

Maiana Cláudia Kreff Avalone

**Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de
Sururu, Bacia de Santos**

**Trabalho Final de Curso
(Geologia)**

UFRJ
Rio de Janeiro
2019



UFRJ

Maiana Cláudia Kreff Avalone

**Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de
Sururu, Bacia de Santos**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Prof. Dr. Jorge Picanço de Figueiredo

Coorientadores:

MSc. Carolina da Silva Ribeiro

MSc. Pedro Henrique Guará Rocha Coelho

Rio de Janeiro

Dezembro de 2019

MAIANA, Cláudia Kreff Avalone

Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de Sururu, Bacia de Santos/ Maiana Cláudia Kreff Avalone - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2019.

xx, 000 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2019.

Orientador(es): Prof. Dr. Jorge Picanço de Figueiredo.
Coorientadores: Carolina da Silva Ribeiro e Pedro Henrique Guará Rocha Coelho.

1. Geologia. 2. Paleontologia e Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Jorge Picanço de Figueiredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de Sururu, Bacia de Santos.

Maiana Cláudia Kreff Avalone

**Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de
Sururu, Bacia de Santos**

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ,
apresentado como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Prof. Dr. Jorge Picanço de Figueiredo

Coorientadores:

M.Sc Carolina da Silva Ribeiro

M.Sc Pedro Henrique Guará Rocha Coelho

Aprovada em: 20.dezembro.2019

Por:

Orientador: Prof. Dr. Jorge Picanço de Figueiredo (UFRJ)

Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

M.Sc Diego Evan Gracioso (Shell)

UFRJ
Rio de Janeiro
2019

Ao meu pai por sempre me incentivar a seguir
todas as minhas aspirações.

Agradecimentos

Agradeço à ANP e ao BDEP pela disponibilização dos dados técnicos públicos, para fins acadêmicos, de sísmica e poço para a realização deste trabalho.

Agradeço aos meus orientadores Jorge Picanço de Figueiredo, Carolina Ribeiro e Pedro Coelho por toda a paciência, dedicação e ajuda em tornar este trabalho possível.

À Silvia Terra pela paciência e pela ajuda na descrição petrográfica.

Ao corpo docente da Faculdade de Geologia da UFRJ, por todo ensinamento e dedicação.

À todos os meus amigos que me ajudaram e agregaram através de discussões construtivas:

Bruno Valle, Bruno Santos, Gilberto Raitz, Josias Lourenço e Jonatan Dias.

A todos os meus amigos que convivi ao longo da faculdade.

Ao meu companheiro Aldael Rizzo, por todo suporte, sem ele esta trajetória teria sido muito mais árdua.

À minha mãe, Sara, por todo o incentivo e suporte emocional.

Ao professor Leonardo Borghi, por me abrir as portas há oito anos e pelos conselhos que me fizeram chegar até aqui.

“A ausência da evidência não significa evidência da ausência” (Carl Sagan)

Resumo

AVALONE, Maiana Cláudia Kreff. **Caracterização de eletrofácies da Formação Barra Velha no Campo de Sururu, Bacia de Santos**. 2019. xx, 000 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Sendo a descoberta do pré-sal um importante marco para a indústria de óleo e gás e em razão de ainda não haver um consenso sobre suas origens, há um crescente interesse nos estudos das rochas reservatórios deste play. Melhorar a compreensão sobre as características petrofísicas, como porosidade e permeabilidade é um dos principais objetivos na caracterização destes reservatórios. Em função disso, este trabalho buscou caracterizar o intervalo referente a Formação Barra Velha, no Campo de Sururu, a partir da análise integrada de dados geofísicos de dois poços, dado sísmico 3D e dados petrográficos. Além da análise qualitativa, os perfis dos poços foram usados na modelagem de eletrofácies, usando-se um método estatístico não supervisionado (*K-means*). Este método se mostrou bastante satisfatório para o objetivo pretendido, tendo gerado três grupos de eletrofácies, cada qual representando rochas com alta, média e baixa porosidade. Através da descrição de fotos de lâminas petrográficas, foram identificados dentro de cada eletrofácies grupos de microfácies com texturas e porosidades características. O dado sísmico 3D foi uma ferramenta útil na delimitação da Formação Barra Velha nos poços, sendo possível também, através de uma seção arbitrária, descrever 6 sismofácies na região abrangida pelos dois poços. As eletrofácies foram analisadas em associação com as microfácies e com as sismofácies para validação de hipóteses e para entender a resposta dos refletores sísmicos mediante as características porosas das rochas. Não obstante, a análise integrada das três ferramentas se mostrou coerente na formulação de inferências sobre o contexto deposicional da unidade em estudo.

Palavras-chave: Formação Barra Velha; Eletrofácies; Sismofácies

Abstract

AVALONE, Maiana Cláudia Kreff. **Electrofacies characterization of the Barra Velha Formation in Sururu Field, Santos Basin.** 2019. xx, 000 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Since the discovery of Pre-Salt is an important milestone for the oil and gas industry and due to the lack of consensus on its origins, there is a growing interest in the study of its reservoir rocks. Improving the understanding of petrophysical aspects, such as porosity and permeability, are the main objectives of reservoir characterization. This work goal is to characterize the Barra Velha Formation, in the Sururu Field, using well logs, 3D seismic data and thin sections. In addition to the qualitative analysis, the well logs were used for electrofacies modeling through an unsupervised statistical learning (K-means). This method proved to be quite satisfactory for the intended purpose, generating three groups of electrofacies, representing high, medium and low porosity rocks. Over the description of thin section pictures, groups of distinctive microfacies were identified within each electrofacies. The 3D seismic data turned out as an useful tool for delimitating the Barra Velha Formation in the wells. It was also possible, through an arbitrary section, describing six seismofacies in the region covered by the two wells. The electrofacies were analyzed in association with microfacies and seismofacies to validate hypotheses and to understand the response of seismic reflectors as a function of the rock porous characteristics. Nevertheless, the three tools integrated analysis proved to be coherent in formulating inferences about the depositional context of the unit under study.

Key-Words: Barra Velha Formation; Electrofacies; Seismofacies

Lista de figuras

Figura 1: Mapas de localização da Bacia de Santos e dos poços e cubo sísmico utilizado neste estudo. A) Mapa regional com a localização dos poços dentro do polígono Pré-Sal. B) Mapa de detalhe com a distribuição dos poços e do cubo sísmico no interior da demarcação do Campo de Sururu. C) Mapa do Brasil com a delimitação da área abrangida pelo mapa regional.	12
Figura 2: Delimitação de parte das bacias <i>offshore</i> da costa leste do Brasil e da área abrangida pelo polígono pré-sal (Papaterra, 2010).....	14
Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007).....	19
Figura 4: Feições fisiográficas do assoalho oceânico da Bacia de Santos (Silva, 2017 modificado de Mohriak, 2003).	20
Figura 5: Demonstração de uma curva de relaxação T2 e sua decomposição em distribuição de tempo de relaxação transversal (Fonte: Payne & Hook, 2012).	25
Figura 6: Representação gráfica de três agrupamentos de pontos dado pelo método de agrupamento, usando-se quatro variáveis para teste (Kronbauer, 2003).	27
Figura 7: Ilustração do método de aquisição por reflexão sísmica (Hübscher & Gohl, 2014).	28
Figura 8: Padrões de terminações de refletores dentro de uma sismossequência idealizada (Mitchum Jr. <i>et al.</i> , 1977).....	30
Figura 9: Configuração (A) e geometria (B) dos refletores usados na caracterização de sismofácies (Mitchum Jr. <i>et al.</i> , 1977).	31
Figura 10: Classificação de rochas carbonáticas segundo Terra <i>et al.</i> (2010).....	33
Figura 11: Porosidade fábrica seletiva (Choquete & Pray, 1970 <i>apud</i> Scholle & Scholle, 2003).....	35
Figura 12: Porosidade fábrica não seletiva (Choquete & Pray, 1970 <i>apud</i> Scholle & Scholle, 2003).....	35
Figura 13: Listagem dos modificadores genéticos de tamanho e de abundância de poros, com destaque para o tamanho dos poros (Choquete & Pray, 1970 <i>apud</i> Scholle & Scholle, 2003).	36
Figura 14: Apresentação dos poços (eletrofácies e GR), da seção sísmica em duplicata (com e sem interpretação) e o mapa de contorno estrutural da base do sal com a localização da seção estudada. A seção sísmica interpretada mostra a delimitação do topo e base da Formação Barra Velha nos poços, com o auxílio dos horizontes sísmicos mapeados, correlatos a estes eventos (dado sísmico em profundidade) e dos perfis geofísicos (raios gama). As setas verdes indicam os refletores truncado contra uma superfície discordante.....	38
Figura 15: Perfil composto apresentando o modelo de eletrofácies gerado para a Formação Barra Velha no poço 1. No <i>track</i> 8 é apresentada a curva de relaxação T2, em conjunto com sua linha de corte em 100 ms (T2CF) e sua média logarítmica (T2LM). A coluna litológica apresentada no último <i>track</i> foi retirada do perfil composto proveniente do conjunto de dados da ANP. Os códigos E1, E2 e E3 representam, respectivamente, as eletrofácies 1, 2 e 3.....	52
Figura 16: Perfil composto apresentando o modelo de eletrofácies gerado para a Formação Barra Velha no poço 2. No <i>track</i> 8 é apresentada a curva de relaxação T2, em conjunto com sua linha de corte em 100 ms (T2CF) e sua média logarítmica (T2LM). A coluna litológica apresentada no último <i>track</i> foi retirada do perfil composto proveniente do conjunto de dados da ANP. Os códigos E1, E2 e E3 representam, respectivamente, as eletrofácies 1, 2 e 3 e os códigos LE1, LE2 e LE3 as lâminas das respectivas eletrofácies.	56
Figura 17: Gráfico cruzado de porosidade x permeabilidade com distribuição dos pontos em relação com o modelo de eletrofácies gerado. A) distribuição linear e B) distribuição logarítmica.	59

Figura 18: Perfil composto do poço 2 em associação com microfácies representativas da eletrofácies E1.	64
Figura 19: Perfil composto do poço 2 em associação com microfácies representativas da eletrofácies E2.	70
Figura 20: Perfil composto do poço 2 em associação com microfácies representativas da eletrofácies E3.	75
Figura 21: Apresentação dos poços (eletrofácies e GR), seção arbitrária ABC em duplicata, com e sem interpretação e com o atributo sísmico Segunda Derivada do Envelope e o mapa de contorno estrutural da base do sal com a localização da seção estudada. Os retângulos em amarelo na seção superior delimitam as sismofácies descritas.	80
Figura 22: Gráfico cruzado com distribuição de pontos dos perfis DT e RHOB (Poço 2), divididos em cores representando majoritariamente as suas respectivas eletrofácies. Os pontos em amarelo constituem <i>outliers</i> que foram eliminados da análise estatística anterior, assim como no processo de geração das eletrofácies. A linha preta representa a linha de tendência gerada pelo software TechLog.	81
Figura 23: Demonstração de parte da seção da Formação Barra Velha (Poço 2), associando-se as eletrofácies com os <i>ranges</i> de valores do gráfico de dispersão entre os perfis DT e RHOB, onde as cores de preenchimento representam as cores de suas respectivas eletrofácies, e algumas das microfácies representativas de cada eletrofácies (podem ser consultadas na seção 6.5).	82
Figura 24: Gráfico cruzado com distribuição de pontos dos perfis GR e RHOB, divididos em cores representando majoritariamente as suas respectivas eletrofácies. Os pontos em amarelo foram grafados como <i>outliers</i> . A linha preta representa a linha de tendência gerada pelo software TechLog.	83
Figura 25: Demonstração de parte da seção da Formação Barra Velha (Poço 2), associando-se as eletrofácies com os <i>ranges</i> de valores do gráfico de dispersão entre os perfis GR e RHOB, onde as cores de preenchimento representam majoritariamente as cores de suas respectivas eletrofácies, e algumas das microfácies representativas de cada eletrofácies que podem ser consultadas na seção 6.5. O preenchimento em amarelo constitui o que foi designado de <i>outlier</i>	84
Figura 26: Modelo de eletrofácies em associação, em ordem estratigráfica, com as microfácies descritas (Poço 2). As setas em vermelho apontam para ciclos de aumento e diminuição de poros, segundo as curvas de NMR.	85
Figura 27: Correlação entre os poços estudados. As linhas vermelhas representam as separações dois intervalos dadas através da correlação das eletrofácies. I1, I2 e I3 representam, respectivamente, intervalo 1, 2 e 3.	89

Lista de Tabelas

Tabela 1: Poços e perfis geofísicos utilizados neste estudo.	15
Tabela 2: Valores API para diferentes litologias (Adaptado de Schlumberger, 1972).....	22
Tabela 3: Valores típicos de densidade da matriz e na presença de fluídos para litologias distintas (Rider, 2002).	23
Tabela 4: Valores típicos de velocidade sônica para litologias distintas (Rider, 2002).	23
Tabela 5: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E1 do poço 1.	53
Tabela 6: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E2 do poço 1.	54
Tabela 7: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E3 do poço 1.	55
Tabela 8: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E1 do poço 2.	57
Tabela 9: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E2 do poço 2.	58
Tabela 10: Valores dos <i>logs</i> para a eletrofácies E3 do Poço 2.	58
Tabela 11: Sumário da descrição das microfácies para cada eletrofácies. As cores de preenchimento das células das microfácies indicam elementos/texturas que se repetem entre as eletrofácies.	77

Lista de Quadros

Quadro 1: Descrição dos horizontes sísmicos interpretados.	78
Quadro 2: Sismofácies interpretadas para a Formação Barra Velha.	79

Sumário

Resumo	i
<i>Abstract</i>	ii
Lista de figuras	iii
Lista de Tabelas	v
Lista de Quadros	v
1 INTRODUÇÃO	10
2 ÁREA DE ESTUDO	12
2.1 Localização	12
2.2 O <i>play</i> Pré-Sal.....	13
3. MATERIAIS E MÉTODOS	15
4 CONTEXTO GEOLÓGICO	17
4.1 Bacia de Santos.....	17
4.2 Arcabouço tectonoestratigráfico do intervalo Pré-Sal	17
4.3 Arcabouço estrutural.....	19
5 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
5.1 Caracterização petrofísica.....	21
5.1.1 <i>Caliper</i>	21
5.1.2 Raios Gama Total e Espectral	21
5.1.3 Densidade	22
5.1.4 Sônico	23
5.1.6 Perfil de Ressonância Magnética Nuclear	24
5.2 Eletrofácies	26
5.2.1 Análise por agrupamento <i>K-means</i>	26
5.3 Sísmica de Reflexão	28
5.3.1 Interpretação de sismofácies	29
5.4 Classificação de Rochas Carbonáticas.....	31
5.4.1 Constituintes das rochas carbonáticas	34
5.4.2 Porosidade	34
6. RESULTADOS	37
6.1 Delimitação da Formação Barra Velha.....	37
6.2 Análise de Histogramas	39
6.3 Análise dos Gráficos de Dispersão (<i>Cross-Plot</i>).....	44
6.4 Caracterização das eletrofácies.....	51
6.4.1 Eletrofácies Poço 1	52
6.4.2 Eletrofácies Poço 2	55
6.5 Gráfico cruzado permeabilidade x porosidade do poço 2	59
6.6 Microfácies descritas no poço 2	60
6.7 Interpretação sísmica	78
7. DISCUSSÃO	81
7.1 Estatística básica, eletrofácies e microfácies	81
7.2 Contexto deposicional	85

7.3 Sismofácies, eletrofácies e microfácies	87
7.4 Correlação dos poços.....	88
8. CONCLUSÃO.....	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92

Apêndice

Apêndice A – Perfil completo do poço 1.

Apêndice B – Perfil completo do poço 2.

Apêndice C – Seção sísmica arbitrária.

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustível
bb/d	barris por dia
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção - ANP
CBF	<i>Clay Bound Fluid</i>
CBW	<i>Clay Bound Water</i>
CMFF	<i>Combinable Magnetic Resonance (CMR) Free Fluid Porosity</i>
CMRP_3MS	<i>CMR Porosity with T2 value greater than 3 ms</i>
DLIS	<i>Digital log interchange standard</i>
DT	Sônico
GR	Raios Gama
HCAL	<i>Caliper</i>
HCGR	<i>Computed Gamma ray – minus uranium component</i>
LAS	<i>Log ASCII Standard</i>
MD	<i>Measured depth</i>
Ms	Milissegundos
NMR	<i>Nuclear Magnetic Resonance</i>
NPHI	Neutrão
PSDM	<i>Pos-Stack Depth Migration</i>
RHOB	Densidade
T2CF	<i>T2 Cutoff</i>
T2_DIST	<i>T2 Distribution of all fluids</i>
T2LM	<i>T2 Logarithmic mean</i>
TCMR	<i>Total CMR Porosity</i>
TVDSS	<i>True vertical depth sub sea</i>

1 INTRODUÇÃO

A descoberta do pré-sal constituiu um importante marco para a indústria de óleo e gás, estando entre as mais importantes do mundo. Em fevereiro de 2019, a produção total de suas rochas reservatório atingiu o patamar de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia (ANP, 2019). Na média, o volume produzido por poço nos reservatórios do pré-sal é de 25 mil barris de óleo por dia, com máximo de 43 mil bbl/d (Petrobras, 2019, ANP, 2019). Estas cifras colocam os reservatórios do pré-sal dentre os mais prolíficos do mundo. Convencionou-se chamar de pré-sal o *play* (a conceituação de *play* usada neste trabalho segue Magoon & Dow, 1994) composto predominantemente por rochas reservatório carbonáticas de origem microbial estratigraficamente posicionado na chamada “super-sequência pós-rifte” nas bacias de Santos e Campos (Moreira *et al.*, 2007; Winter *et al.*, 2007). Estes reservatórios, além da alta produtividade são preenchidos por óleo leve de excelente qualidade e alto valor comercial. Estas características colocam as reservas do *play* pré-sal dentre as mais rentáveis do mundo.

O objeto deste trabalho são as rochas carbonáticas (estromatólitos, calcários microbiais e laminitos) da Formação Barra Velha, do Grupo Guaratiba (idade Aptiano), do *play* pré-sal da Bacia de Santos, localizadas no Campo de Sururu, que recentemente mostrou, em um de seus poços perfurados pela Petrobras, a maior coluna de óleo do pré-sal, atingindo a marca de 530 metros. A maioria dos estudos divulgados quanto ao entendimento da origem e evolução deste tipo de rocha concentra-se nos campos de Lula, Mero e Sapinhoá. Este trabalho propõe expandir o estudo para o Campo de Sururu o qual encontra-se associado aos campos de Berbigão e Atapu; juntos estes campos compreendem uma das unidades mais prolíficas da província, estando localizados em profundidades d’água acima de 2.000 metros, na porção centro-norte da bacia.

Análises e interpretações de dados sísmicos e de poços são consideradas as principais ferramentas utilizadas na exploração e exploração de hidrocarbonetos. A análise sísmica, integrada com dados geológicos e geofísicos oriundos de poços já perfurados, permite a identificação e delimitação de prospectos para a perfuração de novos poços na Indústria, além de oferecer a oportunidade para estudos diversos como, por exemplo, sobre a evolução tectono-estratigráfica das bacias e sobre as características petrofísicas dos reservatórios. O uso de modelagem de eletrofácies, com base nos perfis geofísicos, para reconhecimento de

padrões faciológicos dos poços, também é uma importante técnica aplicada na etapa de estudo dos reservatórios.

O crescente interesse nos estudos das rochas reservatório do *play* pré-sal se dá por ainda não haver um consenso sobre a sua origem. Melhorar a compreensão sobre as características petrofísicas, como porosidade e permeabilidade é um dos objetivos principais dos estudos sobre caracterização do reservatório. Entender o comportamento desses parâmetros é fundamental para a exploração de hidrocarbonetos. Desta forma, este trabalho buscou descrever, através da identificação e análise de eletrofácies em perfis geofísicos de dois poços perfurados no Campo de Sururu as características permoporosas das rochas da Formação Barra Velha (*play* pré-sal) procedendo-se a associação das eletrofácies identificadas as sismofácies observadas. As eletrofácies foram identificadas e analisadas através de um método estatístico não supervisionado (*K-means*), e os resultados foram validados a partir da descrição de fotos de lâminas petrográficas.

2 ÁREA DE ESTUDO

2.1 Localização

Situada na região sudeste da margem continental brasileira, a Bacia de Santos abrange os litorais dos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro. A norte, faz divisa com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, e a sul com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis (Moreira *et al.*, 2007) - Figura 1.

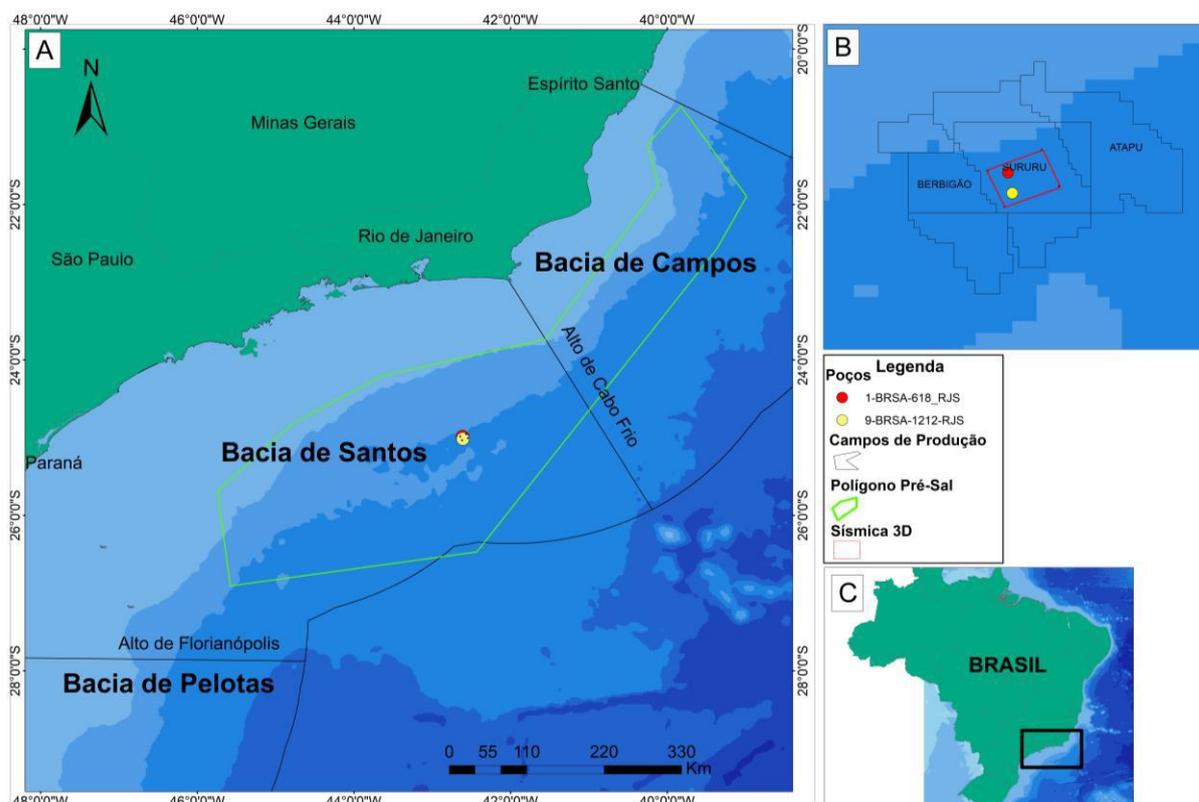


Figura 1: Mapas de localização da Bacia de Santos e dos poços e cubo sísmico utilizado neste estudo. A) Mapa regional com a localização dos poços dentro do polígono Pré-Sal. B) Mapa de detalhe com a distribuição dos poços e do cubo sísmico no interior da demarcação do Campo de Sururu. C) Mapa do Brasil com a delimitação da área abrangida pelo mapa regional.

A área de estudo está localizada dentro do polígono (*ring fence*) do campo de produção de Sururu, que juntamente com Atapu e Berbigão compõem a área denominada de Iara, situada na porção centro-norte da Bacia de Santos. O Campo de Sururu é operado pela Petrobras, que tem participação de 42,5%, em parceria com as empresas Shell, participação de 25%, Total de 22,5% e a Galp de 10%.

2.2 O *play* Pré-Sal

A descoberta do primeiro campo no *play* pré-sal foi anunciada em 2006 pela Petrobras. Este *play* engloba acumulações de hidrocarbonetos em rochas carbonáticas com boas características permoporosas, portanto caracterizadas como reservatórios para hidrocarbonetos, sotopostas aos depósitos de evaporitos que ocorrem em todas as bacias da margem leste e sudeste brasileira (entre as bacias de Camamu e Santos), de idade aptiana. Este *play* apresenta grande potencial para a descoberta de campos gigantes e supergigantes, sendo composto por óleo leve de excelente qualidade e de alto valor comercial (Riccomini *et al.*, 2012).

Institucionalmente o que se considera como “província pré-sal” é uma área delimitada por um polígono com cerca de 200 km de largura e 800 km de extensão, contido nas bacias de Campos e Santos (Figura 2). O Estado Brasileiro definiu um regime específico para os processos de exploração e exploração de petróleo dentro do polígono do pré-sal, qual seja, o regime de partilha. Geograficamente, a área constricta no polígono do pré-sal encontra-se localizado em águas profundas e ultraprofundas das duas bacias supracitadas.

Do ponto de vista do sistema petrolífero as rochas geradoras que proveram os hidrocarbonetos para os reservatórios do *play* pré-sal são as mesmas e já bastante conhecidas rochas geradoras da absoluta maioria dos campos com reservatórios turbidíticos da seção drifte das bacias de Campos e Santos. Estas rochas geradoras são constituídas de folhelhos lacustres depositados dentro dos riftes na idade Barremiano. As rochas reservatório do *play* pré-sal são majoritariamente carbonatos de origem microbial depositados durante a fase chamada de pós-rifte (pré-*breakup*, idade Aptiano), secundariamente coquinas e outras rochas terrígenas além de basaltos fraturados da fase rifte (Chang *et al.*, 2008). O principal selo do *play* pré-sal são os evaporitos sobrepostos aos carbonatos microbiais também depositados durante a fase “pós-rifte” das bacias de idade aptiana.



Figura 2: Delimitação de parte das bacias *offshore* da costa leste do Brasil e da área abrangida pelo polígono pré-sal (Papaterra, 2010).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Os dados de poços e o cubo sísmico utilizados neste trabalho são de domínio público e foram disponibilizados pela ANP, através de seu Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), para fins acadêmicos.

O conjunto de dados analisados compreendem dois poços exploratórios, com seus respectivos perfis geofísicos (Tabela 1 e Apêndices 1 e 2) e pasta de dados analíticos (dados de rocha-fluído e teste de formação) selecionados para este estudo, além de um cubo sísmico 3D de 50 km², migrado em profundidade (PSDM), referente a campanha de aquisição denominada Franco-Florim, que abrangeu a área do Campo de Sururu, no centro-norte da Bacia de Santos (Figura 1).

Tabela 1: Poços e perfis geofísicos utilizados neste estudo.

POÇOS/PERFIS	CÓDIGO	CALIPER	GR	DT	RHOB	NPHI	CMFF	CBF	CBW
1-BRSA-618-RJS	1	X	X	X	X	X	X	X	X
9-BRSA-1212-RJS	2	X	X	X	X	X	X	X	X

A realização deste trabalho se deu nas seguintes etapas:

- 1) Pesquisa bibliográfica referente aos principais tópicos abordados neste trabalho, tais quais, contexto geológico da Bacia de Santos, eletrofácies, sísmica de reflexão, sismofácies, rochas carbonáticas, entre outros;
- 2) Controle de qualidade (QC) dos dados de poços no *software* TechLog¹ de análise petrofísica: união das diferentes fases dos perfis geofísicos, correção de profundidade, correção ambiental das curvas de porosidade neutrão e mensuração de diferentes curvas de porosidade através da ferramenta de ressonância magnética (NMR). Os arquivos originais em formato Dlis foram convertidos para o formato Las;
- 3) O dado sísmico foi fornecido em formato SGY, e então importado para o *software* Petrel[©] de interpretação sísmica. Tendo em vista que o dado foi fornecido no domínio da profundidade, não foi necessária a realização do procedimento de conversão da sísmica de tempo para profundidade;

¹ © 2019 Schlumberger Limited

- 4) Delimitação, nos poços, das profundidades de ocorrência do intervalo correspondente à unidade litoestratigráfica da Formação Barra Velha com o auxílio dos dados de poços e sísmica.
- 5) Geração e análise de histogramas e *cross-plots* (ou gráficos de dispersão) a partir dos dados de perfis de poços e posterior aplicação do método estatístico multivariado não supervisionado *K-means* para geração de eletrofácies;
- 6) Geração de microfácies à partir dos relatórios de análise petrográfica de lâminas delgadas e amostras laterais disponíveis no pacote de dados da ANP; discussão das eletrofácies e sua validação com as microfácies geradas na etapa antecedente, provenientes do poço 2, sendo este considerado o poço de validação, uma vez que foi o único que apresentou registro de fotos de lâminas petrográficas;
- 7) Correlação dos dados de petrofísica básica de laboratório (porosidade x permeabilidade), oriundos do conjunto de dados cedidos pela ANP, com as eletrofácies geradas, para validação dos resultados;
- 8) Descrição de sísmofácies a partir de uma seção sísmica arbitrária e sua associação com as eletrofácies geradas.
- 9) Discussão dos resultados.

4 CONTEXTO GEOLÓGICO

4.1 Bacia de Santos

A formação das bacias da margem leste da costa brasileira teve início com o processo tafrogênico da porção oeste do paleocontinente Gondwana, no Neocretáceo, e consequentemente abertura do Oceano Atlântico (Mohriak *et al.*, 2008). Acompanhado à abertura, ocorreram derrames volumosos de basaltos toleíticos, com registros encontrados na Bacia do Paraná e nas bacias da margem costeira, Pelotas, Santos, Campos e Espírito Santo, em ordem decrescente de ocorrência (Mohriak *et al.*, 1995).

O embasamento em crosta continental da Bacia de Santos são as rochas da Faixa Ribeira, cinturão orogênico formado durante o Neoproterozóico-Cambriano, resultado da colisão do paleocontinente Congo-São Francisco com a porção noroeste do Cratón de Angola (Heibron *et al.*, 2008).

4.2 Arcabouço tectonoestratigráfico do intervalo Pré-Sal

O trabalho de Moreira *et al.* (2007) divide o arcabouço tectonoestratigráfico da Bacia de Santos em 3 Supersequências principais: Rife, Pós-Rife e Drifte (Figura 3). A seção sedimentar de estudo neste trabalho é a chamada supersequência pós-rife que congrega os depósitos de carbonatos microbiais e evaporitos.

A supersequência rife compreende o registro sedimentar depositado entre o Hauteriviano e o início do Aptiano, englobando as formações Camboriú, Piçarras e Itapema, do Grupo Guaratiba. A Formação Camboriú corresponde aos derrames basálticos toleíticos relacionados à pluma Paraná-Etendeka. A Formação Piçarras teve sua deposição iniciada no Barremiano e encontra-se em contato discordante com os basaltos da Formação Camboriú, sotopostos, e com a Formação Itapema, sobreposta. Litologicamente, seu registro mostra deposição em ambiente de leques aluviais, composto por conglomerados e arenitos polimíticos em porções mais proximais, e siltitos e folhelhos nas porções mais distais. Segundo Caldeira (2018), esta unidade apresenta sismofácies divergente, em forma de cunha, sendo representativa da máxima intensidade da formação de *hemigrabens*. A Formação Itapema, teve seus sedimentos depositados do Neobarremiano ao Eoaptiano, tendo seu limite inferior dado pela discordância intrabarremiana e o limite superior dado pela discordância pré-

Alagoas, a qual é considerada o topo da seção sedimentar da fase rifte. A Formação Itapema é litologicamente caracterizada por uma sequência de coquinas, com intercalações de calcirruditos, contituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica. Depósitos mais proximais são compostos por conglomerados e arenitos, depositados por sistemas de leques aluviais. Em sísmica, esta unidade geralmente apresenta refletores plano-paralelos ou em forma de cunha e pouca variação de espessura (Moreira *et al.*, 2007).

A supersequência pós-rifte compreende as formações Barra Velha e Ariri, ainda pertencentes ao Grupo Guaratiba. A Formação Barra Velha é dividida em duas porções, inferior e superior. A porção inferior compreende pacotes sedimentares depositados durante o Eoaptiano, sendo seu limite inferior marcado pela discordância pré-Alagoas e seu limite superior marcado pela discordância intra-Alagoas. Os depósitos característicos desse pacote compreendem estromatólitos, calcários microbiais e laminitos nas porções mais proximais e folhelhos em porções mais distais. A porção superior da Formação Barra Velha também teve sua deposição durante o Neoaptiano, com seu limite inferior dado pela discordância intra-Alagoas e o limite superior dado pelo contato com os evaporitos da Formação Ariri. Os pacotes da porção superior compreendem calcários microbiais e estromatolíticos, sendo depositados em ambiente transicional. A Formação Ariri corresponde aos evaporitos depositados no Neoaptiano, tendo como limite inferior os calcários da Formação Barra Velha e o limite superior as formações Florianópolis e Guarujá. Os evaporitos são constituídos majoritariamente por halita e anidrita, e em menor proporção taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007).

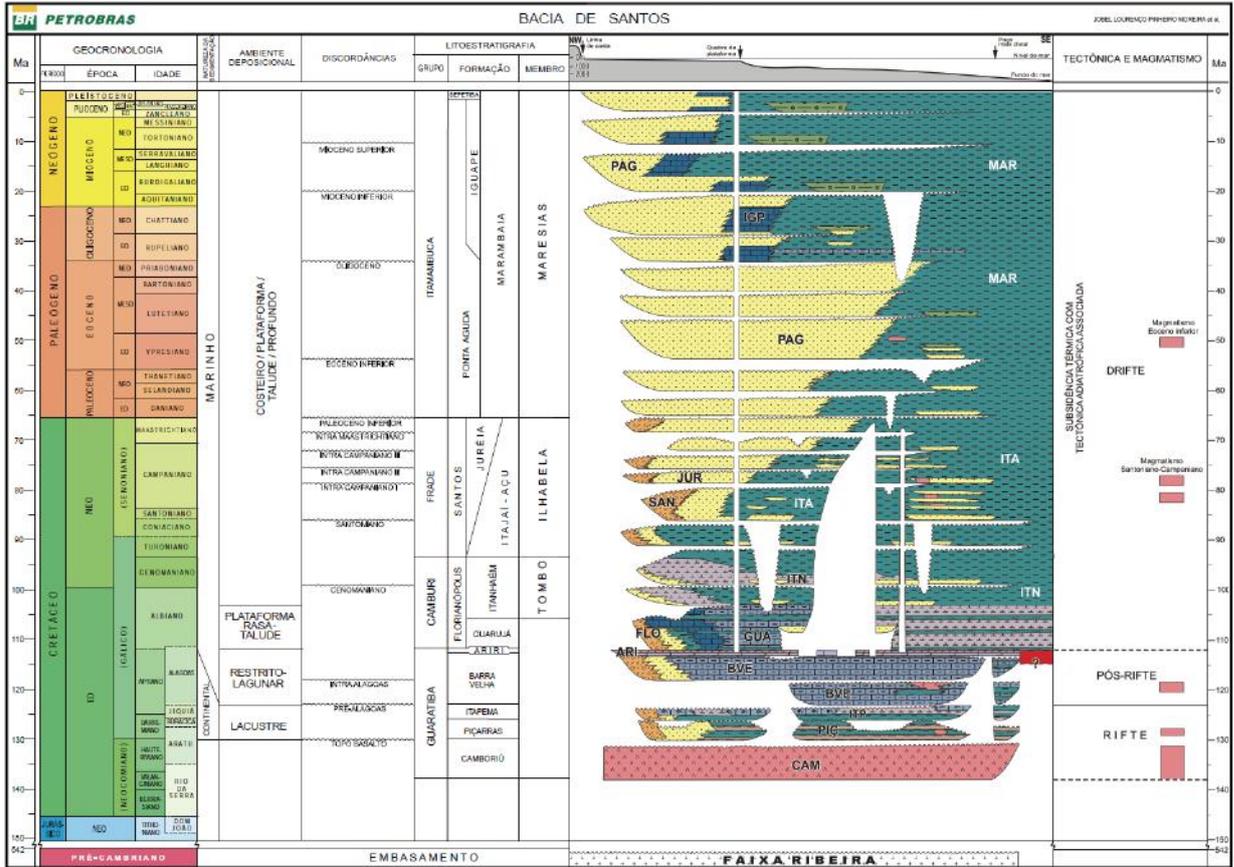


Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira *et al.*, 2007).

4.3 Arcabouço estrutural

As feições estruturais encontradas no assoalho oceânico na região pertencente à Bacia de Santos tiveram seu desenvolvimento com o processo tafrogênico do paleocontinente Gondwana (Pereira & Macedo, 1990). Suas principais estruturas estão relacionadas ao processo de rifteamento e posterior deformação por halocinese.

As principais estruturas geradas durante o processo de rifteamento da Bacia de Santos caracterizam-se por uma série de falhas normais de direção NE a NNE, afetadas por zonas de transferências destrais de direção NW, adquirindo direção E-W quando na transição crosta continental-oceânica (Meisling *et al.*, 2001), tendo este processo afetado a seção sedimentar das fases pós-rifte e rifte da bacia. A halocinese foi caracterizada por um regime distensivo e compressivo, nas porções proximais e distais da bacia, respectivamente. A tectônica do sal está ligada a formação de falhas lítricas e de crescimento que afetaram majoritariamente a seção drifte da bacia (Figueiredo, 1983 *apud* Gama, 2008), sendo responsável pela formação de falhas de crescimento na seção drifte. As principais feições fisiográficas de fundo oceânico da Bacia de Santos podem ser observadas na Figura 4.

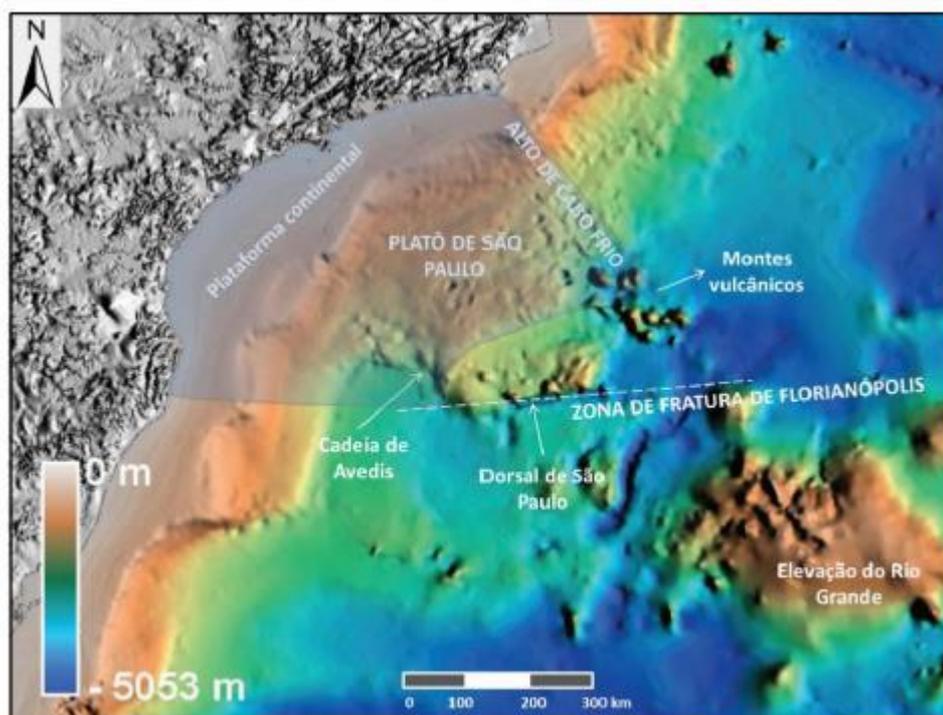


Figura 4: Feições fisiográficas do assoalho oceânico da Bacia de Santos (Silva, 2017 modificado de Mohriak, 2003).

5 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

5.1 Caracterização petrofísica

Segundo Rider (2002), a perfilagem geofísica é uma técnica muito importante na caracterização de subsuperfície, uma vez que amostras de rochas obtidas durante a perfuração (amostragem de calha) fornecem um registro impreciso da formação em estudo. Perfis geofísicos são gerados a partir da medição de parâmetros geofísicos em furos de sondagem, sendo plotados em função da profundidade medida. Por vezes, são chamados de perfis elétricos devido ao histórico das primeiras medições serem voltadas para propriedades elétricas das rochas. As medições realizadas pelos instrumentos de perfilagem podem se dar de forma espontânea ou induzida. As medições espontâneas compreendem medições de propriedades naturais da rocha, tal qual a emissão de energias radioativas por minerais radioativos (*e.g.* perfil raios gama). De outra forma, essas medições podem ser induzidas, como no caso das medições do tempo de trânsito de ondas acústicas geradas por fontes externas (*e.g.* perfil sônico).

Os perfis aqui estudados e que melhor auxiliaram na identificação e interpretação das eletrofácies foram: Raios Gama Total e Espectral; Sônico; Densidade; Ressonância Magnética Nuclear e *Caliper*, discutidos a seguir.

5.1.1 *Caliper*

O perfil *Caliper* (HCAL) é a medida do diâmetro do furo de sondagem, em profundidade, mensurado a partir dos “braços” articulados das ferramentas de perfilagem que são empurrados contra a parede do poço (Rider, 1996). Por meio deste perfil é possível detectar zonas de reboco ou arrombamento dentro do poço, sendo uma ferramenta fundamental na análise conjunta com outros perfis geofísicos, atuando como controle de qualidade, uma vez que mudanças do estado natural da parede do poço podem ocasionar alterações nas demais medições.

5.1.2 Raios Gama Total e Espectral

O registro do perfil de Raios Gama (GR) é obtido a partir da medição da radioatividade natural das rochas. A radiação medida é proveniente de três elementos naturais: Tório,

Potássio e Urânio. O perfil de Raios Gama Total mostra a resposta combinada desses três elementos, enquanto que o Raios Gama Espectral apresenta a resposta de cada elemento individualmente (Rider, 2002). Cada tipo de rocha irá apresentar emissão característica de raios gama. Entre as rochas sedimentares, os folhelhos apresentam as maiores respostas radioativas em função da sua capacidade em aderir elementos radioativos, principalmente Urânio (Tabela 2). Estes perfis são usados de forma qualitativa para finalidade de correlação, sugerir fácies, sequências e identificação de litologias ou “grau” de argilosidade.

Tabela 2: Valores API para diferentes litologias (Adaptado de Schlumberger, 1972).

ROCHA	VALOR API
Carvão, halita, gipsita, anidrita	0
Calcário	5-10
Dolomito	10-20
Arenito limpo	10-30
Arenito argiloso	30-45
Folhelho	40-140
Silvinita	~500

5.1.3 Densidade

O perfil densidade (RHOB) consiste no registro da densidade bruta da rocha, o qual inclui a densidade da matriz mais a densidade dos fluídos que preenchem os poros. A ferramenta de medição contém uma fonte de radiação de raios gama que é aplicada na parede do poço. A energia radioativa interage com os elétrons da formação através de um processo chamado efeito *Compton*. A energia é emitida por uma fonte e detectada por um receptor, sendo a quantidade de energia detectada diretamente proporcional à intensidade das interações da formação, a qual por sua vez é também diretamente proporcional à densidade das rochas (Rider, 2002).

Em investigações quantitativas, o perfil densidade é usado para cálculos indiretos de porosidade e impedância acústica. Em estudos de caráter qualitativo, os valores de densidade são bons indicativos de litologia, tipos minerais, além de sobrepressão e porosidade de fratura (Tabela 3; Rider, 2002).

Tabela 3: Valores típicos de densidade da matriz e na presença de fluídos para litologias distintas (Rider, 2002).

	Presença de Fluidos (g/cm ³)	Matriz (g/cm ³)
Folhelho	1.8 – 2.75	2.65 – 2.7
Arenito	1.9 – 2.65	2.65
Calcário	2.2 – 2.71	2.71
Dolomito	2.3 – 2.87	2.87

5.1.4 Sônico

O perfil sônico (DT) fornece o intervalo de tempo de trânsito de ondas acústicas dentro de uma determinada formação, sendo, em outras palavras, a medida da capacidade da rocha em transmitir ondas, variando com a litologia e textura (principalmente porosidade) presentes. As ferramentas de sônico usualmente medem a primeira chegada das ondas compressionais ou ondas P. A sua aplicação qualitativa se dá com foco na avaliação da porosidade da rocha, além de ser usado para amarração sísmica-poço, com a criação do sismograma sintético através de sua combinação com o perfil densidade para geração do perfil de impedância acústica. O perfil sônico é bastante usado em correlações, sendo sensível às variações texturais, como porosidade, sendo útil para determinar litologia, rochas fonte e grau de compactação dos pacotes sedimentares (Rider, 2002; Tabela 4).

Tabela 4: Valores típicos de velocidade sônica para litologias distintas (Rider, 2002).

	Δt_{ma} (u/ft)	v(m/s)
Arenito	55.5 - 51	5490 – 5950
Calcário	53 – 47.6	5800 – 7000
Dolomito	45 – 38.5	6770 – 7925
Folhelho	167 – 62.5	1600 – 5000

5.1.5 Neutrão

O perfil neutrão (NPHI) consiste no registro da resposta de uma formação ao bombardeamento por neutrons de alta energia e velocidade. A ferramenta neutrônica tem como função lançar partículas de neutrons contra a parede do poço, as quais chocam-se com os

átomos ali presentes, resultando em perda de energia. A perda da energia será dependente da massa do núcleo colidido e as maiores perdas registradas são aquelas dadas por colisões com núcleos de massa igual aos das partículas emitidas, como no caso dos núcleos de hidrogênio. Quando a formação apresenta grande conteúdo de átomos de H, a absorção dos neutrons será grande, e a contagem dos neutrons de baixa energia e da radiação gama residual será baixa, sendo esta resposta um indicativo de porosidade total (ϕ_t) elevada. Quantitativamente, o perfil neutrão é usado para indicar porosidade, e qualitativamente, é uma ótima ferramenta para distinguir gás de óleo. Ainda, quando em associação com a curva de densidade, constitui no melhor discriminador de litologia de subsuperfície (Rider, 2002).

5.1.6 Perfil de Ressonância Magnética Nuclear

As rochas carbonáticas constituem um grande desafio de estudo uma vez que apresentam uma alta complexidade petrofísica, onde permeabilidade e porosidade não são diretamente relacionadas, diferentemente das rochas siliciclásticas (Westphal *et al.*, 2005).

A técnica de NMR consiste em um método que gera resultados relativos à porosidade e permeabilidade bastante satisfatórios (e.g. Westphal *et al.*, 2005, Hamada *et al.*, 1999). Esta é a primeira ferramenta de perfilagem geofísica de poços a fazer leituras de permeabilidade. Este método de perfilagem resulta em respostas dos núcleos de elementos químicos das rochas diante a aplicação de um campo magnético externo. O elemento que melhor apresenta resposta à aplicação deste campo é o hidrogênio, que além de ter um momento magnético grande, é abundante em fluídos tais quais, água e hidrocarbonetos. As grandezas medidas pelo instrumento de ressonância magnética nuclear são amplitude e decaimento do sinal, onde a primeira é proporcional aos núcleos de hidrogênio, fornecendo valores de porosidade. O decaimento ou tempo de relaxação transversal (T_2) é indicativo indireto dos tamanhos dos poros, onde poros pequenos refletem tempo de relaxação curto e poros maiores produzem tempo de relaxação maior. Uma característica importante da perfilagem NMR é que o sinal medido é proveniente dos fluídos que preenchem os espaços porosos, concedendo medidas de porosidade independentes da matriz ou da mineralogia.

A Figura 5 mostra uma curva padrão de decaimento de T_2 . A área abaixo da curva representa a porosidade total e a área sob cada pico corresponde a proporção do espaço poroso ocupado pelos fluídos em cada classe de tamanho de poro, sendo esta curva uma

representação de diferentes classes de tamanho de poro, as quais, por sua vez, são relativas à distribuição de água estrutural de argilas, água retida por capilaridade e fluídos livres.

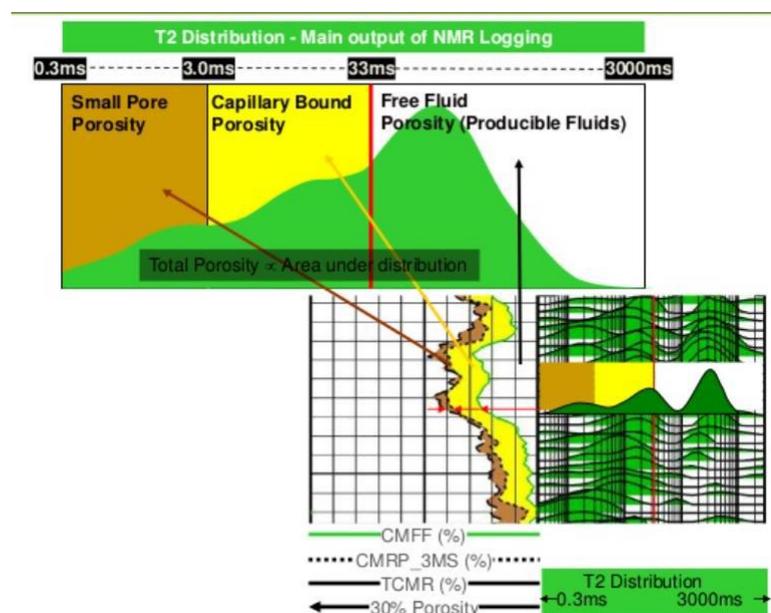


Figura 5: Demonstração de uma curva de relaxação T2 e sua decomposição em distribuição de tempo de relaxação transversal (Fonte: Payne & Hook, 2012).

As curvas fornecidas pelo perfil de ressonância magnética nuclear são: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP), fluído livre (CMFF), *bound fluid* (BFF), permeabilidade Timur-Coates (KTIM) e permeabilidade SRD (KSDR), *capillary bound fluid* (CBF - fluído adsorvido por capilaridade) e *clay bound water* (CBW – fluído adsorvido nas argilas). As duas últimas podem ser obtidas pela seguinte relação:

$$CBW = TCMR - CMRP$$

$$CBF = CMRP - CMFF$$

As curvas escolhidas para a identificação e interpretação de eletrofácies para caracterização da qualidade da porosidade da seção em estudo foram: CMFF, CBW e CBF. Segundo Darmawan *et al.* (2018), uma boa porosidade é aquela que pode acomodar o fluído e então os hidrocarbonetos podem ser acumulados. *Clay bound water* (CBW) corresponde ao volume poroso que contém a água presa no conteúdo de argila. *Capillary bound fluid* (CBF) corresponde ao volume poroso preenchido por fluidos presos pela força de adesão entre o fluído e a matriz da rocha (força de capilaridade), também conhecida como água conata. *Free fluid volume* ou CMFF é a porção porosa que pode acomodar fluídos que tenham mobilidade

no espaço poroso, podendo ter tanto água quanto hidrocarbonetos. Os valores de *cut off* geralmente usados para separar a porosidade de fluido livre das demais porosidades é de 33 e 100 milissegundos, para rochas siliciclásticas e carbonáticas, respectivamente, podendo esses valores serem variáveis (e.g. Darmawan *et al.*, 2018).

5.2 Eletrofácies

Para Soares (2005), a modelagem de eletrofácies de um poço é uma tentativa de identificação faciológica através do uso de perfis geofísicos, se tratando de uma importante ferramenta para a construção de modelos geológicos. Para a identificação de eletrofácies, algumas técnicas têm sido adotadas na literatura, como técnicas estatísticas e/ou por redes neurais (e.g. Soares, 2005; Lisboa, 2013; Grou, 2015).

Neste trabalho foram analisados histogramas, gráficos de *cross-plot* e, por fim, uma análise estatística multivariada por agrupamento *K-means*. A análise prévia de histogramas e *cross-plot* fez-se necessária como ponto de partida para se definir os perfis geofísicos a serem utilizados e melhor entender os parâmetros litológicos e de porosidade da seção de estudo. Segundo Rider (1996), histogramas são representações gráficas que podem ser usadas para se definir limites de litologia e médias de valores dos perfis. Apesar de ser um método de difícil aplicação, ele fornece uma ideia do *range* dos dados apresentados pela formação o que pode vir a ser um diagnóstico estratigráfico ou litológico.

Quando dois perfis são plotados de forma cruzada, o conjunto de pontos resultante é analisado para se definir a relação entre as duas variáveis. Existem três tipos de gráficos de dispersão (ou *cross-plot*) em perfis de poços que são usualmente analisados: *cross-plot* entre curvas compatíveis, que medem os mesmos parâmetros, como porosidade; *cross-plot* entre curvas incompatíveis, ou seja, que não medem os mesmos parâmetros, como os perfis de raios gama e porosidade neutrão; *cross-plot* entre dados obtidos em laboratório e valores obtidos a partir de perfis de poços (Rider, 1996), sendo neste trabalho aplicadas somente as duas primeiras abordagens. O método *K-means* será discutido a seguir.

5.2.1 Análise por agrupamento *K-means*

Entre as técnicas estatísticas geralmente utilizadas para a geração de eletrofácies encontram-se a análise de agrupamentos, análise de componentes principais, método de

regressão e análise discriminante (Souza Jr., 1992 *apud* Grou, 2015). A modelagem por agrupamentos pode ser realizada a partir de dois métodos: o supervisionado e o não supervisionado. Estes métodos compreendem uma técnica estatística multivariada, onde é realizado o agrupamento de dados, dentro de um número de *clusters* pré-definidos, por junção de características que sejam mais semelhantes entre si e distintas das restantes (Kronbauer, 2003; Figura 6). A modelagem supervisionada é aquela em que se obtém o reconhecimento de eletrofácies a partir do estabelecimento de regras para este reconhecimento, tomando-se como base a descrição faciológica prévia de testemunho, tendo como exemplo o método KNN (K-ésimo vizinho mais próximo). O método não supervisionado é mais amplamente usado quando não se tem informação litológica do poço, e a separação em grupos é realizada por detecção de características comuns em perfis de poços (Soares, 2005). O método adotado para este trabalho foi o de agrupamento não supervisionado *K-means*. Este método compreende um algoritmo de separação de *clusters* mais amplamente utilizado devido a sua eficácia, viabilidade e rapidez quando se trabalha com grande número de dados. Este algoritmo funciona gerando k grupos aleatoriamente a partir das amostras dos perfis, com posterior reorganização da composição de cada grupo, minimizando a variabilidade interna e maximizando a variabilidade entre os grupos (Soares, 2005).

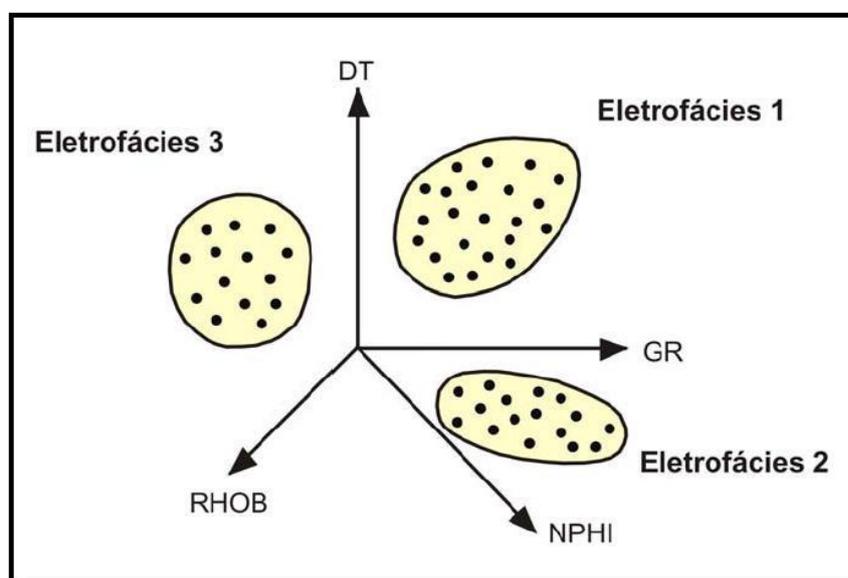


Figura 6: Representação gráfica de três agrupamentos de pontos dado pelo método de agrupamento, usando-se quatro variáveis para teste (Kronbauer, 2003).

Geralmente a metodologia adotada para a separação de classes é aquela proposta por Soares (2005), e adotada por diversos trabalhos como de Lisboa (2013) e Grou (2015), em que

a separação de classes é dada em função da qualidade do reservatório (*e.g.* reservatório, não reservatório e possível reservatório). Neste trabalho, foi adotada uma abordagem em função do tipo/qualidade de porosidade da seção de estudo, não levando-se em conta diferenciação litológica uma vez que os carbonatos do pré-sal da Formação Barra Velha apresentam uma alta complexidade e incerteza em relação a esta propriedade.

5.3 Sísmica de Reflexão

A sísmica de reflexão compreende um método de exploração indireto de subsuperfície, tendo como vantagem sua densa amostragem em área e profundidade, dado por técnicas de aquisição e processamento, as quais tem por finalidade a geração de imagens sísmicas que permitem a identificação de áreas propensas ao acúmulo de hidrocarbonetos (Nascimento, 2013).

O método da sísmica de reflexão se baseia no fato de que parte da energia que viaja para a subsuperfície é refletida de volta quando encontra limites geológicos (Figura 7). Tal método apresenta boa resolução vertical e horizontal, sendo amplamente usado pela indústria como ferramenta de análise no processo de exploração de óleo e gás em subsuperfície (Hübscher & Gohl, 2014). Segundo Yilmaz (2001), a geração de imagens sísmicas consiste em 3 estágios principais, sendo eles: aquisição de dados, processamento e interpretação.

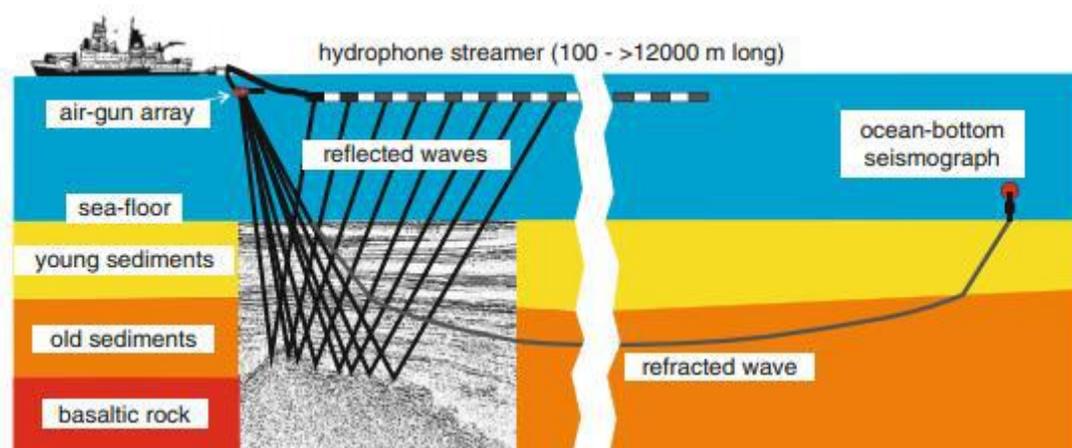


Figura 7: Ilustração do método de aquisição por reflexão sísmica (Hübscher & Gohl, 2014).

A aquisição de dados consiste na geração de ondas por uma fonte artificial e um receptor que registra e converte o sinal sísmico em sinal elétrico (Hübscher & Gohl, 2014). Se a aquisição for feita em terra, os receptores são chamados de geofones, se em mar, hidrofones arranjados em um cabo (*streamer*) e puxados por uma embarcação na qual encontra-se a fonte

de ondas sísmica chamada canhão. A aquisição pode ser 2D, quando os receptores são arranjados em uma linha ou 3D quando os receptores distribuem-se em um arranjo areal, ou seja bidimensional sobre o terreno ou sobre a superfície do mar gerando um cubo sísmico (Yilmaz, 2001). O processamento é a etapa que consiste em esforços para diminuir a quantidade de ruídos e de ajuste dos tiros sísmicos e distorções para que a imagem resultante seja a mais fiel em relação as estruturas geológicas. Por último acontece a interpretação sísmica que consiste na etapa de identificação de feições estruturais e estratigráficas tanto em escala regional (bacia), como local (posições específicas dentro de uma bacia) visando a produção de diversos produtos que vão desde o entendimento sobre a evolução tectonoestratigráfica de uma bacia até a identificação de prospectos para a perfuração (específico para a indústria).

5.3.1 Interpretação de sismofácies

Em virtude da baixa qualidade do dado sísmico fornecido para este estudo, os horizontes sísmicos mapeados foram somente a base do sal (topo da Formação Barra Velha) e o topo da sequência rifte (Topo da Formação Itapema). Dentro desse intervalo foram interpretados e descritos padrões de terminações de refletores e sismofácies associadas. No dado sísmico estudado a polaridade dos traços sísmicos seguem o padrão SEG normal, no qual a polaridade positiva (pico preto da *wiggle*), pode ser traduzida como um aumento da impedância acústica na sísmica. Os horizontes sísmicos foram identificados e mapeados de acordo com esta polaridade.

Apesar deste trabalho não ser voltado para uma análise de sequências sísmicas, unidade fundamental da sismoestratigrafia, alguns conceitos serão brevemente discutidos para compreensão geral do estudo da sismoestratigrafia.

O conceito central no estudo da estratigrafia de sequências ou da sismoestratigrafia é a sequência deposicional. A definição clássica deste conceito, dada por Mitchum Jr. *et al.* (1977), é a de um conjunto de estratos conformes, geneticamente relacionados, delimitados no topo e na base por discordâncias ou suas concordâncias correlativas.

A sismossequência, terminologia desenvolvida a partir do conceito de sequência deposicional, compreende um conjunto de pacotes de reflexões concordantes delimitados por superfícies de descontinuidade. Esta delimitação é dada com base na terminação de refletores.

Segundo Mitchum Jr. *et al.* (1977), os padrões de terminação de refletores mais comumente usados são: *onlap*, *downlap*, *toplap* e truncamento erosivo (Figura 8).

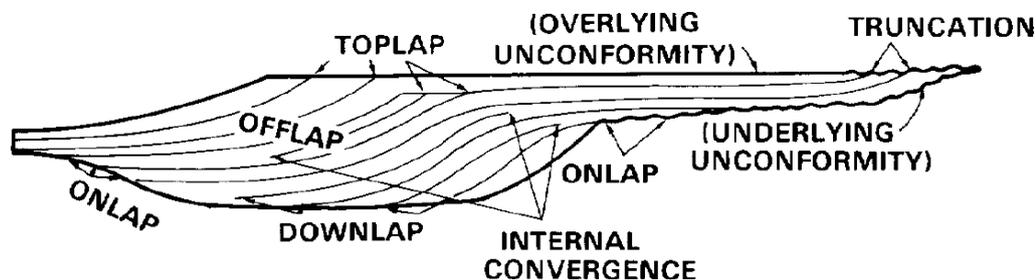


Figura 8: Padrões de terminações de refletores dentro de uma sismossequência idealizada (Mitchum Jr. *et al.*, 1977)

As terminações *onlap* e *downlap* são agrupadas no que é definido por Mitchum Jr. *et al.*, (1977) como terminações *baselap*, que compreendem terminações do limite inferior de uma seqüência deposicional. *Onlap* por definição compreende terminações de estratos inicialmente horizontais contra uma superfície inclinada. *Downlap* compreende terminações de estratos inclinados contra uma superfície horizontal ou inclinada. Diferentemente das terminações *baselap*, *toplap* é a terminação do limite superior de uma seqüência deposicional. Compreendem estratos inicialmente inclinados, em terminação tangencial contra uma superfície suprajacente de menor inclinação, sendo evidência de um hiato não deposicional. Por fim, temos as terminações em truncamento erosivo, que assim como a terminação *toplap*, ocorre no limite superior de uma seqüência, com reflexões terminando lateralmente, compreendendo estratos seccionados por fatores erosivos ou estruturais.

Dentro das seqüências sísmicas há o estudo e interpretação das fácies sísmicas, unidades interpretadas por este trabalho. Os parâmetros usados para a definição de sismofácies são: configuração ou geometria dos refletores sísmicos (Figura 9), amplitude e frequência das reflexões e continuidade dos traços sísmicos, onde cada um desses parâmetros contém informações de significados estratigráficos, como litologia, estratificações, entre outros (Mitchum Jr. *et al.*, 1977; Severiano Ribeiro, 2001).

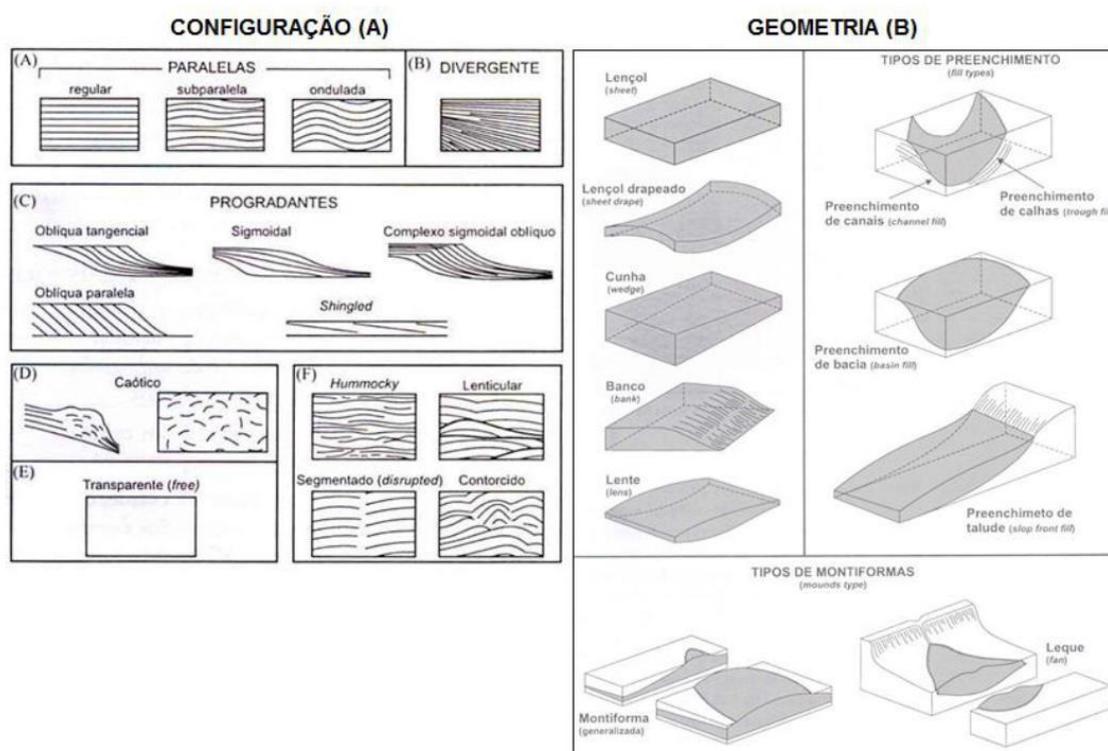


Figura 9: Configuração (A) e geometria (B) dos reflectores usados na caracterização de sismofácies (Mitchum Jr. *et al.*, 1977).

5.4 Classificação de Rochas Carbonáticas

A primeira publicação sobre classificação de rochas carbonáticas foi originada em 1960, em um simpósio denominado de Classificação de Rochas Carbonáticas, em Denver, no Colorado. Entre as diversas classificações propostas, as de Dunham e Folk se tornaram as mais populares nas geociências, sendo a classificação de Folk voltada para aspectos composicionais enquanto que a de Dunham para aspectos de textura deposicional (Terra *et al.*, 2010).

Segundo Terra *et al.* (2010), a classificação de rochas carbonáticas é um grande desafio, uma vez que apresentam uma alta complexidade, variabilidade e forte influência diagenética, o que dificultam a criação de uma classificação que abranja todos os tipos de rochas carbonáticas existentes. Devido as descobertas das rochas carbonáticas do pré-sal, Terra *et al.* (2010) propuseram um novo sistema de classificação, juntando as classificações clássicas de Dunham (1962), Folk (1962), Embry & Klovan (1971), Pettijohn (1975) e Riding (2000) com uma nova abordagem introduzindo novos termos, considerados indispensáveis, separados em quatro grupos principais: elementos não ligados durante a formação, elementos ligados durante a formação *in situ*, elementos ligados ou não e textura original não reconhecida

(Figura 10). Apesar desta nova classificação ser discutível e não ser completamente apropriada às rochas do pré-sal, compreende um dos únicos métodos de classificação existentes, e será considerada neste trabalho como método de descrição de microfácies a partir das fotos das lâminas petrográficas fornecidas pela ANP.

Tabela 1

BR		Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras						
NOMENCLATURA PRINCIPAL	TEXTURA	DEFINIÇÃO	NOMENCLATURA COMPLEMENTAR	REFERÊNCIA OU MODIFICADO DE	TERMOS CORRELATOS	TEXTURAS MODIFICADORAS	TAMANHO MÉDIO DOS ELEMENTOS EM CORTE EFECTIVO E EMPACOTAMENTO	FORMA EXTERNA ESCALA DE TESTAMUNHAS
Elementos não ligados durante a formação								
BIUDSTONE		Rocha suportada pela matriz com menos de 10% de grãos (tamanho área ou maior).	COI (Como <i>scavium</i> grãos) colitas, escórias, siltites, peloides fecais, intralastos, bioclastos, estereões ou CALCULITO A BIRDSEYES= rocha suportada pela matriz com porosidade fenestral ou lente de calcita espática.	Dunham (1962)	Calcilita, Dendritólio, musteas e lárdeyas.			
WACKSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% de grãos (tamanho área ou maior).	COI (para os grãos) - colitos, oncolitos, peloides, peloides fecais, intralastos, bioclastos, estereões.	Dunham (1962)				
PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.	"*" (composição principal): colítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intralastico, bioclastico, estereônico, com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leilido, dendritólio.	Dunham (1962)	Calcarenito, coespartito, biomicrito, pelmicrito, intramicrito			
GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).	"*" (composição principal): colítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intralastico, bioclastico, estereônico, com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leilido, dendritólio.	Dunham (1962)	Calcarenito, coespartito, biomicrito, pelmicrito, intramicrito			
FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	COI (para os grãos) - colitos, oncolitos, peloides, peloides fecais, intralastos, bioclastos, estereões. Com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leilido, dendritólio.	Embry & Klowan (1971)	Biocarenito, coespartito, biomicrito, pelmicrito, intramicrito			
RUDSTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	"*" (composição principal): colítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intralastico, bioclastico, estereônico, com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leilido, dendritólio.	Embry e Klowan (1971)	Brecha			
BIOCALCULADO		Rocha caracterizada pela dominância de um tipo de organismo sem entrelaçamento (<i>in situ</i>) e grande área de matriz.	"*" (composição principal): colítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intralastico, bioclastico, estereônico, com fragmentos de estromatolitos, trombolitos, laminitos, leilido, dendritólio.	Carozzi (1972)	Coquina			
BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos anisoclásticos maiores que 2 mm.	"*" (composição principal): intralastico, com fragmentos de estromatolito, trombolito, laminito, leilido, dendritólio, estereônio, macrofossamíferos, crinóides, etc...	Flügel (2004); Pettijohn (1974)	Brecha de Coléneo, Brecha Fósilífera, com castras angulosas			
Elementos ligados durante a formação - <i>in situ</i>								
BOUNDSTONE		Rocha formada <i>in situ</i> cujos componentes da trama original (fábrica original) foram ligados durante a deposição.	"*" principais organismos formadores: ex. corajal, a radistas, a estromatopórides, etc...	Dunham (1962)	Bolitas, Bafflestone, Bristons, Framestones			
ESTROMATOLITO		Depósito de estrutura laminada e em geral, convexo, podendo apresentar feições de ramificação e de domo para o topo. Na maioria das vezes de origem microbial. Pode ser observado em diferentes escalas.					Muito pequeno: < 0,2 cm Pequeno: 0,2-0,5 cm Médio: 0,51-1,5 cm Grande: > 1,5 cm Escalas de elementos se tocam. Normal: alguns elementos se tocam. Aberto: raras ou nenhum dos elementos se tocam	Finamente laminado Levente dômico Dômico Tabular Colunar Conforme
TROMBOLITO		Depósito com textura macroscópica coagulada (clotted), maciça e dômica. Na maioria das vezes de origem microbial.		Riding (2000)			Mesquedo (morfot) Bioturbado	
DENDROLITO		Depósito microbial de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueléticas.						Levente dômico, Dômico, Colunar
LEIOLITO		Carbonato microbial dômico, sem laminação ou coágulos.						Levente dômico, Dômico
ESFERULITO		Rocha composta por partículas de formas esféricas ou subesféricas de tamanho médio a grande, com superfície lisa e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isoladas.	Estereão-suportado com angla (>10%)= ESFERULITO COM suporte, com estereões= ARGOLITO COM ESFERULITOS. Este trabalho ocorre em laminais-ARGOLITO LAMELAR COM ESFERULITOS.	Este trabalho				
TRAVERTINO & (TUFA)		Rocha carbonática bandada formada pela precipitação em superfície de soluções concentradas em CaCO ₃ ao redor de fontes (em geral quentes) devido a perda de CO ₂ por evaporação. A vedação mais esponjosa e menos compacta é denominada TUFA.		Riding (2000); Pettijohn (1957)				
Elementos não ligados ou não reconhecíveis								
LAMINITO		Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recristalização de laminações delgadas. As laminações tendem a ser planocônicas, com superfície lisa (origem microbial ou ralo) ou crenulada (origem intrabial).	LISO CRENULADO	Demeco (1994)	Estera, estera microbial, lapete microbial, estera algal, laminares microbais, biolaminitas			
CALCÁRIO CRISTALINO		Rocha carbonática totalmente recristalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 3 e 50 µm		Folk (1962); Dunham (1962)	Espatito, Microespartito			
DOLOMITO		Rocha carbonática totalmente dolomitizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). MICRODOLOMITO: cristais entre 3 e 50 µm			Dobespartito, Microdobespartito			

Figura 10: Classificação de rochas carbonáticas segundo Terra *et al.* (2010).

5.4.1 Constituintes das rochas carbonáticas

Os principais constituintes das rochas carbonáticas são a matriz carbonática, o cimento e os grãos aloquímicos. Um dos constituintes mais comuns em rochas carbonáticas é a matriz microcristalina, também conhecida como lama carbonática ou micrita, de tamanho menor que 0,0625 mm. Os principais mecanismos na formação de lama carbonática estão relacionados a abrasão mecânica ou biológica; desintegração de organismos calcários frágeis; bioacumulação de microorganismos; e intervenção de organismos na precipitação bioquímica (Terra *et al.*, 2010).

O cimento é o processo de preenchimento dos poros através de fluídos supersaturados. Os minerais mais comuns que formam a cimentação são a aragonita, dolomita, calcita (Terra *et al.*, 2010) e sílica. Os grãos que compõe as rochas carbonáticas são os oólitos, oncolitos, peloides fecais, esferulitos, intraclastos e bioclastos.

Além dos componentes mencionados, é importante discutir os processos diagenéticos relacionados às rochas carbonáticas. Segundo Scholle & Scholle (2003), a diagênese envolve qualquer mudança química ou física após a deposição de rochas sedimentares. Os processos diagenéticos podem obliterar informações de estruturas primárias, assim como podem informar sobre o contexto histórico pós deposicional, composição da água de poro e temperatura. A diagênese ainda pode agir reduzindo ou aumentando a porosidade e permeabilidade da rocha. Os processos químicos e físicos mais comuns na diagênese são: cimentação, dissolução, substituição, recristalização, compactação física e química.

5.4.2 Porosidade

A origem e a história da abertura de poro primário e secundário é o interesse principal dos exploradores de hidrocarbonetos (Scholle & Scholle, 2003). A classificação de porosidade mais aceita e usada é a de Choquette & Pray (1970). Esta classificação envolve categorias, tais quais, tipos de porosidade fábrica seletiva, não seletiva, modificadores genéticos de tamanho e de abundância.

A porosidade fábrica seletiva é aquela em que a porosidade é controlada pelos grãos, cristais ou outras estruturas físicas e os poros por si só não cruzam os limites primários (Figura 11).

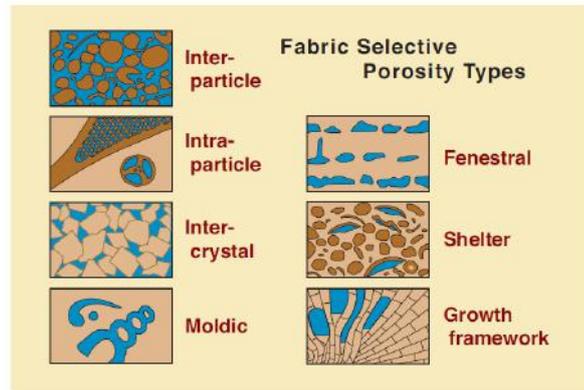


Figura 11: Porosidade fábrica seletiva (Choquete & Pray, 1970 *apud* Scholle & Scholle, 2003).

A porosidade fábrica não seletiva é aquela onde a porosidade corta grãos primários e a fábrica deposicional. Podem incluir poros que se tornam muito maiores que o elemento estrutural primário (Figura 12).

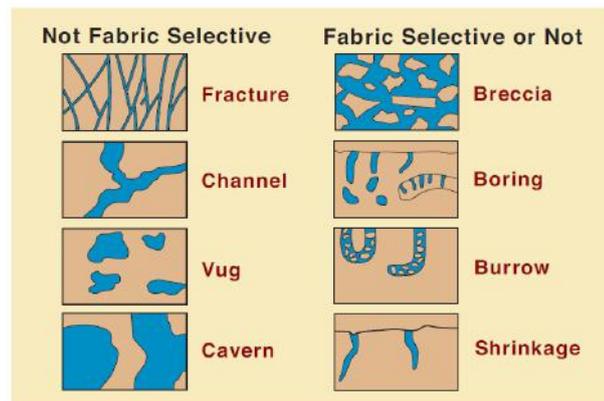


Figura 12: Porosidade fábrica não seletiva (Choquete & Pray, 1970 *apud* Scholle & Scholle, 2003).

Os modificadores genéticos, de tamanho e de abundância são observados na Figura 13, sendo que a categoria de classificação abordada por esse trabalho envolve somente a classificação de tamanho de poros.

Modifying Terms		
GENETIC MODIFIERS		SIZE MODIFIERS*
PROCESS	DIRECTION OR STAGE	CLASSES mm
Solution	Enlarged	256
Cementation	Reduced	Megapore $\frac{\text{large}}{\text{small}}$ 32
Internal sediment	Filled	4
TIME OF FORMATION		Mesopore $\frac{\text{large}}{\text{small}}$ 1/2
Primary		1/16
pre-depositional		Micropore *for regular-shaped sub-cavernous pores
depositional		
Secondary		ABUNDANCE MODIFIERS
eogenetic		Percent porosity (15%)
mesogenetic		or
telogenetic		Ratio of porosity types (1:2)
		or
PROCESS + DIRECTION + TIME		Ratio and percent (1:2) (15%)
e.g. cement-reduced primary		
sediment-filled eogenetic		

Figura 13: Listagem dos modificadores genéticos de tamanho e de abundância de poros, com destaque para o tamanho dos poros (Choquete & Pray, 1970 *apud* Scholle & Scholle, 2003).

6. RESULTADOS

6.1 Delimitação da Formação Barra Velha

Antes que fosse realizada a análise estatística dos dados de poços para o intervalo referente a Formação Barra Velha, houve a necessidade de fazer a sua delimitação em profundidade, uma vez que os dados provenientes da ANP, como perfil composto, não apresentaram de forma convincente a delimitação do topo e base da formação no poço 2, enquanto que no poço 1 o intervalo abaixo da camada de sal (Formação Ariri) foi discriminado como “Formação Guaratiba”. Desta forma, a sua delimitação foi realizada com o auxílio da interpretação dos perfis geofísicos e do dado sísmico onde foi possível observar feições de truncamento contra uma superfície discordante, sendo esta interpretada como sendo o topo da sequência rifte, cronocorrelata ao topo da Formação Itapema/base da Formação Barra Velha, segundo os padrões discriminados por Moreira *et al.* (2007) - Figura 14.

Após esta interpretação, ficou estipulado que a profundidade relativa à seção da Formação Barra Velha para o poço 1 encontra-se entre 5.335 m até 5.800 m, e no poço 2 foi reinterpretada abrangendo toda a seção abaixo da camada de sal, entre as profundidades de 5.335 m e 5.890 m, sendo desconsiderada a demarcação do topo da Formação Itapema, dada originalmente pelo perfil composto. A interpretação das seções sísmicas será novamente discutida em seções subsequentes, já em associação com as eletrofácies geradas.

Seção ABC

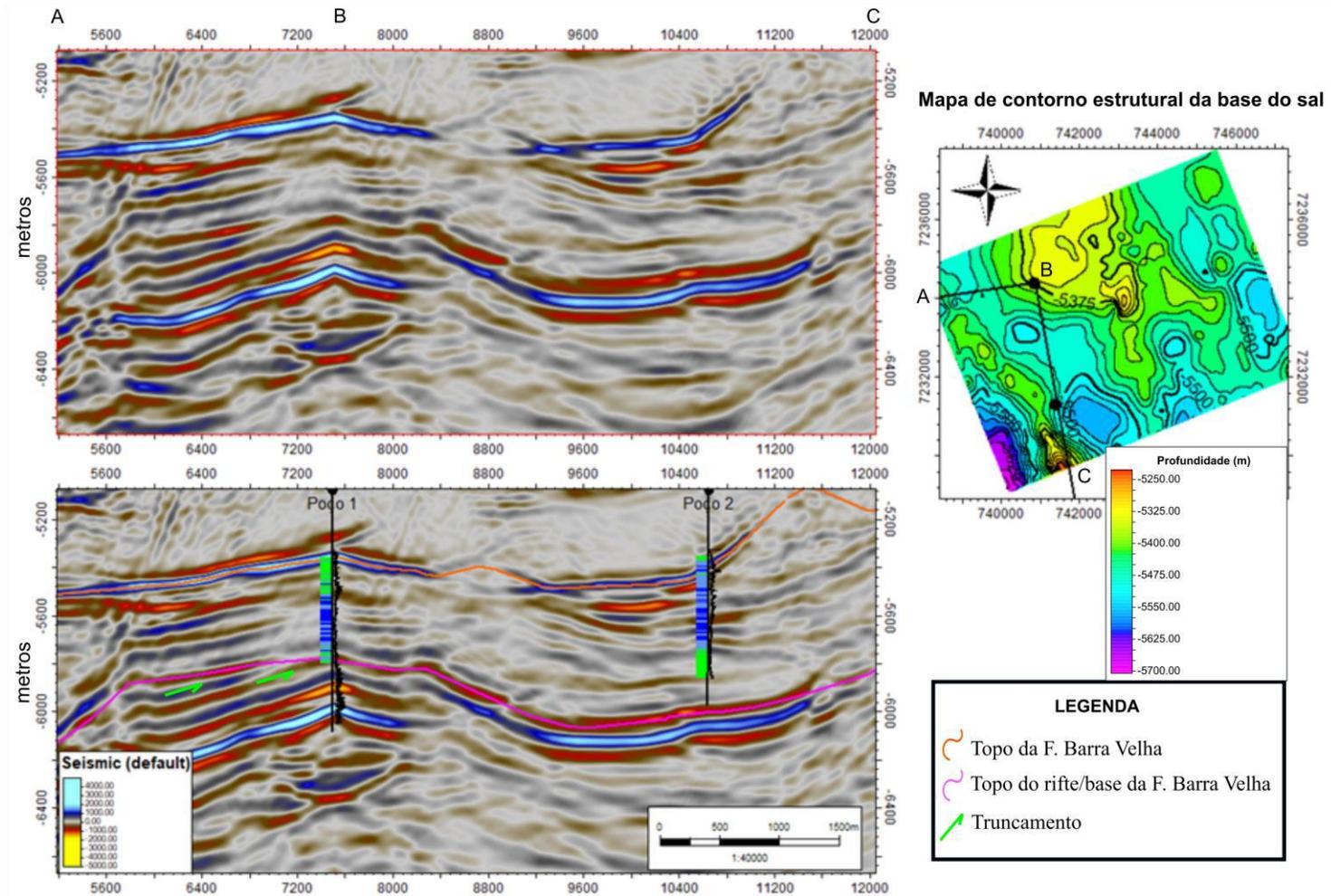
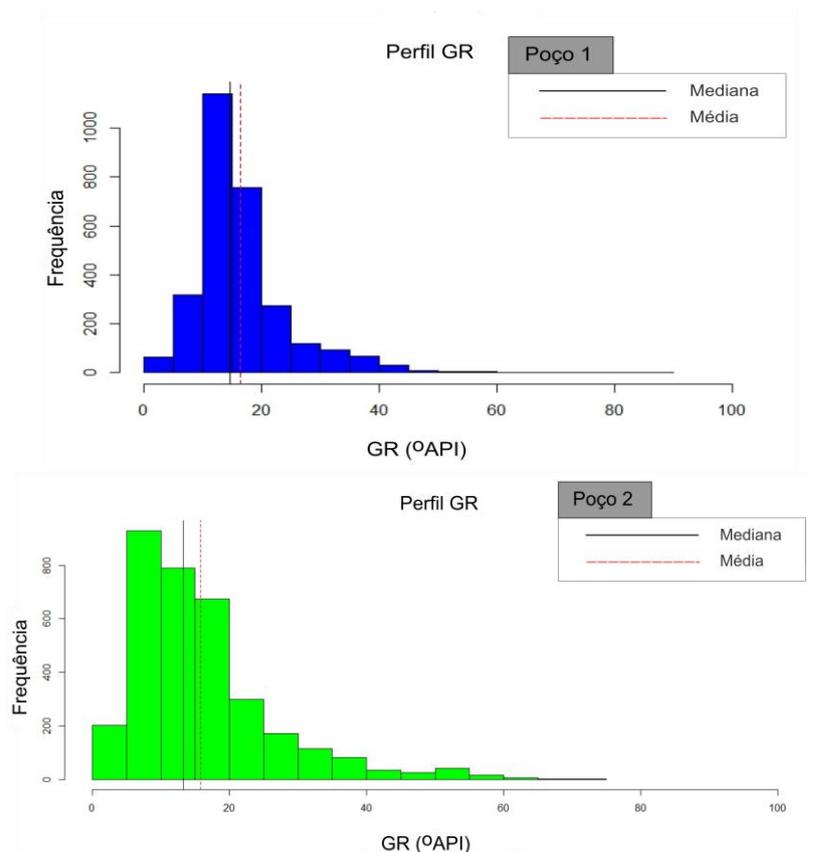


Figura 14: Apresentação dos poços (eletrofácies e GR), da seção sísmica em duplicata (com e sem interpretação) e o mapa de contorno estrutural da base do sal com a localização da seção estudada. A seção sísmica interpretada mostra a delimitação do topo e base da Formação Barra Velha nos poços, com o auxílio dos horizontes sísmicos mapeados, correlatos a estes eventos (dado sísmico em profundidade) e dos perfis geofísicos (raios gama). As setas verdes indicam os refletores truncado contra uma superfície discordante.

6.2 Análise de Histogramas

A análise dos histogramas e gráficos de dispersão foi realizada a partir da aplicação de estatística básica e gráfica, não tendo sido aplicados métodos avançados, tais quais, análise de correlação, regressão, entre outros. Devido a observação da forte influência do elemento urânio em perfis de raios gama na seção Barra Velha, optou-se por usar a curva HCGR (ainda que nos gráficos o respectivo mnemônico esteja apresentado como GR), a qual representa a resposta dos elementos Tório e Potássio, somente. Tal escolha se deu pelo fato deste elemento apresentar alta mobilidade e conseqüentemente alta concentração observada em perfis do intervalo Barra Velha, segundo discussão direta com pesquisadores da área, o que pode vir a trazer erros de interpretação em relação parâmetros litológicos da seção em estudo.

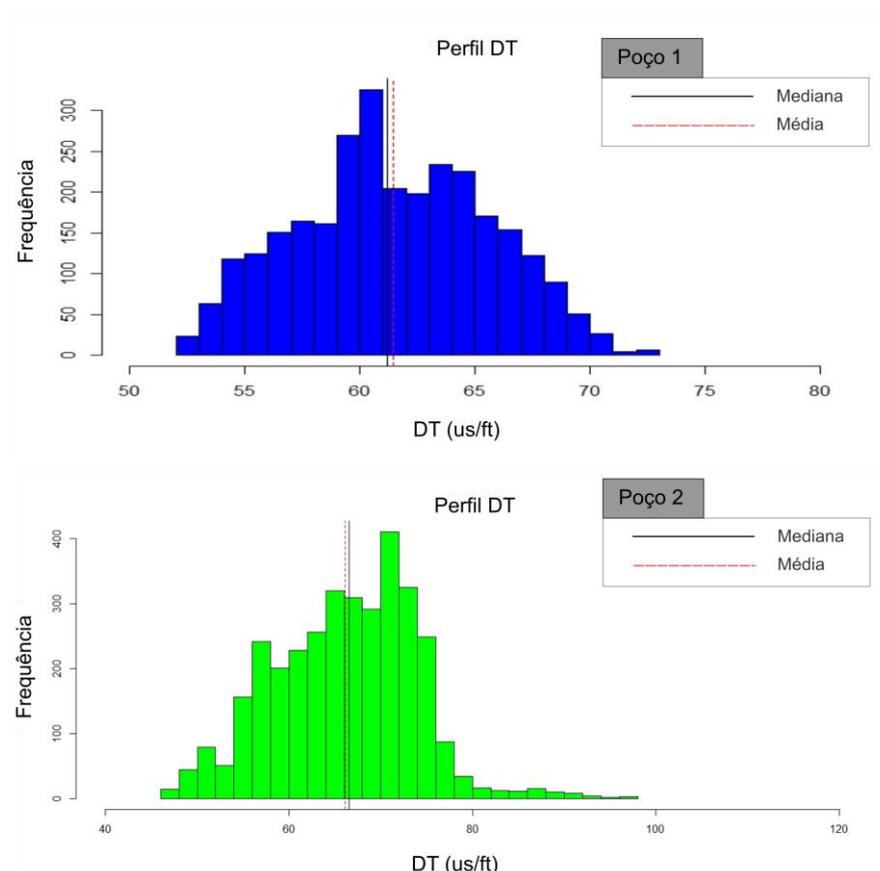
Histogramas para curva HCGR



Os histogramas do perfil de raios gama para os poços 1 e 2, respectivamente, apresentam um padrão de distribuição assimétrico, com a mediana abaixo da média, e com maiores frequências associadas a baixos valores de GR (0-20 °API). O poço 1 apresentou uma amostragem de 2.888 medições, enquanto que o poço 2 apresentou 3.390 medições. De forma

geral, em ambos os histogramas, os valores de GR são baixos, não ultrapassando 100 °API, padrão típico de seções carbonáticas com pouca interferência de material terrígeno. Desta forma, é possível inferir 2 a 3 classes litológicas principais, com maiores frequências em baixos valores de °API, sendo associados a carbonatos “limpos” da Formação Barra Velha e com baixa ocorrência de lamas carbonáticas e/ou material fino terrígeno.

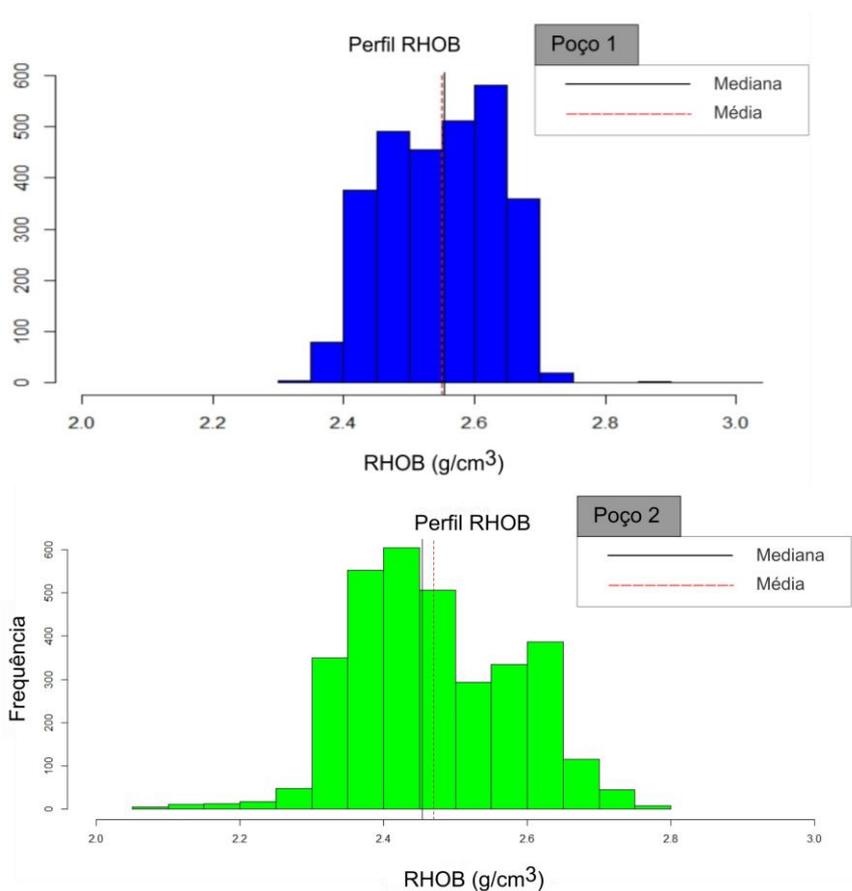
Histogramas para a curva DT



Os histogramas das curvas DT para os poços 1 e 2 exibem uma distribuição levemente diferenciada. As curvas para estes poços tiveram 2.888 e 3.376 amostras, respectivamente. No poço 1 temos uma distribuição simétrica, levemente bimodal, com maiores frequências associadas a valores de tempo de trânsito intermediários baixos (60 $\mu\text{s}/\text{ft}$). O poço 2 apresenta uma distribuição de caráter mais assimétrico, com 3 picos de vagarosidade associados a baixos valores de DT (55, 65 e 75 $\mu\text{s}/\text{ft}$), ou seja, no geral altos valores de velocidade, podendo representar uma característica de heterogeneidade em relação a porosidade e/ou variação litológica. Os valores apresentados para ambos os poços podem indicar uma alta

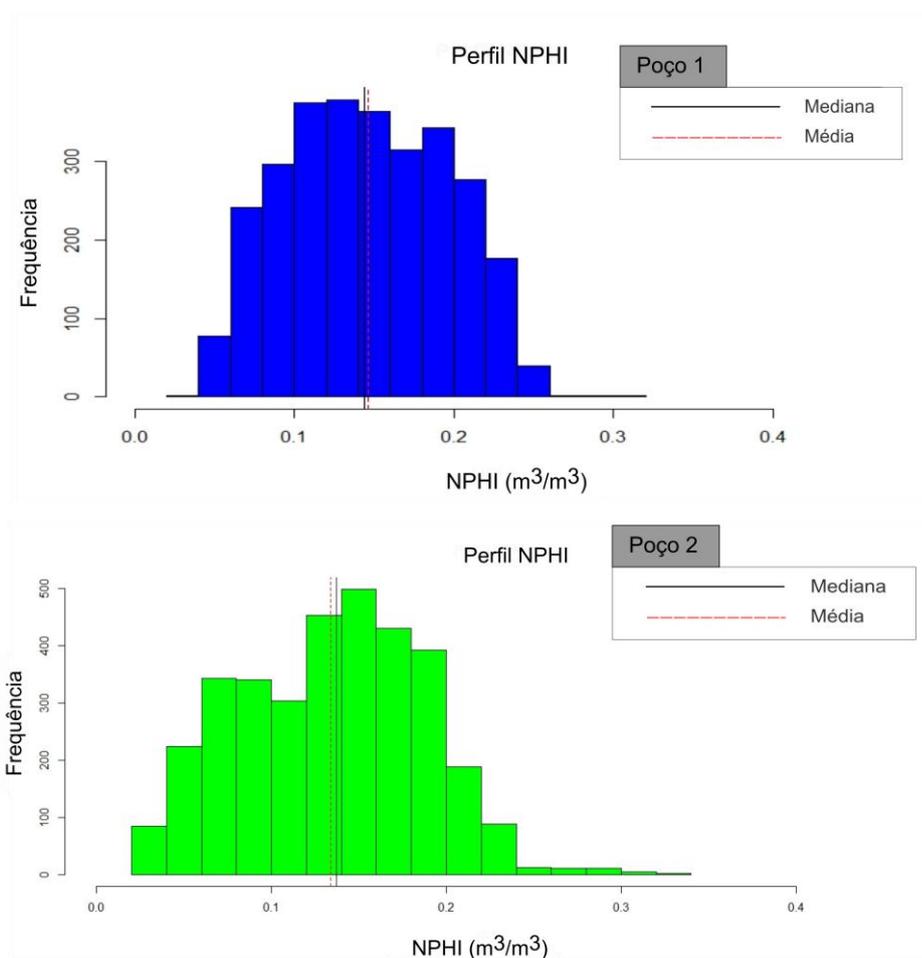
frequência de rochas compactas e/ou pouco porosas. Essa interpretação pode ser complementada pela análise dos histogramas e curvas de *cross-plot* dos perfis de ressonância magnética nuclear, conforme será apresentado mais a diante.

Histograma para a curva RHOB



Para a curva de densidade, o poço 1 apresenta uma distribuição simétrica. O poço 2 apresenta leve assimetria em comparação ao poço 1, com distribuição bimodal, com picos em 2,4 e 2,6 g/cm³, os quais representam valores de densidade intermediários a altos, e menores frequências em valores baixos (2-2,3 g/cm³). Estas diferentes populações podem ser representativas de rochas carbonáticas com diferentes níveis de porosidade e/ou cimentação, uma vez que valores altos de porosidade relacionam-se a baixos valores de densidade e vice-versa. O poço 1 apresentou uma amostragem de 2.888 medições, enquanto que o poço 2, 3.287 medições.

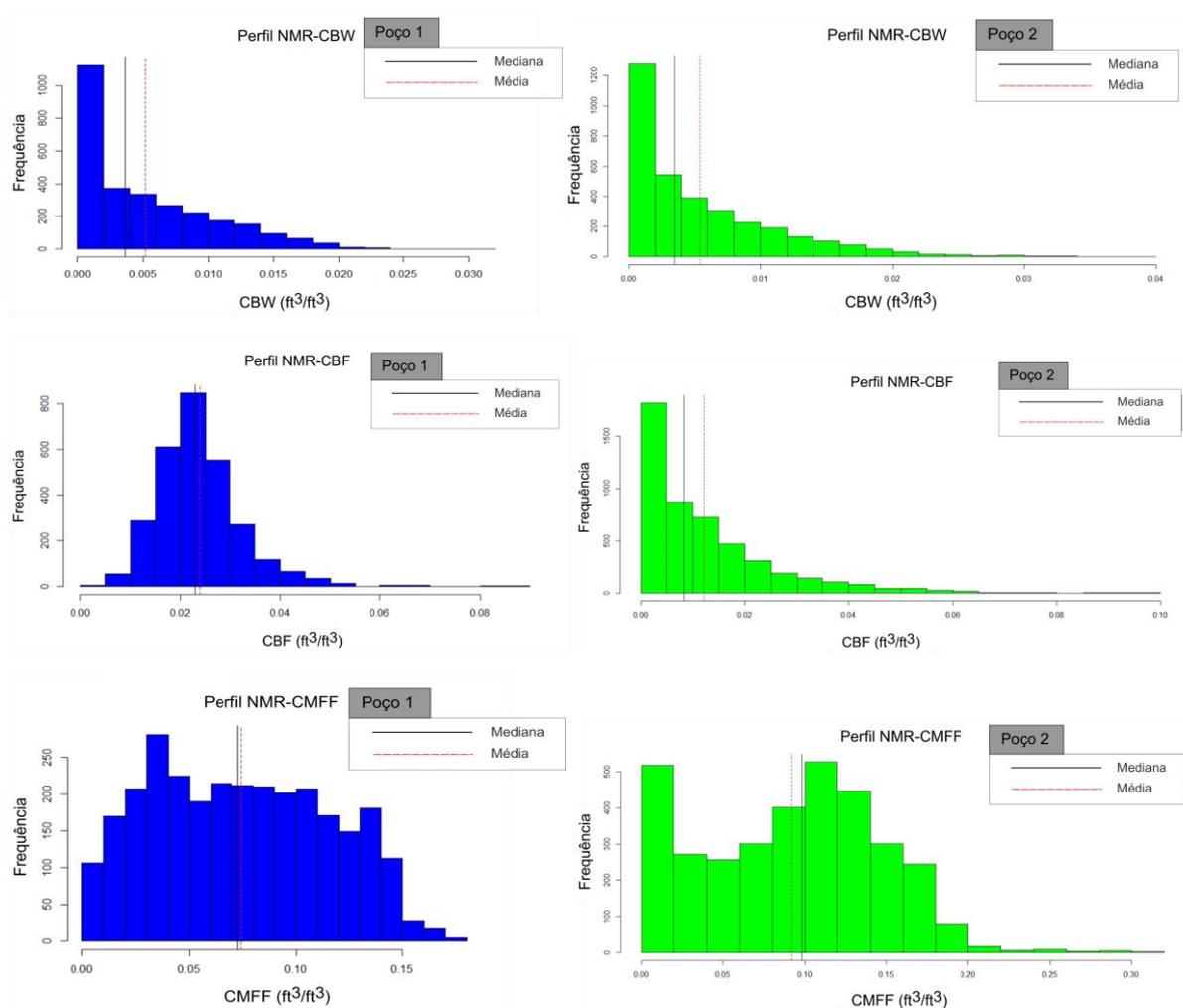
Histogramas para a curva NPHI



O poço 1 apresentou uma amostragem de 2.888 medições, enquanto que para o poço 2, temos 3.268 medições. O poço 1 apresenta uma distribuição simétrica, com altas frequências de porosidade em torno de 10% e 20%. Vale ressaltar que as medidas de perfil neutrão são afetadas pela presença de hidrocarbonetos e bastante atenuadas na presença de gás. O poço 2, além de apresentar um caráter mais assimétrico, apresenta bimodalidade, com maiores frequências de porosidade em 15%, frequências intermediárias em 10%, e menores frequências em valores acima de 25%.

No geral, os histogramas correspondentes ao poço 1, por sua maior simetria, apresentam uma distribuição de caráter mais heterogêneo em relação ao poço 2, que mostrou-se no geral mais assimétrico e com bimodalidade.

Histogramas para os perfis NMR



Os perfis NMR serão tratados conjuntamente pois foram derivados da mesma curva de decaimento T2, conforme discutido na seção 5.1.5. A partir da distribuição da curva T2, é possível fazer a distinção entre porosidade relativa à água estrutural de argilas, porosidade relativa à água retida por capilaridade e porosidade relativa ao fluido livre. As curvas geradas a partir do perfil de ressonância magnética nuclear, tratadas nesse trabalho foram: CMFF, CBW e CBF, que indicam respectivamente macroporosidade, mesoporosidade e microporosidade.

O poço 1 apresenta distribuição assimétrica positiva para as curvas CBW e CBF, com maiores frequências em valores abaixo de $0,0025 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ e $0,025 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$, respectivamente. Acima destes valores as frequências encontram-se distribuídas mais homoganeamente. A curva CBW, que indica a porosidade em argila, sugere que as maiores frequências são dadas por

baixos valores, ou seja, o intervalo apresenta poros muito pequenos. A curva CMFF, que apresenta as melhores respostas em questão de drenagem de fluídos, mostra-se com caráter simétrico, sugerindo maior heterogeneidade na distribuição dos grandes poros.

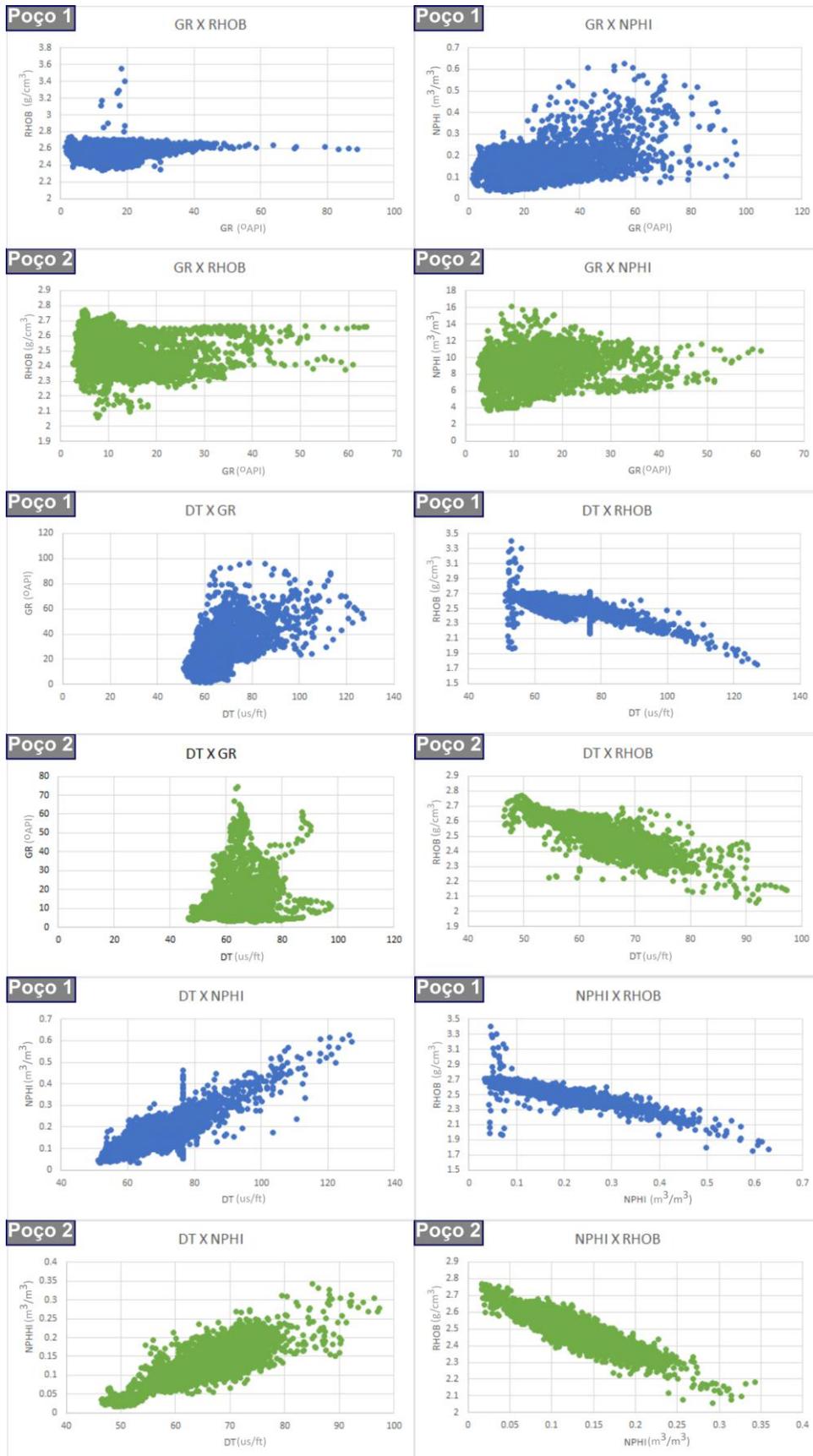
O poço 2 mostra um comportamento diferenciado para a seção de estudo. A curva CMFF apresenta padrão bimodal, com dois picos principais, em valores menores que $0,025 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ e em valores intermediários $\sim 0,1 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ de porosidade de fluído livre, o que representa uma maior heterogeneidade do conjunto amostral. A curva CBF apresenta caráter assimétrico positivo, com maiores frequências observadas em valores menores que $0,01 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$. A curva CBW apresenta-se com distribuição semelhante ao poço 1, com a diferença de que a média dos valores encontra-se próxima a $0,005 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ e no poço 1 próxima a $0,01 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$, ou seja, maiores frequência de poros muito pequenos no poço 2.

Apesar da análise dos histogramas ser útil na distinção de padrões litológicos/porosidade da rocha, uma análise multivariada é necessária para observação do comportamento das variáveis umas em relação as outras, para melhor compreensão e determinação das curvas a serem usadas na geração de eletrofácies, e no número de classes a ser estabelecido.

6.3 Análise dos Gráficos de Dispersão (*Cross-Plot*)

O gráfico de dispersão tem como finalidade complementar as análises realizadas através dos histogramas, evidenciando a correlação ou não entre as variáveis, fornecendo uma melhor compreensão da variabilidade litológica/porosa do intervalo em estudo.

Cross-Plot entre os perfis HCGR (GR), RHOB, DT e NPHI



Conforme discutido anteriormente, esta análise se deu de forma visual. No geral, as curvas que melhor apresentam indício de correlação, apesar de uma alta dispersão dos valores, se deu entre as curvas DT, RHOB e NPHI, para ambos os poços. Os gráficos de dispersão entre as curvas RHOB e GR além de não apresentarem correlação, apresentam pontos bastantes dispersos para os valores de GR. Para o poço 1 são notados alguns possíveis *outliers* para a curva RHOB, em que valores altos de densidade (acima de $2,5 \text{ g/cm}^3$) estão associados a baixos valores de GR. Novamente, essa observação pode estar associada a algum fator que não reflete dados da formação. O poço 2 apresenta uma maior concentração de pontos em baixos valores de GR ($\sim 20^\circ \text{API}$), associados a um *range* bastante amplo de valores de RHOB. Essa associação pode representar grupos de carbonatos mais “limpos” com um amplo range de tamanho de poros. Valores de GR mais altos (acima de 40°API), interpretados como carbonatos mais “sujos”, com presença de argilominerais, ocorrem em dois agrupamentos principais, com valores em torno de $2,4 \text{ g/cm}^3$ e $2,7 \text{ g/cm}^3$, respectivamente, condizendo com o que já foi discutido através dos histogramas, em que se pode ter a ocorrência de carbonatos “sujos” com presença argilominerías ou margas, com poros pequenos e grande, conferindo maiores e menores densidades, respectivamente. De forma geral, em ambos os poços observa-se uma semelhança em relação aos valores de RHOB (que encontram-se na faixa de 2 a $2,8 \text{ g/cm}^3$) para o *range* de valores de GR (de 0 a 100°API para o poço 1, e de 5 a 65°API para o poço 2). Esta relação pode ser interpretada como uma associação de rochas heterogêneas, com diferentes níveis de porosidade. Essa relação será melhor discutida e apresentada em associação com as eletrofácies no capítulo de discussão.

Os gráficos de GR e NPHI também não apresentaram nenhuma correlação. O poço 1 apresentou uma maior concentração da nuvem de pontos em valores baixos de GR e NPHI, e valores bastante dispersos para valores altos de ambos. Temos para baixos valores de GR um *range* considerável de porosidade neutra, podendo ser indicativo novamente de rochas com variações consideráveis em porosidade. Valores mais altos de NPHI ocorrem em menores concentrações, associados a valores altos de GR, podendo sugerir uma população menor associada a folhelhos e margas.

O cruzamento entre os perfis DT e GR mostra agrupamento de pontos em valores moderados de DT (60 a $100 \mu\text{s/ft}$) e em um *range* de valores de GR (0 a 80°API), para os dois poços. Este resultado mostra que, neste caso, as variáveis são independentes.

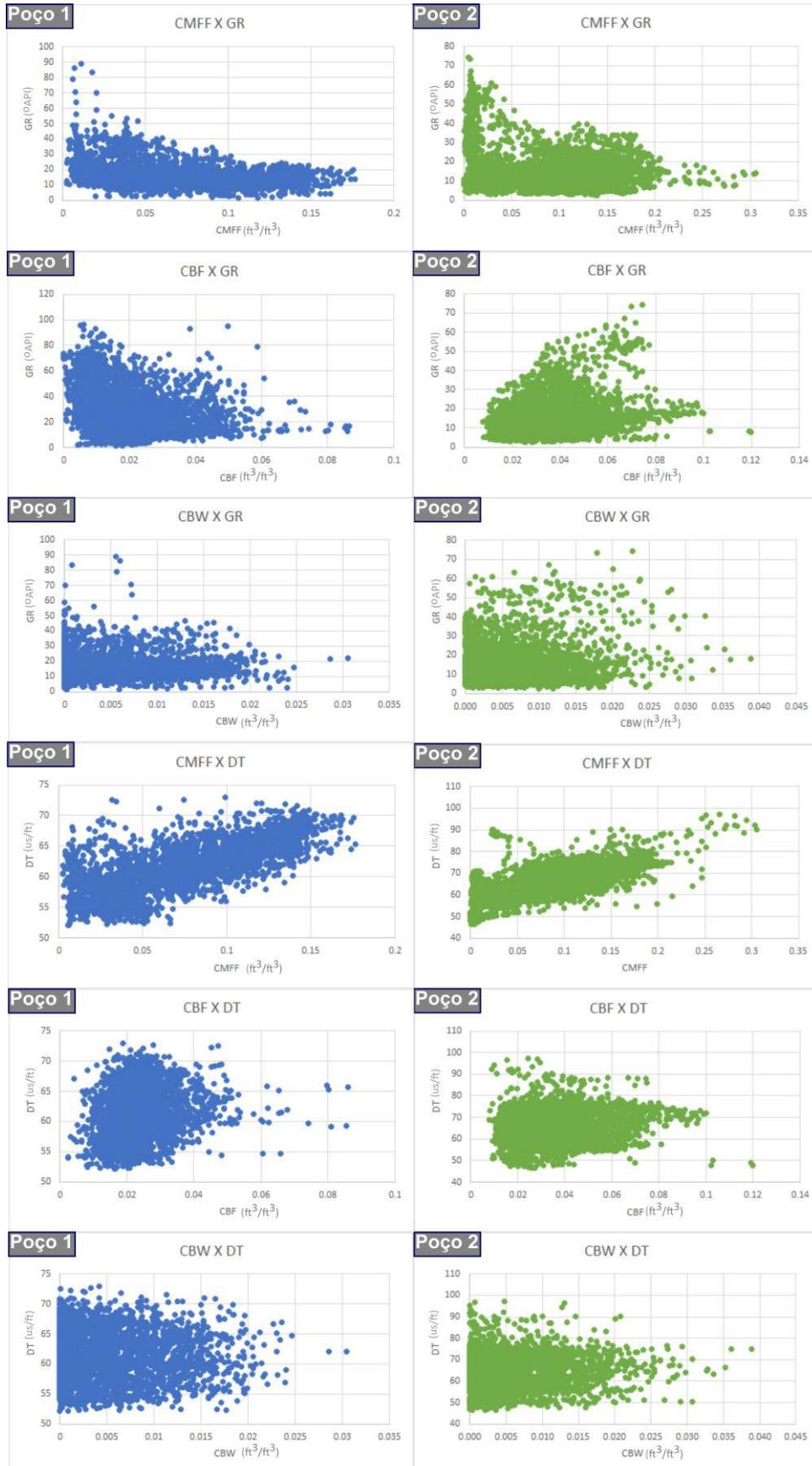
Os gráficos de correlação entre as variáveis DT e RHOB apresentam uma correlação negativa suave. O poço 1, contudo, apresenta alguns possíveis *outliers*. Essa relação negativa é esperada uma vez que, conforme decresce a densidade em função do possível aumento de porosidade, menores são as velocidades associadas.

As variáveis DT e NPHI apresentam correlação positiva, com pontos dispersos. Para ambos os poços, os valores de DT apresentam a maior concentração em valores intermediários (50 a 80 $\mu\text{s}/\text{ft}$), com maiores concentrações de porosidades entre 0 e 30%. Apesar dessa correlação também ser usada para indicar litologia, como observa-se uma homogeneidade litologia descrita pelo perfil composto, não foi inferida nenhuma relação com esta propriedade.

Os *logs* RHOB e NPHI apresentam leve correlação negativa, onde o valor da densidade decresce com o aumento da porosidade neutra. Este comportamento é esperado uma vez que a densidade decresce conforme se aumenta o valor da porosidade.

Com as correlações gráficas entre as variáveis foi possível perceber possíveis relações entre as variáveis RHOB, DT e NPHI. A curva GR por sua vez apresentou baixa correlação com as demais variáveis sendo, desta forma, não utilizada no processo de geração de eletrofácies, mas sim como ferramenta auxiliar de interpretação.

Cross-Plot entre os perfis HCGR (GR), RHOB, NPHI, DT com os perfis NMR





Os gráficos cruzados entre as curvas DT, GR, NPHI e RHOB com as curvas de ressonância magnética nuclear apresentaram concentrações e tendências bastante semelhantes entre os dois poços.

Em ambos os poços, as curvas GR e NMR não apresentaram correlação, mostrando que mais uma vez a curva GR se faz como uma variável independente das demais. Observa-se agrupamentos em CMFF com valores alto ($> 0,1 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$) e baixos ($< 0,1 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$) de fluido livre associados a baixos valores de GR ($< 40 \text{ }^\circ\text{API}$), além de valores médios de GR ($> 40 \text{ }^\circ\text{API}$) associados a baixos valores de fluido livre.

No cruzamento da curva DT com a curva CMFF, nos dois poços, temos uma correlação positiva entre as variáveis, ainda com nuvens de pontos dispersas. Tal correlação positiva é esperada, uma vez que quando se aumenta a porosidade, menores serão as velocidades associadas.

O cruzamento da curva NPHI mostra comportamento semelhante ao DT. Ambos apresentam uma correlação moderadamente positiva, com aumento da porosidade CMFF associado ao aumento da porosidade neutrao.

Na correlação entre as curvas RHOB e CMFF observa-se uma maior tendência de correlação negativa, com baixos valores de densidade associados a altas porosidades CMFF, valores intermediários de densidade associados a valores intermediários de CMFF e valores altos de densidade associados a valores baixos de CMFF.

A correlação entre os perfis GR, DT, RHOB e NPHI com as curvas CBF e CBW não mostraram nenhum tipo de correlação aparente, inferindo-se dessa forma que as porosidades relacionadas a fluido capilar e de argilas independem das demais variáveis.

O padrão dos gráficos de dispersão se mostrou semelhante para os poços 1 e 2, indicando a presença de diferentes classes de porosidade para a seção da Formação Barra Velha em ambos os poços, uma vez que a descrição litológica proveniente da ANP não aponta para variações litológicas significantes nesta unidade. Com os gráficos foi possível estabelecer no máximo 3 classes de agrupamentos distintos. Como próximo passo teremos a aplicação do método estatístico não supervisionado, *K-means*, para tentativa de melhor compreensão dos agrupamentos observados.

6.4 Caracterização das eletrofácies

Conforme já discutido, para a geração das eletrofácies foi adotado o método estatístico multivariado não supervisionado, *K-means*, que consiste na análise de *clusters* utilizando apenas informações advindas dos perfis de poços. No entanto, a partir da análise prévia dos histogramas e gráficos de dispersão foi determinado que o método melhor se ajusta a três classes de agrupamento, a partir das curvas relacionadas as características porosas da rocha, sendo elas: RHOB, DT, NPHI, CMFF, CBW e CBF. As eletrofácies geradas no poço 1, assim como os perfis geofísicos abordados, podem ser observadas na Figura 15. O perfil completo deste poço pode ser consultado no Apêndice 1. As tabelas 5, 6 e 7 apresentam os valores para cada curva dentro das eletrofácies geradas. As expressões utilizadas aqui como altos, medianos e baixos valores são arbitrárias, dados pela comparação entre as três eletrofácies geradas.

6.4.1 Eletrofácies Poço 1

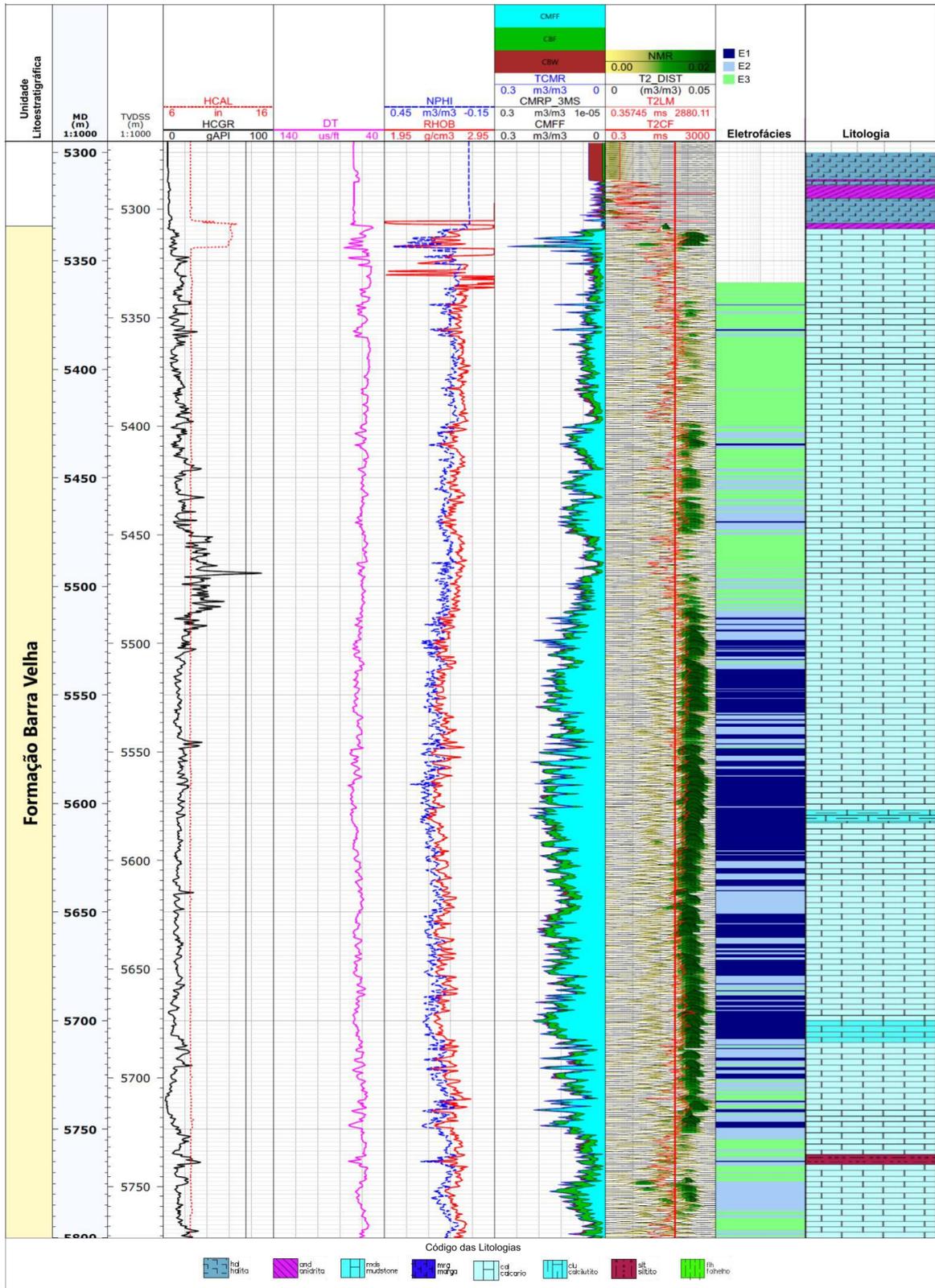


Figura 15: Perfil composto apresentando o modelo de eletrofácies gerado para a Formação Barra Velha no poço 1. No track 8 é apresentada a curva de relaxação T2, em conjunto com sua linha de corte em 100 ms (T2CF) e sua média logarítmica (T2LM). A coluna litológica apresentada no último track foi retirada do perfil composto proveniente do conjunto de dados da ANP. Os códigos E1, E2 e E3 representam, respectivamente, as eletrofácies 1, 2 e 3.

Eletrofácies E1:

Diagnose: Esta eletrofácies tem representatividade alta, sendo dominante nas porções medianas da seção estratigráfica em estudo. Apresenta altos valores de CMFF (macroporosidade), valores intermediários a altos de CBF (mesoporos) e valores baixos de CBW (microporos). As curvas dos perfis sônico e neutrão apresentam altos valores, enquanto que a de desnidado, baixos valores.

Interpretação: Rochas carbonáticas com macroporos e alta permoporosidade.

Discussão: Rochas carbonáticas, com poros grandes, boa permeabilidade, dada pelos altos valores de CMFF e CBF, valores altos de perfil sônico, ou seja, baixa velocidade em relação as outras eletrofácies, devido a alta porosidade, o que também levou a menores valores de densidades e altos valores de porosidade lidos no perfil neutrão. Macroporos devido a baixa cimentação e ou alta dissolução. Quando observa-se o perfil GR, nota-se que para esta eletrofácies a curva apresenta um comportamento diferenciado em relação a eletrofácies 3. Na profundidade de aproximadamente 5.530 metros (MD), observa-se uma forte “quebra” no perfil GR com mudança no padrão das leituras. Acima da superfícies nota-se o GR com picos de altos valores de leituras quando comparados com os baixos, e relativamente homogêneos, valores de leitura da porção abaixo da superfície. Infere-se que esta superfície pode representar a separação entre duas situações geológica distintas, podendo-se especular que esta superfícies represente a discordância intra-Alagoas.

Tabela 5: Valores dos *logs* para a eletrofácies E1 do poço 1.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	61	62	72	52	5
RHOB	2.4	2.45	2.5	2.3	0.04
NPHI	0.20	0.20	0.30	0.15	0.02
CBW	0.0045	0.0029	0.0247	2e-6	0.0050
CBF	0.025	0.025	0.0532	0.0042	0.0069
CMFF	0.1204	0.1215	0.1763	0.0298	0.0214

Eletrofácies E2:

Diagnose: Compreende uma eletrofácies de moderada representatividade que ocorre sempre associada à outras duas eletrofácies, estando bem representada nas porções medianas e

inferiores da seção de estudo. Compreende valores medianos de CMFF (macroporosidade), valores intermediários a altos de CBF (mesoporosidade) e baixo a moderado de CBW (microporosidade). Apresenta valores médios de porosidade neutrão, altos de densidade e mediano de sônico.

Interpretação: Rochas carbonáticas com porosidade intermediária (mesoporosos) por dissolução ou cimentação.

Discussão: Rochas carbonáticas, com porosidade intermediária, possivelmente com maior cimentação, concedendo valores intermediários de sônico e porosidade neutrão, altos de densidade devidos as características menos porosas dessa eletrofácies. Quando se analisa o perfil NMR do poço, essa eletrofácies aparentemente parece demarcar limites de pacotes/ciclos, os quais serão discutidos na seção de discussão.

Tabela 6: Valores dos logs para a eletrofácies E2 do poço 1.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	61	61	69	55	2
RHOB	2.6	2.6	2.7	2.5	0.04
NPHI	0.14	0.14	0.21	0.08	0.02
CBW	0.0056	0.0041	0.0304	2e-6	0.005
CBF	0.0266	0.0245	0.0860	0.0067	0.01
CMFF	0.0703	0.0722	0.1314	0.0038	0.0234

Eletrofácies E3:

Diagnose: Esta eletrofácies apresenta moderada representatividade e predomina na porção superior do poço 1. Compreende valores de CMFF (macroporosidade) baixos, CBF (mesoporosidade) baixa e alta CBW (microporosidade). Apresenta valores bastante variáveis de porosidade neutrão e densidade, e valores baixos de sônico. Quando se observa a curva GR, esta apresenta comportamento moderado a alto.

Interpretação: Rochas carbonáticas com baixa porosidade por dissolução ou cimentação, ou presença da calcilutitos, associados a margas, com possível presença de material fino terrígeno.

Discussão: Esta eletrofácies é representativa de carbonatos microporosos, compactos ou carbonatos dissolvidos e recristalizados.

Tabela 7: Valores dos logs para a eletrofácies E3 do poço 1.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	57	57	68	52	2.5
RHOB	2.7	2.6	3.5	2.5	0.06
NPHI	0.09	0.09	0.16	0.04	0.2
CBW	0.0053	0.0039	0.0239	2.6e-5	0.0052
CBF	0.0195	0.0188	0.0482	0.0025	0.0067
CMFF	0.0333	0.0319	0.1059	0.0023	0.0184

6.4.2 Eletrofácies Poço 2

A figura 16 apresenta as eletrofácies geradas para o poço 2, enquanto que as tabelas 8, 9 e 10 mostram os valores aproximados obtidos em cada *log* para cada eletrofácies.

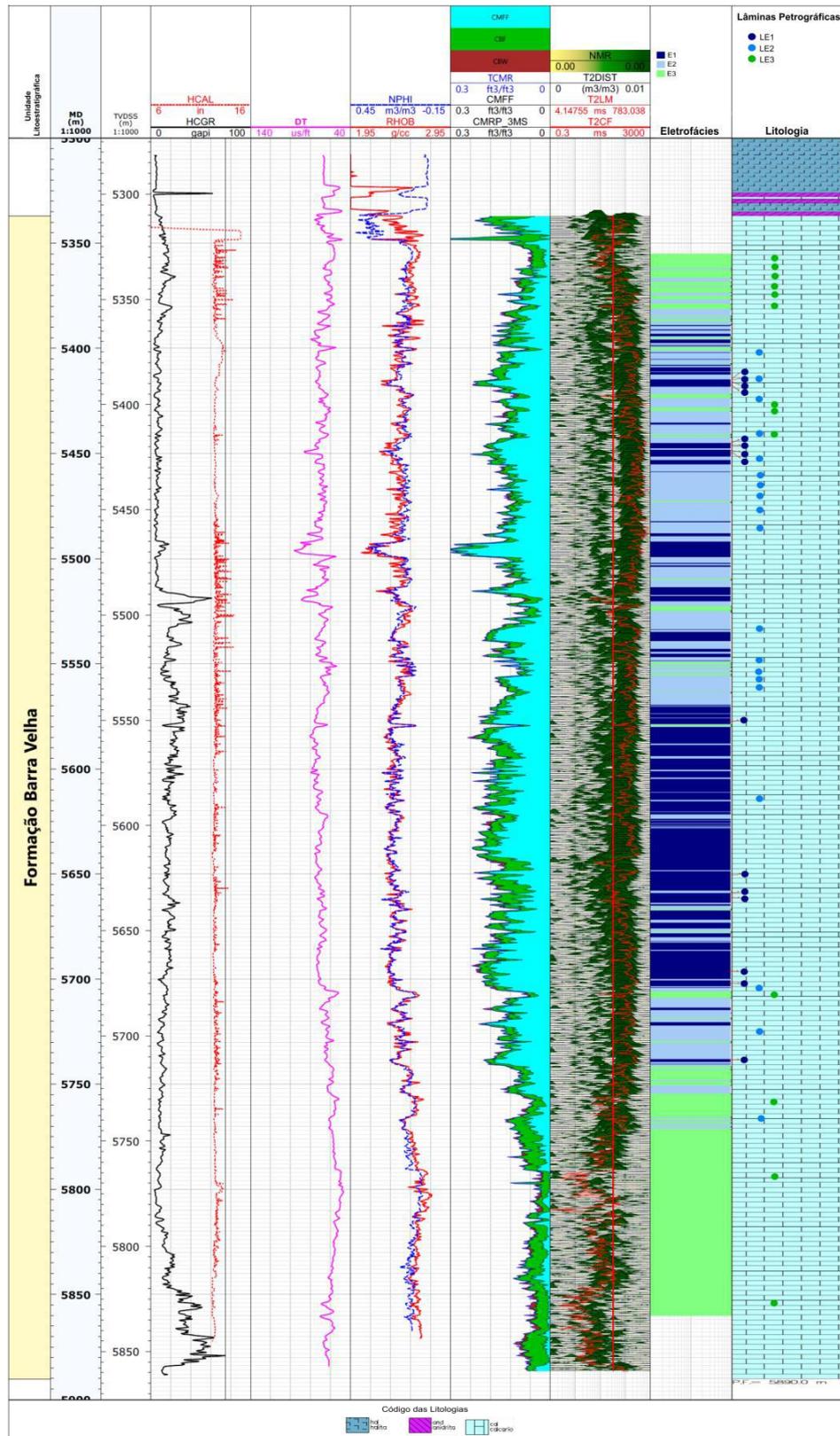


Figura 16: Perfil composto apresentando o modelo de eletrofácies gerado para a Formação Barra Velha no poço 2. No *track* 8 é apresentada a curva de relaxação T2, em conjunto com sua linha de corte em 100 ms (T2CF) e sua média logarítmica (T2LM). A coluna litológica apresentada no último *track* foi retirada do perfil composto proveniente do conjunto de dados da ANP. Os códigos E1, E2 e E3 representam, respectivamente, as eletrofácies 1, 2 e 3 e os códigos LE1, LE2 e LE3 as lâminas das respectivas eletrofácies.

Eletrofácies E1:

Diagnose: É caracterizada por altos valores de CMFF (macroporo), valores intermediários de CBF (mesoporo) e valores baixos de CBW (microporo). Também se observa picos positivos de porosidade neutrão e sônico associados, assim como valores baixos de densidade.

Interpretação: Rochas carbonáticas com característica de alta permoporosidade.

Discussão: Corresponde eletrofácies de representatividade moderada na seção estudada. Possivelmente compreendem rochas pouco afetadas por processos cimentação, dado pelos valores altos de sônico e a baixa densidade.

Tabela 8: Valores dos *logs* para a eletrofácies E1 do poço 2.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	73	73	97	55	5
RHOB	2.4	2.4	2.5	2.1	0.05
NPHI	0.2	0.2	0.3	0.1	0.03
CBW	0.0054	0.0033	0.0389	0	0.0059
CBF	0.0426	0.0397	0.1000	0.0076	0.0181
CMFF	0.1418	0.1450	0.3056	0.0225	0.0408

Eletrofácies E2:

Diagnose: Compreende uma eletrofácies controversa, uma vez que apresenta valores sutis entre as eletrofácies 1 e 3. Tem alta representatividade na parte central para o topo da seção em estudo. Compreende valores de CMFF (macroporosidade) intermediário, CBF (mesoporosidade) intermediária e baixa microporosidade. Apresenta valores intermediários de porosidade neutrão, densidade (com picos a direita) e sônico.

Interpretação: Rochas carbonáticas com porosidade intermediária por dissolução ou cimentação.

Discussão: Rochas carbonáticas, com porosidade intemediária, possivelmente silicificada (lâminas), cimentadas, concedendo valores intermediários de sônico, densidade e porosidade neutrão.

Tabela 9: Valores dos *logs* para a eletrofácies E2 do poço 2.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	67	67	80	54	4
RHOB	2.5	2.5	2.6	2.3	0.05
NPHI	0.1	0.1	0.2	0.07	0.02
CBW	0.0042	0.0024	0.0336	0	0.0048
CBF	0.0296	0.0283	0.0710	0.0081	0.0107
CMFF	0.1042	0.1045	0.1798	0.0264	0.0253

Eletrofácies E3:

Diagnose: É caracterizada por baixos valores de CMFF (macroporo), valores intermediários a altos de CBF (mesoporo) e associados a maiores valores de (CBW) microporo. Os valores de DT variam de intermediário a baixo, os de porosidade neutrão são os menores registrados dentre as eletrofácies, e os valores de densidade estão entre os maiores.

Interpretação: Rocha carbonática microporosa.

Discussão: Esta eletrofácies é bastante representativa no topo e na base da seção em estudo. Possivelmente compreendem carbonatos microporosos, compactos ou carbonatos dissolvidos e recristalizados.

Tabela 10: Valores dos *logs* para a eletrofácies E3 do Poço 2.

	MÉDIA	MEDIANA	MÁXIMO	MÍNIMO	DP
DT	57	57	76	46	5
RHOB	2.6	2.6	2.8	2.5	0.05
NPHI	0.1	0.1	0.2	0.02	0.03
CBW	0.0063	0.0045	0.0326	0	0.0060
CBF	0.0380	0.0374	0.1200	0.0093	0.0140
CMFF	0.0301	0.0246	0.0983	3e-6	0.0220

Conforme visto nos dois poços, para o objetivo pretendido da geração de eletrofácies a partir de perfis que indiquem diferentes classes de porosidade da rocha, a análise de agrupamento realizado pelo método *K-means* se mostrou eficiente quando compara-se os dois poços, ou seja, o método encontrou características comuns nos dois poços, com eletrofácies dadas por *ranges* de valores similares.

6.5 Gráfico cruzado permeabilidade x porosidade do poço 2

A partir de dados de porosidade e permeabilidade obtidos em laboratório (petrofísica básica em *plugs* horizontais) cedidos pela ANP, traçou-se o gráfico de dispersão de tais parâmetros, sendo os pontos plotados em função do grupo das eletrofácies aos quais pertencem. As Figuras 17a e 17b mostram os gráficos em escala linear e logarítmica, respectivamente, para melhor observação da tendência entre as variáveis.

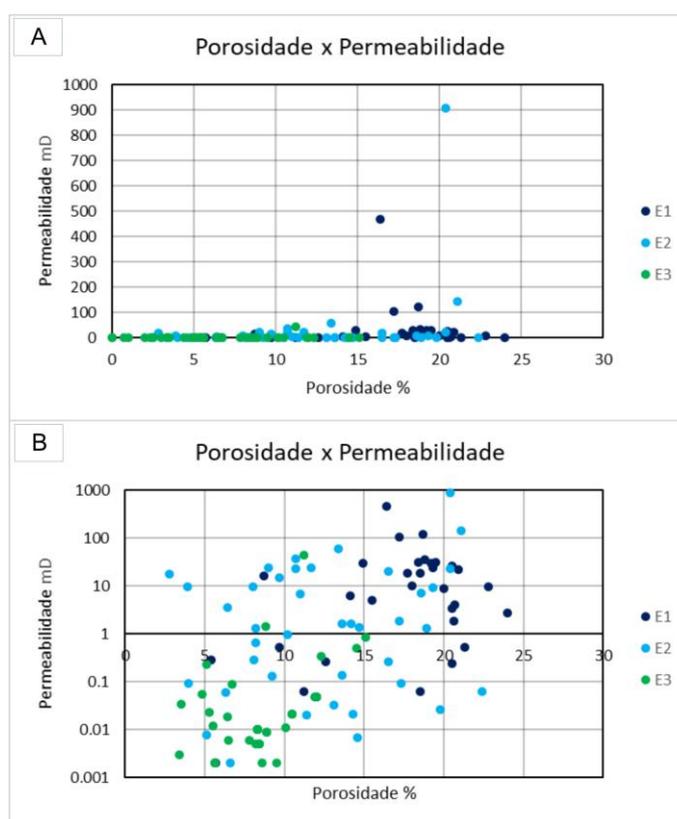


Figura 17: Gráfico cruzado de porosidade x permeabilidade com distribuição dos pontos em relação com o modelo de eletrofácies gerado. A) distribuição linear e B) distribuição logarítmica.

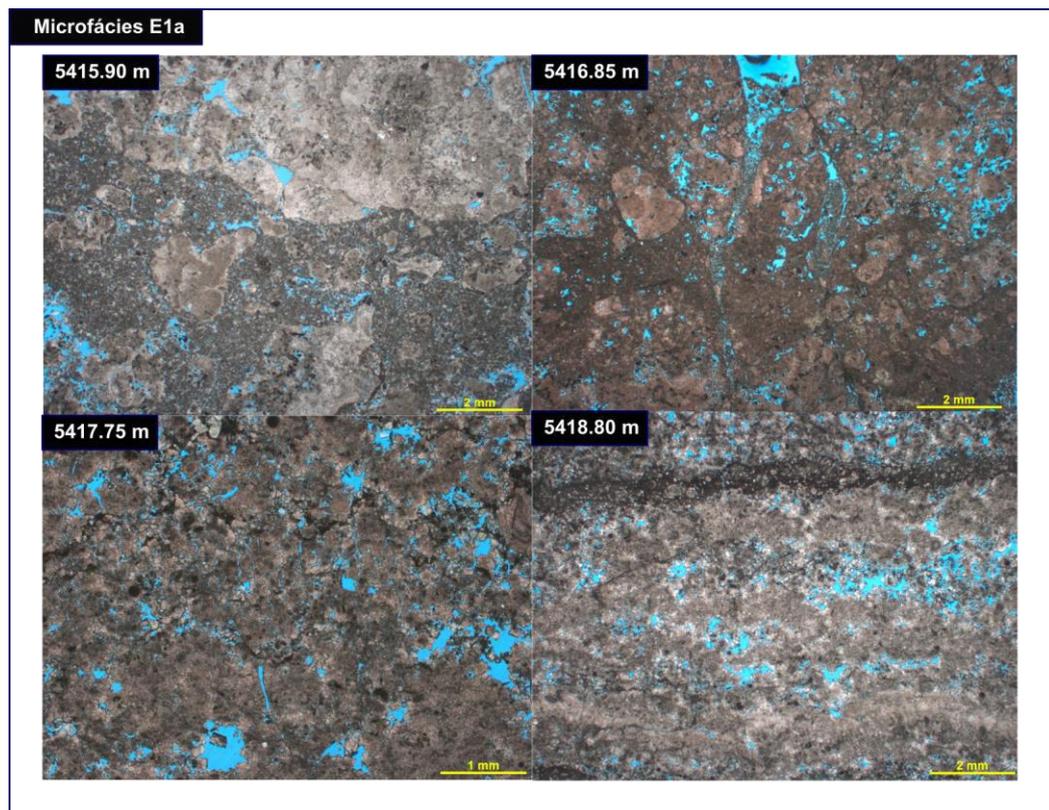
A partir da plotagem é possível observar que os agrupamentos gerados são semelhantes ao que foi descrito preliminarmente em relação a porosidade e permeabilidade para cada eletrofácies. A eletrofácies E1 está concentrada em altos valores de porosidade e permeabilidade, enquanto que a eletrofácies E3 encontra-se concentrada em baixos valores. A eletrofácies E2 encontra-se espalhada em um amplo *range* de valores, estando mais concentrada nos intervalos intermediários dos parâmetros cruzados.

6.6 Microfácies descritas no poço 2

A posição das lâminas petrográficas das amostras laterais interpretadas nesse estudo podem ser consultadas na Figura 16.

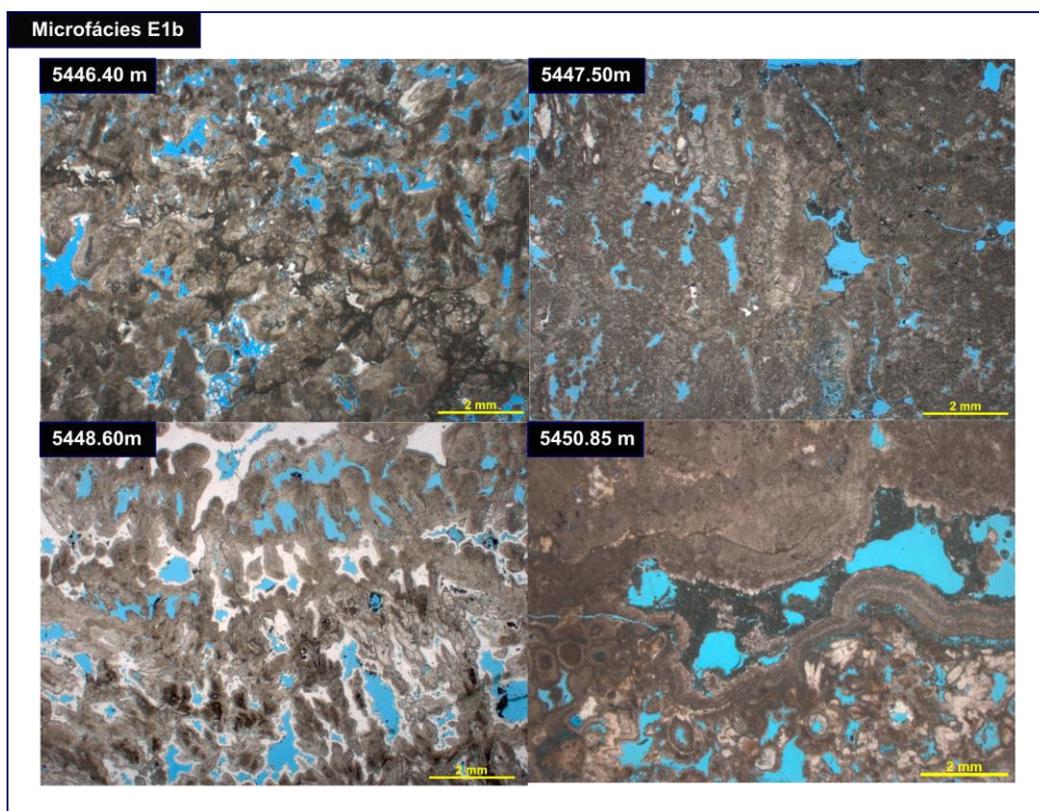
Para cada eletrofácies foram observados grupos de microfácies, que puderam ser reconhecidas de forma geral, uma vez que não há uma forma de se observar características em maiores detalhes, por se tratarem apenas de dados de relatórios. Foi observado que as diferentes eletrofácies compõe grupos de microfácies característicos em relação a porosidade e textura da rocha. Essas feições serão melhor descritas a seguir. As Figuras 18, 19 e 20 compreendem a associação dos perfis com algumas das lâminas representativas de cada microfácies.

Eletrofácies E1



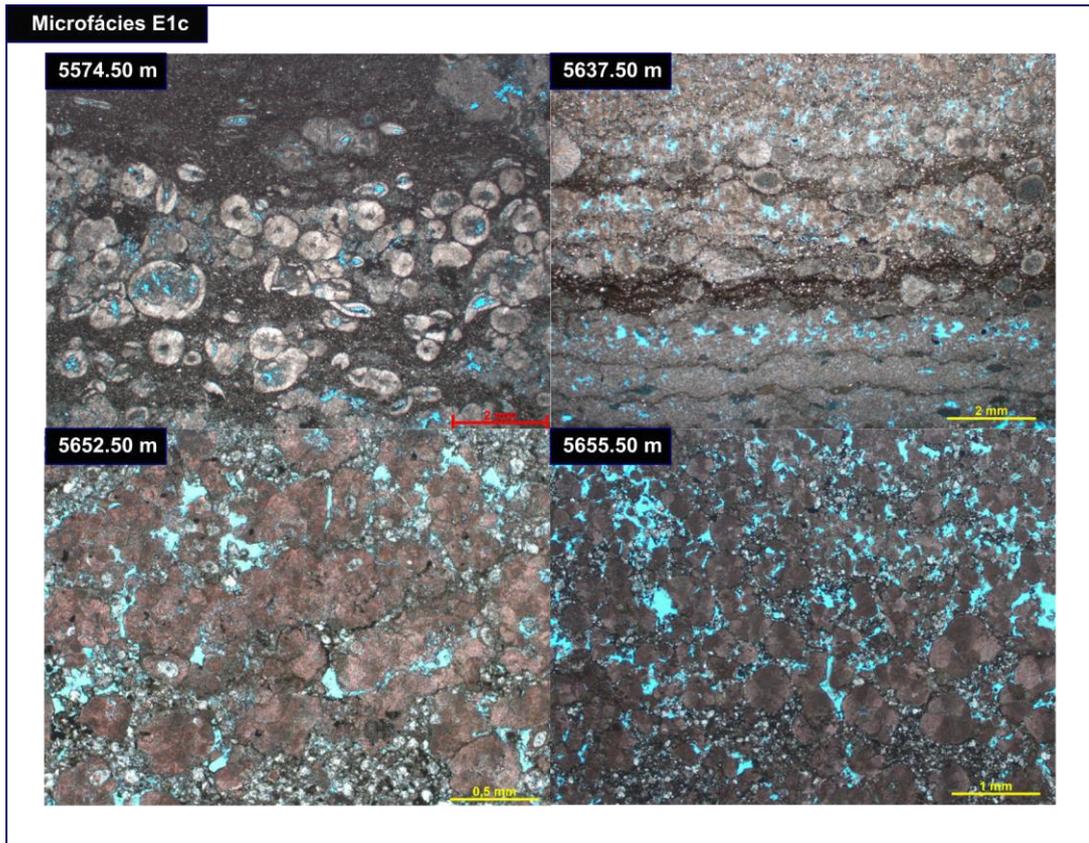
Descrição – Microfácies E1a:

- *Floatstone* (?) com partículas variando de tamanho areia grossa até seixo e porosidade do tipo vugular, intrapartícula, interpartícula, intercristalina e por fratura. Presença de carbonato microcristalino entre as partículas em parte da rocha.
- Cimentação fraca por carbonato, podendo ter ocorrido recristalização (?) nas lâminas inferiores (matéria amorfa, marrom), tornando difícil a identificação do tipo de rocha.
- Dissolução moderada a alta.



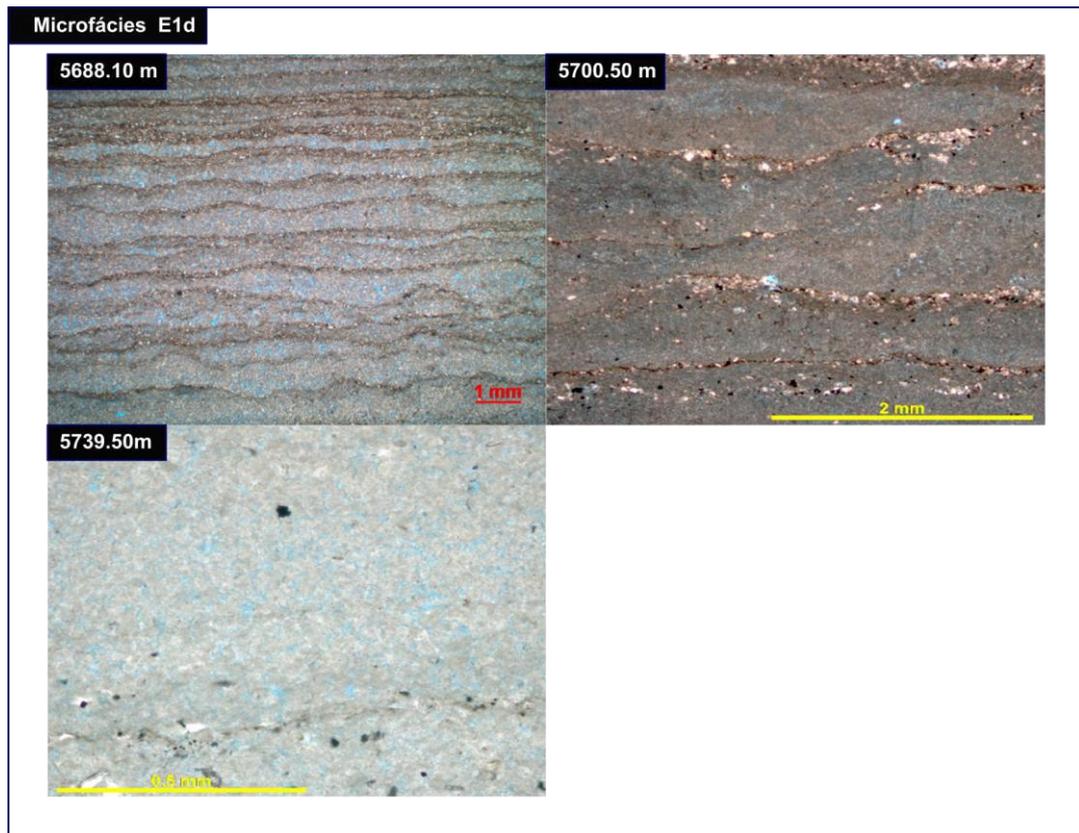
Descrição – Microfácies E1b:

- Estromatolito (?) ou travertino (?) de caráter dendriforme, arranjo normal a aberto, com porosidade de crescimento bem pronunciada, porosidade intrapartícula, mesoporos grandes e baixa cimentação.
- Baixa silicificação presente em algumas lâminas.
- Baixa dissolução.



Descrição – Microfácies E1c:

- Esferulitito (?) suportado por calcário microcristalino, com porosidade (mesoporos grandes e pequenos) interpartícula, vugular e intrapartícula. Aparentemente mostram-se como partículas retrabalhadas, e em alguns casos é possível observar laminações. Predominância de mesoporos grandes.
- Alta recristalização por calcário microcristalino, baixa cimentação.
- Moderada dissolução.



Descrição – Microfácies E1d:

- Laminitos, com laminação marcada pela intercalação de carbonato microcristalino e lâminas muito finas de material de coloração acastanhada.
- Apresentam alta porosidade de dissolução, porém encontram-se na classe mesoporos pequenos (1/16 – 1/2 mm).

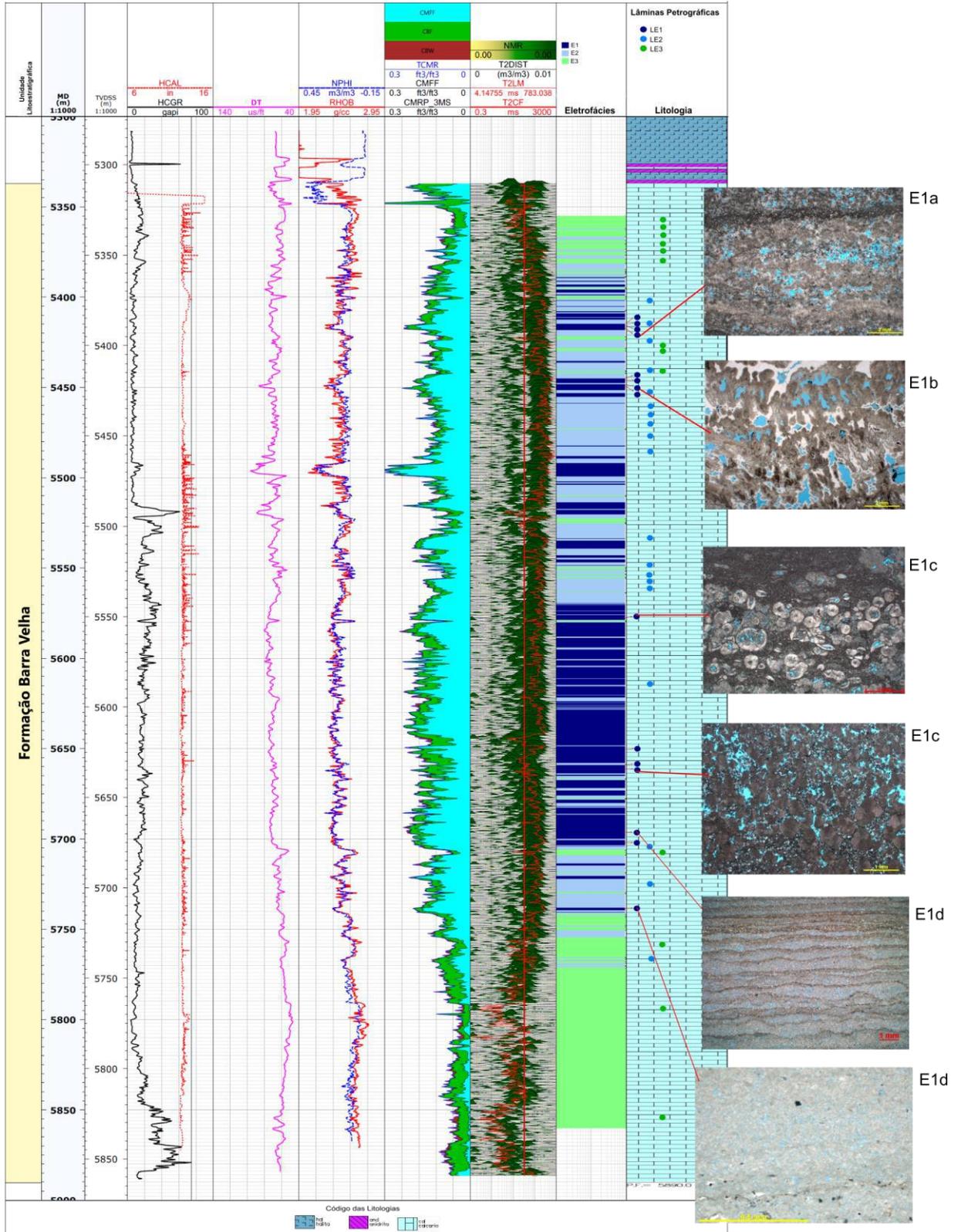
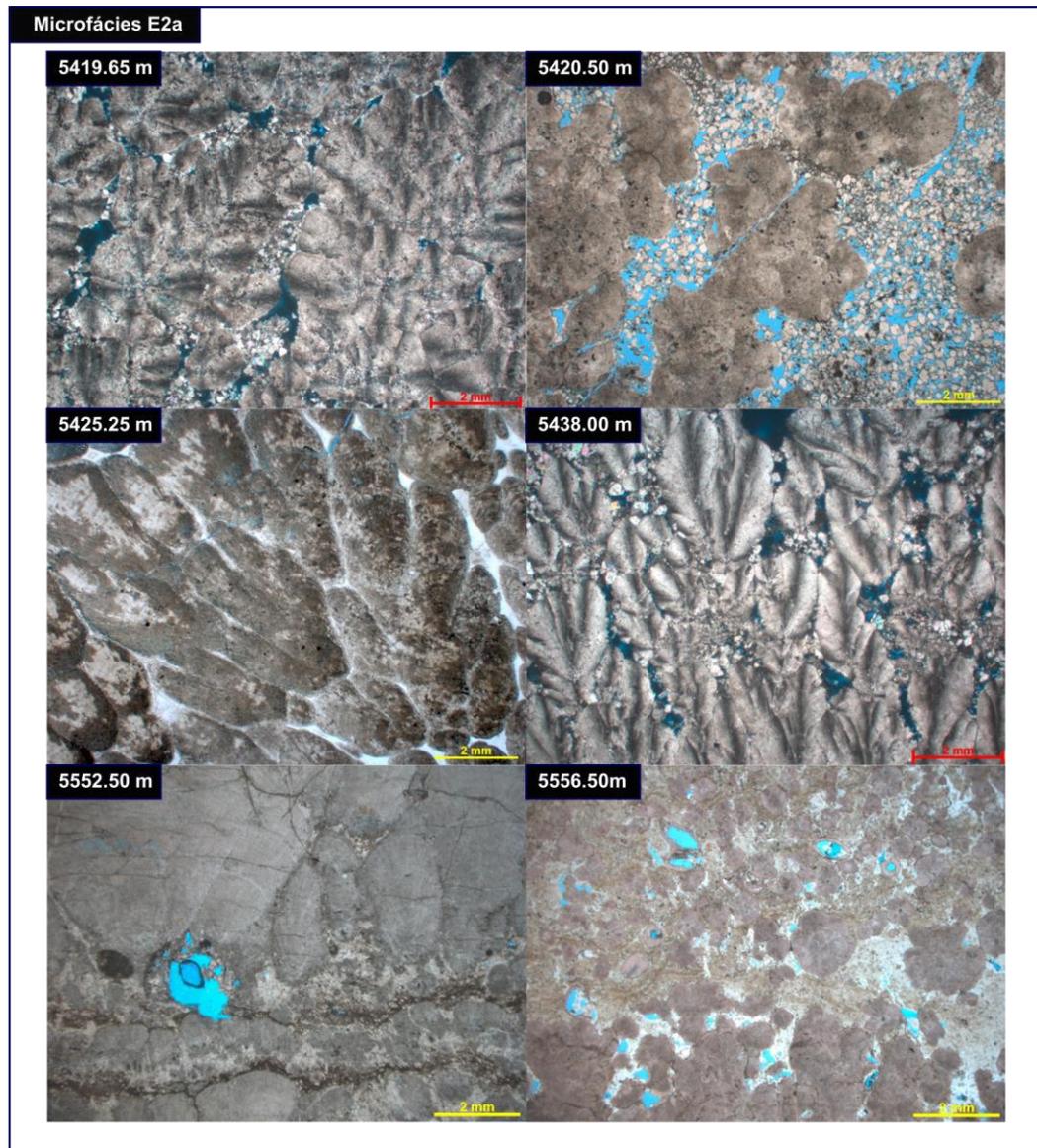


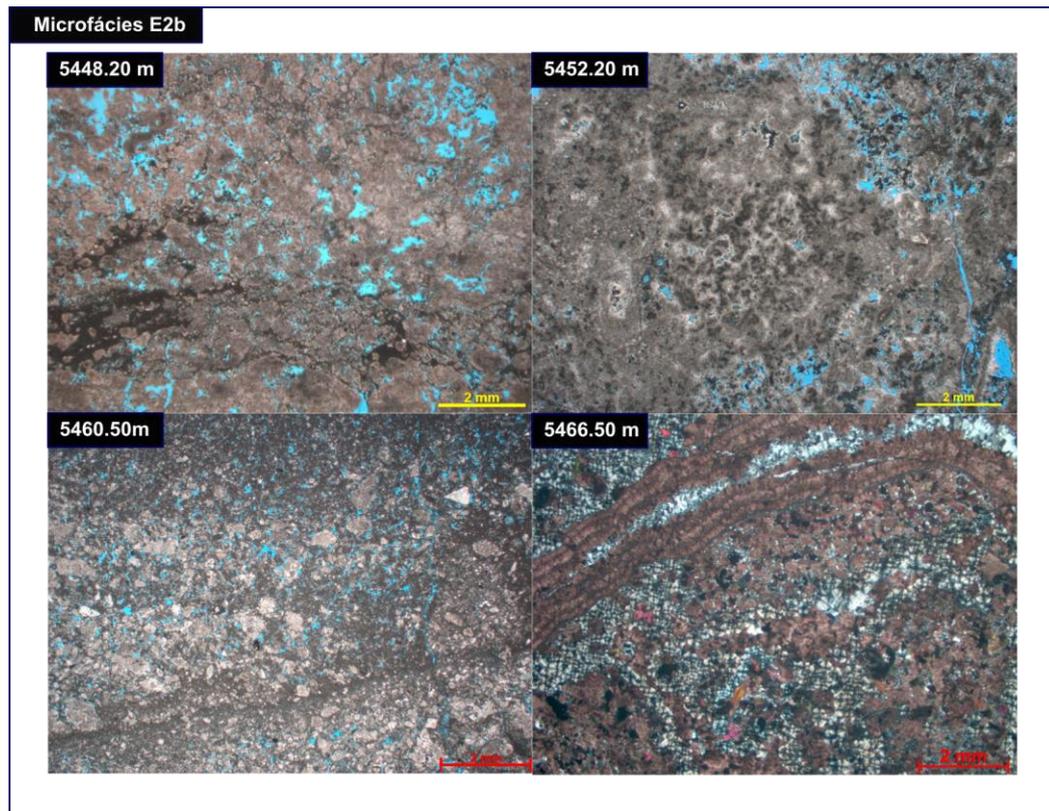
Figura 18: Perfil composto do poço 2 em associação com microfácies representativas da eletrofácies E1.

Eletrofácies E2



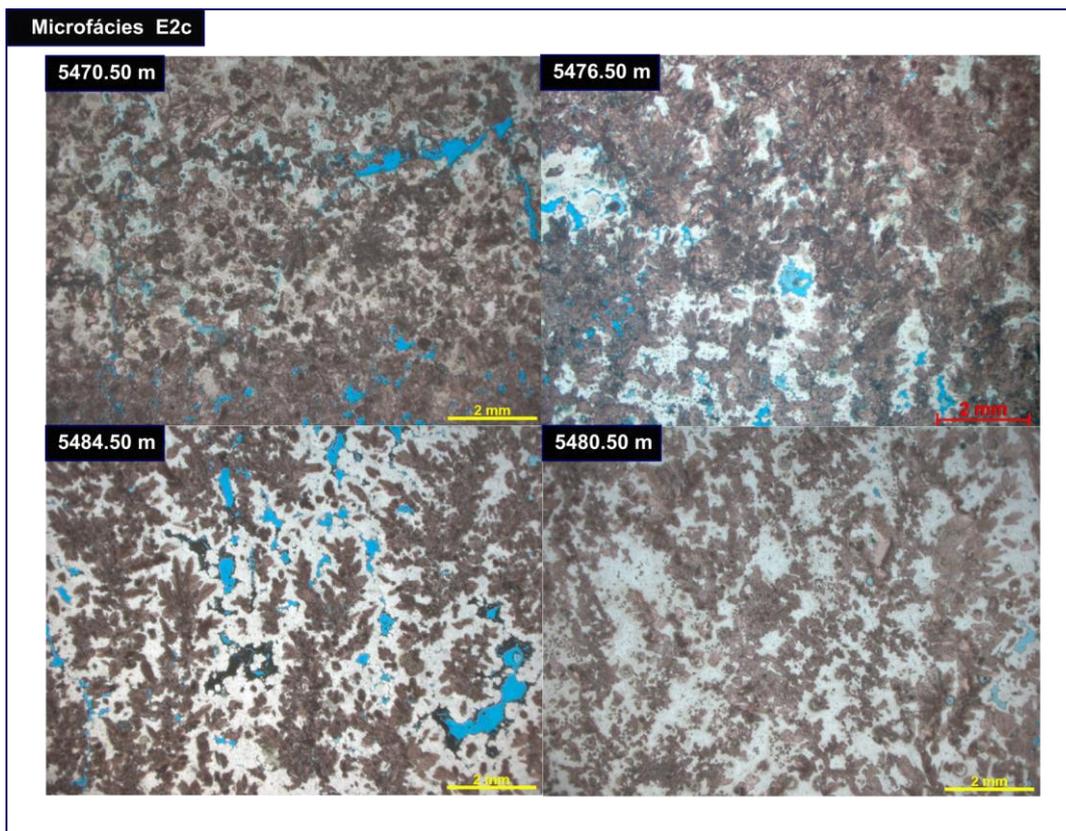
Descrição – Microfácies E2a:

- Estromatolito (?) arborescente médio (?), arranjo denso. Porosidade de crescimento e intrapartícula (dentro do estromatolito), mesoporos grandes.
- Cimentação por carbonato fraca e baixa a moderada silicificação.
- Dissolução moderada.
- O que a diferencia da E1: arranjo do estromatólito e porosidade moderada.



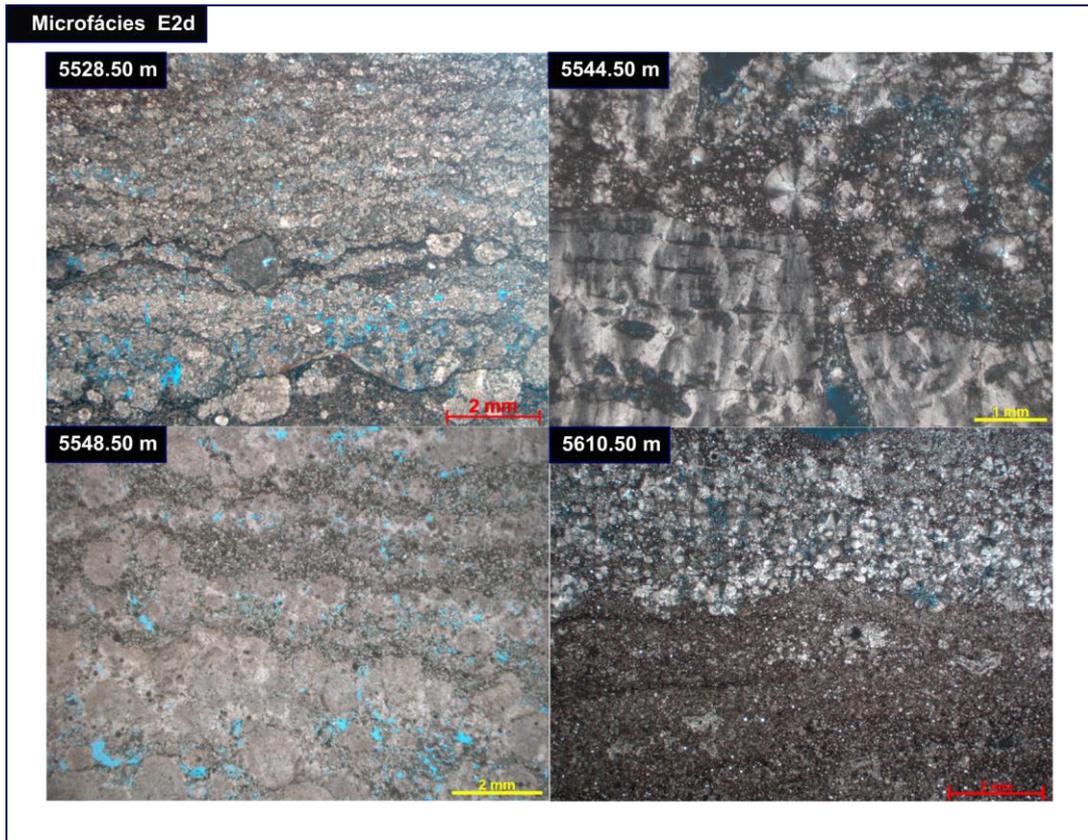
Descrição – Microfácies E2b:

- Rocha mascarada por intensa diagênese, tornando difícil a classificação. *Grainstone*, ou calcário microcristalino (?), predominância de mesoporos pequenos e poucos mesoporos grandes. Ocasionalmente presença de fraturas.
- Aparente recristalização e silicificação.
- Dissolução moderada.



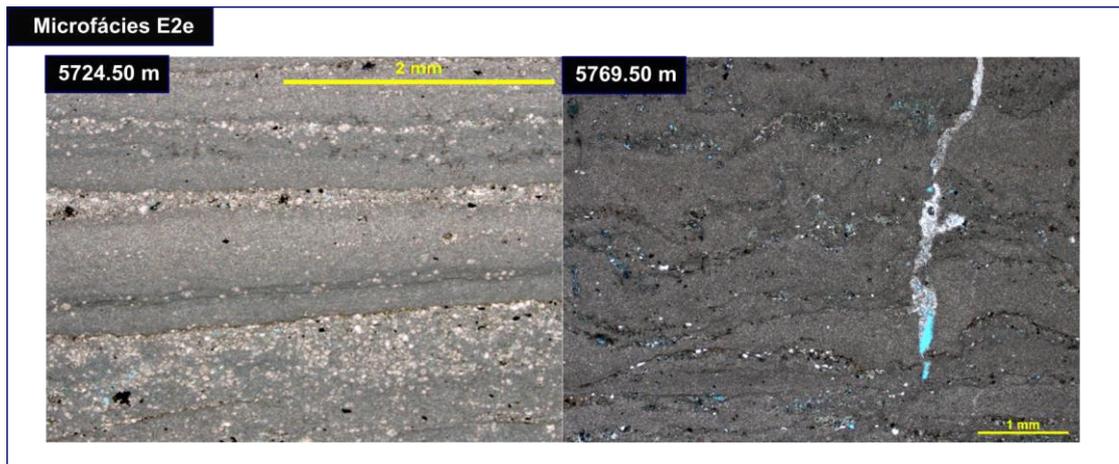
Descrição – Microfácies E2c:

- Estromatolito (?) ou travertino (?). Originalmente teria uma porosidade de crescimento alta, assim como na microfácies E1b. Porosidade moderada, com mesoporos grandes e arranjo aberto.
- Alta silicificação, o que pode ter jogado esta microfácies para dentro da eletrofácies E2. Esta observação corrobora com o que foi inferido a partir da análise preliminar das eletrofácies na seção 6.3.1 (Eletrofácies E2).



Descrição – Microfácies E2d:

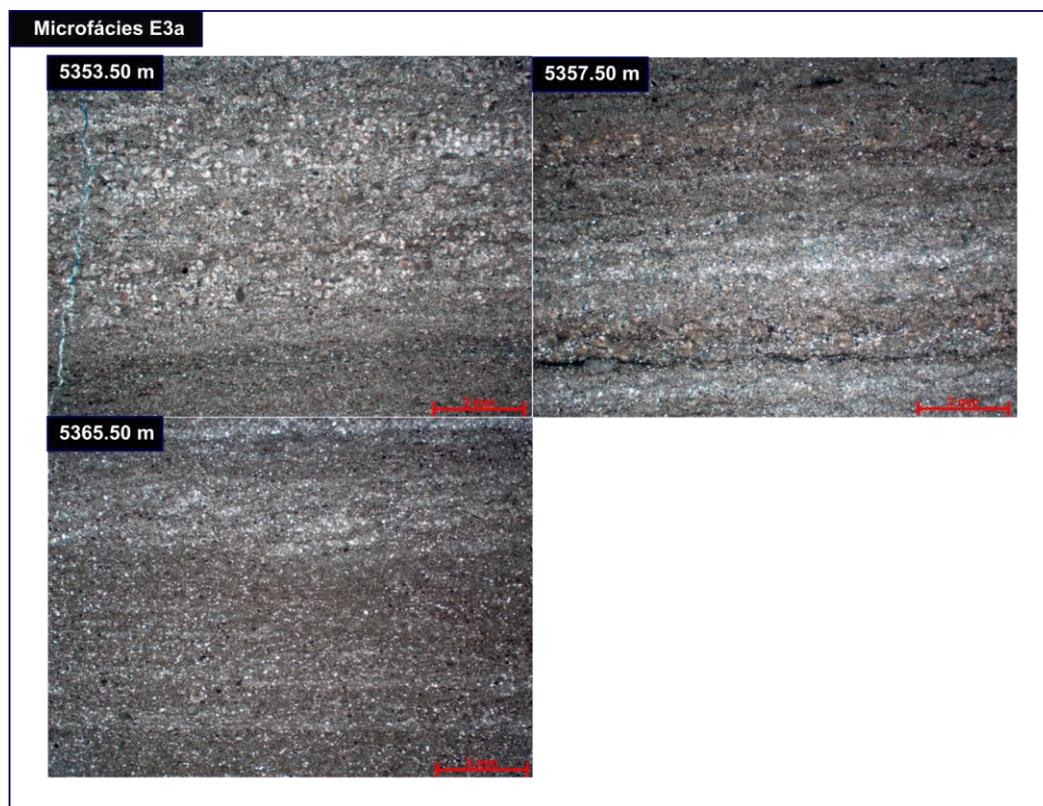
- Esferulititos (?), com predominância de mesoporos pequenos, vugular, intrapartícula, intercristal e por fratura.
- Cimentação moderada.
- Baixa dissolução.



Descrição – Microfácies E2e:

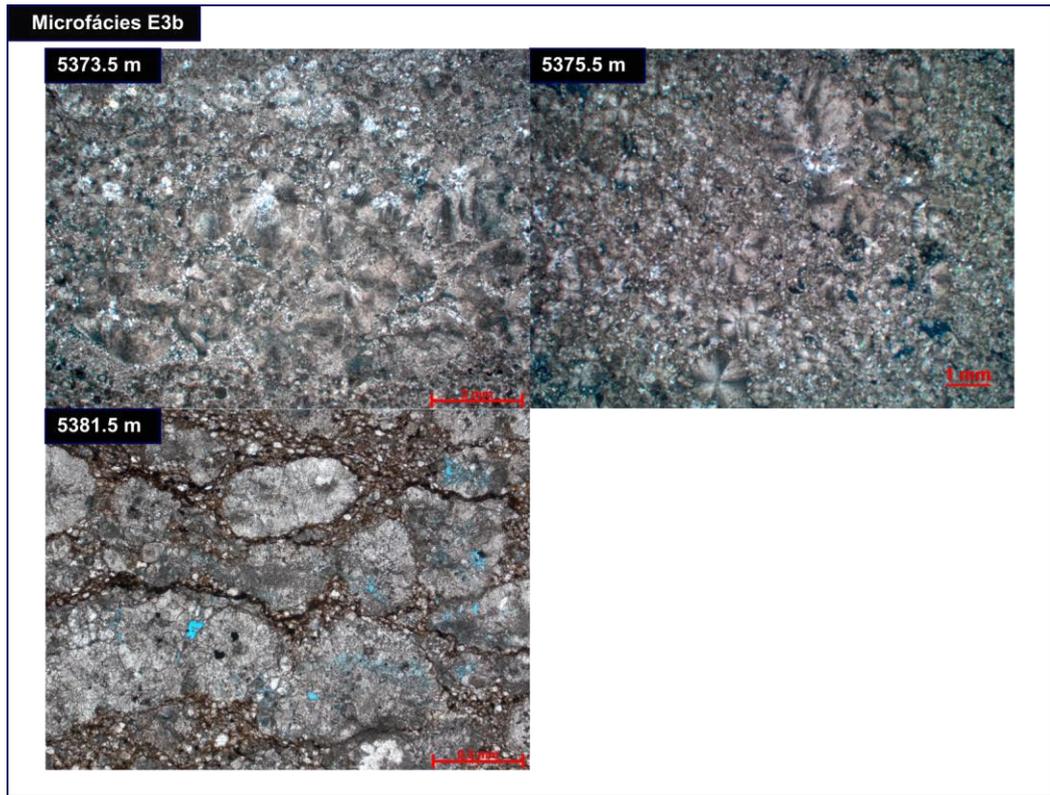
- Laminito (?) com porosidade por dissolução e fratura. Apresenta baixa porosidade com mesoporos pequenos. Em alguns casos, porosidade somente por fratura, em parte preenchida por sílica, o que pode ter colocado a microfácies, originalmente pertencente a eletrofácies E3, dentro da eletrofácies E2. Se comparado com a eletrofácies E1, apresenta porosidade inferior.

Eletrofácies E3



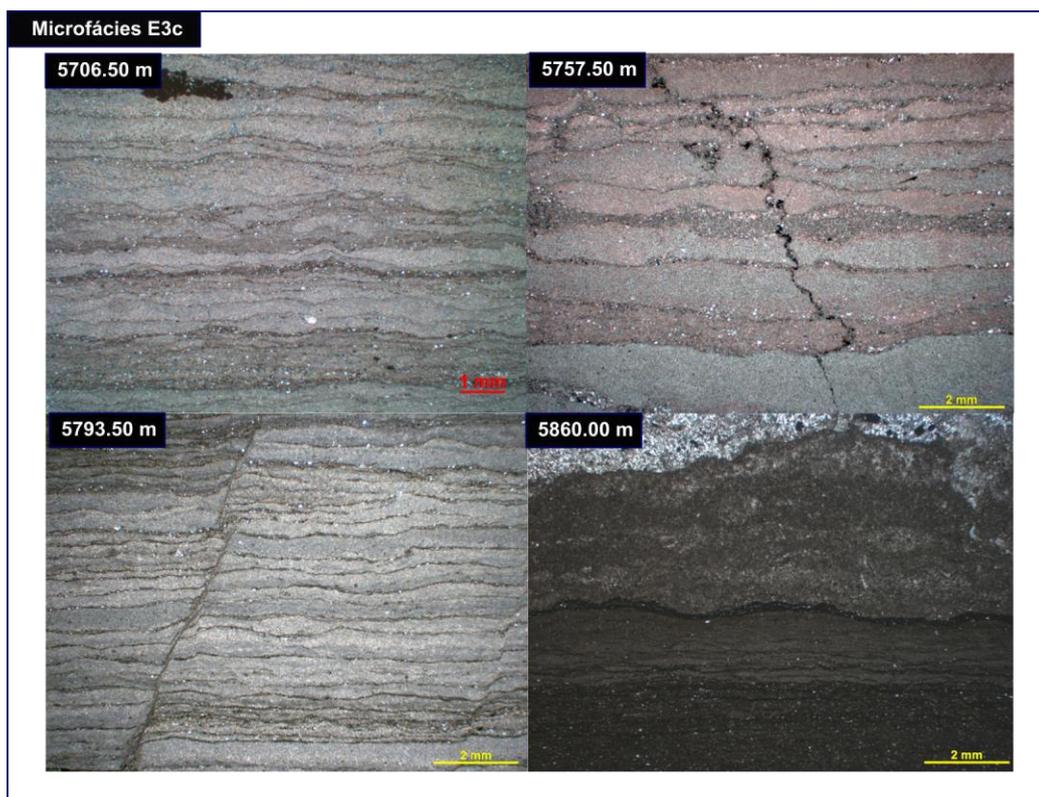
Descrição – Microfácies E3a:

- Esferulititos (?) em matriz de calcário microcristalino, tamanho das partículas muito pequenas. Aparentemente laminado. Porosidade baixa a nula.



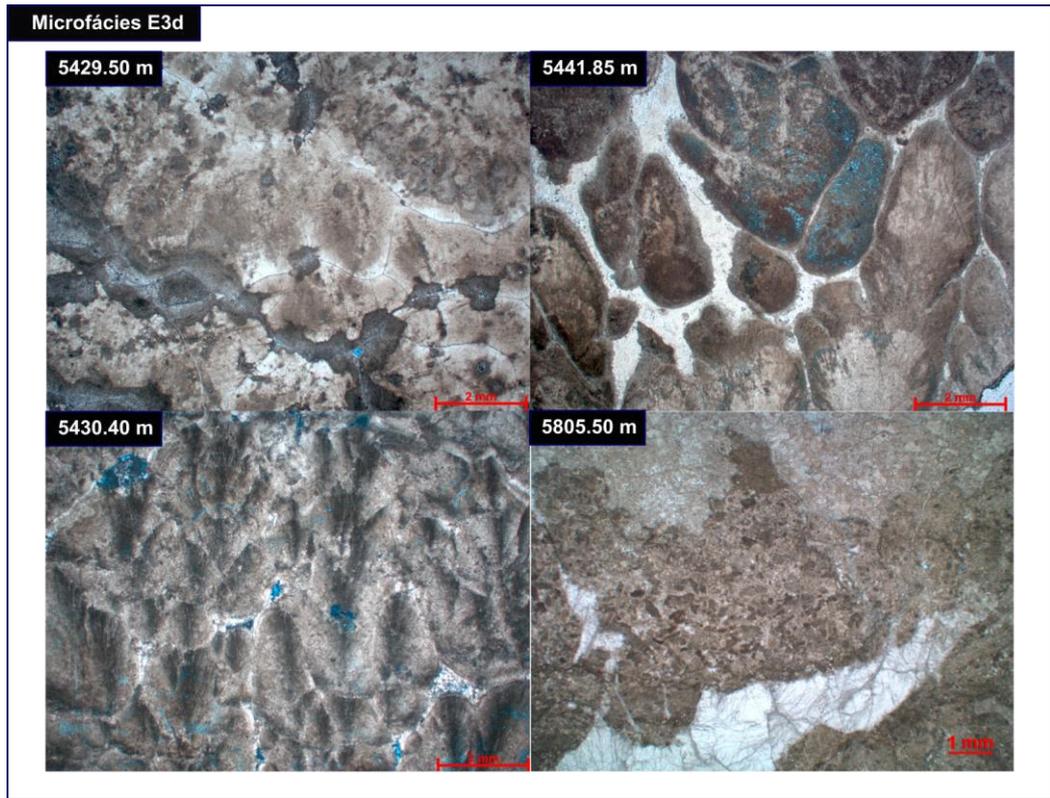
Descrição – Microfácies E3b:

- *Packstone* (?) com partículas pequenas, matriz de calcário microcristalino. Baixa porosidade (mesoporos pequenos) intrapartícula e intercristal por baixa dissolução.



Descrição – Microfácies E3c:

- Laminitos, com laminação marcada pela intercalação de carbonato microcristalino e lâminas muito finas de material de coloração acastanhada. Presença pouco frequente de poros muito pequenos e de fraturas.
- Baixa ou nenhuma dissolução.



Descrição – Microfácies E3d:

- Estromatolitos (?) de caráter denso, *in situ*, com poros intensamente cimentados (carbonato e sílica), conferindo baixa porosidade para esse conjunto amostral.
- Baixa ou ausência de dissolução.

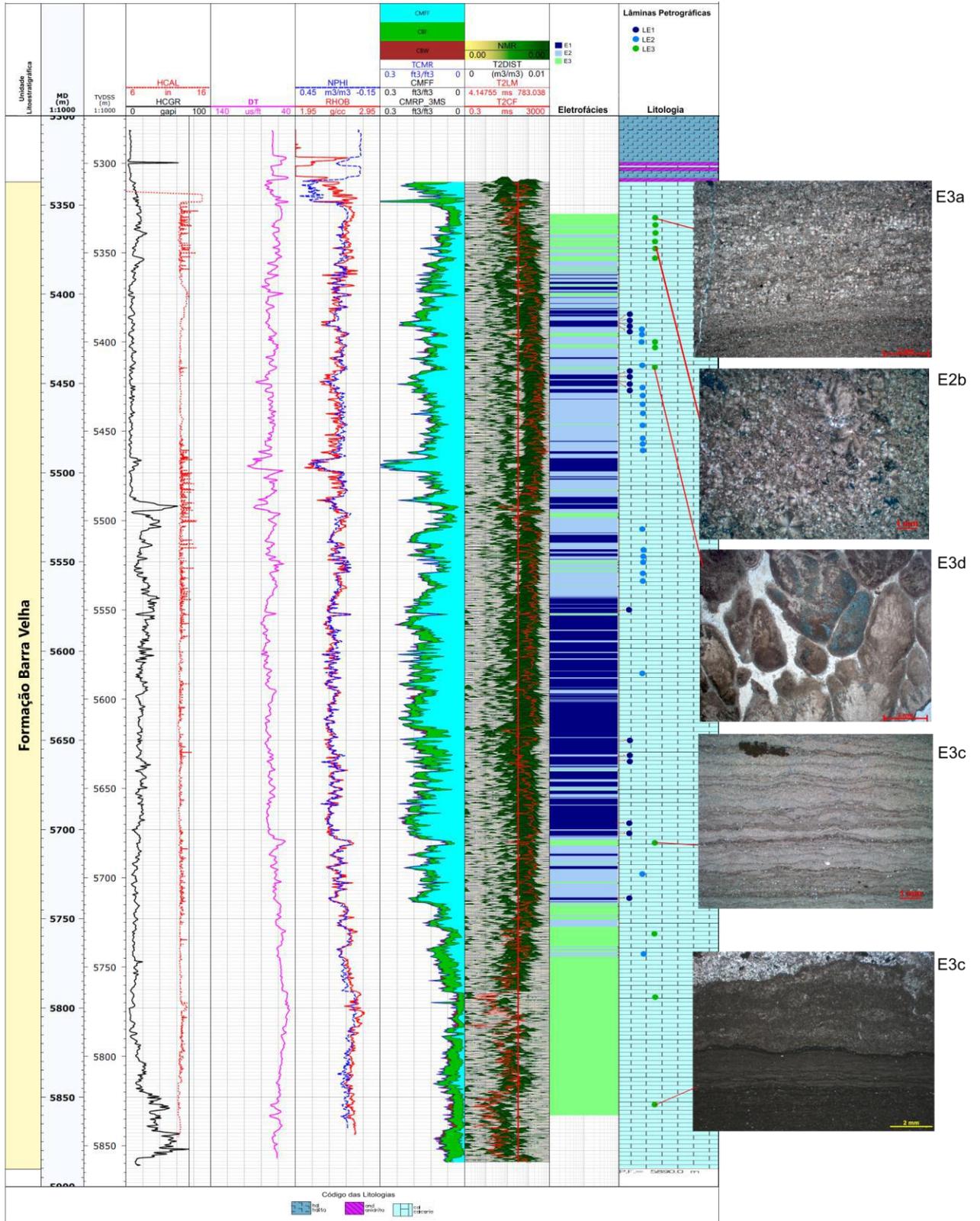


Figura 20: Perfil composto do poço 2 em associação com microfácies representativas da eletrofácies E3.

Através da análise das fotos da petrografia, foi possível observar que a porosidade, o tipo de arranjo, grau de dissolução e cimentação influenciaram na separação das eletrofácies (Tabela 11). Na eletrofácies E1, as microfácies se mostraram com alta porosidade, independente do tamanho dos poros. O arranjo dos estromatolitos são predominantemente abertos, sem presença de cimentação. A eletrofácies E2 apresenta tamanhos de poros intermediários entre as eletrofácies E1 e E3. Apesar das microfácies E1b e E2c apresentarem o mesmo tipo de arranjo, a microfácies E2c apresenta-se mais cimentada, fator que diminui o tamanho dos seus poros. Outra característica marcante desta microfácies são os estromatolitos com arranjo denso e fechado (microfácies E2a), com presença de dissolução, diferenciando esta microfácies da microfácies E3d onde não se observa o mesmo grau de dissolução.

Após a geração das eletrofácies e sua associação e validação dada pela descrição das lâminas petrográficas e pela plotagem dos dados de petrofísica básica, o próximo passo foi a realização de uma análise conjunta das eletrofácies e sísmofácies descritas para a seção em estudo, em função de identificar se as mudanças laterais nos padrões dos refletores podem estar relacionadas a características inerentes a estas eletrofácies.

Tabela 11: Sumário da descrição das microfácies para cada eletrofácies. As cores de preenchimento das células das microfácies indicam elementos/texturas que se repetem entre as eletrofácies.

Eletrofácies	Microfácies	Descrição geral
E1	E1a	Floatstone (?), 25% mesoporos grandes
	E1b	Estromatolito arranjo aberto ou travertino (?), >25% mesoporos grandes
	E1c	Esferulitito (?), ~10-25% mesoporos grandes
	E1d	Laminitos, ~25% mesoporos pequenos
E2	E2a	Estromatolito (?), arranjo denso, <20% mesoporos grandes
	E2b	Grainstone ou calcário microcristalino (?), > 25% mesoporos pequenos
	E2c	Estromatolito arranjo aberto ou travertino (?), < 15% mesoporos grandes
	E2d	Esferulitito (?), 10-25% mesoporos pequenos
	E2e	Laminito (?), <10% mesoporos pequenos
E3	E3a	Esferulititos (?), > 5% mesoporos pequenos
	E3b	Packstones (?), 5-10% de mesoporos pequenos
	E3c	Laminitos (?), 0-5% de mesoporos pequenos
	E3d	Estromatolito denso (?), 0-5% mesoporos grandes ou pequenos

6.7 Interpretação sísmica

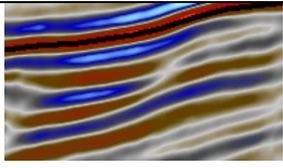
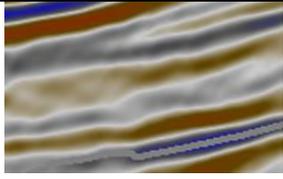
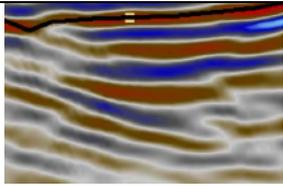
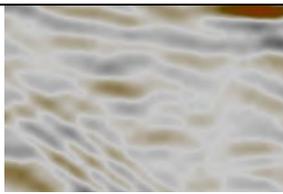
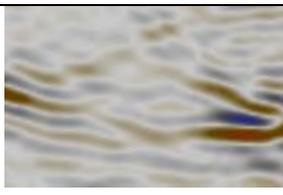
Conforme já discutido, devido a má qualidade da sísmica 3D (alta densidade de ruídos) proveniente do conjunto de dados disponibilizados pela ANP, foi possível mapear somente dois horizontes sísmicos, sendo eles: base do sal (topo da Fm. Barra Velha) e o topo da sequência rifte (topo da Fm. Itapema/base da Fm. Barra Velha) (Quadro 1).

Quadro 1: Descrição dos horizontes sísmicos interpretados.

Código	Horizonte	Descrição
H1	Base do Sal	Refletor de amplitude alta positiva, contínuo e com baixa resolução. Em algumas regiões interpretadas como sismofácies do tipo <i>mounds</i> .
H2	Topo do Rifte	Refletor de amplitude alta negativa, descontínuo em algumas regiões, por vezes sendo difícil interpretar sua continuidade lateral. Por vezes, abaixo dele ocorre o truncamento de refletores sísmicos.

Foram interpretadas ao todo 6 sismofácies para a região da seção entre os poços em estudo. As sismofácies foram interpretadas com o auxílio do atributo sísmico Segunda Derivada do Envelope, o qual realiza uma mudança de fase de 180° no dado sísmico original, resultando numa maior amplificação de suas reflexões (Quadro 2).

Quadro 2: Sismofácies interpretadas para a Formação Barra Velha.

Código	Fácies	Descrição
S1		Sismofácies plano-paralela e sub-contínua, com refletores mostrando, alta amplitude e frequência, aparentemente basculada.
S2		Sismofácies plano-paralelas e sub-contínuas, com refletores mostrando amplitude e frequência intermediária, aparentemente basculada.
S3		Sismofácies divergente, gradando no topo para sismofácies plano-paralelas, com refletores mostrando alta amplitude e frequência, sendo encontrada próxima a base do sal.
S4		Sismofácies caótica com baixo contraste de impedância acústica, baixa amplitude e frequência.
S5		Sismofácies caótica com baixa frequência e baixa amplitude, geometria cônica, ou do tipo <i>mound</i> .
S6		Sismofácies ondulada com contraste de impedância intermediário e baixa amplitude.

Para discussão foi selecionada apenas uma seção sísmica arbitrária (Figura 21), sendo nela apresentada os dois poços em conjunto, associando-se as sismofácies descritas e as eletrofácies geradas. No Apêndice 3 pode ser consultada outra seção sísmica arbitrária, na qual é evidente o aspecto ruidoso do dado sísmico.

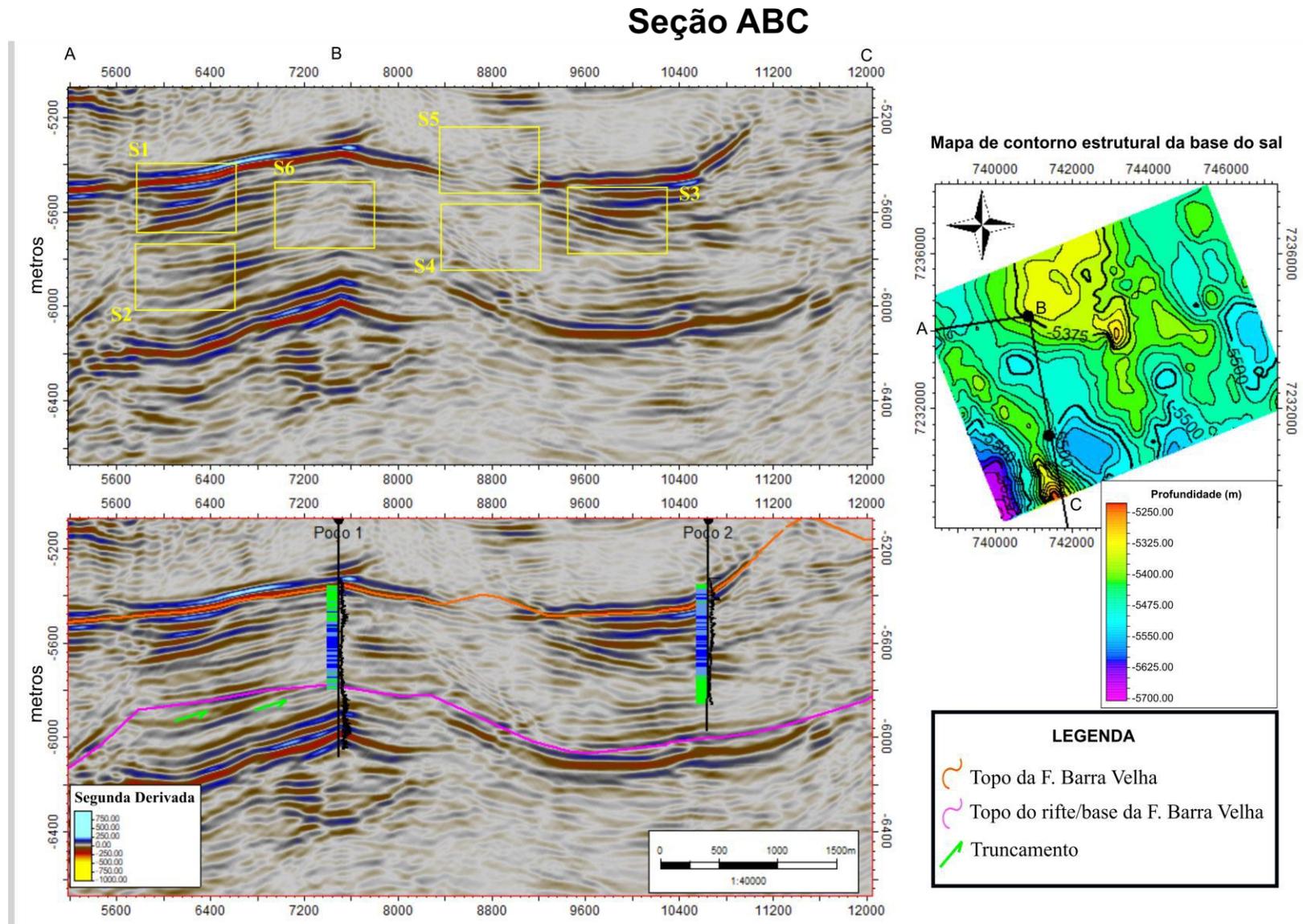


Figura 21: Apresentação dos poços (eletrofácies e GR), seção arbitrária ABC em duplicata, com e sem interpretação e com o atributo sísmico Segunda Derivada do Envelope e o mapa de contorno estrutural da base do sal com a localização da seção estudada. Os retângulos em amarelo na seção superior delimitam as sismofácies descritas.

7. DISCUSSÃO

7.1 Estatística básica, eletrofácies e microfácies

Após a análise de todas as ferramentas usadas para cada caracterização da Formação Barra Velha, faz-se necessário uma breve discussão integrada para melhor o entendimento das inferências realizadas através de gráficos e sua corroboração em associação com a petrografia e os perfis elétricos escolhidos para a finalidade do trabalho.

Conforme previamente discutido na seção 6.1 e tomando como exemplo o gráfico cruzado DT x RHOB (Figura 22), podemos observar que em associação com as eletrofácies geradas (Figura 23), a inferência tida de que a distribuição dos pontos estaria relacionada a variação de porosidade é corroborada. Desta forma, valores altos de DT associados a valores baixos de RHOB estão relacionados a rochas microporosas e/ou laminitos, associadas a eletrofácies E3, assim como valores baixos de RHOB e altos de DT estão associados a rochas com mesoporos grandes, no caso dos estromatolitos, alta densidade de mesoporos pequenos, em laminitos ou esferulitos com dissolução, ou quando há a presença de fratura, como no caso dos laminitos.

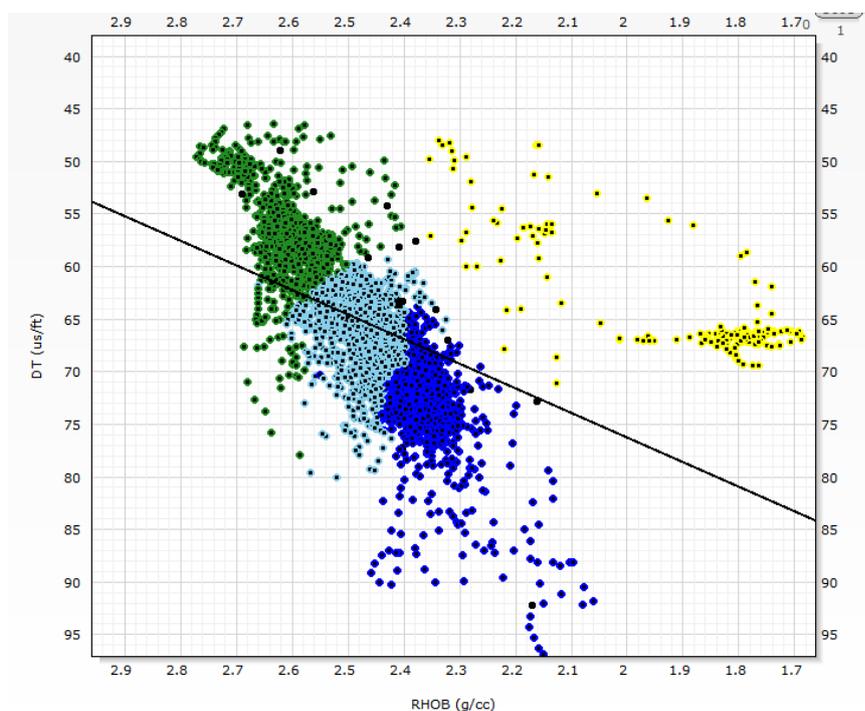


Figura 22: Gráfico cruzado com distribuição de pontos dos perfis DT e RHOB (Poço 2), divididos em cores representando majoritariamente as suas respectivas eletrofácies. Os pontos em amarelo constituem *outliers* que foram eliminados da análise estatística anterior, assim como no processo de geração das eletrofácies. A linha preta representa a linha de tendência gerada pelo software TechLog.

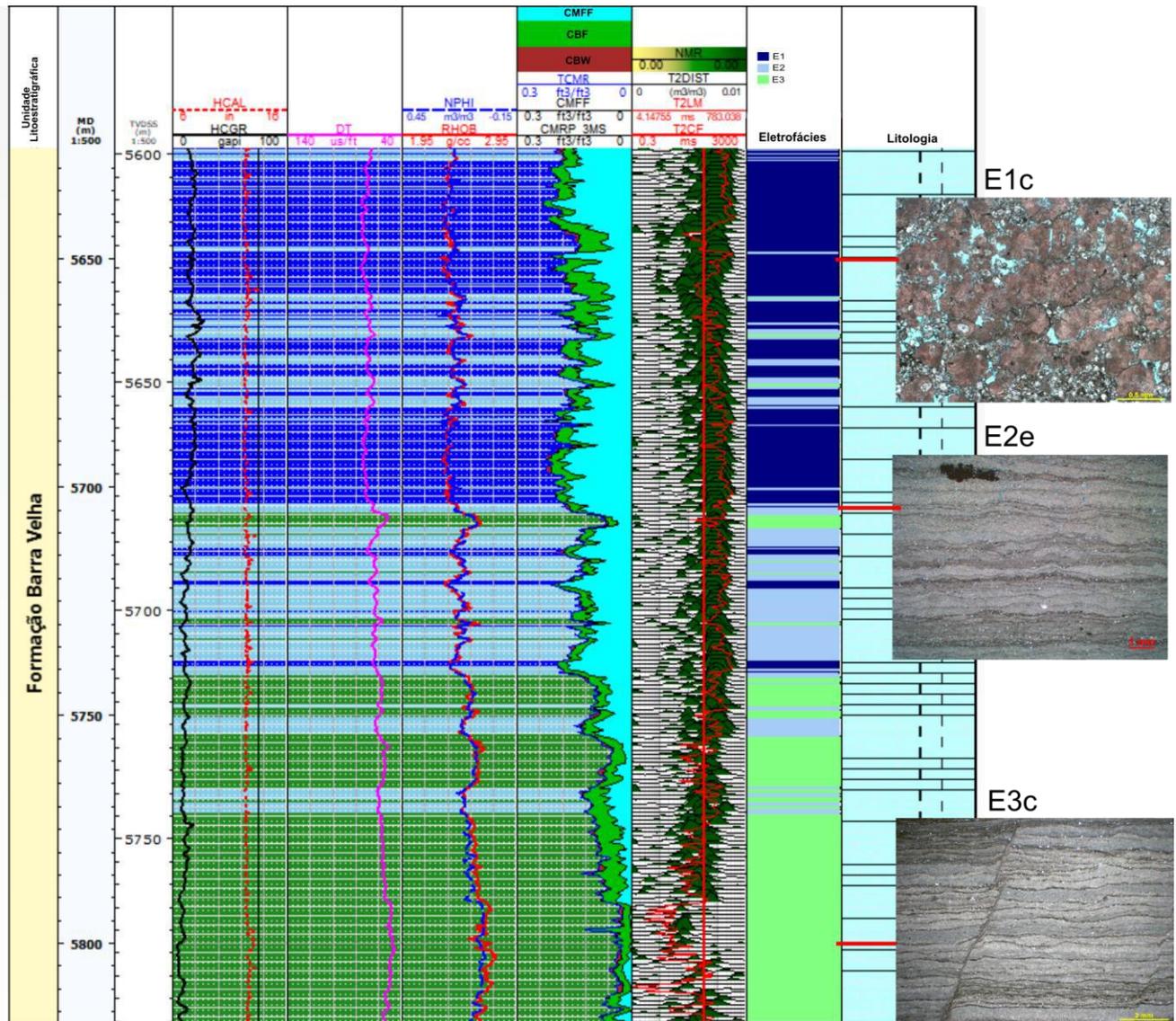


Figura 23: Demonstração de parte da seção da Formação Barra Velha (Poço 2), associando-se as eletrofácies com os *ranges* de valores do gráfico de dispersão entre os perfis DT e RHOB, onde as cores de preenchimento representam as cores de suas respectivas eletrofácies, e algumas das microfácies representativas de cada eletrofácies (podem ser consultadas na seção 6.5).

No gráfico cruzado entre os perfis GR e RHOB, conforme anteriormente discutido, observa-se um amplo *range* de valores de GR para diferentes valores de densidade, não havendo uma correlação entre essas duas variáveis. Pode-se observar melhor esta relação nas Figuras 24 e 25, onde o conjunto de pontos em verde representa o grupo de rochas de mais alta densidade, relacionadas a eletrofácies E3, e o conjunto de pontos em azul escuro representa o grupo de rochas menos densas, mas, representado pela eletrofácies E1. Além disso, é possível observar que onde há valores altos de GR, as microfácies apresentam-se mais finas. Também é possível observar valores altos de GR em conjunto com as eletrofácies E1 e E2, nas profundidades entre 5.500 m e 5.550 m (MD). Pela Figura 26 observa-se que estas

rochas constituam microfácies compostas por esferulititos com matriz de calcário microcristalino e argilominerais, tendo sofrido moderada a alta dissolução.

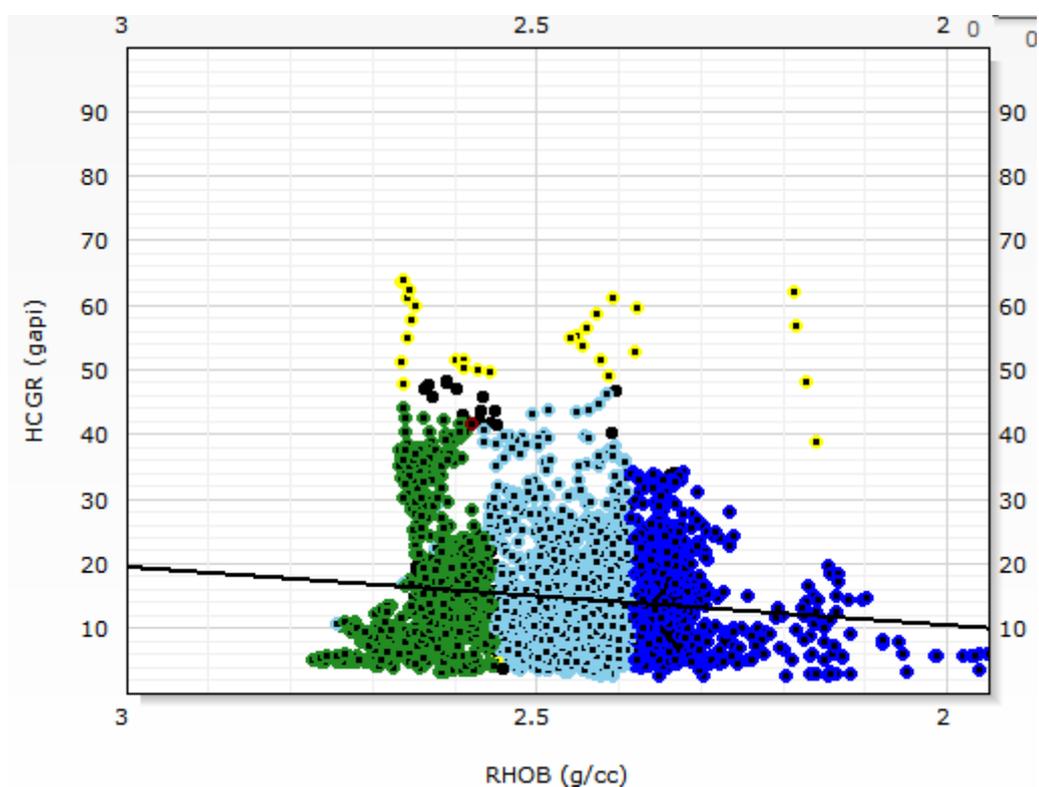


Figura 24: Gráfico cruzado com distribuição de pontos dos perfis GR e RHOB, divididos em cores representando majoritariamente as suas respectivas eletrofácies. Os pontos em amarelo foram grafados como *outliers*. A linha preta representa a linha de tendência gerada pelo software TechLog.

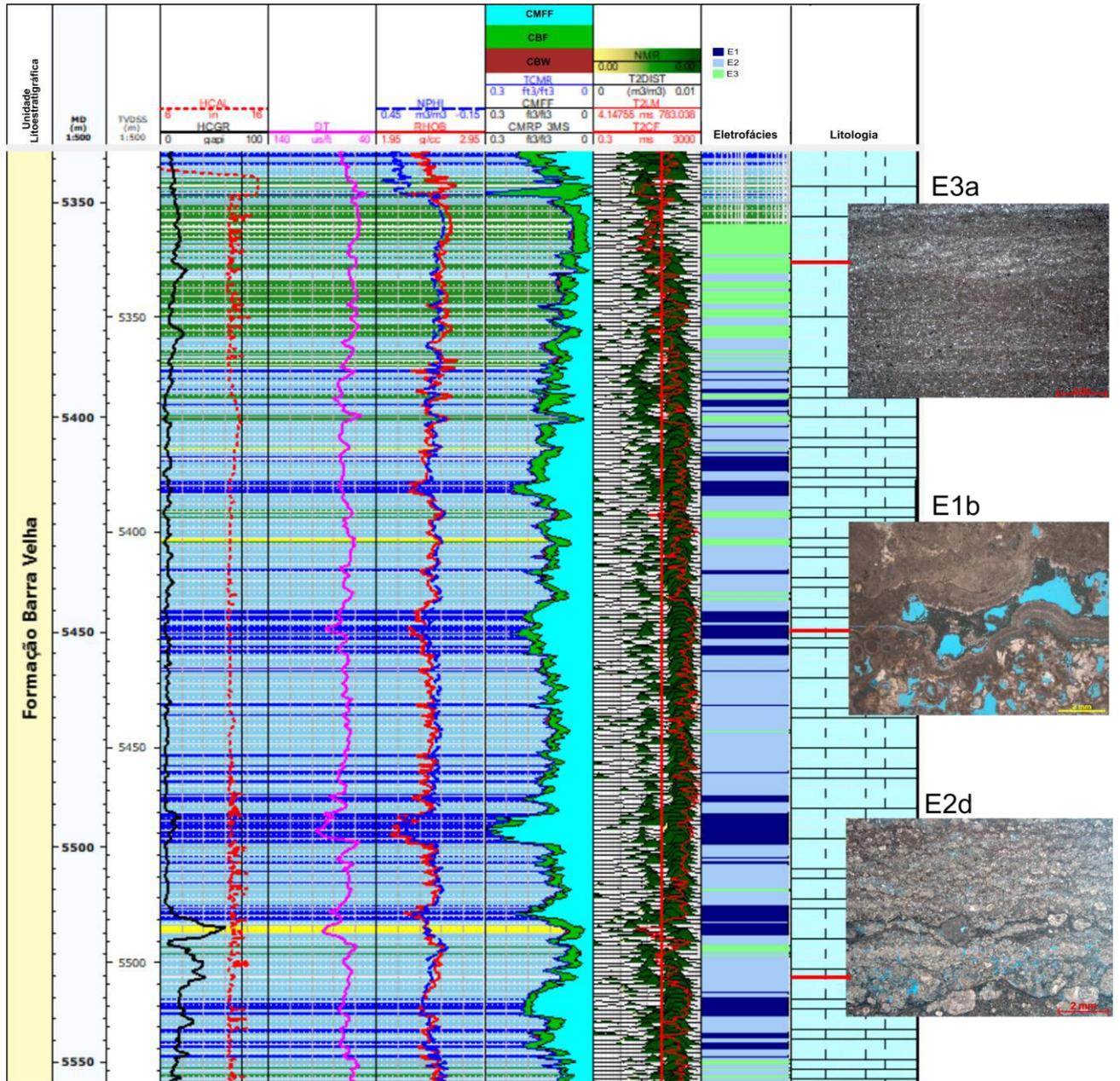


Figura 25: Demonstração de parte da seção da Formação Barra Velha (Poço 2), associando-se as eletrofácies com os *ranges* de valores do gráfico de dispersão entre os perfis GR e RHO, onde as cores de preenchimento representam majoritariamente as cores de suas respectivas eletrofácies, e algumas das microfácies representativas de cada eletrofácies que podem ser consultadas na seção 6.5. O preenchimento em amarelo continú o que foi designado de *outlier*.

7.2 Contexto deposicional

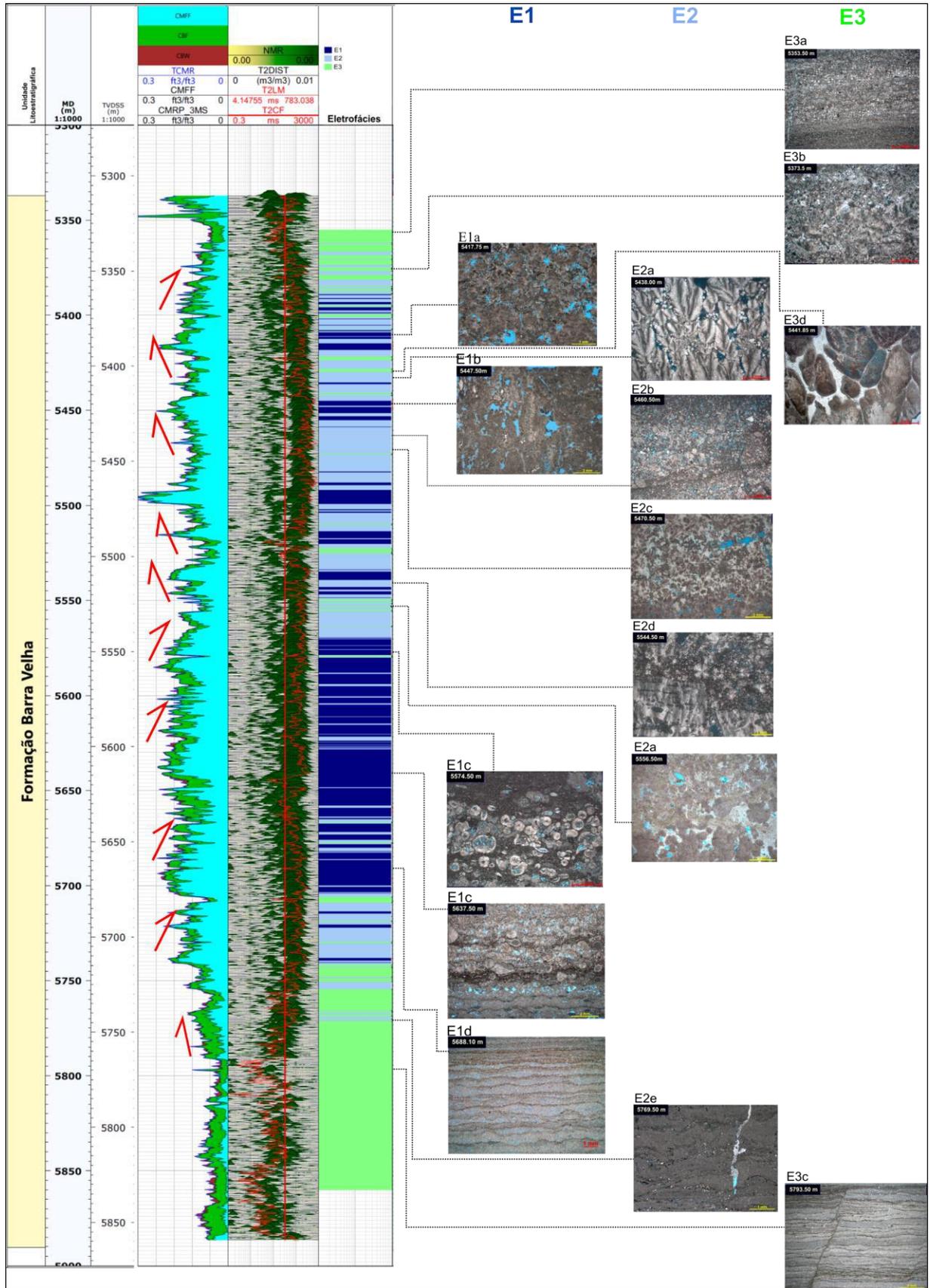


Figura 26: Modelo de eletrofácies em associação, em ordem estratigráfica, com as microfácies descritas (Poço 2). As setas em vermelho apontam para ciclos de aumento e diminuição de poros, segundo as curvas de NMR.

Através da análise conjunta dos dados, é possível a inferência sobre o contexto deposicional no que se refere ao poço 2. Contudo, salienta-se que são apenas inferências oriundas a partir de uma visão geral e ampla de um conjunto pequeno de dados, e uma análise mais rica em detalhes e dados torna-se necessária para qualquer conclusão a respeito do contexto deposicional da unidade em estudo.

Conforme já pontuado na seção 6.3.1 observa-se pelas curvas NMR uma certa ciclicidade em relação a diminuição e aumento do tamanho dos poros. Numa análise mais ampla, a eletrofácies E2 aparentemente marca o limites desses pacotes/ciclos, partindo de baixos valores (E3) de NMR para mais altos valores (E2), na porção mais basal, de valores altos (E1) para valores mais baixos (E2) de NMR na porção mais central, tornando-se os valores progressivamente mais baixos em direção ao topo. Em relação às microfácies descritas, da porção inferior para superior, observam-se fácies mais finas, contituídas aparentemente por carbonatos microcristalinos e laminitos (ver seção onde descreve-se as microfácies), sendo esta fácies indicativa de ambiente de mais baixa energia, possivelmente em porções distais lacustres. Este intervalo grada então para fácies da porção central, que aparentemente ocorreram em ambiente de mais alta energia, possivelmente em regiões proximais. Nesta mesma porção central observa-se que há uma transição de microfácies esferulíticas, retrabalhadas, para fácies estromatolíticas, com intercalações de porções mais ou menos cimentadas ou com maior dissolução, podendo ser indício de uma transição entre ambientes de mais alta energia para mais baixa energia em direção ao topo. Conforme chega-se ao topo, a fácies volta a apresentar uma diminuição no tamanho dos grãos, com concentração de *packstones* (?) e esferulititos laminados, *in situ*, com matriz de calcário microcristalino. Observa-se também que as microfácies descritas não se repetem na estratigrafia, exceto a eletrofácies E2a, que ocorre em dois intervalos diferentes. Desta forma, observa-se que os diferentes ciclos de diminuição/aumento de tamanho de poro relacionam-se não somente a fatores diagenéticos como também a alterações deposicionais dadas por variações do nível de base lacustre.

7.3 Sismofácies, eletrofácies e microfácies

Na Figura 21, analisando-se a seção apresentada, nota-se que o poço 1 encontra-se em um alto estrutural enquanto que o poço 2 encontra-se no contexto de um flanco ou baixo estrutural. Os padrões de sismofácies podem estar intimamente relacionados a estas feições estruturais observadas. Na região do poço 1, foram descritas sismofácies plano-paralelas, com variações na amplitude e frequência. Quando se migra em direção ao poço 2, as sismofácies passam a divergir, feição que pode estar associada a um regime progradante. De fato, conforme já foi discutido na seção anterior, na porção mais central do poço, a qual abrange a referida sismofácies, foram descritas microfácies aparentemente retrabalhadas, indicando ambiente de mais alta energia. Na porção mais basal, ainda na região do poço 2, voltamos às sismofácies plano-paralelas, sendo este padrão típico de ambientes estáveis, com taxas de deposição uniformes. Esta feição associa-se bem com o que foi descrito através das microfácies para esta região do poço, as quais são predominantemente constituídas por laminitos e calcário microcristalinos, de baixa energia. A mesma sismofácies volta a ocorrer na região mais apical do poço, associando também a microfácies de mais baixa energia. A variação de sismofácies plano-paralelas de alta e baixa frequência pode estar relacionada a maiores e menores heterogeneidades litológicas ou de porosidade, respectivamente. De fato, observa-se uma grande variação faciológica e textural a partir da petrografia, contudo, as escalas das ferramentas são distintas, o que dificulta uma maior acurácia em relação a esta conclusão.

Quando comparadas as eletrofácies com as sismofácies, apesar de se darem em escalas diferentes, nota-se que as sismofácies de mais alta frequência e amplitude encontram-se associadas a porções de ambos os poços onde há maior variação de eletrofácies, tais quais nas regiões intermediárias, onde há considerável variação entre as eletrofácies E1 e E2 (azul escuro e azul claro) (Figura 21). Contudo, não se pode afirmar que esta relação seja sempre verdadeira, uma investigação com um maior número de dados deve ser realizada para esta constatação.

7.4 Correlação dos poços

Por fim, conforme observado na sísmica, apesar dos poços se encontrarem em contexto deposicional diferenciado (em alto e baixo estrutural), através das eletrofácies nota-se três intervalos principais ocorrendo nos dois poços (Figura 27). No poço 1, o qual encontra-se num contexto de alto estrutural, as eletrofácies do intervalo 2 são mais delgadas em relação ao poço 2. Esta diferença de espessura pode estar relacionada ao processo de abatimento do bloco durante o processo de rifteamento, gerando sedimentos mais espessos e de mais alta energia associados a processos prográdantes no poço 2. Esta observação contrasta ao que foi estabelecido por Moreira *et al.* (2007), o qual defende que o início da deposição da Formação Barra Velha se estabeleceu após a fase pós-rifte. Não obstante, pode-se inferir que quando houve estabilização do processo de rifteamento, estromatólitos e sedimentos de ambiente de mais baixa energia começaram a se depositar na região apical do poço 2.

Apesar do poço 1 não ter apresentado dados suficientes para validação de suas eletrofácies, concluí-se que através da análise de eletrofácies e microfácies de um poço, é possível fazer a estimativa do que pode estar ocorrendo no outro, quando os mesmos apresentam certa proximidade.

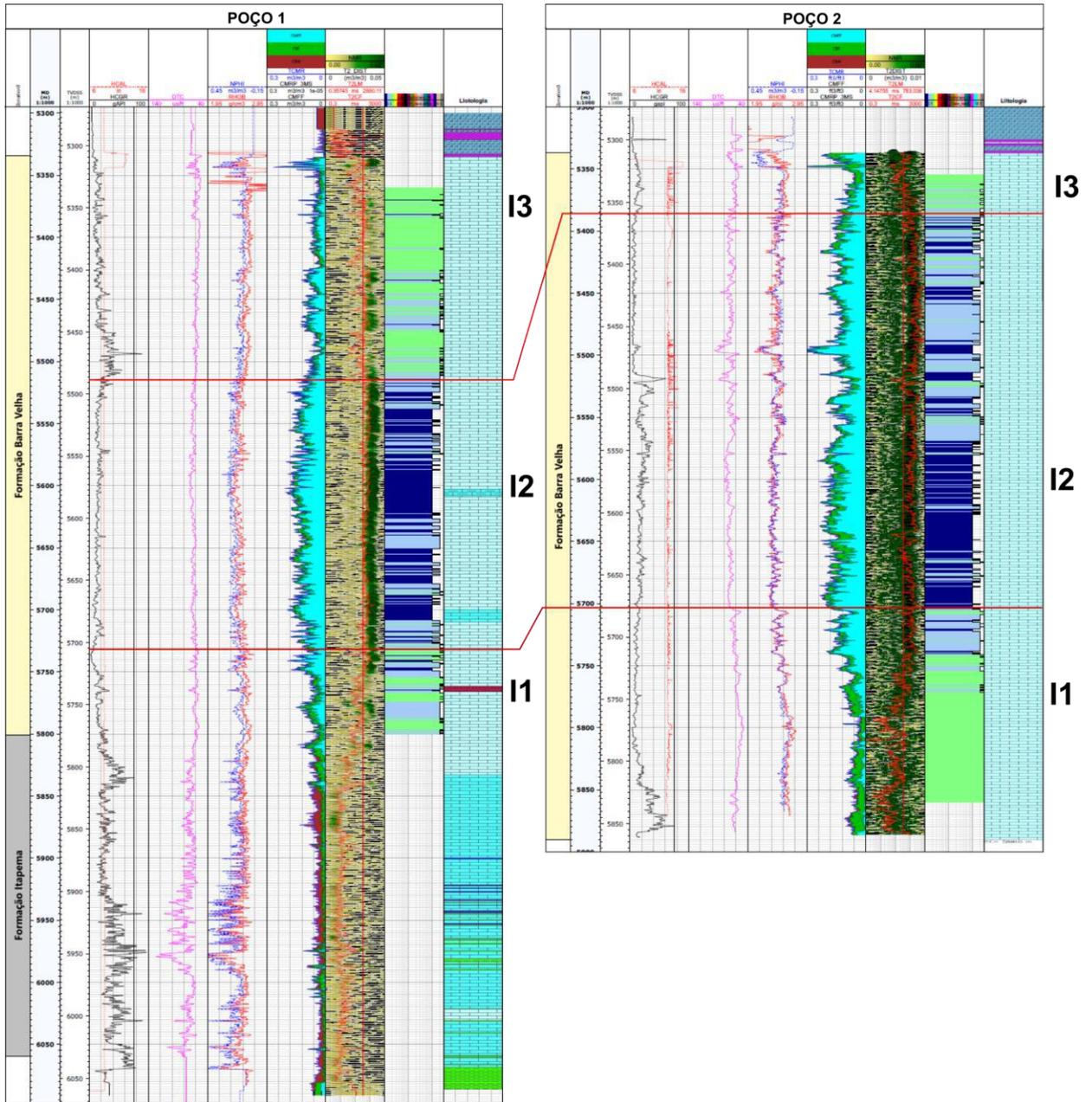


Figura 27: Correlação entre os poços estudados. As linhas vermelhas representam as separações dos dois intervalos dadas através da correlação das eletrofácies. I1, I2 e I3 representam, respectivamente, intervalo 1, 2 e 3.

8. CONCLUSÃO

Devido a alta complexidade apresentada pelos carbonatos do pré-sal, tem havido uma crescente demanda em pesquisas que tragam respostas sobre o contexto deposicional e o comportamento destas rochas mediante a aplicação de ferramentas geofísicas. Este trabalho se mostrou relevante nesta questão uma vez que, apesar do pequeno número de dados, empenhou-se em relacionar interpretações realizadas a partir de três ferramentas comumente usadas em estudos geológicos: dados de poços, petrografia e interpretação sísmica. As principais conclusões obtidas com este trabalho foram:

1. A análise estatística preliminar através de histogramas e cross-plots mostrou que os dois poços apresentaram no geral comportamento semelhante em relação a distribuições dos valores dados pelos perfis geofísicos. Isso implica numa homogeneidade no que diz respeito a aspectos litológicos. Os histogramas contribuíram para visualizar e delimitar faixas litológicas presentes, e inferir possíveis litologias e grau de porosidade/compactação/cimentação dessas rochas. Os *cross-plots* foram úteis para observar possível correlação entre os perfis e assim definir aqueles que seriam usados para a geração das eletrofácies.
2. Com a modelagem de eletrofácies, pode-se testar e validar um método de agrupamento de dados bastante utilizado em *machine learning*, o *K-means*. Tal método se mostrou razoável na separação de eletrofácies, criando agrupamentos com respostas esperadas para as curvas utilizadas para a sua geração, por exemplo, a eletrofácies E1 em ambos os poços apresentou características de alta porosidade associadas a baixos valores de densidade e velocidade de ondas acústicas, enquanto que a eletrofácies E3 agrupou intervalos de baixíssima porosidade, associando-os a maiores valores de velocidade de ondas acústicas e densidade.
3. Com o registro fotográfico das lâminas delgadas provenientes do conjunto de dados da ANP foi possível descrever grupos de microfácies característicos das três eletrofácies, onde a eletrofácies E1 associou-se a microfácies com alta porosidade, não necessariamente e somente a poros grandes, enquanto que a eletrofácies E3 relacionou-se a microfácies de baixas porosidades e a eletrofácies E2 a porosidades intermediárias.

4. Ainda no âmbito das microfácies, salienta-se que respostas altas para os perfis NMR, mas especificamente para a curva de CMFF (fluido livre), nem sempre estão associadas a poros grandes. Rochas microporosas podem originar respostas altas para esta curva na presença de fraturas, conclusão esta validada pelas lâminas petrográficas
5. A sísmica neste trabalho, mesmo com alto conteúdo de ruídos, se mostrou como uma ferramenta bastante importante na delimitação da Formação Barra Velha ao longo dos perfis dos poços, auxiliando na identificação de uma discordância erosiva com refletores sísmicos truncados, reconhecida como sendo o provável topo da sequência rifte (topo da Formação Itapema). Ainda, através da interpretação de uma seção arbitrária contendo os dois poços, foi possível a identificação de 6 sismofácies, que em associação com as microfácies, contribuiu para inferir sobre o contexto deposicional da região de estudo. Contudo, quando realizada a comparação das sismofácies com as eletrofácies, não ficou muito claro a presença de uma correlação entre as respostas dadas pelas duas ferramentas, tendo como possível causa a diferença de escala dada pelas duas ferramentas ou mesmo pela baixa qualidade do dado sísmico disponível.
6. Através dos perfis NMR também puderam ser observados ciclos/pacotes deposicionais, e em associação com a interpretação das microfácies, pode-se concluir que esta ciclicidade pode estar relacionada não só a fatores diagenéticos, como também a períodos de mais baixa e alta energia.
7. Apesar deste não ser o objetivo principal do trabalho, não se observou correlação entre as eletrofácies e um contexto ambiental característico. Cada eletrofácies apresentou diferentes grupos de microfácies, que por sua vez indicam diferentes regimes ambientais (maior ou menor energia).
8. A análise conjunta dos três métodos (eletrofácies, sísmica e petrografia) se mostrou bastante satisfatória, sendo possível a realização de inferências não somente à respostas dos perfis em função de diferentes tamanhos de poros, como também em relação a contexto deposicional, conforme observado nas discussões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Produção no pré-sal aumenta 3,6% em relação ao ano anterior. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/5112-producao-no-pre-sal-aumenta-3-6-em-relacao-ao-ano-anterior/> Acesso em: 10/06/2019.

CALDEIRA, J. N. M. Caracterização Estrutural da Seção Pré-Sal na Porção Central do Alto Externo da Bacia de Santos, Através da Análise Estrutural de dados Sísmicos. 2018. 113p. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, v. 38, n. 2, p. 29-46, 2008.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin, v.54, p. 207-250, 1970.

DARMAWAN, C.; ROSID, M. S.; RULLIYANSYAH, R. Magnetic Resonance (NMR) Logging Analysis at Hydrocarbon Field C South Sumatera. AIP Conference Proceedings, v. 2023, 2018.

DUNHAM, R.J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. In: Ham, W.E., Ed., Classification of Carbonate Rocks, AAPG, Tulsa, 1962, p. 108-121.

EMBRY, A.F.; KLOVAN, J.E. A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island. Canadian Petroleum Geology, v.19, p.730-781, 1971.

FIGUEIREDO, A.M.F.; PEREIRA, M.J.; MOHRIAK, W.U.; GAGLIANONI, P.C.; TRINDADE, L.A.F. Fatores que controlam a ocorrência de hidrocarbonetos na bacia de Campos (com ênfase nos arenitos turbidíticos). Relatório Interno, Petrobrás, pp. 67, 1983.

FOLK, R.L. Spectral Subdivision of Limestones Types. In: HAM, W.E. (Ed). Classification of Carbonates Rocks. American Association of Petroleum Geologist Memoirs, 1962, p. 62-84.

GAMA, R. Caracterização geoquímica de óleos biodegradados dos campos de Marlim Sul e Roncador, na Bacia de Campos. 2008. 183p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro.

GROU, T. M. L. Caracterização Geológica Da Formação Carapebus Da Bacia De Campos Através Da Análise De Eletrofácies. 2015. 116p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas.

HAMADA, G. M.; AL-BEHED, M. N. J.; AL-AWAD, M. N. J. NMR Logs Find Reserves By-passed by Conventional Analysis. Oil and Gas Journal, v. 97, p. 75-80, 1999.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C. M.; TASSINARI, C. C. G.; ALMEIDA, J.; TUPINAMBÁ, T.; SIGA, O.; TROUW, R. Correlation of Neoproterozoic Terranes Between

the Ribeira belt, SE Brazil and its African counterpart: Comparative Tectonic Evolution and open question. Geological Society Special Publication, London, v.294, p. 211-237, 2008.

HÜBSCHER, C.; GOHL, K. Reflection/Refraction Seismology. Encyclopedia of Marine Geosciences, 2014, 15p.

KRONBAUER, A. Modelagem Geostatística de fácies, propriedades petrofísicas e da saturação de óleo remanescente em um reservatório maduro. 2003. 138p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas.

LISBOA, D. R. Caracterização de Eletrofácies e correlação de poços no intervalo albio da Bacia de Campos. 2013. 80p. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction. AAPG Memoir 60, p. 3-24, 1994.

MEISLING, K. E., COBBOLD, P. R., MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG Bulletin, v. 85, n.11, p.1903-1924, 2001.

MITCHUM JR., R. M., VAIL, P. R., SANGREE, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: Payton, C. E. (ed). AAPG Memoir 26 - Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1977, Memoir 26, p. 117-133.

MOHRIAK, W.U.; MACEDO, J.M.; CASTELLANI, R.T.; RANGEL, H.D.; BARROS, A.Z.N.; LATGÉ, M.A.L.; ROZZI, J.A.; MIZUSAKI, A.M.P.; SZATMARI, P.; RIZZO, J.G. & AIRES, J.R. – 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. In: Salt tectonics: a global perspective. (eds). JACKSON, M.P.A.; ROBERTS, D.G., AND NELSON, S. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 65, Tulsa, USA, p. 273-304, 1995.

MOHRIAK, W. U. Bacias sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. CPRM, Brasília, p. 87-94, 2003.

MOHRIAK, W. U., NEMCOK, M., ENCISCO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. In: PANKHURST, R. J., TROUW, R. A., BRITO NEVES, B. B., WIT, M. J. West Gondwana: Pre-Cenozoic Correlations Across the South Atlantic Region. London. Geological Society, Special Publications, v. 294, p. 365-398, 2008.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.531-549, 2007.

NASCIMENTO, L.F. Caracterização dos reservatórios do grupo Macaé no campo de Garoupa – bacia De Campos – por meio de interpretação sísmica e perfis de poço. 2013. 64p. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto de Geociências e Ciências Exatas - Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho.

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil. 2010. 94p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

PAYNE, J.; HOOK, P. Spatial Variability of free-fluid Porosity in the Middle bakken Reservoir: Applying Traditional Mapping Techinques to Nuclear Magnetic Resonance Log Data. AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Colorado, p. 9-12, 2012.

PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 3-11, 1990.

PETROBRAS. Pré-Sal. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/> Acesso em 10/06/2019.

PETTIJOHN, F. J. Sedimentary Rocks. Harper and Row Publishers, New York, 3ed., pp. 628, 1975.

RICCOMINI, C., LUCY, G. S., COLOMBO, C. G. T. Pré-sal: geologia e exploração. Revista USP, São Paulo, v.95, p. 33-42, 2012.

RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. 2ed., Scotland: Rider-French Consulting Ltd, pp. 280, 2002.

RIDING, R. Microbial Carbonates: The Geological Record of Calcified Bacterial-Algal Mats and Biofilms. Sedimentology, v.47, p. 179-214, 2000.

SEVERIANO RIBEIRO, H. J. P. Estratigrafia de sequências: fundamentos e aplicações. São Leopoldo, RS: Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, pp.428, 2001.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation: Vol I. Principles. Schlumberger Limited, New York, NY, 1972.

SCHOLLE, P.A.; SCHOLLE, D. S. A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis. AAPG Memoir, v. 77, p. 1-477, 2003.

SOARES, J.A. Um fluxo de trabalho para modelagem de eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada. In: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira De Geofísica, Salvador, 2005. Anais... Salvador, 6p.

SOUZA JR., O. G. Análise de Dados Multivariados: Uma Eficiente Ferramenta para Descrição e Caracterização de Reservatórios. Revista Brasileira de Geociências, v. 6, n 3/4, p. 149-154, 1992.

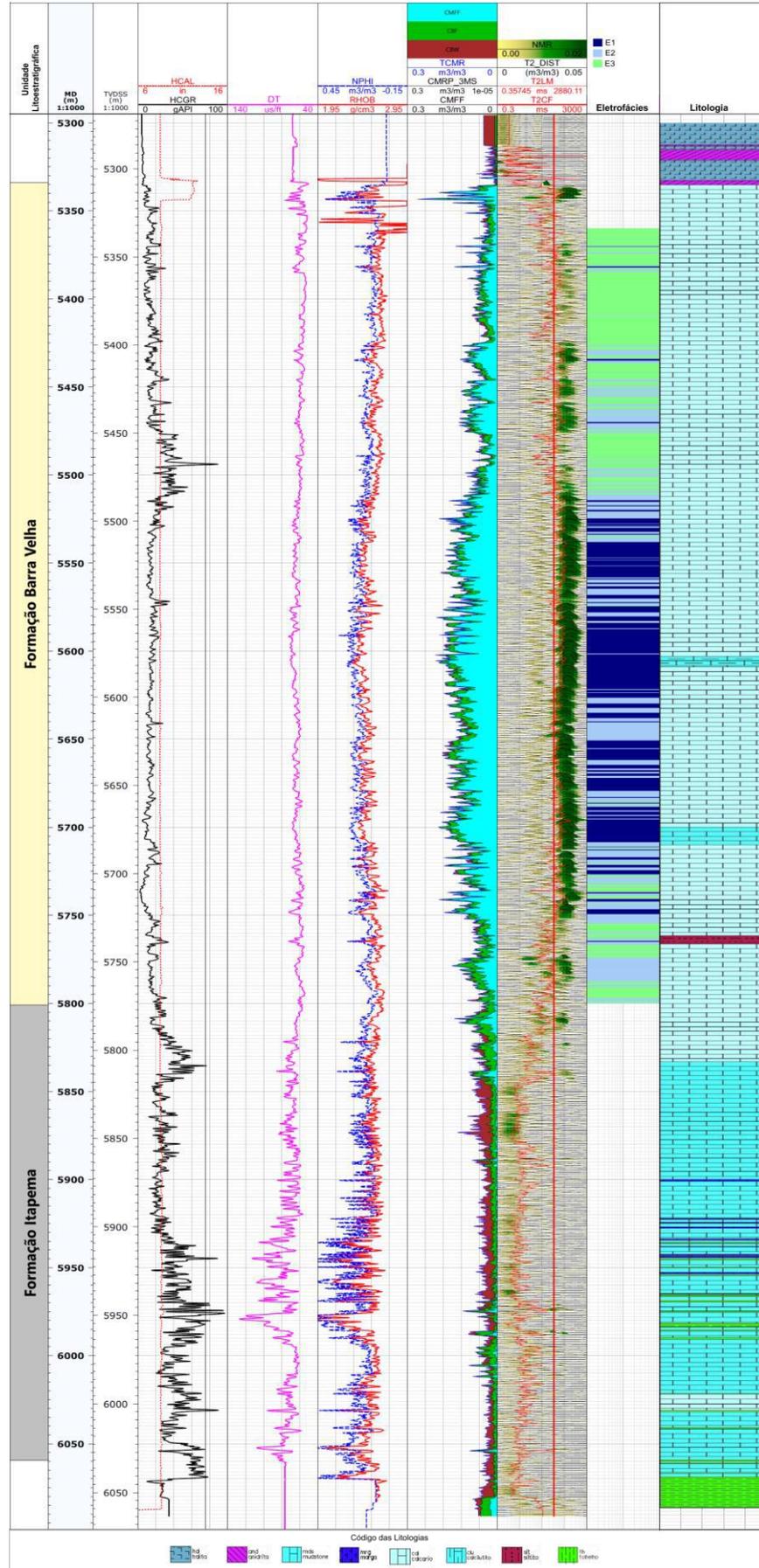
TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. B.; SOMBRA C. L.; ZAMBONATO, E. E.; JUSCHAKS, L. C. S.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAETH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; SILVA, N. G. C.; JUNIOR, P. A. M.; D'AVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S.; TONIETTO, S. N.; ANJOS, S. M. C.; CAMPINHO, V. S.; WINTER, W. R. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, p. 21, 2010.

YILMAZ, O. Seismic data analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Tulsa: SEG, v. 1, pp. 2028, 2001.

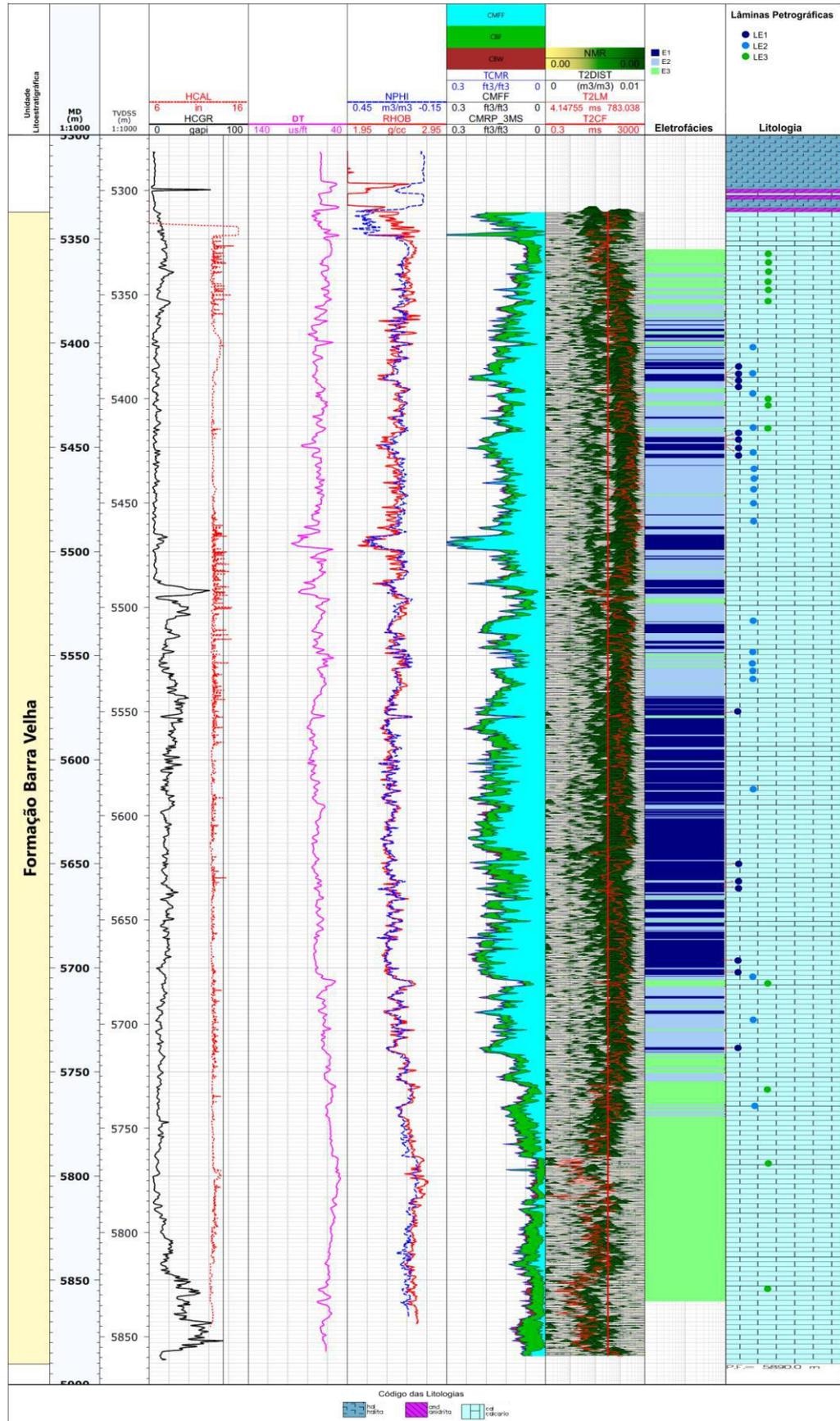
WESTPHAL, H.; SURHOLT, I., KIESL; C., THERM, H. F.; KRUSPE, T. NMR Measurements in Carbonate Rocks: Problems and an Approach to a Solution. Pure Applied Geophysics, v.162, pp. 549-570, 2005.

WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. *In*: Milani, E. J. (Ed), Boletim de Geociências da Petrobrás , v. 15, n. 2, pp. 511-529, 2007.

Apêndice 1 – Perfil completo do Poço 1



Apêndice 2 – Perfil Composto do Poço 2



Apêndice 3 – Seção sísmica arbitrária

Seção AD

