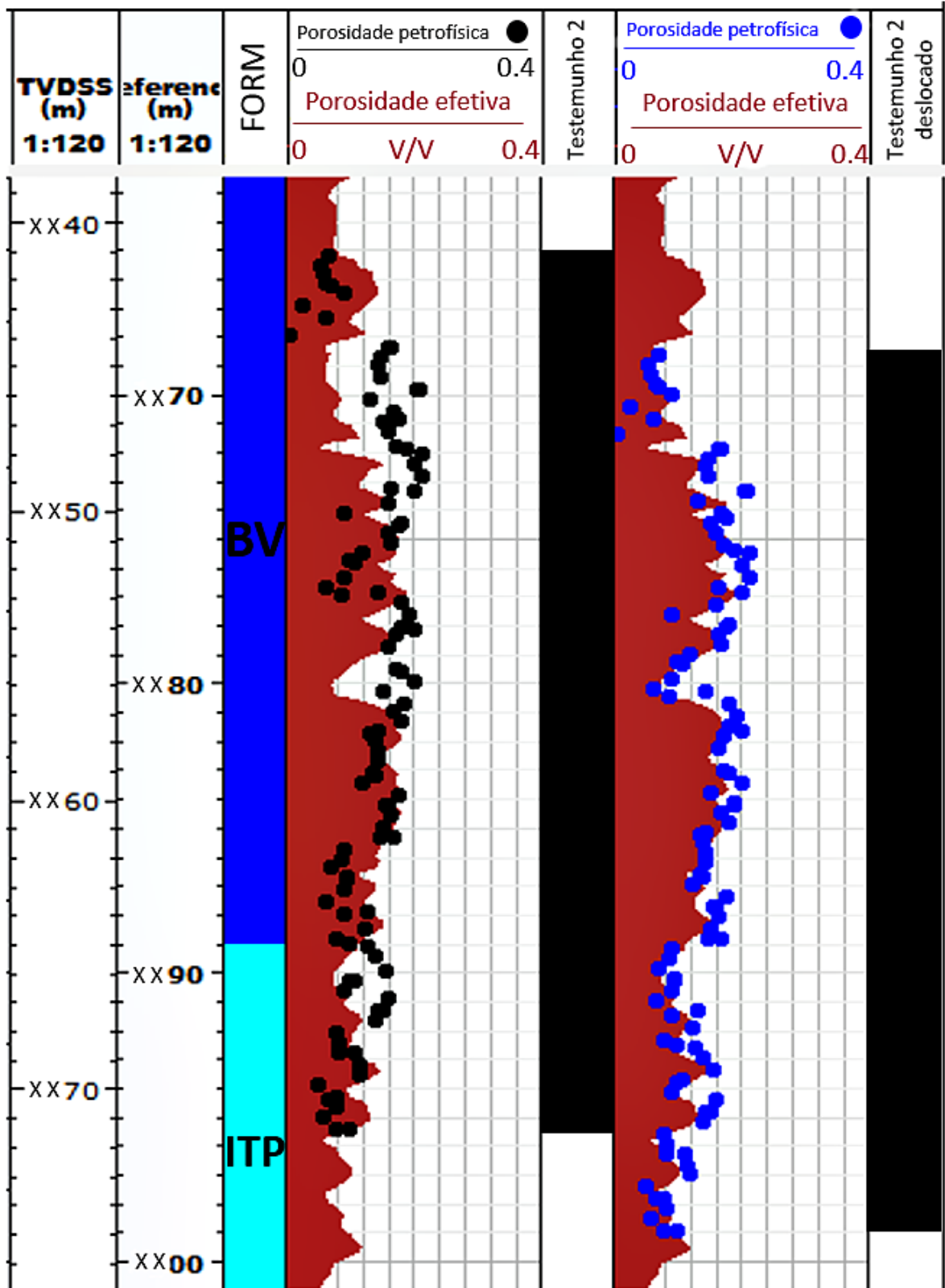


Figura 46: Porosidade efetiva proveniente do perfil NMR e porosidade petrofísica proveniente de medidas laboratoriais antes (primeiro track) e após o ajuste de profundidade do testemunho 2, no poço G.

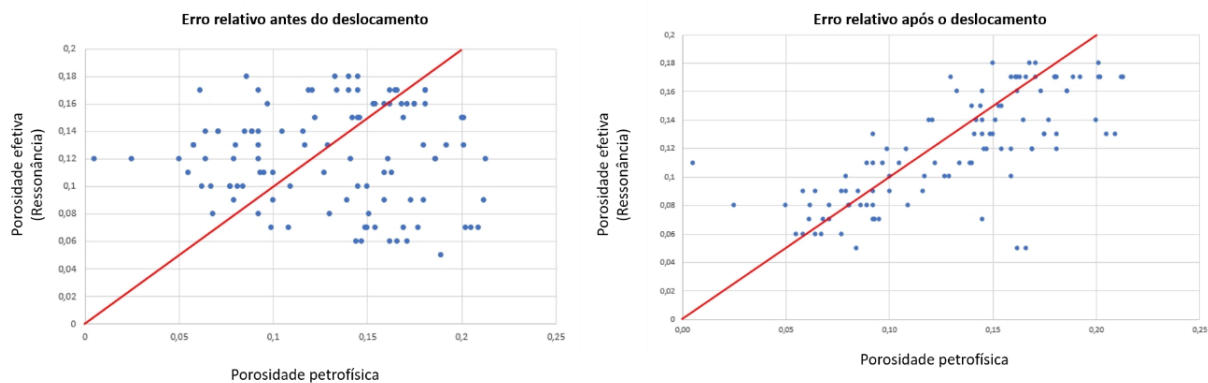


Figura 47: *Crossplots* entre a porosidade petrofísica medida em laboratório e a porosidade efetiva proveniente do perfil NMR antes e depois do ajuste do testemunho 2, no poço G.

(V) Carregamento dos dados de rocha

Esta etapa consiste em carregar informações relevantes dos dados de rocha, organizadas na primeira fase deste trabalho (etapa I) para que, posteriormente, fosse possível a calibração das eletrofácies através destes dados. Para o poço E, foram carregados dados como litologia, tipos de cimento e/ou presença de matriz, granulometria, seleção e origem da lâmina (*plug* ou amostra lateral) provenientes das descrições de lâminas petrográficas. Além de dados de litologia (quando a lâmina petrográfica é ausente), silicificação e presença de pirita, provenientes de descrições de amostras laterais e a fotografia do testemunho.

No poço G foram carregados litologias, tipos de cimento e/ou presença de matriz, granulometria, seleção, orientação das conchas (Fm. Itapema) e origem da lâmina (*plug* ou amostra lateral) provenientes das descrições de lâminas petrográficas. Litologia e granulometria provenientes da Análise Sequencial de Testemunho, dados de litologia (quando testemunhos e lâminas petrográficas são ausentes) e silicificação, retirados das descrições de amostras laterais e fotografia dos testemunhos.

(VI) Identificação e classificação das rochas ígneas

Esta etapa foi aplicada somente ao poço E, visto que o poço G não possui rochas ígneas. Segundo Penna (2019), rochas ígneas intrusivas e extrusivas (basaltos e diabásios) são comuns no Pré-sal brasileiro. Os basaltos são rochas extrusivas com textura microcristalina (grãos muito pequenos, só visíveis ao microscópio), vítrea (com vidro) ou porfírica (alguns grãos grandes em uma massa de grãos menores). Já os diabásios são os correspondentes hipabissais (rocha formada em baixa profundidade) dos basaltos, isto é, possui a mesma composição química e

mineralógica deles, mas a textura é um pouco mais grosseira porque o magma teve mais tempo para esfriar (Branco, 2015).

Geralmente, rochas ígneas não fraturadas, espessas e sem arrombamento no perfil caliper, apresentam baixos valores de perfil de raios gama e sônico, altos de densidade, cerca de 2.95 g/cm³, altos valores de fator fotoelétrico e baixos de permoporosidade (Rider & Kennedy, 2011 e Jerram *et al.*, 2019). Segundo Schiavon *et al.* (2007), os basaltos e diabásios costumam conter ferro, alumínio e por vezes, gadolínio, por isso os perfis Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) destes elementos também ajudaram a identificar as rochas ígneas.

Porém, muitas vezes, identificar rocha ígnea em perfis pode não ser trivial, pois, apesar do comportamento característico de algumas curvas, fatores como o grau de fraturamento, a espessura dos corpos ígneos e o arrombamento do perfil caliper pode afetar as leituras e tornar difícil a identificação. Neste estudo, foram utilizadas as descrições litológicas, o comportamento dos perfis de poço e duas técnicas propostas por Oliveira *et al.* (2019) para detectar rochas ígneas.

A primeira técnica indica a “igneabilidade” e ocorre quando há um cruzamento entre os perfis de densidade (RHOZ), na escala de 2 até 3 g/cm³, e fator fotoelétrico (PEFZ), na escala de 12 a 2, posicionando a curva PEFZ à esquerda da curva RHOZ. A segunda técnica utilizada, denominada característica do Fe-Al-Ca, também proposta por Oliveira *et al.* (2019), utiliza o perfil ECS de alumínio, na escala de 0 a 0.12 V/V, de ferro, na escala 0.12 a 0 V/V e o de cálcio, variando de 1 a 0 V/V, todos plotados no mesmo *track*. Quando a curva de ferro está à esquerda da de alumínio, a região é *hachurada* de vermelho e indica a presença de rocha ígnea. Enquanto isso, quando a curva de ferro estiver à direita da curva de cálcio, a região é *hachurada* de ciano e indica a presença de calcário. Por outro lado, não haver *hachura* indica níveis argilosos ou siliciclásticos no calcário. Vale ressaltar que o arrombamento do caliper pode afetar estes métodos.

Portanto, com a união dessas duas técnicas, e considerando o arrombamento do caliper (que em certas ocasiões ocorre nas rochas ígneas devido ao fraturamento natural), além de dados de descrição de rochas, foi possível identificar com maior acurácia os corpos ígneos. A Figura 48 mostra um exemplo de ambas as técnicas aplicadas à identificação de carbonatos e ígneas. Vale ressaltar que a anidrita e os carbonatos modificados por metamorfismo de contato aparecem na característica de igneabilidade.

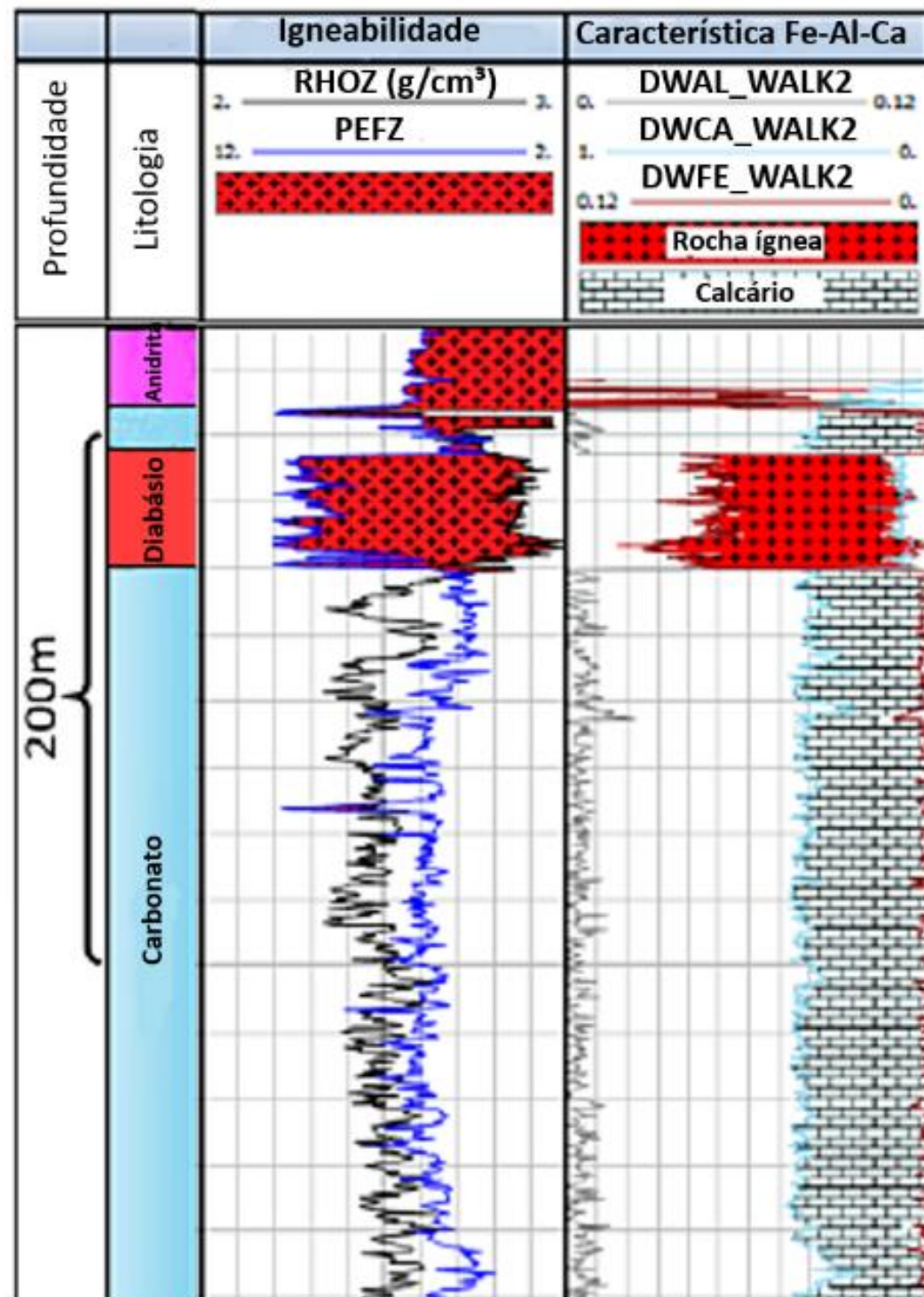


Figura 48: Característica de igneabilidade e Fe-Al-Ca aplicadas a um poço do Pré-sal. Na característica de igneabilidade (primeiro *track*) a anidrita, o carbonato que sofreu metamorfismo de contato e a ígnea em si foram *hachurados* de vermelho. Já na característica Fe-Al-Ca (segundo *track*) somente a ígnea foi *hachurada* de vermelho e os carbonatos de azul. Fonte: Oliveira *et al.* (2019).

Para realizar a classificação das rochas ígneas em intrusiva (diabásio) ou extrusiva (basalto), foram utilizadas as descrições de amostras laterais, uma técnica descrita no trabalho de Oliveira *et al.* (2019), e o fato de que, segundo Jerram *et al.* (2019), há uma maior probabilidade do perfil caliper estar “arrombado” em intervalos com rochas ígneas intrusivas, visto que estas costumam ser mais maciças e rígidas quando comparadas aos basaltos (extrusivo). No entanto, vale salientar que isto não é uma regra, sendo possível a ocorrência de intrusivas que não possuam “arrombamento” no perfil caliper. Portanto, unindo essas informações, foi possível classificar alguns corpos ígneos.

Segundo Oliveira *et al.* (2019), quando as técnicas de igneabilidade e característica do Fe-Al-Ca não concordam em sua posição de base e topo, há indícios de rocha intrusiva, neste caso, diabásio. Isto porque, a técnica de igneabilidade pode identificar o metamorfismo de contato que pode ocorrer acima e abaixo das ígneas intrusivas, enquanto que, na técnica de característica do Fe-Al-Ca, o metamorfismo de contato não costuma ser detectado. Esta característica pode ser observada na Figura 48.

(VII) Classificação qualitativa e quantitativa de eletrofácies

Para realizar a classificação de eletrofácies, efetuada em escala de poço, inicialmente foi feita uma análise qualitativa dos padrões dos perfis geofísicos de poço utilizados. Em primeiro lugar, foi necessário estabelecer quais perfis teriam maior impacto na permoporosidade, visto que, diferente dos siliciclásticos, onde geralmente a divisão de eletrofácies por litologia é possível, a separação de eletrofácies nos carbonatos comumente agrupa ou divide litologias, já que os carbonatos são rochas com composição química pouco variável, complexas texturalmente, heterogêneas e fortemente afetadas pela diagênese. Assim sendo, para esta classificação de eletrofácies, foi considerado o padrão dos perfis geofísicos de poço escolhidos e as fácies predominantes em cada região do poço, sendo fundamental a correlação rocha-perfil.

Os principais tipos de fácies encontrados em ambos os poços foram fácies *in situ* (principalmente esferulitos e *shrubs*), retrabalhadas (*grainstones*, *rudstones*, *floatstones*, *wackestones*, brechas e *packstones*), compostas por finos carbonáticos (laminitos e *mudstones*), com maior conteúdo de argila, com maior conteúdo de sílica, metamorfizada devido à proximidade com ígneas (metamorfismo de contato), ígneas e coquinas (principalmente na forma de *rudstones*, *floatstones* e *grainstones*). Vale mencionar que, como o objetivo deste trabalho não é discutir a origem microbial ou química das fácies correspondentes aos

estromatólitos, foi decidido a utilização da nomenclatura *shrubs*, que está associada essencialmente à forma destes elementos e é utilizada em artigos como Wright & Barnett (2015) e Gomes *et al* (2020).

Os perfis de poço utilizados para a elaboração das eletrofácies, em ambos os poços, foram Raios Gama (GR), Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) de sílica (Si) e cálcio (Ca), Densidade (RHOZ), Fator Fotoelétrico (PEFZ), Sônico (DTCO) e Ressonância Magnética (NMR) na forma de porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP_3MS), fluido livre (CMFF) e permeabilidade (KTIM/PERM), além dos perfis de Caliper (CAL) e *Bit Size* (BS) como controle de qualidade.

Foi possível perceber que, muitas vezes, há aumento no conteúdo de sílica, e conseqüente redução no conteúdo de cálcio, influenciando na redução da porosidade efetiva, permeabilidade e/ou fluido livre. O aumento da curva GR, devido à presença de argila e/ou matéria orgânica e a presença de sedimentos finos (*laminitos/mudstones*), também reduzem a permoporosidade. Portanto, foi importante reunir as curvas GR e ECS (Si e Ca) que, juntos, indicam regiões com maior silicificação e/ou cimento silicoso ou áreas com calcários mais “limpos”. O PEFZ também tem se mostrado um bom indicativo de intervalos com calcários mais “limpos”, visto que o valor PEFZ característico da calcita é 5.08 e do quartzo é 1.8, sugerindo que, onde há maior presença de sílica, os valores do PEFZ tendem a diminuir, assim como em regiões com maior presença de argila, já que o fator fotoelétrico típico de um folhelho é 3.5. A dolomita possui fator fotoelétrico de 3.14 e também pode fazer com que o perfil PEFZ apresente menores valores (Rider e Kennedy, 2011).

A escolha do NMR para determinar a porosidade se deu devido ao bom ajuste entre este e as porosidades petrofísicas medidas em laboratório em ambos os poços (Figura 49) e pelo fato de ser amplamente utilizado com sucesso em outros trabalhos relacionados a carbonatos (Schuab, 2015; Simões *et al.*, 2019; Castro, 2019). O valor do erro relativo entre as porosidades petrofísicas medidas em laboratório, a partir das amostras laterais, e a porosidade efetiva do perfil NMR foi de 33% para ambos os poços, sendo um valor de ajuste razoável.

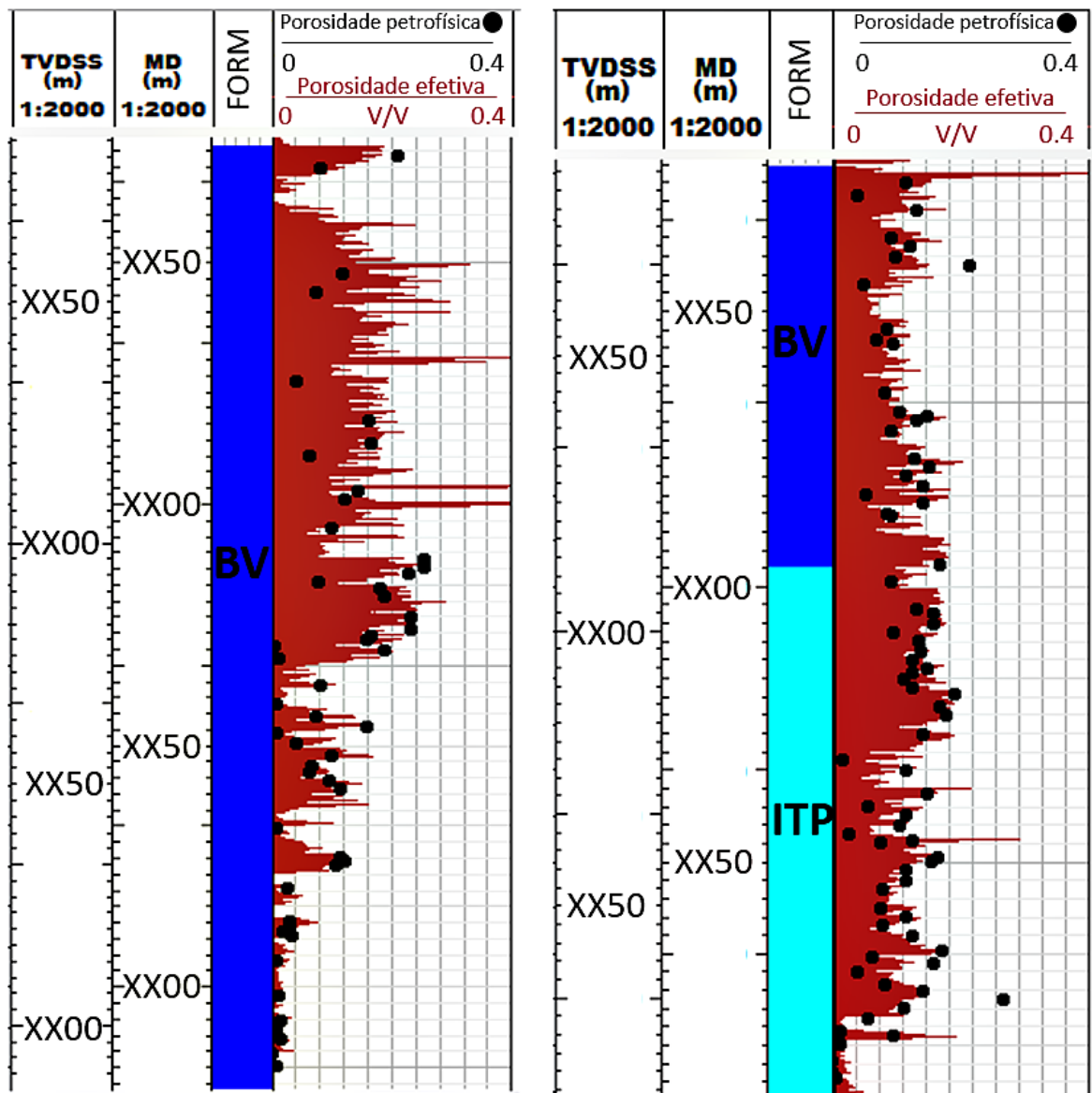


Figura 49: Ajuste entre as porosidades petrofísicas medidas em laboratório a partir de amostras laterais e porosidade efetiva proveniente do perfil NMR no poço E (à esquerda) e G (à direita).

Vale ressaltar que, no poço E, existem intervalos onde o perfil caliper se encontra “arrombado”. Quando este “arrombamento” ocorre nas rochas carbonáticas, optou-se por não classificar eletrofácies nesta região devido à baixa confiabilidade das respostas dos perfis de poço. A presença de “arrombamento” é prejudicial a todos os perfis, mas usualmente afeta de maneira mais rigorosa os perfis que correm junto à parede do poço, tais como o perfil de densidade e NMR. Portanto, em regiões onde foi possível a identificação de rochas ígneas através da metodologia descrita na etapa VI e o “arrombamento” do caliper ou qualquer outro fator afetou a leitura do perfil NMR, optou-se pelo cálculo da porosidade efetiva através do perfil sônico, que corre centralizado.

Já a permeabilidade destas regiões foi proveniente da porosidade calculada a partir do perfil sônico. Vale ressaltar que esta porosidade e permeabilidade calculadas não possui grande precisão, mas se trata de uma aproximação das mesmas, visto que, o arrombamento afeta todos os perfis, mas em graus diferentes. A equação de Wyllie foi utilizada para o cálculo da porosidade efetiva, a partir do perfil sônico:

$$\begin{aligned}\varphi_t &= \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \\ \varphi_{tsh} &= \frac{\Delta_{tsh} - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \\ \varphi_E &= \varphi_t - V_{sh} \varphi_{tsh},\end{aligned}\tag{8}$$

na qual Δ_t é o valor lido no perfil sônico, Δ_{tma} é o valor da vagarosidade na matriz, Δ_{tf} é o valor da vagarosidade no fluido de perfuração, φ_{tsh} é o valor estimado para a vagarosidade em folhelhos e V_{sh} é o volume de argila calculado pelo método Larionov (1969) para rochas antigas (Equação 3). No presente trabalho, os seguintes parâmetros foram utilizados $\Delta_{tma} = 50$, já que a matriz é ígnea, $\Delta_{tf} = 189$ (verificado nos dados do poço) e $\Delta_{tsh} = 55$. Estes valores são baseados também em Rider e Kennedy (2011).

Já a equação de Coates (Krettelys, 2015) foi usada para calcular a permeabilidade nestas regiões com rochas ígneas onde o NMR estava afetado pelo arrombamento ou por qualquer outro fator:

$$K = \frac{4.90 \varphi^4 (1 - Swirr)^2}{Swirr^4},\tag{9}$$

na qual φ é a porosidade total e $Swirr$ é a saturação de água irreduzível, dependente das porosidades total e efetiva, calculadas conforme expresso na equação (8).

Em ambos os poços, as eletrofácies foram originalmente classificadas nos intervalos que contém testemunhos, pois este é o intervalo do poço com maior disponibilidade de dados de rocha. E quanto maior a quantidade destes dados, maior a confiabilidade das características de determinada eletrofácies. Posteriormente, estas eletrofácies caracterizadas na região dos

testemunhos foram extrapoladas para todo o poço, respeitando as principais características dos perfis geofísicos de poço e das fácies. Eventualmente, foi necessário a classificação de novas eletrofácies que não existem na região do testemunho. A classificação de eletrofácies foi realizada, inicialmente, na Fm. Barra Velha do poço E. Posteriormente, estas mesmas eletrofácies foram utilizadas na Fm. Barra Velha do poço G, conforme possível, respeitando suas características intrínsecas, tais como o comportamento dos perfis e a composição faciológica. Já para a Fm. Itapema no poço G, foi necessária uma nova classificação de eletrofácies, visto que, o poço E não atingiu as coquinas da Fm. Itapema. Vale ressaltar que, as eletrofácies classificadas na Fm. Barra Velha foram descritas antes daquelas pertencentes à Fm. Itapema, o que seria o correto considerando o sentido deposicional, porque o poço E, que foi o poço onde começamos a realizar a classificação das eletrofácies, não penetrou a Fm. Itapema.

Em relação à análise quantitativa das eletrofácies, foram calculados, no *software Excel*, os valores máximo e mínimo, a média e a moda de cada uma das curvas, em suas respectivas eletrofácies, com o objetivo de corroborar quantitativamente a classificação qualitativa de eletrofácies e propiciar a geração de redes neurais supervisionadas ou não supervisionadas em futuros estudos. Vale ressaltar que, como no limite entre as eletrofácies há valores transicionais, e dentro delas pode haver alguns pontos com valores anômalos, o menor e o maior valor relativo de uma curva em determinada eletrofácies, pode abranger um grande intervalo de valores, tornando fundamental a determinação dos valores de média e moda.

(VIII) Efeitos diagenéticos da sílica e da dolomita

Segundo diversos autores (Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Wright & Barnett, 2020; Gomes *et al.*, 2020) a presença de argila magnesiana é comum na Fm. Barra Velha. No entanto, na área de estudo, este tipo de matriz não tem sido observado através dos dados de rocha. Portanto, o perfil ECS de Magnésio (Mg) reflete principalmente a presença de dolomita.

O aumento no conteúdo de sílica e redução na quantidade de cálcio, na maioria das vezes, tem impactado diretamente na redução da permoporosidade, como mencionado anteriormente. No entanto, não foi observada uma relação direta entre variações no perfil ECS de Mg e a permoporosidade. Por isso, o perfil de magnésio não foi utilizado para a confecção das eletrofácies. Porém, a curva ECS (Mg), combinada aos dados de rocha, foi analisada em ambos os poços, de uma maneira geral, para determinar os possíveis efeitos da presença de dolomita.

(IX) Ambiente deposicional

De acordo com Pietzsch *et al.* (2018), a Fm. Itapema foi depositada em um ambiente de lagos mais profundos, menores, com maior influência do sistema de drenagem e águas menos alcalinas quando comparado aos lagos onde a Fm. Barra Velha foi depositada. Na Fm. Itapema, uma correlação direta entre as eletrofácies e os ambientes deposicionais não foi possível, pois o principal fator responsável por diferenciar as eletrofácies, neste caso, foi o conteúdo de sílica, que geralmente corresponde a um fator diagenético pós deposicional. Além disso, as fácies da Fm. Itapema do poço G são bastante homogêneas, correspondendo, na maioria das vezes, a *rudstones*, *floatstones* e *grainstones* formados por bioclastos de moluscos bivalves. Para compreender os ambientes deposicionais desta formação, foram utilizados principalmente os trabalhos de Oliveira *et al.* (2019) e Chinellato *et al.* (2020).

Inicialmente, o trabalho de Oliveira *et al.* (2019) foi usado como um análogo para o entendimento sobre as características paleodeposicionais do poço G. Os autores analisaram a Fm. Itapema em dois poços, no qual um deles está localizado em um alto estrutural mais próximo ao continente e possui uma sedimentação bastante híbrida, composta por carbonatos, arenitos estevensíticos e sedimentos continentais (poço 1). Já o outro poço (poço 2) é composto, principalmente, por sedimentos carbonáticos intrabacinais, associados a um alto estrutural mais afastado do continente, sendo essas condições análogas ao poço G, utilizado no presente estudo. Com esta comparação, foi possível concluir que este poço está localizado justamente em um alto estrutural com pouca chegada de sedimentos continentais e, por isso, é composto essencialmente por bioclastos.

Já o trabalho de Chinellato *et al.* (2020) foi utilizado para que fosse possível analisar as variações ambientais da Fm. Itapema do poço G, de maneira simplificada. Como esta formação é composta essencialmente por bioclastos, ela foi dividida em intervalos de acordo com o grau de seleção e a orientação das conchas, que são características tafonômicas. Isto porque Chinellato *et al.* (2020) concluem que conchas com orientação preferencial são associadas principalmente a condições climáticas de tempo estável, enquanto que, conchas sem orientação preferencial são associadas essencialmente a condições de tempestade, desorganizando as conchas no substrato. Além disso, as fácies bem selecionadas estariam relacionadas, principalmente, à zona de rebentação das ondas, que seria a zona de maior energia, onde a força das ondas e correntes são suficientes para remover os grãos finos. Por outro lado, fácies mal selecionadas estariam em um ambiente de menor energia, onde a força das correntes e ondas

não foram suficientes para remover os grãos finos. Baseado nessas informações, a Fm. Itapema, no poço G, foi dividida em seis intervalos, de acordo com a orientação preferencial das conchas e pelo grau de seleção predominantes, sendo cada intervalo associado às mudanças no nível do lago e nas condições climáticas.

Na Fm. Barra Velha, em ambos os poços, foi possível inferir características sobre os ambientes deposicionais, com base nas eletrofácies identificadas. Esta caracterização foi feita com base, principalmente, em trabalhos como o de Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015), Wright (2020) e Gomes *et al.* (2020), que associam diferentes tipos de fácies à determinados ambientes deposicionais. A Fm. Barra Velha está ligada a existência de lagos amplos, rasos e alcalinos, como proposto por Pietzsch *et al.* (2018) e Wright & Barnett (2020). Assim, sempre que for mencionado um ambiente profundo relacionado a esta formação, entender que esta maior profundidade é apenas relativa a um ambiente menos raso, quando comparado ao ambiente onde outras fácies foram formadas.

Wright & Barnett (2015) associam uma sedimentação mais fina (*mudstones* e laminitos) aos momentos de lago menos raso e com redução de salinidade e pH. Enquanto que, esferulitos com matriz estevensítica e *shrubs* seriam gerados em lagos mais rasos, onde a evaporação é maior que a precipitação e, portanto, a salinidade e a alcalinidade são altas. Muniz & Bosence (2015) vinculam a formação de *shrubs* e *grainstones* a um ambiente subaquoso intermediário à raso e laminitos e sedimentos mais argilosos, principalmente, à ambientes mais profundos, podendo ocorrer também em ambiente bastante raso, geralmente protegidos. Wright (2020) reafirma a interpretação de Wright & Barnett (2015) e acrescenta que os retrabalhados são desenvolvidos comumente próximos à linha de costa, em ambiente um pouco mais raso que aqueles onde predominam argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*.

Por fim, Gomes *et al.* (2020) correlacionam a deposição de sedimentos finos a fases de clima úmido, onde a taxa de precipitação excede a taxa de evaporação e, com isso, há o aumento no nível do lago, o *input* continental é maior e a concentração de sais e pH são menores. Já em momentos onde o clima é árido, a taxa de evaporação é maior que a taxa de precipitação e, conseqüentemente, o lago se torna mais raso e restrito, o *input* continental é menor e a concentração de sais e o pH são altos. Neste caso haveria a deposição de argilas magnesianas com esferulitos e *shrubs*.

Portanto, conhecendo a composição das fácies, através dos dados de rocha e o comportamento do perfil de GR em cada eletrofácies da Fm. Barra Velha, foi possível

identificar os ambientes deposicionais relacionados à estas eletrofácies. Vale ressaltar que as rochas ígneas (eletrofácies BV-4) não fazem parte do modelo, visto que foram classificadas como intrusiva, na maioria das vezes. Somente em dois corpos ígneos ocorre intercalação nas descrições de rocha entre diabásio e basalto, porém não há elementos suficientes para classificá-los como extrusivos. No entanto, vale salientar que, se houvesse a classificação de corpos ígneos como extrusivos, estes deveriam fazer parte do modelo de evolução do ambiente simplificado da Fm. Barra Velha do poço E.

5. RESULTADOS

5.1 Classificação de eletrofácies no poço E

A classificação de eletrofácies começou a ser realizada no testemunho 1 do poço E, que está localizado na parte superior da Fm. Barra Velha. O poço E só possui a Fm. Barra Velha e contém bastante rocha ígnea. Vale ressaltar que, nesta etapa, todos os ajustes de profundidade referente aos dados de rocha provenientes dos testemunhos já foram realizados. Inicialmente, foram descritas de forma qualitativa e quantitativa cada uma das eletrofácies do poço E e, posteriormente, do poço G.

Inicialmente, a eletrofácies BV-1 foi classificada. Esta eletrofácies foi subdividida em eletrofácies BV-1A (azul) e BV-1B (ciano), pois possuem características semelhantes em relação aos perfis e às descrições de rochas, porém com suas características permoporosas diferentes. A BV-1A apresenta maior permoporosidade quando comparada à BV-1B, sendo caracterizada por valores relativamente baixos de GR e Si, altos de Ca e de PEFZ, altos de porosidade total e efetiva, fluido livre e permeabilidade, com valores mais altos de vagarosidade e menores de densidade. Já a eletrofácies BV-1B, possui perfis com características semelhantes, exceto os perfis de porosidade total, efetiva, fluido livre e permeabilidade, que possuem valores menores quando comparados aos valores da eletrofácies BV-1A. Os valores de vagarosidade são menores e de densidade são maiores (Figura 58).

Conforme pode ser observado na Figura 58, a BV-1A é coberta por apenas uma amostra descrita como *floatstone* com cimento quartzoso e calcítico, granulometria grossa e bom grau de seleção. Já a BV-1B é coberta por mais amostras, descritas essencialmente como *grainstones*, *floatstones* e *rudstones*, contendo poucas amostras descritas como esferulititos e *shrubs*, com cimento principalmente quartzoso e calcítico, granulometria variando de normal a grossa e grau de seleção variado. Cabe ressaltar a falta de clareza observada nas descrições de amostras fornecidas pelo BDEP/ANP, referente ao significado de uma granulometria “normal”, sendo aqui interpretada como uma granulometria média. Vale ressaltar que os *grainstones*, *floatstones* e *rudstones* são provenientes do retrabalhamento de *shrubs* e esferulititos (fácies consideradas *in situ*), contendo também intraclastos. A Figura 50 apresenta duas lâminas petrográficas e uma figura detalhada do testemunho 1, mostrando fácies retrabalhadas características da eletrofácies BV-1. A Figura 50-A mostra um *grainstone* com cimento

dolomítico e quartzoso, enquanto a Figura 50-B é um *floatstone* com cimento quartzoso e a Figura 50-C é caracterizada por um *grainstone*.

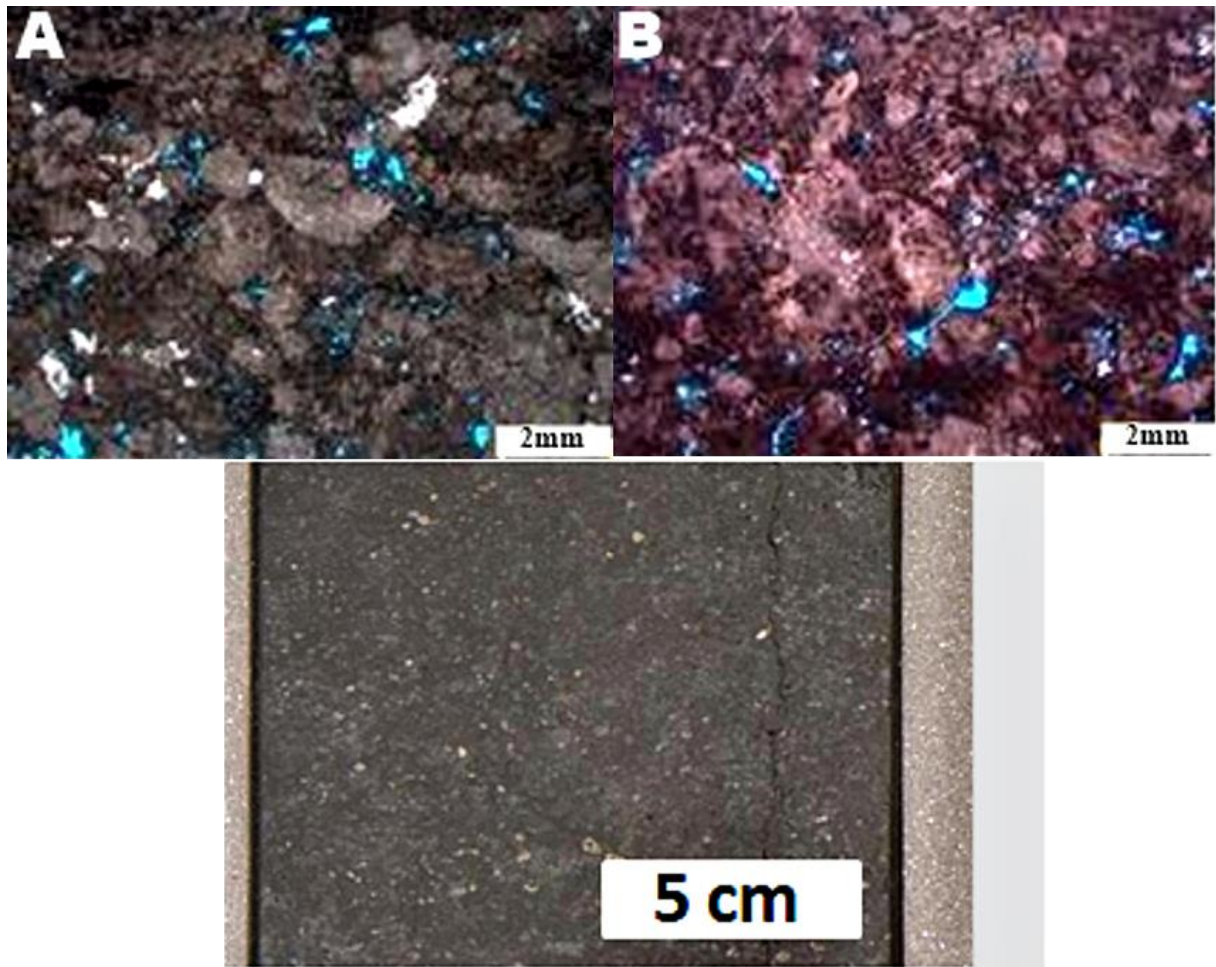


Figura 50: Duas lâminas petrográficas (A e B) e uma figura detalhada de testemunho (C) relativos à eletrofácies BV-1. A) *Grainstone* com cimento dolomítico e quartzoso (PP); B) *Floatstone* com cimento quartzoso (PP) e (C) *Grainstone*.

Em relação a análise quantitativa, a Tabela 4 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies BV-1A e BV-1B. Alguns pontos importantes a se notar é que os valores de média e moda do GR são baixos na BV-1A e BV-1B, de conteúdo de cálcio são altos e de sílica são baixos em ambas, de densidade (RHOZ) da BV-1B são maiores quando comparados a BV-1A, de vagarosidade (DT) da BV-1B são menores do que da BV-1A e de porosidade efetiva (CMRP_3MS) e permeabilidade (PERM) da BV-1B, são menores quando comparados às da BV-1A, conforme observado na análise dos padrões dos perfis de poço. Portanto, estes valores corroboram a análise qualitativa realizada. É importante mencionar que os valores de moda da permeabilidade podem não ser, algumas

vezes, muito efetivos, isto porque a permeabilidade apresenta uma grande variabilidade nos valores, o que torna difícil um único número que se repita de maneira exata várias vezes.

Tabela 4: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondente às eletrofácies BV-1A e BV-1B.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	53	11	18	13	31	10	17	14
CÁLCIO	0,37	0,27	0,32	0,31	0,36	0,23	0,32	0,32
SÍLICA	0,11	0,01	0,05	0,02	0,15	0,01	0,05	0,04
RHOZ	2,56	2,36	2,43	2,43	2,73	2,36	2,51	2,5
PEFZ	6,1	4,5	5,4	5,5	7,4	4,5	5,5	5
DT	73	64	69	71	66	51	61	60
CMFF	0,18	0,11	0,14	0,16	0,15	0,02	0,07	0,07
CMRP_3MS	0,19	0,13	0,16	0,17	0,16	0,03	0,09	0,11
TCMR	0,20	0,13	0,17	0,18	0,17	0,04	0,10	0,08
PERM	769	29	315	276	473	0,01	21	2

A eletrofácies BV-2 (verde) quando comparada à BV-1A e BV-1B, possui como características picos no perfil de GR, aumento de sílica, redução de cálcio, pequena redução no perfil PEFZ, menores valores de porosidade, permeabilidade e vagarosidade e maiores valores de densidade. A BV-2 é coberta por apenas uma descrição de lâmina petrográfica e trata-se de um esferulitito (fácies considerada *in situ*), com cimento de quartzo e calcita como é possível observar na Figura 58. Esta eletrofácies corresponde exclusivamente aos picos de GR pertencentes ao Marco Lula. Segundo Wright & Barnett (2017), Neves *et al.* (2019) e Wright (2020) o Marco Lula é um pacote com cerca de 20.8 a 28.5m, caracterizado por uma série de ciclos de raseamento e afogamento em direção ao topo que apresenta nove picos de GR e ocorre em diversos poços da Bacia de Santos. A Figura 51 mostra uma lâmina petrográfica da eletrofácies BV-2, caracterizada por um esferulitito com cimento de quartzo e calcita.

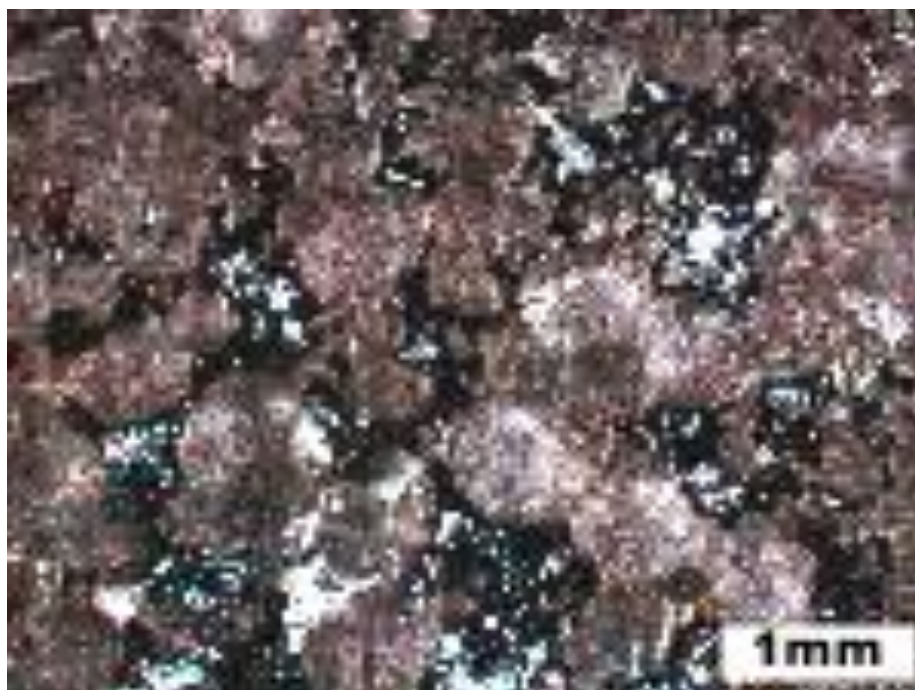


Figura 51: Lâmina petrográfica da eletrofácies BV-2 caracterizada por esferulítico com cimento quartzoso e calcítico (PP).

Analisando quantitativamente, a Tabela 5 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies BV-2, BV-1A e BV-1B para uma possível comparação. Importante destacar que a eletrofácies BV-2 possui maiores valores de média e moda do perfil GR e de sílica, e menores de cálcio quando comparados com a BV-1A e BV-1B. A densidade (RHOZ) é maior e a porosidade efetiva (CMRP_3MS), a permeabilidade (PERM) e a vagarosidade (DT) são menores em média e moda quando comparadas a BV-1A e BV-1B, o que está em conformidade com o que foi analisado qualitativamente, já que esta eletrofácies é caracterizada por picos de raios gama que reduzem a permoporosidade (Marco Lula).

Tabela 5: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1 (BV-1A e BV-1B) e BV-2 do poço E.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-2			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	53	11	18	13	31	10	17	14	57	15	36	49
CÁLCIO	0,37	0,27	0,32	0,31	0,36	0,23	0,32	0,32	0,31	0,23	0,27	0,27
SÍLICA	0,11	0,01	0,05	0,02	0,15	0,01	0,05	0,04	0,13	0,04	0,09	0,08
RHOZ	2,56	2,36	2,43	2,43	2,73	2,36	2,51	2,5	2,74	2,49	2,60	2,64
PEFZ	6,1	4,5	5,4	5,5	7,4	4,5	5,5	5	5,9	4,1	5,0	5,1
DT	73	64	69	71	66	51	61	60	66	51	59	58
CMFF	0,18	0,11	0,14	0,16	0,15	0,02	0,07	0,07	0,11	0,01	0,05	0,07
CMRP_3MS	0,19	0,13	0,16	0,17	0,16	0,03	0,09	0,11	0,13	0,04	0,08	0,06
TCMR	0,20	0,13	0,17	0,18	0,17	0,04	0,10	0,08	0,13	0,05	0,09	0,06
PERM	769	29	315	276	473	0,01	21	2	5	0,04	1	0,3

A eletrofácies BV-3 (rosa) possui, relativamente, baixos valores de GR e sílica, altos de cálcio e PEFZ. Porém, suas principais características estão ligadas à uma diminuição abrupta de permoporosidade, aumento da densidade e diminuição de vagarosidade quando comparada às eletrofácies BV-1A, BV-1B e até mesmo BV-2. Esta eletrofácies é caracterizada por duas amostras de *grainstone*, duas de *rudstone*, uma de laminito e uma de esferulitito com cimento quartzoso, calcítico e alguma matriz argilosa. A granulometria varia de fina a grossa e o grau de seleção de normal a bom (Figura 58). Por estar presente imediatamente acima e/ou abaixo de rochas ígneas, apresentar permoporosidade bastante baixa e altas densidades, é classificada como eletrofácies formada por metamorfismo de contato. A Figura 52 mostra duas lâminas petrográficas referentes a BV-3 com baixíssima porosidade, como esperado para esta eletrofácies. A 52-A é um esferulitito com dolomita e matriz argilosa/orgânica/lamosa e a 52-B é um *rudstone* com cimento calcítico e quartzoso.

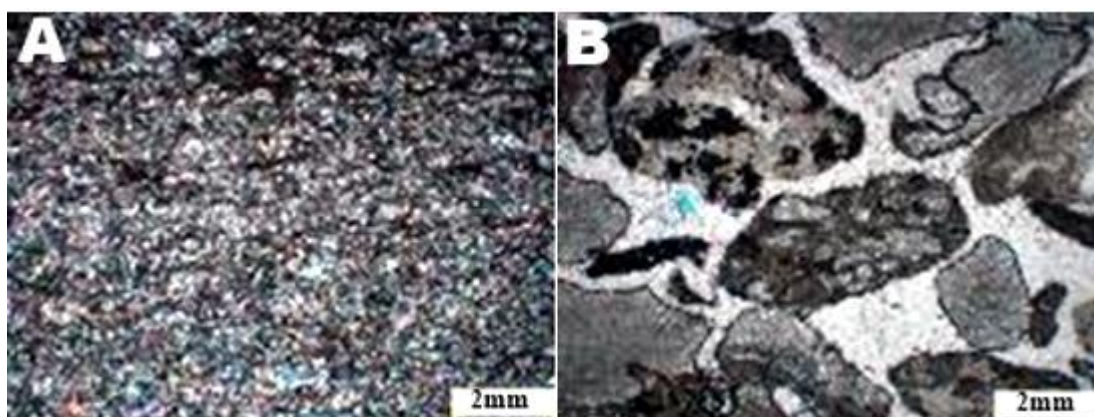


Figura 52: Lâminas petrográficas referentes à eletrofácies BV-3. A) Esferulitito com dolomita e matriz argilosa/orgânica/lamosa (PX). B) *Rudstone* com cimento calcítico e quartzoso (PP).

Vale mencionar que, a análise quantitativa da BV-3 revela valores altos de média e moda para a densidade (RHOZ) e baixos para a vagarosidade (DT) e permoporosidade, quando comparado às eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-2 (Tabela 6), corroborando a análise qualitativa.

Tabela 6: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1 (BV-1A e BV-1B), BV-2 e BV-3 do poço E.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-2				ELT BV-3			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	53	11	18	13	31	10	17	14	57	15	36	49	63	10	24	17
CÁLCIO	0,37	0,27	0,32	0,31	0,36	0,23	0,32	0,32	0,31	0,23	0,27	0,27	0,36	0,06	0,28	0,34
SÍLICA	0,11	0,01	0,05	0,02	0,15	0,01	0,05	0,04	0,13	0,04	0,09	0,08	0,22	0,01	0,07	0,03
RHOZ	2,56	2,36	2,43	2,43	2,73	2,36	2,51	2,5	2,74	2,49	2,60	2,64	3,03	2,51	2,77	2,73
PEFZ	6,1	4,5	5,4	5,5	7,4	4,5	5,5	5	5,9	4,1	5,0	5,1	9,6	4,4	6,8	5,3
DT	73	64	69	71	66	51	61	60	66	51	59	58	65	44	50	50
CMFF	0,18	0,11	0,14	0,16	0,15	0,02	0,07	0,07	0,11	0,01	0,05	0,07	0,02	0,00	0,01	0,01
CMRP_3MS	0,19	0,13	0,16	0,17	0,16	0,03	0,09	0,11	0,13	0,04	0,08	0,06	0,07	0,01	0,02	0,02
TCMR	0,20	0,13	0,17	0,18	0,17	0,04	0,10	0,08	0,13	0,05	0,09	0,06	0,07	0,01	0,02	0,02
PERM	769	29	315	276	473	0,01	21	2	5	0,04	1	0,3	0,01	0	0	0

A eletrofácies BV-4 (vermelha) corresponde às rochas ígneas, identificadas segundo a etapa VI da metodologia. Nesta eletrofácies, os valores de GR variam bastante, de sílica são altos, de cálcio são baixos, RHOZ e PEFZ geralmente altos, vagarosidade e permoporosidade baixas. Além disso, o conteúdo de ferro, alumínio e gadolínio geralmente aumentam nestas ígneas. No entanto, a confiabilidade do comportamento destes perfis não é grande, pois o “arrombamento” do perfil caliper tem sido recorrente nestas ígneas e acabam afetando a leitura de todos os perfis.

A Figura 53 mostra um corpo ígneo na região superior da Fm. Barra Velha. Apesar do grande “arrombamento” do caliper e da ausência de descrição de rocha nesta região, as técnicas de Oliveira *et al.* (2019) foram bem sucedidas e, unidas ao comportamento dos perfis, possibilitaram a identificação do corpo ígneo e sua classificação. Tal ígnea foi classificada como diabásio, visto que a profundidade do topo e base das técnicas de igneabilidade e característica Fe-Al-Ca não concordam e há “arrombamento” no perfil caliper, o que corrobora o fato do corpo ser intrusivo.

Na parte inferior do poço E, onde ocorre uma grande quantidade de rochas ígneas, há descrições de amostra lateral que, junto às técnicas de igneabilidade, de característica Fe-Al-Ca e do comportamento dos perfis, possibilitou a identificação das ígneas nesta região. Vale ressaltar que nem sempre os perfis se comportavam de maneira clara a ponto de possibilitar uma classificação trivial, e algumas vezes as técnicas de igneabilidade e característica Fe-Al-Ca não funcionaram efetivamente. Por isso, foi imprescindível a união destes fatores (descrição

de rocha, comportamento dos perfis e aplicação das técnicas de igneabilidade e característica Fe-Al-Ca) para uma melhor interpretação das rochas ígneas. Os valores máximo, mínimo, de média e de moda não foram aqui dispostos devido ao fato de não serem confiáveis, visto que muitas vezes o perfil caliper estava “arrombado” em regiões com rochas ígneas. Na Figura 54 é possível observar o comportamento dos perfis, descrições de rocha e técnicas de igneabilidade e característica Fe-Al-Ca aplicadas para identificar as ígneas da base do poço E.

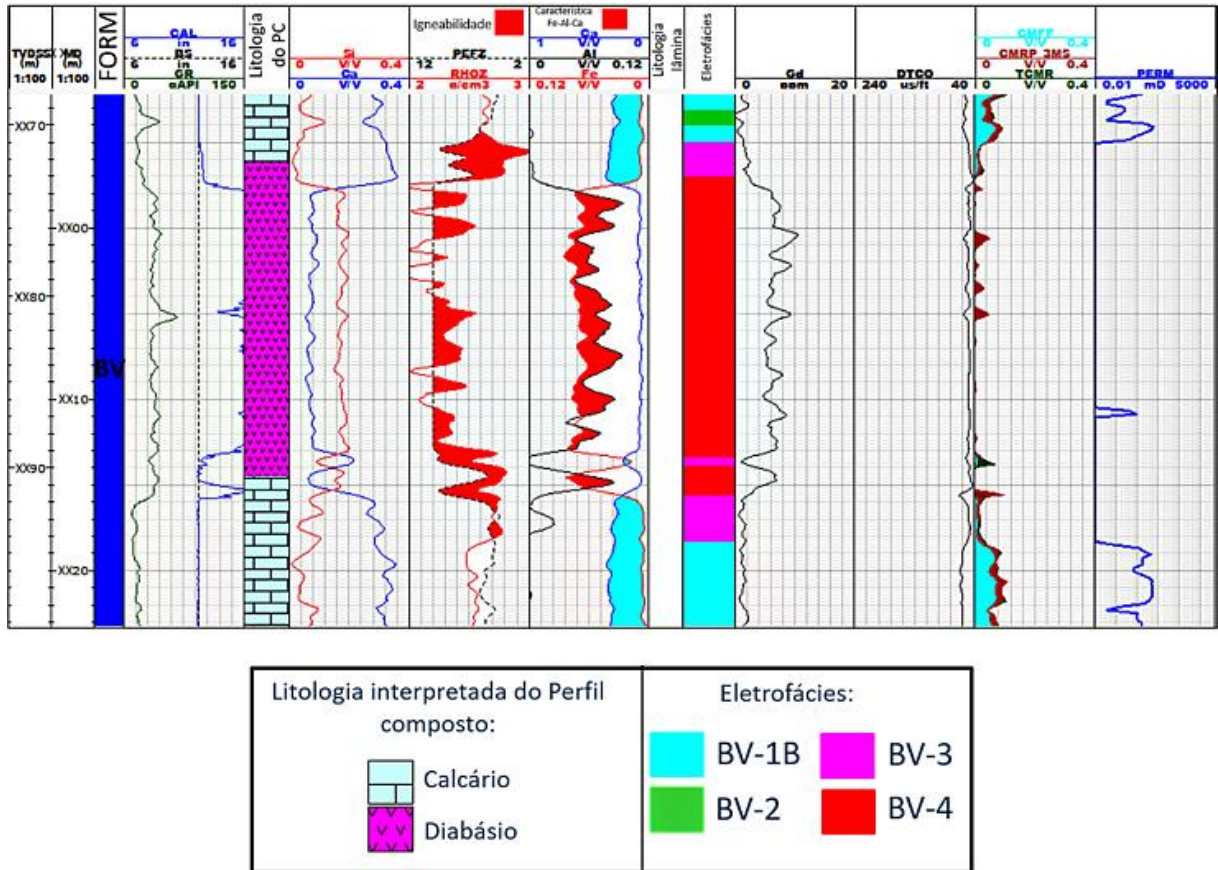


Figura 53: Classificação de eletrofácies na região do testemunho com foco na BV-4 (topo do poço E).

É bastante difícil reconhecer a origem intrusiva ou extrusiva de camadas finas de ígnea, visto que, muitas vezes, não há descrição nem fotografia de rocha e a característica de igneabilidade não reconhece o metamorfismo de contato. Portanto, somente aquelas que possuem descrição podem ser realmente confiáveis. A grande maioria das camadas finas que possuem dados de rocha são descritas como diabásio. Já para a classificação de corpos maiores, as técnicas de igneabilidade e característica Fe-Al-Ca também não se mostraram muito eficientes nesta região do poço. Portanto, as descrições de rocha foram imprescindíveis neste caso.

Na Figura 54 é possível observar os maiores intervalos ígneos (1, 2, 3 e 4). As amostras laterais dos corpos ígneos 1 e 2 são descritas essencialmente como diabásio e a Figura 55 apresenta algumas fotografias dos mesmos, corroborando a descrição, visto que é possível observar os cristais bem desenvolvidos, como esperado para diabásios. Já nos corpos 3 e 4 há uma maior intercalação entre amostras descritas como basalto e diabásio, havendo também uma amostra de ígnea não identificada no corpo 4, tornando mais difícil a análise de suas origens (intrusiva ou extrusiva), que serão melhor abordadas na etapa de discussão do presente trabalho. Vale ressaltar que a litologia interpretada do Perfil Composto muitas vezes não condiz com a descrição litológica de amostra lateral das rochas ígneas, como o atual trabalho considera a descrição de amostra lateral na ausência da lâmina, a descrição litológica do Perfil Composto se encontra na Figura 54 apenas para efeitos comparativos.

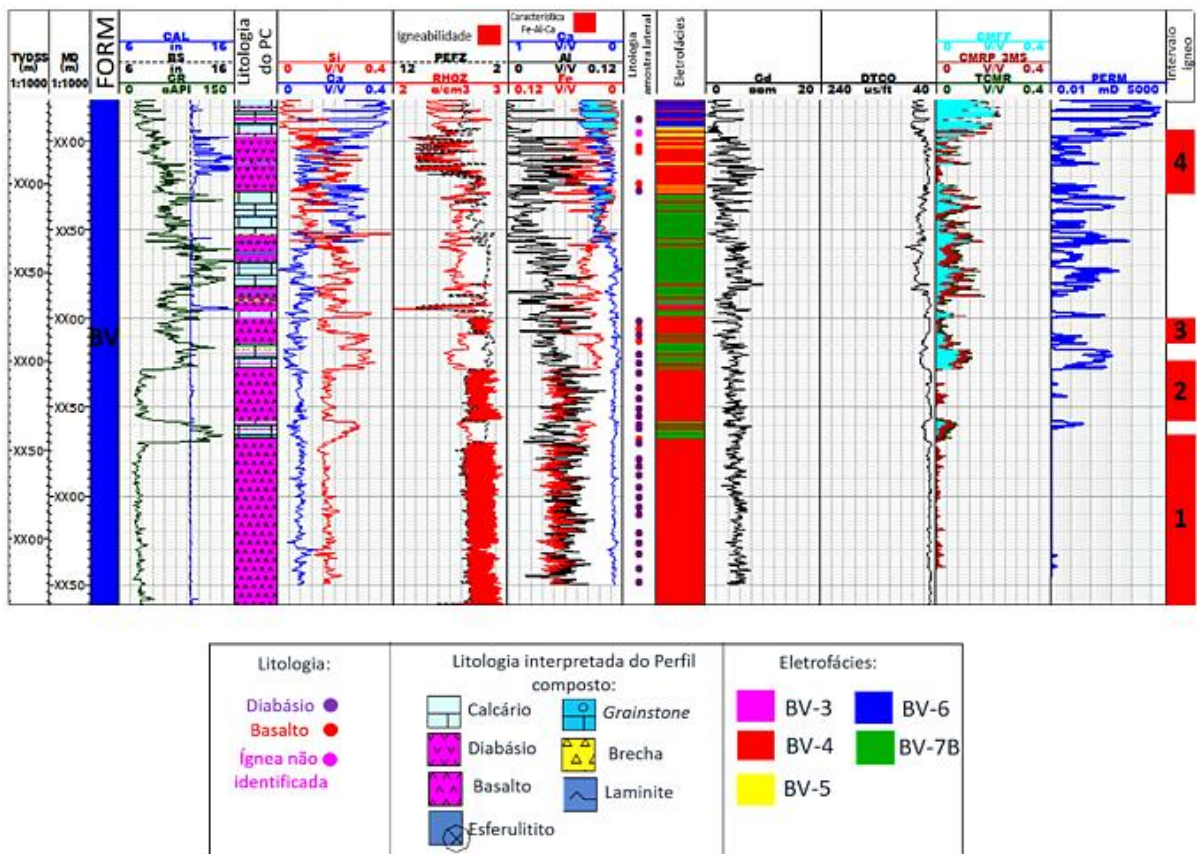


Figura 54: Classificação de eletrofácies com foco na BV-4 (base do poço E). Coluna 15: Principais intervalos ígneos.

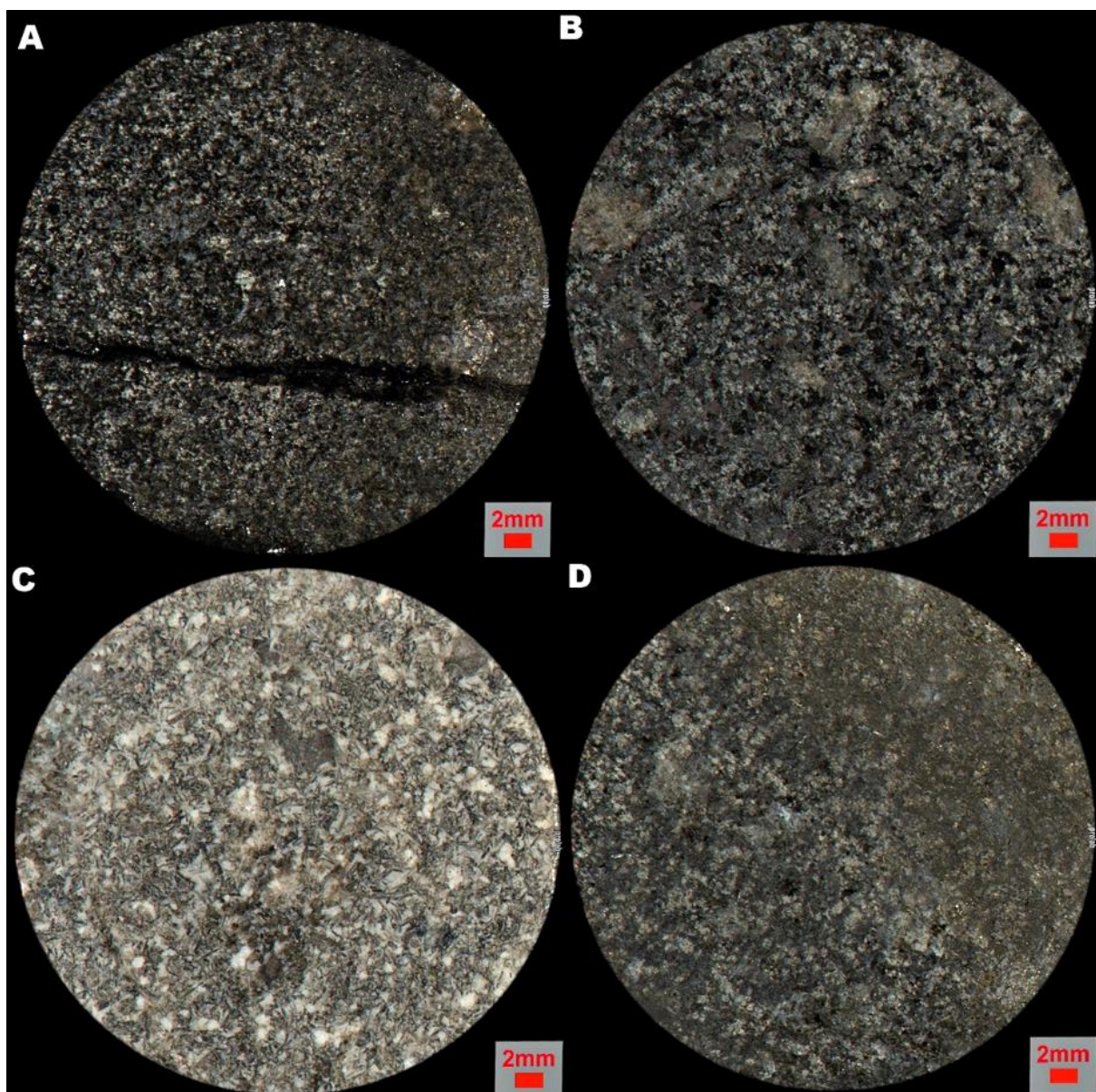


Figura 55: Fotografias de amostras laterais característicos da eletrofácies BV-4. A e B) Diabásio proveniente do corpo 1 da figura 54. C e D) Diabásio proveniente do corpo 2 da figura 54.

A eletrofácies BV-5 (amarela), bastante comum neste poço, é caracterizada por valores relativamente baixos/médios de GR, altos de sílica e baixos de cálcio, médios de densidade e vagarosidade, baixos de PEFZ e médios de permoporosidade. Esta eletrofácies é formada principalmente por *shrubs* (em maioria), esferulitos (ambos considerados fácies *in situ*) e silexito (formados principalmente por silicificação), contendo também *grainstones*, algumas brechas e uma amostra de dolomita. Seus principais tipos de cimento são de quartzo, em maioria, e dolomita, secundariamente, contendo também cimento de calcita, betume e calcedônia, em menor quantidade (Figura 58). Fica aqui uma dúvida sobre o significado do cimento classificado como “betume”, descrito nas amostras, uma vez que esta palavra está associada, do ponto de vista geoquímico, à parte solúvel do querogênio. Nesse estudo, o “betume” foi interpretado como presença de matéria orgânica dispersa na matriz da rocha. A granulometria varia de fina a média, essencialmente, contendo algumas amostras com granulometria grossa. A BV-5 contém silicificação, evidenciada pela presença de silexito e descritas em algumas amostras laterais. A Figura 56 mostra duas lâminas petrográficas, uma fotografia de detalhe do testemunho e uma fotografia de amostra lateral que compõem a BV-5. Na Figura 56-A é possível observar *shrubs* com cimento dolomítico; na Figura 56-B, *shrubs* com cimento quartzoso; na 56-C, um limite entre *shrubs* e *grainstones* e na 56-D, um silexito.

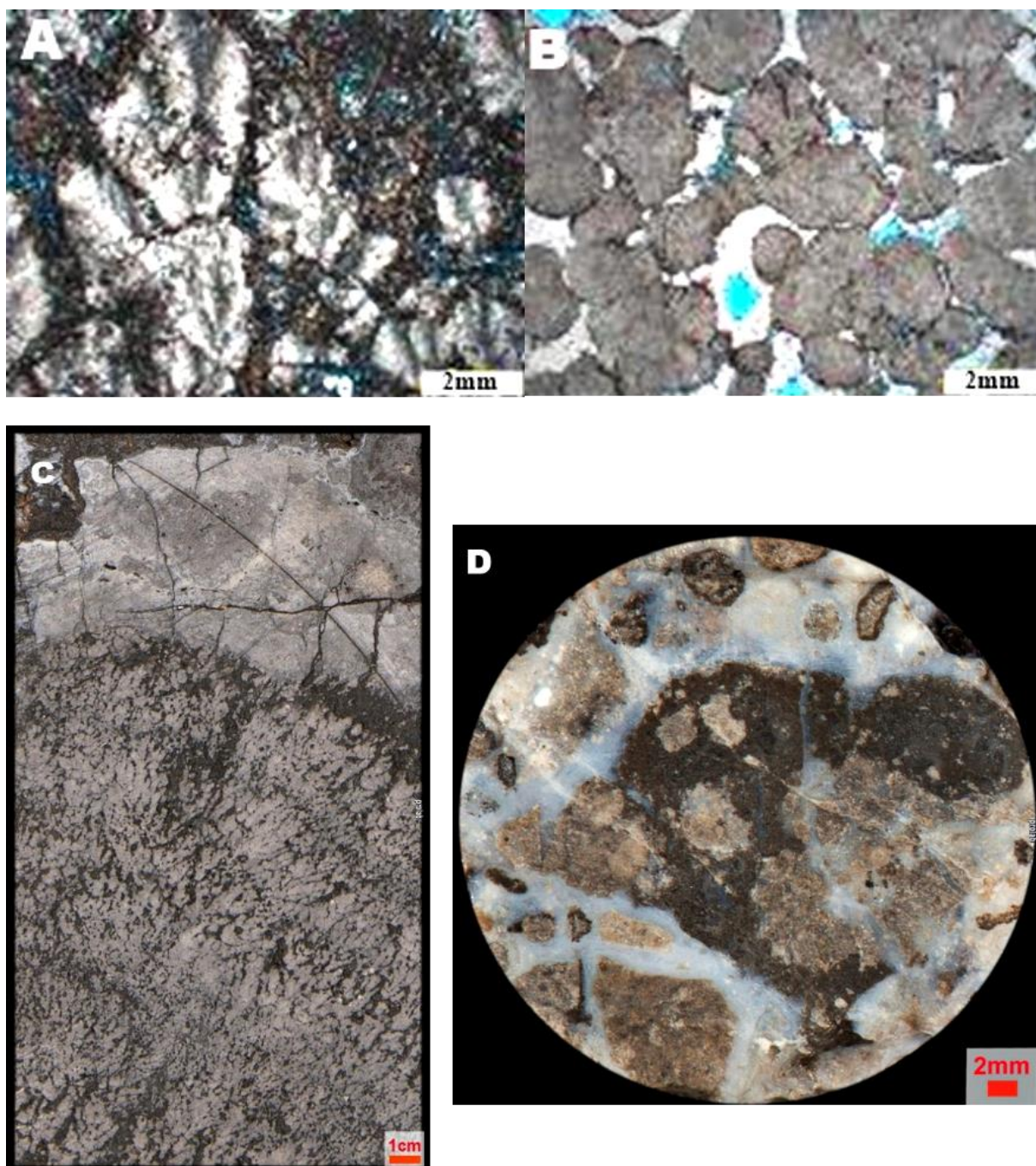


Figura 56: Duas lâminas petrográficas (A e B), uma fotografia em detalhe do testemunho (C) e uma fotografia de amostra lateral (D) características da BV-5. A) *Shrebs* com cimento dolomítico (PX); B) *Shrebs* com cimento quartzoso (PP); C) Limite entre *shrebs* e *grainstones*; D) Silexito.

Em relação a análise quantitativa, a Tabela 7 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado na eletrofácies BV-5.

Tabela 7: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 do poço E.

Perfis	ELT BV-5			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	81	17	36	29
CÁLCIO	0,34	0,05	0,21	0,25
SÍLICA	0,39	0,01	0,19	0,16
RHOZ	2,68	2,13	2,49	2,5
PEFZ	9,7	2,6	4,8	5
DT	92	44	65	65
CMFF	0,18	0,02	0,08	0,06
CMRP_3MS	0,33	0,04	0,11	0,09
TCMR	0,33	0,04	0,11	0,09
PERM	751	0,01	27	1

A eletrofácies BV-6 (azul escuro) também é bastante comum neste poço. A Figura 58 exhibe o comportamento dos perfis da eletrofácies BV-6, caracterizado por valores relativamente baixos/médios de GR, altos de cálcio, baixos de sílica e de densidade, altos de PEFZ, vagarosidade e permoporosidade. Esta eletrofácies é formada, principalmente, por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*), contendo também *grainstones*, *silexito* e *floatstones* (em minoria). Os principais tipos de cimento encontrados são o quartzoso e o dolomítico, contendo também cimento calcítico, de calcedônia e betuminoso, em menor quantidade. Sua granulometria varia entre fina e média, com algumas amostras descritas como de granulometria grossa.

É possível notar que, quando comparamos as eletrofácies BV-5 e BV-6, ambas são formadas principalmente por *shrubs* e esferulititos, consideradas fácies *in situ*, além disso, percebemos que há um menor conteúdo de sílica e maior de cálcio na BV-6 e sua permoporosidade é muito boa. Já na eletrofácies BV-5 há maior conteúdo de sílica e menor de cálcio e a permoporosidade diminui em relação à BV-6, porém não se torna baixa. Além disso, a eletrofácies BV-6 apresenta algumas amostras descritas como silicificadas, porém, em menor quantidade que a BV-5. Portanto, podemos concluir que a eletrofácies BV-5 é similar à eletrofácies BV-6, porém, com maior conteúdo de sílica e conseqüentemente menor permoporosidade. A Figura 57 mostra duas lâminas petrográficas, uma fotografia em detalhe do testemunho e uma fotografia de um *plug* do testemunho referentes à eletrofácies BV-6. Na

Figura 57-A é possível observar um esferulitito com cimento dolomítico, na Figura 57-B, *shrubs* com cimento dolomítico e quartzoso, na 57-C, *shrubs* e na 57-D, um esferulitito com cimento dolomítico e boa porosidade.

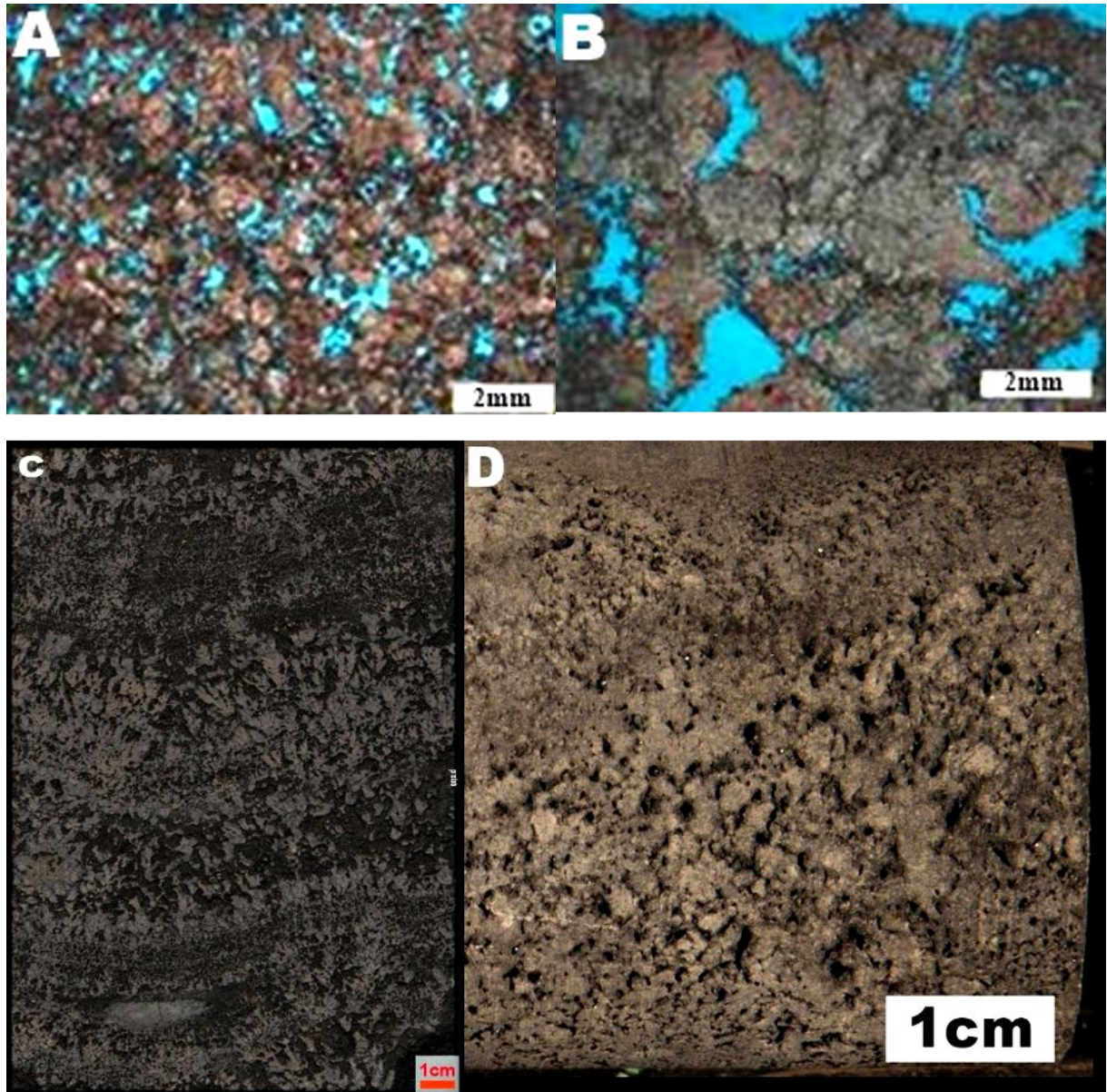


Figura 57: Duas lâminas petrográficas (A e B), uma fotografia de detalhe do testemunho (C) e uma fotografia de *plug* de testemunho (D) características da BV-6. A) Esferulitito com cimento dolomítico (PP); B) *Shrubs* com cimento dolomítico e quartzoso (PP); C) *Shrubs*; D) Esferulitito bastante poroso.

A Tabela 8 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies BV-5 e BV-6 para efeitos de comparação. É importante observar que os valores de média e moda do conteúdo de cálcio é maior na eletrofácies BV-6 e menor na BV-5, e o conteúdo de sílica é maior na BV-5 do que na BV-6, conforme observado qualitativamente. Conseqüentemente, a densidade (RHOZ) também é maior na BV-5 e o fator fotoelétrico (PEFZ) menor, já que a maior presença de sílica o faz diminuir. A porosidade efetiva (CMRP_3MS) e permeabilidade (PERM) são menores na BV-5 conforme esperado, já que na maioria das vezes, a maior quantidade de sílica faz a permoporosidade diminuir.

Tabela 8: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 e BV-6 do poço E.

Perfis	ELT BV-5				ELT BV-6			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	81	17	36	29	73	19	39	40
CÁLCIO	0,34	0,05	0,21	0,25	0,39	0,16	0,31	0,31
SÍLICA	0,39	0,01	0,19	0,16	0,23	0,00	0,07	0,01
RHOZ	2,68	2,13	2,49	2,5	2,65	2,13	2,38	2,35
PEFZ	9,7	2,6	4,8	5	8,2	3,1	5,6	5,8
DT	92	44	65	65	112	44	72	59
CMFF	0,18	0,02	0,08	0,06	0,28	0,05	0,15	0,16
CMRP_3MS	0,33	0,04	0,11	0,09	0,29	0,06	0,16	0,15
TCMR	0,33	0,04	0,11	0,09	0,29	0,07	0,17	0,19
PERM	751	0,01	27	1	11012	0,86	838	10

Na Figura 58 é possível observar a distribuição das eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-3, BV-4, BV-5 e BV-6 na parte superior do poço E (intervalo do testemunho 1 e proximidades) e o comportamento dos perfis utilizados para a classificação das mesmas. Vale ressaltar que a litologia interpretada do perfil composto (Litologia do PC) é disposta na figura para efeitos de comparação, mas nem sempre será igual à litologia descrita a partir das lâminas/amostras laterais utilizadas no presente trabalho.

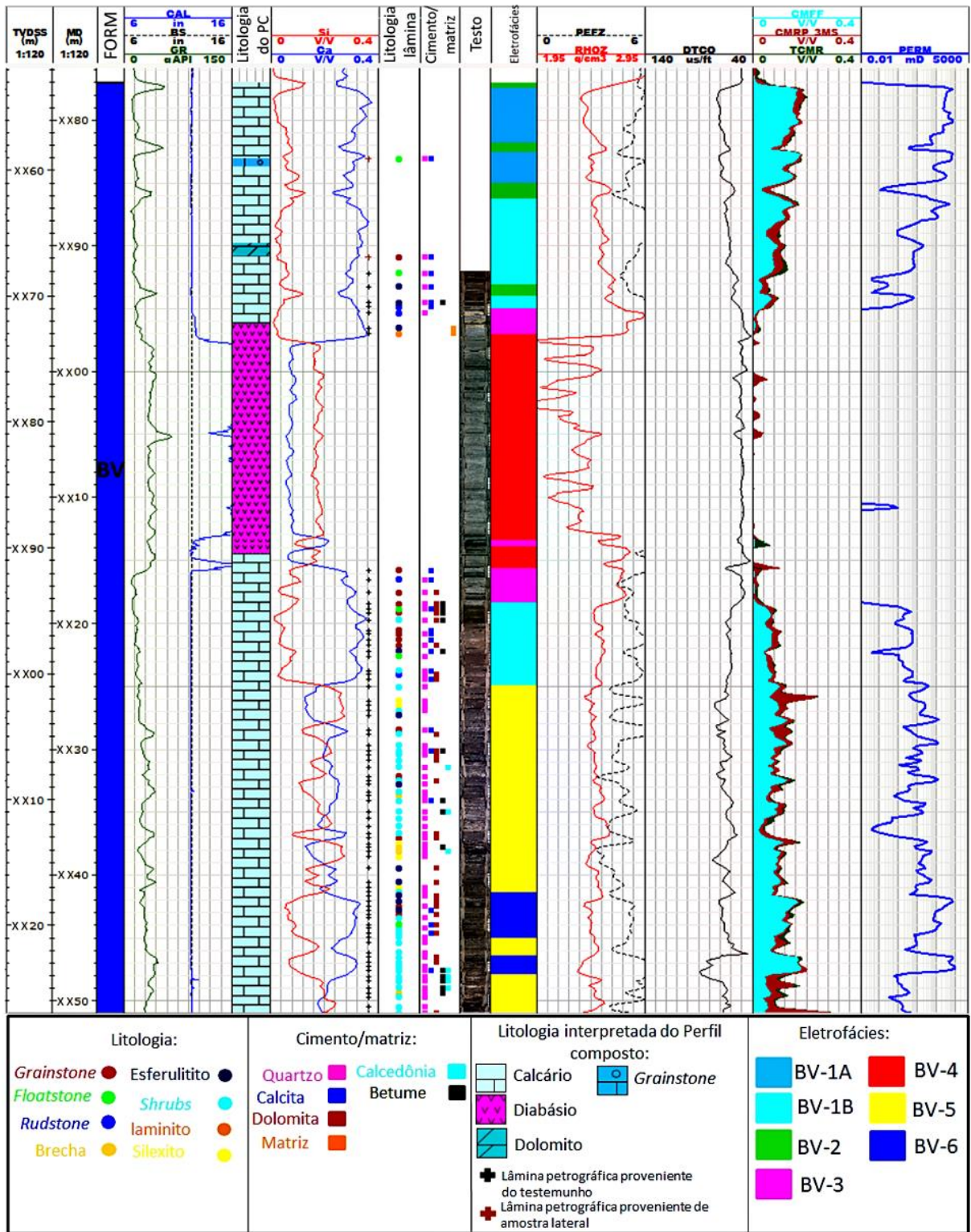


Figura 58: Classificação de eletrofácies no intervalo do testemunho 1 e adjacências, poço E.

As eletrofácies descritas no testemunho 1 foram extrapoladas para todo o intervalo da Fm. Barra Velha no poço E, conforme suas características (padrão dos perfis e faciológica). No entanto, em certos intervalos do poço, novas características de perfis e de rochas foram identificadas, dando origem à eletrofácies BV-7 (BV-7A e BV-7B). A eletrofácies BV-7 é caracterizada, principalmente, pelo aumento do perfil de GR e de sílica (geralmente) e consequente redução de permoporosidade. Esta eletrofácies foi subdividida em BV-7A e BV-7B, uma vez que os valores de permoporosidade da BV-7B são bastante baixos e a BV-7A também apresenta valores baixos de permoporosidade, porém, um pouco maiores que os da BV-7B. O fluido livre na BV-7B também costuma ser menor do que na BV-7A. Além disso, há diferenças em suas composições faciológicas. A BV-7A é composta essencialmente por *shrubs* interpretados como mais argilosos, devido ao aumento do GR. Já a BV-7B contém principalmente laminitos e *mudstones*.

As principais características dos perfis da BV-7A (verde escuro) são, relativamente, um aumento no GR, conteúdo de cálcio e sílica variando, apresentando de maneira geral valores médios, densidade alta, PEFZ médio, vagarosidade e permoporosidade baixas. A BV-7A, neste poço, contém apenas duas amostras de lâminas, que são descritas como *shrubs* com cimento quartzoso e dolomítico e granulometria média. Não foi constatada a presença de argila nas descrições, contudo, como só há duas lâminas, é possível que haja matriz argilosa não identificada. A Figura 59 mostra a BV-7A, com suas características descritas acima, e uma boa comparação entre a ótima permoporosidade da BV-6 com a permoporosidade baixa da BV-7A através do perfil NMR.

A Tabela 9 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado na eletrofácies BV-7A. Vale ressaltar alguns pontos, como os valores de média e de moda altos de GR e baixos de permoporosidade, conforme analisado qualitativamente.

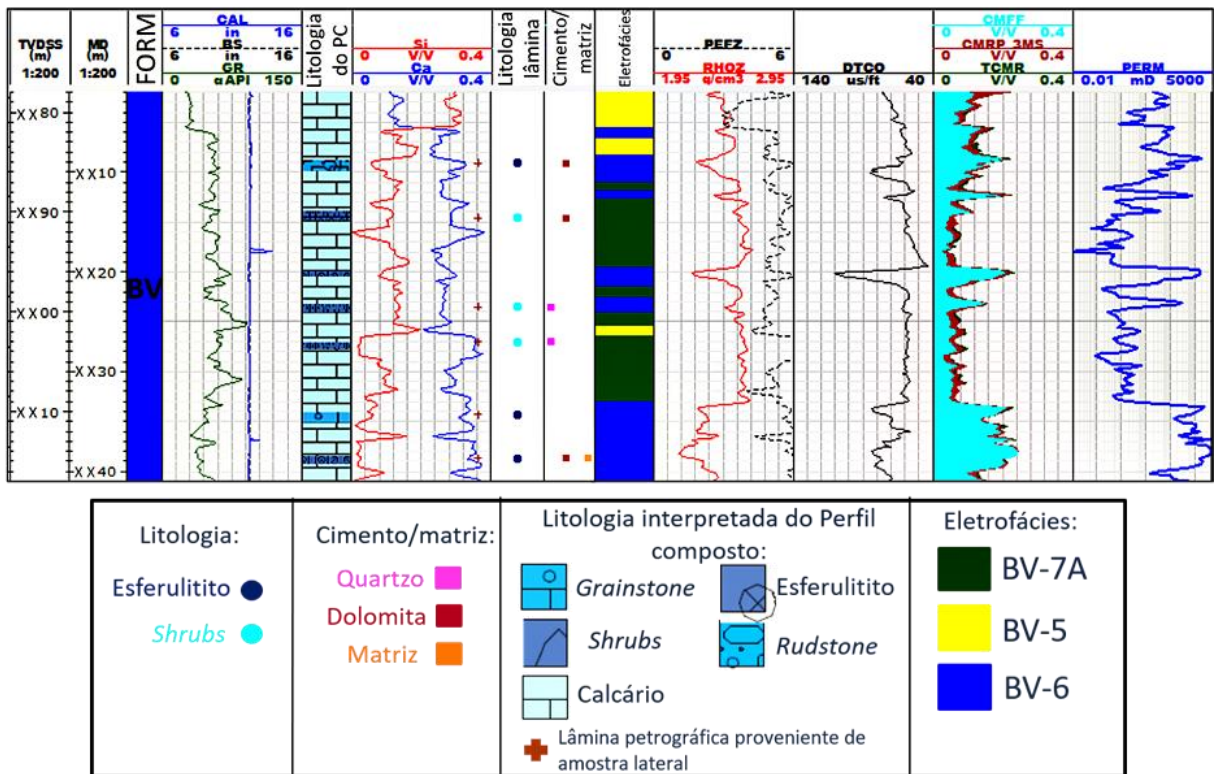


Figura 59: Classificação de eletrofácies com foco na BV-7A do poço E.

Tabela 9: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-7A do poço E.

Perfis	ELT BV-7A			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	91	41	58	58
CÁLCIO	0,38	0,23	0,30	0,26
SÍLICA	0,17	0,00	0,09	0,13
RHOZ	2,67	2,50	2,59	2,6
PEFZ	6,3	4,0	5,4	5,1
DT	66	43	58	59
CMFF	0,10	0,02	0,05	0,04
CMRP_3MS	0,11	0,03	0,07	0,07
TCMR	0,11	0,03	0,07	0,06
PERM	37	0	1,74	0,36

A eletrofácies BV-7B (verde oliva) é caracterizada por valores relativamente altos para o GR e conteúdo de sílica, baixos para o perfil de cálcio e para a vagarosidade, altos de densidade, baixos para o fator fotoelétrico e baixos de permoporosidade e fluido livre (Figura 61). Esta eletrofácies é composta, essencialmente, por laminitos/*mudstones* (finos) contendo duas amostras descritas como brecha, e uma como calcário cristalino, *floatstone* e esferulítico. Como estas descrições são provenientes principalmente de amostras laterais, nem sempre os tipos de cimento são especificados.

Das descrições provenientes de lâminas petrográficas, duas amostras apresentaram cimento quartzoso, de calcedônia e matriz indistinta e uma, cimento dolomítico, calcítico e de betume (Figura 61). A presença de pirita é comum nesta eletrofácies. Na Figura 60, é possível observar duas lâminas petrográficas e duas imagens de amostra lateral. As Figuras 60-A e 60-B correspondem a *mudstones* com matriz indistinta, as Figuras 60-C e 60-D são laminitos característicos da BV-7B.

A Tabela 10 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado na eletrofácies BV-7A e BV-7B afim de compará-las. Ambas as eletrofácies apresentam valores de média e moda altos para o perfil de GR, contudo, os valores da BV-7B são maiores do que os da BV-7A. Os valores de média e moda do conteúdo de sílica são bem altos na BV-7B e menores na BV-7A, mas ainda altos. Os valores de PEFZ (média e moda) são maiores na BV-7A, já que possui maior conteúdo de calcita. E, por fim, quando comparamos as médias da porosidade efetiva (CMRP_3MS), os valores são iguais (7%), no entanto, quando observamos a moda, a BV-7B é menor quando comparada a BV-7A.

Isso porque a porosidade na BV-7A varia menos, já na BV-7B há maior variação, e alguns picos fazem com que a média de porosidade desta eletrofácies cresça. No entanto, quando observamos o perfil de porosidade efetiva em ambas as eletrofácies (Figura 62), é possível perceber menor porosidade na BV-7B, na maioria das vezes. Além disso, se comparamos os valores de média e moda do fluido livre, é possível observar menores valores na BV-7B. Em relação à permeabilidade, o mesmo ocorre, apesar da média da BV-7B ser um pouco maior, a moda é menor, deixando claro a menor permoporosidade, de uma maneira geral, na BV-7B.

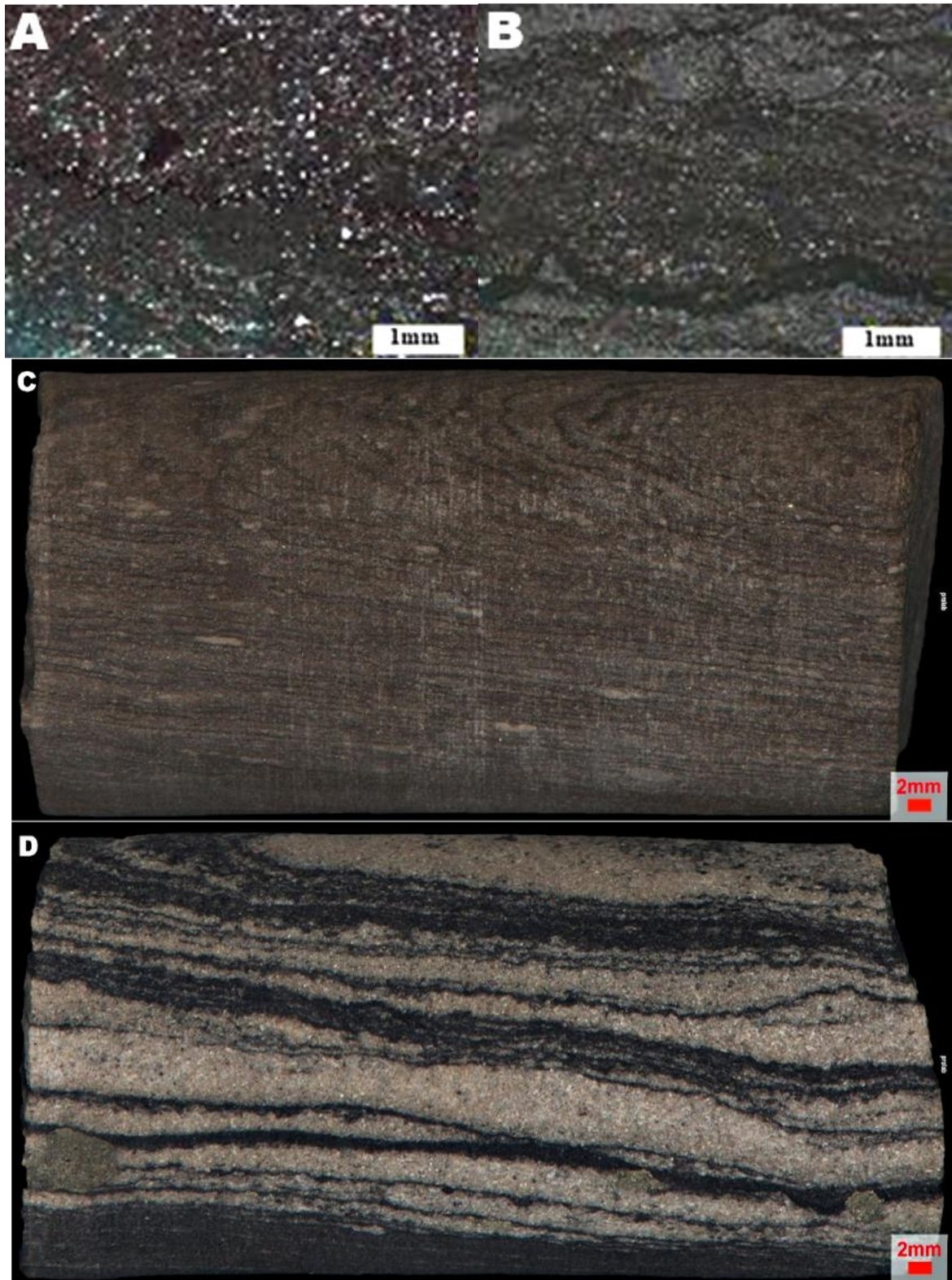


Figura 60: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas imagens de amostra lateral (C e D). A) *Mudstone* com matriz indistinta (PP) características da BV-7B. B) *Mudstone* com matriz indistinta (PX); C e D) Laminites.

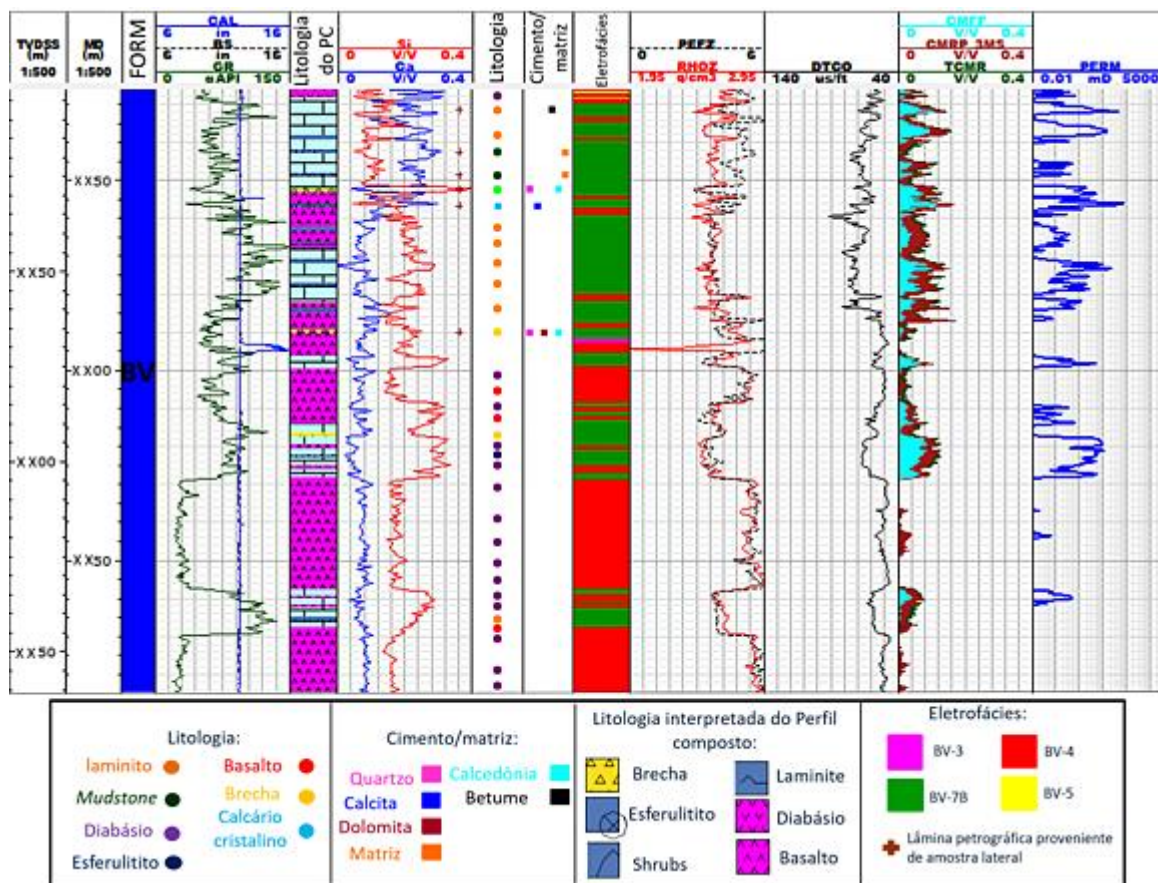


Figura 61: Classificação de eletrofácies com foco na BV-7B do poço E. Se não há indicação de lâmina petrográfica na coluna 6, a descrição litológica foi proveniente de amostra lateral.

Tabela 10: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-7A e BV-7B do poço E.

Perfis	ELT BV-7A				ELT BV-7B			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	91	41	58	58	161	35	88	76
CÁLCIO	0,38	0,23	0,30	0,26	0,31	0,00	0,12	0,06
SÍLICA	0,17	0,00	0,09	0,13	0,40	0,04	0,20	0,23
RHOZ	2,67	2,50	2,59	2,6	2,81	2,41	2,58	2,6
PEFZ	6,3	4,0	5,4	5,1	7,2	2,9	4,1	3,8
DT	66	43	58	59	92	50	65	67
CMFF	0,10	0,02	0,05	0,04	0,13	0,00	0,03	0,01
CMRP_3MS	0,11	0,03	0,07	0,07	0,17	0,01	0,07	0,03
TCMR	0,11	0,03	0,07	0,06	0,17	0,02	0,08	0,07
PERM	37	0	1,74	0,36	73	0	2	0

A Tabela 11 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-3, BV-5, BV-6 e BV-7A e BV-7B para que seja possível compará-las. Vale destacar que, a BV-1A e a BV-6 são as eletrofácies com maiores valores de média e moda de permoporosidade. Ambas apresentam valores baixos de média e moda em relação ao conteúdo de sílica e altos de cálcio. O que diferencia estas eletrofácies é essencialmente a composição litológica. Enquanto a BV-6 é composta, principalmente, por carbonatos considerados *in situ* (*shrubs* e esferulíticos), a BV-1A é composta, em maioria, por retrabalhados.

Quando comparamos a BV-2 com a BV-7A e a BV-7B, percebemos semelhanças em relação ao comportamento dos perfis, sendo todas estas eletrofácies caracterizadas principalmente por aumento no GR e na sílica, com conseqüente redução de permoporosidade. No entanto, estas eletrofácies foram separadas, já que a BV-2 corresponde a picos de GR muito característicos do denominado Marco Lula, que ocorre em diversos poços da Bacia de Santos, diferente da BV-7A e BV-7B. Outra característica interessante é que, neste poço, o aumento do conteúdo de sílica reduz a permoporosidade, mas não a torna realmente baixa, o que fica evidente nos valores de média e moda de permoporosidade referentes a BV-5.

Tabela 11: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-3, BV-5, BV-6, BV-7A e BV-7B do poço E.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-2				ELT BV-3			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	53	11	18	13	31	10	17	14	15	36	49	63	10	24	17	
CÁLCIO	0,37	0,27	0,32	0,31	0,36	0,23	0,32	0,32	0,31	0,23	0,27	0,27	0,36	0,06	0,28	0,34
SÍLICA	0,11	0,01	0,05	0,02	0,15	0,01	0,05	0,04	0,13	0,04	0,09	0,08	0,22	0,01	0,07	0,03
RHOZ	2,56	2,36	2,43	2,43	2,73	2,36	2,51	2,5	2,74	2,49	2,60	2,64	3,03	2,51	2,77	2,73
PEFZ	6,1	4,5	5,4	5,5	7,4	4,5	5,5	5	5,9	4,1	5,0	5,1	9,6	4,4	6,8	5,3
DT	73	64	69	71	66	51	61	60	66	51	59	58	65	44	50	50
CMFF	0,18	0,11	0,14	0,16	0,15	0,02	0,07	0,07	0,11	0,01	0,05	0,07	0,02	0,00	0,01	0,01
CMRP_3MS	0,19	0,13	0,16	0,17	0,16	0,03	0,09	0,11	0,13	0,04	0,08	0,06	0,07	0,01	0,02	0,02
TCMR	0,20	0,13	0,17	0,18	0,17	0,04	0,10	0,08	0,13	0,05	0,09	0,06	0,07	0,01	0,02	0,02
PERM	769	29	315	276	473	0,01	21	2	5	0,04	1	0,3	0,01	0	0	0
Perfis	ELT BV-5				ELT BV-6				ELT BV-7A				ELT BV-7B			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	81	17	36	29	73	19	39	40	91	41	58	58	161	35	88	76
CÁLCIO	0,34	0,05	0,21	0,25	0,39	0,16	0,31	0,31	0,38	0,23	0,30	0,26	0,31	0,00	0,12	0,06
SÍLICA	0,39	0,01	0,19	0,16	0,23	0,00	0,07	0,01	0,17	0,00	0,09	0,13	0,40	0,04	0,20	0,23
RHOZ	2,68	2,13	2,49	2,5	2,65	2,13	2,38	2,35	2,67	2,50	2,59	2,6	2,81	2,41	2,58	2,6
PEFZ	9,7	2,6	4,8	5	8,2	3,1	5,6	5,8	6,3	4,0	5,4	5,1	7,2	2,9	4,1	3,8
DT	92	44	65	65	112	44	72	59	66	43	58	59	92	50	65	67
CMFF	0,18	0,02	0,08	0,06	0,28	0,05	0,15	0,16	0,10	0,02	0,05	0,04	0,13	0,00	0,03	0,01
CMRP_3MS	0,33	0,04	0,11	0,09	0,29	0,06	0,16	0,15	0,11	0,03	0,07	0,07	0,17	0,01	0,07	0,03
TCMR	0,33	0,04	0,11	0,09	0,29	0,07	0,17	0,19	0,11	0,03	0,07	0,06	0,17	0,02	0,08	0,07
PERM	751	0,01	27	1	11012	0,86	838	10	37	0	1,74	0,36	73	0	2	0

A Figura 62 mostra a distribuição espacial de eletrofácies em toda a Fm. Barra Velha do poço E. Vale ressaltar que regiões com arrombamento no perfil Caliper não foram classificadas, exceto em ígneas, para evitar possíveis erros de classificação. Da base ao topo da

Fm. Barra Velha no poço E, é possível identificar 5 intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies, subdivididos para que seja possível uma análise deposicional ampla. Inicialmente, no intervalo 1, há uma grande intercalação entre a eletrofácies BV-4 (ígneas) e BV-7B, que apresenta alto GR e baixa permoporosidade. No intervalo 2 há uma predominância da BV-6, que são carbonatos *in situ* limpos e com excelente permoporosidade, contendo também algumas finas camadas ígneas. O intervalo 3 é composto essencialmente pela BV-7A, que é interpretada como constituída por carbonatos mais argilosos, pois apresentam valores mais altos de GR e menor permoporosidade, contendo também camadas da BV-5 e BV-6.

No intervalo 4 é comum uma grande intercalação entre a BV-6, com carbonatos *in situ* mais “limpos” e BV-5, com carbonatos *in situ* com maior conteúdo de sílica. E, por fim, no intervalo 5, é normal encontrar os retrabalhados da BV-1A e BV-1B intercalados com camadas da BV-2 (picos de GR do Marco Lula), além de um grande diabásio (BV-4) e eletrofácies de metamorfismo de contato (BV-3) relacionadas a ele. Vale ressaltar que a litologia do Perfil Composto nem sempre é a mesma das descrições de lâmina/amostra lateral (utilizada neste trabalho), logo, a litologia interpretada do Perfil Composto se encontra na figura apenas para efeitos comparativos.

Na Tabela 12, verifica-se, de maneira resumida, as principais características das eletrofácies correspondentes ao poço E. Em relação à composição das rochas, é possível observar as litologias, tipos de cimento, granulometria e grau de seleção predominantes de cada eletrofácies. No que concerne às características dos perfis, são dispostas a classificação em altos, médios e baixos valores relativos quando uma eletrofácies é comparada com as outras.

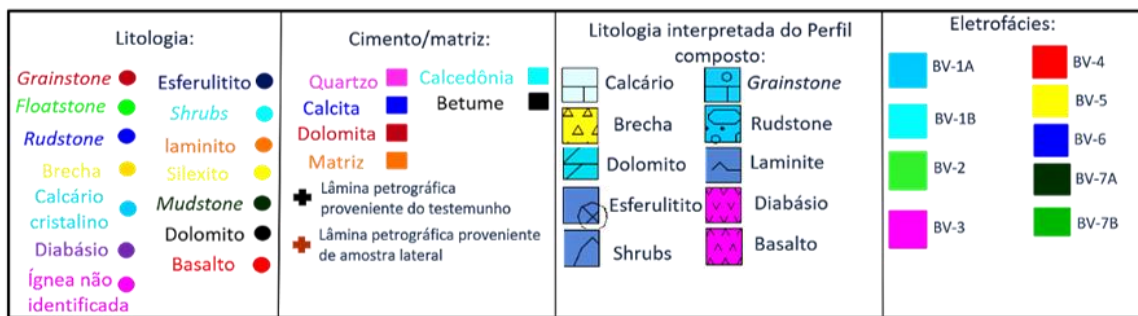
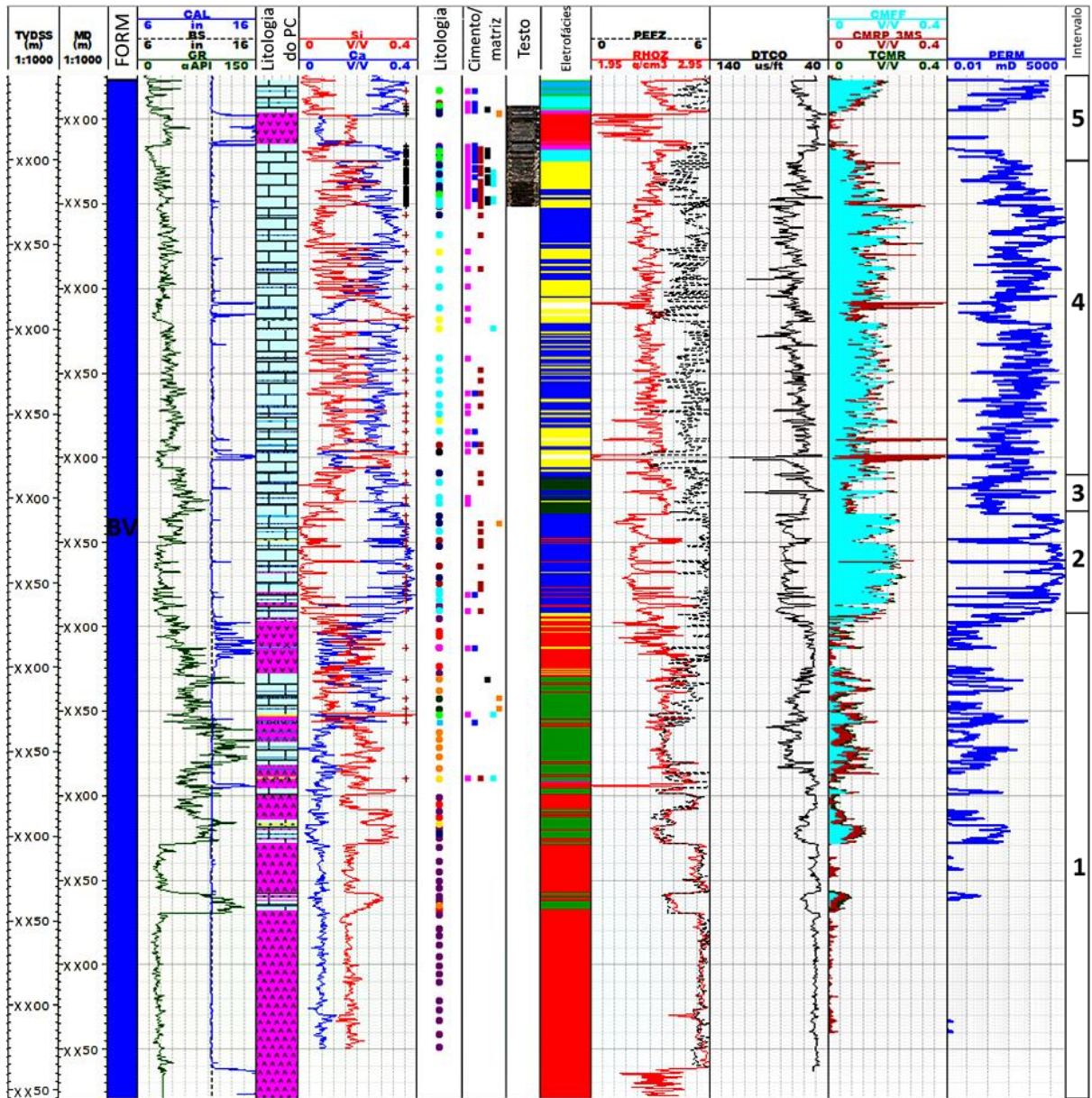











Figura 62: Classificação de eletrofacies no intervalo da Fm. Barra Velha no poço E. Coluna 15: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofacies. As descrições litológicas que não estão na mesma profundidade das lâminas petrográficas (coluna 6), são provenientes de amostras laterais.

Tabela 12: Resumo das características de rocha predominantes e comportamento relativo dos perfis geofísicos de poço em cada eletrofácies no poço E. As características dos principais perfis que determinam as eletrofácies estão sublinhados.

Eletrofácies	Litologia	Cimento/ matriz	Granulometria	Seleção	Características dos perfis geofísicos de poço
BV-1A 	<i>Floatstone</i> (retrabalhados)	Quartzo e calcita	Grossa	Boa	<u>GR, RHOZ e Si baixos, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM altos</u>
BV-1B 	<i>Grainstones, rudstones e floatstones</i> (retrabalhados)	Quartzo e calcita	Normal a grossa	Varia	<u>GR e Si baixos, Ca e PEFZ altos, DT, RHOZ, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM médios</u>
BV-2 	Esferulítico (Marco Lula)	Quartzo e calcita	-	-	<u>GR e RHOZ altos, Si e PEFZ médios, Ca, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u>
BV-3 	<i>Grainstone, rudstone, laminito e esferulítico</i> (metamorfismo de contato)	Quartzo, calcita, matriz argilosa	Varia	Normal a boa	<u>GR e Si baixos, PEFZ, Ca e RHOZ altos, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixíssimos</u>
BV-4 	Ígneas	-	-	-	GR varia, <u>Si, RHOZ, PEFZ altos, DT, Ca, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u> (pode variar e não ser confiável devido ao "arrombamento" do calíper)
BV-5 	<i>Shrubs, esferulíticos (in situ) e silexitos</i>	Quartzo, dolomita	Fino/pequeno a médio	-	GR baixo/médio, <u>Si alta, Ca e PEFZ baixos, RHOZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM médios</u>
BV-6 	<i>Shrubs e esferulíticos (in situ)</i>	Dolomita e quartzo	Fino/pequeno a médio	-	GR baixo/médio, <u>Si e RHOZ baixos, Ca, DT, PEFZ, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM altos</u>
BV-7A 	<i>Shrubs</i>	Quartzo e dolomita	média	-	<u>GR e RHOZ altos, Si, Ca e PEFZ médios, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u> (coberta apenas por duas amostras neste poço)
BV-7B 	Laminitos e <i>mudstones</i> (finos)	Matriz indistinta, quartzo e calcedônia	-	-	<u>GR, Si e RHOZ altos, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u> . (GR maiores e permoporosidades menores que da BV-7A)

5.2 Classificação de eletrofácies no poço G

O poço G possui dois testemunhos. O menos profundo, denominado testemunho 1, é localizado na Fm. Barra Velha e o mais profundo, chamado de testemunho 2, está localizado entre as Fm. Barra Velha e Itapema. Nesta etapa, todos os dados de rocha provenientes destes testemunhos já foram deslocados, conforme descrito na etapa IV da metodologia. A classificação realizada na Fm. Barra Velha deste poço utiliza as mesmas eletrofácies identificadas no poço E, pois, apresentam características (comportamento dos perfis e composição litológica) semelhantes. Já para a Fm. Itapema, não penetrada no poço anterior, foi feita uma nova classificação de eletrofácies. A classificação de eletrofácies começa pelo testemunho 1, neste poço.

O testemunho 1 (Figura 65) contém as eletrofácies BV-1B e BV-7A. No poço G, a eletrofácies BV-1B (ciano) é bastante comum. Assim como no poço E, a BV-1B do poço G é caracterizada por valores relativamente baixos de GR e conteúdo de sílica, altos valores de

cálcio e de PEFZ e médios de densidade, vagarosidade e permoporosidade. No poço G, esta eletrofácies é composta, essencialmente, por retrabalhados de *shrubs* e esferulititos, sendo classificados, principalmente, como *grainstones*, contendo brechas, *floatstones*, laminitos, esferulititos e *shrubs* em pouca quantidade. Há presença também de intraclastos e pelóides. Os principais tipos de cimento da BV-1B, neste poço, é dolomítico e quartzoso (em menor número de amostras), sua granulometria varia de média a grossa e o grau de seleção de normal a bom (Figura 65). A Figura 63 mostra duas lâminas petrográficas e uma fotografia de testemunho características da BV-1B. A Figura 63-A é um *grainstone* com cimento dolomítico, a 63-B corresponde a um *grainstone* com cimento quartzoso e dolomítico e a 63-C é uma fotografia de um *grainstone*.

Vale ressaltar que, nem sempre, os valores dos perfis característicos das eletrofácies do poço G são muito similares aos valores dos mesmos perfis nas eletrofácies do poço E. Por exemplo, de uma maneira geral, os valores do perfil de GR no poço E costumam ser maiores que do poço G, mas para classificar as eletrofácies, são levados em conta os padrões dos perfis de poço. Portanto, se em determinada eletrofácies no poço E há aumento de GR e redução de porosidade, no poço G, esta mesma eletrofácies irá apresentar também estas características, respeitando assim os padrões dos perfis referentes à esta eletrofácies, além de suas características faciológicas.

A Tabela 13 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado na eletrofácies BV-1B. Vale pontuar os baixos valores de média e moda do GR, altos de calcita, baixos de sílica e médios de permoporosidade, corroborando a análise qualitativa.

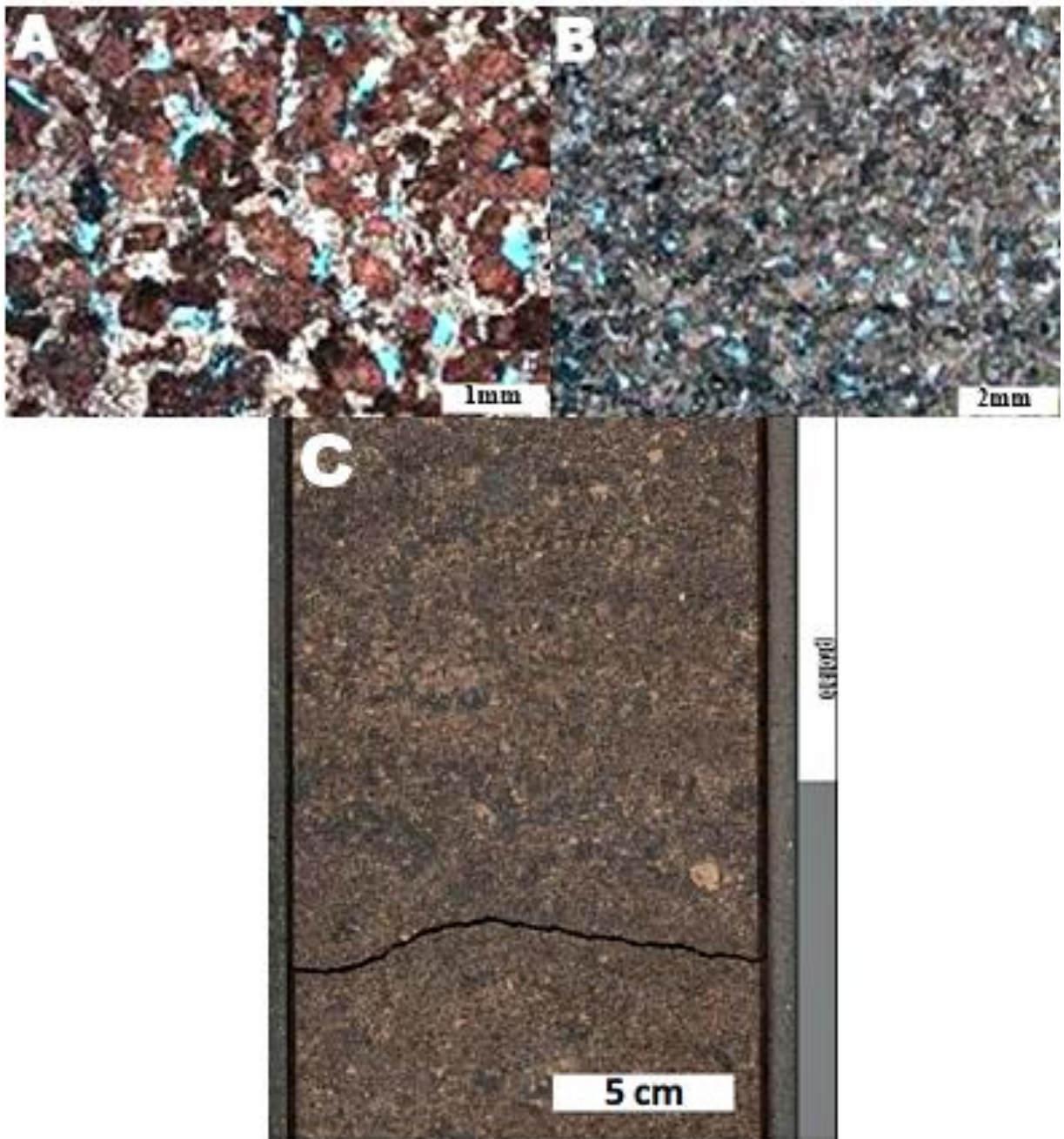


Figura 63: Duas lâminas petrográficas (A e B) e uma imagem de testemunho (C) característicos da BV-1B. A) *Grainstone* com cimento dolomítico (PP). B) *Grainstone* com cimento dolomítico e quartzoso (PP); C) *Grainstone*.

Tabela 13: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1B do poço G.

Perfis	ELT BV-1B			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	50	15	27	27
CÁLCIO	0,34	0,23	0,30	0,31
SÍLICA	0,13	0,03	0,06	0,05
RHOZ	2,69	2,50	2,57	2,56
PEFZ	5,4	4,0	4,8	5
DT	64	54	58	60
CMFF	0,17	0,04	0,08	0,09
CMRP_3MS	0,16	0,06	0,09	0,1
TCMR	0,20	0,06	0,10	0,1
PERM	342	0,46	21	4

Assim como a eletrofácies BV-7A (verde escuro) do poço E, esta eletrofácies no poço G é caracterizada por valores relativamente altos de GR, médios de conteúdo de sílica, baixos de calcita, altos de RHOZ, médios de PEFZ e baixos de DT e permoporosidade. A BV-7A do poço G é formada essencialmente por esferulititos, *shrubs* e laminitos (menos comum que as outras duas fácies), contendo também *grainstones*, *packstones* e brecha em pouca quantidade. O principal tipo de cimento é dolomítico, contendo também cimento quartzoso, betuminoso, de calcedônia e de dawsonita, um carbonato básico de sódio e alumínio ortorrômbico, incolor ou branco, em menor quantidade. A presença de matriz argilosa é bastante comum e a granulometria varia nesta eletrofácies (Figura 65). Algumas amostras de esferulitito apresentam dolomita.

Vale ressaltar que no poço E, a BV-7A é coberta por apenas duas amostras de lâmina petrográfica, e nenhuma argila é identificada nas descrições. No entanto, como neste poço a BV-7A foi testemunhada, é possível uma análise mais detalhada. Portanto, foi possível perceber que a matriz argilosa é o principal fator responsável pelo aumento do perfil de GR, com conseqüente redução da permoporosidade, além do aumento relativo de sílica e da presença de alguns laminitos, que também podem reduzir a permoporosidade. A Figura 64 mostra duas lâminas petrográficas e duas fotografias de detalhe do testemunho 1, características da BV-7A. A Figura 64-A é um esferulitito com argila, a 64-B corresponde a um esferulitito com argila e dolomita, cimento quartzoso e matriz argilosa, a 64-C é uma fotografia de um esferulitito e a 64-D é uma imagem de um laminito.

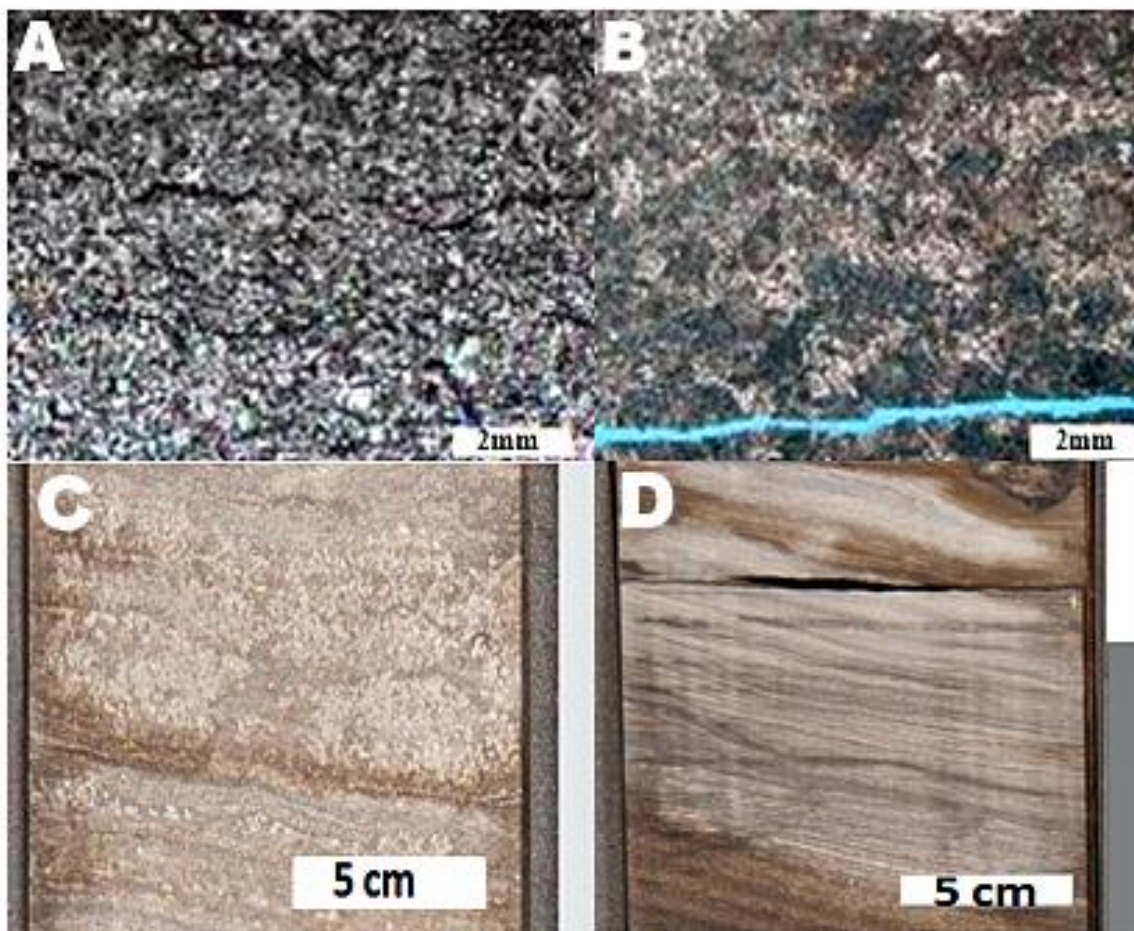


Figura 64: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 1 (C e D) características da BV-7A. A) Esferulitito com argila (PX). B) Esferulitito com argila, dolomita, cimento quartzoso e matriz argilosa, (PP); C) Esferulitito; D) Laminito.

A Tabela 14 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies BV-1B e BV-7A para que seja possível compará-las. É importante destacar alguns pontos, como maiores valores de média e moda, de GR e do conteúdo de sílica, menores de cálcio, maiores densidades e menor permoporosidade na BV-7A quando comparado a BV-1B, conforme analisado qualitativamente.

Tabela 14: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1B e BV-7A do poço G.

Perfis	ELT BV-1B				ELT BV-7A			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	50	15	27	27	59	16	35	29
CÁLCIO	0,34	0,23	0,30	0,31	0,34	0,21	0,27	0,29
SÍLICA	0,13	0,03	0,06	0,05	0,18	0,04	0,08	0,08
RHOZ	2,69	2,50	2,57	2,56	2,67	2,49	2,60	2,6
PEFZ	5,4	4,0	4,8	5	5,3	3,4	4,6	4,7
DT	64	54	58	60	68	53	58	58
CMFF	0,17	0,04	0,08	0,09	0,13	0,01	0,06	0,06
CMRP_3MS	0,16	0,06	0,09	0,1	0,13	0,03	0,07	0,08
TCMR	0,20	0,06	0,10	0,1	0,16	0,02	0,08	0,08
PERM	342	0,46	21	4	110	0,01	6	1

A Figura 65 mostra as eletrofácies BV-1B e BV-7A classificadas no testemunho 1 da Fm. Barra Velha do poço G.

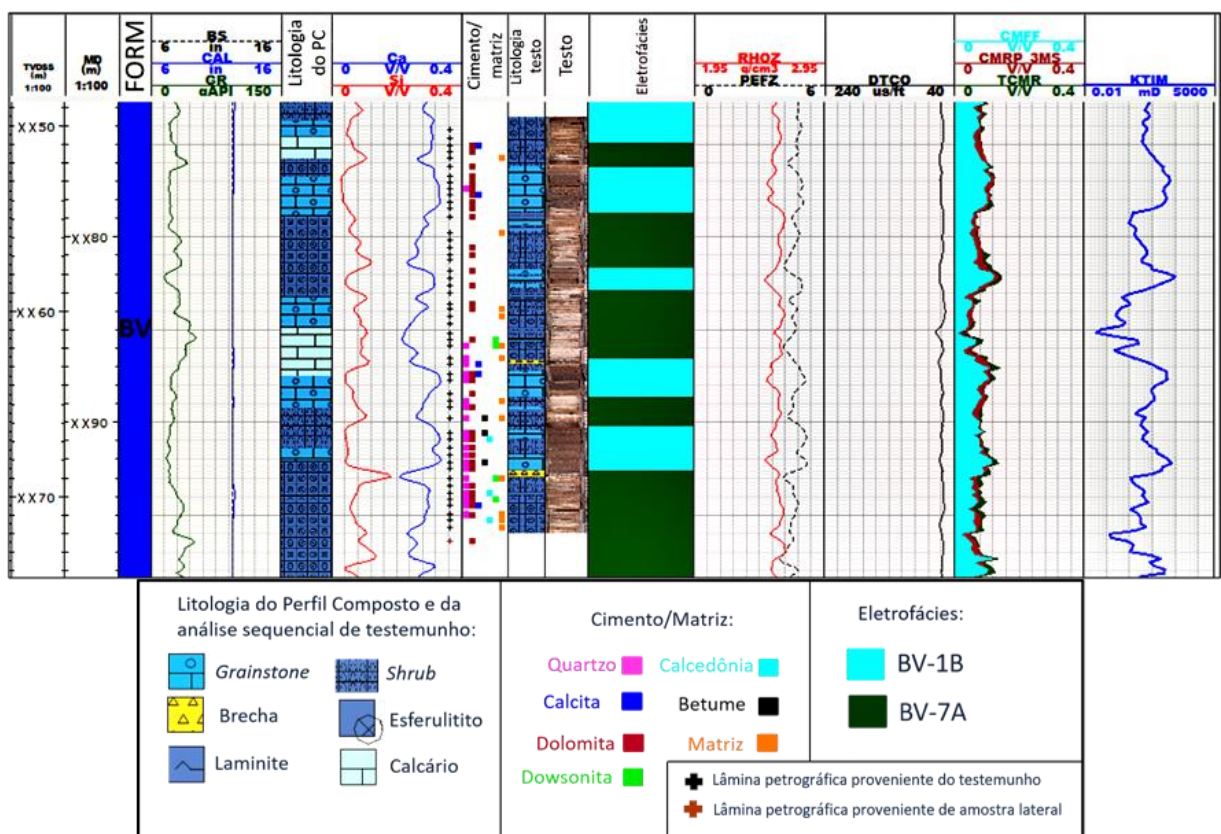


Figura 65: Classificação de eletrofácies no testemunho 1 do poço G.

O testemunho 2 (Figura 67) contém as eletrofácies BV-1A e BV-7A, referentes à Fm. Barra Velha e ITP-1B e ITP 2, que pertencem a Fm. Itapema. Inicialmente, serão abordadas as eletrofácies da Fm. Barra Velha. A eletrofácies BV-7A do poço G foi descrita originalmente no testemunho 1 e, portanto, somente a BV-1A foi descrita no testemunho 2.

A BV-1A (azul), de maneira semelhante a BV-1B, apresenta, relativamente, baixos valores de GR e conteúdo de sílica, altos de calcita e de PEFZ. No entanto, o que as difere são os valores de permoporosidade, que são maiores na BV-1A do que na BV-1B e, conseqüentemente, sua densidade é menor e sua vagarosidade é maior, como pode ser observado nos valores de média e moda dos perfis dispostos na Tabela 15. A BV-1A do poço G é composta essencialmente por *grainstones* provenientes do retrabalhamento de *shrubs* e esferulititos. Há também a presença de *floatstones*, silexito, esferulititos, *shrubs* e laminitos em menor quantidade.

Os principais tipos de cimento são o dolomítico e o calcítico, contendo também cimento quartzoso, de calcedônia, de dawsonita e matriz micrítica/margosa em poucas amostras. A granulometria varia de média a grossa e o grau de seleção, geralmente, de normal a bom. Neste estudo ficou subentendido que uma seleção “normal” é sinônimo de uma seleção “regular”. Na Figura 66 é possível observar duas lâminas petrográficas e duas fotografias de detalhe do testemunho 2, características da BV-1A. A Figura 66-A e 66-B são *grainstones* com cimento dolomítico e calcítico, a 66-C e 66-D também correspondem a *grainstones*.

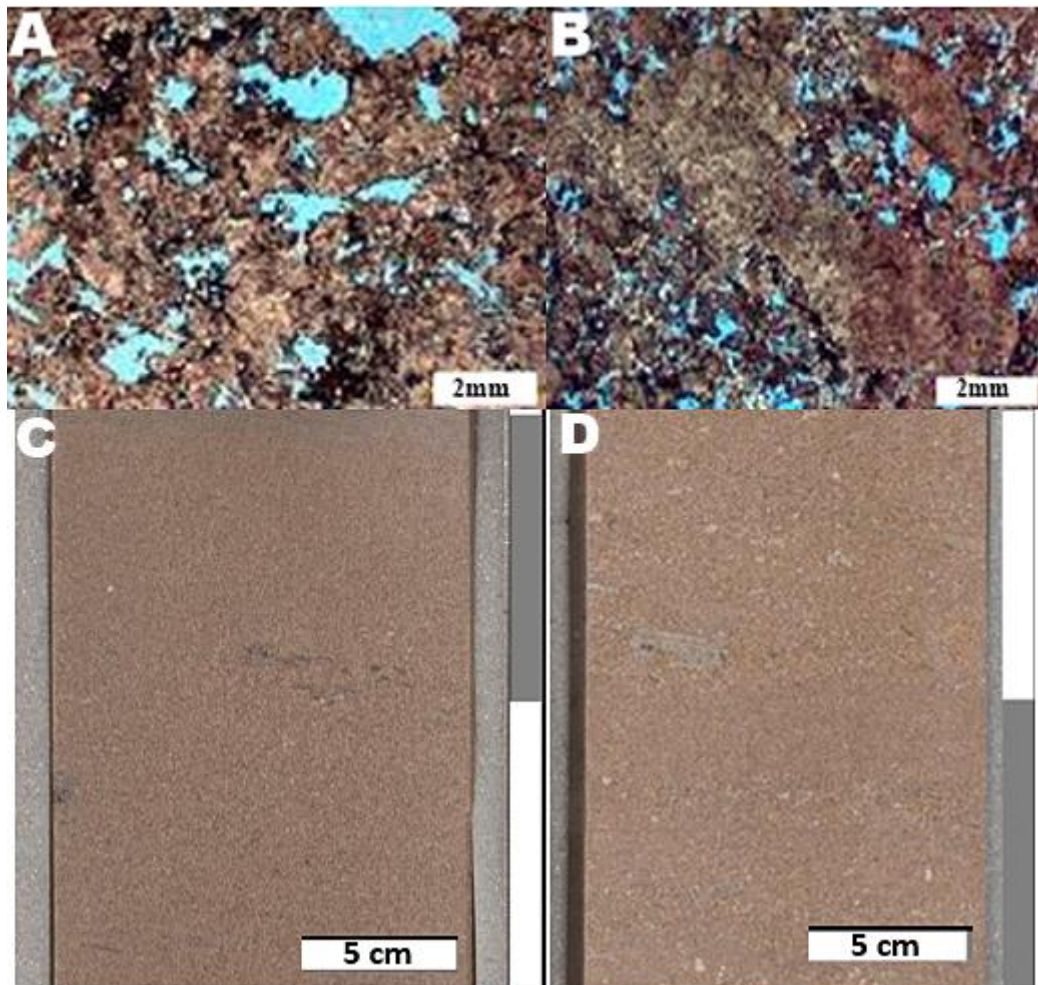


Figura 66: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 (C e D) características da BV-1A. A e B) *Grainstone* com cimento dolomítico e calcítico, (PP); C e D) *Grainstone*.

Tabela 15: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-7A do poço G, na Fm. Barra Velha.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-7A			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	61	11	23	17	50	15	27	27	59	16	35	29
CÁLCIO	0,39	0,22	0,32	0,32	0,34	0,23	0,30	0,31	0,34	0,21	0,27	0,29
SÍLICA	0,13	0,00	0,05	0,06	0,13	0,03	0,06	0,05	0,18	0,04	0,08	0,08
RHOZ	2,64	2,28	2,47	2,45	2,69	2,50	2,57	2,56	2,67	2,49	2,60	2,6
PEFZ	6,1	3,5	4,8	4,8	5,4	4,0	4,8	5	5,3	3,4	4,6	4,7
DT	72	56	65	65	64	54	58	60	68	53	58	58
CMFF	0,18	0,05	0,12	0,12	0,17	0,04	0,08	0,09	0,13	0,01	0,06	0,06
CMRP_3MS	0,19	0,07	0,13	0,13	0,16	0,06	0,09	0,1	0,13	0,03	0,07	0,08
TCMR	0,20	0,07	0,14	0,13	0,20	0,06	0,10	0,1	0,16	0,02	0,08	0,08
PERM	874	1,79	166	42	342	0,46	21	4	110	0,01	6	1

Na Figura 67 é possível observar o testemunho 2 e suas respectivas eletrofácies (BV-1A e BV-7A) na Fm. Barra Velha do poço G.

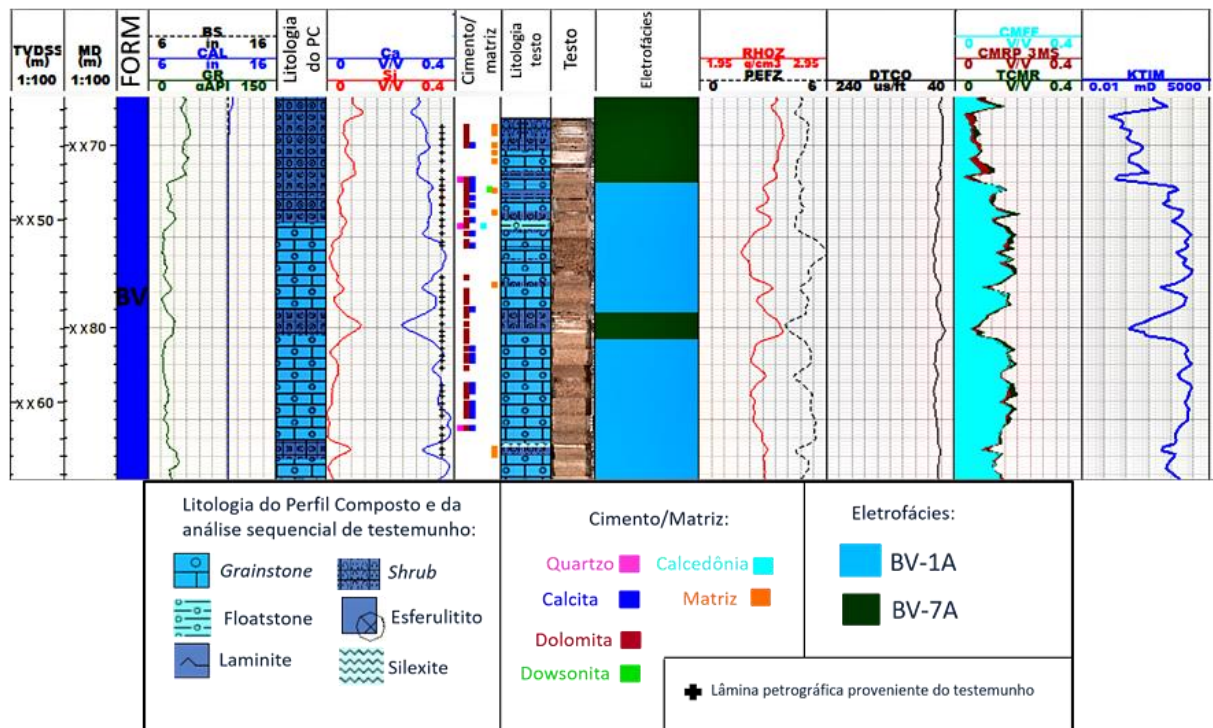


Figura 67: Classificação de eletrofácies no testemunho 2, Fm. Barra Velha do poço G.

Há outras eletrofácies presentes na Fm. Barra Velha do poço G que não foram testemunhadas, mas já foram classificadas e calibradas no poço E, são elas a BV-2, BV-5 e BV-6. A eletrofácies BV-2, assim como no poço E, é caracterizada principalmente por picos no perfil de GR, aumento de sílica e redução de cálcio, redução do PEFZ e da permoporosidade e, consequentemente, maiores valores de densidade e menores de vagarosidade, quando comparada a BV-1A e BV-1B (eletrofácies que cercam a BV-2). A BV-2 ocorre no topo do poço G e corresponde novamente aos picos de GR do Marco Lula, conforme mencionado anteriormente. No poço G, a eletrofácies BV-2 (verde) contém apenas uma amostra de lâmina que, assim como no poço E, é descrita como esferulítico. Sua granulometria é média/fina. A Figura 68 mostra as características (comportamento dos perfis e informações de rocha) da BV-2 no poço G.

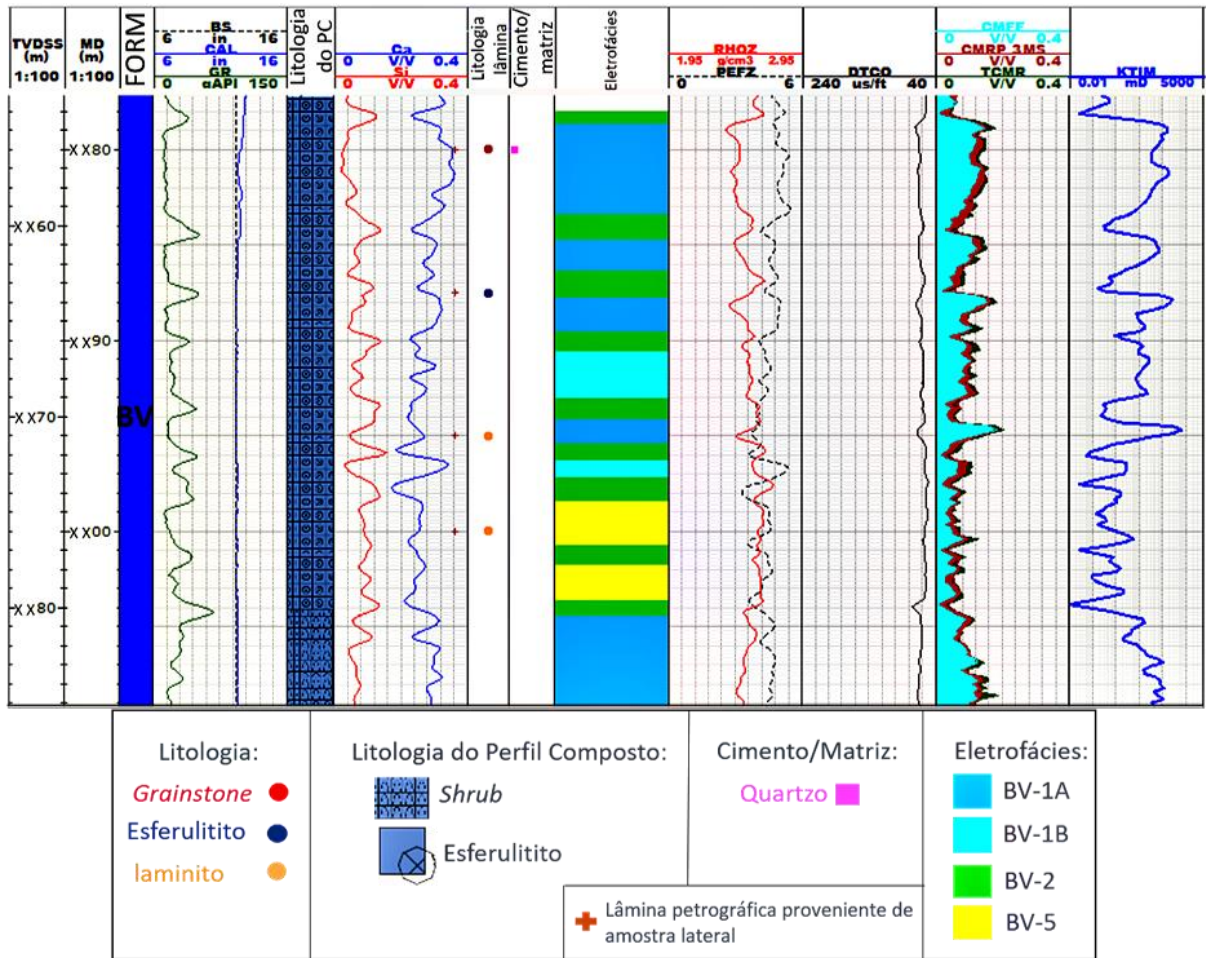


Figura 68: Classificação de eletrofácies com foco na BV-2 (Picos de GRdo Marco Lula) do poço G.

A Tabela 16 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado na classificação das eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-2 para que seja possível compará-las, visto que a BV-1A e BV-1B são as eletrofácies que mais ocorrem no entorno da BV-2 (Figura 68). É importante destacar alguns pontos como maiores valores de média e moda do GR e sílica e menores de PEFZ e permoporosidade na BV-2 quando comparada à BV-1A e BV-1B, conforme analisado qualitativamente.

Tabela 16: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-2 do poço G.

Perfis	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-2			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	61	11	23	17	50	15	27	27	68	16	37	40
CÁLCIO	0,39	0,22	0,32	0,32	0,34	0,23	0,30	0,31	0,30	0,17	0,24	0,23
SÍLICA	0,13	0,00	0,05	0,06	0,13	0,03	0,06	0,05	0,16	0,04	0,11	0,11
RHOZ	2,64	2,28	2,47	2,45	2,69	2,50	2,57	2,56	2,74	2,48	2,61	2,61
PEFZ	6,1	3,5	4,8	4,8	5,4	4,0	4,8	5	5,2	3,3	4,2	4,1
DT	72	56	65	65	64	54	58	60	74	51	58	56
CMFF	0,18	0,05	0,12	0,12	0,17	0,04	0,08	0,09	0,12	0,01	0,04	0,04
CMRP_3MS	0,19	0,07	0,13	0,13	0,16	0,06	0,09	0,1	0,13	0,04	0,07	0,07
TCMR	0,20	0,07	0,14	0,13	0,20	0,06	0,10	0,1	0,14	0,03	0,08	0,07
PERM	874	1,79	166	42	342	0,46	21	4	85	0,01	4	0

A eletrofácies BV-5 (amarela), calibrada e caracterizada anteriormente no poço E, também foi encontrada ao longo da Fm. Barra Velha do poço G. De maneira similar, a BV-5 do poço E, no poço G, possui valores relativamente baixos/médios de GR, altos de sílica e baixos de cálcio, altos de densidade e baixos de vagarosidade, PEFZ e permoporosidade. No poço G, a BV-5 contém somente quatro descrições, duas delas compostas por *shrubs* e esferulitos, consideradas fácies *in situ*, uma descrita como *grainstone* e outra como laminito. Esta eletrofácies apresenta cimento principalmente dolomítico (duas amostras) e algum cimento calcítico (uma amostra) e sua granulometria varia de fina a média. Das quatro amostras, duas são descritas como silicificadas, conforme esperado para esta eletrofácies. A Figura 69 mostra as características (comportamento dos perfis e informações de rocha) da BV-5 no poço G.

A Tabela 17 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado na classificação da eletrofácies BV-5. Vale pontuar os altos valores de média e moda para o conteúdo de sílica, baixos de calcita e de permoporosidade, conforme analisado qualitativamente.

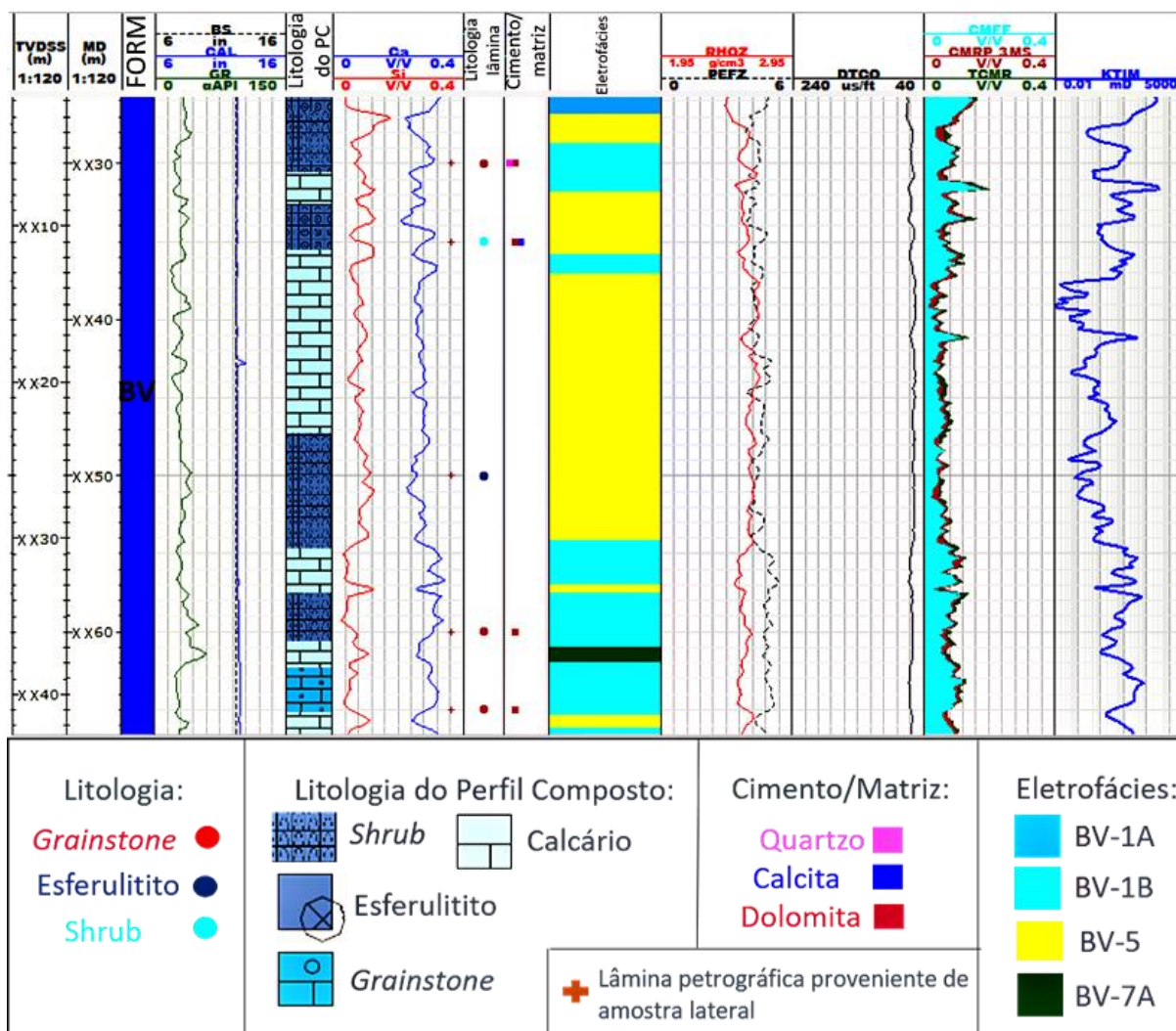


Figura 69: Classificação de eletrofácies com foco na BV-5 do poço G.

Tabela 17: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes à eletrofácies BV-5 do poço G.

Perfis	ELT BV-5			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	44	13	29	31
CÁLCIO	0,32	0,17	0,26	0,26
SÍLICA	0,26	0,04	0,10	0,09
RHOZ	2,71	2,44	2,61	2,64
PEFZ	5,3	3,6	4,4	4,3
DT	72	51	57	55
CMFF	0,13	0,01	0,05	0,04
CMRP_3MS	0,13	0,03	0,07	0,06
TCMR	0,16	0,03	0,07	0,07
PERM	116	0,01	5	0

A eletrofácies BV-6 (azul escuro), também faz parte da Fm. Barra Velha do poço G. A BV-6 do poço G, assim como no poço E, é caracterizada por valores relativamente baixos/médios de GR, altos de cálcio, baixos de sílica e de densidade, altos de PEFZ, de vagarosidade e de permoporosidade. No poço G, esta eletrofácies é composta essencialmente por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*), contendo uma amostra descrita como *grainstone*. Seus principais tipos de cimento são dolomíticos e quartzosos, possuindo também cimento de dawsonita e matriz argilosa em pouquíssimas amostras. A Figura 70 apresenta as características (comportamento dos perfis e informações de rocha) desta eletrofácies no poço G.

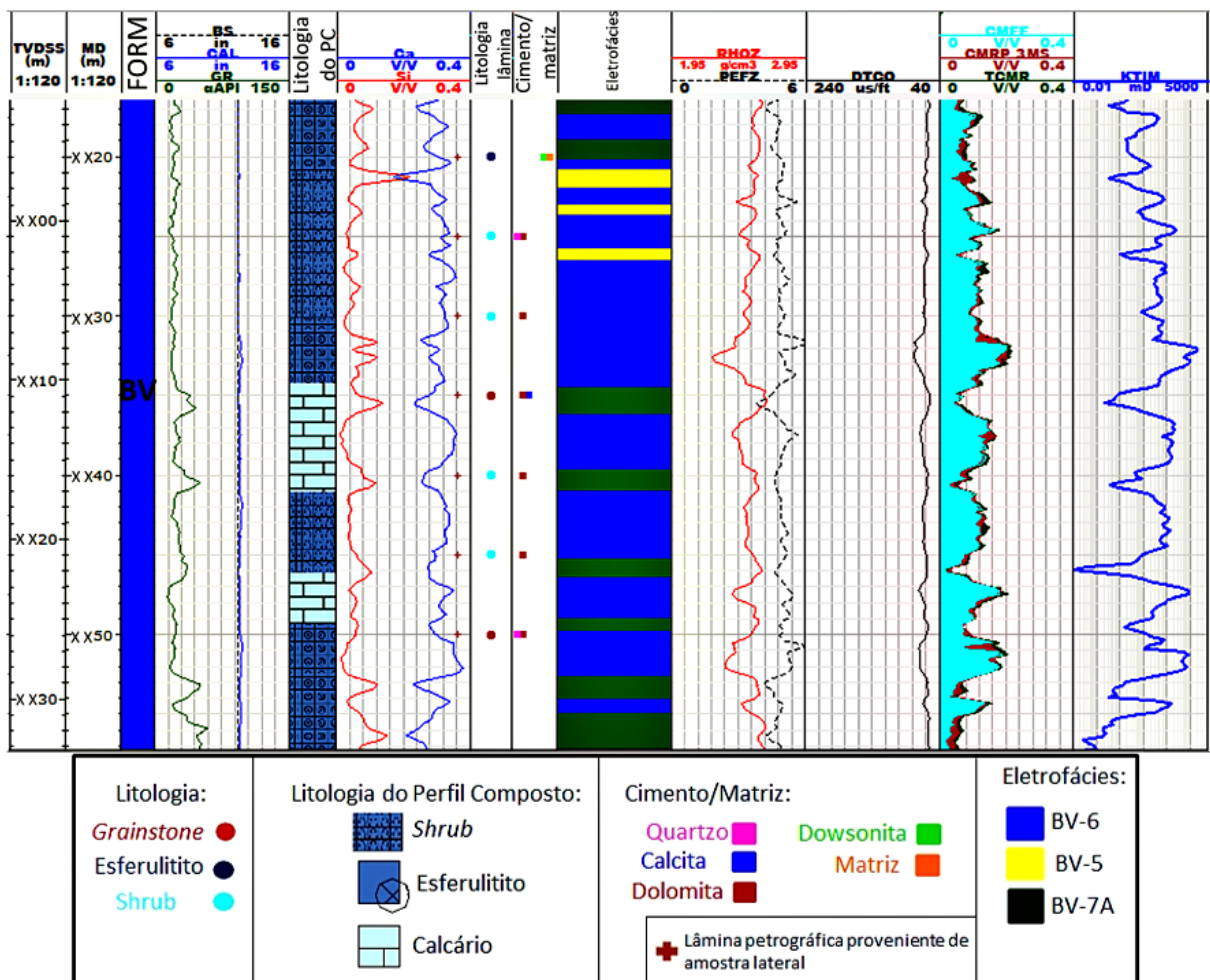


Figura 70: Classificação de eletrofácies com foco na BV-6 do poço G.

A Tabela 18 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado para classificar as eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-5, BV-6 e BV-7A, para que seja possível compará-las. Assim como no poço E, a BV-1A e BV-6, do poço G, são as eletrofácies com maiores valores de média e moda de permoporosidade. Ambas apresentam valores baixos de média e moda em relação ao conteúdo de sílica e altos de cálcio, sendo

diferenciadas principalmente devido a sua composição. A BV-6 é composta principalmente por carbonatos considerados *in situ* (*shrubs* e *esferulititos*) e a BV-1A é composta, em maioria, por retrabalhados (geralmente *grainstones*).

A BV-2 e BV-7A do poço G, também de maneira semelhante ao poço E, possuem comportamento dos perfis similares. Ambas são caracterizadas, principalmente, por um aumento no GR, na sílica e conseqüente redução de permoporosidade. No entanto, a BV-2 corresponde a picos de GR muito característicos, que ocorre em diversos poços da Bacia de Santos (Marco Lula), diferente da BV-7A. No poço G, a BV-5 mostra permoporosidade mais baixa, quando comparadas à BV-5 do poço E. Além disso, as principais características de perfis que diferenciam a BV-5 da BV-7A no poço G são os valores um pouco mais altos de GR e um pouco mais baixos de sílica na BV-7A, como é possível perceber, principalmente, através dos valores de média destes perfis, mostradas na Tabela 18.

Tabela 18: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies BV-1A, BV-1B, BV-2, BV-5, BV-6 e BV-7A do poço G.

	ELT BV-1A				ELT BV-1B				ELT BV-2			
Perfis	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	61	11	23	17	50	15	27	27	68	16	37	40
CÁLCIO	0,39	0,22	0,32	0,32	0,34	0,23	0,30	0,31	0,30	0,17	0,24	0,23
SÍLICA	0,13	0,00	0,05	0,06	0,13	0,03	0,06	0,05	0,16	0,04	0,11	0,11
RHOZ	2,64	2,28	2,47	2,45	2,69	2,50	2,57	2,56	2,74	2,48	2,61	2,61
PEFZ	6,1	3,5	4,8	4,8	5,4	4,0	4,8	5	5,2	3,3	4,2	4,1
DT	72	56	65	65	64	54	58	60	74	51	58	56
CMFF	0,18	0,05	0,12	0,12	0,17	0,04	0,08	0,09	0,12	0,01	0,04	0,04
CMRP_3MS	0,19	0,07	0,13	0,13	0,16	0,06	0,09	0,1	0,13	0,04	0,07	0,07
TCMR	0,20	0,07	0,14	0,13	0,20	0,06	0,10	0,1	0,14	0,03	0,08	0,07
PERM	874	1,79	166	42	342	0,46	21	4	85	0,01	4	0
	ELT BV-5				ELT BV-6				ELT BV-7A			
Perfis	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	44	13	29	31	43	13	23	22	59	16	35	29
CÁLCIO	0,32	0,17	0,26	0,26	0,38	0,25	0,32	0,33	0,34	0,21	0,27	0,29
SÍLICA	0,26	0,04	0,10	0,09	0,12	0,01	0,05	0,04	0,18	0,04	0,08	0,08
RHOZ	2,71	2,44	2,61	2,64	2,61	2,25	2,50	2,56	2,67	2,49	2,60	2,6
PEFZ	5,3	3,6	4,4	4,3	6,4	4,5	5,1	4,9	5,3	3,4	4,6	4,7
DT	72	51	57	55	78	56	63	63	68	53	58	58
CMFF	0,13	0,01	0,05	0,04	0,20	0,05	0,11	0,11	0,13	0,01	0,06	0,06
CMRP_3MS	0,13	0,03	0,07	0,06	0,20	0,07	0,12	0,12	0,13	0,03	0,07	0,08
TCMR	0,16	0,03	0,07	0,07	0,22	0,07	0,13	0,12	0,16	0,02	0,08	0,08
PERM	116	0,01	5	0	1795	2	141	27	110	0,01	6	1

A Figura 71 mostra a distribuição intervalar de eletrofácies em toda a Fm. Barra Velha do poço G. Da base ao topo é possível identificar 7 intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. No intervalo 1 (Figura 71), há predominância da eletrofácies BV-1A, que são retrabalhados com altos valores de permoporosidade e uma camada da BV-7A. No intervalo 2 (Figura 71), a eletrofácies BV-7A, caracterizada por carbonatos com maiores valores de GR, devido a presença de matriz argilosa e sílica e conseqüente redução de permoporosidade é predominante. No entanto, camadas da BV-6 começam a aparecer. O intervalo 3 (Figura 71) é composto essencialmente pelos carbonatos *in situ* (*shrubs* e esferulititos) mais “limpos” e com ótima permoporosidade, características da eletrofácies BV-6, intercalados a camadas da BV-7A e BV-5. O intervalo 4 (Figura 71) é composto principalmente pela BV-7A com intercalações da BV-1B. O intervalo 5 (Figura 71) contém, principalmente, os retrabalhados com permoporosidade média da BV-1B, com algumas camadas da BV-5 e BV-7A. O intervalo 6 (Figura 71) é formado pela predominância da BV-5, que é composta principalmente por carbonatos *in situ* (*shrubs* e esferulititos) com alto conteúdo de sílica e, por isso, baixa permoporosidade, com algumas camadas de BV-1B. E, por fim, o intervalo 7 (Figura 71) contém principalmente os retrabalhados da BV-1A e BV-1B intercalados a BV-2 (picos de GR característicos do Marco Lula) e também, camadas da BV-5.

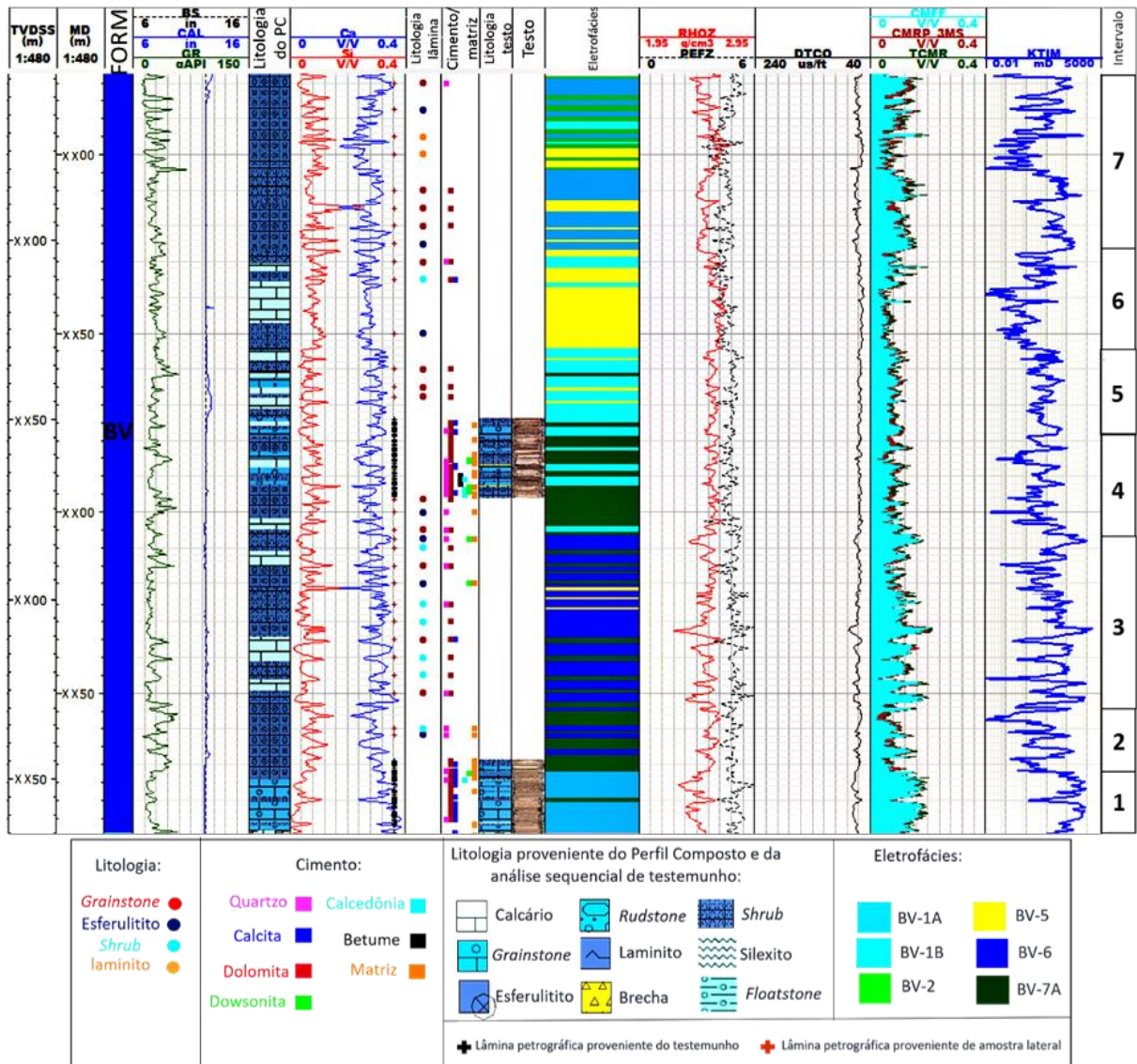


Figura 71: Classificação de eletrofácies na Fm. Barra Velha do poço G. Coluna 16: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies.

Finalizada a classificação de eletrofácies na Fm. Barra Velha do poço G, foi necessário criar novas eletrofácies para a Fm. Itapema, uma vez que esta formação contém fácies bastante diferentes. A Fm. Itapema, no poço G, é composta, essencialmente, por bioclastos de moluscos bivalves, contendo também ostracodes e gastrópodes, em um número menor de amostras. As conchas, geralmente, não apresentam orientação preferencial, apenas em alguns trechos são encontradas conchas horizontais/sub-horizontais e existem apenas duas amostras com conchas verticais/subverticais. A Fm. Itapema, neste poço, foi dividida em três eletrofácies, sendo elas ITP-1A, ITP-1B e ITP-2.

A eletrofácies ITP-1 (Figura 75) pode ser dividida em ITP-1A (azul claro), não presente no intervalo testemunhado, e ITP-1B (cinza), coberta por testemunho. Ambas as eletrofácies (ITP-1A e ITP-1B) apresentam, relativamente, baixos valores de GR e sílica, alto conteúdo de cálcio e altos valores de PEFZ. O que difere estas duas eletrofácies é a permoporosidade. Enquanto a ITP-1A apresenta altos valores de permoporosidade e, conseqüentemente, menores densidades e maiores vagarosidades, a ITP-1B apresenta médios valores de permoporosidade e, portanto, maiores valores de densidade e menores de vagarosidade, quando comparada a ITP-1A.

Esta comparação pode ser visualizada através dos valores de média e de moda da tabela 19 e do comportamento dos perfis mostrados na Figura 75. A ITP-1A e ITP-1B são formadas, principalmente, por coquinas na forma de *rudstones* e *floatstones*, essencialmente, contendo também *grainstones* e *wackestones* em menor quantidade. O principal tipo de cimento é calcítico, apresentando também cimento dolomítico e quartzoso em menor quantidade e pouquíssimas amostras com matriz indistinta/lamosa/arenosa/micrítica. Possuem granulometria grossa e grau de seleção predominantemente normal, na eletrofácies ITP-1A, e variado na ITP-1B. A Figura 72 apresenta duas lâminas petrográficas e duas fotos de detalhe do testemunho 2 características da ITP-1B. A Figura 72-A e 72-B correspondem a *rudstones* com cimento calcítico, a 72-C e 72-D também são *rudstones* característicos da ITP-1B.

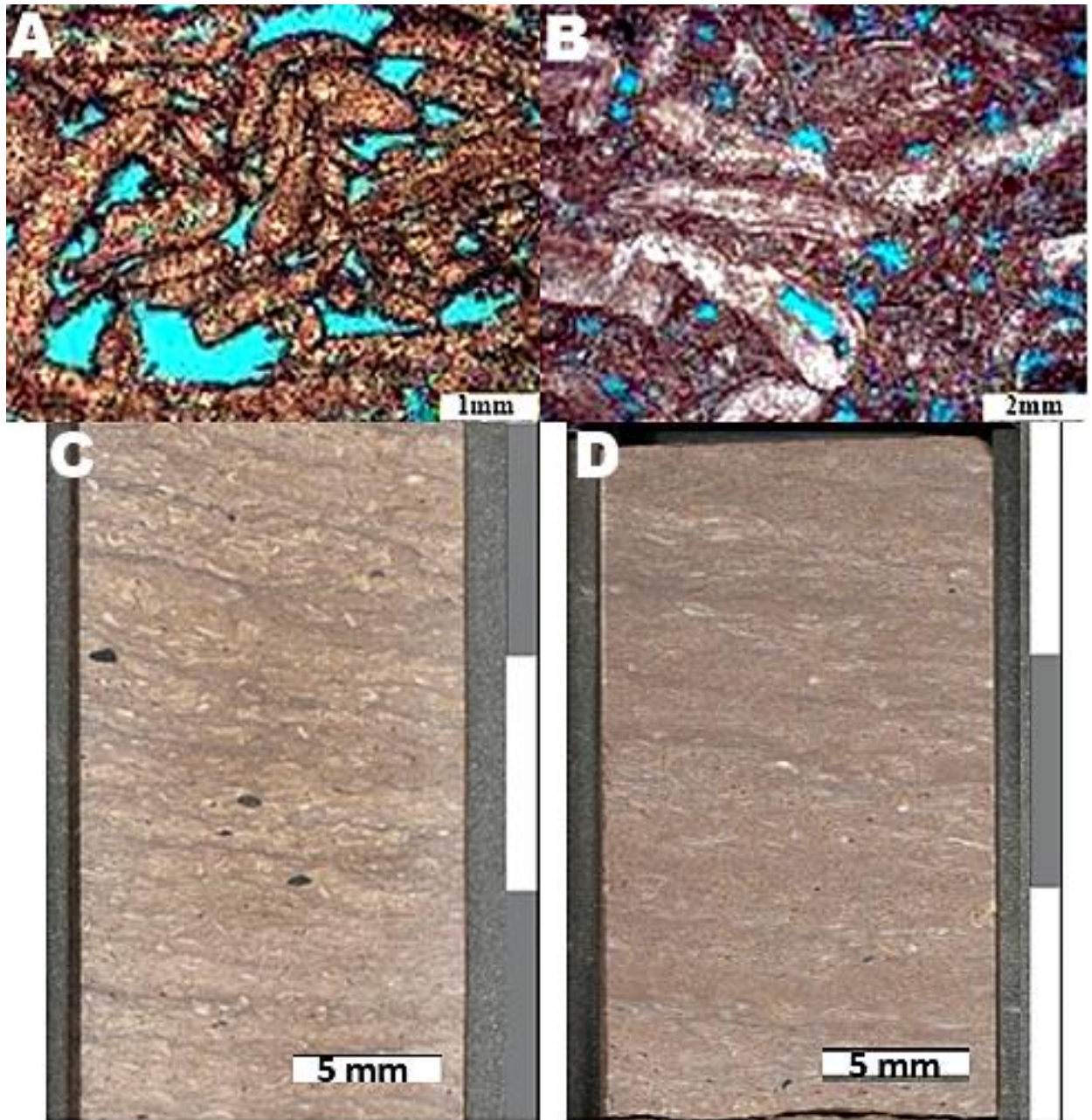


Figura 72: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 (C e D) características da ITP-1B. A e B) Rudstones com cimento calcítico (PP); C e D) Rudstones.

A Figura 73 apresenta duas lâminas petrográficas características da eletrofácies ITP-1A. A Figura 73-A corresponde a um *grainstone* com cimento calcítico e quartzoso e a Figura 73-B é um *floatstone* com cimento calcítico e matriz lamosa.

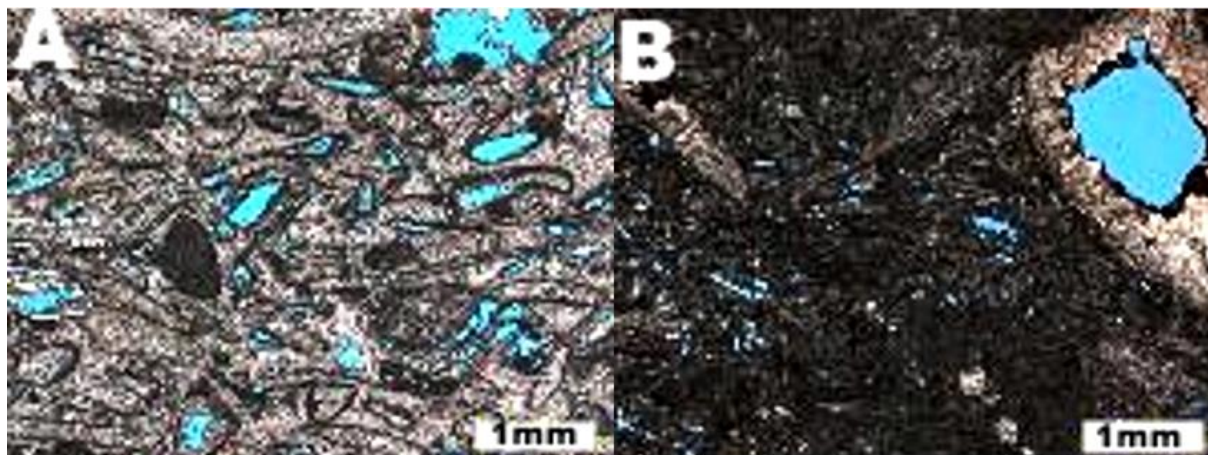


Figura 73: Duas lâminas petrográficas (A e B). A) *Grainstone* com cimento calcítico (PP); B) *Floatstone* com cimento calcítico e matriz lamosa (PP).

A Tabela 19 mostra os valores máximo, mínimo, de média e de moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies ITP-1A e ITP-1B. Vale pontuar que os valores de média e de moda corroboram o fato da ITP-1A possuir maiores valores de permoporosidade do que a ITP-1B.

Tabela 19: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies ITP-1A e ITP-1B do poço G.

Perfis	ELT ITP-1A				ELT ITP-1B			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	54	10	20	18	83	10	25	18
CÁLCIO	0,40	0,27	0,37	0,39	0,40	0,28	0,37	0,38
SÍLICA	0,14	0,00	0,02	0	0,13	0,00	0,02	0,02
RHOZ	2,59	2,29	2,42	2,43	2,64	2,38	2,50	2,51
PEFZ	6,7	4,1	5,2	5,3	5,7	4,1	5,3	5,4
DT	79	57	69	67	73	54	63	62
CMFF	0,21	0,04	0,14	0,14	0,16	0,04	0,09	0,08
CMRP_3MS	0,20	0,05	0,15	0,14	0,17	0,06	0,11	0,1
TCMR	0,21	0,04	0,15	0,15	0,19	0,05	0,12	0,11
PERM	1516	0,19	301	276	505	0,33	52	2

A eletrofácies ITP-2 (laranja) é caracterizada por valores relativamente baixos de GR, altos de sílica e baixos de cálcio, altos de densidade, baixos de PEFZ e vagarosidade e médios a baixos de permoporosidade, conforme podemos observar na Tabela 20 e Figura 75. Esta eletrofácies é composta também por coquinas na forma de *rudstones*, principalmente, contendo também *floatstones* e *grainstones*. Seus principais tipos de cimento são calcítico e quartzoso, granulometria grossa e o grau de seleção variado.

Portanto, o principal fator que diferencia a ITP-2 da ITP-1A e ITP-1B é o maior conteúdo de sílica e consequente redução de permoporosidade. Na Figura 74 é possível observar duas lâminas petrográficas e duas fotos de detalhe do testemunho 2 características da ITP-2, na qual a 74-A corresponde a um *rudstone* com cimento quartzoso e calcítico sob luz plano polarizada (PP) e a 74-B corresponde à mesma lâmina petrográfica, utilizando polarizador cruzado (PX). A presença da sílica é mais clara na Figura 74-B. As imagens 74-C e 74-D correspondem a *rudstones* com maior conteúdo de sílica, característicos da ITP-2.

A Tabela 20 mostra os valores máximo, mínimo, de média e moda de cada perfil utilizado nas eletrofácies ITP-1A, ITP-1B e ITP-2. Vale pontuar que a ITP-2 possui maiores valores de média e de moda, de conteúdo de sílica, menores de cálcio e menores de permoporosidade, quando comparada às eletrofácies ITP-1A e ITP-1B, conforme analisado qualitativamente.

Tabela 20: Valores máximo, mínimo, de média e de moda dos perfis correspondentes às eletrofácies ITP-1A, ITP-1B e ITP-2 do poço G.

Perfis	ELT ITP-1A				ELT ITP-1B				ELT ITP-2			
	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda	Máximo	Mínimo	Média	Moda
GR	54	10	20	18	83	10	25	18	46	10	19	15
CÁLCIO	0,40	0,27	0,37	0,39	0,40	0,28	0,37	0,38	0,39	0,05	0,31	0,32
SÍLICA	0,14	0,00	0,02	0	0,13	0,00	0,02	0,02	0,38	0,01	0,10	0,09
RHOZ	2,59	2,29	2,42	2,43	2,64	2,38	2,50	2,51	2,66	2,15	2,53	2,57
PEFZ	6,7	4,1	5,2	5,3	5,7	4,1	5,3	5,4	5,9	2,2	4,8	4,8
DT	79	57	69	67	73	54	63	62	93	53	61	60
CMFF	0,21	0,04	0,14	0,14	0,16	0,04	0,09	0,08	0,18	0,01	0,06	0,04
CMRP_3MS	0,20	0,05	0,15	0,14	0,17	0,06	0,11	0,1	0,21	0,02	0,08	0,06
TCMR	0,21	0,04	0,15	0,15	0,19	0,05	0,12	0,11	0,23	0,02	0,08	0,08
PERM	1516	0,19	301	276	505	0,33	52	2	189	0	11	0

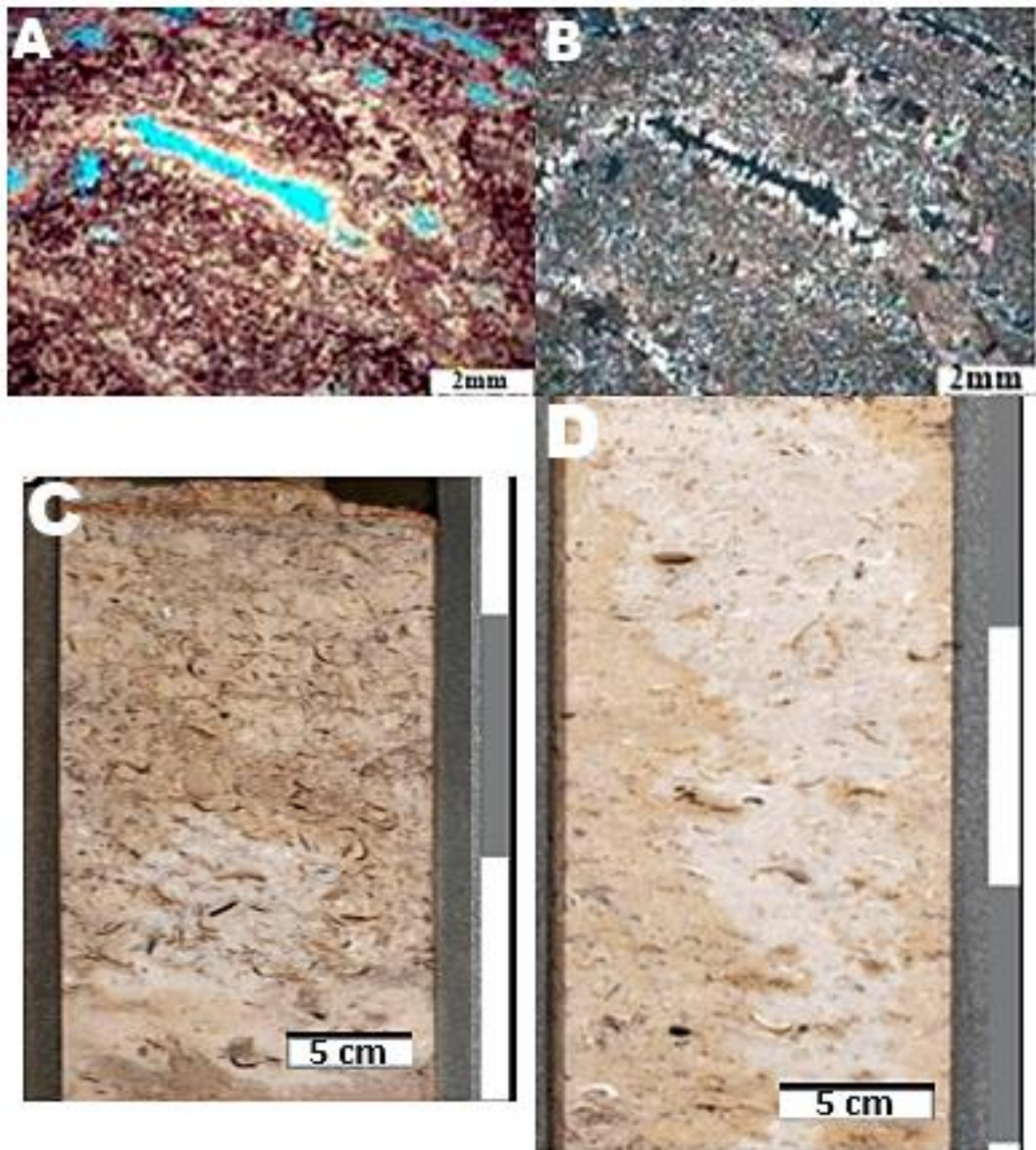
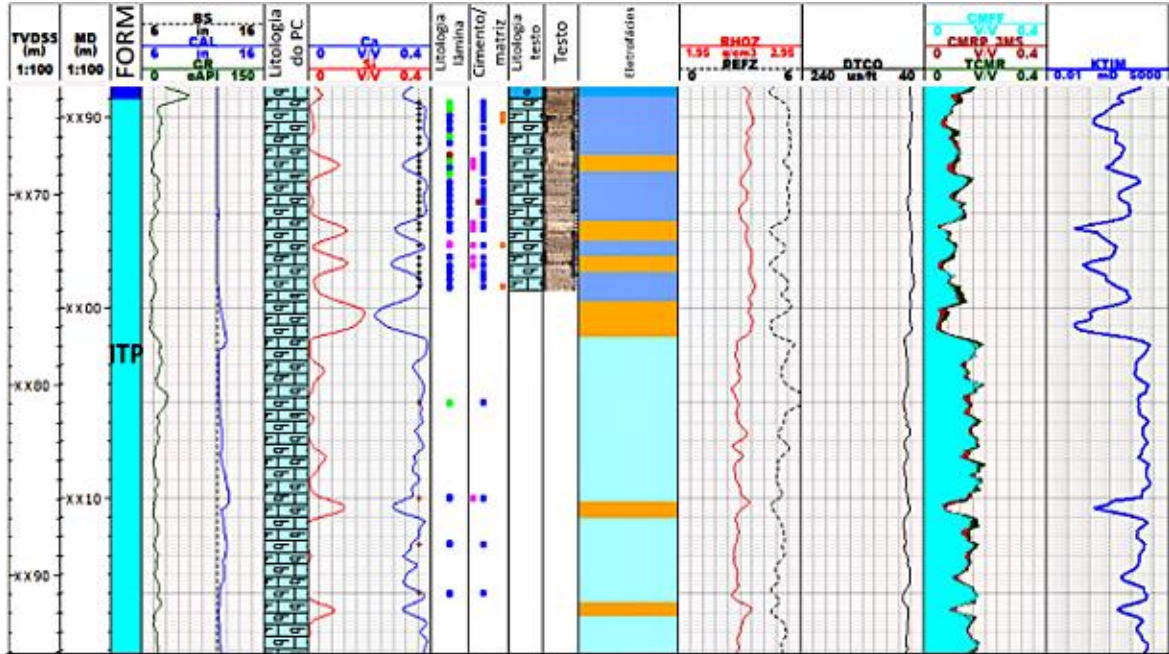


Figura 74: Duas lâminas petrográficas (A e B) e duas fotografias de detalhe do testemunho 2 do Poço G (C e D) características da ITP-2. A) *Rudstone* com cimento quartzoso e calcítico (PP); B) Mesma lâmina petrográfica utilizando polarizador cruzado (PX); C e D) *Rudstones* com maior conteúdo de sílica.

Na Figura 75 é possível observar o comportamento dos perfis e informações de rocha referente às eletrofácies ITP-1B e ITP-2 (em parte, cobertas por testemunho) e da ITP-1A (não testemunhada).



Litologia:	Cimento:	Litologia proveniente do Perfil Composto e da análise sequencial de testemunho:	Eletrofácies:
Grainstone ●	Quartzo ■	Coquina	ITP-1A
Floatstone ●	Calcita ■		ITP-1B
Rudstone ●	Dolomita ■		ITP-2
Wackestone ●	Matriz ■		
+ Lâmina petrográfica proveniente do testemunho + Lâmina petrográfica proveniente de amostra lateral			

Figura 75: Classificação de eletrofácies na Fm. Itapema do poço G, com foco nas eletrofácies ITP-1A, ITP-1B e ITP-2.

A Figura 76 mostra a distribuição espacial de eletrofácies em toda a Fm. Itapema do poço G. Da base ao topo, é possível identificar 4 intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. No intervalo 1 (Figura 76), há predominância da ITP-1B, com permoporosidade média, intercalada à ITP-2, na qual há aumento no conteúdo de sílica e consequente redução de permoporosidade. No intervalo 2 (Figura 76), é possível perceber uma prevalência da ITP-2 com camadas da ITP-1A e ITP-1B.

No intervalo 3 (Figura 76), a eletrofácies dominante é a ITP-1A, com excelente permoporosidade e finas camadas da ITP-2. E, por fim, no intervalo 4 (Figura 76), há novamente a predominância da ITP-1B com intercalações da ITP-2. Vale ressaltar que, no

fundo do poço G, ocorrem folhelhos e siltitos. Porém, não foram classificadas eletrofácies neste intervalo, uma vez que não foi coberta por todos os perfis.

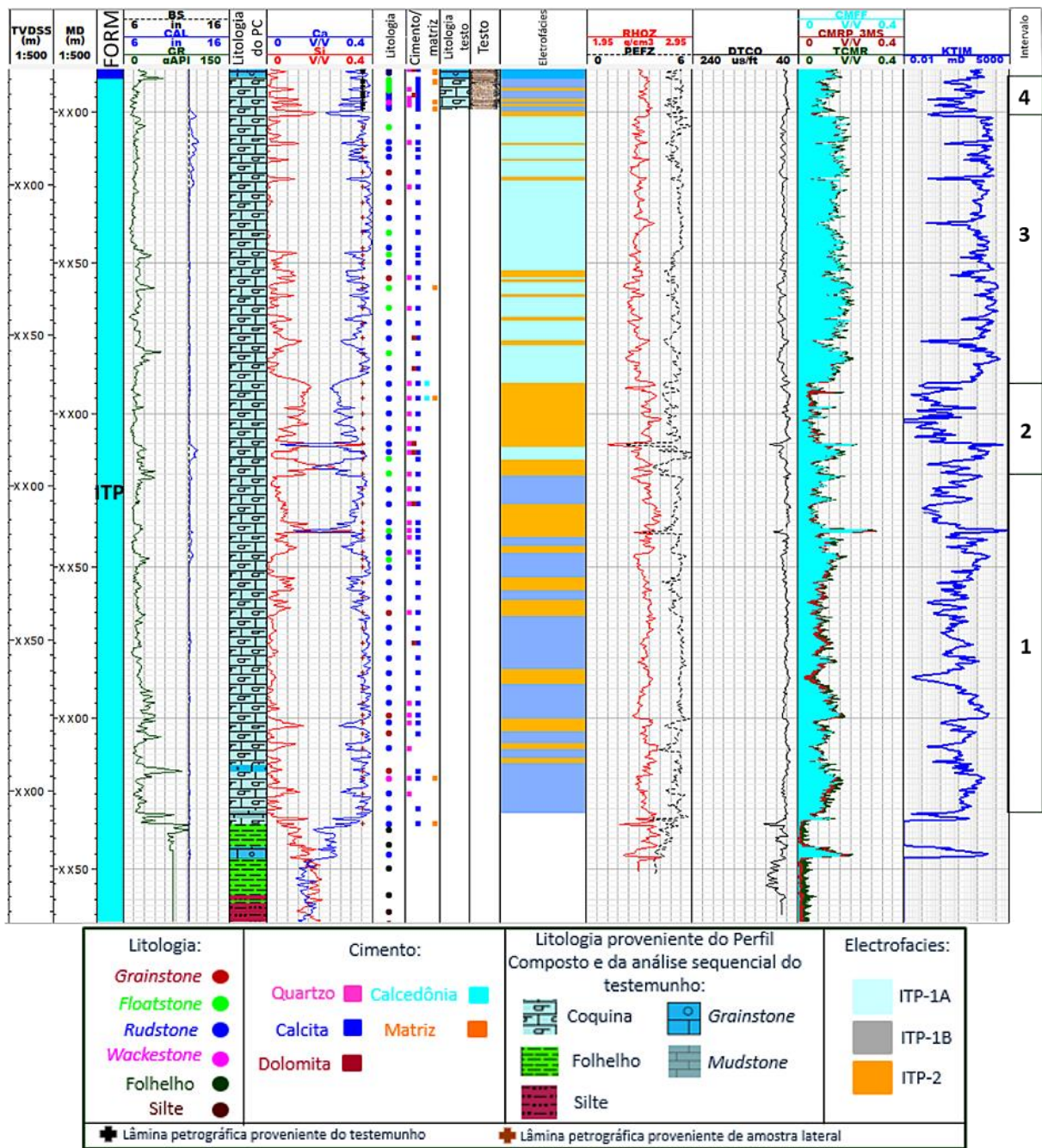


Figura 76: Classificação de eletrofácies na Fm. Itapema no poço G. Coluna 16: Intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. As descrições litológicas que não estão na mesma profundidade das lâminas petrográficas (coluna 6) e/ou testemunho (coluna 9), são provenientes de amostras laterais.

Na Tabela 21, verifica-se, de maneira resumida, as principais características das eletrofácies correspondentes ao poço G, para ambas as formações. Em relação à composição das rochas, é possível observar as litologias, tipos de cimento, granulometria e grau de seleção, predominantes de cada eletrofácies. No que concerne às características mais relevantes dos perfis, são dispostas a classificação em altos, médios e baixos valores relativos quando as eletrofácies são comparadas umas com as outras.

Vale ressaltar que, apesar do resumo das eletrofácies da Fm. Itapema estarem dispostos na mesma tabela que os da Fm. Barra Velha, eles não devem ser comparados entre si, visto que estas formações são constituídas por litofácies completamente diferentes. Além disso, nota-se que a BV-5 não apresentou descrição de cimento quartzoso, o que seria esperado, visto que esta eletrofácies possui valores relativamente altos de sílica. No entanto, é bastante provável que a BV-5 possua cimento quartzoso, que não foi descrito, devido ao reduzido número de lâminas petrográficas desta eletrofácies, no poço G.

Tabela 21: Resumo das características de rocha predominantes e comportamento dos perfis geofísicos de poço utilizados em cada eletrofácies no poço G. As características dos principais perfis que determinam as eletrofácies estão sublinhados.

Eletrofácies	Litologia	Cimento/ matriz	Granulometria	Seleção	Características dos perfis geofísicos de poço
BV-1A 	<i>Grainstones</i> (retrabalhados)	Dolomita e calcita	Média a grossa	Normal a boa	<u>GR, Si e RHOZ baixos, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM altos</u>
BV-1B 	<i>Grainstones</i> (retrabalhados)	Dolomita e quartzo	Média a grossa	Normal a boa	<u>GR e Si baixos, Ca e PEFZ altos, DT, RHOZ, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM médios</u>
BV-2 	Esferulítico (Marco Lula)	-	Fina/pequena a média	-	<u>GR, RHOZ e Si altos, Ca, DT, PEFZ, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u>
BV-5 	<i>Shrubs</i> e esferulíticos (<i>in situ</i>)	dolomita	Fina/pequena a média	-	<u>GR baixo/médio, Si e RHOZ altos, Ca, DT, PEFZ, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u>
BV-6 	<i>Shrubs</i> e esferulíticos (<i>in situ</i>)	Dolomita e quartzo	-	-	<u>GR baixo/médio, Si e RHOZ baixos, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM altos.</u>
BV-7A 	Esferulíticos, <i>shrubs</i> e laminitos	Dolomita e matriz argilosa	Varia	-	<u>GR e RHOZ altos, Si e PEFZ médios, Ca, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR, e PERM baixos</u>
ITP-1A 	<i>Rudstones</i> e <i>floatstones</i>	Calcita	Grossa	Normal	<u>GR, Si e RHOZ baixos, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM altos</u>
ITP-1B 	<i>Rudstones</i> e <i>floatstones</i>	Calcita	Grossa	Varia	<u>GR e Si baixos, Ca e PEFZ altos, RHOZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM médios</u>
ITP-2 	<i>Rudstones</i>	Calcita e quartzo	Grossa	Varia	<u>Si e RHOZ altos, GR, Ca, PEFZ, DT, CMFF, CMRP, 3MS, TCMR e PERM baixos</u>

6. DISCUSSÃO

6.1 Efeitos diagenéticos da sílica e da dolomita

Os principais processos diagenéticos atuantes na Fm. Barra Velha, nos poços E e G, são a cimentação, principalmente dolomítica, quartzosa e calcítica, além da silicificação, que é muito mais recorrente no poço E. Vale ressaltar que os processos diagenéticos que atuaram nos carbonatos do Pré-sal ao longo do tempo são extremamente complexos e, para entendê-los, seria necessário um estudo bastante aprofundado, inclusive com base em estudos sistematizados de lâminas petrográficas. Portanto, o que discutimos no presente trabalho são os processos diagenéticos que podem ser observados com base em dados de rocha e perfis geofísicos a poço aberto.

Os efeitos da presença de sílica nos carbonatos ficam evidentes com a classificação das eletrofácies. Na maioria das vezes, o aumento no conteúdo de sílica gera a redução da permoporosidade e algumas vezes do fluido livre, como foi possível observar, principalmente, através das eletrofácies BV-5 e ITP-2. Há poucas exceções onde o aumento do conteúdo de sílica está associado ao aumento da permoporosidade, provavelmente relacionada à presença de fraturas. A presença do cimento quartzoso é comum em ambos os poços, mas a silicificação é mais recorrente no poço E do que no poço G. Doze amostras são descritas como silicificadas na Fm. Barra Velha do poço E, e a ocorrência de silexito (rocha proveniente da silicificação), é mais comum neste poço. Na Fm. Barra Velha, no poço G, somente três amostras são descritas como silicificadas e a presença de silexito não é tão comum. Ademais, o perfil ECS de sílica da Fm. Barra Velha, no poço E, costuma ter valores maiores quando comparado ao da Fm. Barra Velha, no poço G.

O conteúdo de sílica geralmente é menor e o de cálcio normalmente é maior na Fm. Itapema quando comparado à Fm. Barra Velha, mas, da mesma maneira, na maioria das vezes em que há o aumento de sílica, ocorre a redução da permoporosidade. Na Figura 77 é possível perceber esta característica de redução da permoporosidade com o aumento no conteúdo de sílica referente a um intervalo da Fm. Barra Velha.

Como mencionado anteriormente, a presença de dolomita não mostrou uma relação direta na redução ou no aumento da permoporosidade. Na Fm. Barra Velha, em ambos os poços, o cimento dolomítico é bastante comum, já a dolomitização não é recorrente, de acordo com as descrições de rocha, havendo somente duas amostras descritas como dolomitizadas no poço E,

com uma amostra no poço G. Além disso, há somente uma amostra descrita como dolomita no poço E, com nenhuma amostra no poço G.

Conforme a Figura 78, no poço E, é possível perceber que em intervalos com rochas ígneas e na parte basal do poço, próximo a maioria destas ígneas, os valores de Mg costumam ser um pouco maiores (intervalo Mg 1 da Figura 78). Já no intervalo Mg 2 (exceto no diabásio, próximo ao topo), estes valores são baixos, apresentando uma média de 1% (intervalo Mg 2 da figura 78).

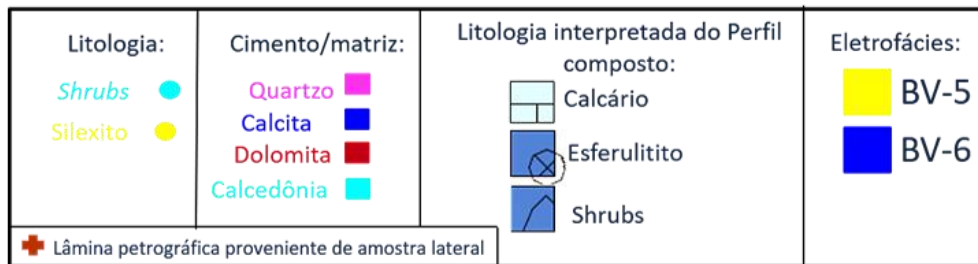
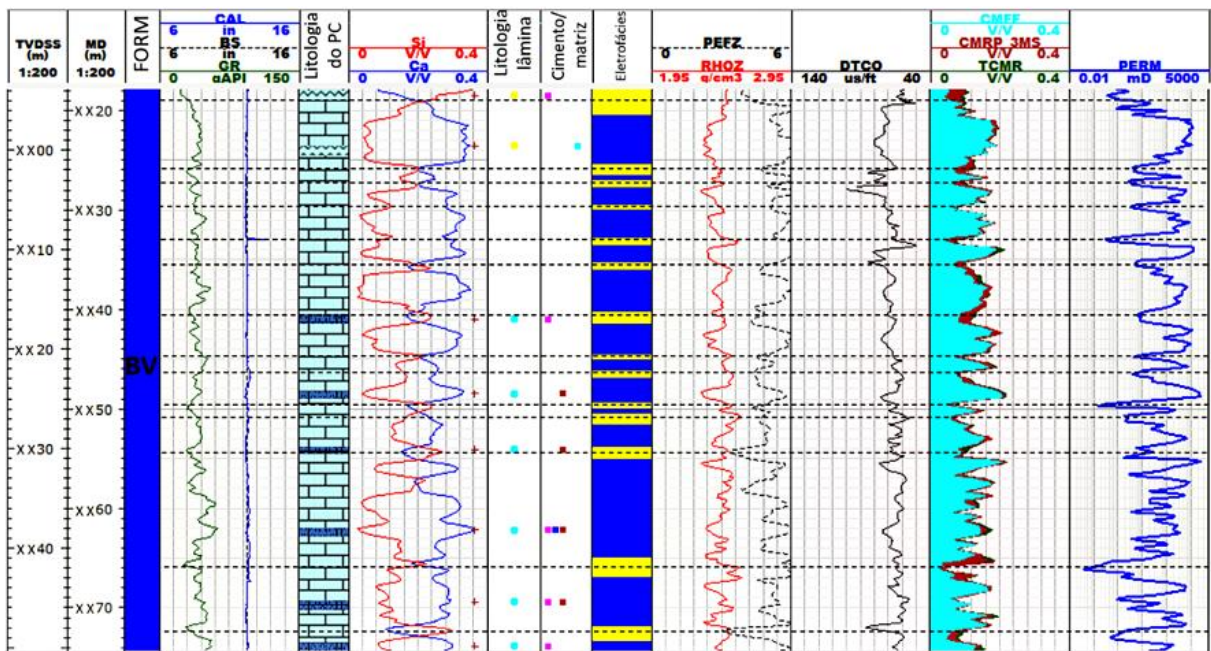


Figura 77: Exemplo do efeito do aumento de sílica, redução de cálcio e consequente redução da permoporosidade destacados por linha tracejada, Fm. Barra Velha, poço E.

Na Fm. Barra Velha, no poço G, os valores de Mg costumam ser um pouco maiores quando comparados ao intervalo Mg 2 do poço E, apresentando uma média de 3%, conforme observado na figura 79. Já na Fm. Itapema, no poço G, não há a presença de litologia descrita como dolomita e o cimento dolomítico não é muito comum. Além disso, o perfil ECS que Mg possui valores baixíssimos (Figura 79).

O fato da parte mais superior (intervalo Mg 2) da Fm. Barra Velha no poço E ter maiores valores de permoporosidade, apesar do maior conteúdo de sílica, quando comparada a Fm. Barra Velha no poço G, é algo que chama atenção, podendo sugerir alguma descontinuidade nesta porção superior, em algum dos poços. No entanto, quando observamos o conteúdo de magnésio, que é relacionado principalmente à dolomita, é possível perceber que os valores são maiores na Fm. Barra Velha do poço G, do que no intervalo Mg 2 da Fm. Barra Velha do poço E, apresentando uma média de 3% e 1%, respectivamente. Portanto, embora sejam valores baixos de conteúdo de Mg em ambos os poços, é possível que haja uma maior quantidade de cimento dolomítico na Fm. Barra Velha do poço G e isto seja um dos motivos para sua menor permoporosidade quando comparado ao intervalo Mg 2 do poço E.

Outro possível motivo seria uma maior dissolução nos carbonatos da parte superior da Fm. Barra Velha no poço E, através de fluidos hidrotermais, visto que este é um poço repleto de rochas ígneas. A dissolução na Fm. Barra Velha possui extrema relevância para a permoporosidade, conforme reportado por alguns autores (Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.* 2017, Lima & De Ros, 2019; Wright & Barnett, 2020). De acordo com Herlinger *et al.* (2017), a dissolução é bastante comum em argilas magnesianas. Portanto, é possível que a própria dissolução destas argilas tenha servido como fonte de sílica e magnésio, juntamente aos fluidos hidrotermais, para a formação de cimento dolomítico e quartzoso, e também para a silicificação.

Outra possível causa da maior permoporosidade no intervalo Mg 2 da Fm. Barra Velha do poço E (Figura 78), quando comparado a toda a Fm. Barra Velha do poço G (Figura 79), seria o fato de que um maior conteúdo de sílica no intervalo Mg 2 do poço E pode estar aumentando a rigidez das rochas e, conseqüentemente, ocasionando fraturas/microfraturas que aumentariam estas permoporosidades, o que é evidenciado por alguns “arrombamentos” no perfil caliper (intervalo Mg 2 da Figura 78).

Em relação à Fm. Itapema, presente apenas no poço G, foi verificado que a presença de cimento dolomítico não é recorrente e que os valores de Mg costumam ser baixíssimos. Logo, a dolomita parece não ter muita influência na permoporosidade desta formação. Já o conteúdo de sílica aumenta, por vezes, e, geralmente, também reduz a permoporosidade. Como a presença de argilas magnesianas não é tão comum na Fm. Itapema, é provável que a principal fonte de sílica e de magnésio tenha sido os fluidos hidrotermais, provenientes das intrusões ígneas. Além disso, Herlinger *et al.* (2017) afirmam que a evolução dos reservatórios bioclásticos da Fm.

Itapema foi controlada pelo balanço entre dissolução e neomorfismo dos bioclastos aragoníticos, favorecendo a geração de porosidade móldica, pobremente conectada, ou a preservação da porosidade interpartícula, bem conectada. Mais uma vez, são recomendados estudos petrográficos de detalhe para um maior entendimento sobre o controle dos processos diagenéticos nas coquinas da Fm. Itapema.

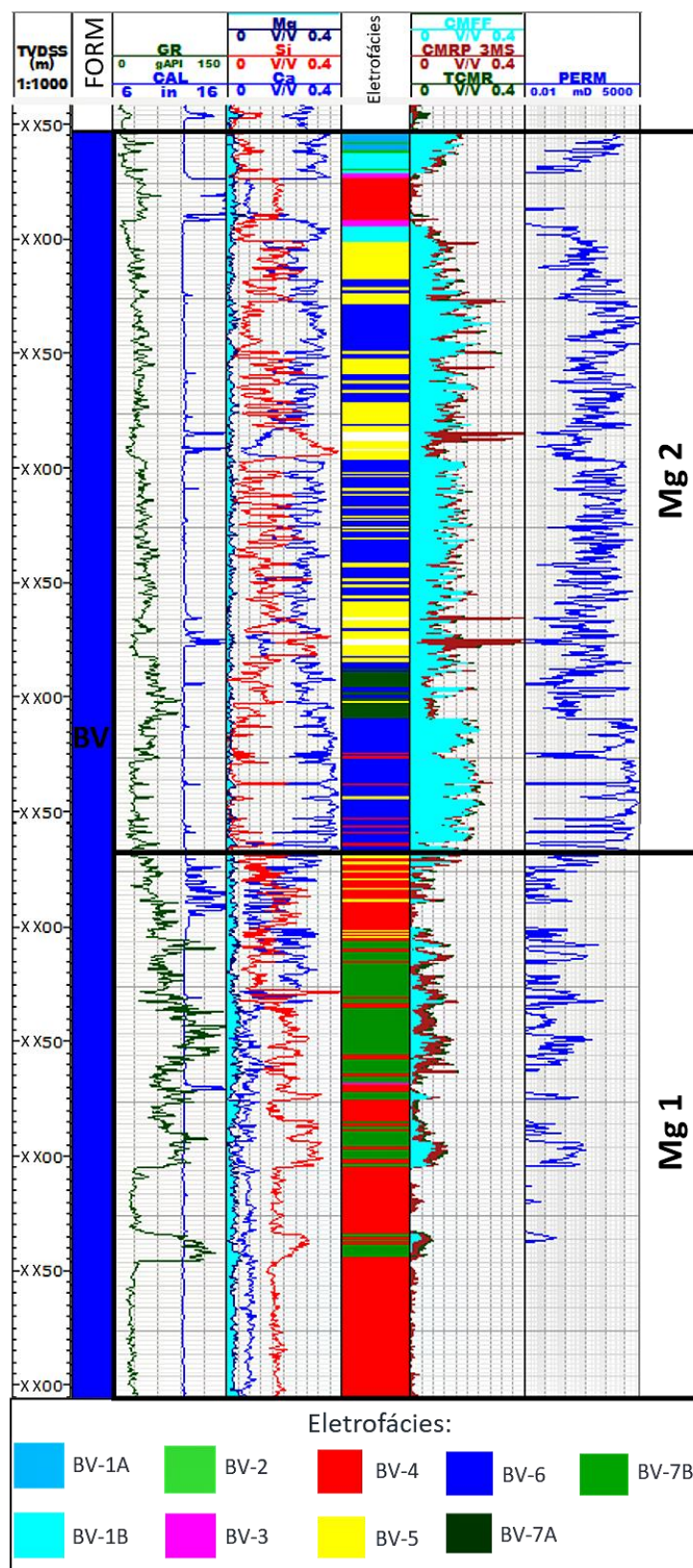


Figura 78: Perfil de magnésio apresentando valores um pouco maiores no intervalo 1 e bastante baixos no intervalo 2, exceto na região com o diabásio próximo ao topo do poço E. Coluna 9: intervalos com maior (1) e menor quantidade de Mg (2).

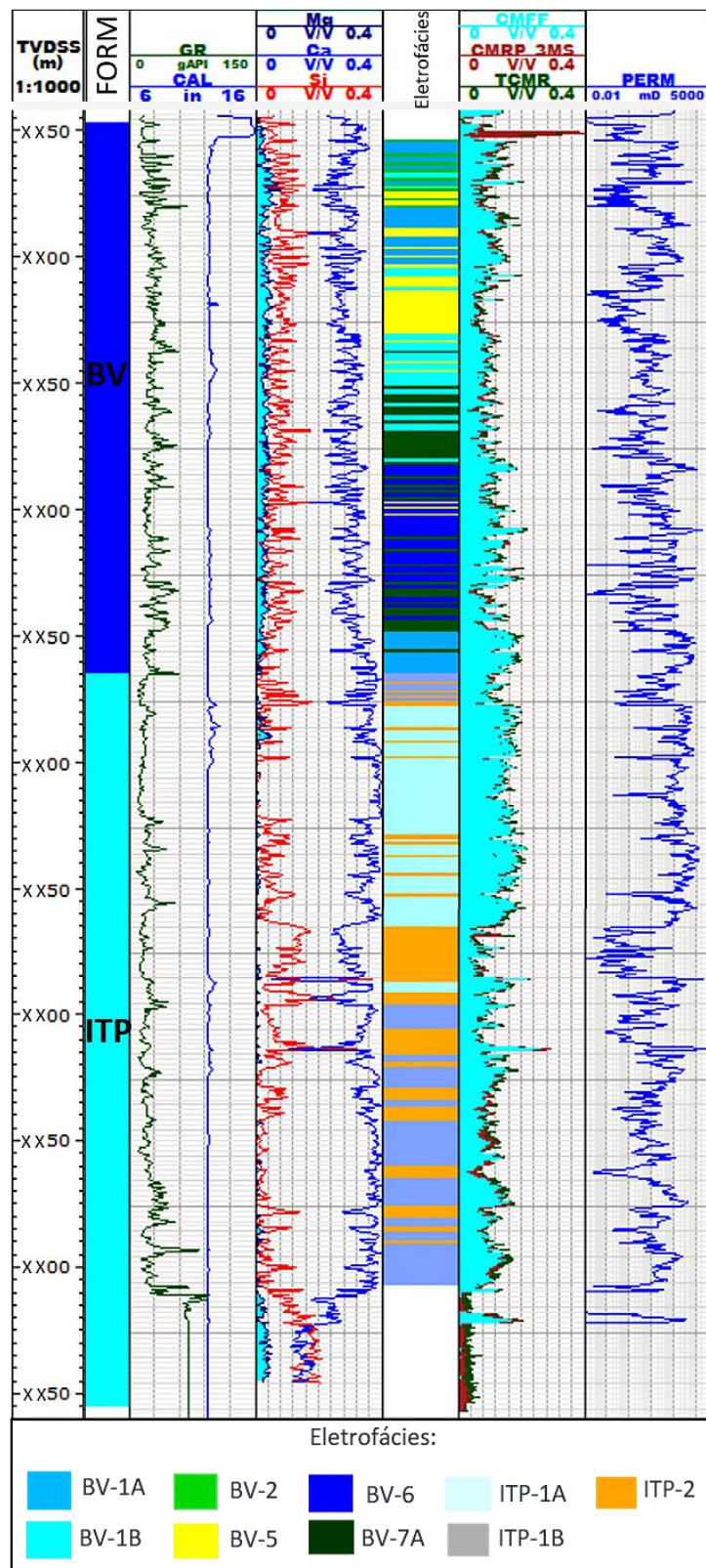


Figura 79: Perfil de magnésio apresentando valores maiores na Fm. Barra Velha e bastante baixos na Fm. Itapema do poço G.

6.2 Principais aspectos redutores de permoporosidade

Apesar da mesma composição mineralógica (carbonatos), utilizando perfis convencionais e não convencionais em conjunto, foi possível realizar a classificação de eletrofácies. A união do perfil de GR aos de Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) de Ca e Si, foi imprescindível para a confecção das eletrofácies e para a compreensão das variações de permoporosidade nos carbonatos.

Com a classificação de eletrofácies foi possível analisar e compreender a variação vertical de permoporosidade dos poços E e G, tendo sido observado que os principais fatores responsáveis pela redução da permoporosidade na Fm. Barra Velha, em ambos os poços, foi o aumento do conteúdo de sílica e/ou de argila, evidenciado pelas eletrofácies BV-2, BV-5, BV-7A e BV-7B. No entanto, nem sempre valores altos de conteúdo de sílica reduzem aos valores de permoporosidade ao ponto de torná-los muito baixos. Entretanto, as eletrofácies que apresentam melhor permoporosidade (variando de média a ótima), em ambos os poços, possuem altos valores de conteúdo de cálcio (BV-1A, BV-1B, BV-6, ITP-1A e ITP-1B). A presença de sedimentos finos (*mudstones/laminitos*) também tem mostrado relação com a redução da permoporosidade na Fm. Barra Velha, o que é evidenciado pelas eletrofácies BV-7A e BV-7B. Além disso, no poço E, há outro fator responsável pela diminuição de permoporosidade, que é o metamorfismo de contato, o que fica claro através das eletrofácies BV-3. Na Fm. Itapema do poço G, o principal fator redutor de permoporosidade foi o aumento do conteúdo de sílica (ITP-2).

Portanto, as eletrofácies BV-1A, BV-6 e ITP-1A apresentam ótima permoporosidade e, logo, poderiam ser ótimos reservatórios. As eletrofácies BV-1B, BV-5 do poço E, ITP-1B e ITP-2 possuem médios a bons valores de permoporosidade. E por fim, as eletrofácies BV-2, BV-3, BV-4, BV-5 do poço G, BV-7A e BV-7B apresentam baixas permoporosidades, podendo caracterizar reservatórios de baixa qualidade ou não reservatórios.

6.3 Características das rochas ígneas no Poço E

Em relação às eletrofácies BV-4, o corpo ígneo, localizado próximo ao topo da Fm. Barra Velha, foi identificado como diabásio. A maioria das camadas finas que possuem dados de rocha, além dos intervalos ígneos 1 e 2 (Figura 54), também são descritos essencialmente como diabásio. Os intervalos ígneos em que há uma maior dúvida acerca da origem intrusiva ou extrusiva são o 3 e 4 (Figura 54). No intervalo 3 (Figura 54) é possível verificar duas amostras

descritas como diabásio e duas como basalto. Na Figura 80-A é possível observar uma das amostras, descrita como basalto, e outra na 80-B, descrita como diabásio.

Há duas possibilidades, o intervalo 3 pode ser um diabásio no qual, algumas partes da rocha puderam esfriar mais rapidamente do que outras e, portanto, nestas regiões, não houve tempo suficiente para o bom desenvolvimento dos cristais. Outra possibilidade seria o corpo ígneo ser a parte sub-vulcânica de um derrame.

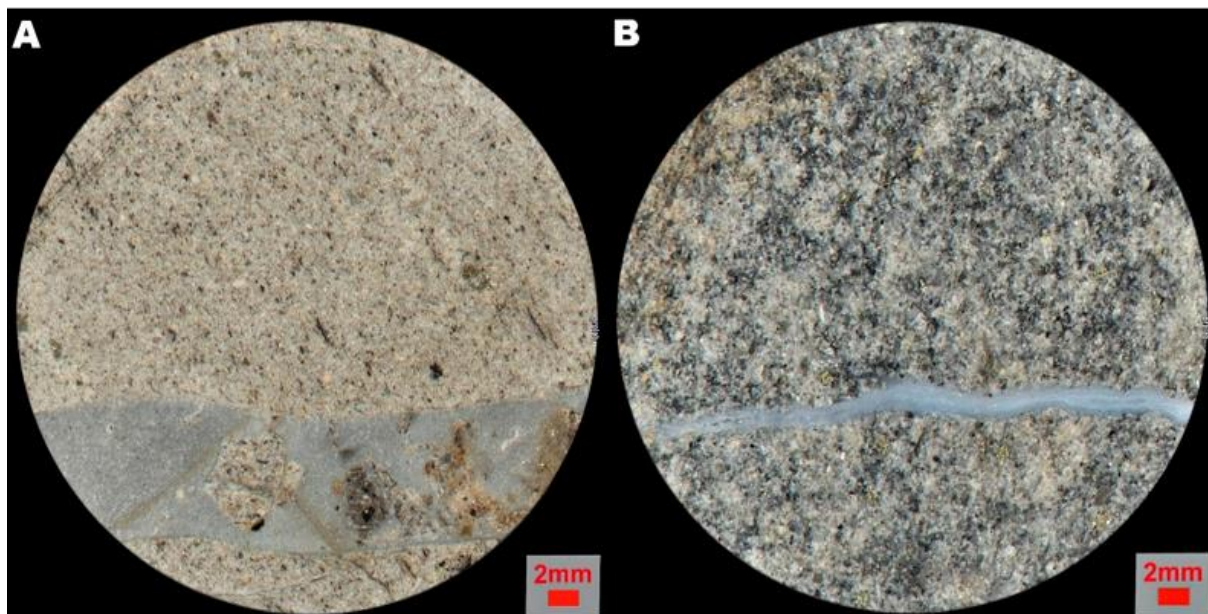


Figura 80: Fotografia de amostras laterais do intervalo ígneo 3 da figura 54. A) Amostra descrita como basalto; B) Amostra descrita como diabásio.

O intervalo ígneo 4 (Figura 54) possui uma amostra descrita como diabásio, três como basalto e uma como ígnea não identificada. Este intervalo apresenta “arrombamento” do perfil caliper, o que indica a existência de ígnea intrusiva. No entanto, nas Figura 81-B e 81-C, descritas como basalto, é possível perceber uma granulação fina, enquanto na 81-A, há cristais bem desenvolvidos.

A Figura 81-D, descrita como ígnea não identificada, apresenta uma textura fina, porém diferente das demais rochas. Portanto, assim como o intervalo 3, o intervalo 4 (Figura 54) pode ser um diabásio com regiões onde os cristais não foram bem desenvolvidos devido ao rápido resfriamento, um basalto ou até mesmo algum outro tipo de rocha ígnea, devido à presença da amostra descrita como ígnea não identificada, na qual houve posterior intrusão. Esta eletrofácies não é considerada na evolução dos ambientes mostrada na Figura 83, já que a maioria dos corpos ígneos parecem ser intrusões (pós-deposicional).

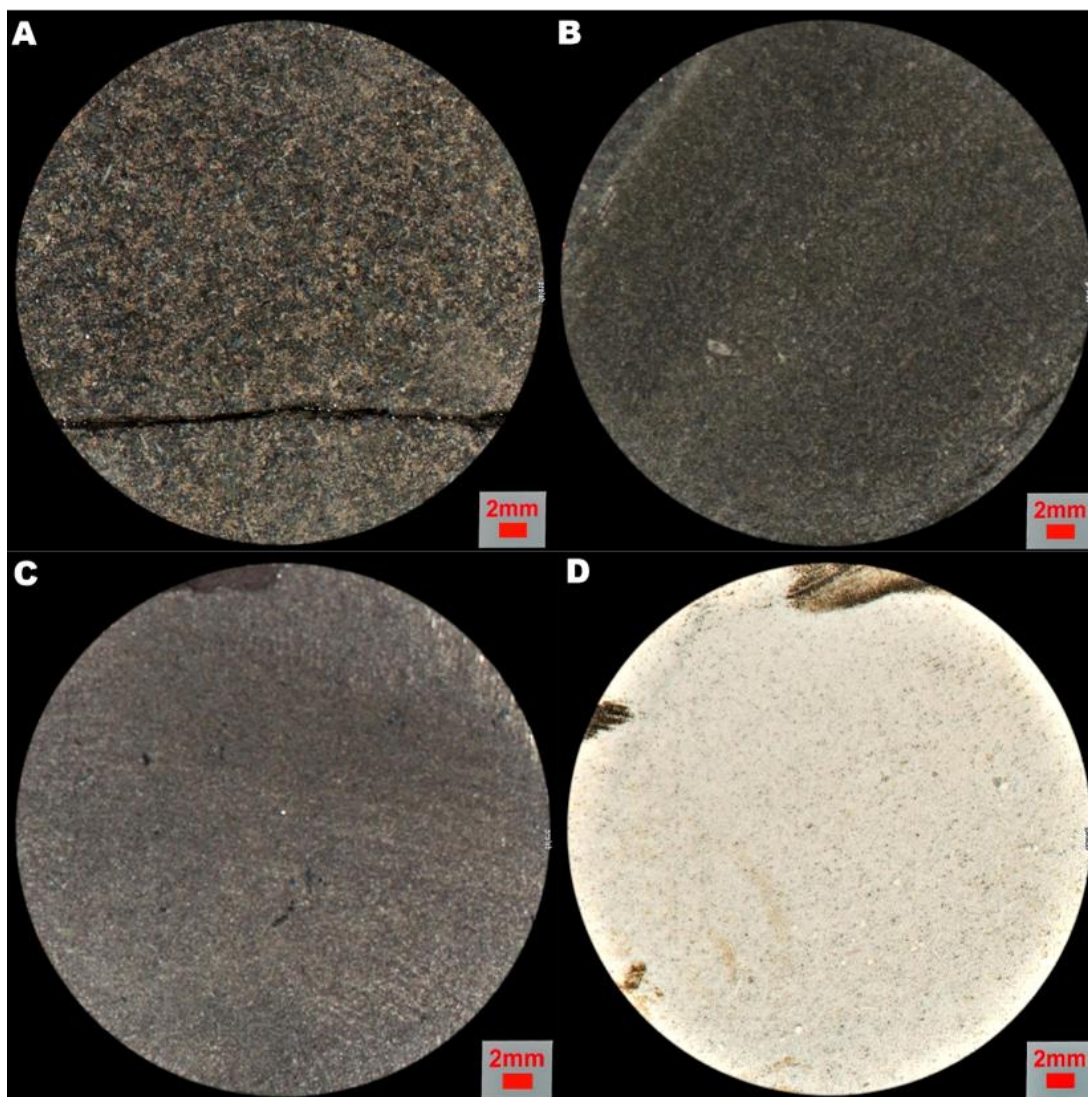


Figura 81: Fotografia de amostras laterais do intervalo ígneo 4 da figura 54. A) Amostra descrita como diabásio; B e C) Amostras descritas como basalto; D) Amostra descrita como ígnea não identificada.

6.4 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Itapema do poço

G

A Fm. Itapema, que ocorre apenas no poço G, possui apenas três eletrofácies. A ITP-1 foi dividida em ITP-1A e ITP-1B, ambas apresentando comportamento de perfis e fácies bastante similares, sendo que o que as diferencia é a permoporosidade, que é maior na ITP-1A. Alguns fatores como uma maior quantidade de cimento, menor grau de dissolução das conchas e/ou menor porosidade primária da ITP-1B podem ser responsáveis por seus menores valores de permoporosidade, quando comparados aos da ITP-1A. A ITP-2, por sua vez, é bastante similar à ITP-1A e à ITP-1B. No entanto, possui maior conteúdo de sílica e menor permoporosidade. As fácies formadoras das três eletrofácies são bastante similares,

compreendendo as coquinas, na forma de *rudstones*, *floatstones* e *grainstones*, na grande maioria das vezes. Portanto, não foi possível uma associação direta do ambiente deposicional às eletrofácies, como foi feito para a Fm. Barra Velha. Na Fm. Itapema, foram utilizados principalmente dados tafonômicos como o grau de seleção e orientação das conchas, baseado no trabalho de Chinelatto *et al.* (2020), conforme descrito na etapa IX da metodologia.

A Fm. Itapema foi dividida em seis intervalos, onde há a predominância de determinado grau de seleção e de orientação das conchas e, baseado nisto, foi possível identificar variações no nível de lago. Chinelatto *et al.* (2020) relaciona conchas com orientação preferencial a condições climáticas de tempo bom e, sem orientação preferencial, a condições de tempestade. Por outro lado, fácies bem selecionadas são interpretadas como pertencentes a ambiente de maior energia, enquanto que fácies mal selecionadas podem ser correlacionadas a um ambiente de menor energia. Como o grau de seleção normal ou regular ocorre bastante na Fm. Itapema, no poço G, este foi associado a um ambiente transicional, com energia intermediária.

No intervalo 1 da Figura 82, há a predominância de conchas sem orientação preferencial, o que indica um momento de ondas de tempestade e grau de seleção regular, o que designa que a sedimentação está localizada em um ambiente de energia intermediária (Figura 82-1) e as ondas e correntes tiveram força para remover parte dos grãos finos. No intervalo 2 da Figura 82, de uma maneira geral, as conchas não apresentam uma orientação preferencial, indicando a presença de ondas de tempestade. O grau de seleção geralmente é ruim, o que sugere que, neste momento, a sedimentação estava em um ambiente de baixa energia (Figura 82-2), e a força das ondas e correntes não foi suficiente para remover os grãos finos.

No intervalo 3 da Figura 82, a orientação das conchas varia. No entanto, a maioria das amostras apresenta conchas orientadas horizontalmente ou sub-horizontalmente, o que indica que havia ondas de tempo bom. O grau de seleção é predominantemente normal, o que sugere que o poço está em um ambiente de energia intermediária (Figura 82-3). No intervalo 4 da Figura 82, as conchas não apresentam orientação preferencial, indicando a presença de ondas de tempestade. O grau de seleção é regular/bom, o que sugere que a sedimentação está em um ambiente de maior energia (Figura 82-4).

No intervalo 5 da Figura 82, há apenas uma amostra descrita como conchas sem orientação preferencial, o que indica a presença de ondas de tempestade. O grau de seleção é descrito como mal selecionado, sugerindo que a sedimentação está em um ambiente de baixa energia (Figura 82-5). E, por fim, no intervalo 6, as conchas geralmente não apresentam

orientação preferencial, o que denota a ocorrência de ondas de tempestade. O grau de seleção neste intervalo é predominantemente regular/bom, indicando que a sedimentação se encontra em um ambiente de maior energia (Figura 82-6).

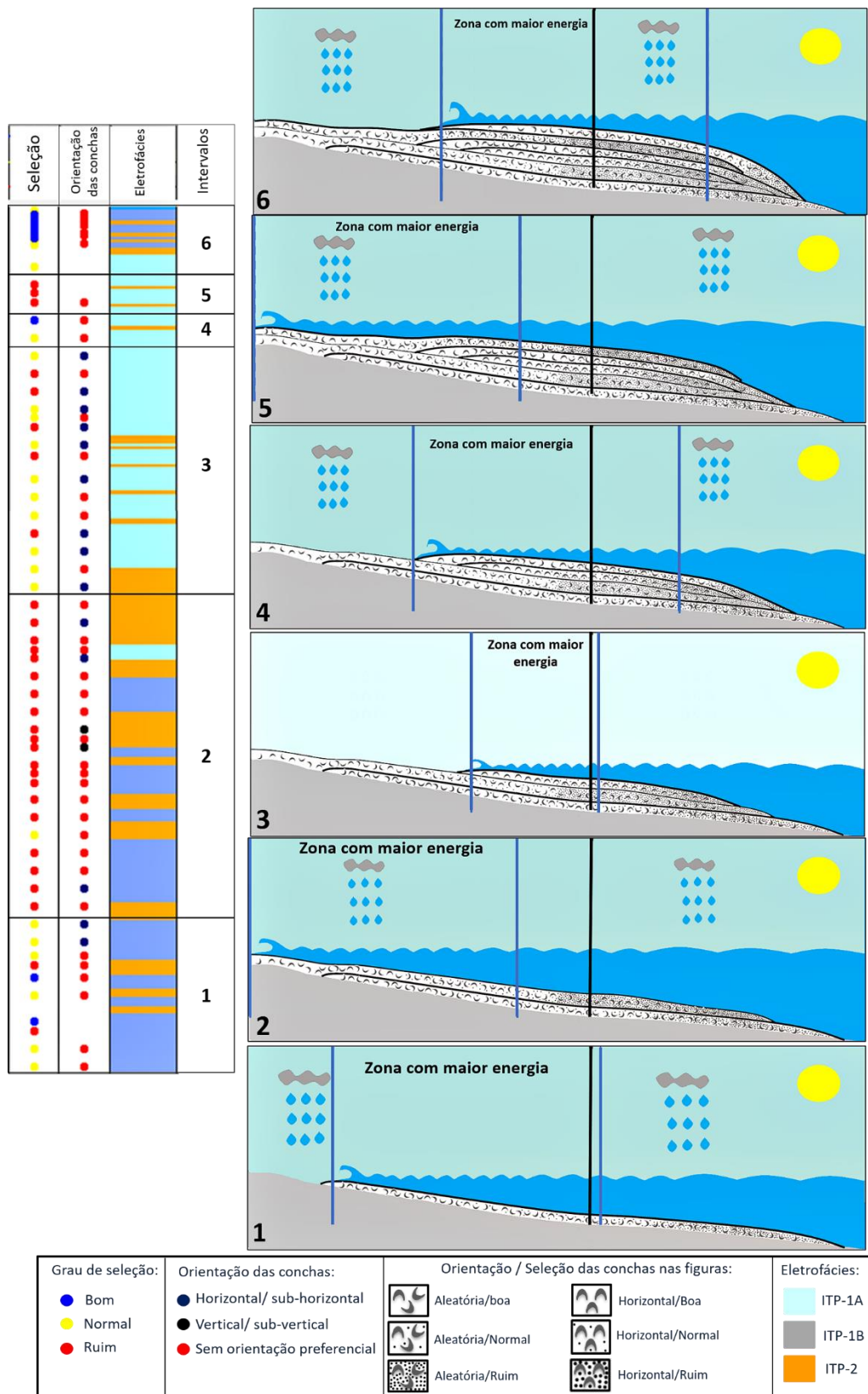


Figura 82: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala da Fm. Itapema do poço G. Este poço foi dividido em seis intervalos com base na predominância da orientação das conchas e grau de seleção. A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa o poço G e as retas azuis delimitam a zona de maior energia.

A Figura 82 apresenta os seis intervalos descritos, o grau de seleção e a orientação das conchas. Baseado nestes aspectos, são criados modelos esquemáticos e simplificados das variações do nível do lago e zona de maior energia. Para a confecção dos modelos, somente informações provenientes do poço foram utilizadas, portanto, a continuidade lateral das camadas pode não corresponder a realidade. Além disso, o modelo representa uma plataforma carbonática e a região mais rasa trata-se de um alto nesta plataforma e não do continente. Vale ressaltar que em momentos de tempestade a zona de alta energia é ampliada, já em condições de tempo bom, a zona de alta energia tende a ser menor. Além disso, à medida que o lago vai se tornando mais profundo, a energia do ambiente reduz gradativamente, portanto, a região transicional (com energia intermediária) ocorre, essencialmente, nas regiões próximas ao limite entre as zonas de alta e baixa energia (Figura 82). É importante mencionar que, seria possível uma classificação de intervalos em maior escala, porém, para o presente trabalho, seria inviável a confecção dos modelos (Figura 82-1 a 82-6) inerentes a estes intervalos menores. A

Tabela 22 sumariza as principais características dos seis intervalos da Figura 82 e os aspectos de seus respectivos ambientes deposicionais.

Tabela 22: Resumo das principais características da Fm. Itapema (grau de seleção e orientação das conchas predominantes) de cada um dos seis intervalos da figura 84 e seus ambientes deposicionais associados.

Zonas	Características tafonômicas predominantes	Ambiente deposicional
1	Seleção normal e conchas sem orientação preferencial	Ondas de tempestade, ambiente de energia intermediária
2	Seleção ruim e conchas sem orientação preferencial	Ondas de tempestade, ambiente de menor energia
3	Seleção normal e conchas orientadas horizontalmente ou sub-horizontalmente	Ondas de tempo bom, ambiente de energia intermediária
4	Seleção normal/boa e conchas sem orientação preferencial	Ondas de tempestade, ambiente de maior energia
5	Seleção ruim e conchas sem orientação preferencial	Ondas de tempestade, ambiente de menor energia
6	Seleção normal/boa e conchas sem orientação preferencial	Ondas de tempestade, ambiente de maior energia

6.5 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha, com base nas eletrofácies do poço E

Nesta etapa serão discutidos aspectos gerais e possíveis ambientes deposicionais para cada uma das eletrofácies da Fm. Barra Velha, presentes no poço E, conforme a metodologia IX. Após a deposição da Fm. Itapema ocorre a grande discordância Pré-Alagoas, que precede a deposição da Fm. Barra Velha. A partir deste momento, os lagos que antes eram relativamente profundos, menores e com águas frescas (momento de deposição da Fm. Itapema), passam a ser mais rasos, amplos e bastante alcalinos (momento de deposição da Fm. Barra Velha). Vale ressaltar que, para a Fm. Barra Velha, foi possível associar as mudanças no ambiente deposicional diretamente às eletrofácies. No sentido ascendente, que é o sentido deposicional, conforme é visto na Figura 83 - intervalo 1, há uma grande intercalação entre as eletrofácies BV-7B e BV-4 (ígneas), ocorrendo também algumas camadas finas de BV-5 e uma de BV-4 (metamorfismo de contato).

A eletrofácies BV-7B, caracterizada, principalmente, por valores bem altos de GR e sílica e, conseqüentemente, baixos valores de permoporosidade e fluido livre, é formada essencialmente por laminitos e *mudstones*, como descrito anteriormente. Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020) atribuíram a formação de laminitos aos momentos em que o lago estaria relativamente mais profundo, devido a uma fase de clima úmido, onde a taxa de precipitação era maior que a taxa de evaporação. Logo, neste período, ocorreu maior diluição das águas, queda no pH do lago e maior chegada de sedimentos fluviais (maior *input* continental), o que é corroborado pelos altos valores de GR (Figura 83-1).

Posteriormente, no intervalo 2 da Figura 83, há predominância das eletrofácies BV-6 com algumas camadas finas da BV-4 (ígneas) e uma da BV-5. A BV-6 é formada por *shrubs* e esferulititos, apresentando altos valores de conteúdo de cálcio e baixos de sílica, além de excelente permoporosidade. De acordo com Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020), os *shrubs* e esferulititos mais limpos são formados em momentos de lago mais raso e clima árido, no qual a taxa de evaporação excede a taxa de precipitação e, conseqüentemente, há o aumento da concentração de sais e do pH nas águas e menor *input* continental, o que é corroborado pelos valores baixos/médios de GR (Figura 83-2).

É possível inferir uma predominância das eletrofácies BV-7A com intercalações da BV-6 e uma camada da BV-5 no intervalo 3 (Figura 83). A eletrofácies BV-7A é caracterizada por

aumento nos valores do perfil de GR que, junto ao aumento no conteúdo de sílica, reduzem a permoporosidade. As duas amostras de lâmina petrográfica que cobrem esta eletrofácies são descritas com *shrubs*. Portanto, como há aumento no GR, é provável que a BV-7A seja composta por *shrubs* argilosos, essencialmente. Sendo assim, esta eletrofácies foi associada a um momento de afogamento (Figura 83-3), onde a taxa de precipitação é maior que a taxa de evaporação, ocorrendo assim, menor concentração de sais nas águas e queda no pH relativas.

Além disso, a chegada de sedimentos fluviais (continental) aumenta e, por isso, os valores de GR seriam maiores (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Gomes *et al.*, 2020). Vale ressaltar que, neste momento, o nível do lago, apesar de mais profundo do que no momento anterior (intervalo 2 da Figura 83), era mais raso e com maior pH e concentração de sais do que quando a BV-7B (intervalo 1 da Figura 83) foi depositada. Isto é evidenciado pela presença de *shrubs*, que não seriam formados em um ambiente com profundidade, pH e concentração de sais menores ou iguais ao intervalo 1 da Figura 83.

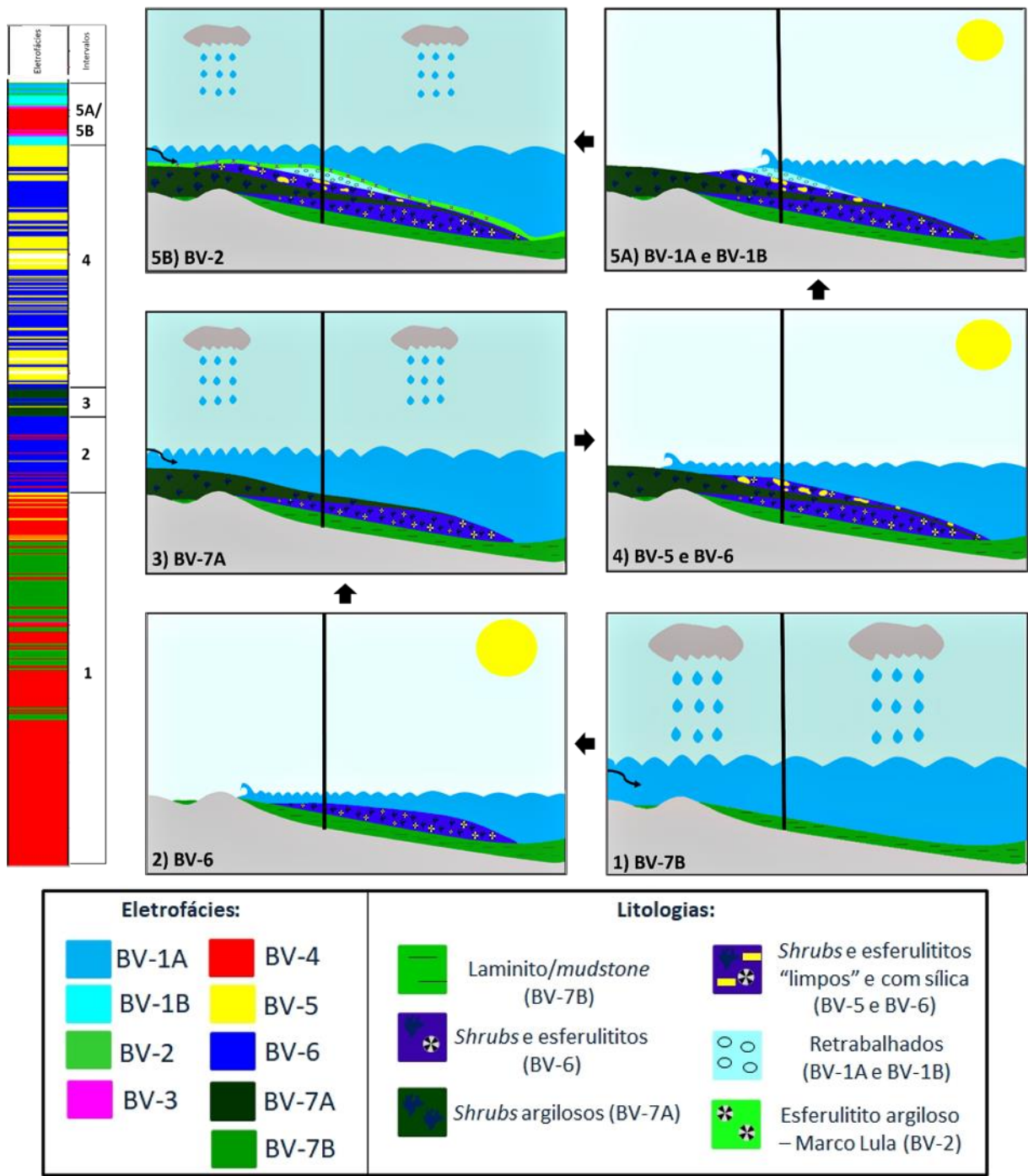


Figura 83: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala, com base nas eletrofácies do poço E. Este poço foi dividido em cinco intervalos (1 a 5A/5B) baseado na predominância de determinada eletrofácies que podem ser associados a um modelo de ambiente (modelos de 1, 2, 3, 4, 5A e 5B). A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa a posição do poço E.

No intervalo 4 da Figura 83, há uma grande intercalação entre as eletrofácies BV-5 e BV-6. Vale ressaltar que a BV-5 corresponde à BV-6, com maior conteúdo de sílica. Portanto, a BV-6, como mencionado anteriormente, é formada por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*) que apresentam valores altos de cálcio, baixos de sílica e excelente permoporosidade. Já a BV-5 é composta também por *shrubs* e esferulititos, no entanto, contém menores valores de conteúdo de cálcio, maiores de sílica e menor permoporosidade, quando comparado à BV-6. Como a silicificação e/ou cimento de sílica são componentes diagenéticos, ou seja, pós-deposicionais, o ambiente deposicional de ambas as eletrofácies (BV-5 e BV-6) é o mesmo.

Baseado em Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020), as eletrofácies BV-5 e BV-6 foram interpretadas como provenientes de ambiente de lago mais raso e clima árido, no qual a taxa de evaporação excede a taxa de precipitação, a concentração de sais nas águas aumenta, assim como o pH do lago. Além disso, o *input* continental é baixo, o que é corroborado pelos valores baixos/médios de GR (Figura 83-4).

Por fim, no denominado intervalo 5A e 5B da Figura 83, há a predominância da BV-1A e BV-1B, intercaladas à BV-2. A intrusão de um diabásio (BV-4) ocorreu nesta região e originou a eletrofácies de metamorfismo de contato (BV-3) acima e abaixo deste corpo ígneo. As eletrofácies BV-1A e BV-1B são formadas por retrabalhados de *shrubs* e esferulititos e caracterizadas por baixos valores de GR, altos de cálcio, baixos de sílica e permoporosidade muito boa na BV-1A e média na BV-1B. O motivo das mesmas rochas (retrabalhados) ocasionarem diferentes valores de permoporosidade pode estar ligado ao fato da BV-1B estar mais próxima ao diabásio e por isso ser mais afetada por suas altas temperaturas e/ou, a BV-1B pode compreender a regiões onde o arranjo dos grãos proporcionou uma menor porosidade primária, há maior quantidade de cimento e/ou a dissolução não foi tão atuante quando comparada a BV-1A.

De acordo com Wright (2020), retrabalhados da Fm. Barra Velha podem ser interpretados como depósitos bastante rasos, gerados pela ação de ondas e correntes. Portanto, a BV-1A e BV-1B foram interpretadas como eletrofácies de ambiente praiado/bastante raso, clima árido com a taxa de evaporação maior que a taxa de precipitação, altas concentrações de sais e pH nas águas do lago, além de pouco *input* continental, o que é corroborado pelos baixos valores de GR, conforme disposto na Figura 83-5A.

Já a eletrofácies BV-2, foi coberta por uma amostra de lâmina petrográfica descrita como esferulitito, provavelmente argiloso, visto que o GR desta eletrofácies é relativamente

alto. Conforme mencionado anteriormente, esta eletrofácies possui picos no GR e aumento no conteúdo de sílica, que reduzem a permoporosidade. Por ocorrer em diversos poços da Bacia de Santos, ficou caracterizado como Marco Lula. Portanto, conforme Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020), a BV-2 é interpretada como uma eletrofácies que representa sedimentos depositados em momentos de afogamento, clima úmido, baixa concentração de sais e pH nas águas e maior *input* continental, o que é evidenciado pelos picos de GR (Figura 83-5B). Vale ressaltar que este ambiente era ainda menos profundo, com maior concentração de sais e pH, quando comparado ao momento de deposição da BV-7B (intervalo 1 da Figura 83), o que é evidenciado pela presença de esferulítico, que não ocorreria em águas com concentração de sais e pH tão baixos, quanto os do momento de deposição da BV-7B.

Cada eletrofácies da Fm. Barra Velha pode ser interpretada como pertencente a um tipo de ambiente deposicional, conforme descrito acima e resumido na Tabela 23. Para que fosse possível demonstrar de maneira simples e esquemática, o poço E foi dividido em cinco intervalos nos quais, cada um deles apresenta predominância de determinados tipos de eletrofácies. Com base nesta predominância, foram dispostos seis modelos deposicionais esquemáticos (Figura 83) característicos de cada intervalo, considerando apenas as informações provenientes do poço.

Portanto, a continuidade lateral das camadas (modelos 1-5A/5B da Figura 83) pode não equivaler à realidade. Vale ressaltar que, para cada eletrofácies depositada, houve variações no ambiente deposicional, no entanto é inviável um modelo de evolução deposicional para caracterizar todas elas e por isso foi realizada essa divisão em intervalos com predominância de determinado tipo de eletrofácies e seu ambiente deposicional simplificado. Nota-se que as rochas ígneas não foram consideradas para esta interpretação pois a maioria delas foram classificadas como intrusivas. Vale ressaltar que, o modelo representa uma plataforma carbonática e a região mais rasa trata-se de um alto nesta plataforma e não do continente. Além disso, o intervalo 5 foi dividido em 5A e 5B. Nos modelos simplificados, o 5A corresponde ao ambiente de deposição das eletrofácies BV-1A e BV-1B (retrabalhados), já o 5B, corresponde ao ambiente deposicional referente à BV-2.

6.6 Inferências sobre o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha, com base nas eletrofácies do poço G

Nesta etapa serão discutidos possíveis ambientes deposicionais para cada eletrofácies da Fm. Barra Velha presente do poço G, conforme a metodologia IX. As eletrofácies da Fm. Barra Velha do poço G são as mesmas do poço E, logo, os ambientes deposicionais referentes a cada uma destas eletrofácies também são análogos. A Fm. Barra Velha do poço G foi dividida em 7 intervalos com predominância de determinados tipos de eletrofácies. Em sentido ascendente, que é o sentido deposicional, no intervalo 1 da Figura 84, há a predominância da eletrofácies BV-1A, que é composta por retrabalhados, possui altos valores de conteúdo de cálcio, baixos de sílica e excelente permoporosidade, havendo também uma camada da BV-7A.

Baseado em Wright (2020), a BV-1A foi interpretada como uma eletrofácies de ambiente praiar/bastante raso, clima árido, taxa de evaporação maior que a taxa de precipitação, altas concentrações de sais e pH nas águas do lago e pouco *input* continental (Figura 84-1), o que é corroborado pelos baixos valores de GR característicos desta eletrofácies.

O intervalo 2 da Figura 84 contém essencialmente a eletrofácies BV-7A, que neste poço é composta principalmente por *shrubs*, esferulititos (fácies *in situ*) e laminitos com matriz argilosa, e por isso há um pequeno aumento nos valores de GR e redução de permoporosidade. Portanto, esta eletrofácies foi associada a um momento de afogamento, com taxa de precipitação maior que a taxa de evaporação, menor concentração de sais nas águas e queda no pH. Ademais, a chegada de sedimentos continentais aumenta (Figura 84-2), e por isso os valores de GR seriam maiores (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Gomes *et al.*, 2020).

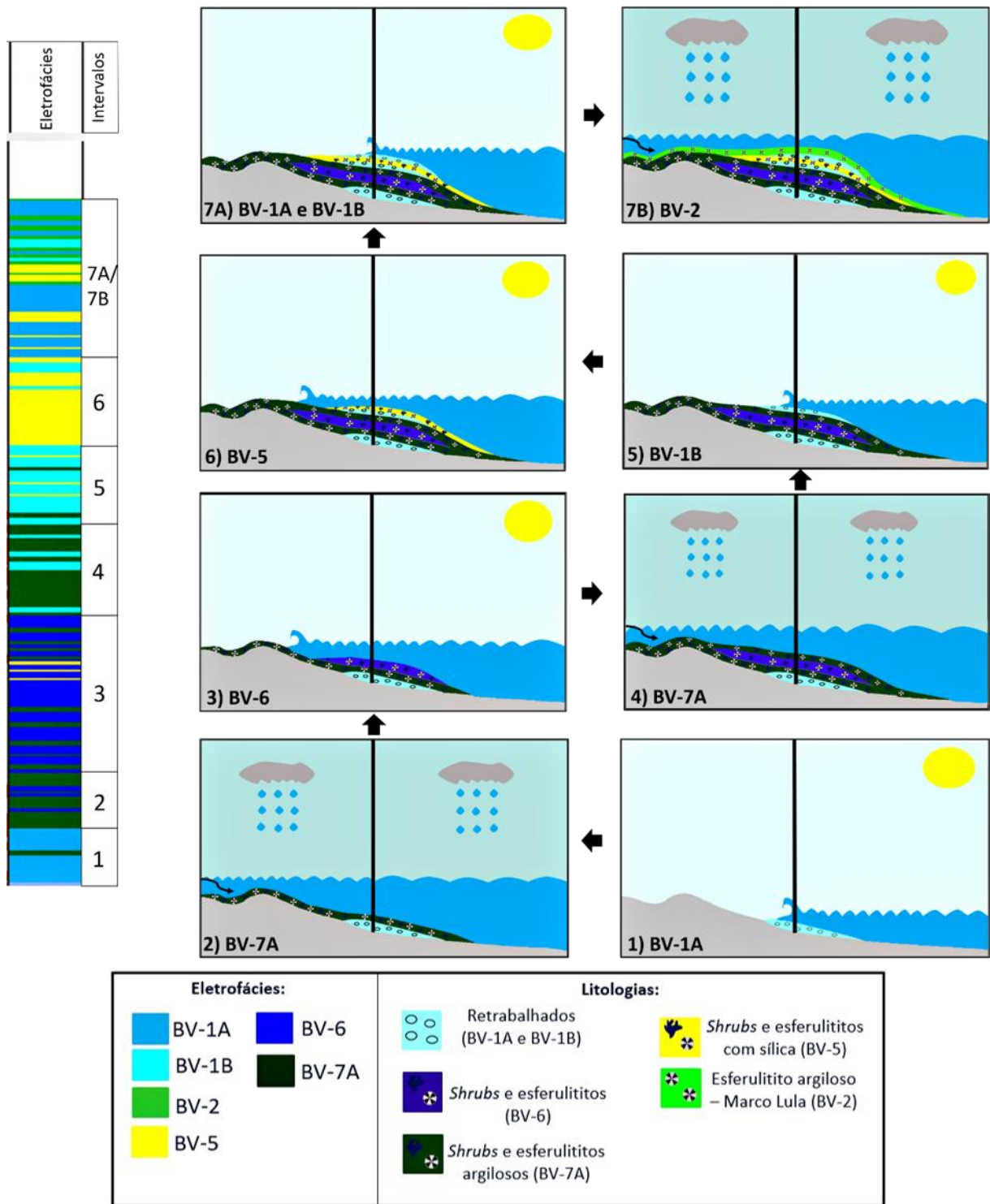


Figura 84: Modelo deposicional esquemático, simplificado e fora de escala da Fm. Barra Velha do poço G. Este poço foi dividido em sete intervalos (1 a 7A/7B) baseado na predominância de determinadas eletrofácies que podem ser associados a ambientes deposicionais (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7A e 7B). A reta preta vertical disposta em todas as imagens representa o posicionamento do poço G.

O intervalo 3 da Figura 84 é formado, predominantemente, pela eletrofácies BV-6, havendo camadas mais finas da BV-7A e BV-5. A BV-6 é formada essencialmente por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*) “limpos”, com baixos a médios valores de GR, altos de cálcio, baixos de sílica e ótima permoporosidade. Baseado em Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020), a eletrofácies BV-6 foi interpretada como de ambiente de lago raso (um pouco menos raso do que no momento de deposição da BV-1A e BV-1B) e clima árido, no qual, a taxa de evaporação excede a taxa de precipitação e a concentração de sais nas águas aumenta, assim como o pH do lago. Além do mais, a entrada de sedimento continental é menor (Figura 84-3), o que é corroborado pelos valores baixos/médios de GR inerente a esta eletrofácies.

O intervalo 4 da Figura 84 contém essencialmente a eletrofácies BV-7A, com camadas da BV-1B. A BV-7A já foi descrita anteriormente, e como apresenta um maior conteúdo de argila e algumas amostras de laminitos, é interpretada como proveniente de ambiente relativamente mais profundo, clima úmido, taxa de precipitação maior que a taxa de evaporação, menor concentração de sais e pH nas águas do lago e maior chegada de sedimentos continentais (Figura 84-4), o que é corroborado pelo aumento relativo dos valores de GR (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Gomes *et al.*, 2020).

O intervalo 5 da Figura 84 é composto, principalmente, pela eletrofácies BV-1B, contendo camadas finas da BV-5 e BV-7A. A BV-1B é composta por retrabalhados, possui baixos valores de GR e de sílica, altos de cálcio e médios de permoporosidade. De acordo com Wright (2020), a BV-1B foi interpretada como uma eletrofácies de ambiente praiial/bastante raso, clima árido, taxa de evaporação maior que a taxa de precipitação, alta concentração de sais e pH nas águas do lago e pouco *input* continental (Figura 84-5), o que é confirmado pelos baixos valores de GR da BV-1B.

O intervalo 6 da Figura 84 contém essencialmente a eletrofácies BV-5, com algumas camadas intercaladas da BV-1B. A BV-5 é composta, principalmente, por *shrubs* e esferulititos (fácies *in situ*), possui valores relativamente baixos a médios de GR, altos de sílica, baixos de cálcio e conseqüentemente, menor permoporosidade. Portanto, conforme Wright & Barnett (2015); Muniz & Bosence (2015) e Gomes *et al.* (2020), a eletrofácies BV-5 foi interpretada como formada em ambiente de lago raso, no entanto, menos raso do que em momentos de deposição da BV-1A e BV-1B, clima árido, no qual a taxa de evaporação excede a taxa de precipitação e alta concentração de sais e pH nas águas do lago. Além disso, ocorre pouca

entrada de sedimento continental (Figura 84-6), o que é corroborado pelos valores baixos/médios de GR inerentes a esta eletrofácies.

Por fim, o intervalo 7 da Figura 84, composto principalmente pelas eletrofácies BV-1A, BV-1B e BV-2, contendo também intercalações de camadas da BV-5, foi dividido em 7A e 7B. O 7A representa as eletrofácies BV-1A e BV-1B, compostas, principalmente, por retrabalhados. Como mencionado anteriormente, o que diferencia a BV-1A e BV-1B são os valores de permoporosidade. A BV-1A possui melhor permoporosidade que a BV-1B, apesar de ambas apresentarem as mesmas características e composição litológica. Isto pode ocorrer devido à presença de maior quantidade de cimento, menor dissolução e/ou menor porosidade primária na BV-1B, quando comparada a BV-1A.

Portanto, conforme Wright (2020), a BV-1A e BV-1B foram interpretadas como eletrofácies de ambiente praial/bastante raso, clima árido, taxa de evaporação maior que a taxa de precipitação, alta concentração de sais e pH nas águas do lago, além de pouco *input* continental (Figura 84-7A), o que é comprovado pelos baixos valores de GR destas eletrofácies. Já a Figura 84-7B é referente à eletrofácies BV-2 (picos de GR do Marco Lula), que neste poço foi coberta por uma amostra de lâmina petrográfica descrita como esferulítico. Portanto, como o GR desta eletrofácies é alto, a BV-2 foi interpretada como depositada em momentos de afogamento, clima úmido, taxa de precipitação maior que a taxa de evaporação, menor concentração de sais e pH das águas e maior *input* continental (Figura 84-7B) (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Gomes *et al.*, 2020). Portanto, assim como no poço E, cada eletrofácies da Fm. Barra Velha do poço G pode ser associada a um determinado ambiente deposicional, conforme descrita acima e sumarizado na Tabela 23. Objetivando demonstrar de maneira simples e esquemática, a Fm. Barra Velha do poço G foi dividida em 7 intervalos, nos quais cada um deles é representado por suas eletrofácies predominantes. Com base nisto, foram dispostos 8 modelos deposicionais esquemáticos característico de cada intervalo, pois seria inviável a apresentação de um modelo deposicional para cada eletrofácies.

No entanto vale ressaltar que, sempre que há variação de eletrofácies, houve mudanças ambientais. Estes modelos consideram apenas as informações provenientes do poço, portanto a continuidade lateral das camadas pode não equivaler à realidade. Além disso, o modelo representa uma plataforma carbonática e a região mais rasa trata-se de um alto nesta plataforma e não do continente. O intervalo 7 da Figura 84 foi dividido em 7A e 7B. O modelo 7A (Figura

84) é correspondente ao ambiente deposicional simplificado das eletrofácies BV-1A e BV-1B, enquanto o modelo 7B (Figura 84) é representativo da eletrofácies BV-2.

A Tabela 23 sumariza as principais características do ambiente deposicional referente à cada eletrofácies da Fm. Barra Velha dos poços E e G.

Tabela 23: Resumo das eletrofácies e seus respectivos ambientes deposicionais da Fm. Barra Velha dos poços E e G.

Características do ambiente	Eletrofácies
Lago bastante raso (praial), maior taxa de evaporação do que de precipitação, pouco <i>input</i> continental, alto pH e concentração de sais no lago	BV-1A, BV-1B
Lago raso (menos raso que o anterior), maior taxa de evaporação do que de precipitação, pouco <i>input</i> continental, alto pH e concentração de sais no lago	BV-5, BV-6
Lago relativamente profundo, maior taxa de precipitação do que de evaporação, maior <i>input</i> continental, menor pH e concentração de sais no lago (em relação ao anterior)	BV-2, BV-7A
Lago relativamente mais profundo que o anterior, maior taxa de precipitação do que de evaporação, alto <i>input</i> continental, baixo pH e concentração de sais no lago	BV-7B

7. CONCLUSÕES

- A integração de dados de rocha a perfis geofísicos a poço aberto se mostrou uma ferramenta poderosa e fundamental para a uma melhor compreensão dos carbonatos das Fm. Barra Velha e Itapema do Pré-sal da Bacia de Santos.
- O ajuste de profundidade dos testemunhos através da comparação das porosidades medidas em laboratório com as porosidades medidas através do perfil NMR, na ausência de dados de coregama, se mostrou bastante satisfatória.
- A união do perfil de GR ao de Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) de Si e Ca foi imprescindível para a classificação das eletrofácies carbonáticas. Além disso, o perfil ECS de Mg também foi importante para compreender a influência da dolomita em ambos os poços. Ademais, foi possível perceber que nos carbonatos do Pré-sal, principalmente quando se trata da Fm. Barra Velha, há uma grande variabilidade de fácies. Portanto, não é possível associar uma eletrofácies a somente um tipo de fácies, mas sim às fácies predominantes naquele intervalo, agrupando-as, por vezes em fácies finas, *in situ* e retrabalhadas. Sendo assim, fica clara a importância de correlacionar perfis de poço e dados de rocha, dada a variabilidade e a complexidade das fácies carbonáticas.
- Na maioria das vezes o conteúdo de sílica impacta na redução da permoporosidade. No entanto, esta redução de permoporosidade é relativa e, mesmo com altos conteúdos de sílica, uma eletrofácies pode apresentar ainda bons/razoáveis valores de permoporosidade. Algumas vezes, a permoporosidade pode aumentar com o aumento do conteúdo de sílica, o que pode estar relacionado a presença de fraturas. A presença de dolomita não mostrou uma relação direta com a redução de permoporosidade, assim como a sílica, mas, de uma maneira geral, o cimento dolomítico, que é bastante comum na Fm. Barra Velha em ambos os poços, é um leve redutor de porosidade, a depender da sua quantidade. Este tipo de cimento parece ocorrer em quantidade levemente maior na Fm. Barra Velha, no poço G, e na parte inferior (próximo ao contato com rochas ígneas) no poço E, dado os valores do perfil de Mg.
- Através das eletrofácies, foi possível observar que a redução de permoporosidade muitas vezes também está ligada ao aumento dos valores do perfil de GR, o que indica presença de argila e a presença de sedimentos finos (laminitos/*mudstones*). Na Fm. Itapema, por sua vez, a presença de cimento dolomítico e aumento no GR não são

comuns. Portanto, o principal fator redutor de permoporosidade é o aumento do conteúdo de sílica.

- Geralmente, as eletrofácies com maior conteúdo de cálcio (BV-1A, BV-1B, BV-6, ITP-1A e ITP-1B) apresentam as melhores permoporosidades (variando de média a ótima).
- As eletrofácies BV-1A, BV-6 e ITP-1A apresentam ótima permoporosidade e, logo, poderiam ser ótimos reservatórios. As eletrofácies BV-1B, BV-5 do poço E, ITP-1B e ITP-2 possuem médios a bons valores de permoporosidade. E por fim, as eletrofácies BV-2, BV-3, BV-4, BV-5 do poço G, BV-7A e BV-7B apresentam baixas permoporosidades, podendo caracterizar reservatórios de baixa qualidade ou não reservatórios.
- Na Fm. Barra Velha, em ambos os poços, as eletrofácies mais lamosas e com maior conteúdo de argila, tais como BV-2, BV-7A e BV-7B, foram interpretadas como provenientes de ambiente relativamente profundo, clima úmido, maior taxa de precipitação do que de evaporação, menor concentração de sais e pH nas águas do lago e maior *input* de sedimentos continentais. Por outro lado, as eletrofácies menos lamosas e com menor conteúdo de argila, formadas essencialmente por *shrubs*, esferulititos e seus retrabalhados, ao exemplo da BV-1A, BV-1B, BV-5 e BV-6, foram interpretadas como provenientes de ambiente raso, clima árido, maior taxa de evaporação do que de precipitação, maior concentração de sais e pH e menor *input* de sedimentos continentais.
- Não foi possível correlacionar diretamente as eletrofácies aos ambientes deposicionais, na Fm. Itapema. No entanto, regiões onde há a predominância de seleção regular e conchas sem orientação preferencial, o ambiente deposicional foi interpretado como pertencente a uma zona de energia intermediária, que ocorre entre as zonas de maior e menor energia, com ocorrência de ondas de tempestade. Intervalos com grau de seleção regular/bom e conchas sem orientação preferencial foram interpretados como tendo sido formados em zona de alta energia, com ocorrência de ondas de tempestade.
- Na Fm. Itapema, intervalos com o grau de seleção ruim e conchas sem orientação preferencial foram interpretados como formados em ambiente de menor energia, com ocorrência de ondas de tempestade. Por fim, intervalos com grau de seleção normal e orientação das conchas horizontal/sub-horizontal, foram interpretados como tendo sido formados em zona de energia intermediária, que ocorre entre as zonas de maior e menor energia, com ondas de tempo bom.

8. RECOMENDAÇÕES

- Correlacionar estes dois poços para tentar entender o ambiente deposicional como um todo.
- Utilizar os perfis de Raios Gama Espectral para aprimorar a interpretação dos ambientes deposicionais.
- Expandir as eletrofácies classificadas no presente trabalho para outros poços do Pré-sal.
- Agrupar as eletrofácies classificadas em intervalos, conforme realizado nas figuras 62, 71 e 76, e de acordo com a predominância de certo tipo de eletrofácies, fazer o *upscale* das informações de poço para a escala sísmica.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKBAR, M.; PETRICOLA, M.; WATTA, M.; BOYD, A. (1995). **Classic interpretation problems: evaluating carbonates**. *Oilfield Review*, 7(1). p. 38-57.
- ALVES, R. C. C. (2008). **Aplicação de técnicas de tratamento e interpretação de dados sísmicos oriundos da Bacia de Jequitinhonha, Ba- BR**. Trabalho de conclusão de curso - departamento de Geologia e Geofísica Aplicada do Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia. Salvador, p.74.
- ANP (fevereiro 2021). **Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural**. Superintendência de Desenvolvimento e Produção-SDP, número 126.
- Bernardes de Oliveira, V. C., Vasconcelos dos Passos, F., de Assis Silva, C. M., & Borghi, L. (2019). **Electrofacies Characterization in Lacustrine Coquinas and Hybrid Deposits from Rift Phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil**. *Anuário do Instituto de Geociências*, 42(3).
- BRANCO, P. M. (2015). **Rochas**. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Disponível em <<http://www.cprm.gov.br/publique/CPRM-Divulga/Rochas-1107.html>> Acessado em 14/02/2021.
- BUCKLEY, J. D.; BOSENCE, D. W.; ELDERS, C. F. **Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil**. *Geological Society, London, Special Publications*, 418, p 1–17, 2015.
- BUSTAMANTE S. G. H. (2012). **Previsão de Medições Geofísicas: Pseudo-Poços**. Tese de doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 169.
- CARMINATTI, M., DIAS, J., & WOLFF, B. (2009). **From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters**. In *Offshore Technology Conference*.
- CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. A. P. **New exploratory frontiers in Brazil**. In: *19th World Petroleum Congress, Madrid, 2008*.

- CASTRO (2019). **Avaliação dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal no Campo de Búzios, bacia de Santos**. Dissertação de mestrado - departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense. Niterói, p. 163.
- CHANG, H. K., ASSINE, M. L., CORRÊA, F. S., TINEN, J. S., VIDAL, A. C., & KOIKE, L. (2008). **Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. Revista Brasileira de Geociências, 38(2 suppl), 29-46.
- CHANG, H. K., ASSINE, M. L., CORRÊA, F. S., TINEN, J. S., VIDAL, A. C., & KOIKE, L. (2008). **Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. Revista Brasileira de Geociências, 38(2 suppl), 29-46.
- CHINELATTO, G. F., BELILA, A. M. P., BASSO, M., SOUZA, J. P. P., & VIDAL, A. C. (2020). **A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: a case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil**. Marine and Petroleum Geology, 116, 104317.
- COATES, G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G (1999). **NMR Logging Principles and Applications**. Halliburton Energy Services Publication.
- COATES, G. R., XIAO, L., & PRAMMER, M. G. (1999). **NMR logging: principles and applications (Vol. 234)**. Houston: Haliburton Energy Services.
- DE OLIVEIRA, F. V. C. S., GOMES, R. T. M., & SILVA, K. M. S. PS (2019). **Log Features for the Characterization of Igneous Rocks in the Pre-Salt Area of Santos Basin, SE Brazil**.
- DE OLIVEIRA, V. C. B., DE ASSIS SILVA, C. M., BORGHI, L. F., & DE SOUZA CARVALHO, I. (2019). **Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil**. Journal of South American Earth Sciences, 95, 102254.
- DE PAULA FARIA, D. L., DOS REIS, A. T., & DE SOUZA JR, O. G. (2017). **Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modeling of an Aptian**

carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 88, 676-695.

DIAS (2020). **Interpretação sísmica quantitativa aplicada a reservatórios carbonáticos de um campo do Pré-sal da bacia de Santos.** Dissertação de mestrado - departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense. Niterói, p. 105.

DIAS, J. L. (2005). **Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira.** *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: p 7–25.

DUNHAM, R. J. (1962). **Classification of carbonate rocks according to depositional texture.** In: Ham, W.E. (Ed.). *Classification of carbonate rocks*. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 108-122.

F. B. SCHUAB (2015). **Integração do Perfil De Ressonância Magnética Nuclear (RMN) com resultados de ensaios de laboratório em reservatórios carbonáticos.** Dissertação de mestrado apresentado a Faculdade de Engenharia mecânica da Universidade Estadual de Campinas.

FARIAS, F., SZATMARI, P., BAHNIUK, A., & FRANCA, A. B. (2019). **Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin—Genesis and tectonic implications.** *Marine and Petroleum Geology*, 105, 251-272.

FICK, C., TOLDO JR., E.E., PUHL, E. (2018). **Shell concentration dynamics driven by wave motion in flume experiments: insights for coquina facies from lake-margin settings.** *Sediment. Geol.* 374, 98–114.

FLÜGEL, E. (2004). **Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application.** Berlin: Springer, 976p.

FOLK, R. L. (1962). **Spectral subdivision of limestones types.** In Ham, W.E. (Ed.) **Classification of carbonate rocks: Tulsa.** American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 62-85.

FREIRE, A. F. M. (2020). **Gamma Ray / Gamma Ray Spectral.** PowerPoint de apoio à disciplina de Interpretação Geológica de Perfis de Poços, lecionada na UFF.

GLOVER, P. (2000). **Petrophysics**. Course notes - Department of Geology and petroleum geology of the University of Aberdeen, UK. Aberdeen, p. 270.

GOMES, J. P., BUNEVICH, R. B., TEDESCHI, L. R., TUCKER, M. E., & WHITAKER, F. F. (2020). **Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt**. *Marine and Petroleum Geology*, 113, 104176.

GROU, T.M.L. 2015. **Caracterização geológica da formação Carapebus da Bacia de Campos através da análise de eletrofácies**. Dissertação de mestrado, 92p, apresentado ao Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.

HERLINGER, R., ZAMBONATO, E. E., & DE ROS, L. F. (2017). **Influence of diagenesis on the quality of Lower Cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil**. *Journal of Sedimentary Research*, 87(12), 1285-1313.

HODGKINS, M. A., & HOWARD, J. J. (1999). **Application of NMR logging to reservoir characterization of low-resistivity sands in the Gulf of Mexico**. *AAPG Bulletin*, 83(1), 114-127.

HODGKINS, M. A., & HOWARD, J. J. (1999). **Application of NMR logging to reservoir characterization of low-resistivity sands in the Gulf of Mexico**. *AAPG Bulletin*, 83(1), 114-127.

IESPA, A. A. C., IESPA, C. M. D., & BORGHI, L. (2012). **Evolução paleoambiental da Lagoa Salgada utilizando microbialitos, com ênfase em microfácies carbonáticas**. *Geociências (São Paulo)*, 31(3), 371-380.

INTRODUÇÃO AO CÁLCULO DE ERROS NAS MEDIDAS DE GRANDEZAS FÍSICAS (2003/2004), Departamento de Física da FCTUC, Disponível em: < http://fisica.uc.pt/data/20072008/apontamentos/apnt_221_1.pdf >, acessado em 15/02/2021.

- JERRAM, D. A., MILLETT, J. M., KÜCK, J., THOMAS, D., PLANKE, S., HASKINS, E., LAUTZE N. & PIERDOMINICI, S. (2019). **Understanding volcanic facies in the subsurface: a combined core, wireline logging and image log data set from the PTA2 and KMA1 boreholes, Big Island, Hawaii**. *Scientific Drilling*, 25, 15-33.
- KATTAH, S (2015). **Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified**. Offshore Technology Conference.
- KLAJA, J., & DUDEK, L. (2016). **Geological interpretation of spectral gamma ray (SGR) logging in selected boreholes**. *Nafta-Gaz*, 72(1), 3-14.
- KRETTELYS, M. G. (2015). **Estimativa de porosidade e permeabilidade para o reservatório siliciclástico do Campo de Peregrino, Bacia de Campos**. Trabalho de conclusão de curso apresentado ao instituto de geociências da Universidade Estadual de Campinas.
- KUMAR, N. & GAMBOA, L. A. P. (1974). **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, [S.I.], vol. 39, p 927–945.
- LARIONOV, W. W. (1969). **Radiometry of boreholes** (em russo), NEDRA, Moscou.
- LIMA, B. E. M., & DE ROS, L. F. (2019). **Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil**. *Sedimentary Geology*, 383, 55-81.
- LIMA, K. T. P. 2006. **Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e Testemunhos de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada, BA**. Tese de Doutorado apresentado à Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro / Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Macaé.
- Litho Scanner High-definition spectroscopy service** (2017), Schlumberger. Disponível em: < <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/litho-scanner-br.ashx> >, acessado em 05/03/2021.

MAGOON, L.B.; BEAUMONT, E.A. **Geologia de Sistemas Petrolíferos**, slide 2009-2010, disponível em: <
<http://geomuseu.ist.utl.pt/GSP2009/Introdu%E7%E3o%20GSP/GSP%20defini%E7%F5es%20PT1A.pdf> >, acessado em 09/02/2021.

MCKENZIE, D. (1978). **Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth Planet. Sci. Lett**, 40 (1), p 25–32.

MELLO, U.T.; KARNER, G.D.; ANDERSON, R.A (1995). **Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rock. Marine and Petroleum Geology**, vol.12 (7), p 697–716.

MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V., & GAMBOA, L. A. P. (2000). **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica**, 18(3), 352-396.

MIO, E. D., CHANG, H. K., & CORRÊA, F. S. (2005). **Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. Revista brasileira de Geofísica**, 23(3), 275-284.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília, Ipea, Petrobras**, 424p, 2013.

MOREIRA, J. L. P., MADEIRA, C. V., GIL, J. A., & MACHADO, M. A. P. (2007). **Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobrás**, 15(2), 531-549.

MUNIZ, M. C. & BOSENCE, D. W. J. (2015). **Pre-salt microbialites from the Campos Basin (Offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications**, 418, p 221– 242.

NERY, G. G. (2013). **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto–fundamentos básicos com ênfase em petróleo. INCTGP/CNPq-SBGf**.

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. (2019). **Pre salt**

reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. Interpretation, 7(4), SH33-SH43.

OLIVEIRA, M. L. L. (2019). **Reconhecimento de eletrofácies em reservatórios turbidíticos da formação Carapebus no Parque das Baleias, Bacia de Campos.** Dissertação de mestrado - Universidade Federal Fluminense. Niterói, p. 97.

PENNA, R., ARAÚJO, S., GEISSLINGER, A., SANSONOWSKI, R., OLIVEIRA, L., ROSSETO, J., & MATOS, M. (2019). **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, 38(1), 11-19.

PETTIJOHN, F. J. (1957). **Sedimentary rocks.** 2.ed. New York: Harper Brothers, 718p.

PIETZSCH, R., OLIVEIRA, D. M., TEDESCHI, L. R., NETO, J. V. Q., FIGUEIREDO, M. F., VAZQUEZ, J. C., & DE SOUZA, R. S. (2018). **Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil.** Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 507, 60-80.

PIMENTEL, R. (2020). **Correlação rocha-perfil-sísmica e avaliação de reservatórios na área do Parque dos Gaviões, bacia do Parnaíba.** Dissertação de mestrado apresentado a Universidade Federal Fluminense.

PURIFICAÇÃO, C. A. C. (2016). **Caracterização petrofísica do Campo petrolífero de Namorado com ênfase na modelagem da permeabilidade a partir de perfis geofísicos de poço.** Trabalho de graduação - departamento de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia. Salvador, p. 92.

RICCOMINI, C., SANT, L. G., & TASSINARI, C. C. G. (2012). **Pré-sal: geologia e exploração.** Revista Usp, (95), 33-42.

RIDER, M. (2002). **The Geological Interpretation of Well Logs.** [S.l.]: Rider-French.

RIDER, M.; KENNEDY, M. (2011). **The Geological Interpretation of Well Logs.** 3 rd Ed.; Rider French, 432 pp.

- RIGOTI, C. A. (2015). **Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria.** Dissertação de mestrado - Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 134.
- ROSA, H. 2006. **Estudo de caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de amostras de testemunhos utilizando estatística multivariada.** Tese de PhD – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, p. 230.
- ROYDEN, L. & KEEN, C. E. (1980). **Rifting processes and thermal evolution of the continental margin of eastern Canada determined from subsidence curves.** Earth and Planetary Science Letters, 51, p 343–361.
- SCHIAVON, M. A., REDONDO, S. U. A., & YOSHIDA, I. V. P. (2007). **Caracterização térmica e morfológica de fibras contínuas de basalto.** Cerâmica, 53(326), 212-217.
- SCHMITT, P., VERONEZ, M. R., TOGNOLI, F. M. W., TODT, V., LOPES, R. D. C., & SILVA, C. A. U. D. (2013). **Electrofacies modelling and lithological classification of coals and mud-bearing fine-grained siliciclastic rocks based on neural networks.**
- SCHÖN, J. (2015) **Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos.** 1 ed. Rio de Janeiro, Elsevier.
- SERRA, O.; ABBOT, H. (1982). **The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy.** Society of Petroleum Engineers Journal, Fevereiro.
- SILVA, C. F. (2020). **Distribuição espacial de sistemas e estágios turbidíticos do membro Caruaçu da formação Maracangalha, no campo de Massapê, bacia do Recôncavo.** Dissertação de mestrado - Universidade Federal Fluminense. Niterói, p. 178.
- SIMOES, V., MACHADO, P. P., BOYD, A., CARNEIRO, G., DUARTE, A. P. L., & DANTAS, M. (2019). **Multi physics measurements integration for improving petrophysical interpretation.**

- STEVANATO, A.C.R.S. 2011. **Análise Petrofísica de Reservatórios**. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo.
- 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*, vol. 77, p 567–596, 2016.
- TANG, H. & WHITE, C.D. (2008). **Multivariate statistical log log-facies classification on a shallow marine reservoir**. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 61: 88–93.
- TAVARES, M. W. (2018). **Litofacies, electrofacies and petrofacies in the characterization of an Albian carbonate reservoir using data mining and artificial intelligence**. Tese de Doutorado. PhD Thesis, UENF/CCT/LENEP, Macaé, RJ, Brazil.
- TERRA, G. J. S., SPADINI, A. R., FRANÇA, A. B., SOMBRA, C. L., ZAMBONATO, E. E., JUSCHAKS, L. D. S., ARIENTI, L. M., ERTHAL, M. M., BLAUTH, M., FRANCO, M. P., MATSUDA, N. S., SILVA, N. G. C., JUNIOR, P. A. M., D'AVILA, R. S. F., SOUZA, R. S., TONIETTO, S. N., ANJOS, S. M. C., CAMPINHO, V. S. & WINTER, W. R. (2010). **Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras**. *Boletim de Geociências Petrobrás*, 18, 9-29.
- THOMPSON, D. L.; STILWELL, J. D.; HALL, M. (2015). **Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa**. *Gondwana Res.* 28, p 26–51.
- TIAB, D. E DONALDSON, E. C. (2015). **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Gulf professional publishing.
- TOSCA, N. J., & WRIGHT, V. P. (2014, April). **The formation and diagenesis of Mg-clay minerals in lacustrine carbonate reservoirs**. In Adapted from oral presentation given at 2014 AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas.

- TUCKER, M. E., BRITO D. D. (2017). **Petrologia sedimentar carbonática: iniciação com base no registro geológico do Brasil**. Rio Claro: UNESP – IGCE-UNESPetro, Obra 3.
- WHITE, R. S. & MCKENZIE, D. P. (1989). **Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts**. *Journal of Geophysical Research*, 94: 7685–7729.
- WRIGHT, P., & TOSCA, N. (2016). **A geochemical model for the formation of the pre-salt reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for understanding reservoir distribution**. *AAPG Search and Discovery*, article, 51304.
- WRIGHT, V. P. (2020). **The mantle, CO₂ and the giant Aptian chemogenic lacustrine carbonate factory of the South Atlantic: Some carbonates are made, not born**. *Sedimentology*.
- WRIGHT, V. P., & BARNETT, A. J. (2015). **An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates**. *Geological Society, London, Special Publications*, 418(1), 209-219.
- WRIGHT, V. P., & BARNETT, A. J. (2020). **The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil**. *Facies*, 66(1), 1-18.