



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
MESTRADO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

NATHALIA MARTINHO SOUTO MUNIZ DA CRUZ

**MAPEAMENTO DE ELEMENTOS DEPOSICIONAIS E
DIAGENÉTICOS: IMPACTOS NOS MODELOS DE
RESERVATÓRIO E NAS ESTRATÉGIAS DE
DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DO PRÉ-SAL**

Niterói, RJ

2023

NATHALIA MARTINHO SOUTO MUNIZ DA CRUZ

**MAPEAMENTO DE ELEMENTOS DEPOSICIONAIS E
DIAGENÉTICOS: IMPACTOS NOS MODELOS DE
RESERVATÓRIO E NAS ESTRATÉGIAS DE
DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DO PRÉ-SAL**

Dissertação submetida ao
Programa de Pós-Graduação em
Dinâmica dos Oceanos e da Terra
como requisito parcial para a
obtenção do título de Mestre na
área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Dr. Alexandre Rodrigo Maul

MAPEAMENTO DE ELEMENTOS DEPOSICIONAIS E DIAGENÉTICOS: IMPACTOS NOS MODELOS DE RESERVATÓRIO E NAS ESTRATÉGIAS DE DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DO PRÉ-SAL

NATHALIA MARTINHO SOUTO MUNIZ DA CRUZ

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 10 de novembro de 2023.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (Universidade Federal Fluminense)

Dr. Leonardo Márcio Teixeira da Silva (Petrobras)

Dr. Ricardo Jorge Jahnert (UFPR)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci – Orientador (Universidade Federal Fluminense)

Prof. Dr. Alexandre Rodrigo Maul – Coorientador (Petrobras)

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

C955m Cruz, Nathalia Martinho Souto Muniz da
Mapeamento de elementos deposicionais e diagenéticos:
impactos nos modelos de reservatório e nas estratégias de
desenvolvimento de campos do Pré-sal / Nathalia Martinho
Souto Muniz da Cruz. - 2023.
313 p.: il.

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci.
Coorientador: Alexandre Rodrigo Maul.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Instituto de Geociências, Niterói, 2023.

1. Reservatórios carbonáticos. 2. Sismoestratigrafia. 3.
Zoneamento de reservatórios. 4. Pré-sal. 5. Produção
intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II.
Maul, Alexandre Rodrigo, coorientador. III. Universidade
Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Agradecimentos

Ao longo da minha trajetória pessoal, acadêmica e profissional - especialmente nos últimos 15 anos na Petrobras - adquiri conhecimentos inestimáveis e estabeleci amizades preciosas. Cada uma dessas pessoas contribuiu, à sua maneira, para a elaboração desta dissertação.

Primeiramente, sou grata à minha família, que suportou comigo os sacrifícios e ansiedades dos últimos dois anos. A tarefa de equilibrar as responsabilidades do lar, do trabalho e do Mestrado foi um desafio, e a compreensão e o apoio de vocês foram essenciais. Em seguida, gostaria de expressar minha sincera gratidão ao meu colega de trabalho na Petrobras, amigo e coorientador, Alexandre Maul. Seu incentivo constante, desde nosso primeiro encontro no curso de formação da UP, provou ser essencial. Maul, recordo-me claramente de quando você enfatizou a importância de aproveitar aquele tempo inicial de treinamento para ler os "paperzinhos" - um conselho que se confirmou verdadeiro! Desde então, o tempo tornou-se cada vez mais escasso!

Amplio meu agradecimento aos meus colegas de trabalho, em particular os petrofísicos, petrogeofísicos, geofísicos, geólogos e engenheiros envolvidos na exploração e no desenvolvimento do Campo de Tupi, do Campo de Mero e do Bloco de Libra. Este trabalho só foi possível devido à liberação de dois dias semanais para a minha dedicação ao Mestrado, concedida pelo corpo gerencial: Luciana Silva, Flávio Cruz, Marcelo Rosa, Paula Andrade, entre outros. Agradeço também aos colegas que suportaram minha ausência nesses dias: Thais Araújo, Victor Hugo Proença, José Marcelo Cruz, Adler Nascimento, Leonardo Oliveira, João Rosseto, Felipe Coelho, Lis Rocha e tantos outros.

Um agradecimento especial é dedicado aos amigos que contribuíram diretamente para este trabalho, auxiliando na edição e revisão de figuras, além de partilhar conhecimentos ao longo dos anos através de inúmeras discussões e trocas de experiências no desenvolvimento do Campo de Tupi: Thais Araújo, Adler Nascimento, Leonardo Teixeira, José Marcelo Cruz, Victor Artagão, Saulo Pedrinha, Luiz Freitas, João Paulo Gomes, Mônica Costa, Aline Brasil, Andrea Damasceno, Tatiana Oliveira, Bibiana Santos, Mario Paes, Danielle Marques, Tetsuo Miyakawa, Rejhane Cunha, Carlos Cunha, Ciro Climaco, Vitor Hespanhol, Clewerton Teixeira, Fernando Henrique Pereira, Marcílio Matos, Álvaro Favinha, Eduardo Naomitsu, Nivea Carramal, entre tantos outros.

Quero ainda expressar minha gratidão ao meu orientador Wagner Lupinacci pela confiança depositada, pelas discussões e contribuições, pela paciência com minha agenda atribulada e pelo conhecimento partilhado, que espero levar a um público ainda mais amplo através da parceria em futuras publicações científicas.

Por último, mas não menos importante, agradeço à Petrobras e às empresas parceiras que, juntas, desbravaram os desafios do Pré-sal e do Campo de Tupi, estabelecendo a base de conhecimento que serve de alicerce para esta dissertação. Estendo minha gratidão também à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e à Universidade Federal Fluminense (UFF) pela disponibilização de dados, ferramentas e infraestrutura que tornaram possível a realização deste trabalho, mesmo em meio à pandemia.

*"Nada na vida deve ser temido, apenas compreendido.
Agora é hora de compreender mais, para que possamos temer menos."*

Marie Curie (1867-1934), física e química, a primeira mulher a ganhar o Prêmio Nobel e a única pessoa a ganhar o Prêmio Nobel em duas disciplinas científicas diferentes (Física e Química).

RESUMO

Os reservatórios carbonáticos de hidrocarbonetos do Aptiano no Brasil, situados na seção Pré-sal da Bacia de Santos, são notadamente heterogêneos, fruto de múltiplos fatores. Este trabalho oferece uma análise petrogeofísica e sismoestratigráfica abrangente da Formação Barra Velha. Através da utilização de um amplo conjunto de dados em diversas escalas, incluindo amostras de rochas, perfis de poços e dados sísmicos, esta pesquisa delinea a distribuição estratigráfica e espacial dos elementos deposicionais e diagenéticos que compõem os reservatórios do Campo de Tupi. É apresentada uma detalhada metodologia para distinguir os depósitos da Formação Barra Velha das rochas da seção Pré-Alagoas. Além disso, uma interpretação conjunta de descrições de amostras de rocha e de perfis de poços é incorporada para produzir perfis contínuos de associações de fácies e identificar classes de porosidade efetiva. Adota-se uma abordagem pragmática de zoneamento estratigráfico, integrando perfis contínuos de associações de fácies, padrões de perfis, elementos de ciclo-estratigrafia, assinaturas sísmicas e influências diagenéticas, para definir as zonas BVE300, BVE200 e BVE100. Os principais aspectos sismoestratigráficos dessas zonas são examinados, destacando intervalos e regiões propícias à presença de reservatórios. Melhores reservatórios coincidem com períodos de retração do lago, especialmente marcados por um aumento das fácies *in-situ shrubs*, altas porosidades e permeabilidades. Essas propriedades são amplificadas por processos de dissolução, e as áreas e os intervalos nos quais o processo de carstificação é mais acentuado são identificados. Concomitantemente, o predomínio de *carbonatos com argilominerais* é associado aos baixos estruturais regionais e relativos. Ademais, verifica-se que apenas a zona BVE100 exhibe características típicas de um contexto tectônico do tipo *sag* e é identificada uma feição sísmica distinta deste intervalo, marcada por altas impedâncias acústicas, e denominada de *Feição X*. A *Feição X* acompanha poços com altas proporções das associações de fácies *de baixa energia* (laminitos e esferulitos) e *in-situ* incipientes associados, além de incluir níveis argilosos subsísmicos, sendo uma importante sinalização de degradação da qualidade do reservatório. As metodologias, os resultados e as discussões referentes ao Campo de Tupi influenciam outras áreas do Pré-sal e embasam estratégias de exploração e exploração mais eficientes.

PALAVRAS-CHAVE: reservatórios carbonáticos, Pré-sal, Campo de Tupi, Formação Barra Velha, petrogeofísica, sismoestratigrafia, associações de fácies, classes de porosidade, zoneamento de reservatórios, contextos tectônicos, fácies sísmicas.

ABSTRACT

The Aptian carbonate hydrocarbon reservoirs of Brazil, located within the Pre-salt section of the Santos Basin, display significant heterogeneity in reservoir quality, shaped by numerous factors. This study offers a comprehensive petrogeophysical and seismostratigraphic analysis of the Barra Velha Formation. Using an integrated, multi-scale dataset that encompasses rock samples, well logs, and seismic data, this research delineates the stratigraphic and spatial distribution of the depositional and diagenetic elements that constitute the reservoirs of the Tupi Field. A detailed methodology is outlined to differentiate the deposits of the Barra Velha Formation from the rocks of the Pre-Alagoas section. Additionally, a joint interpretation of rock sample descriptions and well logs is implemented to generate continuous profiles of facies associations and identify classes of effective porosity. A pragmatic approach to stratigraphic zoning is adopted, which integrates continuous profiles of facies associations, patterns of well logs, elements of cycle-stratigraphy, seismic signatures, and diagenetic influences to define the BVE300, BVE200, and BVE100 zones. The main seismostratigraphic characteristics of these zones are examined, highlighting the intervals and regions conducive to hosting reservoirs. Superior reservoirs coincide with periods of lake retraction, marked by an increase in *in-situ shrubs*, high porosities and permeabilities. These properties are amplified by dissolution processes, and areas and intervals where karstification is most pronounced are identified. Simultaneously, the predominance of *carbonates with clay minerals* is associated with regional and relative structural lows. It is noted that only the BVE100 zone displays features typical of a sag-type tectonic setting, and a unique seismic feature of this interval, identified by high acoustic impedances, is labelled as *Feature X*. *Feature X* accompanies wells with high proportions of *low-energy* (laminites and spherulitites) and *in-situ incipient* facies, including subseismic levels of clay, serving as a crucial indicator of reservoir quality degradation. The methodologies, results, and discussions concerning the Tupi Field inform other pre-salt areas and support the development of more efficient exploration and exploitation strategies.

KEYWORDS: carbonate reservoirs, pre-salt, Tupi Field, Barra Velha Formation, petrogeophysics, seismostratigraphy, facies associations, porosity classes, reservoir zoning, tectonic context, seismic facies.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABELAS	xliii
1 INTRODUÇÃO.....	44
1.2 Objetivos Gerais e Específicos	50
2 CONTEXTO GEOLÓGICO	52
2.1 A Formação Barra Velha	55
3 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA GEOLÓGICO-GEOFÍSICO.....	74
4 MATERIAIS E MÉTODOS.....	83
4.1 Área de estudo.....	83
4.2 Dados de poços	88
4.3 Dados sísmicos	92
5 METODOLOGIA.....	95
5.1 Análise da resolução vertical do volume sísmico de amplitudes.....	96
5.2 Estudos petrogeofísicos	102
5.2.1 Individualização estratigráfica da Formação Barra Velha	103
5.2.2 Interpretação de perfis de associações de fácies na Formação Barra Velha	118
5.2.3 Zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha.....	139
5.3 Inversões sísmicas e atributos sísmicos	152
5.3.1 Inversões sísmicas acústica e elástica	153
5.3.2 Atributos sísmicos geométricos e <i>de pseudo-relevo</i>	165
5.4 Mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe	167
5.5 Identificação, interpretação e análise de feições e fácies sísmicas	174
6 RESULTADOS E DISCUSSÃO	181
6.1 Associações de fácies e sismoestratigrafia de alta resolução.....	181
6.2 Fácies sísmicas: implicações na avaliação da qualidade dos reservatórios e nas estratégias de perfuração de poços	226
6.2.1 <i>Mounds</i> Carbonáticos.....	226

6.2.2 Feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados	232
6.2.3 <i>Feição X</i>	236
6.2.4 Feições e fácies sísmicas mais características dos Baixos Estruturais Relativos.....	248
6.2.5 Feições sigmoides ou cliniformas de borda da plataforma carbonática e as feições de dissolução e carstificação associadas.....	260
6.3 Catálogo de feições e fácies sísmicas	269
6.4 Mapa preditivo das regiões com predomínio de Fácies <i>Reservatório</i> , Fácies <i>Não-reservatório Argilosas</i> e Fácies <i>Não-Reservatório Fechadas</i> na zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100	281
7 CONCLUSÕES	286
8 RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS.....	291
REFERÊNCIAS	294

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: *Feição X* interpretada como feição sísmica indicativa de degradação da qualidade do reservatório e/ou diminuição da espessura permo-porosa rumo aos baixos estruturais, nas regiões dos módulos de produção Piloto Nodos de Tupi (seções sísmicas A-B) e Tupi Nordeste (seções sísmicas C-D), no Campo de Tupi. Tanto no mapa de amplitude sísmica 4D para o intervalo reservatório, como nas seções de amplitude sísmica 3D e 4D, o sinal sísmico é esmaecido na posição da *Feição X*. Por outro lado, nas seções de impedância acústica, a *Feição X* é ressaltada por altos valores, ao redor de 15000 g/cm³.m/s, exibidos em tons de amarelo e vermelho, com a sua geometria remetendo à letra X do alfabeto. No detalhe da seção de impedância acústica C-D, a *Feição X* aparece tanto em uma posição de flanco estrutural (a oeste) como em uma posição de baixo estrutural relativo (a leste) e, em ambas as posições, a *Feição X* está bordejando uma segunda feição sísmica, interpretada como um *mound* carbonático. Modificado de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b)..... 48
- Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (a), com recorte ampliado e detalhamento no Cretáceo Inferior (b). Modificado de Moreira *et al.* (2007)..... 54
- Figura 3: Associações de fácies interpretadas para o Campo de Tupi e suas relações com a lâmina d'água, a energia do ambiente e a distância em relação à margem local do lago. Fácies retrabalhadas predominam nos ambientes de mais elevada energia, sob maior ação de ondas, e o conteúdo siliciclástico associado aumenta em direção à margem local do lago. Nas condições de moderada a alta energia são abundantemente observadas fácies *in-situ*. Litologias de baixa energia (laminitos e esferulititos), bem como fácies argilosas ricas em minerais de argila magnesianas, estão mais relacionadas aos Baixos Estruturais Regionais – ambientes profundos no contexto topográfico do Campo de Tupi – ou energeticamente protegidos (Baixos Estruturais Relativos). Modificado de Pedrinha *et al.* (2018) e Pedrinha *et al.* (2023)..... 60
- Figura 4: Fisionomia das fácies interpretáveis no perfil de imagem (BHI) resistiva do poço 20, perfurado na Formação Macabu da Bacia de Campos, e modelo deposicional correspondente. FWWB: base de ondas de tempo bom. SWB: base de ondas de tempestade. Modificado de Muniz & Bosence (2015); após Carmo (2021)..... 61
- Figura 5: Evolução deposicional dos reservatórios da Formação Barra Velha do Campo de Tupi, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. São observadas variações estratigráficas de média a grande-escala, interpretadas em função da paleotopografia do lago, consequência de modificações graduais na atividade tectônica e de flutuações climáticas. Distintos padrões de empilhamento vertical de fácies e de valores e comportamento dos perfis de raios gama total são associados ao zoneamento do reservatório. Os triângulos representam ciclos de Karagodin (1975), nos quais as fases de afogamento/expansão do lago são denotadas por triângulos azuis e as fases de raseamento/retração do lago por triângulos vermelhos. As curvas de proporções verticais de associações de fácies e as classes de perfis de raios gama total foram calculadas a partir de todos os poços perfurados. SEM: superfície de expansão máxima do lago; SRM: superfície de retração máxima do lago. Modificado de Pedrinha *et al.* (2018) e Pedrinha *et al.* (2023). Favor consultar a próxima figura para obter a descrição das sequências elementares do Tipo 1, Tipo 2 e Tipo 3..... 63
- Figura 6: Representações esquemáticas dos tipos principais de sequências elementares idealizadas e identificadas nos depósitos da Formação Barra Velha no Campo de Tupi. Os triângulos representam ciclos de Karagodin (1975), nos quais as fases de

afofamento/expansão do lago são denotadas por triângulos azuis e as fases de raseamento/retração do lago por triângulos vermelhos. As litologias relacionadas com ambientes *de baixa energia* incluem: laminitos lisos e crenulados, esferulitos e sedimentos finos siliciclásticos associados. A associação de fácies *carbonatos com argilominerais* não está representada nas sequências elementares, uma vez que pode ser qualquer uma dessas associações de fácies com significativa presença de argilominerais. Modificado de Artagão (2018), Pedrinha *et al.* (2018), Magalhães *et al.* (2020) e Pedrinha *et al.* (2023). 65

Figura 7: Proposta de classificação e agrupamento de fácies para os depósitos carbonáticos da Formação Barra Velha, segundo Gomes *et al.* (2020). 67

Figura 8: Seção de correlação estratigráfica exibindo a distribuição de fácies para os 8 poços estudados por Gomes *et al.* (2020) no Campo de Sapinhoá. Maiores proporções de fácies argilosas (*e.g.*, carbonatos com argilominerais magnesianos) foram interpretadas em poços perfurados no sentido do interior da bacia e/ou em baixos estruturais. Fácies *in-situ* predominam nos paleo-altos estruturais. Modificado de Gomes *et al.* (2020).... 68

Figura 9: Diversas interpretações propostas para a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, com ênfase na Formação Barra Velha. A tabela resumida, derivada de Castro (2019) e complementada por Mello (2020), incorpora a interpretação adotada neste estudo, adicionalmente fornecendo uma representação esquemática e simplificada das principais litologias e associações de fácies identificadas na área de estudo. 70

Figura 10: *Crossplots* de impedância acústica *versus* porosidade total, efetiva e *de fluido livre*. Informações provenientes de 51 poços perfurados no Campo de Tupi. Gráficos coloridos por porosidade efetiva, calculada a partir do perfil de ressonância magnética nuclear. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. *Escala sísmica*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz. 75

Figura 11: Representação dos intervalos argilosos nos perfis de porosidade de ressonância magnética nuclear (RMN). A curva vermelha (preenchida na cor ciano) denota a porosidade de fluido livre, a curva azul marinho (preenchida na cor azul) a porosidade efetiva e a curva preta (preenchida na cor verde) a porosidade total. Intervalos com alto conteúdo de argilominerais apresentam valores de porosidade de fluido livre usualmente inferiores a 2%, enquanto intervalos com baixo conteúdo de argilominerais podem apresentar valores similares de porosidade efetiva e total. Perfil esquemático modificado de Artagão (2018). 76

Figura 12: Comparação entre resultados de classificação Bayesiana para fácies argilosas [(a) e (b)], obtidos para a porção superior da Formação Barra Velha no módulo de produção Piloto de Tupi (c). A classificação que utiliza somente impedância cisalhante (I_s) e razão V_p/V_s (a) indica alta probabilidade de ocorrência de fácies argilosas em direção aos altos estruturais, o que está em desacordo com o modelo conceitual deposicional e com as informações dos poços que foram recentemente perfurados. A classificação que incorpora impedância cisalhante (I_s), razão V_p/V_s e profundidades [TVDS]; (b) retorna melhores resultados, contudo, ainda exibindo significativo ruído. Modificado de Cruz *et al.* (2021a). 78

Figura 13: Seções e mapas modificados de Kneller *et al.* (2019). (a) Comparação entre os mapas de probabilidade de *carbonatos limpos* provenientes da classificação Bayesiana e da inversão geostatística. (b) Comparação entre seções do volume de probabilidade de *carbonatos limpos* provenientes da classificação Bayesiana (1-2) e da inversão geostatística (3-4). (c) Comparação entre os mapas e os perfis de impedância acústica

provenientes da inversão tradicional e da inversão geostatística. O produto da inversão determinística tradicional é de caráter mais descontínuo, com “efeito de bolha” ao redor dos poços de controle e, no poço C, demonstra pior concordância entre a impedância calculada a partir dos perfis sônico e densidade (traço preto) e o traço sísmico invertido para impedância (vermelho).	80
Figura 14: Recorte ampliado da tabela de fácies sísmicas apresentada por Minzoni <i>et al.</i> (2021), destacando a fácies SF3.	81
Figura 15: Localização regional do Campo de Tupi no polo Pré-sal da Bacia de Santos (a) e detalhes das Áreas de Iracema (b) e de Tupi [Jazida Compartilhada; (b) e (c)]. A Área de Tupi pode ser geograficamente subdividida em áreas Oeste e Principal [polígonos pretos tracejados; (b)]. Em destaque na área Principal, a área de estudo ou de interesse geológico (AIG), incluindo os poços selecionados (b) e uma visão das falhas geológicas que atravessam o horizonte sísmico Base do Sal, topo aproximado do intervalo estratigráfico BVE100 [polígonos vermelhos tracejados; (b)]. A estruturação principal da Área de Tupi é NE-SW (c) e da Área de Iracema é NW-SE (b). A área de Tupi pode ser geograficamente subdividida em áreas Oeste e Principal [polígonos pretos tracejados; (b)]. Em destaque na área Principal, a área de estudo ou de interesse geológico (AIG) [polígonos vermelhos tracejados; (b) e (c)], incluindo os poços selecionados e uma visão das falhas geológicas [traços pretos contínuos; (c)] que atravessam o horizonte sísmico Base do Sal, topo aproximado do intervalo estratigráfico BVE100. A estruturação principal da área de Iracema é NW-SE (b) e da Área de Tupi, incluindo a AIG, é NE-SW (c).....	84
Figura 16: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização das áreas de Iracema, Tupi e de interesse geológico (AIG; polígono vermelho tracejado) e o posicionamento dos poços selecionados para este trabalho. A AIG foi subdividida em seis ambientes geográficos, denominados Borda Leste, Alto Estrutural Principal, Baixos Estruturais Relativos, Alto Estrutural Secundário, Borda Oeste e Baixos Estruturais Regionais.	86
Figura 17: Distribuição percentual da produção do Pré-sal por campo. Dados divulgados através do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, número 136, ANP, 2022..	87
Figura 18: <i>Ranking</i> dos vinte maiores campos produtores do Brasil. Informação disponibilizada no Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, edição de dezembro de 2021.....	88
Figura 19: Informações de perfis e testemunhos disponíveis para o poço P13 (Alto Estrutural Secundário).	92
Figura 20: Detalhe dos ajustes das profundidades dos testemunhos recolhidos para o poço P13 (Alto Estrutural Secundário). É possível observar o perfeito casamento entre os perfis de raios gama Core Gamma (intervalo testemunhado), GRT (total) e GR (espectral). .	93
Figura 21: Fluxograma esquemático destacando as principais atividades que compõem a metodologia empregada (a) e a descrição resumida dos estudos petrogeofísicos realizados (b).	97
Figura 22: Conteúdo de frequência do volume sísmico de amplitudes <i>full</i> . A janela de cálculo do espectro foi de 4400ms até 5000ms e equivale a porção superior da seção Pré-sal na área de estudo. Considerando o critério de um quarto do comprimento de onda do sinal (Kallweit & Wood, 1982), a resolução vertical do dado sísmico disponível é de aproximadamente 30 metros.....	98

Figura 23: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de amplitudes através de um modelo de cunha (a) e de modelagem sísmica direta em tempo (b) e profundidade (c). A cunha modelada possui espessura máxima de 100 metros (c) e é representativa de uma camada de carbonatos porosos, envolta por carbonatos *fechados* (a). No gráfico de espessura real *versus* espessura aparente foi interpretada uma espessura de *tuning* de aproximadamente 38 metros (d). A variação da amplitude, em módulo, foi observada no topo do reservatório (d). Nas menores espessuras, ao redor de 5 metros, a tendência AVA (amplitude *versus* ângulo de incidência) observada de redução da magnitude da amplitude com o aumento do ângulo, chega a ser alterada e não é possível a distinção de um refletor para a base do vértice da cunha. 100

Figura 24: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de amplitudes (a), através de dois modelos de cunha (b.1 e b.2) compatíveis com a variação litológica observada no poço WAG2 (a) e suas correspondentes modelagens sísmicas diretas em tempo (c.1 e c.2). No gráfico de espessura real *versus* espessura aparente construído para a Cunha 1, a forte amplitude da camada constante de anidrita dificulta a constatação da espessura de *tuning* (e.1) e a partir de 50 m já não é possível separar o topo do reservatório do topo dos carbonatos com argilominerais (c.1). No gráfico de espessura real *versus* espessura aparente para a Cunha 1A, modelada sem anidrita na base do pacote de sal, foi interpretada uma espessura de *tuning* de 38 metros (c.2)..... 101

Figura 25: Recorte dos perfis PAG e Composto disponíveis para o poço P2, elucidando a transição entre as Formações Ariri (pacote de sal) e Barra Velha (carbonatos), bem como a espessura de anidrita basal informada neste poço (aproximadamente cinco metros). A escala vertical é 1:1000. 105

Figura 26: Visão esquemática da interpretação dos horizontes sísmicos Fundo do Mar, do Topo e da Base do Sal nos arredores do poço N2 (Borda Oeste). Os marcadores geológicos correspondentes foram interpretados a partir dos perfis dos poços (sônico compressional, GRT e densidade), com suporte de seções sísmicas em tempo (TWT; ms) e profundidade (m). Dentro da Formação Ariri (pacote de sal), o perfil sônico (em amarelo) adquirido é do tipo LWD. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. 107

Figura 27: Interpretação das seções Alagoas (Formação Barra Velha) e Pré-Alagoas e dos topos dos intervalos estratigráficos BVE100 e ITP100 nos poços I10 e WAG2 (Baixos Estruturais Relativos), P1 e P11 (Alto Estrutural Principal). Nos poços P1 e P11 é possível a subsequente individualização das rochas ígneas da Formação Camboriú. Nos altos estruturais, a exemplo do poço P11, as formações Itapema e Piçarras foram erodidas ou não depositadas. Na maioria dos poços, a DPA é sísmicamente representada por uma reflexão positiva (vide sismogramas sintéticos). Nos *tracks* são exibidos: profundidades MD e TVDSS (T1 e T2), perfis de raios gama total e espectral (T3 e T4), mergulhos (*dip poles*) e curva de mergulho acumulado interpretados nos perfis de imagem (T5 e T6), sismogramas sintéticos e perfil sônico compressional (T8 e T9). Dados de amostras laterais (T7) e de testemunhos (T10), tais como as amostras de *coquinas* A1 e A2, balizam as marcações. A localização da seção de correlação estratigráfica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (GRK), urânio (GRU) e tório (GRTh) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100..... 111

Figura 28: Destaque da interpretação das seções Alagoas e Pré-Alagoas no poço P1 (Alto Estrutural Principal). Na seção Pré-Alagoas é adicionalmente individualizada a Formação

Camboriú. A discordância Pré-Alagoas (DPA) é sinalizada pela flexão da curva de mergulhos acumulados e por diferentes padrões de azimutes dos acamamentos. Neste poço, a DPA é equivalente a uma reflexão sísmica positiva (*vide* Sismograma), mas esta assinatura varia de acordo com o contraste de impedância acústica na interface. Dados de amostras laterais e testemunhos, tais como a amostra do reservatório de *coquinas* (A2) suportam as marcações. São observados diferentes padrões de raios gama para cada intervalo. No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente. 112

Figura 29: Detalhe da interpretação sísmica nos arredores do poço N2 (Borda Oeste), com individualização das formações Itapema, Piçarras e Camboriú. Adicionalmente, é interpretado um evento magmático mais jovem, com datação $^{40}\text{Ar}-^{39}\text{Ar}$ de 119.9 ($\pm 1,1$) Ma, aqui denominado Evento Mágmató Tupi. Este evento situa-se encaixado aos sedimentos argilosos da Formação Piçarras (observar as menores resistividades e ausência de separação nas curvas RES1 a RES5) e inclui trechos de rochas vulcanoclásticas que ocasionalmente exibem potencial de rocha reservatório e indícios de óleo. RES1 indica a resistividade mais rasa (10'), enquanto RES5 representa a resistividade mais profunda (90'). Para contexto, a perfuração do poço N2 foi realizada com fluido de lama à base óleo (fluido sintético). Além disso, a seção arbitrária de amplitudes apresenta a interpretação sísmica do Evento Mágmató Tupi a partir do poço N2 e através dos poços I5 e P13, acompanhada pela identificação e pelo mapeamento da Discordância Pré-Jiquiá (DPJ) ao redor do poço N2. A DPJ correlaciona-se mais estreitamente com um pico de amplitude negativa, marcando o início dos depósitos predominantemente argilosos ou folhelhos da Formação Piçarras. No poço I5 há coincidência entre a DPJ e o topo do Evento Mágmató Tupi para um mesmo refletor sísmico. A localização da seção sísmica arbitrária é representada no mapa estrutural da Base do Sal. No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente. 113

Figura 30: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2 (Borda Oeste), incluindo horizontes sísmicos regionais (Fundo do Mar e Topo do Sal) e as principais discordâncias reconhecidas para as seções Alagoas e Pré-Alagoas na área de estudo. Os marcadores geológicos correspondentes aos horizontes sísmicos exibidos foram interpretados a partir dos perfis dos poços, com suporte de seções sísmicas em tempo (TWT; ms) e profundidade (TVDSS; m). Nas seções é possível observar a relação entre os refletores sísmicos e as respostas dos perfis sônico compressional, GRT e densidade para os horizontes sísmicos interpretados. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. 114

Figura 31: Visão esquemática da interpretação sísmica das seções Alagoas e Pré-Alagoas ao redor dos poços N2 (Borda Oeste) e P6 (flanco do Alto Estrutural Principal). Na superfície representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de raios gama total (GRT; em verde). Na seção sísmica, observar o comportamento dos refletores sísmicos, os quais estão significativamente mais basculados na seção Pré-Alagoas do que na Alagoas, especialmente ao redor de P6. A DPA é comumente mapeada sobre um refletor sísmico positivo (poços N2 e P6), mas pontualmente ocorrem variações de contrastes de amplitude/impedância acústica, tal como observado na vizinhança do poço N2, onde a discordância é interpretada sobre um refletor negativo (seta azul). A localização da seção sísmica arbitrária está no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta N2-P6).
..... 116

Figura 32: Visão esquemática da interpretação sísmica das seções Alagoas e Pré-Alagoas ao redor dos poços WAG1 (Baixo Estrutural Relativo), P1 (Alto Estrutural Principal) e I10B (Borda Leste). Na superfície representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de raios gama total (GRT; em verde). Na amplitude sísmica, seção Pré-Alagoas, atinar para o *pinch-out* dos estratos contra os altos do embasamento econômico. Dentro da Formação Camboriú, observar a variação lateral e vertical de amplitudes e fácies sísmicas. As fortes reflexões inclinadas (pontilhado amarelo), correspondentes aos diversos derrames basálticos, perdem contraste de amplitude e definição com a profundidade. A localização da seção sísmica arbitrária está no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta A-B).. 117

Figura 33: Quadro-resumo das sete associações de fácies identificadas na área de estudo, cuja classificação foi baseada em critérios genéticos, ambientais e relacionados a reservatórios, conforme Pedrinha *et al.* (2018). As fotografias das amostras de rocha são representativas dos poços analisados. Os valores médios de porosidade efetiva e permeabilidade foram obtidos através de análises laboratoriais utilizando ensaios de petrofísica básica. Dado que as permeabilidades apresentam elevados desvios padrões, os valores medianos são também fornecidos e representam de forma mais precisa as propriedades de fluxo das rochas. É importante observar que os *carbonatos com argilominerais*, devido às suas características petrofísicas específicas, foram classificados na associação de fácies argilosas (7), distintamente das demais fácies *de baixa energia* (6). 119

Figura 34: Ajuste da profundidade da amostra lateral com auxílio do perfil de imagem acústica. 121

Figura 35: Ilustração da interpretação das fácies carbonáticas retrabalhadas, *in-situ* e com feições de dissolução em perfis de imagem acústica e testemunhos de rocha. As fácies retrabalhadas com alto teor de siliciclásticos diferenciam-se das demais fácies retrabalhadas pela apresentação de valores mais elevados no espectro do elemento potássio (K), destacado em verde, no perfil de raios gama espectral (GR). Os espectros de urânio (U) e tório (Th) estão representados nas cores cinza e vermelho, respectivamente. 121

Figura 36: Ilustração da interpretação das fácies carbonáticas retrabalhadas, *in-situ*, *de baixa energia* e com feições de dissolução em perfis de imagem acústica e testemunhos de rocha. Na comparação com os intervalos adjacentes, as fácies *de baixa energia* apresentam padrão mais laminado e maiores valores nos perfis de raios gama total (GRT). No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente..... 122

Figura 37: Análise integrada das fácies carbonáticas com feições de dissolução, combinando perfis de imagem acústica, elétricos e resultados de testes de injetividade de fluidos (II). No poço P23 (Borda Leste), observa-se uma feição de carstificação (*vide* colchetes vermelhos), com extensão vertical de aproximadamente dois metros e que pode ser interpretada como uma caverna. O trecho mais poroso e permeável é evidenciado nos perfis de densidade (RHOB), nêutrons (NPHI) e sônico (destaque para o "*bright spot*"). 125

Figura 38: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Apesar da altíssima sobreposição entre os pontos que compõem os *clusters* de cada associação de fácies, é possível observar tendências nos comportamentos das fácies *carbonatos com argilominerais*, *de baixa energia*, retrabalhados com conteúdo

siliciclástico e carbonatos com feições de dissolução. As fácies *in-situ* e carbonatos retrabalhados não despontam nenhuma *clusterização* específica. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm..... 128

Figura 39: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Apesar da altíssima sobreposição entre os pontos que compõem os *clusters* de cada associação de fácies é possível observar tendências nos comportamentos das fácies *carbonatos com argilominerais* e retrabalhadas *com conteúdo siliciclástico*. Os carbonatos com argilominerais são o agrupamento de maior destaque e apresentam menor sobreposição de pontos com as demais fácies no gráfico PhiE x DTC. Para este conjunto de *xplots* as demais fácies não despontam nenhuma *clusterização* específica. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm..... 129

Figura 40: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Os *carbonatos com argilominerais* apresentam agrupamento específico que os distingue das demais fácies, apesar de persistir um certo grau de sobreposição de pontos. Para as demais fácies não há razoável separação. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. 130

Figura 41: Interpretação dos intervalos argilosos no poço P6 (Flanco do Alto Estrutural Principal). A associação de fácies *carbonatos com argilominerais* é interpretada, principalmente, a partir dos perfis de porosidade e de argilosidade derivados do perfil de ressonância magnética nuclear, com suporte das descrições das amostras laterais e dos testemunhos. Apesar da ausência de aumento expressivo de valores de raios gama, ocorrem respostas discriminantes auxiliares nos perfis de resistividade, densidade, neutrão, impedância acústica e permeabilidade (diminuição). Comumente, os pacotes argilosos podem ainda ser demarcados através do aumento dos valores de trânsito do sônico e do atributo Razão Vp/Vs. A depender da espessura e da resolução sísmica, o topo desses pacotes pode coincidir com fortes picos de amplitude negativa (*vide* sismograma sintético)..... 133

Figura 42: Detalhe da interpretação dos intervalos argilosos nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional) e I5 (Borda Oeste). Dentro dos pacotes argilosos, pontualmente, alguns intervalos aparecem como picos esparsos de maiores porosidades efetivas e/ou de fluido livre, acima de 6 % e 2 % respectivamente, como sinalizados pelas setas vermelhas. A localização da seção de correlação estratigráfica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. Esta seção está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100..... 134

Figura 43: Gráficos das relações de Ip versus Is, Ip versus Vp/Vs e Is versus Vp/Vs em função das associações de fácies e tabelas com os valores médios de Ip, Is, Vp/Vs e porosidade efetiva para cada associação de fácies. Os *carbonatos com argilominerais* apresentam agrupamento que os distingue das demais fácies, apesar de persistir uma sobreposição de amostras, especialmente entre os valores de Vp/Vs de 1,8 até 1,88. Para as demais fácies, apesar de não haver uma clara separação, há uma tendência de aumento da associação de fácies *de baixa energia* para os maiores valores de Ip e Is e um aumento relativo dos *in situ shubs*, dos carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução para os respectivos menores valores. Nas tabelas, os valores médios de Ip, Is, Vp/Vs e porosidade efetiva reforçam as tendências observadas nos gráficos. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. *Escala sísmica*: 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz. 137

Figura 44: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) de Ip versus Is, Ip versus Vp/Vs, Is versus Vp/Vs e PHIE (porosidade efetiva) coloridos por classes de porosidade efetiva. A classe de porosidade Fácies Reservatório (sombreado azul) é composta por amostras de

valor igual ou superior a 6% de porosidade efetiva. Abaixo de 6% de porosidade efetiva e para os maiores valores de impedância (sombreado verde) distingue-se a classe de porosidade *Fácies Não-Reservatório Fechada*. Os carbonatos com argilominerais são assinalados como *Fácies Não-Reservatório Argilosa* independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora majoritariamente estejam relacionados com valores de PHIE menores que 6% e altos valores de V_p/V_s (sombreado vermelho), havendo poucas amostras espúrias que escapam desta tendência. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. *Escala sísmica*: 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz..... 138

Figura 45: Interpretação dos topos dos intervalos estratigráficos BVE100, BVE130, BVE200, BVE300 e ITP100, através dos perfis do poço P21 e na seção de amplitude sísmica atravessada pelos poços P21, P22 e P23, na Borda Leste do Campo de Tupi. Observar, principalmente, as diferenças nas tendências de valores dos perfis de raios gama, nas atitudes dos mergulhos das camadas e na flexão da curva de mergulho acumulado. Nesta porção da área de estudo há predomínio de fácies retrabalhadas, *in-situ* e maior incidência de níveis de dissolução. São observadas feições sísmicas do tipo *mound*, associadas a falhas do embasamento, tanto nos intervalos superiores (P20) como nos intervalos BVE200 e BVE300 (P21, P22, P20). A localização da seção sísmica arbitrária está representada no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta A-B). 144

Figura 46: Reconhecimento de assinaturas típicas de perfis de raios gama total (GRT) e sônico compressional (DTCO) para os intervalos BVE100, BVE200 e BVE300 (a). A seção de correlação estratigráfica entre os poços N2, P2, WAG2 e DG1 exemplifica como essas assinaturas foram identificadas, apesar de suaves alterações e rastreadas por longas distâncias (quilômetros) em toda a extensão da área de estudo. Rumo aos altos estruturais são interpretados nos poços, com apoio das seções sísmicas, recorrentes *pinch-outs* ou *acunhamentos* dos intervalos estratigráficos BVE200, BVE300 e ITP100, por consequência de erosão ou não deposição, e estes intervalos apresentam significativas variações de espessura. No intervalo BVE100 são notadas pequenas variações de espessura. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100. 145

Figura 47: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2, incluindo horizontes sísmicos regionais (Fundo do Mar e Topo do Sal), as principais discordâncias reconhecidas para as seções Alagoas e Pré-Alagoas (Base do Sal, DIA e DPA) na área de estudo, e o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha (intervalos BVE100, BVE200 e BVE300). Marcadores geológicos foram interpretados a partir dos perfis dos poços, com suporte de seções sísmicas de amplitude em tempo (TWT; ms) e profundidade (m). Aqui são exemplificadas as respostas sísmicas e as assinaturas dos perfis sônico compressional, GRT e densidade. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. 147

Figura 48: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2 (Borda Oeste), com foco nos topos dos intervalos estratigráficos BVE100, BVE130, BVE200, BVE300 e ITP100. Na porção oeste da área de estudo, os topos dos intervalos BVE100, BVE130, BVE300 e ITP100 são usualmente representados por refletores sísmicos positivos, enquanto o topo do intervalo BVE200 é tipicamente representado por uma reflexão negativa. 148

Figura 49: Visão esquemática da interpretação sísmica da seção Pré-sal ao redor dos poços N2 e P6. Na superfície sísmica representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de

raios gama total (GRT; em verde). Na seção Pré-Alagoas e no intervalo estratigráfico BVE300, especialmente ao redor do poço P6, notar a geometria externa cuneiforme dos estratos sedimentares, com terminações em *pinch-out* contra os altos do horizonte sísmico Embasamento Econômico. Do Embasamento Econômico até a Discordância Intra-Alagoas são observados e mapeados significativos crescimentos de seção (variações de espessura) característicos de um contexto rifte. Entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, zona BVE100, praticamente não há variação de espessura entre os poços e a geometria das camadas é predominantemente tabular e contínua, mais típica de um contexto tectônico do tipo *sag*. 149

Figura 50: Interpretação dos topos dos intervalos estratigráficos BVE200, BVE130 e BVE120 em consonância com topos de ciclos de retração do lago e menores valores de GRT nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional), W3 e I5 (Borda Oeste). Observar o aumento relativo de fácies *de baixa energia* no intervalo BVE130 e os espessamentos e o predomínio de *carbonatos com argilominerais* no intervalo BVE200. Rumo aos baixos estruturais a ocorrência significativa de fácies argilosas aumenta os valores do perfil sônico e a entrada do intervalo BVE200 acaba refletiva como um pico negativo de amplitude nos sismogramas sintéticos. Cabe também apontar que no intervalo BVE200 são observadas moderadas variações de espessura, as quais nesta seção de correlação ultrapassam 50 metros. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100. Nos poços W3 e I5 desconsiderar os trechos iniciais de perfilagem que apresentam valores anômalos de RMN e de *caliper*. 150

Figura 51: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização da área de interesse geológico (AIG; polígono pontilhado em vermelho) e dos poços selecionados para este trabalho. O subconjunto de poços destacados por retângulos azuis serviu de *blind* testes para avaliar a qualidade das inversões sísmicas acústica e elástica realizadas. 154

Figura 52: Fluxo geral de inversão sísmica acústica *de alta frequência* empregado neste trabalho. A metodologia de inversão acústica *sparse-spike* e *de alta frequência* foi desenvolvida e descrita por Cunha *et al.* (2019). 156

Figura 53: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização das áreas de Iracema e Tupi (Principal e Oeste) e com o posicionamento dos poços selecionados para este trabalho (a). Em destaque na área de interesse geológico (AIG), a interpretação do horizonte sísmico Base do Sal (não interpolado) e a representação das malhas de interpretação sísmica regional (ilustrada por linhas vermelhas) e de detalhe (ilustrada por linhas pretas). 158

Figura 54: Detalhamento do fluxo geral de inversão sísmica acústica *de alta frequência* empregado neste trabalho. A metodologia de inversão acústica *sparse-spike* e *de alta frequência* foi desenvolvida e descrita por Cunha *et al.* (2019). 159

Figura 55: Visão esquemática do fluxo de trabalho de inversão sísmica elástica empregado neste trabalho, com principais processos executados e produtos gerados. 159

Figura 56: Mapa estrutural da Base do Sal do Campo de Tupi com exemplos de seções sísmicas interpretadas para controle de qualidade dos volumes sísmicos pseudo-impedância e impedância acústica. A qualidade desses produtos é atestada pela similaridade com os perfis de impedância acústica calculados nos poços. Nas seções de impedância acústica estão melhores representadas as mais sutis variações de impedância acústica. Notar as intercalações entre as Fácies *Reservatório* (moderados a baixos valores de impedância acústica) e as Fácies *Não-reservatório Argilosa* (baixo valores de

impedância acústica) no poço P7, além da boa definição da zona BVE130, onde predominam Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, na seção sísmica C-D. O atributo sísmico pseudo-impedância traz informações complementares para a interpretação sísmica, resalta importantes geometrias (e.g., feição de *mound* atravessada pelo poço I10) e as principais variações de impedância acústica. É muito clara a separação da zona BVE100 na seção sísmica C-D. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz..... 161

Figura 57: Correlação entre valores de impedância acústica, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância acústica provenientes do processo de inversão sísmica acústica *de alta frequência*, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância acústica calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico compressional). O coeficiente de correlação linear de 0,85 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sismoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz. 162

Figura 58: Correlação entre valores de impedância acústica, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância acústica provenientes do processo de inversão sísmica elástica, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância acústica calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico compressional). O coeficiente de correlação linear de 0,88 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sismoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz..... 162

Figura 59: Correlação entre valores de impedância cisalhante, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância cisalhante provenientes do processo de inversão sísmica elástica, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância cisalhante calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico dipolar). O coeficiente de correlação linear de 0,87 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sismoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz..... 163

Figura 60: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) de I_p versus V_p/V_s e I_s versus V_p/V_s construídos a partir dos produtos da inversão sísmica elástica e coloridos por classes de porosidade efetiva. Notadamente, persiste a possibilidade de separação das classes previamente definidas a partir da análise dos perfis dos poços. A classe de porosidade Fácies *Reservatório* é composta por amostras de valor igual ou superior a 6% de porosidade efetiva. Abaixo de 6% de porosidade efetiva e para os maiores valores de impedância distingue-se a classe de porosidade Fácies *Não-Reservatório Fechada*. Os carbonatos com argilominerais são assinalados como Fácies *Não-Reservatório Argilosa* independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora majoritariamente estejam relacionados com valores de PHIE menores que 6% e altos valores de V_p/V_s . Os valores de I_p , I_s e V_p/V_s são amostrados dos volumes sísmicos correspondentes, nas posições dos 51 poços da área de estudo (*pseudo-logs*). *Pseudo-logs na escala sísmica*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz. 164

- Figura 61: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de impedância acústica, obtido através da inversão sísmica elástica. Do gráfico de espessura real *versus* espessura interpreta-se uma espessura de *tuning* de aproximadamente 25 metros. Observa-se que, até 25 metros, as espessuras reais e aparentes são idênticas e que, até 20 metros, as espessuras aparentes são muito próximas das espessuras reais. 165
- Figura 62: Fluxo de trabalho esquemático do cálculo de atributos sísmicos geométricos, destacando os principais processos executados e produtos gerados (volumes sísmicos). Adaptado de Chopra & Marfurt (2007; 2013), Oliveira *et al.* (2019) e AASPI (2022). 166
- Figura 63: Mapas estruturais ilustrativos da interpretação sísmica regional dos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (topo dos basaltos da Formação Camboriú). As interpretações desses horizontes recobrem toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada) e fornecem uma visão geral dos principais altos estruturais (em tons de vermelho), dos grandes depocentros sedimentares (em tons de roxo) e da estruturação predominantemente NE-SW que se estende desde a Formação Camboriú até a Formação Barra Velha (refletida nas curvas de contorno). A área de maior confiabilidade dos dados sísmicos, especialmente nas margens norte, sul e leste (bordas de aquisição sísmica), é equivalente ao polígono do *ring fence* (polígono preto)..... 168
- Figura 64: Extração dos atributos sísmicos *Shape Index*, *Dip Azimute* e *KI versus Strike* no horizonte sísmico Base do Sal (*horizon slices*), recobrando toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas dos atributos sísmicos *Shape Index* e *KI versus Strike* destacam bem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas (exemplificados por setas na cor laranja). Adicionalmente, o atributo sísmico *Shape Index* delinea bem a margem leste do Alto Estrutural Principal (linha branca pontilhada) e ressalta o aglomerado de discontinuidades e feições geométricas que ocupam a Borda Leste da área de estudo (elucidados por setas brancas) e que podem ter significado faciológico. No mapa do atributo sísmico *Dip Azimute* nota-se o contorno do Alto Estrutural Secundário (em tons de rosa e apontado pela seta vermelha) e do conjunto Alto Estrutural Principal e Borda Leste (em tons de rosa e sinalizado pela seta azul). O atributo sísmico *Dip Azimute* também adverte sobre as áreas de maior ruído e incerteza para a interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe (manchas em tons de verde e amarelo, indicadas pelas setas rosas). De maneira geral, a área de maior confiabilidade dos dados sísmicos é equivalente ao polígono do *ring fence* (polígono ciano)..... 169
- Figura 65: Extração do atributo sísmico *KI versus Strike* nos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (*horizon slices*), recobrando toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas exibem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Notar que a maioria dos traçados se encontra disposta na direção NE-SW (tons de rosa). Subordinadamente, especialmente na porção N-NE da Área de Tupi, podem ser reconhecidos lineamentos de direção N-S (tons de azul escuro) e NW-SE (tons de azul claro e azul-piscina). Apesar de ser evidente o maior número de lineamentos no horizonte do Embasamento Econômico, uma grande quantidade de lineamentos persiste visível no horizonte sísmico Base do Sal..... 170
- Figura 66: Extração dos atributos sísmicos *Dip Magnitude*, *KI*, *Curvedness*, Variância e Filtro de Sobel no horizonte sísmico Base do Sal (*horizon slices*), recobrando toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas apontam diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Em complemento, nos atributos sísmicos *Curvedness* e Filtro de Sobel fica destacado o aglomerado de discontinuidades

e feições geométricas que ocupam a Borda Leste da área de estudo e que podem ter significado faciológico.	171
Figura 67: Extração do atributo sísmico Filtro de Sobel nos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (<i>horizon slices</i>), recobrando toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas exibem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Notar que a maioria dos lineamentos se encontra disposta na direção NE-SW em ambos os mapas. Apesar de ser evidente uma maior proporção de lineamentos no horizonte do Embasamento Econômico, uma grande quantidade de lineamentos persiste visível no horizonte sísmico Base do Sal. Esses lineamentos são menos espessos e mais descontínuos na Base do Sal, indicando uma diminuição dos rejeitos verticais rumo aos estratos mais recentes. No mapa da Base do Sal também fica destacado o aglomerado de discontinuidades e feições geométricas que ocupam a Borda Leste da área de estudo e que podem ter significado faciológico.	172
Figura 68: Extração do atributo sísmico Filtro de Sobel no horizonte sísmico Embasamento Econômico (<i>horizon slices</i>). Os lineamentos mais espessos (linhas pretas contínuas; exemplificados por setas azuis) denotam as falhas geológicas principais, com marcante expressão visual e de maior rejeito vertical. Esses lineamentos foram mapeados de forma prioritária.	172
Figura 69: Fluxo de trabalho esquemático da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe, destacando os principais processos executados e produtos gerados.	174
Figura 70: Seções sísmicas arbitrárias ilustrando a criação das superfícies sísmicas contínuas “Base do Sal”, fruto da interpolação do horizonte sísmico Base do Sal, e “Base dos intervalos de interesse”, criada a partir da costura e suavização dos horizontes sísmicos DIA, DPA, Evento Tupi e Embasamento Econômico. Essas superfícies delimitam o intervalo vertical de enfoque para investigação, interpretação e análise de feições e fácies sísmicas.	178
Figura 71: Exemplos de feições sísmicas do tipo <i>flat spot</i> , indicativas da profundidade do contato óleo-água, observadas em seções de amplitude de dados sísmicos <i>streamer</i> (a) e OBN (b), para diferentes áreas do Pré-sal da Bacia de Santos. As seções sísmicas OBN atravessam o Campo de Búzios. A área da seção sísmica <i>streamer</i> não foi informada. Modificado de Johann (2021), Grochau (2022) e Guerrero <i>et al.</i> (2023).	179
Figura 72: Interpretação de feição <i>flat spot</i> , feição sísmica indicativa de contato entre fluidos, neste caso entre óleo e água, observada em sedimentos arenosos do Terciário do Mar do Norte. As seções sísmicas são exibidas em polaridade SEG (Society of Exploration Geophysics) reversa (Convenção Européia), na qual um aumento descendente na impedância acústica produz uma resposta de amplitude negativa (reflexões vermelhas). Modificado de Brown (2012).	180
Figura 73: Ilustração da metodologia de análise de gradientes de pressão para determinação de contatos entre fluidos. Modificado de Underschultz <i>et al.</i> (2002). A unidade <i>mSS</i> significa metros <i>subsea</i>	180
Figura 74: Resultado do zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha, exemplificado através de seção de correlação estratigráfica entre os poços W2 (Baixo Estrutural Regional), P4 e P6 (flancos dos Altos Estruturais Secundário e Principal) e P11 (Alto Estrutural Principal). A localização desses poços é ressaltada no mapa estrutural da Base do Sal (seção arbitrária). Os perfis e as anotações oferecem uma síntese das principais características tectono-sedimentares, paleo-ambientais e petrogeofísicas	

observadas, com foco e detalhamento na porção superior da Formação Barra Velha. Notar o aumento expressivo da associação de fácies *carbonatos com argilominerais* e a diminuição da porosidade *de fluido livre* rumo aos baixos estruturais. A degradação da qualidade do reservatório é representada pelo aumento relativo dos valores globais dos perfis sônico (DT) e raios gama (GRT e GR). As maiores variações de espessura são observadas nos intervalos inferiores da Formação Barra Velha (BVE300 e BVE200), com progressivo acunhamento dos pacotes rumo ao Alto Estrutural Principal. Nos poços W2 e P6 a zona BVE200 é majoritariamente preenchida por Fácies *Não-reservatório Argilosas* e seu topo é relacionado com um pico negativo de amplitudes. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100. 185

Figura 75: Zoneamento sismoestratigráfico e variação lateral de associações de fácies na porção superior da Formação Barra Velha, exemplificados através de seção de correlação estratigráfica entre os poços W2 (Baixo Estrutural Regional), I5, W3 (Borda Oeste), W4 (Alto Estrutural Secundário) e W5 (flanco superior da Borda Leste). A localização desses poços é ressaltada no mapa estrutural da Base do Sal (seção arbitrária). Os gráficos de pizza exibem as distribuições proporcionais de associação de fácies para a zona BVE100. Rumo ao Baixo Estrutural Regional ocorre a degradação da qualidade do reservatório, sinalizada através do aumento das associações de fácies *de baixa energia* e *carbonatos com argilominerais*, em consonância com o aumento relativo dos valores globais dos perfis sônico (fácies argilosas) e raios gama total (GRT; fácies argilosas e *de baixa energia*). Por outro lado, no sentido da Borda Leste é notada uma maior proporção das fácies retrabalhadas e uma maior concentração de carbonatos com feições de dissolução, indicando um aumento da energia deposicional e condições paleoambientais relativamente mais propícias a carstificação. Os valores de porosidade efetiva e *de fluido livre* observados nos perfis acompanham as tendências de maiores e menores proporções de Fácies *Reservatório* e *Não-reservatório Fechadas e Argilosas*. As maiores porosidades efetivas foram constatadas nos poços com elevado conteúdo de carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução (e.g., W5 e W4). 186

Figura 76: Padrões de empilhamento vertical de associações de fácies e distribuições de porosidade, permeabilidade e tendências de valores de raios gama, associados ao zoneamento estratigráfico do reservatório, ao paleo-clima e à paleogeografia do lago. As curvas de proporções verticais de associações de fácies e as classes de porosidade, permeabilidade e de perfis de raios gama total foram calculadas a partir dos 51 poços estudados, adotando *layering* de 1 m. As setas indicam a recorrente diminuição dos valores de raios gama para o topo das sequências de média-escala, culminando no topo da zona estratigráfica BVE120, marcada em consonância com a superfície de retração máxima do lago (SRM) e uma alta proporção de fácies *in-situ shrubs*. O vértice do triângulo vermelho indica maior espaço de acomodação e período deposicional mais úmido, com maior preservação de fácies argilosas. 187

Figura 77: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico do topo das rochas ígneas da Formação Camboriú, horizonte sísmico Embasamento Econômico, nas áreas de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e de interesse geológico [AIG; (b) e (c)]. Em destaque na AIG estão exibidos os resultados da interpretação sísmica de detalhe, com a localização dos poços [(b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c). Grandes falhas normais, com rejeitos oblíquos que podem ultrapassar 500 metros e de direção predominantemente NE-SW definem o conjunto de terrenos elevados da Borda Oeste (1), do Alto Estrutural Secundário (2), do Alto Estrutural Principal (3) e da Borda Leste (4). Na porção NE da AIG os altos estruturais são adicionalmente segmentados por uma série

de falhas menores e dobras, predominantemente nas direções N-S e NW-SE (c). Os resultados da interpretação sísmica de detalhe estão clipados no polígono do *ring fence*, área de maior confiabilidade dos dados sísmicos [AIG; (b) e (c)]...... 191

Figura 78: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi, horizonte sísmico Topo do Evento Magmático Tupi. Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* delimita as regiões do Alto Estrutural Principal e da Borda Leste onde o Evento Magmático Tupi foi erodido ou não-depositado. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica)...... 192

Figura 79: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da Discordância Pré-Alagoas (DPA). Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa as regiões nas quais a DPA não é reconhecida, ou é coincidente com os topos das rochas ígneas das Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi, e os sedimentos sotopostos da Formação Itapema foram erodidos ou não-depositados. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica)...... 193

Figura 80: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a Seção Pré-Alagoas, medidas do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi até a Discordância Pré-Alagoas. Notar as grandes variações de espessuras sísmicas relacionadas com os rejeitos das falhas geológicas interpretadas. Nos Altos Estruturais Principal e Secundário os estratos da seção Pré-Alagoas foram erodidos ou não-depositados e as rochas da Formação Barra Velha assetam-se sobre as rochas ígneas da Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi (tons de vermelho escuro). Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos Pré-Alagoas ultrapassam 1000 metros, embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (em tons de roxo).... 194

Figura 81: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da Discordância Intra-Alagoas (DIA). Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas interpretadas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa as regiões onde a DIA não é reconhecida, ou é coincidente com os topos das rochas ígneas das Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi, e os sedimentos da porção basal da Formação Barra Velha, zona BVE300, foram erodidos ou não-depositados. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica). 196

Figura 82: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a zona (ou intervalo estratigráfico) BVE300, calculadas da Discordância Pré-Alagoas até a Discordância Intra-Alagoas. Notar a extensa área de espessura nula (em tons de vermelho escuro), onde interpretou-se que os estratos da zona BVE300 foram erodidos ou não-depositados. Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos superam 250 metros (porção NW; tons de roxo). Na porção leste ao *ring fence* há maior incerteza no mapeamento sísmico, especialmente nas áreas menos espessadas (em tons de amarelo). 197

Figura 83: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe do topo da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE200. Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas,

dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa regiões onde os sedimentos do intervalo BVE200 foram erodidos ou não-depositados (Alto Estrutural Principal). As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica)..... 199

Figura 84: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a zona (ou intervalo estratigráfico) BVE200, calculadas da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Topo BVE200. A região de espessura nula, em tons de vermelho escuro, indica as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos superam 250 metros (em tons de roxo), embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (borda da aquisição sísmica)..... 200

Figura 85: Mapas estruturais [(a) e (b)] e de espessura sísmica (c), resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE130. Em destaque, a localização dos poços (a), o polígono de espessuras subsísmicas [(a), (b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c), dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de espessuras subsísmicas [em branco; (a), (b) e (c)] informa as regiões onde os sedimentos do intervalo BVE130 foram erodidos, não-depositados ou são de espessura abaixo da resolução vertical dos dados sísmicos, inclusive dos atributos sísmicos *de alta frequência*. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica)..... 201

Figura 86: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico do horizonte sísmico Base do Sal, aproximadamente topo do intervalo estratigráfico BVE100, nas áreas de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e de interesse geológico [AIG; (b) e (c)]. Em destaque na AIG estão exibidos os resultados da interpretação sísmica de detalhe, com a localização dos poços [(b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c). Extensas falhas normais e de direção predominantemente NE-SW propagam-se desde o horizonte sísmico Embasamento Econômico até o horizonte sísmico Base do Sal, delineando o conjunto de blocos elevados da Borda Oeste (1), do Alto Estrutural Secundário (2), do Alto Estrutural Principal (3) e da Borda Leste (4). Na porção NE da AIG os altos estruturais são adicionalmente cortados por uma série de falhas menores e dobras, predominantemente nas direções N-S e NW-SE. Apesar dessa grande quantidade de falhas atravessar a zona BVE100, neste intervalo os rejeitos associados são de poucas dezenas de metros a subsísmicos. Na AIG, as interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica)..... 202

Figura 87: Mapa estrutural resultante do mapeamento sismoestratigráfico do topo das rochas ígneas da Formação Camboriú, horizonte sísmico Embasamento Econômico, na Área de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e visão 3D das 99 falhas geológicas interpretadas (b). Em destaque, os diagramas estereográficos (isodensidade polar) produzidos, considerando: todas as falhas (c) e somente as falhas das porções norte e nordeste da Área de Tupi (d). A maioria das falhas geológicas mapeadas são distensionais, falhas normais e de rejeito oblíquo, de direção predominantemente NE-SW (c). Contudo, ocorrem pequenas inversões estruturais associadas à acomodação de esforços transcorrentes de direção NW-SE, especialmente nas porções norte e nordeste da Área de Tupi, onde também são mapeadas falhas de direção NNE-SSW [principalmente; (d)], N-S e NW-SE. 203

Figura 88: Mapas médios do atributo sísmico geométrico Filtro de Sobel, calculados para os intervalos estratigráficos BVE100 (a) e BVE200 (b). Na Borda Leste – sinalizada pela

seta dupla azul; entre a linha azul escuro e o limite leste do polígono do *ring fence* – notar o acúmulo de descontinuidades e feições sísmicas contorcidas, observadas nas posições dos poços produtores de borda W5 (NE) a P21 (S). Nesses poços são interpretadas altas concentrações de carbonatos com feições de dissolução (zonas BVE100 e BVE200) e diversas cavernas (principalmente na zona BVE200), associadas com processos de carstificação que podem ter ocorrido em toda a Borda Leste. Atentar para o aumento relativo das descontinuidades e das feições sísmicas no intervalo BVE200 – Borda Leste mais escurecida rumo aos baixos estruturais..... 204

Figura 89: Espessuras sísmicas obtidas através dos mapeamentos sismoestratigráficos das seções Pré-Alagoas (a) e Alagoas (b), apresentando as espessuras individualizadas dos intervalos estratigráficos BVE300, BVE200 e BVE100, além das espessuras combinadas dos intervalos BVE100 e BVE200. As estimativas das espessuras sísmicas foram baseadas nas diferenças dos horizontes sísmicos e estão em acordo com as espessuras verificadas nos poços. Seção Pré-Alagoas: abrange do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi à Discordância Pré-Alagoas (a). Zona BVE300: estende-se da Discordância Pré-Alagoas à Discordância Intra-Alagoas (c). Espessuras sísmicas combinadas das zonas BVE100 e BVE200: vão da Discordância Intra-Alagoas ao horizonte sísmico Base do Sal (d). Zona BVE200: se estende da Discordância Intra-Alagoas ao horizonte sísmico Topo BVE200 (e). Zona BVE100: alcança do horizonte sísmico Topo BVE200 ao horizonte sísmico Base do Sal (f). Áreas com espessura nula são destacadas em tons de vermelho escuro, indicando locais onde os estratos foram erodidos ou não depositados [(a), (c) e (e)]. Nas áreas dos Baixos Estruturais Regionais, as espessuras sísmicas da Formação Barra Velha podem atingir até 600 metros [tons de roxo; (b)]. Variações menores de espessuras sísmicas são observadas na zona BVE100, interpretada como depositada em um contexto tectônico predominantemente do tipo *sag* (f). 205

Figura 90: Mapas das espessuras sísmicas somadas para as zonas (ou intervalos estratigráficos) BVE100 & BVE200, calculadas da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Base do Sal. A região de espessura nula, em tons de vermelho escuro, indica as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Na Borda Leste e nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos ultrapassam 350 metros (em tons de roxo), embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (borda da aquisição sísmica). 206

Figura 91: Mapas das espessuras sísmicas resultantes do mapeamento sismoestratigráfico da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100, calculadas do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. As suaves variações de espessura sugerem que essa sequência sedimentar foi depositada em um contexto tectônico majoritariamente do tipo *sag*, com os sedimentos recobrando e preenchendo a topografia pré-existente. 207

Figura 92: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5 (Borda Oeste), P13 (Alto Estrutural Secundário), I6 (Baixo Estrutural Relativo), I7 (Alto Estrutural Principal) e P16 (Borda Leste). A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). Na amplitude sísmica não interpretada (b) notar o esmaecimento da imagem na porção leste ao poço P16 (aproximação da borda de aquisição sísmica). Na amplitude sísmica interpretada (c), do horizonte sísmico Topo Evento Tupi até a DPA, especialmente ao redor do poço I6, notar os maiores rejeitos verticais das falhas normais, com significativos crescimentos de seção associados (variações de espessura), característicos de um contexto

rifte. Por outro lado, entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, praticamente não há variação de espessuras entre os poços e a geometria das camadas é predominantemente tabular e contínua, mais típica de um contexto *sag*. Em algumas partes da seção sísmica, especialmente rumo aos baixos estruturais e regiões ligeiramente mais espessadas da zona BVE100, torna-se possível a identificação do horizonte sísmico correspondente ao topo da zona BVE130 (pico preto positivo; linha tracejada azul).. 210

Figura 93: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A amplitude sísmica “com filtro corta-altas” resalta algumas geometrias sísmicas, tais como a feição sigmoide atravessada pelo poço P16 (tracejado na cor ciano), englobando as zonas BVE100 e BVE200 (b). Na seção sísmica interpretada (c), do horizonte sísmico Topo Evento Tupi até a DPA, especialmente ao redor do poço I6, notar os maiores rejeitos verticais das falhas normais, com significativos crescimentos de seção associados, característicos de um contexto rifte. Por outro lado, entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, praticamente não há variação de espessuras entre os poços, com exceção da variação contemplada pela feição sísmica sigmoide, onde é percebido um pequeno espessamento da zona BVE100 e um maior espessamento do conjunto “BVE100 & BVE200” [(b) e (c)]. Moderados espessamentos dos pacotes sedimentares são comuns na zona BVE200 e relacionados aos rejeitos das falhas geológicas que permaneceram ativas ou foram reativadas, sugerindo um contexto tectônico de transição entre as fases rifte superior e *sag* [poços P13 e I6; (c)]...... 211

Figura 94: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A amplitude do atributo sísmico TecVA resalta os planos e os rejeitos das falhas geológicas (b). Na seção sísmica interpretada, notar os significativos deslocamentos verticais dos pacotes da seção Pré-Alagoas e as grandes espessuras sísmicas associadas (c). Em contraste, observar os pequenos rejeitos verticais, quase subsísmicos, interpretados entre os poços P13 e P16 no horizonte sísmico Base do Sal (c). 212

Figura 95: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O atributo sísmico *de alta frequência* Iterdec, por apresentar uma maior resolução sísmica vertical, apresenta um maior número de reflexões sísmicas, as quais podem ser relacionadas com topos de limites de sequências estratigráficas de grande e média escala (b). Na seção sísmica interpretada (c), notar o rastreamento da zona BVE130 (tracejado azul claro) em quase toda a seção sísmica, incluindo posições do Alto Estrutural Secundário (poço P13) e da Borda Leste (poço P16), algo que não é possível nos demais atributos sísmicos. Adicionalmente, observar que parte das falhas que cruzam o intervalo estratigráfico BVE100 estão restritas à sua porção mais basal [e.g., falhas geológicas entre os poços I5 e P13; (b)]. 213

Figura 96: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O atributo sísmico pseudo-impedância resalta macro variações de amplitude e impedância acústica, as quais podem ser relacionadas com variações de propriedades e fácies nos reservatórios, além de demarcar limites de sequências estratigráficas de grande escala (b). Na seção sísmica interpretada (c), na porção central da feição sísmica sigmoide atravessada pelo poço P16,

notar os baixíssimos valores de amplitude que preenchem a interface entre as zonas BVE100 e BVE200, além de boa parte da zona BVE200. Na Borda Leste, essas baixíssimas amplitudes estão relacionadas com um aumento dos carbonatos com feições de dissolução, em meio ao predomínio de carbonatos retrabalhados. Diferentemente, na porção basal da zona BVE200 (poço P16) notar o incremento nos valores de amplitude, pertinente com a abundância de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [(a) e (b)]. Na Borda Oeste, poço I5, observar a anomalia de altas amplitudes (em tons de vermelho), consistente com um aumento de fácies *de baixa energia* na zona BVE100 [(a) e (b)]. 214

Figura 97: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). As variações de impedância acústica podem ser relacionadas com variações de propriedades e fácies nos reservatórios. Por exemplo, a feição sísmica de alta impedância acústica atravessada pelo poço I5 (*Feição X*; geometria pontilhada em vermelho) indica um aumento de Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, especialmente fácies *de baixa energia*, na zona BVE100 (a). Na seção sísmica interpretada (c), notar o rastreio da zona BVE130 (tracejado amarelo) em boa parte da seção sísmica, incluindo posições do Alto Estrutural Secundário (ao redor do poço P13). Na Borda Leste, poço P16, notar os baixíssimos valores de impedância acústica que preenchem a interface entre as zonas BVE100 e BVE200, além de boa parte da zona BVE200 [(a) e (b)]. Esses baixíssimos valores estão relacionados ao incremento dos carbonatos com feições de dissolução, em meio ao predomínio de carbonatos retrabalhados..... 215

Figura 98: Interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor dos poços W2, W3 e W5. A localização da seção sísmica é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). As maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] ocorrem nas regiões de influência de fácies sísmicas plano-paralelas e de *onlap* de preenchimento dos Baixos Estruturais Regionais [poços W2 e W3; (b), (c) e (d)] e de feições sísmicas sigmóides observadas na Borda Leste [poço W5; (b), (c) e (e)]. Ambos os espessamentos de sedimentos e feições sísmicas estão relacionados com baixos a moderados valores de amplitude e altos valores de porosidade total, sendo que nos Baixos Estruturais Regionais predominam os *carbonatos com argilominerais* [poço W2; (d)] e na Borda Leste predominam os retrabalhados [poço W5; (e)]. 216

Figura 99: Resultados das interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor dos poços W2, W3 e W5. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). As maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] ocorrem nas regiões de influência de fácies sísmicas plano-paralelas e de *on lap* de preenchimento dos Baixos Estruturais Regionais [poços W2 e W3; (b), (c) e (d)] e de feições sísmicas sigmóides observadas na Borda Leste [poço W5; (b), (c) e (e)]. Ambos os espessamentos de sedimentos e feições sísmicas estão relacionados com baixos a moderados valores de impedância acústica e altos valores de porosidade total, sendo que nos Baixos Estruturais Regionais predominam os *carbonatos com argilominerais* [poço W2; (d)] e nas porções estruturalmente mais elevadas da Borda Leste predominam os carbonatos retrabalhados [poço W5; (e)]. Na Borda Oeste, zona BVE100, notar que o limite *updip* das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* é sinalizado pela feição anômala de alta impedância acústica atravessada pelo poço W3 [*Feição X*; (b) e (c)]. Na Borda Leste, dentro da feição sigmoide, observar como os menores valores de impedância acústica podem ser qualitativamente associados com os carbonatos com feições de dissolução [seta azul; (c) e (e)], enquanto os maiores valores de impedância

acústica podem estar relacionados com o aumento de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [seta laranja; (c) e (e)]. 219

Figura 100: Seções sísmicas SW-NE, de amplitude e impedância acústica, com uma visão *strike* das fácies sísmicas atravessadas pelo poço W2, com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). Nos Baixos Estruturais Regionais, as maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] estão relacionadas com reflexões sísmicas plano-paralelas e baixos a moderados valores de amplitude e impedância acústica [poço W2; (b) e (c)]. Os contrastes de amplitude entre as reflexões sísmicas são sutis e no poço W2 predominam os *carbonatos com argilominerais*. 220

Figura 101: Diferentes visões do atributo sísmico Filtro de Sobel indicando que a Borda Leste pode ser interpretada como uma borda estrutural de alta energia, escarpada, retrabalhada e sob forte influência de percolação e circulação de fluídos (*e.g.*, águas meteóricas). Na visão 3D da extração do atributo no horizonte sísmico Base do Sal [*horizon slice*; (a)] são observadas diversas feições sísmicas rugosas, irregulares e mesmo de aspecto “dendrítico”, que muito se assemelham às feições geológicas da paisagem cárstica de Minerve, na França [foto; (b)]. O termo “dendrítico” refere-se à aparência em forma de galhos de árvore dos sulcos, os quais podem ter sido criados pela água à medida que percolava a rocha porosa [1; (a)]. Poços que atravessaram essas feições sísmicas exibem alta proporção relativa de carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução nas zonas BVE100 e BVE200. Nos perfis de imagem desses poços tornam-se nítidos os níveis de dissolução intensa ou de porosidade vugular disseminada (principalmente na zona BVE100) e até mesmo cavernas (mais comuns na zona BVE200), exemplificados nos perfis de imagem dos poços P15, P16, P19 e P23 [tons de marrom escuro; (c)]. Na visão 2D, mapa médio calculado para a zona BVE200, notar o acúmulo de feições sísmicas próximo ao contato óleo-água estimado [contorno na cor ciano; (c)]. Além das feições com conotação cárstica, o atributo sísmico Filtro de Sobel sugere outros elementos geológicos e fisiográficos, tais como feições de escorregamento de sedimentos [*slumps*; 2; (a)], de colapso da margem da plataforma carbonática [3; (a)] e falhas geológicas [4; (a)]. Nos perfis de imagem dos poços, as imagens estáticas estão posicionadas à esquerda e as imagens dinâmicas à direita (c). 221

Figura 102: Visão tridimensional da extração do atributo sísmico Filtro de Sobel no horizonte sísmico Base do Sal [*horizon slice*; (a)] e visão 2D ampliada do *blend* entre o atributo sísmico Filtro de Sobel e a topografia do horizonte sísmico Base do Sal (b). Na visão 2D ampliada (b) estão destacadas diversas feições sísmicas que compõem a fisiografia e a estruturação da Borda Leste da área de estudo. São múltiplas feições sísmicas rugosas, irregulares e de aspecto “dendrítico” [1 e 2; (b)], além de várias marcas circulares de possíveis dolinas, sumidouros ou concreções [3; (b)], as quais podem ser relacionadas com processos de formação de carste epigênico ou hipogênico. Ademais, podem ser interpretadas diversas falhas geológicas [4 e 5; (b)], incluindo o subconjunto de falhas geológicas que separa a Borda Leste dos Baixos Estruturais Regionais (tons de rosa e roxo) na porção leste da área de estudo [5; (b)]. Os poços P15, P16, P19 e P23 (b) constataram altas proporções relativas de carbonatos com feições de dissolução nas zonas BVE100 (principalmente níveis disseminados) e BVE200 (diversas cavernas) e suportam as interpretações. 222

Figura 103: Interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor do Alto Estrutural Secundário, zonas BVE100 e BVE200. A localização da seção sísmica é apontada no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (a). As variações de impedância

acústica foram relacionadas com mudanças de propriedades e fácies nos reservatórios e auxiliaram na demarcação de limites de seqüências estratigráficas de grande e média escala. No Alto Estrutural Secundário observar os baixos valores de impedância acústica associados com as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos e com o predomínio das Fácies *Reservatório* [setas azuis; (b) e (c)]. Nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)] e Relativos [setas brancas; (a) e (b)] notar as camadas em *on lap* (linhas pontilhadas em verde escuro) e em formato de prato (linha pontilhada rosa), predominantemente preenchidas por baixos a moderados valores de impedância acústica e vinculadas às Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Especificamente na zona BVE100, atentar para as anomalias de alta impedância acústica, que remetem à letra X do alfabeto e bordejam o Alto Estrutural Secundário [setas vermelhas; (b) e (c)]. A *Feição X* é tida como sinalização importante da degradação da qualidade do reservatório e do incremento das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*. Na seção sísmica interpretada (c), adicionalmente avistar como o aumento relativo dos valores de impedância acústica na porção basal da zona BVE100 favorecem a individualização da zona BVE130. 223

Figura 104: Mapas de espessura sísmica (a) e da média dos valores do atributo sísmico Razão V_p/V_s (b), calculados da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Topo BVE200 (zona BVE200). A região de espessura nula [em tons de vermelho escuro; (a)] e os polígonos de *pinch-out* [em tons de cinza escuro; (b)], indicam as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Os gráficos de pizza informam as proporções relativas das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* (na cor verde claro) frente às demais associações de fácies (na cor azul claro), interpretadas nos poços W2 (Baixo Estruturais Regionais), W3, I5, N2 (Borda Oeste), N1 e N3 (Baixos Estruturais Relativos). Nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, as maiores espessuras estão associadas a maiores valores médios do atributo sísmico Razão V_p/V_s e a elevadas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Os poços perfurados nessas regiões não puderam ser aproveitados para injeção ou produção (poços não utilizados). Rumo aos flancos estruturais, os valores médios do atributo Razão V_p/V_s diminuem, enquanto as proporções das outras associações de fácies aumentam. 224

Figura 105: Mapas de espessura sísmica (a) e da média dos valores do atributo sísmico Razão V_p/V_s (b), calculados do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (zona BVE100). Os gráficos de pizza informam as proporções relativas das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* (na cor verde claro) frente às demais associações de fácies (na cor azul claro), interpretadas nos poços W2 (Baixo Estruturais Regionais), W3, I5, N2 (Borda Oeste), N1 e N3 (Baixos Estruturais Relativos). Nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, as suas maiores espessuras estão associadas a maiores valores médios do atributo sísmico Razão V_p/V_s e a elevadas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Os poços perfurados nessas regiões não puderam ser aproveitados para injeção ou produção (poços não utilizados). Rumo aos flancos estruturais, os valores médios do atributo Razão V_p/V_s diminuem, enquanto as proporções das outras associações de fácies aumentam. O poço N2 não foi utilizado para a malha de drenagem por questões operacionais. 225

Figura 106: Ilustração esquemática da geometria externa de um *mound* carbonático (Modificado de Mitchum *et al.*, 1977). 229

Figura 107: Mapas médios dos atributos sísmicos pseudo-impedância (a) e impedância acústica (b), calculados do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (zona BVE100). Os gráficos de pizza informam as proporções de associações de

fácies interpretadas nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional), I5, W3 (Borda Oeste), N1, N3 (Baixos Estruturais Relativos), W4 (Alto Estrutural Secundário) e W5 (Borda Oeste), na zona BVE100 (c). Os mapas fornecem uma visão geral das variações laterais de fácies e porosidade dos depósitos. Baixos valores médios, quando observados nos altos estruturais e na Borda Leste, estão associados ao aumento das fácies *in-situ shrubs* e carbonatos retrabalhados. Por outro lado, nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, baixos valores médios estão associados ao aumento dos *carbonatos com argilominerais*. Altos valores médios estão relacionados ao incremento das fácies *de baixa energia*. 229

Figura 108: Interpretação de *mounds* carbonáticos empilhados observados no Alto Estrutural Secundário. No mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) é possível visualizar a localização das seções sísmicas (A-B). As seções sísmicas de amplitude (b), impedância acústica (c) e pseudo-impedância (d) permitem a identificação de duas feições convexas com relevo deposicional positivo em relação aos depósitos contemporâneos vizinhos das zonas BVE100 e BVE200. Nos núcleos dos *mounds* predominam baixos valores de impedância acústica. Os flancos dos *mounds* fazem interface com a *Feição X*, que é caracterizada por altos valores de impedância acústica. A feição monticular superior (zona BVE100) exibe uma estratificação interna, enquanto a inferior (zona BVE200) possui aspecto mais maciço e/ou suavemente caótico. Observa-se que os limites laterais do *mounds* são melhor definidos na zona BVE100, devido à presença da *Feição X*. 230

Figura 109: Interpretação sismoestratigráfica, estrutural e de fácies ao redor do poço W4, o qual atravessou feições de *mounds* carbonáticos nas zonas BVE100 e BVE200. Nos mapas estruturais dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b) é possível visualizar a localização das seções sísmicas (A-B). Os *mounds* carbonáticos estão usualmente posicionados nos altos estruturais do Embasamento Econômico (b) e são cortados por falhas geológicas profundas, como exemplificado nas seções de amplitude [(c) e (d)]. Nos núcleos dos *mounds* predominam Fácies *Reservatório*, as quais exibem altas porosidades e permeabilidades e estão associadas com baixos valores de amplitude e impedância acústica, como exemplificado pelos perfis do poço W4 (e). Especialmente na zona BVE100 predominam fácies *in-situ shrubs* (f). 231

Figura 110: Compilação esquemática de algumas das geometrias monticulares observadas na área de estudo, com destaque para seus aspectos mais relevantes que podem ser identificados em seções sísmicas de amplitude. 232

Figura 111: Compilação esquemática de várias geometrias monticulares observadas na área de estudo, destacando os aspectos mais relevantes identificáveis nas seções de atributos sísmicos de impedância acústica e pseudo-impedância. Nas seções de impedância acústica da zona BVE100, os *mounds* carbonáticos são geralmente delimitados pela anomalia de alta impedância conhecida como *Feição X*. 232

Figura 112: Interpretações sismoestratigráficas, de fácies e feições sísmicas nos Baixos Estruturais Regionais e ao redor do poço W3. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). Nos depocentros dos Baixos Estruturais Regionais predominam refletores sísmicos plano-paralelos e, nos dados de amplitude convencional, observam-se contrastes sutis de amplitude (c). Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas”, há maior contraste entre as reflexões, que se tornam mais negativas e brilhantes (d). Rumo aos flancos estruturais (poço W3), os refletores sísmicos inclinam-se suavemente e terminam em *onlap* contra a Discordância Intra-Alagoas (DIA; base dos intervalos de interesse) e o topo da zona BVE200 [(c) e (d)]. Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas” e impedância

acústica, é possível delinear grandes geometrias em forma de cunha, envolvendo camadas/reflexões com terminações em *onlap* [(d) e (e)]. Na zona BVE100, os vértices dessas cunhas terminam na *Feição X* (setas vermelhas). Essas características sísmicas representam o domínio dos *carbonatos com argilominerais*. Abaixo dos intervalos de interesse, observam-se ainda reflexões acabando em *truncamento erosivo* contra a DIA (setas na cor magenta). 235

Figura 113: Interpretações sismoestratigráficas, de fácies e feições sísmicas em torno dos poços W2 (Baixos Estruturais Regionais) e W3 (Borda Oeste), com a localização da seção sísmica arbitrária exibida nos mapas médios dos atributos sísmicos impedância acústica e razão Vp/Vs [zona BVE100; (a) e (b)]. Nos depocentros dos Baixos Estruturais Regionais, predominam baixos valores médios de impedância acústica (a), altos valores médios de razão Vp/Vs (b), e reflexões e camadas plano-paralelas. Rumo aos flancos estruturais e na Borda Leste (poço W3), os refletores sísmicos inclinam-se suavemente e terminam no padrão *onlap*. Na seção de impedância acústica, é possível delinear geometrias em forma de cunha. Essas características sísmicas representam áreas e intervalos estratigráficos dominados por *carbonatos com argilominerais*, como observado nos perfis dos poços W2 [todas as zonas; (c)] e W3 [zona BVE200; (d)]. Na zona BVE100, os vértices das cunhas argilosas culminam na *Feição X* (seta vermelha). No poço W3, principalmente na porção basal da zona BVE100, são encontradas proporções consideráveis de fácies *de baixa energia e in-situ incipiente*, havendo predomínio de Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, altos valores de impedância acústica e baixas permeabilidades (d). Essas características são típicas de poços que atravessaram a *Feição X*. 239

Figura 114: Análise sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas nas proximidades do Alto Estrutural Secundário, focando na zona BVE100 e na *Feição X*. A localização da seção sísmica (W-E) é destacada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A *Feição X* é caracterizada por uma interrupção aparente na amplitude sísmica, marcando a transição entre refletores sísmicos com terminações em *onlap* [linhas pontilhadas verdes; (c)], que sugerem Fácies *Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)], e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos no Alto Estrutural Secundário, onde se espera a predominância das Fácies *Reservatório* [seta e linhas pontilhadas em azul escuro; (c)]. A *Feição X* é considerada um importante indicador da degradação da qualidade do reservatório e do aumento das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*. Nesta posição da Borda Oeste, o flanco estrutural exibe declive suave e a transição interpretada é ampla. Por outro lado, no baixo estrutural relativo a leste [vide setas brancas mais ao norte nos mapas; (a) e (b)], o relevo do horizonte sísmico Embasamento Econômico é acentuado e a *Feição X* é mais curta, abrangendo somente a dimensão lateral do vale. Para fins de referência, os refletores com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas em verde) são interpretados também abaixo da base da zona BVE100 (linha tracejada em vermelho). 240

Figura 115: Análise sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas próximas ao Alto Estrutural Secundário, com ênfase na zona BVE100 e na *Feição X*. A localização da seção sísmica (W-E) é ressaltada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A *Feição X* é caracterizada por altas impedâncias acústicas, delimitando a transição entre as camadas de baixa impedância acústica com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas verdes), que sugerem Fácies *Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)], e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos, também feições de baixa impedância acústica, porém localizadas no Alto Estrutural Secundário, onde se espera a predominância das Fácies

Reservatório [seta e linhas pontilhadas em azul escuro; (c)]. Nesta posição da Borda Oeste, o flanco estrutural apresenta declive suave e a anomalia de alta impedância acústica interpretada é extensa. Em contrapartida, no baixo estrutural relativo a leste [observe as setas brancas mais ao norte nos mapas; (a) e (b)], o relevo do horizonte sísmico Embasamento Econômico é pronunciado e a *Feição X* é mais curta, abrangendo apenas a dimensão lateral do vale. Para referência, as camadas com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas verdes) são interpretadas também abaixo da base da zona BVE100 (linha pontilhada vermelha), facilitando a visualização das cunhas de sedimentos argilosos (contorno pontilhado em preto). Vale destacar que, na zona BVE100, a cunha de sedimentos argilosos não se estende tanto *updip* (c). 241

Figura 116: Exemplo de interpretação da *Feição X* em área dos Baixos Estruturais Relativos, auxiliando no entendimento da comunicação entre os Altos Estruturais Principal e Secundário, por meio da zona BVE100. Mapas e seções sísmicas mostram uma análise simplificada da resposta sísmica 4D de amplitude próxima aos poços WAG2 e P3 [(a), (b) e (c)]. A resposta de amplitude com topo negativo, em vermelho (c), indica um efeito 4D de *softening* relacionado à injeção de gás no ciclo WAG do poço WAG2. No mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) e no mapa de resposta sísmica 4D para o intervalo do reservatório superior [aproximadamente zona BVE100; (b)], setas pretas e brancas enfatizam o vale entre os poços, onde a anomalia 4D está atenuada e a *Feição X* é interpretada. A atenuação da anomalia 4D (c) e da amplitude sísmica 3D (d) em concordância com a localização do núcleo mais impedante da *Feição X* (d) sugere degradação na qualidade do reservatório e um aumento das *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. Nesse contexto, estima-se a presença de pelo menos um nível de *Fácies Reservatório* de espessura subsísmica, em meio à predominância de *Fácies Não-Reservatório Fechadas*, permitindo a passagem do gás injetado no poço WAG2 para o poço P3. Os mapas [(a) e (b)] e a seção sísmica de amplitude 4D são adaptados e modificados de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b). As setas azuis e vermelhas (a) indicam a injeção e coleta de traçadores químicos de água e de gás. Para referência, no poço WAG2, a zona BVE200 é majoritariamente *não-reservatório*. 242

Figura 117: Interpretações sismoestratigráficas, associações de fácies e análise da *Feição X* nos arredores do poço I5 (Borda Oeste). A localização da seção sísmica arbitrária é mostrada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A *Feição X*, atravessada pelo poço I5, é mais claramente observada na seção sísmica de impedância acústica e razoavelmente inferida nas seções de pseudo-impedância e impedância acústica *de alta frequência* (b). A *Feição X* é exclusiva da zona BVE100 e está associada a poços que apresentam proporções significativas de *fácies de baixa energia e/ou in-situ incipiente*, como evidenciado nos perfis de fácies do poço I5 (c). Essas fácies estão usualmente relacionadas a altos valores médios de impedância acústica [tons de vermelho; (c)] e valores médios reduzidos de porosidade (total, efetiva e de fluido livre). Predominam *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. No poço I5, os trechos de alta impedância acústica (tons de vermelho) estão majoritariamente abaixo do corte de 6% de PhiE [linha tracejada vermelha; (c)] e apresentam baixas permeabilidades. Além disso, no poço I5 também foi identificado um segmento de *Fácies Não-Reservatório Argilosas* na zona BVE100, com cerca de 15 metros de espessura e abaixo da resolução sísmica vertical dos dados de amplitude convencional, “com filtro corta-altas” e Tec-VA. Esse segmento argiloso apresenta contrastantes altos valores médios de porosidade total e baixos valores médios de impedância acústica e pode ser inferido nas seções de impedância acústica *de alta frequência* e tradicional [setas verdes; (b) e (c)].

Desconsiderar os primeiros metros dos perfis sônico (DT), porosidade e permeabilidade [seta preta; (c)]..... 243

Figura 118: Análise da *Feição X* em diferentes atributos sísmicos de amplitude e impedância acústica, na Borda Oeste da área de estudo. A localização da seção sísmica arbitrária é indicada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal [A-B; (a)]. Neste ponto, a *Feição X* é mais evidente na seção de impedância acústica, porém também é perceptível nas seções de pseudo-impedância, impedância acústica *de alta frequência*, amplitude convencional e TecVA (b). Nas seções interpretadas, é possível notar que a *feição* é curta, altamente impedante e ocupa aproximadamente a extensão lateral do flanco estrutural oeste (c). A *Feição X* ocorre somente na zona BVE100 e marca a transição entre reflexões terminando em *onlap* [linhas pontilhadas verdes; (c)], sugerindo *Fácies Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais, e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos, localizados no Alto Estrutural Secundário, no qual se espera a predominância das *Fácies Reservatório* [linhas pontilhadas azuis; (c)]. Na seção de amplitude TecVA, os vértices das cunhas de sedimentos argilosos são destacados em alto-relevo [setas verdes; (b)]. Nas seções de pseudo-impedância e impedância acústica *de alta frequência*, é possível interpretar uma transição de fácies ainda mais abrupta, com um nível basal de fácies argilosas avançando mais *updip* [setas brancas; (b)]. Na seção de amplitude “com filtro corta-altas” a *feição* não pode ser identificada e os vértices das cunhas não são bem definidos, reflexos da menor resolução vertical. 244

Figura 119: Compilação esquemática das diversas faixas de transição (*i.e.*, *Feição X*) observadas na área de estudo. Esta figura destaca os aspectos mais relevantes identificáveis nas seções de atributos sísmicos de impedância acústica (convencional e *de alta frequência*) e pseudo-impedância..... 246

Figura 120: Análise da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. A localização da seção sísmica arbitrária é destacada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal [NW-SE; (a)]. A avaliação da *Feição X* na Borda Oeste da área estudada pode auxiliar no posicionamento adequado de poços injetores e produtores. Acima da *Feição X*, os poços devem cruzar as zonas BVE100 e BVE200, ricas em *Fácies Reservatório* [linhas pontilhadas azuis; (b)]. O poço esquemático A ilustra essa condição, sendo uma ótima opção como produtor (c). Por outro lado, poços alocados no núcleo da *Feição X* (ou próximos) tendem a encontrar maior proporção de *Fácies Não-Reservatório Fechadas* na zona BVE100 e *carbonatos com argilominerais* na zona BVE200, conforme demonstram os poços esquemáticos C e D (c). Estruturalmente abaixo da *Feição X*, espera-se elevada presença de *carbonatos com argilominerais* nas zonas BVE100 e BVE200, como exemplificado pelo poço E (c). Assim, levando em conta os poços esquemáticos mostrados e as tendências de fácies interpretadas (c), o poço B se destaca como uma boa escolha para um poço injetor... 247

Figura 121: Análise sismoestratigráfica, de fácies e de características sísmicas na parte norte dos Baixos Estruturais Relativos, incluindo os poços I10 e N1, com ênfase no intervalo estratigráfico BVE100. A seção sísmica (SSW-NNE) é exibida nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A seção de amplitude sísmica revela geometrias deposicionais levemente côncavas e refletores com contraste de amplitude reduzido [setas azuis; (b)]. Esta região é mais profunda em relação às áreas elevadas próximas e representa uma zona de baixa energia, propícia à deposição de fácies de energia muito baixa a baixa, com maior precipitação e conservação de argilominerais magnesianos, conforme interpretado nos poços N1, próximo ao depocentro do baixo relativo e com as zonas BVE100 e BVE200 predominantemente preenchidas por *Fácies*

Não-Reservatório Argilosas (c), e no poço I10 na zona BVE200 (d). A presença de *carbonatos com argilominerais* interpretada nos perfis é corroborada pelas informações do testemunho de rocha do poço I10 (e)..... 252

Figura 122: Estudo sismoestratigráfico e de fácies sísmicas na área norte dos Baixos Estruturais Relativos, abrangendo os poços I10 e N1, com foco no intervalo estratigráfico BVE100. A seção sísmica (SSW-NNE) está representada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). As seções de amplitude sísmica convencional (c) e TecVA (b) exibem geometrias deposicionais suavemente côncavas e refletores com baixo contraste de amplitude. No atributo sísmico TecVA, o pseudo-relevo do baixo relativo apresenta valores médios discretamente mais negativos em comparação qualitativa com o pseudo-relevo das áreas adjacentes (d)..... 253

Figura 123: Resultado da análise de fácies sísmicas na região central dos Baixos Estruturais Relativos, incluindo o poço N2 e com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200. A seção sísmica (A-B) é ilustrada no mapa médio de valores de impedância acústica, calculado desde o horizonte sísmico Base do Sal até a superfície sísmica “Base dos intervalos de interesse” (a). As seções de impedância acústica [(b) e (c)] exibem geometrias deposicionais côncavas, camadas internas em *onlap* nos flancos do vale e valores e contrastes de impedância acústica mais baixos, sugerindo a predominância de *carbonatos com argilominerais* em ambos os intervalos, conforme confirmado pela interpretação das associações de fácies do poço N3 (c). 254

Figura 124: Análise de fácies sísmicas na região sul dos Baixos Estruturais Relativos, contribuindo para o entendimento da falta de comunicação entre o poço injetor WAG1 e o poço produtor P4. Mapas e seções sísmicas [(a), (b), (c) e (d)] ilustram uma avaliação simplificada das respostas sísmicas 3D e 4D de amplitude e impedância acústica no vale entre esses poços. O mapa de amplitude média 4D (b) mostra a interpretação de duas frentes de água divergentes, indicadas por setas azuis em direções opostas e delineadas pelos polígonos pontilhados azuis (b). Essas respostas sísmicas 4D em sentidos opostos também são evidentes na seção de diferença de impedância acústica, atributo sísmico razão de impedância acústica no domínio do tempo, e foram interpretadas como uma barreira local ao fluxo, associada à presença de *carbonatos com argilominerais* no depocentro do baixo relativo [polígono verde escuro; (c)]. Nas seções sísmicas de amplitude e impedância acústica 3D, a assinatura característica das fácies sísmicas dos Baixos Estruturais Relativos é observada, apresentando valores e contrastes baixos de amplitude e impedância acústica, corroborando um aumento na proporção de *Fácies Não-Reservatório Argilosas* (d). Ilustrações (a), (b) e (c) são adaptações dos trabalhos de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b)..... 255

Figura 125: Interpretação dos perfis de resistividade e identificação do contato óleo-água no poço P13. Esta figura apresenta os resultados da análise de perfis de resistividade no poço P13, um dos raros poços da área de estudo que demonstra reservatórios de alta qualidade, com elevadas porosidade e produtividade nas coquinas da Formação Itapema. Embora a transição entre as zonas de hidrocarbonetos e água seja gradual, dificultando a determinação precisa do contato óleo-água, é notável uma redução significativa nos valores de resistividade correspondentes aos intervalos porosos. IP: índice de produtividade estimado a partir de teste de produção. RD: razão de dano. 256

Figura 126: Avaliação da profundidade do contato óleo-água com base em gradientes de pressão e na análise de fluidos dos poços N2, I2 e P6. O mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal exhibe a posição destes poços a oeste do Alto Estrutural Principal da área de estudo. 257

Figura 127: Determinação da profundidade da interface óleo-água utilizando gradientes de pressão, análise de fluidos e perfis de resistividade do poço P22. Um recorte do mapa estrutural do horizonte sísmico “Base do Sal” ilustra a localização deste poço na Borda Leste da área analisada. A transição entre as zonas de hidrocarbonetos e água é gradual, sutil e ocorre em um intervalo de qualidade inferior, porém é possível observar uma diminuição nos valores de resistividade nos trechos porosos. II: índice de injetividade estimado a partir de teste de injeção. RD: razão de dano. 257

Figura 128: Esquema ilustrativo da formação de contatos óleo-água do tipo “*perched-water*” em reservatórios de petróleo do Pré-sal. (a) Reservatório preenchido por água, situado no alto estrutural do embasamento econômico (rochas ígneas) e com barreiras internas ao fluxo formadas por baixos estruturais contendo alta proporção de *carbonatos com argilominerais*. (b) Durante a migração do óleo, a água é deslocada para as zonas mais profundas do reservatório. (c) Devido às barreiras presentes, como as paredes do embasamento econômico e os vales preenchidos por *Fácies Não-reservatório Argilosas*, a água fica retida em diferentes níveis. (d) Assim, poços perfurados em distintas posições podem encontrar diferentes contatos óleo-água, embora toda a camada de óleo esteja conectada. 258

Figura 129: Ilustração esquemática dos contatos óleo-água do tipo “*perched-water*” em reservatórios perfurados pelos poços P13 (Alto Estrutural Secundário), I6 (Baixos Estruturais Relativos) e P16 (Borda Leste). O mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) apresenta a posição dos poços e o traçado da seção esquemática. Na seção esquemática superior são exibidos reservatórios nas seções Alagoas e Pré-Alagoas preenchidos por água (em azul), situados nos altos estruturais e flancos do embasamento econômico (rochas ígneas). Barreiras internas ao fluxo são formadas por baixos estruturais com elevada concentração de *carbonatos com argilominerais* na Formação Barra Velha (em verde), além de diversas *fácies não-reservatório* na seção Pré-Alagoas (em cinza escuro; b). Durante a migração do óleo, a água é deslocada para as zonas *reservatório* mais profundas do campo. Entretanto, devido às barreiras presentes, como as paredes do embasamento econômico (rochas ígneas) e os vales preenchidos por *fácies não-reservatório*, bolsões de água permanecem retidos em diferentes níveis. Dessa forma, os poços P13, I6 e P16, perfurados em distintas posições estruturais, interceptam diferentes contatos óleo-água e/ou LKO (*lowest known oil*)..... 259

Figura 130: Representações esquemáticas das clinofórmulas “sigmoidal” (a) e “oblíqua” (b). As “clinofórmulas sigmoidais” se distinguem pelos *topsets* agradacionais e pelo aumento gradativo da inclinação dos refletores sísmicos na transição entre o *topset* e o *foreset*. Já as “clinofórmulas oblíquas” exibem pouca ou nenhuma agradação (*topsets* geralmente erodidos), originando *foresets* com trajetórias planas a descendentes (b). Ilustrações adaptadas de Mitchum *et al.* (1977), Helland-Hansen & Hampson (2009) e Marin *et al.* (2017)..... 261

Figura 131: Interpretações sismoestratigráficas, associações de fácies e análise das clinofórmulas identificadas próximas ao poço P16 (Borda Leste). A localização da seção sísmica arbitrária (A-B) é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O poço P16 exemplifica poços que atravessaram essas “clinofórmulas sigmoidais”, sugerindo uma presença dominante de fácies carbonáticas retrabalhadas e de carbonatos com feições de dissolução associados (b). A geometria externa da “clinofórmula sigmoidal” cruzada pelo poço P16 é ressaltada e claramente delineada na seção sísmica de amplitude “com filtro corta-altas”, além de razoavelmente indicada na seção de impedância acústica (c). Os carbonatos com feições de dissolução estão vinculados aos menores valores de

impedância acústica que constituem a feição sigmoide (b). Nas seções sísmicas, dois tipos de clinoformas são interpretados: uma feição sigmoide cruzada pelo poço P16, estratigraficamente sobreposta e uma feição oblíqua de *foreset* descendente. As clinoformas envolvem os estratos das zonas BVE100 e BVE200 localizados nas posições de alto e flanco estrutural. A “clinoforma oblíqua” está em contato com uma *Feição X* de menor impedância acústica. Essa *Feição X* interage com as feições de *onlap* de preenchimento da parte leste dos Baixos Estruturais Regionais, demarcando a transição entre a predominância das Fácies *Reservatório (updip)* e das *Não-Reservatório Argilosas (downdip)*. Na base com amplitude “menos brilhante” da feição sigmoide ocorre um discreto aumento dos valores de impedância acústica e um trecho de menor porosidade, no qual predominam os carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [tons de amarelo no perfil de fácies; (b)]. 264

Figura 132: Interpretações sismoestratigráficas, associações de fácies e análise das “clinoformas sigmoidais” cruzadas pelos poços W5 a P19, situados na Borda Leste (a). A localização da seção sísmica arbitrária (A-B) é exibida no mapa de amplitudes médias, calculado desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (a). No mapa, são evidentes amplitudes médias anormalmente baixas nas áreas espessadas das clinoformas. Na seção sísmica A-B, traçada paralelamente à Borda Leste e ao longo dos *foresets* das clinoformas, as geometrias observadas podem ser confundidas com as de *mounds* carbonáticos. Contudo, devido à prevalência de fácies retrabalhadas nos poços W5 a P19 e às análises em outras direções, adotou-se a denominação “clinoformas sigmoidais” ou simplesmente feições sísmicas sigmoides. Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas” (b) e pseudo-impedância (c), é possível notar uma estratificação vertical dessas feições sigmoidais. Na base das feições, com amplitudes menos brilhantes e valores médios de impedância acústica relativamente mais altos predominam carbonatos com conteúdo siliciclástico [por exemplo, na área definida pelo retângulo amarelo; (b)]. No núcleo, com valores anormalmente baixos de amplitude e pseudo-impedância, ocorrem concentrações de carbonatos com feições de dissolução [por exemplo, na região delimitada em azul escuro; (c)]. Na parte superior das feições, ainda com amplitudes brilhantes, porém exibindo valores relativamente maiores de impedância acústica, predominam os carbonatos retrabalhados [por exemplo, na área indicada pelo retângulo azul claro; (b)]. 265

Figura 133: Exemplo de interpretação de feição sísmica de colapso sedimentar na Borda Leste (indicada por setas vermelhas), localizada na base de duas clinoformas (apontadas por setas azuis). As seções sísmicas arbitrárias A-B e C-D, a feição sísmica em questão e o polígono de referência do *ring fence* estão ilustrados nos mapas de valores médios do atributo sísmico *Curvedness*, calculados desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. A feição sísmica de colapso aparece como uma estrutura circular nesses mapas. A borda superior da plataforma carbonática, correspondente ao limite de avanço da “clinoforma sigmoidal” estratigraficamente superior (seta em azul mais claro), também é identificável no mapa médio do atributo sísmico *Curvedness* (linha amarela). Ambas as clinoformas e a feição de colapso apresentam valores anormalmente baixos nas seções de amplitude e impedância acústica. 266

Figura 134: Análise da distribuição das associações de fácies em poços da Borda Leste que atravessam clinoformas, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. Os nomes dos poços considerados estão indicados no mapa de valores médios de amplitude, calculados desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal [intervalos BVE100 & BVE200; (a)]. Notar as amplitudes médias anormalmente baixas e alinhadas por toda a borda (a). Os gráficos de pizza ressaltam a predominância de carbonatos retrabalhados

nas zonas BVE100 e BVE200 desses poços, com a presença de carbonatos com feições de dissolução em ambas as zonas. A zona BVE100 apresenta maior percentual das fácies *in-situ shrubs* associadas, enquanto a zona BVE200 exibe maior proporção de carbonatos com feições de dissolução e com conteúdo siliciclástico (b). Os poços P17 e P18, exemplificados, têm alta produtividade ou injetividade, conforme testes realizados (c). No poço P18 é possível observar uma maior proporção de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico – e menores porosidades associadas – rumo aos trechos basais da zona BVE200 (c). Durante a perfuração do poço P17, o intervalo testado da zona BVE200, rico em carbonatos com feições de dissolução, apresentou perda de fluido e exibe um índice de injetividade extremamente alto, cuja precisão foi prejudicada pela entrada de óleo no poço durante o teste (c). 267

Figura 135: Exemplos de poços da Borda Leste que atravessam clinofórmulas e apresentam carbonatos com feições de dissolução e cavernas em trechos dos perfis de imagem da zona BVE200. Os traçados das seções sísmicas arbitrárias de amplitude “com filtro corta altas”, o posicionamento dos poços exemplificados e o contato óleo-água estimado para a Borda Leste estão representados no mapa de valores médios do atributo sísmico Filtro de Sobel, considerando desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. Observam-se feições sísmicas contorcidas e descontinuidades próximas ao contato óleo-água estimado (contorno ciano). O contato óleo-água também é indicado nas seções sísmicas de amplitude, que mostram duas “clinofórmulas sigmoidais” (seções A-B e E-F) e uma “clinofórmula oblíqua” a complexa (seção C-D) identificadas na Borda Leste. Nos perfis de imagem dos poços, as imagens estáticas estão à esquerda e as dinâmicas à direita. As cavernas interpretadas são representadas pelos contornos em tons de marrom mais escuro, destacando-se especialmente nos perfis de imagem estática. 268

Figura 136: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 (predominantemente) e BVE200 (secundariamente). A figura ilustra algumas expressões visuais das fácies sísmicas de *mounds* carbonáticos nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. A seção sísmica A-B atravessa *mounds* carbonáticos cujos núcleos foram amostrados pelo poço W4, revelando elevadas proporções de associações de fácies *in-situ*, em especial *in-situ shrubs* e altas porosidades nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200. As seções sísmicas C-D e E-F exibem outros conjuntos de *mounds* carbonáticos analisados. Na seção sísmica C-D, o poço W3 amostrou o flanco de um *mound* carbonático posicionado no intervalo estratigráfico BVE100 e, apesar da predominância de associações de fácies *in-situ*, verificou-se um aumento relativo das associações de fácies *de baixa energia* e uma conseqüente redução das porosidades. O conjunto de *mounds* exibido na seção sísmica E-F não foi amostrado, mas espera-se que seus ápices/núcleos, assinalados pelas setas em preto e branco, apresentem características faciológicas e petrogeofísicas semelhantes às observadas no poço W4. Os *mounds* carbonáticos estão relacionados com ambientes deposicionais de moderada a alta energia. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade dos poços (ausência ou má qualidade da perfuração). 270

Figura 137: Catálogo de feições e fácies sísmicas enfocando os intervalos estratigráficos BVE100 (principalmente) e BVE200 (secundariamente). A figura destaca algumas expressões visuais das feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude iterdec e razão V_p/V_s . A seção sísmica A-B percorre diversos conjuntos de refletores sísmicos plano-paralelos a inclinados, com terminações em *onlap* (indicadas pelas setas em preto e branco), que foram amostrados pelo poço W2. Nesses intervalos

estratigráficos, BVE100 e BVE200, foram identificadas elevadas proporções da associação de fácies *carbonatos com argilominerais*, altas porosidades totais e baixas porosidades efetivas e *de fluido livre*. A representação espacial dessas fácies sísmicas é melhor visualizada através de um mapa médio de valores do atributo sísmico razão V_p/V_s , seja para a zona BVE100, conforme exibido na figura, ou para a zona BVE200. Essas características sísmicas estão relacionadas com ambientes deposicionais de baixa a muito baixa energia. 271

Figura 138: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 (principalmente) e BVE200 (secundariamente). A figura realça algumas expressões visuais das feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude "com filtro corta-altas", TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A'-B' percorre diversos conjuntos de refletores sísmicos plano-paralelos a inclinados, com terminações em *onlap* (indicadas pelas setas em preto e branco), que foram amostrados pelo poço W2. Nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200 foram identificadas elevadas proporções da associação de fácies *carbonatos com argilominerais*, altas porosidades totais e baixas porosidades efetivas e *de fluido livre*. Na seção de impedância acústica, torna-se possível observar algumas geometrias externas em forma de cunha e a predominância de baixos valores de impedância acústica, associados ao alto conteúdo de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* e aos ambientes deposicionais de baixa a muito baixa energia. 272

Figura 139: Catálogo de feições e fácies sísmicas, com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. A imagem exhibe diversas expressões visuais da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. A seção sísmica A-B apresenta a *Feição X* cujo núcleo de mais alta impedância acústica foi atravessado pelo poço I5, exibindo elevadas proporções de associações de fácies *de baixa energia*, trechos de *carbonatos com argilominerais* e porosidades efetivas reduzidas na zona BVE100. Na seção sísmica C-D, I1 é exemplo de um poço que atravessou o flanco inferior de um *mound* carbonático que faz interface com *Feição X* (posicionado estruturalmente *updip* em relação ao núcleo mais impedante da *Feição X*). Embora prevaleça a presença de Fácies *Não-reservatório Fechadas*, interpretou-se um aumento relativo das associações de fácies *in-situ* e um conseqüente aumento das porosidades efetivas, principalmente na porção central do intervalo BVE100, correspondente à zona BVE120. Nos dois exemplos ilustrados, seções sísmicas A-B e C-D, poços I5 e I1, a *Feição X* ocorre exclusivamente na porção superior da Formação Barra Velha, indicada pelos colchetes e equivalente à zona BVE100, enquanto na subjacente zona BVE200 predominam Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. A presença da *Feição X* indica uma área de transição entre os ambientes deposicionais de energia moderada-alta e baixa-muito baixa. Na seção sísmica de impedância acústica *de alta frequência* pode-se, inclusive, interpretar uma intercalação entre segmentos com maiores e menores porosidades totais (interdigitação de altos e baixos valores do atributo sísmico). O poço I5 não pode ser aproveitado para a injeção de fluidos nos intervalos em questão. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade (ausência ou má qualidade da perfilagem). 273

Figura 140: – Catálogo de feições e fácies sísmicas, enfatizando as zonas BVE100 e BVE200. A imagem apresenta várias manifestações visuais da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, TecVA, pseudo-impedância, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. A seção sísmica A-B exhibe uma *Feição X* situada em uma área dos Baixos Estruturais Relativos, cujos flancos foram amostrados pelo poço WAG2. Os núcleos da feição estão apontados por setas em branco e preto. A análise do poço

WAG2, no intervalo indicado pelos colchetes, revelou predominância de associações de fácies *de baixa energia*, trechos subsísmicos de *carbonatos com argilominerais* e porosidades efetivas reduzidas no intervalo estratigráfico BVE100 e em uma pequena porção superior do intervalo BVE200. Embora as Fácies *Não-reservatório Fechadas* sejam majoritárias na zona BVE100, algumas partes do perfil apresentam porosidades efetivas superiores a 6%, especialmente na porção central, equivalente à zona BVE120, que foram utilizadas para injeção alternada de água e gás. Na zona BVE200 subjacente, predominam Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. A presença da *Feição X* nos depocentros dos Baixos Estruturais Relativos sinaliza uma área de transição entre os ambientes deposicionais de energia moderada-baixa e baixa-muito baixa. Nessas áreas, espera-se a existência de pelo menos um nível de rocha reservatório que permita a passagem de fluidos. Na seção de impedância acústica *de alta frequência* é inclusive possível interpretar uma intercalação entre segmentos com porosidades totais maiores e menores, inferidos a partir da interdigitação de valores altos e baixos do atributo sísmico. 274

Figura 141: Catálogo de feições e fácies sísmicas com destaque para as zonas BVE100 e BVE200. A imagem exibe variadas representações visuais das fácies sísmicas características dos Baixos Estruturais Relativos, interpretadas através dos atributos sísmicos de amplitude, TecVA, pseudo-impedância, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. Setas em preto e branco, acompanhadas de colchetes, na seção sísmica A-B e no perfil de porosidades do poço WAG2, ressaltam a predominância de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* na zona BVE200 (elemento central desta figura). Na análise desses atributos sísmicos é possível observar contrastes de amplitude atenuados e valores reduzidos de pseudo-impedância e impedância acústica, além de um relevo negativo no atributo sísmico TecVA. No contexto dos Baixos Estruturais Relativos, a presença da anomalia de alta impedância acústica da *Feição X* no segmento superior, zona BVE100, sugere que, embora a zona BVE200 seja caracterizada por uma energia deposicional muito baixa, a zona BVE100 configura uma transição entre ambientes deposicionais de energia moderada-baixa a baixa-muito baixa. 275

Figura 142: Catálogo de feições e fácies sísmicas, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. A imagem apresenta as representações visuais das fácies sísmicas típicas dos Baixos Estruturais Relativos, interpretadas a partir de seções sísmicas dos atributos de amplitude e impedância acústica, bem como de um mapa médio de valores do atributo sísmico razão V_p/V_s . Polígonos pontilhados em preto na seção sísmica A-B destacam o vale onde prevalecem Fácies *Não-Reservatório Argilosas* nas zonas BVE100 e BVE200. Ao analisar os atributos sísmicos, notam-se contrastes de amplitude atenuados e valores reduzidos de impedância acústica, além de reflexões sísmicas côncavas nas seções e formas lenticulares no mapa. No contexto dos Baixos Estruturais Relativos, a ausência da *Feição X* na zona BVE100 sugere que o vale pode atuar como uma barreira local ao fluxo de fluidos. A representação espacial das fácies sísmicas características dos Baixos Estruturais Relativos é pode ser expressa por meio do mapa médio de valores do atributo sísmico razão V_p/V_s , tanto para a zona BVE100, conforme mostrado nesta figura, quanto para a zona BVE200. Os altos valores médios de razão V_p/V_s , conjuntamente com as demais características sísmicas mencionadas, foram relacionados com ambientes deposicionais de energia baixa a muito baixa. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade dos poços (ausência ou má qualidade da perfilagem; seta preta). 276

Figura 143: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações evidenciam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoidal, ou clinoforma, em variados atributos sísmicos: amplitude convencional, amplitude “com

filtro corta-altas”, TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A-B exemplifica como a clinofórma teve seus elementos de *topset* e *foreset* atravessados pelos poços I7 e P17, respectivamente, revelando alta proporção de fácies retrabalhadas e maior presença de carbonatos com feições de dissolução. No poço P17, as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são notavelmente elevadas. Reflexões internas são perceptíveis nos dados de amplitude convencional e TecVa, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à área mais profunda da bacia/lago. No dado de amplitude “com filtro corta-altas”, as amplitudes muito baixas exibem um aspecto brilhante e as baixas frequências realçam a forma externa sigmoidal. As clinofórmas sigmoidais e outras feições oblíquas situadas na Borda Leste da área de estudo estão associadas a ambientes deposicionais de alta energia. Os primeiros metros do perfil de porosidade do poço P17 devem ser desconsiderados em função da má qualidade da perfilagem (conforme indicado pela seta preta). 277

Figura 144: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações evidenciam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoidal, ou clinofórma, em variados atributos sísmicos: amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas”, TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A-B exemplifica como a clinofórma teve seus elementos de *topset* e *foreset* atravessados pelos poços I7 e P17, respectivamente, revelando alta proporção de fácies retrabalhadas e maior presença de carbonatos com feições de dissolução. No poço P17, as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são notavelmente elevadas. Reflexões internas são perceptíveis nos dados de amplitude convencional e TecVa, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à área mais profunda da bacia/lago. No dado de amplitude “com filtro corta-altas”, as amplitudes muito baixas exibem um aspecto brilhante e as baixas frequências realçam a forma externa sigmoidal. As clinofórmas sigmoidais e outras feições oblíquas situadas na Borda Leste da área de estudo estão associadas a ambientes deposicionais de alta energia. Os primeiros metros do perfil de porosidade do poço P17 devem ser desconsiderados em função da má qualidade da perfilagem (conforme indicado pela seta preta). Para referência, nesta figura a feição sigmoide está delineada por um polígono azul marinho tracejado. Adicionalmente, notar os baixos valores de impedância acústica que preenchem a feição..... 278

Figura 145: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações destacam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoide a oblíqua, ou clinofórma, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas” e impedância acústica. A seção sísmica A-B ressalta que a clinofórma é interceptada pelo poço P20, que revelou uma alta proporção de fácies retrabalhadas e uma maior presença de carbonatos com feição de dissolução associados. No perfil do poço é possível observar como as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são significativamente elevadas. Nesta seção A-B, reflexões internas são perceptíveis tanto no dado de amplitude convencional quanto no dado com filtro de corte de frequências altas, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à porção mais profunda da bacia/lago. A ocorrência de clinofórmas na Borda Leste da área de estudo sugere um ambiente deposicional de alta energia. 279

Figura 146: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações destacam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoide a oblíqua, ou clinofórma, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas” e impedância acústica. A seção sísmica A-B ressalta que a clinofórma é interceptada pelo poço P20, que revelou uma alta proporção de fácies retrabalhadas e uma maior presença de carbonatos com feição de dissolução associados.

No perfil do poço é possível observar como as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são significativamente elevadas. Nesta seção A-B, reflexões internas são perceptíveis tanto no dado de amplitude convencional quanto no dado com filtro de corte de frequências altas, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à porção mais profunda da bacia/lago. A ocorrência de clinofomas na Borda Leste da área de estudo sugere um ambiente deposicional de alta energia. Para referência, nesta figura, a feição sigmoide e os intervalos correspondentes em perfil são delineados por polígonos tracejados em azul marinho. Ademais, notam-se os baixos valores de impedância acústica preenchendo a feição. Os menores valores de impedância acústica internos à feição foram relacionados a níveis concentrados de carbonatos com feições de dissolução e/ou cavernas interpretadas nos perfis de imagem. Os valores relativamente superiores de impedância acústica observados logo abaixo da feição, ao longo do traçado do poço P20, foram relacionados com o aumento do conteúdo siliciclástico nas fácies retrabalhadas..... 280

Figura 147: Mapa preditivo das regiões de predomínio de Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-Reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas* na zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100 (a). Levando em consideração que a qualidade dos reservatórios na área de estudo é fortemente influenciada pela localização estrutural, para referência, também são exibidos os mapas estruturais do horizonte sísmico Base do Sal, com os polígonos das regiões de predomínio de fácies sobrepostos (b) e com a localização dos poços perfurados (c). Atentar para os poços N1, N3 e W2, os quais não puderam ser aproveitados para a malha de drenagem, e que estão localizados na região de predomínio das Fácies *Não-Reservatório Argilosas*, sinalizada na cor verde..... 285

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Síntese das principais informações de poços (perfis, rocha e testes) selecionadas para este trabalho. GRT: raios gama total; GR ou SGR: raios gama espectral; DT ou DTCO: sônico compressional; DTS: sônico cisalhante; RMN: ressonância magnética nuclear; BHI: <i>bottom hole image</i> ou <i>borehole image log</i> (perfil de imagem); CS: <i>check-shot</i> ; TFR: teste de formação; TLD: teste de produção de longa duração; SPA: sistema de produção antecipada; RFT: <i>Repeat Formation Tester</i> 90
Tabela 2: Resumo dos princípios físicos e exemplos das principais aplicações dos perfis de poços utilizados. Fontes das informações: modificado de Coates <i>et al.</i> (1999), Rider (2002) e Sartorato (2018). 91
Tabela 3: Médias e desvios padrões de densidade, velocidade compressional (Vp) e velocidade cisalhante (Vs) calculados para cada associação de fácies, com base nos perfis dos 44 poços que dispõem de perfil de imagem acústica. 136
Tabela 4: Médias e desvios padrões de impedância acústica, impedância cisalhante e razão Vp/Vs calculados para cada associação de fácies, com base nos perfis dos 44 poços que dispõem de perfil de imagem acústica. Notar que os <i>carbonatos com argilominerais</i> , associação de fácies argilosas, estão separados das demais fácies <i>de baixa energia</i> ... 136
Tabela 5: Analogias entre o predomínio de algumas associações de fácies (deposicionais e diagenéticas), as classes de porosidade efetiva propostas neste estudo e as tendências de valores médios dos atributos sísmicos impedância acústica e razão Vp/Vs. É importante ressaltar que, mesmo havendo predominância das fácies <i>in-situ shrubs</i> , carbonatos retrabalhados e carbonatos com feições de dissolução na classe de porosidade <i>Fácies Reservatório</i> , também podem ocorrer proporções menores de fácies <i>in-situ</i> incipiente, retrabalhados com conteúdo siliciclástico e, ocasionalmente, fácies <i>de baixa energia</i> . Da mesma forma, embora as fácies <i>de baixa energia</i> predominem na classe <i>Fácies Não-Reservatório Fechadas</i> , fácies <i>in-situ</i> incipiente podem surgir em proporções significativas, enquanto as demais fácies <i>não-argilosas</i> podem aparecer em proporções subordinadas. 139

1 INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos emergiu no cenário da exploração e produção de hidrocarbonetos na década de 1980, após a descoberta dos reservatórios turbidíticos do Campo de Merluza (Chang *et al.*, 2008). Contudo, seu potencial para a indústria petrolífera só foi amplamente reconhecido no início dos anos 2000, com a perfuração do primeiro poço da seção Pré-sal - poço 1-BRSA-329DRJS (prospecto Parati) - e a descoberta da primeira grande acumulação de óleo no Campo de Tupi (Formigli, 2007; Formigli, 2008; Formigli *et al.*, 2009; Cruz, 2019; Maul *et al.*, 2021). Como palco de desenvolvimento de inovadoras estratégias *fast-track*¹ de produção e recuperação avançada de hidrocarbonetos, o Campo de Tupi produz cerca de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia (Abelha & Petersohn, 2018; Rosa *et al.*, 2018; Artagão, 2019; Cruz, 2019; Cruz *et al.*, 2021b; ANP, 2022).

Atualmente, a Bacia de Santos é a província petrolífera protagonista do Brasil, com sua relevância econômica, ressaltada pelos casos de sucesso dos campos de Tupi, de Sapinhoá, de Búzios, de Mero e do Complexo Iara dentre outros, e foi responsável por cerca de 75% da produção nacional de petróleo em 2022 (ANP, 2022). A relevância econômica, a localização em águas ultra profundas, o soterramento complexo e as distintas características geológicas e petrogeofísicas dos reservatórios carbonáticos da Bacia Santos demandam refinadas técnicas de aquisição de dados e contínuos estudos de processamento, interpretação, caracterização e modelagem geológica-geofísica.

Na seção Pré-sal da Bacia de Santos, as rochas carbonáticas das Formações Barra Velha (*e.g.*, carbonatos *in-situ*, carbonatos retrabalhados e carbonatos com feições de dissolução) e Itapema (aglomerados bioclásticos/*coquinas*) constituem os principais reservatórios contendo hidrocarbonetos (Moreira *et al.*, 2007; Teixeira *et al.*, 2017; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Artagão, 2019; Cruz, 2019; Dias *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Mello, 2020; Cruz *et al.*, 2021a; Cruz *et al.*, 2021b; Penna & Lupinacci, 2021; Castro & Lupinacci, 2022; Mello & Lupinacci, 2022; Pedrinha *et al.*, 2023; Johan *et al.*, 2023). Apesar do relevante volume de publicações acadêmicas sobre a seção Pré-

¹ Desenvolvimento *fast-track* de reservatórios do Pré-sal: refere-se a uma abordagem acelerada e eficiente para explorar e desenvolver reservatórios de óleo e gás na seção de interesse. Essa estratégia visa reduzir o tempo entre a descoberta dos reservatórios e a produção de óleo e gás, otimizando as operações, simplificando os processos e aplicando tecnologias avançadas para aumentar a eficiência e a rentabilidade. O objetivo é maximizar o valor dos ativos e minimizar os riscos associados a esses projetos complexos e de alto custo (*e.g.*, Saka *et al.*, 2019).

sal, permanece limitada a compreensão de sua evolução tectono-estratigráfica e da heterogeneidade de elementos deposicionais e diagenéticos que interagiram para a formação de seus extensos reservatórios.

Uma importante característica geológica dos depósitos da Formação Barra Velha, com impacto direto nas estratégias de exploração dos campos do Pré-sal, é a ocorrência de argilominerais magnesianos. A presença desses constituintes é capaz de obliterar de forma significativa o espaço poroso e reduzir substancialmente a capacidade das rochas de armazenar e produzir hidrocarbonetos (Ramnani *et al.*, 2021; Castro & Lupinacci, 2022; Carramal *et al.*, 2022; Carvalho *et al.*, 2022; Pedrinha *et al.*, 2023). Sendo assim, parte fundamental da caracterização geofísico-geológica da Formação Barra Velha, é a representação tridimensional da porção *não-reservatório argilosa*, na qual predominam os denominados *carbonatos com argilominerais*, *i.e.*, rocha carbonática com ocorrência significativa de argilominerais preenchendo o espaço poroso (*e.g.*, Pedrinha *et al.*, 2018) ou, com alta preservação de matriz argilosa magnesiana singenética (*e.g.*, Carvalho *et al.*, 2022). Decorrida mais de uma década de produção e cerca de trezentos poços perfurados, a separação entre porções *reservatório*, *não-reservatório* e *transição* ainda é uma tarefa árdua e repleta de armadilhas para os geofísicos e geólogos que atuam nas áreas de desenvolvimento e de produção desses reservatórios.

Com o avanço das técnicas de aquisição, de processamento e de inversão de dados sísmicos e no intuito de reduzir as incertezas no mapeamento e na modelagem de fácies, não somente na Formação Barra Velha, mas na seção Pré-sal como um todo, diversos autores propuseram a combinação de dados sísmicos e de poços em abordagens de caracterização sísmica qualitativa, semiquantitativa e/ou quantitativa (*e.g.*, Cunha *et al.*, 2013; Jesus *et al.*, 2017; Teixeira *et al.*, 2017; Cunha *et al.*, 2019; Dias *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Kneller *et al.*, 2019; Vasquez *et al.*, 2019; Mello, 2020; Santana & Pimentel, 2020; Ferreira *et al.*, 2021a; Ferreira *et al.*, 2021b; Minzoni *et al.*, 2021; Penna & Lupinacci, 2021; Mello & Lupinacci, 2022).

A evolução das metodologias quantitativas e automatizadas aplicadas na caracterização dos reservatórios do Pré-sal pode ser retratada com auxílio de algumas referências. Cunha *et al.* (2013) propuseram uma classificação estatística de fácies, utilizando dados de pseudo-impedância, que pode ser utilizada na avaliação geral de áreas exploratórias. Teixeira *et al.* (2017) e Fernandes & Lupinacci (2022) utilizaram de classificação Bayesiana para combinar dados provenientes de inversão sísmica elástica –

impedância acústica (I_p) e razão V_p/V_s – e informações de profundidades (TVDSS), para estimar, por exemplo, áreas de maior probabilidade de ocorrência de fácies carbonáticas argilosas. Na sequência, outras publicações buscaram combinar uma gama ainda maior de atributos acústicos, elásticos e geométricos em classificações de fácies multi-atributo (e.g., Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019). Kneller *et al.* (2019) já propuseram a utilização de inversão sísmica geoestatística diretamente para fácies e porosidade. A fim de expandir as classificações de fácies sísmicas para além das tradicionais classes *reservatório* e *não-reservatório*, Mello (2020) e Mello & Lupinacci (2022) optaram por classificação de fácies em função de sua composição mineralógica e Penna & Lupinacci (2021) inovaram ao explorar os limites de resolução sísmica vertical e partiram para uma classificação de unidades de fluxo. Adicionalmente, Ferreira *et al.* (2021b) utilizaram atributos sísmicos, *machine learning* (aprendizado de máquina) e o algoritmo EMBER (*embedded model estimator*) para aprimorar e otimizar a modelagem 3D de porosidade efetiva para a Formação Barra Velha no Campo de Búzios. Em suas considerações finais, Ferreira *et al.* (2021b) salientaram que a porção basal da seção estudada apresentava maior incerteza nas estimas de porosidade e que, naquele caso, seus resultados deveriam ser utilizados com maior cautela.

Essas metodologias quantitativas e automatizadas citadas, dentre outras tantas empregadas, auxiliam na caracterização sísmica dos reservatórios e na construção de múltiplos cenários geológicos. Porém, ao avaliar uma nova locação exploratória ou de aquisição de dados de reservatório, um poço injetor ou produtor, é necessário proceder à interpretação sísmica e geológica de detalhe, com integração de informações nas diferentes escalas (amostras de rocha, perfis, sísmica e dados dinâmicos de produção), nas cercanias de cada oportunidade. Desta ocasião, o estudo prévio de feições sísmicas se apresenta como um poderoso aliado, tanto na interpretação manual detalhada quanto nas tomadas de decisão estratégicas para os projetos.

A importância do reconhecimento de padrões, geometrias e corpos sísmicos (*geobodies*) com significado litofaciológico, deposicional e/ou diagenético e com características permo-porosas distintas foi ressaltada em diversos trabalhos, nos quais feições sísmicas do tipo *mounds*, *build-ups* e *clinoformas* tomaram relevância para exploração e exploração de hidrocarbonetos na seção Pré-sal (Buckley *et al.*, 2015; Jesus *et al.*, 2017; Barnett *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021a; Hendry *et al.*, 2021; Minzoni *et al.*, 2021). Contudo, e especialmente para a porção superior da Formação Barra Velha,

ocorrem feições e conjuntos de fácies sísmicas pouco conhecidos, ou que ainda não foram amplamente caracterizados e correlacionados à informação de poços (perfis convencionais, perfis de imagem, amostras de rocha, interpretações de associações de fácies, indicadores de produção etc.). Um bom exemplo é a *Feição X*, feição sísmica indicativa de reservatório de baixa qualidade e/ou menor espessura, observada durante a interpretação dos primeiros resultados de sísmica 4D para o pré-Sal de Santos (Cruz *et al.*, 2021a; Cruz *et al.*, 2021b; Johann *et al.*, 2023), conforme apresentado na Figura 1.

O presente trabalho pretende ressaltar a importância da interpretação sísmica-geológica de detalhe nas diferentes escalas – rocha, perfil e sísmica – e aprimorar as formas de reconhecimento e mapeamento da *Feição X*, dentre outras feições sísmicas, tais como *clinofomas* e *mounds*, capazes de discriminar elementos deposicionais e/ou diagenéticos de interesse, inferindo paleo-ambientes deposicionais e qualidade de reservatório. Além disso, este trabalho apresentará uma detalhada metodologia de interpretação de associações de fácies a partir dos perfis dos poços e irá contribuir para uma melhor definição dos critérios de zoneamento sismoestratigráfico e individualização da Formação Barra Velha frente à seção Pré-Alagoas.

Para a área de estudo, são descritos os dados necessários e a metodologia adotada para a obtenção de perfis contínuos de associações de fácies em poço, para o zoneamento sismoestratigráfico da Formação Barra Velha, para o reconhecimento de feições e fácies sísmicas relevantes para a caracterização e a modelagem dos reservatórios e para a confecção de um mapa preditivo das regiões de domínio de fácies *reservatório*, *não-reservatório* e *de transição* para o intervalo estratigráfico BVE100 (Pedrinha *et al.*, 2018; Minzoni *et al.*, 2021; Pedrinha *et al.*, 2023). Será apresentado um catálogo com as principais feições sísmicas analisadas e seus significados deposicionais e/ou diagenéticos, além de seções de correlação estratigráfica e sísmicas interpretadas, todas devidamente ancoradas à informação de poços (informação petrofísica e/ou de rocha) e que servirão de material análogo para outras áreas na seção Pré-sal.

O intervalo de interesse será a Formação Barra Velha, especialmente, mas não restrito, às suas porções mais superiores e denominadas zonas ou intervalos estratigráficos BVE100 (foco principal) e BVE200 (foco secundário). Por dispor de um grande acervo público de dados de poços representativos dos mais diversos contextos deposicionais e diagenéticos já observados na seção Pré-sal da Bacia de Santos, além de dados sísmicos

de boa qualidade, o Campo de Tupi foi a área de estudo selecionada para desenvolvimento deste trabalho.

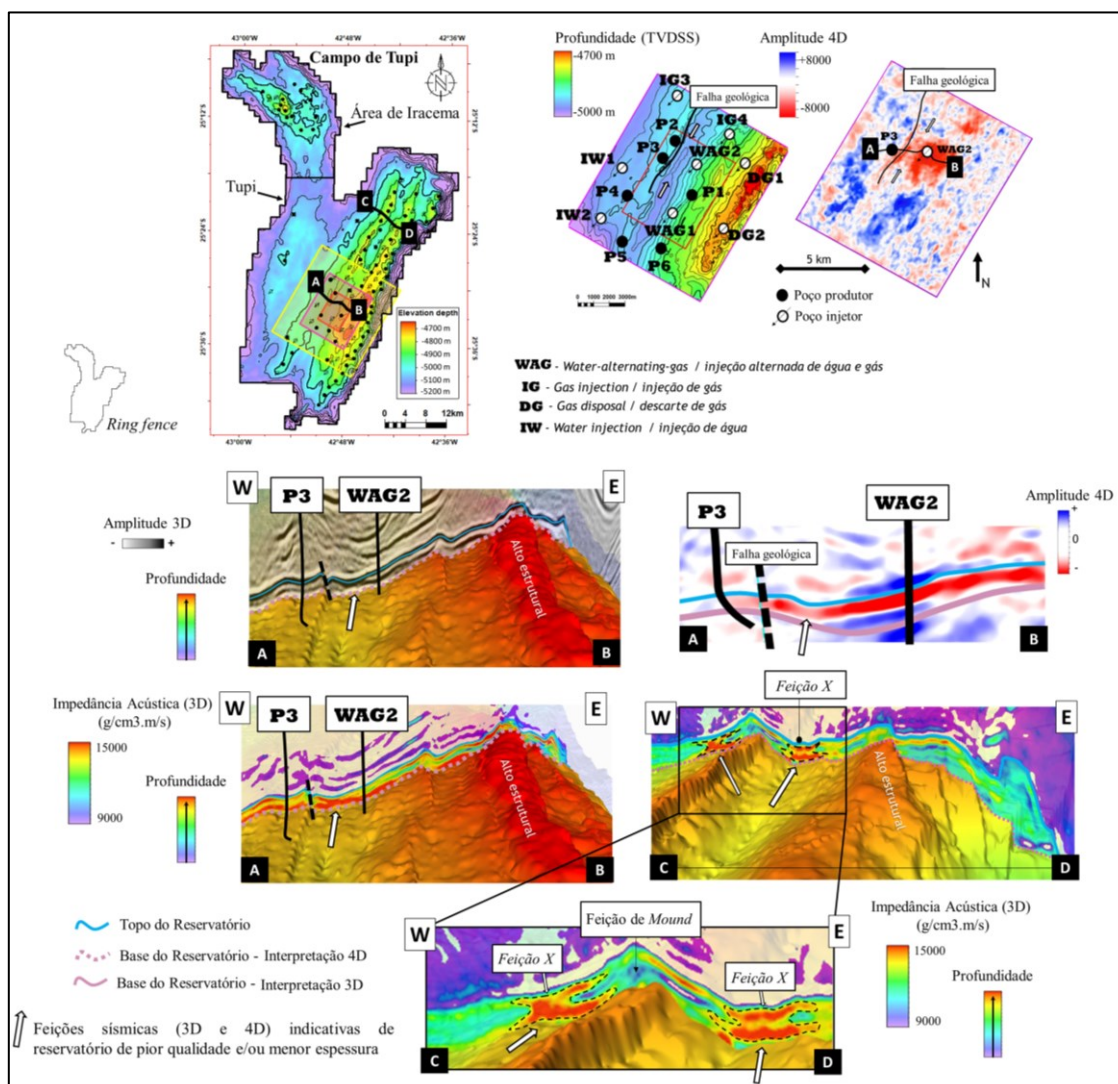


Figura 1: *Feição X* interpretada como feição sísmica indicativa de degradação da qualidade do reservatório e/ou diminuição da espessura permio-porosa rumo aos baixos estruturais, nas regiões dos módulos de produção Piloto Nodes de Tupi (seções sísmicas A-B) e Tupi Nordeste (seções sísmicas C-D), no Campo de Tupi. Tanto no mapa de amplitude sísmica 4D para o intervalo reservatório, como nas seções de amplitude sísmica 3D e 4D, o sinal sísmico é esmaecido na posição da *Feição X*. Por outro lado, nas seções de impedância acústica, a *Feição X* é ressaltada por altos valores, ao redor de 15000 g/cm³.m/s, exibidos em tons de amarelo e vermelho, com a sua geometria remetendo à letra X do alfabeto. No detalhe da seção de impedância acústica C-D, a *Feição X* aparece tanto em uma posição de flanco estrutural (a oeste) como em uma posição de baixo estrutural relativo (a leste) e, em ambas as posições, a *Feição X* está bordejando uma segunda feição sísmica, interpretada como um *mound* carbonático. Modificado de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b).

O Campo de Tupi está localizado na porção distal da Bacia de Santos, a aproximadamente 280 km da costa da cidade do Rio de Janeiro. Seus principais reservatórios são justamente os carbonatos da porção superior da Formação Barra Velha

(Moreira *et al.*, 2007; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Cruz *et al.*, 2021b; Pedrinha *et al.*, 2023). Segundo diversos autores (Calvo *et al.*, 1999; Wright & Barnett, 2015; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Pedrinha *et al.*, 2023) estes reservatórios carbonáticos foram depositados em um ambiente predominantemente lacustre e estressante (elevada salinidade e alcalinidade), interpretação aqui adotada, não sendo possível desconsiderar que outros autores sugerem uma significativa influência marinha (Cainelli & Mohriak, 1999; Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008).

Além da discussão sobre o ambiente deposicional, persiste o debate sobre a origem biótica ou abiótica (*química*) dos depósitos carbonáticos que compõem a Formação Barra Velha. No início das atividades de exploração e desenvolvimento da seção Pré-sal, essas rochas foram amplamente relacionadas a atividade microbiana, daí a ampla utilização do termo *carbonatos microbianos* (Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2009; Terra *et al.*, 2010; Muniz & Bosence, 2015). Por outro lado, Wright & Barnett (2015), dentre outros após (Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020), afirmam existir poucas evidências de processos microbianos que suportem uma origem predominantemente biológica e defendem a vertente abiótica.

Considerando os significados genéticos e ambientais, especialmente as condições energéticas, a lâmina d'água e a química d'água e, adicionalmente, a porosidade, a permeabilidade e a capacidade de fluxo de fluidos, Pedrinha *et al.* (2018) agruparam as litologias identificadas na Formação Barra Velha do Campo de Tupi em sete associações de fácies: carbonatos com feições de dissolução, carbonatos com arborescências bem desenvolvidas, carbonatos com desenvolvimento incipiente de arborescências, carbonatos retrabalhados, carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico, fácies *de baixa energia* (laminitos e esferulitos) e fácies argilosas.

Por entender que a classificação de Pedrinha *et al.* (2018) apresenta boa representação na escala sísmica, esta foi adotada e este entendimento será explorado ao longo da dissertação. Pedrinha *et al.* (2018) não discutem a origem biótica ou abiótica de cada uma de suas associações de fácies, mas observam, por exemplo, que o aumento da alcalinidade e da salinidade do lago favorecem a precipitação de fácies *in-situ*.

De modo simplificado, para a Formação Barra Velha na área e intervalos estratigráficos de estudo, a denominação *carbonatos com argilominerais* corresponde às

fácies argilosas com teor significativo de argilominerais magnesianos, embora teores de outros sedimentos finos siliciclásticos e/ou argilas terrígenas (*não-magnesianas*) possam ocorrer. Herlinger *et al.* (2020), por exemplo, estimam que, tipicamente, até 2% de argilas terrígenas e conteúdo silte estejam misturados às argilas magnesianas, quando as mesmas ocorrem laminadas. Já outros autores reservam a denominação *laminitos* para as fácies laminadas ricas em sedimentos finos diversos (Lima & De Ros, 2019; Muniz & Bosence, 2015), enquanto Gomes *et al.* (2020) organizam suas fácies lamosas como aquelas em que as amostras de rocha compreendem mais de 90% de componentes de granulação fina (< 64 µm), incluindo além das argilas magnesianas, também calcita, dolomita e sílica microcristalinas na mesma fácies *mudstone*. Ademais, Carvalho *et al.* (2022) destacam que, em fácies “argilitos magnesianos com poucos esferulitos” o conteúdo de matriz argilosa magnesiana singenética preservada pode alcançar até 83%.

Apesar das diferentes interpretações e classificações de fácies já publicadas para a seção Pré-sal da Bacia de Santos, as argilas magnesianas são observadas e reportadas em todas as associações de fácies, porém nas fácies relacionadas com ambientes de moderada a alta energia suas proporções são bem menores (Faria *et al.*, 2017; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Gomes *et al.*, 2020, Carramal *et al.*, 2022; Carvalho *et al.*, 2022; Pedrinha *et al.*, 2023). Ou seja, parece haver um consenso de que intervalos com alta preservação de argilominerais magnesianos indicariam ambientes de baixa a muito baixa energia e rocha *não-reservatório* ou de péssima qualidade permo-porosa. Assim, esta presente pesquisa busca aumentar a previsibilidade do reconhecimento de regiões propícias a acumulação desses depósitos argilosos, dentre outros de interesse para a porção superior da Formação Barra Velha, sem aventar hipóteses sobre a gênese biótica e/ou química dos reservatórios carbonáticos, e/ou sobre a prevalência de processo deposicional e/ou diagenético na preservação/acumulação desses argilominerais magnesianos.

1.2 Objetivos Gerais e Específicos

O objetivo geral desta pesquisa é a confecção de um mapa preditivo da distribuição das fácies *reservatório*, *não-reservatório* e *de transição* para a porção superior da Formação Barra Velha, especialmente intervalo estratigráfico BVE100, na área de estudo.

A partir do mapeamento detalhado de feições e fácies sísmicas – quando se correlacionam atributos sísmicos, perfis de poços, descrições de agrupamentos de fácies e, eventualmente, dados de produção – busca-se inferir as regiões de predomínio de:

- i. Associações de fácies carbonáticas relacionadas com ambientes de baixa a muito baixa energia, onde há presença significativa de argilominerais (depositados/preservados) comprometendo a qualidade permo-porosa da rocha – domínio dos *carbonatos com argilominerais* – porção *não-reservatório argilosa*;
- ii. Associações de fácies relacionadas com ambientes de baixa energia e transição moderada – baixa energia, onde há intercalação entre níveis *reservatório* e *não-reservatório* – porção com piores características permo-porosas; e
- iii. Associações de fácies carbonáticas relacionadas com ambientes de moderada a alta energia – porção predominantemente *reservatório*.

Adicional e especificamente, procura-se:

- iv. Detalhar os critérios lito-faciológicos, tectônicos e sismoestratigráficos de separação das seções Alagoas e Pré-Alagoas, com conseguinte zoneamento sismoestratigráfico e refinamento da interpretação estrutural da Formação Barra Velha;
- v. Dentro da porção *reservatório*, intervalo estratigráfico BVE100, estudar a viabilidade e apontar uma metodologia de mapeamento das áreas de predomínio de associações de fácies de carbonatos com arborescências bem desenvolvidas (*in-situ shrubs*) e retrabalhados, além da identificação e individualização de regiões de predomínio de feições sísmicas relacionadas à dissolução/carstificação;
- vi. Elaborar um catálogo de feições e fácies sísmicas amparado por dados de poços, destacando particularmente a *Feição X*, a ser utilizado como análogo por outros intérpretes atuando em outros campos na seção Pré-sal da Bacia de Santos, ou em rampas carbonáticas diversas nas quais esse tipo de feição sísmica sirva de realce para transições laterais de fácies carbonáticas; e
- vii. De forma complementar, estudar e utilizar atributos sísmicos para interpretar regiões mais propícias à ocorrência de carbonatos com feições de dissolução no intervalo estratigráfico BVE200.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

As denominações camada ou seção Pré-sal brasileira comumente denotam um conjunto de rochas imediatamente sotopostas a uma sequência evaporítica salina – pacotes de sais que variam de homogêneos a estratificados – enquanto os termos província, pólo ou *play* Pré-sal usualmente fazem referência aos campos de petróleo que exploram dita camada, estabelecidos em uma área *offshore* de aproximadamente 150.000 km², englobando as Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo (Formigli, 2007; Carminatti *et al.*, 2008; Chang *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2012). O termo *play* Pré-sal pode significar ainda um conjunto de características ou prospectos que sinalizam potencial para a ocorrência de hidrocarbonetos (Riccomini *et al.*, 2012). A sequência evaporítica em questão é o principal selo dessas acumulações de hidrocarbonetos, pode variar de poucos metros a mais de três quilômetros (Mohriak *et al.*, 2012; Teixeira *et al.*, 2020), e corresponde à Formação Ariri na Bacia de Santos, à Formação Retiro na Bacia de Campos e ao Membro Itaúnas da Formação Mariricu na Bacia do Espírito Santo (Papaterra, 2010). Em 8 de novembro de 2007, o termo “Pré-sal” (grifo) foi utilizado pela primeira vez de forma oficial pela Petrobras em carta à imprensa (Machado, 2018).

Os reservatórios de interesse para este trabalho estão inseridos no contexto geológico da camada Pré-sal da Bacia de Santos. Localizada na região sudeste da margem continental brasileira, entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul, a Bacia de Santos é considerada a maior bacia *offshore* do Brasil, ocupando uma área de cerca de 350.000 km² e estendendo-se até a cota batimétrica de 3000 m. Associada à ruptura do paleocontinente Gondwana e à abertura do Oceano Atlântico Sul há cerca de 135 Ma (Mio *et al.*, 2005; Thiede *et al.*, 2010; Buckley *et al.*, 2015), esta bacia abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se ao norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio e ao sul com a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (Moreira *et al.*, 2007).

O detalhamento lito-estratigráfico da Bacia de Santos teve início com o trabalho de Ojeda & Cesero (1973). Ainda na década de 70, Ponte & Asmus (1978) a classificaram como uma bacia de margem passiva, apresentando sua evolução a partir da descrição de mega-sequências tectono-sedimentares, separadas por discordâncias regionais. Posteriormente, Pereira & Feijó (1994) buscaram estabelecer um arcabouço cronolitoestratigráfico com ênfase em sequências deposicionais, o qual foi atualizado por

Moreira *et al.* (2007), em função do grande volume de dados de poços e sísmica adquiridos pelas campanhas exploratórias da Petrobras no início dos anos 2000 (Artagão, 2018).

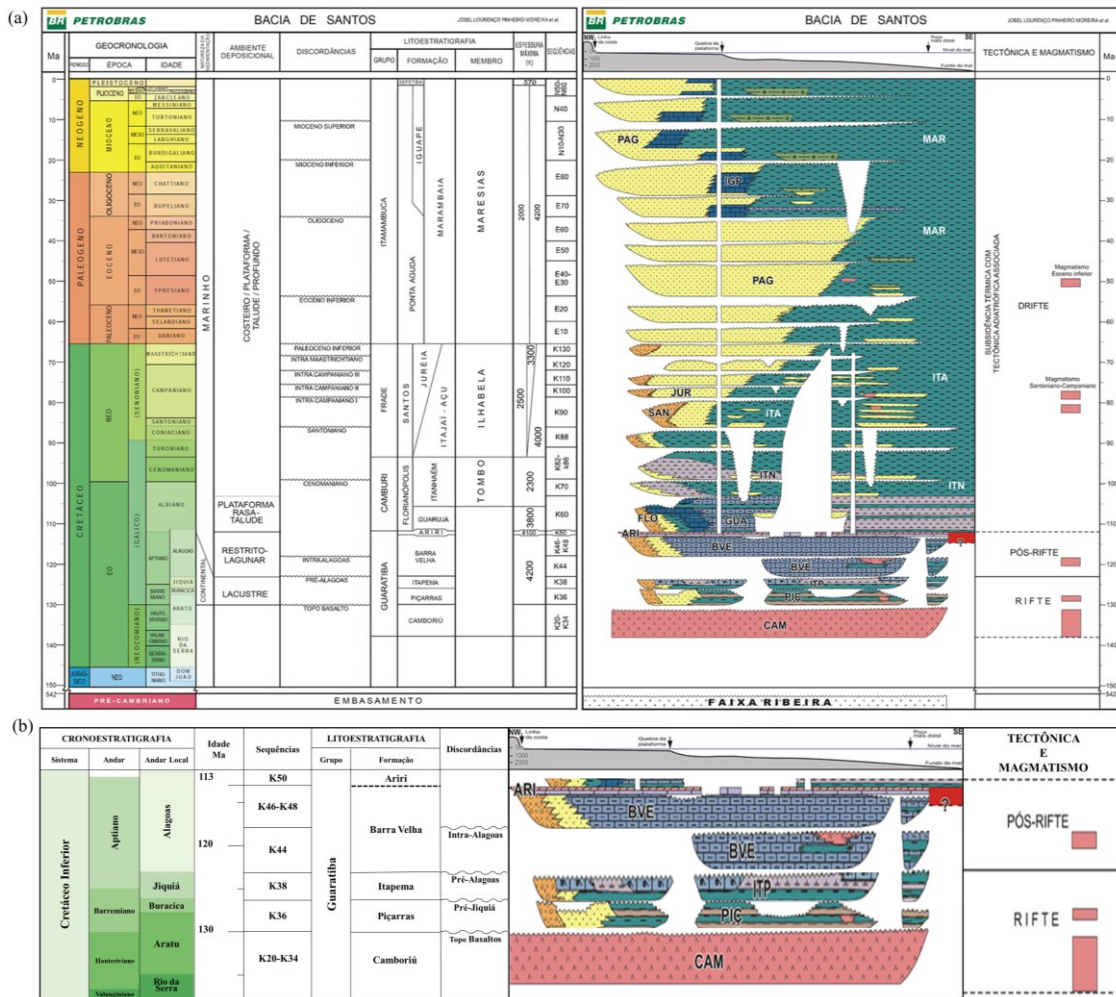
A carta estratigráfica oficial da Bacia de Santos é exibida na Figura 2 (Moreira *et al.*, 2007). Os autores subdividiram o registro sedimentar da bacia em supersequências limitadas por discordâncias de caráter regional e relacionadas às principais fases de evolução tectônica da bacia, no contexto de ruptura do Gondwana Ocidental (Milani *et al.*, 2007): rifte (Hauteriviano – Aptiano Inferior), pós-rifte (Aptiano) e drifte (do Albiano até o presente).

A fase rifte corresponde à porção inferior do Grupo Guaratiba, composta por rochas vulcânicas (Formação Camboriú), predominantemente siliciclásticas (Formação Piçarras) e carbonáticas bioclásticas e siliciclásticas (Formação Itapema). Essas rochas foram depositadas em um contexto de intensa atividade tectônica, onde a acomodação dos sedimentos foi controlada por falhas normais ativas, resultando em grandes desníveis topográficos – depocentros e altos estruturais – e significativas variações de espessura, com erosão ou não deposição no sentido dos altos estruturais do embasamento econômico (Moreira *et al.*, 2007).

As rochas vulcânicas da Formação Camboriú – embasamento econômico – são majoritariamente basaltos de composição toleítica, correlatos aos derrames da Província Magmática Paraná-Etendeka. Os depósitos da Formação Piçarras são compostos por arenitos e conglomerados polimíticos nas regiões proximais, associados à atividade de leques aluviais, e por arenitos e pelitos de composição talco-estevensítica e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica nas porções distais, estratos relacionados a ambiente lacustre. Localmente, podem ocorrer intercalações de rochas ígneas, com idades entre 117 e 130 Ma (Moreira *et al.*, 2007).

A Discordância Pré-Jiquiá (126,4 Ma) marca a transição entre os depósitos das formações Piçarras e Itapema. A Formação Itapema foi depositada em um ambiente lacustre, e nas porções estruturalmente elevadas, é formada por *grainstones*, *packstones* e *wackestones* bioclásticos (carapaças de moluscos bivalves). *Mudstones* e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, são típicos das porções distais, mais profundas da bacia. Nos flancos estruturais são observados ainda corpos de arenitos e conglomerados,

oriundos de leques aluviais. Novamente, podem ocorrer intercalações de rochas ígneas, com idades entre 117 e 130 Ma (Moreira *et al.*, 2007).



CAM = Formação Camboriú; PIÇ = Formação Piçarras; ITP = Formação Itapema; BVE = Formação Barra Velha, ARI = Formação Ariri

Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (a), com recorte ampliado e detalhamento no Cretáceo Inferior (b). Modificado de Moreira *et al.* (2007).

O registro da fase pós-rifte da bacia tem início com uma expressiva discordância regional erosiva, denominada de Discordância Pré-Alagoas (DPA) (Figura 2), datada de 123,1 Ma. É composto por rochas carbonáticas diversas (Formação Barra Velha) e uma camada de sal sobrejacente previamente citada (Formação Ariri), depositadas durante o Aptiano, e associadas a um regime tectônico de baixa atividade, subsidência predominantemente térmica, e padrão de preenchimento do tipo *sag* (Moreira *et al.*, 2007).

As rochas carbonáticas da Formação Barra Velha, alvo deste trabalho, serão detalhadas no próximo tópico. A Formação Ariri foi depositada em um ambiente marinho raso, onde o paleo-relevo limitou a circulação de águas oceânicas vindas do sul, e

favoreceu a formação de uma extensa bacia evaporítica, preenchida por pacotes de sais predominantemente maciços do tipo halita (cerca de 80%), e outros sais mais complexos, ditos *de alta velocidade* (e.g., gipsita, que no registro geológico, por processos de desidratação, transforma-se em anidrita) e *de baixa velocidade* (e.g., taquidrita, carnalita e silvinita) (Moreira *et al.*, 2007; Gamboa *et al.*, 2009; Maul *et al.*, 2018; Teixeira *et al.*, 2020).

2.1 A Formação Barra Velha

A denominação Formação Barra Velha é a partir da publicação de Moreira *et al.* (2007), quando os autores elevaram a Formação Guaratiba (Pereira & Feijó, 1994) à categoria de Grupo. O Grupo Guaratiba passou então a ser composto por cinco formações, da mais antiga para a mais recente: Camboriú, Piçarras, Itapema, Barra Velha e Ariri. Ainda hoje, a carta proposta por Moreira *et al.* (2007) configura a principal referência para a descrição tectono-litoestratigráfica da Bacia de Santos. Entretanto, com a contínua e rápida aquisição de novos dados sísmicos e de poços no pólo Pré-sal, outras interpretações surgiram e merecem destaque, em especial para a Formação Barra Velha.

Para Moreira *et al.* (2007), a Formação Barra Velha foi depositada em um contexto transicional, entre continental e marinho, sendo composta por calcários estromatolíticos, por vezes enriquecidos em talco e argilas magnesianas, laminitos microbiais, *grainstones* e *packstones* formados por fragmentos de estromatólitos e bioclastos de ostracodes (eventualmente). Nas porções estruturalmente mais profundas ocorrem folhelhos carbonáticos. Nas bordas, seria comum a presença de arenitos e conglomerados típicos de leques aluviais.

Posteriormente, com intuito de uniformizar as diversas classificações existentes para as rochas carbonáticas das bacias brasileiras, abalizados, principalmente, nas texturas deposicionais observadas, Terra *et al.* (2010) propuseram uma subdivisão em quatro grandes grupos: **1.** elementos não ligados durante a formação (*mudstones*, *wackestones*, *packstones*, *grainstones*, *floatstones*, *rudstones*, bioacumulados e brechas); **2.** elementos ligados durante a formação ou *in-situ* (*boundstones*, estromatólitos, estromatólitos arborescentes, estromatólitos arbustiformes, estromatólitos dendriformes, trombolitos, dendrolitos, leiolitos, esferulititos, travertinos e tufas); **3.** elementos ligados ou não durante a formação (laminitos, laminitos lisos e laminitos crenulados); e **4.** rocha com textura deposicional irreconhecível (calcários cristalinos e dolomitos). No corpo de

seu trabalho, os autores apresentam tais nomenclaturas com diversos exemplos macroscópicos e microscópicos de amostras de rochas da Formação Barra Velha. Segundo esses autores o termo "*boundstone*", proposto na classificação de Dunham (1962), define uma rocha carbonática formada *in-situ*, cujos componentes da trama original foram ligados durante a deposição. Além disso, o termo "estromatólito", modificado de Riding (2000), é definido como um depósito de estrutura laminada e geralmente convexa, que pode apresentar características de crescimento ou ramificações para o topo, sendo na maioria das vezes de origem microbial.

Conforme mencionado sucintamente no capítulo de introdução, a adoção dos termos "microbial" e "estromatólito" por Moreira *et al.* (2007) e Terra *et al.* (2010) parece indicar a preferência desses autores por uma interpretação biológica para a formação das rochas carbonáticas da Formação Barra Velha. Essa interpretação foi extensivamente adotada no início das atividades de exploração e desenvolvimento da seção Pré-sal (Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2009; Terra *et al.*, 2010; Muniz & Bosence, 2015; Machado, 2018). Em contraste, Wright & Barnett (2015) sustentam que existem poucas evidências de processos microbiais que respaldem uma origem predominantemente biológica e defendem um caminho abiótico, hipótese amplamente aceita por diversos autores (Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). Wright & Barnett (2015) sugerem ainda que a deposição se deu em um ambiente lacustre altamente alcalino e que é possível a observação de ciclos sedimentares centimétricos a métricos relacionados com a evolução físico-química desse lago. Ou seja, os autores questionaram não somente a origem dessas rochas (biótica ou abiótica), mas também o ambiente deposicional (marinho ou lacustre). Em termos de ambiente deposicional, há uma gama de autores que interpretam uma significativa influência marinha durante a sedimentação da Formação Barra Velha (Cainelli & Mohriak, 1999; Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008; Faria *et al.*, 2019). Entretanto, para este projeto, adota-se o modelo mais recente, de ambiente deposicional predominantemente lacustre (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Pietzsch *et al.*, 2018; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018, Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021b; Pedrinha *et al.*, 2023).

A interpretação de gênese dominantemente lacustre sustentada por Wright & Barnett (2015) é fruto de uma extensa análise de dados de rochas (testemunhos), na qual os autores apontaram:

- i. Escasso conteúdo fossilífero, com ocorrência pontual de ostracodes não-marinhos e fragmentos fosfáticos;
- ii. Ausência de fósseis marinhos típicos de ambiente marinho restrito (*e.g.*, foraminíferos miliolídeos);
- iii. Presença abundante de argilominerais magnesianos, comuns em lagos alcalinos sob influência de terrenos vulcânicos;
- iv. Ausência de sulfatos intercalados, tais como anidrita ou gipsita, comuns em ambientes marinhos restritos.

A presença abundante de argilominerais magnesianos singenéticos como indicativo de ambiente lacustre estressante, de alta salinidade e alcalinidade também foi apresentada por Calvo *et al.*, (1999). Saller *et al.* (2016), Ceraldi & Green (2016) e Herlinger (2016) chegaram à conclusão de ambiente predominantemente lacustre ao analisarem as rochas da seção *sag* das bacias de Kwanza e de Campos, crono-correlatas aos depósitos da Formação Barra Velha, e com características bastante similares às descritas por Wright & Barnett (2015). Vale acrescentar que tais características foram especificamente observadas nos testemunhos de três poços do Campo de Tupi, estudados em detalhe por Artagão (2018) e que Pietzsch *et al.* (2018) alegam ainda que os carbonatos do Pré-sal por eles avaliados apresentam elevados sinais radiogênicos, também mais típicos de ambiente lacustre.

Considerando os significados genéticos e ambientais, especialmente as condições energéticas, a lâmina d'água, a química d'água e, adicionalmente, a porosidade, a permeabilidade e a capacidade de fluxo de fluidos, Pedrinha *et al.* (2018) agruparam as litologias identificadas na Formação Barra Velha do Campo de Tupi em sete associações de fácies:

- i. Carbonatos com feições de dissolução (dissolução relacionada a exposição subaérea e/ou ação de fluidos ascendentes);
- ii. Carbonatos com arborescências bem desenvolvidas (*in-situ shrubs*; moderada a alta energia);
- iii. Carbonatos com desenvolvimento incipiente de arborescências (*in-situ* incipiente; moderada energia);
- iv. Carbonatos retrabalhados (moderada a alta energia);

- v. Carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (alta a moderada energia, em áreas de fluxo trativo subaquoso, de fluxo gravitacional subaquoso ou emersas);
- vi. Litologias relacionadas a ambientes de baixa energia (fácies *de baixa energia*; laminitos e esferulititos); e
- vii. Fácies argilosas com a porosidade completamente ou intensamente obliterada por argilominerais (ambientes de baixa a muito baixa energia).

A precipitação de fácies *in-situ* é impulsionada pelo aumento da alcalinidade e da salinidade do lago (Pedrinha *et al.*, 2018). Condições ambientais de moderada a alta energia, condizentes com regiões estruturalmente mais elevadas e lâminas d'água mais rasas, favorecem a deposição da associação de fácies *in-situ shrubs*. Períodos climáticos mais áridos e o processo de desgaseificação de CO₂, estabelecem as condições químicas ideais para a precipitação de agregados de carbonato de cálcio diretamente no substrato do lago (Pedrinha *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2023).

A expressão “gênese predominantemente química” é utilizada por diversos autores para apresentar a origem dos carbonatos da Formação Barra Velha, com artigos que pendem para o lado biótico ou abiótico, mas não descartam completamente a possibilidade de duas gêneses associadas de forma parcial, eventual ou mesmo rara (Muniz & Boscense, 2015; Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Wright & Rodriguez, 2018; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). Wright & Rodriguez (2018) mencionam especificamente o intervalo estratigráfico mais superior da Formação Barra Velha, equivalente a zona estratigráfica BVE110 (Pedrinha *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2023) e informalmente denominado “Marco Lula” (Wright & Barnett, 2017a, 2017b; Machado, 2018; Neves *et al.*, 2019), como detentor de texturas tipicamente microbiais, a despeito de sua predileção e defesa da gênese predominantemente abiótica para a Formação Barra Velha como um todo.

Na Figura 3 é possível observar as relações entre as associações de fácies, a paleogeografia atribuída ao lago (profundidade da lâmina d'água e posição relativa à margem) e as condições energéticas, com base na classificação de associações de fácies sugerida por Pedrinha *et al.* (2018). A classificação (ou agrupamento) de litologias/fácies proposta por esses autores oferece bom potencial para a correlação *rocha x perfil x sísmica*, sendo adotada neste trabalho. Ao agrupar rochas com maiores ou menores porosidades e estabelecer claras regiões topográficas de domínio, espera-se que uma

razoável, mesmo que qualitativa, relação com impedância acústica e/ou determinadas feições sísmicas possa ser estabelecida.

Na literatura já existem alguns exemplos de aspectos sismoestratigráficos que podem ser explorados. Teixeira *et al.* (2017) e Kneller *et al.* (2019) apresentam alternativas para separação das fácies argilosas através da combinação de atributos derivados de inversão sísmica, tais como impedância cisalhante (I_s) e razão V_p/V_s (V_p/V_s), utilizados com suporte de mapeamento sísmico estrutural (informação de profundidades). Ferreira *et al.* (2019) exibem feições de *mound* em volumes de amplitude e impedância acústica, onde predominariam os carbonatos com arborescências bem desenvolvidas (*in-situ shrubs*). Oliveira *et al.* (2019) apresentam feições de baixa amplitude e baixa impedância acústica, ressaltadas em *horizon slices* de atributos sísmicos geométricos diversos, como fortes indícios de fácies dissolvidas e processos de carstificação. Ferreira *et al.* (2019) e Minzoni *et al.* (2021) advertem sobre a possibilidade de clinoformas e fácies sísmicas caóticas em bordas falhadas e inclinadas indicarem fácies de *debris* e de retrabalhamento. Cruz *et al.* (2021a) apresentam a *Feição X* em seções de impedância acústica como a possível expressão sísmica da transição entre fácies de alta-moderada e baixa-muito baixa energia nos flancos estruturais, e/ou de degradação da qualidade do reservatório nos baixos relativos, onde a feição coincide com o esmaecimento da resposta sísmica 4D do reservatório (Figura 1). Oliveira *et al.* (2021) sugerem que clássicas feições de *onlap* marcam sedimentos de baixa energia e/ou argilosos/finos, os quais são frequentemente depositados nas porções distais da Formação Barra Velha, particularmente recobrando feições clinoformes observadas na sotoposta Formação Itapema.

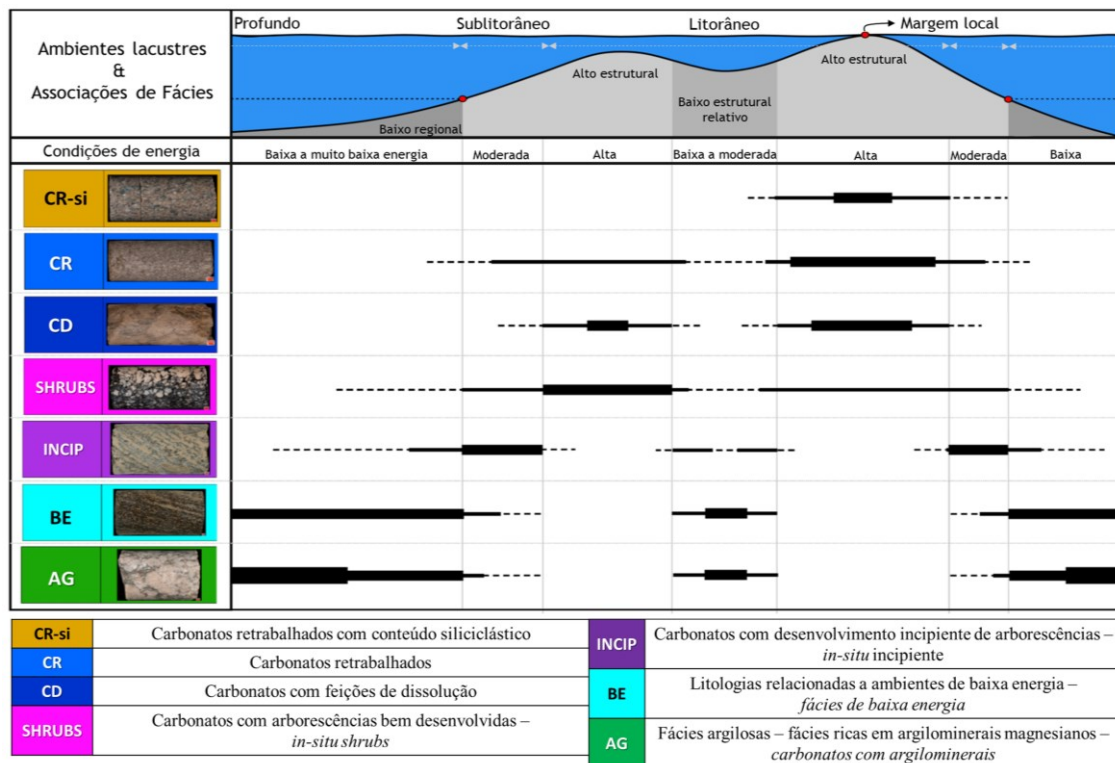


Figura 3: Associações de fácies interpretadas para o Campo de Tupi e suas relações com a lâmina d'água, a energia do ambiente e a distância em relação à margem local do lago. Fácies retrabalhadas predominam nos ambientes de mais elevada energia, sob maior ação de ondas, e o conteúdo siliciclástico associado aumenta em direção à margem local do lago. Nas condições de moderada a alta energia são abundantemente observadas fácies *in-situ*. Litologias de baixa energia (laminitos e esferulititos), bem como fácies argilosas ricas em minerais de argila magnesianos, estão mais relacionadas aos Baixos Estruturais Regionais – ambientes profundos no contexto topográfico do Campo de Tupi – ou energeticamente protegidos (Baixos Estruturais Relativos). Modificado de Pedrinha *et al.* (2018) e Pedrinha *et al.* (2023).

Somando aos aspectos sismoestratigráficos, as associações de fácies propostas por Pedrinha *et al.* (2018) possuem características macro texturais que podem ser interpretadas em perfis de imagem (BHI² logs) com apoio de dados de rocha (amostras laterais e testemunhos), facilitando a obtenção de perfis contínuos a quase-contínuos de litofácies/associações de fácies. Apesar de terem trabalhado com os ditos microbiólitos da Formação Macabu – Bacia de Campos, correlatos da Formação Barra Velha na Bacia de Santos – Muniz & Bosence (2015) exemplificam bem como feições de carstificação, carbonatos com arborescências pouco e bem desenvolvidas (texturas de estromatólitos centimétricos a métricos para os autores), *grainstones* (retrabalhados) e laminitos (*baixa energia*) podem ser interpretados nos perfis de imagem dos poços (Figura 4).

² Borehole image

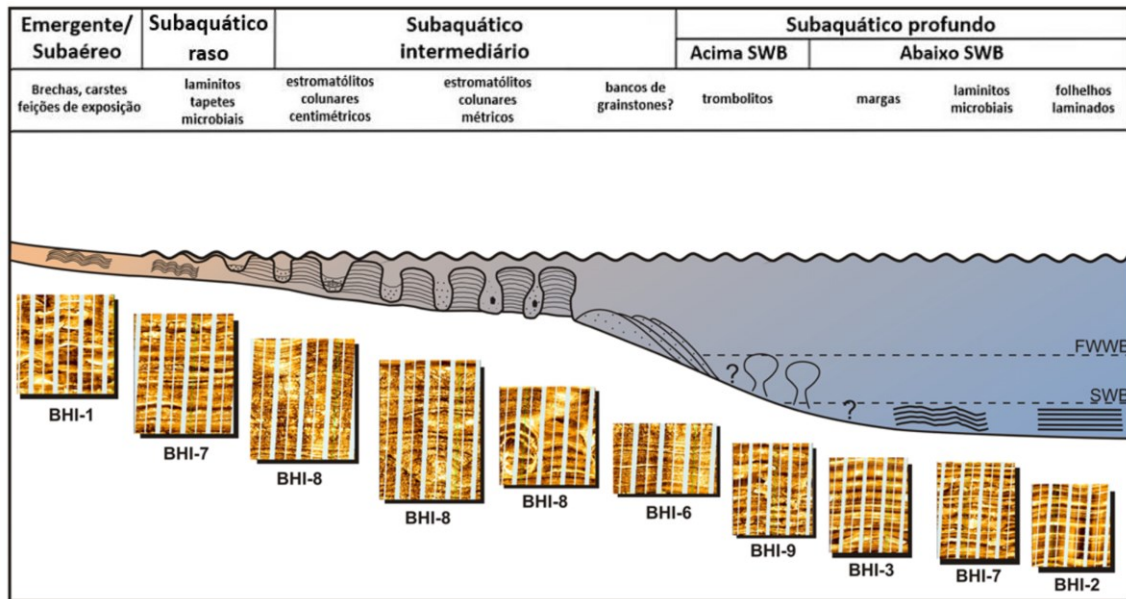


Figura 4: Fisionomia das fácies interpretáveis no perfil de imagem (BHI) resistiva do poço 20, perfurado na Formação Macabu da Bacia de Campos, e modelo deposicional correspondente. FWWB: base de ondas de tempo bom. SWB: base de ondas de tempestade. Modificado de Muniz & Bosence (2015); após Carmo (2021).

Além do mais, segundo a proposta de Pedrinha *et al.* (2018), a organização espacial das associações de fácies em função da dinâmica deposicional do lago também acaba refletida em padrões de empilhamento vertical de fácies e no comportamento dos perfis de raios gama representados por curvas de proporção vertical de fácies e classes de valores dos perfis de raios gama (Figura 5). As curvas de proporção vertical (VPCs³) variam de 0 a 1 (ou 0 a 100%) e fornecem a variação vertical das proporções das fácies observadas em cada zona estratigráfica ao longo de todos os poços perfurados, ressaltando uma evolução sequencial, na qual assinaturas típicas são obtidas para cada estágio e ambiente (Deutsh & Journel, 1998; Ravenne *et al.*, 2000; Labourdette *et al.*, 2008; Doligez *et al.*, 2011; Normando *et al.*, 2022). As classes de valores dos perfis de raios gama refletem os percentuais verticais de desvios acumulados de cada valor no intervalo de amostragem, em relação ao valor médio do perfil para Formação Barra Velha, à semelhança de um *Fischer plot* (Fischer, 1964; Day, 1997; Yang *et al.*, 2021), no qual são tradicionalmente avaliadas variações de espessura, permitindo a observação de tendências comuns a todos os poços em cada intervalo. Os triângulos representam ciclos de Karagodin (1975), onde as fases de afogamento/expansão do lago são denotadas por triângulos azuis e as fases de raseamento/retração do lago por triângulos vermelhos

³ Vertical proportion curves

(Pedrinha *et al.*, 2018; Neves *et al.*, 2019; Pedrinha *et al.*, 2023). Os topos dos tratos de fácies de lago em expansão e retração representam limites de sequências estratigráficas, de média a grande-escala, que podem ser associados a tratos de terceira e segunda ordem (segundo Magalhães *et al.*, 2020). As principais sequências genéticas de média-escala reconhecidas representam as zonas estratigráficas do Campo de Tupi, onde maiores proporções das associações de fácies *in-situ shrubs* e baixos valores nos perfis de raios gama caracterizam o topo dos tratos de lago em retração (Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Magalhães *et al.*, 2020, Pedrinha *et al.*, 2023). A princípio, essas sequências não possuem nenhuma conotação temporal embutida e correspondem apenas a semelhantes variações no padrão de empilhamento das fácies, com diferentes extensões verticais. Todavia, salienta-se que as mudanças nas condições ambientais e na disponibilidade de espaço de acomodação, responsáveis pela consolidação das sequências observadas, ocorreram em diferentes escalas de tempo e espaço (Artagão *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2023).

Durante a deposição do intervalo estratigráfico BVE300, o paleo-relevo do ambiente lacustre era mais acentuado, resultando em um significativo aporte siliciclástico no padrão de empilhamento das fácies das zonas inferiores da Formação Barra Velha no Campo de Tupi (Figura 5). A redução contínua da atividade tectônica e o aumento progressivo nas taxas de sedimentação das fácies *in-situ shrubs*, relacionadas a um período mais árido, preencheram gradativamente o relevo do lago e diminuíram a profundidade da lâmina d'água. O progressivo preenchimento do espaço disponível para o acúmulo de sedimentos resultou em um lago de baixíssimo relevo e com expressiva redução em sua lâmina d'água, que em conjunto com um clima relativamente mais úmido, promoveram condições para a ocorrência de recorrentes feições de exposição, maior sedimentação das fácies *de baixa energia* (laminitos e esferulitos) e *in-situ* incipientes (Pedrinha *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2023). Nesse modelo deposicional e em vista das proporções verticais de fácies observadas nos poços perfurados do Campo de Tupi, o topo do intervalo estratigráfico BVE200 é um importante limite de sequência estratigráfica. Isso é devido ao intervalo estratigráfico BVE200 acomodar aumentos significativos das proporções de fácies argilosas (rumo aos baixos estruturais), além de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (no sentido das porções basais), resultando em valores médios de perfil de raios gama relativamente mais elevados. Paralelamente, nota-se um crescimento dos carbonatos com feições de dissolução, especialmente na porção

superior da zona BVE220 (Figura 5) ou na parte central do intervalo BVE200. Estes carbonatos com feições de dissolução estão mais relacionados com os altos estruturais e flancos estruturais superiores associados e, geograficamente no contexto do Campo de Tupi, à porção leste adjunta à margem local do lago (conforme Figura 3).

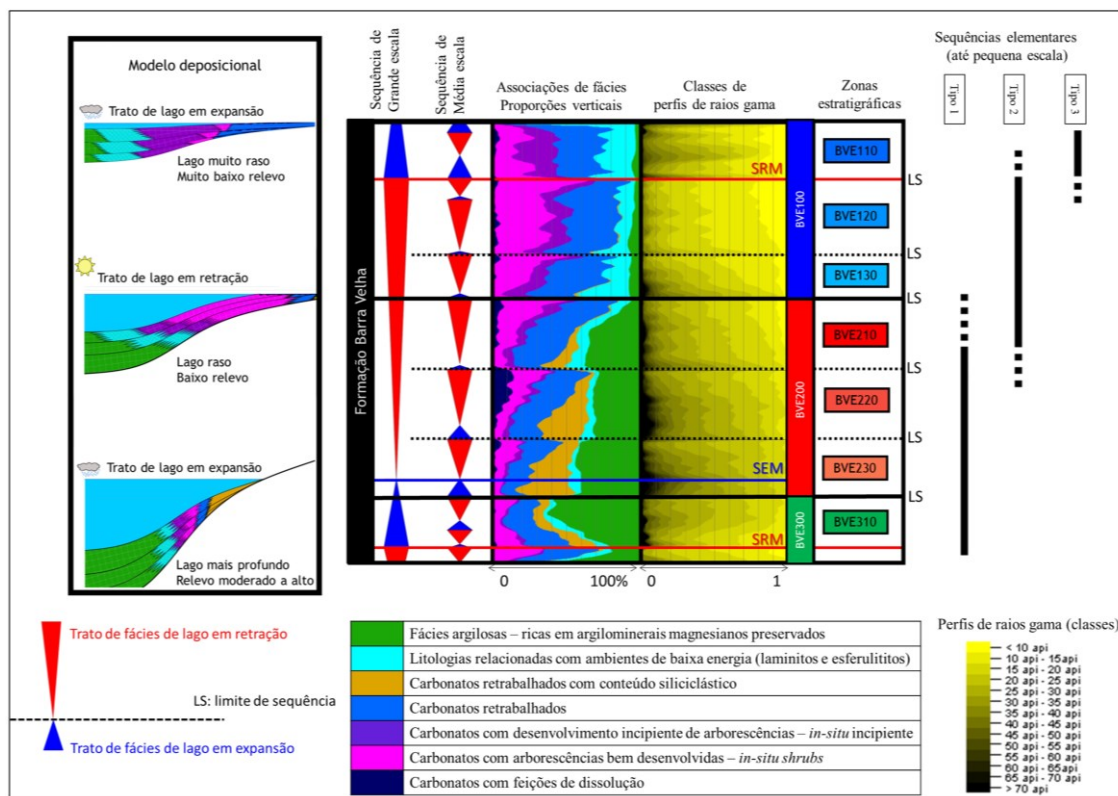


Figura 5: Evolução deposicional dos reservatórios da Formação Barra Velha do Campo de Tupi, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. São observadas variações estratigráficas de média a grande-escala, interpretadas em função da paleotopografia do lago, consequência de modificações graduais na atividade tectônica e de flutuações climáticas. Distintos padrões de empilhamento vertical de fácies e de valores e comportamento dos perfis de raios gama total são associados ao zoneamento do reservatório. Os triângulos representam ciclos de Karagodin (1975), nos quais as fases de afogamento/expansão do lago são denotadas por triângulos azuis e as fases de raseamento/retração do lago por triângulos vermelhos. As curvas de proporções verticais de associações de fácies e as classes de perfis de raios gama total foram calculadas a partir de todos os poços perfurados. SEM: superfície de expansão máxima do lago; SRM: superfície de retração máxima do lago. Modificado de Pedrinha *et al.* (2018) e Pedrinha *et al.* (2023). Favor consultar a próxima figura para obter a descrição das sequências elementares do Tipo 1, Tipo 2 e Tipo 3.

Vale apontar que o padrão de aumento de fácies *in-situ*, especialmente *in-situ shrubs*, no sentido do topo das sequências é apresentado por diversos outros autores (Wright & Barnett, 2015; Muniz & Bosence, 2015; Faria *et al.*, 2019; Lima & De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020). Pedrinha *et al.* (2018) sugerem ainda três sequências estratigráficas elementares, que correspondem ao menor ciclo reconhecível de variação ambiental associado a uma variação completa do nível do lago (Strasser *et al.*, 1999; Strasser *et al.*, 2006; Magalhães *et al.*, 2020), denominadas sequências de pequena escala

do Tipo 1, Tipo 2 e Tipo 3 (Figura 6). A sequência Tipo 3 seria a mais típica de ocorrer na zona BVE110 (“Marco Lula”). A sequência Tipo 2 seria a mais característica de um ambiente *sag* e predominaria no intervalo BVE100 e na porção superior da zona BVE200 (BVE210). A sequência Tipo 1, com maior aporte siliciclástico, seria recorrente nas porções inferiores da Formação Barra Velha.

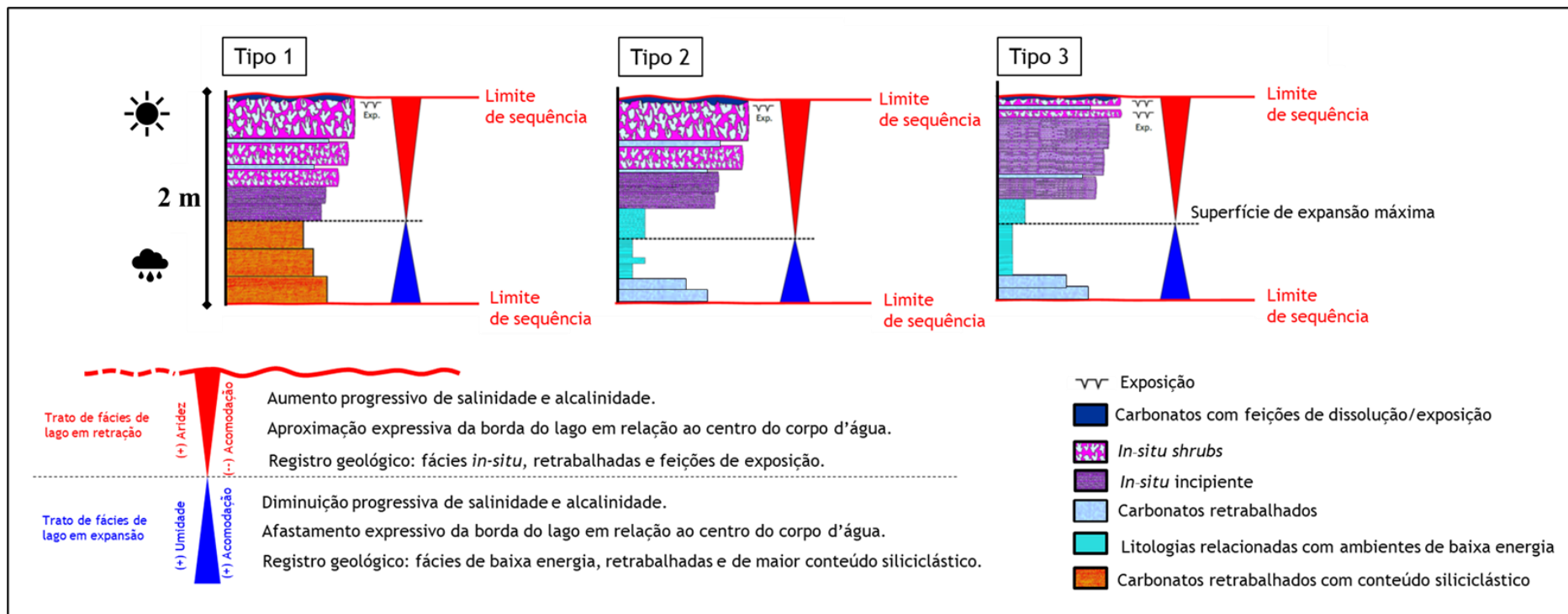


Figura 6: Representações esquemáticas dos tipos principais de sequências elementares idealizadas e identificadas nos depósitos da Formação Barra Velha no Campo de Tupi. Os triângulos representam ciclos de Karagodin (1975), nos quais as fases de afogamento/expansão do lago são denotadas por triângulos azuis e as fases de raseamento/retração do lago por triângulos vermelhos. As litologias relacionadas com ambientes de *baixa energia* incluem: laminitos lisos e crenulados, esferulitos e sedimentos finos siliciclásticos associados. A associação de fácies *carbonatos com argilominerais* não está representada nas sequências elementares, uma vez que pode ser qualquer uma dessas associações de fácies com significativa presença de argilominerais. Modificado de Artagão (2018), Pedrinha *et al.* (2018), Magalhães *et al.* (2020) e Pedrinha *et al.* (2023).

Mais recentemente, Gomes *et al.* (2020) buscaram estabelecer uma nova classificação de fácies, ainda mais detalhada, para as rochas da Formação Barra Velha. Agora embasados em critérios composicionais e na análise de diagramas ternários. De acordo com esses autores, um dos benefícios dessa metodologia seria a preservação de sutis variações composicionais que poderiam ser associadas às transições ambientais, processos deposicionais e/ou diagenéticos, além de oferecer um meio mais robusto para o reconhecimento de padrões de distribuição vertical de fácies em poço, que em última instância são utilizados para análises de ciclicidade (*e.g.*, Ciclos de Milankovitch) em um contexto de estratigrafia de mais alta resolução (Karagodin, 1975; Neves *et al.*, 2019; Magalhães *et al.*, 2020).

Segundo Gomes *et al.* (2020), as fácies da Formação Barra Velha são constituídas por três componentes principais: esferulitos calcíticos, *shrubs* calcíticos (ou arborescências calcíticas) e lama (micrita e argilas magnesianas). Analisando as proporções desses componentes derivaram, em um primeiro momento, três agrupamentos de fácies, nomeadas *in-situ*, retrabalhadas e *mudstones* (fácies lamosas ou lamitos) e que são posteriormente detalhadas (Figura 7). Foram nove fácies *in-situ*: *shrubstone* (ou *rocha arbustiforme*); *spherulitic shrubstone* (*rocha arbustiforme* esferulítica); *shrubby spherulitestone* (esferulitito *arbustiforme*); *spherulitestone* (esferulitito); *muddy spherulitestone* (esferulitito lamoso); *espherulitic mudstone* (lamito esferulítico); *mudstone* (lamito); *shrubby spherulitestone with mud* (esferulitito *arbustiforme* com lama); e *spherulitic shrubstone with mud* (*rocha arbustiforme* esferulítica com lama). Quatro fácies lamosas: *calcimudstone*, *dolo-mudstone*, *siliceous mudstone* and *Mg-clay mudstone*. E ainda três fácies retrabalhadas: *grainstones*, *packstones* e *wackstones*.

Apesar da extraordinária riqueza de detalhes do trabalho desenvolvido por Gomes *et al.* (2020), para os propósitos desta pesquisa e em vista do cronograma idealizado, foi considerado inexecutável o reconhecimento dessas 16 fácies nos 51 poços da área de estudo, além de ser demasiado detalhe para uma subsequente análise na *escala sísmica*. Por outro lado, a simplificação “*in-situ* – retrabalhados – *mudstones*” não seria suficiente para associação com as feições e características sísmicas que se pretendeu detalhar. Além do mais, apesar de já existirem iniciativas no sentido de separação petrogeofísica de fácies por critérios composicionais – por exemplo Mello & Lupinacci (2022) que demonstraram, em poço, possibilidade de classificação de rochas carbonáticas com relação à composição mineralógica – considerou-se que seria muito difícil a extrapolação sísmica e espacial das

fácies propostas por Gomes *et al.* (2020), dado que só há referência de predominância geográfica/topográfica das fácies argilominerais magnesianos (paleo-baixos estruturais) e *in-situ* (paleo-alto estruturais) (Figura 8).

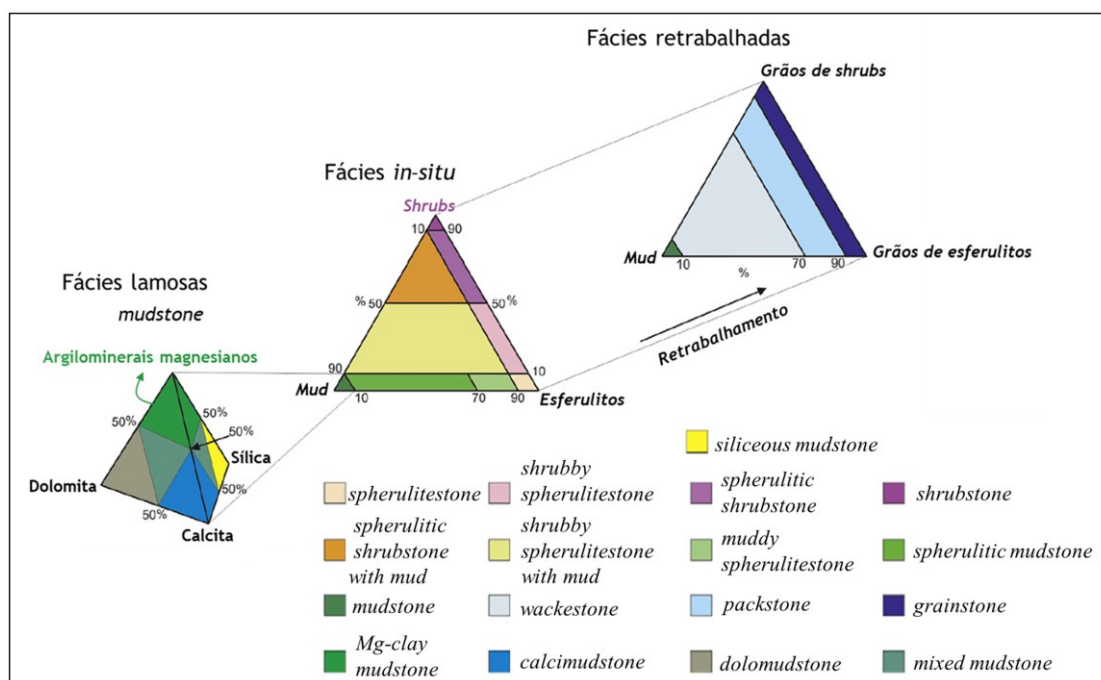


Figura 7: Proposta de classificação e agrupamento de fácies para os depósitos carbonáticos da Formação Barra Velha, segundo Gomes *et al.* (2020).

A exemplo das diferentes interpretações acerca do ambiente deposicional (lacustre ou marinho) e associações de fácies derivadas (origem biótica ou abiótica, nomenclaturas e classificações), a evolução tectônica e o detalhamento sismoestratigráfico da Formação Barra Velha também são temas de debate. Papaterra (2010) ressalta que já na primeira década dos anos 2000, circulavam distintas nomenclaturas para as descontinuidades estratigráficas (erosionais e/ou angulares) observadas na seção Pré-sal.

Moreira *et al.* (2007) e Carminatti *et al.* (2009) posicionaram toda a Formação Barra Velha em um contexto pós-rifte/*sag*, no qual seu limite inferior é dado pela Discordância Pré-Alagoas (DPA). Segundo Papaterra (2010), a DPA já havia sido descrita anteriormente por Dias (2004) sob a denominação de Discordância Pré-Aptiano Superior e ainda por Winter *et al.* (2007) como Discordância Pré-Neo-Alagoas.

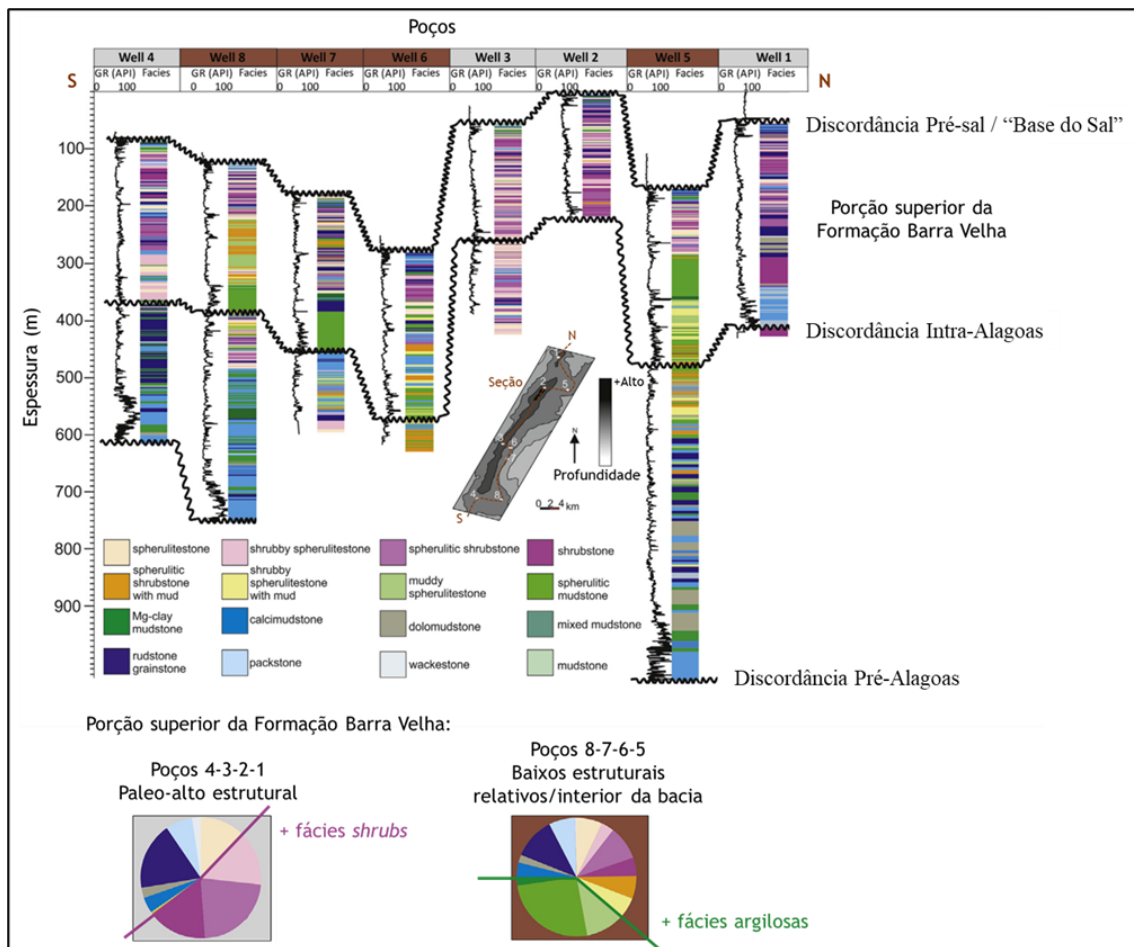


Figura 8: Seção de correlação estratigráfica exibindo a distribuição de fácies para os 8 poços estudados por Gomes *et al.* (2020) no Campo de Sapinhoá. Maiores proporções de fácies argilosas (*e.g.*, carbonatos com argilominerais magnesianos) foram interpretadas em poços perfurados no sentido do interior da bacia e/ou em baixos estruturais. Fácies *in-situ* predominam nos paleo-altos estruturais. Modificado de Gomes *et al.* (2020).

Posteriormente, Wright & Barnett (2015), Buckley *et al.* (2015), Castro (2019) e Neves *et al.* (2019) propuseram a subdivisão da Formação Barra Velha entre fases *sag* (aquiescência tectônica) e rifte. Segundo esses autores, uma segunda discordância pode ser mapeada, a denominada Discordância Intra-Alagoas (DIA), e esta marca o fim da fase rifte. Importante aqui apontar, que apesar de Moreira *et al.* (2007) não mencionarem uma subdivisão tectônica de fases para a Formação Barra Velha, os autores a subdividem nas sequências K46-48 e K44, separadas através do reconhecimento da DIA (Figura 7). Cabe ainda mencionar que Moreira *et al.* (2007) interpretam que o contato entre “*os sedimentos terrígenos da Formação Barra Velha têm passagem concordante com a Formação Ariri (113 Ma) e discordante na base com a Formação Itapema*” (grifo).

A fim de estabelecer um zoneamento estratigráfico adicional para os reservatórios da Formação Barra Velha e a partir da análise de um amplo conjunto de dados de perfis

de poços, sísmicos, bioestratigráficos, de amostras laterais e de testemunhos, Pedrinha *et al.*, (2018) e, mais recentemente, Pedrinha *et al.* (2023) sugeriram a subdivisão em três intervalos, denominados intervalos estratigráficos ou zonas BVE300, BVE200 e BVE100. Neste trabalho também designadas porções BVE-III (contexto rifte superior; zona BVE300), BVE-II (contexto misto ou transicional entre as fases rifte superior e *sag*; zona BVE200) e BVE-I (contexto *sag*; zona BVE100). Será desde já evitado o termo *sag* para descrever o contexto tectônico da totalidade da Formação Barra Velha, ou mesmo da sequência K46-K48 como um todo. Ao invés disto, em virtude das variações de espessura que são observadas quando do mapeamento sísmico e estrutural de detalhe, será adotada a terminologia rifte superior para o intervalo BVE-III, será introduzido o contexto de tectônica transicional ou *mista* para a porção BVE-II, e será utilizada a expressão *sag* somente para o intervalo BVE-I. A nomenclatura de tectônica transicional ou *mista* foi adotada de maneira similar por Silva *et al.* (2021) e o termo rifte superior foi introduzido por Castro (2019). Exemplos das diferentes interpretações para a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos na seção Pré-sal, com foco nos intervalos estratigráficos de interesse para este trabalho e apontando a interpretação aqui adotada encontram-se na Figura 9.

Silva *et al.* (2021) analisaram as variações de espessura medida (poços) e sísmica (interpretada) em uma área de aproximadamente 230 km², contendo 13 poços, cortando as áreas dos campos do Pré-sal de Lapa e de Sapinhoá. Os autores demonstraram a ocorrência de significativas variações de espessura, da ordem de centenas de metros, na Formação Barra Velha. Inclusive, com exemplos de falhas geológicas que deslocaram a base da Formação Ariri (ou topo da Formação Barra Velha). Assim concluíram que as geometrias deposicionais observadas são incompatíveis com um modelo *sag* típico e sugerem um contexto tectônico *misto*, no qual há combinação dos processos de subsidência termal e mecânica. Esse contexto deposicional transicional, ilustrando que alguns espessamentos de seção sedimentar mais significativos podem ser interpretados, será exibido e discutido ao longo deste trabalho.

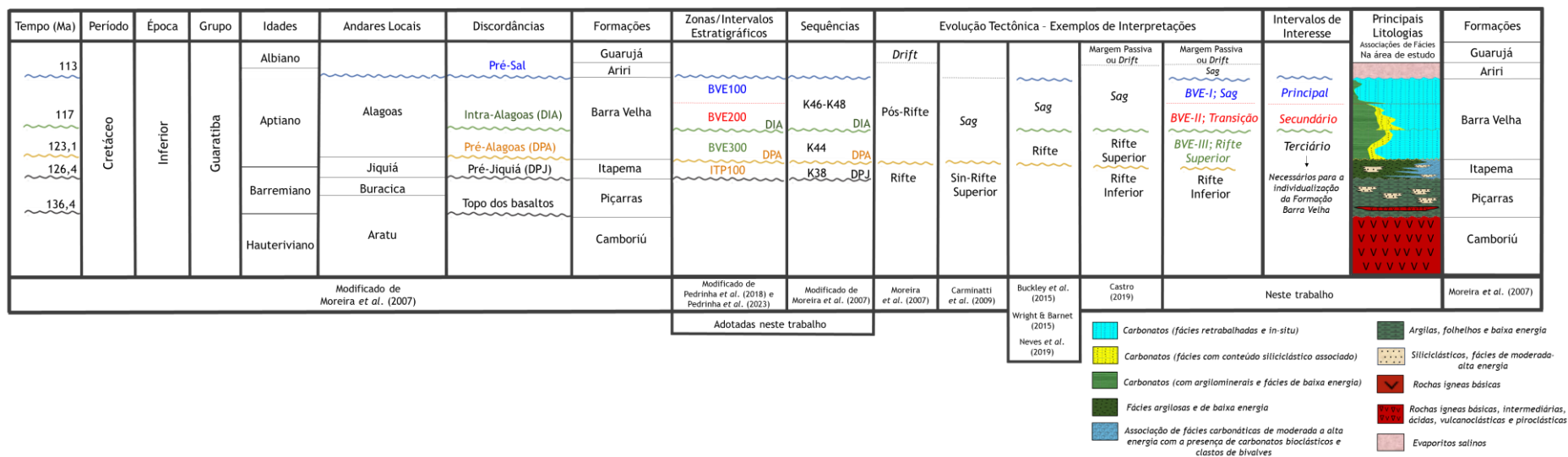


Figura 9: Diversas interpretações propostas para a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, com ênfase na Formação Barra Velha. A tabela resumida, derivada de Castro (2019) e complementada por Mello (2020), incorpora a interpretação adotada neste estudo, adicionalmente fornecendo uma representação esquemática e simplificada das principais litologias e associações de fácies identificadas na área de estudo.

Para nomenclatura dos intervalos reservatórios, *i.e.*, potenciais zonas produtoras, foi adotado o prefixo BVE. Para conhecimento, este tipo de mnemônico – BVE300, BVE200, BVE100 – três primeiras letras maiúsculas seguidas de uma centena – é amplamente utilizado por geocientistas em vários campos operados pela Petrobras e objetiva uma “nomenclatura de zoneamento estratigráfico comum”, como cita Bergamaschi (2021) em seu trabalho no Campo de Sapinhoá, onde nomenclatura similar é adotada. As letras remetem à unidade litoestratigráfica e as centenas crescem conforme a idade do intervalo, de modo que BVE300 é mais velha que BVE200, que por sua vez é mais velha que BVE100. Todavia, cabe salientar que ocorrem diferenças nos critérios de interpretação desses intervalos estratigráficos entre os campos produtores de petróleo. Para a área de estudo, essa nomenclatura foi empregada pela primeira vez na literatura acadêmica por Pedrinha *et al.* (2018).

Com foco na caracterização de reservatórios, Pedrinha *et al.* (2018) e, posteriormente, Pedrinha *et al.* (2023) propuseram um zoneamento estratigráfico adicional e de alta resolução, onde a zona BVE100, por exemplo, é subdividida em zonas BVE130, BVE120 e BVE110 (Figura 5). Os intervalos estratigráficos – ou zonas estratigráficas, ou zonas produtoras, ou zonas *reservatório* – por eles estabelecidas correspondem às principais sequências genéticas de média-escala identificadas e rastreadas no Campo de Tupi. É corroborado um padrão de aumento na proporção das fácies *in-situ*, especialmente *in-situ shrubs*, no sentido do topo de cada limite de sequência de retração e tais padrões sugerem variações na paleotopografia do lago, resultado de modificações graduais na atividade tectônica e no clima (Figura 5). Os autores não detalharam como as assinaturas observadas em perfis – elétricos, de imagem e/ou sedimentológicos derivados – poderiam ser traduzidas em assinaturas sísmicas rastreáveis para além da vizinhança imediata dos poços, e nem discutiram se os dados sísmicos até então adquiridos teriam suficiente resolução para o reconhecimento dessas superfícies limitantes – limites de sequências – que representam o zoneamento estratigráfico proposto (BVE110 a BVE320). Esse dilema também é alvo do presente trabalho e será discutido em momento oportuno.

De maneira simplificada e, especificamente para a Formação Barra Velha na área de estudo, a denominação *carbonatos com argilominerais* corresponde às fácies argilosas com significativo teor de argilominerais magnesianos, embora teores de outros sedimentos finos e/ou argilas terrígenas (não-magnesianas) possam ocorrer. Herlinger *et*

al. (2020), por exemplo, estimam que, tipicamente, até 2% de argilas terrígenas e conteúdo silte estejam misturados às argilas magnesianas quando as mesmas ocorrem laminadas. Já outros autores reservam a denominação laminitos para as fácies laminadas ricas em sedimentos finos diversos (Muniz & Bosence, 2015; Lima & De Ros, 2019). Enquanto isso, Gomes *et al.* (2020) organizam suas fácies lamosas como aquelas em que as amostras de rocha compreendem mais de 90% de componentes de granulação fina (< 64 µm), incluindo além das argilas magnesianas, também calcita, dolomita e sílica microcristalinas na mesma fácies *mudstone* (Figura 7). A presença expressiva desses argilominerais é capaz de obliterar de forma significativa (ou completamente) o espaço poroso, reduzindo a capacidade das rochas de atuarem como reservatórios. Os estudos petrográficos e os dados mineralógicos de Ramnani *et al.* (2021) apontam que os argilomineais magnesianos estão entre e dentro de componentes carbonáticos como *shrubs* e esferulitos.

Carramal *et al.* (2022), a fim de estabelecerem critérios para o reconhecimento de diferentes tipos morfológicos de *argilas magnesianas* e suas relações paragenéticas com os reservatórios carbonáticos, analisaram dados petrográficos de seis poços do Campo de Tupi, com foco na Formação Barra Velha. Segundo os autores, as argilas magnesianas geralmente correspondem a estevensita e kerolita. A sepiolita ocorre em pequenas quantidades, de até 7% do volume analisado e a saponita é muito rara. Grãos siliciclásticos de muscovita, biotita, quartzo e feldspato ocorrem de forma subordinada, em locais associados a peloides, intraclastos e oóides de silicatos de magnésio, raramente excedendo 10% em volume. As argilas magnesianas são observadas e reportadas em todas as associações de fácies, porém nas fácies relacionadas com ambientes de moderada a alta energia suas proporções são bem menores (Faria *et al.*, 2017; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Gomes *et al.*, 2020; Carramal *et al.* 2022, Pedrinha *et al.*, 2023). Lima & De Ros (2019), Wright & Barnett (2019) e Carramal *et al.* (2022) defendem que as argilas magnesianas representam a “sedimentação de fundo” para a Formação Barra Velha e que sua dissolução seria o mecanismo responsável pela geração de grandes volumes de porosidade secundária. Wright & Barnett (2019) afirmam especificamente que a remoção das matrizes argilosas por dissolução congruente é o processo mais significativo de geração de porosidade, enquanto Carramal *et al.* (2022) alegam ser possível diferenciar os tipos e as intensidades de alteração diagenética para cada ambiente estrutural, sendo a

dissolução mais intensa rumo aos altos estruturais e a preservação mais acentuada no sentido dos baixos estruturais.

A origem e os mecanismos exatos de preservação/deposição desses argilominerais magnesianos é mais um tópico de alteração na comunidade científica. Alguns autores defendem que esses depósitos estão relacionados a eventos de inundação, com entrada de material siliciclástico e/ou com a precipitação de cristais de dolomita na interface ar-água (Sartorato, 2018; Artagão, 2018; Farias *et al.*, 2019). A identificação de *argila magnesiana* em associação com biofilmes e carbonatos microbiais (Bontognali *et al.*, 2010; Perri *et al.*, 2017) sugere que a atividade microbiana também poderia catalisar a sua precipitação (Gomes *et al.*, 2020). Contrapondo, Tosca & Wright (2015) oferecem que os principais argilominerais presentes na Formação Barra Velha são silicatos de magnésio livres de alumínio – o alumínio é insolúvel nas condições químicas da maioria das águas superficiais encontradas na natureza – e a partir de experimentos laboratoriais, definiram um limite cinético para a sua precipitação, na ausência de qualquer atividade bacteriana. Tal conceito de precipitação dessas argilas magnesianas sem influência microbiana é corroborado por uma gama de publicações (Wright & Barnett, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Lima & De Ros, 2019; Carramal *et al.*, 2022).

Por último, vale salientar que o contexto geológico dos debates supracitados influenciou na escolha do título deste trabalho. Mesmo sem tratar diretamente da Formação Barra Velha, Della Porta (2015) sugere que feições de *build-up* carbonático são resultado de processos bióticos e abióticos diversos. Wright & Barnett (2019) questionam se as texturas observadas nas rochas da Formação Barra Velha (*e.g.*, *shrubs*/arborescências) seriam reflexo de processos deposicionais ou diagenéticos. Extrapolando para a identificação e análise de feições na escala sísmica, reitera-se que a presente proposta de pesquisa pretende aumentar a previsibilidade do reconhecimento de regiões propícias à acumulação dos depósitos de argilominerais, dentre outros de interesse, sem aventar sobre a gênese biótica e/ou química e/ou sobre a prevalência de processo deposicional e/ou diagenético na constituição dos elementos geológicos-geofísicos da Formação Barra Velha.

3 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA GEOLÓGICO-GEOFÍSICO

A difícil separação entre os domínios *reservatório*, *não-reservatório* e *transição* é reflexo da heterogeneidade de fácies e da complexidade petrofísica das rochas carbonáticas da seção Pré-sal. As argilas magnesianas, por exemplo, possuem características petrológicas muito diferentes das argilas terrígenas formadas por intemperismo, bem como das argilas autigênicas encontradas em reservatórios clásticos (Herlinger *et al.*, 2020). Em complemento, os intervalos de rocha *reservatório* carbonática que exibem alta porosidade e os intervalos *não-reservatório* ricos em argilominerais da Formação Barra Velha apresentam respostas semelhantes de impedância acústica (Johann & Monteiro, 2016; Teixeira *et al.*, 2017; Castro, 2019; Vasquez *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Castro & Lupinacci, 2022; Mello & Lupinacci, 2022). Tal comportamento pode ser observado no gráfico da Figura 10.

Através da análise dos perfis de porosidade de ressonância magnética nuclear (Coates *et al.*, 1999) é possível discriminar, em *escala de poço*, os intervalos com alto conteúdo de argilominerais (Figura 11). Dentre os aspectos petrofísicos característicos desses *carbonatos com argilominerais* destacam-se: baixíssima permeabilidade ($< 0,3\text{mD}$), valores de porosidade *de fluido livre* (Φ_{FF}) frequentemente inferiores a 2%, porosidade efetiva (Φ_E) usualmente inferior a 6% e alta porosidade total (Φ_T), aspectos indicativos de microporosidade (Ellis & Singer, 2007; Teixeira *et al.*, 2017; Artagão, 2018; Castro, 2019; Vasquez *et al.*, 2019; Herlinger *et al.*, 2020; Mello, 2020; Castro & Lupinacci, 2022; Mello & Lupinacci, 2022). Intervalos com baixo conteúdo argiloso podem apresentar valores similares de porosidades efetiva e total. Assim, uma boa relação entre impedância acústica e qualidade de reservatório pode ser obtida após a separação dos *carbonatos com argilominerais* (Figura 10).

Para a construção dos gráficos exibidos na Figura 10 foram utilizados os perfis de 51 poços perfurados no Campo de Tupi e selecionados para este trabalho. A análise é focada na Formação Barra Velha. Porosidades efetiva e *de fluido livre* foram obtidas utilizando a abordagem apresentada por Coates *et al.* (1999). Para essas rochas carbonáticas, os tempos maiores que 3 ms no espectro RMN, excluindo a água associada à argila ou *clay-bound fluid*, indicam a porosidade efetiva. Já os valores maiores que 100 ms indicam a porosidade *de fluido livre* (distinção entre o volume de água irreduzível e os fluidos móveis livres). A porosidade efetiva obtida a partir do RMN é a que mais se

assemelha aos valores de petrofísica básica de laboratório (Coates *et al.*, 1999; Schön, 2015; Castro, 2019; Carmo, 2021; Castro & Lupinacci, 2022). Como se pode notar, a separação dos *carbonatos com argilominerais* não é possível utilizando-se apenas o atributo de impedância acústica (I_p), devido a sobreposição dos valores de I_p . Tanto os *carbonatos com argilominerais*, quanto as *fácies reservatório*, dispostas acima do valor de referência de 6% de porosidade efetiva, ocupam a faixa de 8000 a 14000 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ de impedância acústica. Uma vez que os intervalos argilosos são desconsiderados, é possível estabelecer uma melhor relação linear entre impedância acústica e porosidade efetiva, apesar de ainda persistirem algumas amostras de porosidade efetiva abaixo de 6% contaminando a relação (Figura 10).

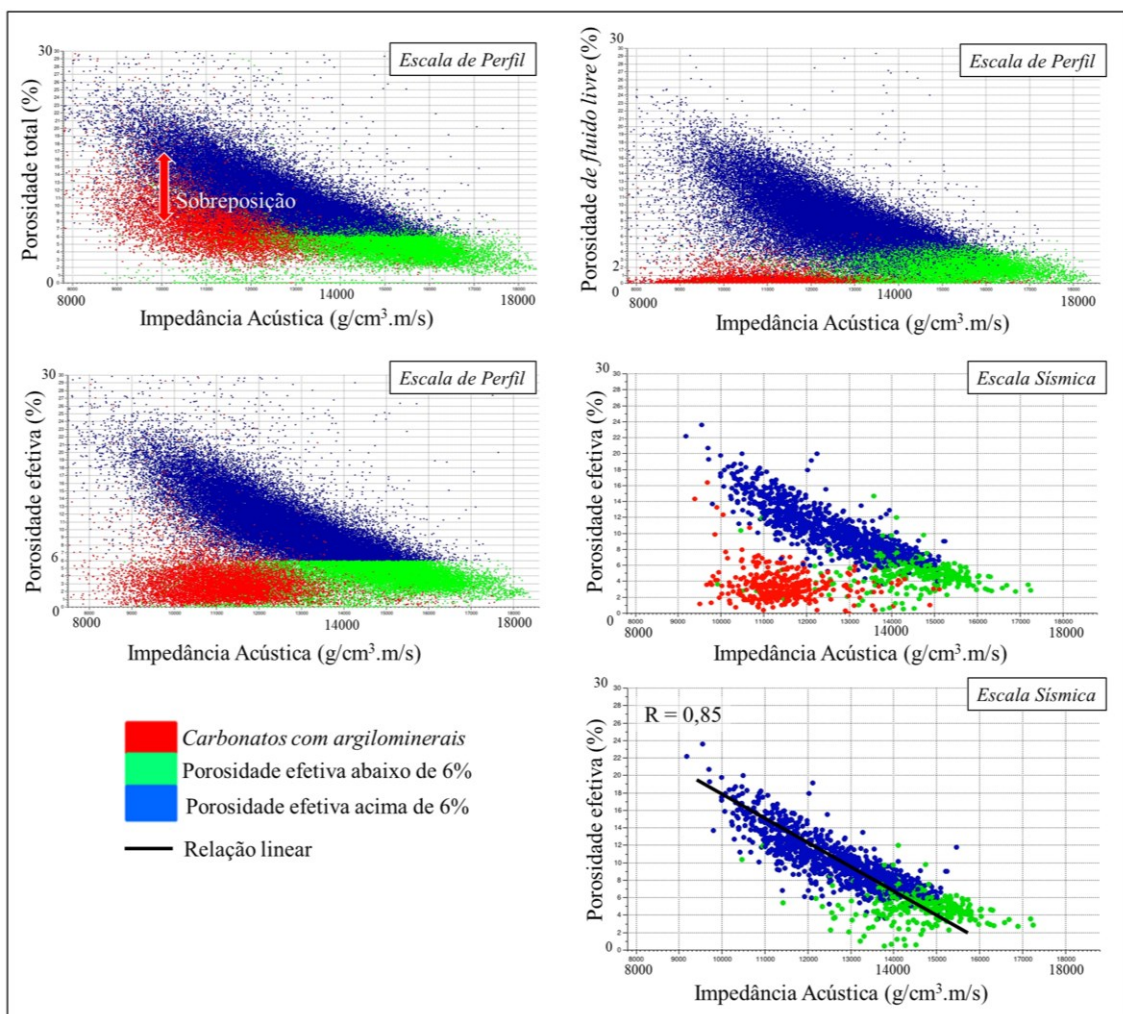


Figura 10: *Crossplots* de impedância acústica *versus* porosidade total, efetiva e de fluido livre. Informações provenientes de 51 poços perfurados no Campo de Tupi. Gráficos coloridos por porosidade efetiva, calculada a partir do perfil de ressonância magnética nuclear. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. *Escala sísmica*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

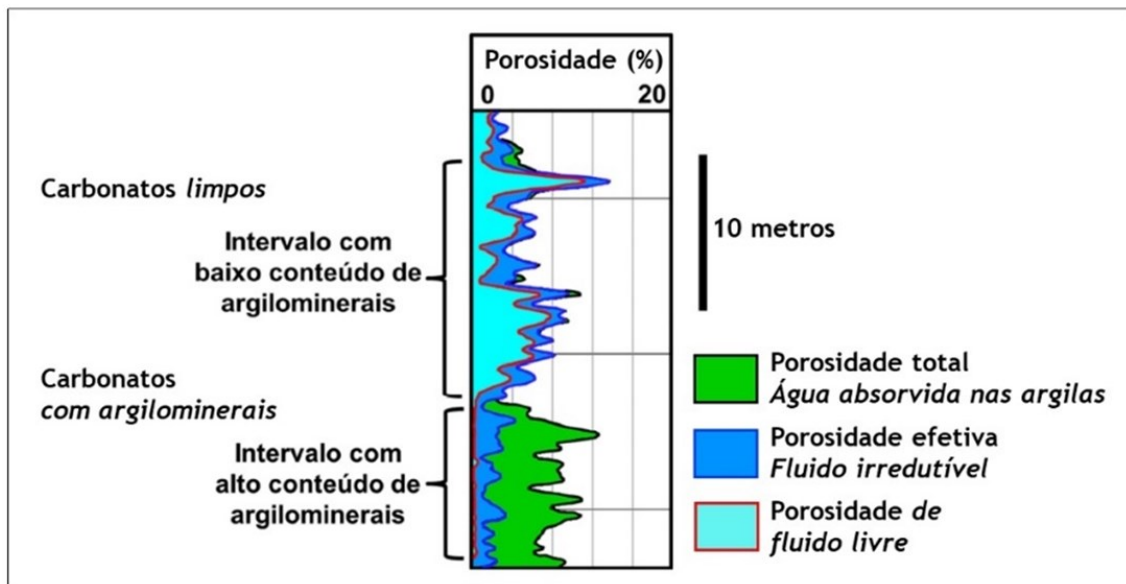


Figura 11: Representação dos intervalos argilosos nos perfis de porosidade de ressonância magnética nuclear (RMN). A curva vermelha (preenchida na cor ciano) denota a porosidade de fluido livre, a curva azul marinho (preenchida na cor azul) a porosidade efetiva e a curva preta (preenchida na cor verde) a porosidade total. Intervalos com alto conteúdo de argilominerais apresentam valores de porosidade de fluido livre usualmente inferiores a 2%, enquanto intervalos com baixo conteúdo de argilominerais podem apresentar valores similares de porosidade efetiva e total. Perfil esquemático modificado de Artagão (2018).

Nos intervalos carbonáticos ditos *limpos* ou *não-argilosos*, em geral, quanto menor a impedância acústica, maior a porosidade efetiva e melhor a qualidade do reservatório (maiores porosidades e permeabilidades). Podem ocorrer ainda porções de muito baixa permeabilidade (entre cerca de 1 e 6 mD), também classificadas como rocha *não-reservatório*, porém usualmente relacionadas as litologias de baixa energia *não-argilosas*, forte cimentação calcítica, dolomítica e/ou silicificação. Nestes casos os reservatórios são ditos *fechados* ou *cimentados*, também exibem porosidades efetivas usualmente inferiores a 6%, e costumam apresentar valores mais elevados de impedância acústica e menores valores de porosidade total, sendo assim discriminados da porção *reservatório* com maior facilidade (Teixeira *et al.*, 2017; Penna *et al.*, 2019; Mello & Lupinacci, 2022).

Especialmente para a porção superior da Formação Barra Velha, diversos autores (e.g., Teixeira *et al.*, 2017; Jesus *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Kneller *et al.*, 2019; Santana & Pimentel, 2020; Mello & Lupinacci, 2022; Fernandes & Lupinacci, 2022) advogam que a ambiguidade na reposta sísmica pode ser contornada através da integração de atributos acústicos e elásticos, devidamente calibrados com dados de poços e/ou com informação de profundidade. Esta última refletiria um modelo conceitual de deposição/preservação desses carbonatos, no qual as melhores fácies (maiores

porosidades e permeabilidades) tenderiam a ocorrer em ambientes de maior energia, mais relacionados aos paleo-altos estruturais. Saller *et al.* (2016) analisando os depósitos crono-correlatos do Pré-sal da Bacia de Kwanza também propuseram modelo conceitual similar, no qual *shrubs* são associadas às feições positivas desenvolvidas nos altos do embasamento – *build-ups* – e carbonatos argilosos, margas e folhelhos, aos baixos estruturais. Assim, são diversos exemplos de fluxos de interpretação quantitativa que se apoiam nesses modelos conceituais e aplicam o método Bayesiano, utilizando atributos elásticos (Teixeira *et al.*, 2017; Santana & Pimentel, 2020; Fernandes, 2021; Fernandes & Lupinacci, 2022), ou redes neurais combinando atributos acústicos, elásticos, geométricos e estratigráficos (Johann *et al.*, 2012; Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021a; Ferreira *et al.*, 2021b) para a classificação de fácies sísmicas na seção Pré-sal.

Apesar dos relatos de sucesso quando da aplicação das metodologias supracitadas, persiste o alerta de que a robustez dessas classificações é altamente dependente da qualidade do dado sísmico de entrada, da estabilidade das inversões elásticas, da escolha dos atributos e do número de classes a serem discriminadas e, de extrema importância, da disponibilidade e variabilidade espacial de dados de poços (perfis, amostras de rocha, descrições de agrupamentos de fácies), que servem de informação *a priori* para supervisionar as classificações e/ou balizar a interpretação dos produtos gerados (Kalkomey, 1997; Doyen, 2007; Oliveira *et al.*, 2018).

A atratividade dos métodos de classificação automatizada de fácies sísmicas é grande. Na última década, a qualidade dos volumes sísmicos disponíveis para a caracterização geofísica dos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos aumentou significativamente, tornando esses métodos mais confiáveis (Hendry *et al.*, 2021). Foram desenvolvidas técnicas dedicadas de supressão de ruídos, como atenuação de múltiplas internas (Griffiths *et al.*, 2011; Cypriano *et al.*, 2019) e construídos modelos de velocidade sísmica cada vez mais detalhados e geológicos (Gobatto *et al.*, 2016; Maul *et al.*, 2018). Além disso, em escala global, o aumento da capacidade computacional, com relativos baixos custos associados, permitiu que o tamanho dos dados sísmicos 3D e o número de atributos sísmicos derivados também aumentassem, a ponto de ser difícil, senão impossível, para os intérpretes examinarem cada seção sísmica em todos os atributos disponíveis (Zhao *et al.*, 2015). A utilização de metodologias de investigação automatizada de características e fácies sísmicas (Barnes, 2000; Doyen, 2007; Zhao *et*

al., 2015) se torna assim fundamental para se ter uma visão regional da área de estudo e/ou para geração de múltiplos cenários e análises de incertezas (Kneller *et al.*, 2019). Todavia, essas metodologias não são capazes de substituir completamente a interpretação manual de detalhe.

No Campo de Tupi, nenhuma das abordagens quantitativas testadas conseguiu resolver de forma contundente o risco de baixa qualidade de reservatório em regiões de baixo estrutural relativo (interior da plataforma carbonática) e flanco (Cruz *et al.*, 2021a). Foram avaliadas, principalmente, classificações Bayesianas (Doyen, 2007), combinando: i) impedância acústica e razão v_p/v_s ; ii) impedância cisalhante e razão v_p/v_s ; iii) impedância (acústica ou cisalhante) e profundidades sísmicas. Especificamente, a análise de volumes de fácies sísmicas resultantes de classificação Bayesiana que considera somente os atributos elásticos e dispensa a informação de profundidades, retornou as piores previsibilidades de ocorrência das fácies argilosas (Figura 12).

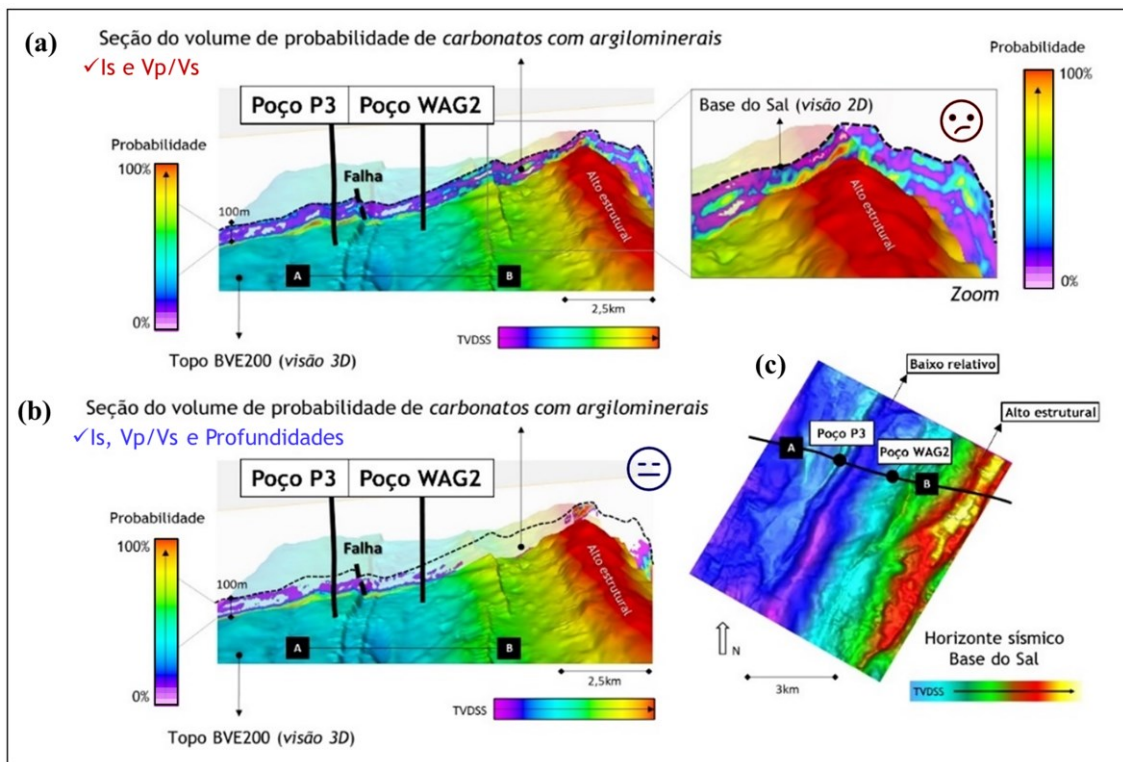


Figura 12: Comparação entre resultados de classificação Bayesiana para fácies argilosas [(a) e (b)], obtidos para a porção superior da Formação Barra Velha no módulo de produção Piloto de Tupi (c). A classificação que utiliza somente impedância cisalhante (I_s) e razão V_p/V_s (a) indica alta probabilidade de ocorrência de fácies argilosas em direção aos altos estruturais, o que está em desacordo com o modelo conceitual deposicional e com as informações dos poços que foram recentemente perfurados. A classificação que incorpora impedância cisalhante (I_s), razão V_p/V_s e profundidades [TVDSS; (b)] retorna melhores resultados, contudo, ainda exibindo significativo ruído. Modificado de Cruz *et al.* (2021a).

A baixa previsibilidade desses resultados pode ser explicada por diversos fatores: **i.** sobreposição dos *clusters* de classificação, ou seja, valores muito próximos dos atributos elásticos que separam fácies argilosas microporosas das fácies *reservatório*; **ii.** qualidade variável do dado sísmico de entrada para as inversões elásticas, por exemplo, atributo razão v_p/v_s ruidoso; **iii.** amostragem de poços enviesada, quando há pouca descrição de fácies de pior qualidade permo-porosa; **iv.** resolução sísmica (Avseth *et al.*, 2005; Teixeira *et al.*, 2017; Cunha *et al.*, 2019; Vasquez *et al.*, 2019; Cruz *et al.*, 2021a; Penna & Lupinacci, 2021). Admitindo-se que o relevo estrutural atual da região reflete, em boa parte, a paleogeografia à época da deposição (Faria *et al.*, 2017), a adição da informação de profundidades no processo de classificação de fácies sísmicas facilita o realce dos baixos estruturais regionais como áreas de domínio de preservação/deposição de fácies argilosas (Teixeira *et al.*, 2017; Fernandes & Lupinacci, 2022).

Adicionalmente para o Campo de Tupi, Kneller *et al.* (2019) se utilizaram do processo de inversão sísmica geoestatística para amenizar os efeitos de variabilidade da qualidade do dado sísmico de entrada e da distribuição (espacial e/ou faciológica) enviesada das informações de poços. Nesse caso, além da obtenção das impedâncias acústica e cisalhante com maior resolução, realizaram a inversão sísmica conjunta para fácies e porosidades. A Figura 13 exemplifica como o mapa de impedância acústica derivado de inversão sísmica determinística é de caráter mais descontínuo, com “efeito de bolha” ao redor dos poços de controle. Tal característica é reproduzida no mapa de fácies construído através de classificação Bayesiana. Por outro lado, o mapa de fácies proveniente da inversão sísmica geoestatística reflete bastante o mapa de profundidades sísmicas que atuou como uma das informações *a priori*. Kneller *et al.* (2019) também salientam que os volumes de desvio padrão associados refletem maiores incertezas no sentido dos flancos estruturais, regiões de transição entre fácies *reservatório* e *não-reservatório*. Assim, apesar do aspecto visualmente *mais geológico* dos resultados obtidos por Kneller *et al.* (2019), muitas dúvidas ainda permanecem sobre como ocorre a transição nos flancos e baixos estruturais relativos, da porção *reservatório* de interesse para a *não-reservatório* que deve ser evitada na concepção da malha de drenagem.

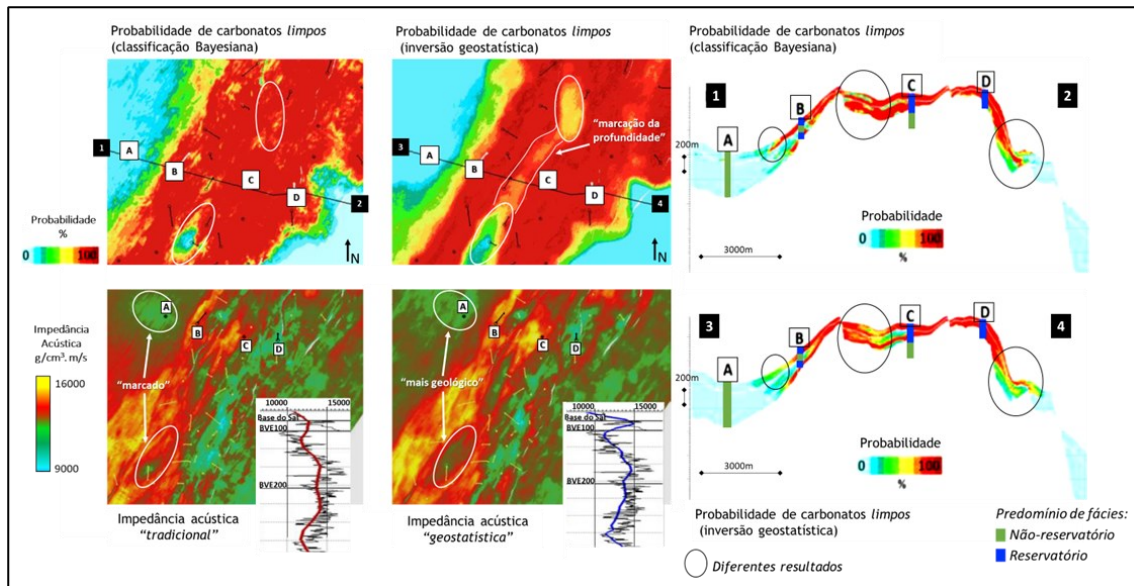


Figura 13: Seções e mapas modificados de Kneller *et al.* (2019). **(a)** Comparação entre os mapas de probabilidade de *carbonatos limpos* provenientes da classificação Bayesiana e da inversão geostatística. **(b)** Comparação entre seções do volume de probabilidade de *carbonatos limpos* provenientes da classificação Bayesiana (1-2) e da inversão geostatística (3-4). **(c)** Comparação entre os mapas e os perfis de impedância acústica provenientes da inversão tradicional e da inversão geostatística. O produto da inversão determinística tradicional é de caráter mais descontínuo, com “efeito de bolha” ao redor dos poços de controle e, no poço C, demonstra pior concordância entre a impedância calculada a partir dos perfis sísmico e densidade (traço preto) e o traço sísmico invertido para impedância (vermelho).

Além da incerteza nas abordagens quantitativas testadas, existem feições e conjuntos de fácies sísmicas cuja caracterização pode ser aprimorada, como a já citada *Feição X* (Cruz *et al.*, 2021a), dentre outras. Minzoni *et al.* (2021), por exemplo, publicaram recentemente mais um catálogo de fácies sísmicas para o Pré-sal da Bacia de Santos, onde a mesma classe, por eles denominada SF3, pode ser definida como caótica, progradacional e não testada (Figura 14). É de certo que como toda abordagem qualitativa, a visão desses autores está sujeita a debate e reinterpretções distintas. Entretanto, o conceito de uma fácies que pode variar entre caótica e progradacional (terminações dos refletores internos em *downlap* e geometria externa sigmoidal), sem informação direta de poços que a atravessaram, pode dificultar a utilização da feição como elemento análogo para outras áreas, especialmente no tocante a qualidade do reservatório.

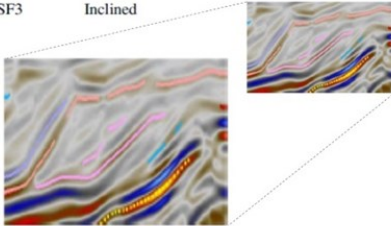
Seismic facies	External geometry	Example	Variation	Occurrence			Lithofacies	Interpreted depositional environment
				Top	Margin	Slope		
SF3	Inclined		Progradational	×××	×	×	Not tested Packstone; wackestone Rudstone ¹	Bypass slope
				×××	×	×		Accretional slope
			Chaotic	××				Accretional slope

Figura 14: Recorte ampliado da tabela de fácies sísmicas apresentada por Minzoni *et al.* (2021), destacando a fácies SF3.

Por último, não obstante a persistente necessidade de uma melhor caracterização sísmo-faciológica, amparada por dados de poços e em um contexto exploratório da Formação Barra Velha, há carência de critérios bem definidos de separação e de zoneamento sísmoestratigráfico das seções Alagoas e Pré-Alagoas.

Moreira *et al.* (2007) subdividem o registro sedimentar da Bacia de Santos em supersequências limitadas por discordâncias de caráter regional e relacionadas às principais fases de evolução tectônica da bacia: rifte (Valanginiano – Eoaptiano), pós-rifte (Aptiano) e drifte (do Albiano até o presente). A fase rifte corresponde à porção inferior do Grupo Guaratiba, composta por rochas vulcânicas (Formação Camboriú), predominantemente siliciclásticas (Formação Piçarras) e carbonáticas bioclásticas e siliciclásticas (Formação Itapema). Conforme esses autores, essas rochas foram depositadas em um contexto de intensa atividade tectônica, no qual a acomodação dos sedimentos foi controlada por falhas normais ativas. O registro da fase pós-rifte é composto por rochas carbonáticas diversas (Formação Barra Velha) e uma camada de sal sobrejacente (Formação Ariri), associados a um regime tectônico de baixa atividade, subsidência predominantemente térmica e padrão de preenchimento do tipo *sag*. Contudo, existem interpretações diversas em circulação para a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, e o questionamento dessas hipóteses inicia-se com uma robusta separação das seções Alagoas e Pré-Alagoas.

A produção acadêmica relacionada ao *play* Pré-sal da Bacia Santos, discutindo aspectos tectono-estratigráficos, litofaciológicos ou sísmicos, até aumentou significativamente nos últimos anos. Entretanto, a grande maioria das publicações é voltada para perspectivas regionais exploratórias, por vezes analisando separadamente aspectos geológicos ou sísmicos, com poucos exemplos de caracterização sísmico-geológica de detalhe e amparada por estudos de física de rochas, ou mesmo empregando

conceitos de ciclo-estratigrafia como suporte. Minzoni *et al.* (2021) analisaram um conjunto de mais de 100 poços perfurados nas bacias de Santos e de Campos, mas suportam a interpretação dos intervalos BVE200 e BVE100 em critérios sismoestratigráficos sem apresentar nenhum perfil de poço. Por outro lado, vale ressaltar que, embora Pedrinha *et al.* (2018) ilustrem o zoneamento estratigráfico através de diversos perfis de poços, eles não explicam como os padrões observados poderiam ser correlacionados com assinaturas sísmicas rastreáveis para além da área imediatamente adjacente aos poços.

Diante do histórico de poucas referências de visão exploratória que abordem um fluxo completo de correlação *rocha x perfil x sísmica* e tomando em conta as incertezas nas abordagens semiquantitativas, quantitativas e qualitativas, bem como as diferentes interpretações citadas para a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos e o consecutivo zoneamento dos reservatórios do Pré-sal, o presente trabalho foi idealizado, assumindo o desafio adicional de individualização e caracterização sismoestratigráfica dos intervalos estratigráficos BVE300 (de interesse terciário), BVE200 (de interesse secundário) e BVE100 (de interesse principal).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são informados os dados selecionados e os métodos empregados para, em última instância, proceder ao mapeamento de elementos deposicionais e diagenéticos na porção superior da Formação Barra Velha do Campo de Tupi, especialmente no intervalo estratigráfico BVE100 e, de maneira complementar, no intervalo estratigráfico BVE200. O desenvolvimento deste trabalho requereu a integração de dados de poços (perfis e rocha), sísmicos e, pontualmente, de testes de formação, medidas de pressão e históricos de produção e injeção, todos dados públicos e disponíveis nos acervos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para tratamento e visualização dos dados foram utilizados, principalmente, os aplicativos *Decision Space*[®] (*Landmark*) e *PETREL*[®] (*Shlumberger*). Ocasionalmente, os softwares *SIGEO*[®] (Petrobras), *AnaSete*[®] (Petrobras), *Techlog*[®] (*Shlumberger*) e *Geolog*[®] (*Aspen Tech*) foram utilizados para tratamento de dados de rocha e/ou interpretação de BHI logs. Para a modelagem sísmica direta foi utilizado o software *EasyTrace*[®] (*Beicip-Franlab*) e para realização das inversões acústica e elástica foi utilizado o software *Jason*[®] (CGG). Atributos sísmicos geométricos foram calculados nas plataformas AASPI, da Universidade de Oklahoma, e *SISMO*[®] (www.sismo.com.br).

4.1 Área de estudo

A área selecionada para esta pesquisa corresponde a um recorte de aproximadamente 600 km² da área principal do Campo de Tupi, Bacia de Santos (Figura 15). Essa área foi escolhida por dispor de um grande acervo de dados sísmicos, de poços e de produção. Os poços perfurados são representativos dos mais diversos contextos deposicionais e/ou diagenéticos já observados na seção Pré-sal como um todo, denotando abrangência regional ao estudo. O Campo de Tupi está posicionado sobre o Alto Externo da Bacia de Santos, a aproximadamente 280 km da costa da cidade do Rio de Janeiro. Seus principais reservatórios são os carbonatos da Formação Barra Velha, especialmente os intervalos mais superiores, zonas BVE100 e BVE200, os quais concentram as melhores porosidades e permeabilidades constatadas em poço (Pedrinha *et al.*, 2018; Cruz *et al.*, 2021b). Em termos de associações de fácies com boas características *reservatório* merecem destaque os *in-situ shrubs*, seguidos dos carbonatos com feições de dissolução e retrabalhados bem selecionados (Pedrinha *et al.*, 2018; Artagão, 2019; Magalhães *et al.*, 2020; Cruz *et al.*, 2021b).

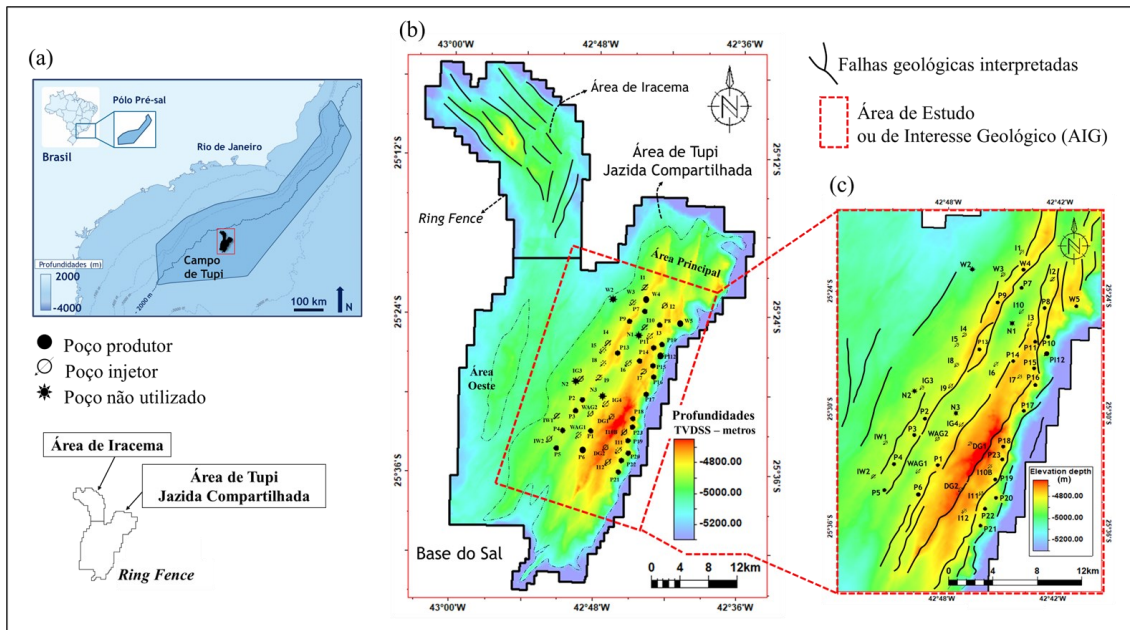


Figura 15: Localização regional do Campo de Tupi no polo Pré-sal da Bacia de Santos (a) e detalhes das Áreas de Iracema (b) e de Tupi [Jazida Compartilhada; (b) e (c)]. A Área de Tupi pode ser geograficamente subdividida em áreas Oeste e Principal [polígonos pretos tracejados; (b)]. Em destaque na área Principal, a área de estudo ou de interesse geológico (AIG), incluindo os poços selecionados (b) e uma visão das falhas geológicas que atravessam o horizonte sísmico Base do Sal, topo aproximado do intervalo estratigráfico BVE100 [polígonos vermelhos tracejados; (b)]. A estruturação principal da Área de Tupi é NE-SW (c) e da Área de Iracema é NW-SE (b). A área de Tupi pode ser geograficamente subdividida em áreas Oeste e Principal [polígonos pretos tracejados; (b)]. Em destaque na área Principal, a área de estudo ou de interesse geológico (AIG) [polígonos vermelhos tracejados; (b) e (c)], incluindo os poços selecionados e uma visão das falhas geológicas [traços pretos contínuos; (c)] que atravessam o horizonte sísmico Base do Sal, topo aproximado do intervalo estratigráfico BVE100. A estruturação principal da área de Iracema é NW-SE (b) e da Área de Tupi, incluindo a AIG, é NE-SW (c).

A configuração de altos e baixos estruturais atualmente observada no topo da Formação Barra Velha reflete, em grande parte, a topografia vigente à época de sua deposição e exerce influência na distribuição dos reservatórios (Gomes *et al.*, 2002; Faria *et al.*, 2017; Cruz *et al.*, 2021b; Pedrinha *et al.*, 2023). As informações provenientes de dados sísmicos 3D e 4D, somadas aos mais de 100 poços perfurados no Campo de Tupi – com suíte completa de perfis elétricos em diversos poços, com amostras laterais, testemunhos e testes de produção – corroboram que porções estruturalmente mais elevadas foram propensas à deposição de litologias associadas a ambientes de moderada a alta energia (*in-situ shrubs* e carbonatos retrabalhados) e que apresentam boas porosidades.

A degradação da qualidade do reservatório da área tende a ocorrer a partir dos flancos e no sentido dos baixos estruturais relativos e regionais, onde predominam fácies argilosas e de baixa energia (Faria *et al.*, 2017; Artagão *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018;

Cruz *et al.*, 2021b). Os estudos petrográficos de Carramal *et al.* (2022) também indicam que os carbonatos com argilominerais magnesianos (silicatos de Mg) representam um volume expressivo de rocha, sejam preservados, intensamente substituídos por fases diagenéticas (*e.g.*, substituição por esferulitos calcíticos e *shrubs* fasciculares), ou parcialmente a totalmente dissolvidos. Segundo esses autores, os argilominerais magnesianos encontram-se bem preservados nos poços perfurados em posições estruturais relativamente mais profundas e fortemente afetados pela diagênese naqueles referentes às porções estruturalmente mais elevadas, onde a dissolução seria o grande mecanismo de geração de porosidade. As recentes conclusões desses autores reforçam a tendência de diminuição de qualidade de reservatório no sentido dos baixos estruturais e melhoria no sentido dos altos, também sob o ponto de vista dos controles diagenéticos.

A área do Campo de Tupi é de aproximadamente 1800 km², englobando as áreas de Iracema e Tupi (Jazida Compartilhada). A área da Jazida Compartilhada pode ainda ser geograficamente subdividida em áreas Oeste e Principal. Na sua maior extensão, a área Principal é representada no mapa da Figura 15 por duas estruturas elevadas alongadas, de direção predominantemente NE-SW. Na área Principal foi perfurada a maioria dos poços e estabelecidos sete módulos de produção: Norte, Nordeste, Alto, Central, Piloto, Sul e Extremo Sul (Artagão, 2019; Cruz *et al.*, 2021a; Cruz *et al.*, 2021b). Atualmente, são cerca de 100 poços que já foram perfurados na área Principal do Campo de Tupi (Pedrinha *et al.*, 2023). Para compor a Área de Estudo - Área de Interesse Geológico (AIG) - foram selecionados 51 poços desse montante, quase todos em operação, divididos entre injetores e produtores. Adicionalmente, no intuito de facilitar a compreensão das diversas interpretações e as menções aos dados de poços, a AIG foi subdividida em seis ambientes geográficos, denominados Borda Leste, Alto Estrutural Principal, Baixos Estruturais Relativos, Alto Estrutural Secundário, Borda Oeste e Baixos Estruturais Regionais (Figura 16).

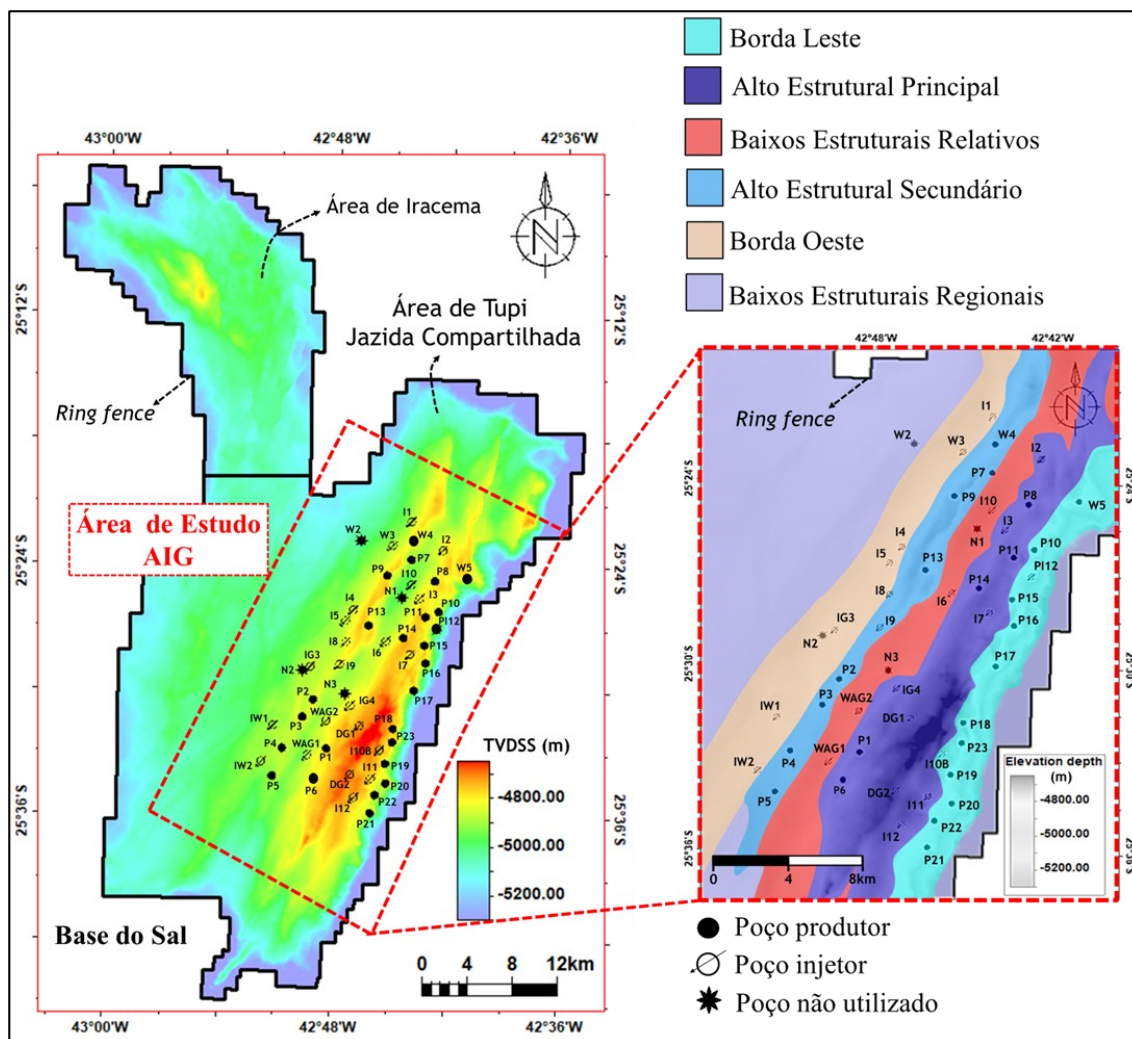


Figura 16: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização das áreas de Iracema, Tupi e de interesse geológico (AIG; polígono vermelho tracejado) e o posicionamento dos poços selecionados para este trabalho. A AIG foi subdividida em seis ambientes geográficos, denominados Borda Leste, Alto Estrutural Principal, Baixos Estruturais Relativos, Alto Estrutural Secundário, Borda Oeste e Baixos Estruturais Regionais.

O Campo de Tupi foi descoberto em meados de 2006 (Machado, 2018), com reservas estimadas entre cerca de seis e oito bilhões de barris de óleo equivalente (Formigli, 2007; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018). A produção do primeiro óleo ocorreu em abril de 2009 com o TLD (Teste de Longa Duração) realizado no poço produtor 3-BRSA-496-RJS, localizado na porção sul da AIG. Em outubro de 2010 entrou em operação a primeira unidade de produção de petróleo flutuante do campo – FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Angra dos Reis – no módulo de produção Piloto (Cruz *et al.*, 2021b). A partir de então, em uma década, o Campo de Tupi tornou-se o maior produtor de petróleo do Brasil, destacando-se entre os gigantes do Pré-sal, tendo ultrapassado a marca de produção de um milhão de barris de óleo equivalente por dia (Abelha & Petersohn, 2018; Artagão, 2019; Cruz, 2019). Em 2021, o Campo de

Tupi foi responsável por 31% da produção brasileira de petróleo em barris/dia e 41% da produção total (petróleo e gás natural), segundo a edição nº 136 do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP. A Figura 17 e a Figura 18 exibem a distribuição percentual da produção do Pré-sal por campo e o *ranking* dos 20 maiores campos produtores do Brasil, respectivamente.

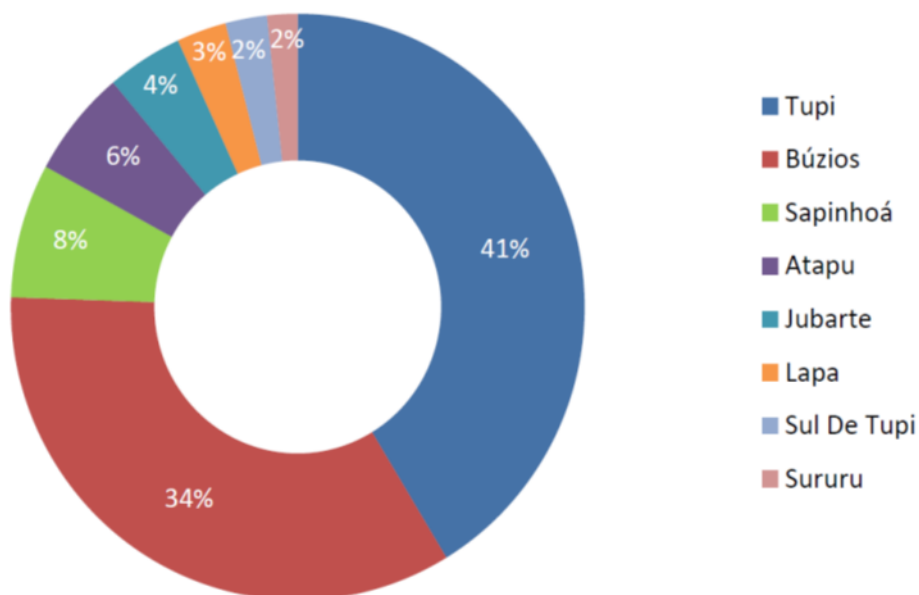


Figura 17: Distribuição percentual da produção do Pré-sal por campo. Dados divulgados através do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, número 136, ANP, 2022.

O Campo de Tupi encontra-se em plena produção. No horizonte, projetos de desenvolvimento complementar e de revitalização serão implantados. Assim como as demais jazidas do pólo Pré-sal, os reservatórios do Campo de Tupi são bastante heterogêneos e estruturados, frutos da combinação de processos deposicionais e diagenéticos diversos (Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Magalhães *et al.*, 2020; Cruz *et al.*, 2021b; Carramal *et al.*, 2022; Pedrinha *et al.*, 2023). De tal modo e tendo em vista sua relevância econômica, é um excelente projeto para o desenvolvimento e a aplicação de técnicas de interpretação sísmica capazes de aprimorar a distribuição espacial dos principais tipos de rocha reservatório do Pré-sal, fornecendo insumos para modelos de reservatório mais preditivos e projetos com menores riscos de insucesso.

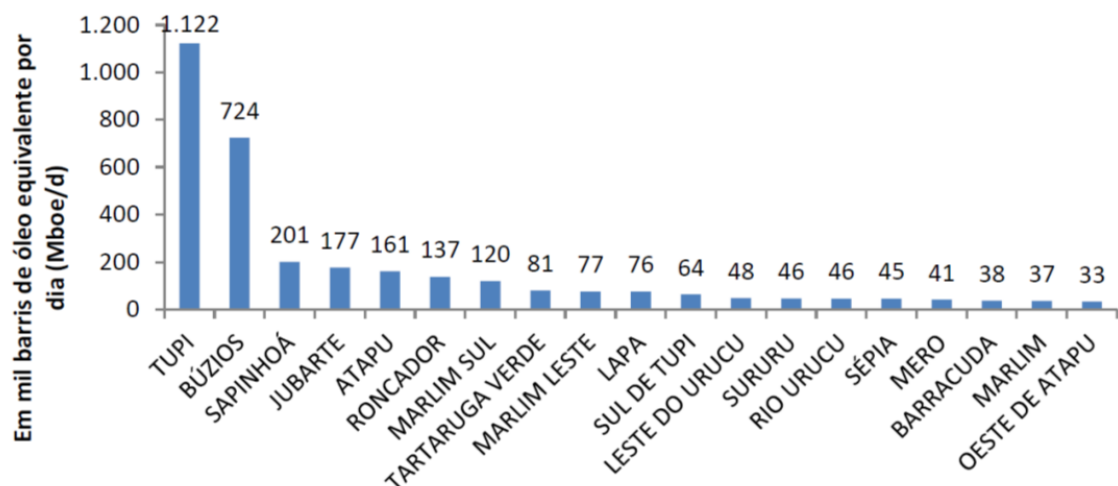


Figura 18: *Ranking* dos vinte maiores campos produtores do Brasil. Informação disponibilizada no Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, edição de dezembro de 2021.

4.2 Dados de poços

Como previamente mencionado no item Área de Estudo, foram selecionados 51 poços da área Principal do Campo de Tupi. A seleção observou os seguintes critérios:

- Disposição geográfica e abrangência areal, visando boa amostragem dos diversos ambientes topográficos e sedimentares de interesse; ou seja, poços posicionados nos Baixos Estruturais Regionais, Baixos Estruturais Relativos, Alto Estrutural Principal e Secundário e seus flancos, Bordas Leste e Oeste (Figura 16);
- A disponibilidade de dados de rocha, tais como relatórios de descrições de amostras laterais e testemunhos, perfis de acompanhamento geológico (PAG), perfis sedimentológicos e resultados de ensaios de petrofísica básica (medidas laboratoriais de porosidade e de permeabilidade);
- A oferta de perfis, especialmente de imagem (preferencialmente acústica), ressonância magnética nuclear e raios gama espectral, dentre os demais perfis elétricos convencionais, como densidade e sônico (preferencialmente dipolar);
- O caráter público dos dados.

A Tabela 1 apresenta a lista de poços selecionados, com a denominação oficial da ANP e a nomenclatura aqui adotada, a distribuição geográfica relativa e a disponibilidade de perfis, dados de rocha e dados dinâmicos. A imensa maioria dos poços possui suíte completa de perfis convencionais do tipo *wireline* (*a cabo*), sendo eles: raios gama total (GRT), raios gama espectral (GR ou SGR), resistividade da mais rasa a mais profunda (RES1 a RES5; RES *shallow/deep*), densidade (RHOB/DEN), nêutrons (NPHI/NEU),

sônico compressional (DT/DTCO) e dipolar cruzado orientado (DTCO/DTS/DSI), *caliper* (CL) e ressonância magnética nuclear (RMN/NMR). Para 44 poços, estão adicionalmente disponíveis perfis de imagem (BHI *logs*), do tipo acústica (maioria) ou resistiva (apenas dois casos). A Tabela 2 resume as principais características desses perfis (princípio físico e aplicação mais comum). Além das informações de perfis convencionais e de imagem, oito poços foram testemunhados (total de 557 m) com corridas de perfis *core gamma* (GRT medido diretamente no testemunho) e 34 poços com amostras laterais rotativas recuperadas. Pontualmente, informações de datação ^{40}Ar - ^{39}Ar estão disponíveis para as rochas ígneas. Quando necessário, os dados de poços foram submetidos a controles de qualidade diversos, como por exemplo, ajustes de profundidade de testemunhos e amostras laterais. A Figura 19 exemplifica as informações de perfis e testemunhos disponíveis para o poço produtor P13. Em foco, os ajustes de profundidade dos testemunhos através da comparação dos perfis GRT e *Core Gamma* (Figura 20). Nesses casos, para a obtenção do *alinhamento* entre os perfis, as movimentações necessárias foram de aproximadamente dois metros para baixo, somando profundidades, para os dois intervalos testemunhados.

Tabela 1: Síntese das principais informações de poços (perfis, rocha e testes) selecionadas para este trabalho. GRT: raios gama total; GR ou SGR: raios gama espectral; DT ou DTCO: sônico compressional; DTS: sônico cisalhante; RMN: ressonância magnética nuclear; BHI: *bottom hole image* ou *borehole image log* (perfil de imagem); CS: *check-shot*; TFR: teste de formação; TLD: teste de produção de longa duração; SPA: sistema de produção antecipada; RFT: *Repeat Formation Tester*.

Lista de Poços, Denominações Oficiais e Nomenclaturas Adotadas			Conjunto de perfis			Dados de rocha		Dados dinâmicos		Posição Geográfica na AIG - Campo de Tupi
ANP	Petrobras	Neste trabalho	GR ou SGR, GRT, Caliper, Resistividade, Densidade, Nêutrons, DTCO, DTS e RMN	BHI	CS	Amostras laterais	Intervalos testemunhados	Testes de injetividade ou de produção/medidas de pressão/TFR/TLD/SPA/RFT	Traçador químico de água e/ou de gás	
8-LL-49D (I)	8-LL-49D	I1	Sim	Sim	Não	Sim; 56	Não	Sim		Borda Oeste
7-LL-15 (P)	7-LL-15	W4	Sim	Sim	Sim	Sim; 36	Não	Sim	Recuperado	Alto Estrutural Secundário
3-BRSA-755A (I)	3-RJS-662-A	I2	Sim	Sim	Sim	Sim; 332	Sim; 22 m	Sim	Injetado	Flanco oeste do Alto Estrutural Principal
7-LL-22D (P)	7-LL-22D	W5	Sim	Não	Não	Sim; 38	Não	Sim		Borda Leste
3-BRSA-795 (N)	3-RJS-666	W2	Sim	Sim	Sim	Sim; 109	Não	Sim		Baixos Estruturais Regionais (porção oeste)
8-LL-14D (I)	8-LL-14D	W3	Sim	Sim	Sim	Sim; 46	Não	Sim		Borda Oeste
7-LL-17D (P)	7-LL-17D	P7	Sim	Sim	Sim	Sim; 42	Não	Sim		Flanco leste do Alto Estrutural Secundário
7-LL-11 (P)	7-LL-11	P8	Sim	Sim	Não	Sim; 84	Não	Sim		Ato Principal
7-LL-28D (P)	7-LL-28D	P9	Sim	Sim	Sim	Sim; 79	Não	Sim		Alto Estrutural Secundário
8-LL-4D (I)	8-LL-1D	I10	Sim	Sim	Sim	Sim; 50	Sim; 102 m	Sim		Flanco dos Baixos Estruturais Relativos
8-LL-26D (I)	8-LL-26D	I3	Sim	Sim	Não	Sim; 26	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
7-LL-61 (P)	7-LL-61	P10	Sim	Sim-Resistiva	Não	Não	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
8-LL-62D (N)	8-LL-62D	N1	GRT Parcial; sem SGR	Não	Não	Sim; 53	Não	Sim		Baixos Estruturais Relativos
3-BRSA-821 (P)	3-RJS-674	P11	Sim	Sim	Sim	Sim; 145	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
8-LL-87D (P//Conversível)	8-LL-87D	P112	Sim	Não	Não	Não	Não	Não		Borda Leste
8-LL-109 (I)	8-LL-109	I4	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Oeste
9-LL-12D (P)	9-LL-12D	P13	Sim	Sim	Sim	Sim; 95	Sim; 72 m	Sim		Alto Estrutural Secundário
7-LL-63D (P)	7-LL-63D	P14	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
7-LL-84D (P)	7-LL-84D	P15	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Leste
8-LL-52D (I)	8-LL-52D	I5	Sim	Sim	Não	Sim; 87	Não	Sim		Borda Oeste
8-LL-42D (I)	8-LL-42D	I6	Sim	Sim	Não	Sim; 67	Não	Sim		Baixos Estruturais Relativos
8-LL-94D (I)	8-LL-94D	I7	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
7-LL-48D (P)	7-LL-48D	P16	Sim	Sim	Não	Sim; 82	Não	Sim		Borda Leste
8-LL-104D (I)	8-LL-104D	I8	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Oeste
7-LL-80D (P)	7-LL-80D	P17	Sim	Sim-Resistiva	Não	Sim; 24	Não	Sim		Borda Leste
8-LL-81D (I)	8-LL-81D	I9	Sim	Não	Não	Sim; 68	Não	Sim		Alto Estrutural Secundário
1-BRSA-396A (N)	1-RJS-628	N2	GRT Parcial; sem SGR em alguns trechos	Parcial	Sim	Sim; 139	Não	Sim		Borda Oeste
8-LL-101D (I)	8-LL-101D	IG3	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim	Injetado	Borda Oeste
8-LL-54D (N)	8-LL-54D	N3	GRT Parcial; sem SGR	Não	Não	Não	Não	Sim		Baixos Estruturais Relativos
9-BRSA-908D (P)	9-RJS-686D	P2	Sim	Sim	Não	Sim; 73	Não	Sim	Recuperado	Alto Estrutural Secundário
8-LL-10 (I)	8-LL-10	IG4	Sim	Sim	Não	Sim; 60	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
9-LL-7 (P)	9-LL-7	P18	Sim	Sim	Sim	Sim; 140	Sim; 34 m	Sim		Borda Leste
8LL9 (I)	8-LL-9	WAG2	Sim	Sim	Sim	Sim; 51	Não	Sim	Injetado	Flanco dos Baixos Estruturais Relativos
9-BRSA-808 (I)	9-RJS-665	DG1	Sim	Sim	Não	Sim; 75	Sim; 28 m	Sim	Injetado	Alto Estrutural Principal
9-LL-1D-RJS (I)	9-RJS-687D	WAG1	Sim	Sim	Sim	Sim; 45	Não	Sim	Injetado	Flanco dos Baixos Estruturais Relativos
8-LL-89 (I)	8-LL-89	I10B	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Entre o Alto Estrutural Principal e a Borda Leste
7-LL-8H (P)	7-LL-8H	P3	GRT Parcial; sem SGR	Não	Não	Não	Não	Sim	Recuperado	Alto Estrutural Secundário
9-BRSA-716-RJS (P)	9-RJS-660	P1	Sim	Sim	Sim	Sim; 25	Sim; 246 m	Sim	Recuperado	Alto Estrutural Principal
7-LL-46 (P)	7-LL-46	P19	Sim	Sim	Não	Sim; 88	Não	Sim		Borda Leste
8-LL-35D (I)	8-LL-35D	IW1	GRT Parcial; sem SGR	Não	Não	Não	Não	Sim	Injetado	Borda Oeste
7-LL-3D-RJS (P)	7-LL-2D	P4	Sim	Sim	Sim	Sim; 35	Não	Sim	Recuperado	Alto Estrutural Secundário
8-LL-50 (I)	8-LL-50	DG2	Sim	Sim	Não	Sim; 32	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
8-LL-78D (I)	8-LL-78D	I11	Sim	Sim	Não	Sim; 89	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
7-LL-95D (P)	7-LL-95D	P20	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Leste
8-LL-57D (I)	8-LL-57D	IW2	Sim	Sim	Não	Sim; 58	Não	Sim	Injetado	Borda Oeste
7-LL-79D (P)	7-LL-79D	P5	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Alto Estrutural Secundário
3-BRSA-496RJS (P)	3-RJS-646	P6	GRT Parcial; sem SGR	Sim	Sim	Sim; 220	Sim; 14 m	Sim		Alto Estrutural Principal
8-LL-92 (I)	8-LL-92	I12	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Alto Estrutural Principal
7-LL-69 (P)	7-LL-69	P21	Sim	Sim	Não	Sim; 95	Sim; 59 m	Sim		Borda Leste
7-LL-90D (P)	7-LL-90D	P22	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Leste
7-LL-91 (P)	7-LL-91	P23	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim		Borda Leste

Tabela 2: Resumo dos princípios físicos e exemplos das principais aplicações dos perfis de poços utilizados. Fontes das informações: modificado de Coates *et al.* (1999), Rider (2002) e Sartorato (2018).

Perfis e Mnemônicos	Princípio Físico / Medição	Exemplos de Aplicações	
Raios gama total (GRT)	<ul style="list-style-type: none"> Mede a radioatividade natural das rochas, fruto do decaimento dos elementos instáveis potássio (K), urânio (U) e tório (Th). GRT indica a radioatividade desses três elementos combinados. 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo de argilosidade, identificação litofaciológica (argilas, folhelhos, conteúdo siliciclástico), correlação estratigráfica, interpretação paleoambiental e zoneamento do reservatório. 	
Raios gama espectral (GR ou SGR)	<ul style="list-style-type: none"> Mede a radioatividade natural das rochas, fruto do decaimento dos elementos instáveis potássio (K), urânio (U) e tório (Th). O perfil de raios gama espectral indica a radioatividade emanada individualmente por cada elemento. 		
<i>Core Gamma</i>	<ul style="list-style-type: none"> Perfil GRT medido diretamente no testemunho de rocha. 	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste de profundidade do intervalo testemunhado através da comparação com os perfis GRT corridos nos intervalos completos. <i>Correlação rocha x perfil.</i> 	
Nêutrons (NPHI)	<ul style="list-style-type: none"> Interação com nêutrons induzidos (termais, epitermais e raios gama de captura). 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo da porosidade total, identificação de fluidos. 	
Densidade (DEN ou RHOB)	<ul style="list-style-type: none"> Interação com raios gama induzidos (Efeito Compton). Registro contínuo das variações da massa específica (densidade) das formações (matriz e fluidos). 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo da porosidade total, identificação de fluidos e litologias, geração de sismogramas sintéticos e amarração <i>rocha x perfil x sísmica</i>, correlação estratigráfica. 	
Resistividades rasa a profunda (RS/RD, RES10", RES20", RES30", RES60" e RES90" ou RES1 a RES5)	<ul style="list-style-type: none"> Mede a condutividade, com raios de investigação de 10, 20, 30, 60 e 90 polegadas, para o caso da ferramenta AIT – <i>Array Induction Imager Tool</i>. Afere diretamente a resistência da formação à corrente elétrica (perfil Focalizado). 	<ul style="list-style-type: none"> Identificação de zonas argilosas, de diferentes fluidos e seus contatos. Avaliação da invasão de fluido de perfuração e cálculo das saturações de água e hidrocarbonetos através da equação de Archie (1942). 	
Sônico (DT ou DTCO)	<ul style="list-style-type: none"> Mede o tempo de trânsito (vagarosidade) que uma onda sonora compressional leva para percorrer a distância de 1 pé dentro da formação. 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo da porosidade total; geração de sismogramas sintéticos e amarração <i>rocha x perfil x sísmica</i>, correlação estratigráfica 	
Sônico Dipolar (DT, DTCO, DTS, DSI)	<ul style="list-style-type: none"> A ferramenta do Sônico Dipolar ou <i>Dipole Shear Sonic Imager</i> (DSI), registra o denominado <i>Trem de Ondas</i>, sendo possível individualizar as ondas do tipo <i>p</i> (compressional), <i>s</i> (cisalhante) e <i>flexural</i> (stoneley). Quando os dipolos são cruzados e orientados é possível o registro das ondas <i>S</i> rápida e lenta para obtenção de informações sobre a anisotropia do meio. 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo da porosidade total, geração de sismogramas sintéticos e amarração <i>rocha x perfil x sísmica</i>, correlação estratigráfica. Calibração de AVO (anomalia sísmica de amplitude <i>x offset</i>), determinação de propriedades mecânicas da rocha, identificação de fraturas e <i>vugs</i>. 	
Tiros de controle, Perfil de Referência Sísmica ou Perfil Sísmico de Velocidade (<i>Check Shot - CS</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Mede o tempo que um pulso de onda sonora (gerada na superfície) leva para chegar ao <i>geofone</i> posicionado no poço. Registra penas a primeira chegada da onda (<i>first break</i>). 	<ul style="list-style-type: none"> Obtenção do tempo sísmico dos horizontes litoestratigráficos de interesse para conferência com os tempos/profundidades utilizados na interpretação das seções sísmicas. Corrigir as velocidades intervalares das seções sísmicas. Calibração dos perfis sísmicos e confecção de sismograma sintético. 	
Ressonância magnética nuclear (RMN/NMR)	<ul style="list-style-type: none"> Mede o tempo de relaxamento dos <i>spins</i> de hidrogênio (após polarização induzida). 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo das porosidades total, efetiva e <i>de fluido livre</i>. Estimativas de permeabilidade e volume de argila. 	
<i>Caliper</i> (CL)	<ul style="list-style-type: none"> Afere o diâmetro do poço ao longo de sua extensão (variação do diâmetro com a profundidade). 	<ul style="list-style-type: none"> Controle de qualidade dos demais perfis. Possível inferir regiões de desabamento/arrombamento das paredes de poço e/ou de formação de reboco. Interpretação auxiliar da litologia, da presença de cavernas e fraturas e da qualidade permo-porosa do reservatório. 	
<i>Borehole Image (BHI) logs</i>	Imagem acústica (IMG AC/BHI AC/BHI)	<ul style="list-style-type: none"> Mede o tempo de trânsito e a amplitude das ondas acústicas com cobertura completa das paredes do poço. <i>Profundidade de investigação zero</i>: a boa qualidade da imagem depende das condições da parede do poço. 	<ul style="list-style-type: none"> Interpretação de fácies sedimentares e feições deposicionais e diagenéticas (<i>e.g.</i>, laminações e <i>vugs</i>), falhas e fraturas. Medidas das atitudes dos acamamentos, direções e mergulhos de falhas e fraturas. Avaliação de abertura e preenchimento de fraturas. Ajuste de profundidade de amostras laterais e testemunhos de rocha.
	Imagem resistiva (IMG RES/BHI RES/BHI)	<ul style="list-style-type: none"> Mede a distribuição da intensidade de corrente elétrica. Apresenta maior resolução que a imagem acústica. O recobrimento do poço é variável, depende do diâmetro do poço e da quantidade de <i>patins/flaps</i> que cada ferramenta possui. Profundidade de investigação variável, entre de 0,4 e 0,9 polegada. 	

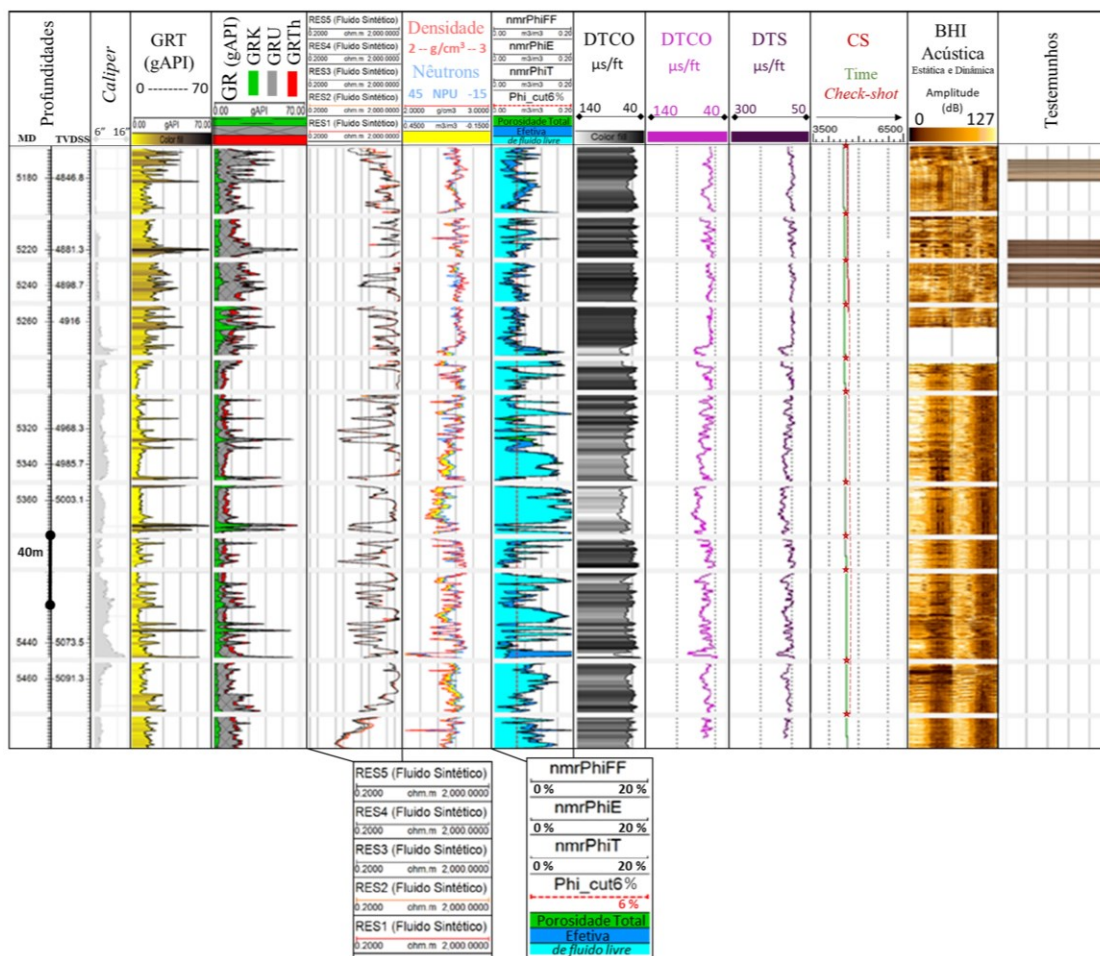


Figura 19: Informações de perfis e testemunhos disponíveis para o poço P13 (Alto Estrutural Secundário).

4.3 Dados sísmicos

A área de estudo é recoberta por sísmica 3D de alta qualidade, dados do tipo pré- e pós-empilhamento, com empilhamentos total (*full*) e parciais, provenientes da aquisição sísmica de alta definição denominada HD Tupi-Iracema (0302_TUPI_IRACEMA), executada pela empresa PGS entre os anos de 2008 e 2009 (Johann *et al.*, 2013). Com o objetivo de suportar estudos em escala de reservatório foram utilizados cabos rebocados com comprimento de 8 km e células de processamento de 12,5 m por 6,25 m, convertendo-se em cerca de 1.395.200 traços por km².

O volume principal de amplitudes é fruto de processamento sísmico avançado realizado pela empresa CGG, sob supervisão da Petrobras. O fluxo incluiu modelagem anisotrópica de velocidades (isotropia transversal inclinada – TTI), migração em profundidade pré-empilhamento do tipo *Kirchhoff* (TTI KPSDM) e atenuação de múltiplas internas (Griffiths *et al.*, 2011). A amplitude sísmica estende-se até 8 s amostrados em 4 ms ou 10 km amostrados em 5 m. O sinal sísmico considera a amplitude

positiva ou *pico positivo* como reflexo do aumento da impedância acústica na interface de duas camadas geológicas.

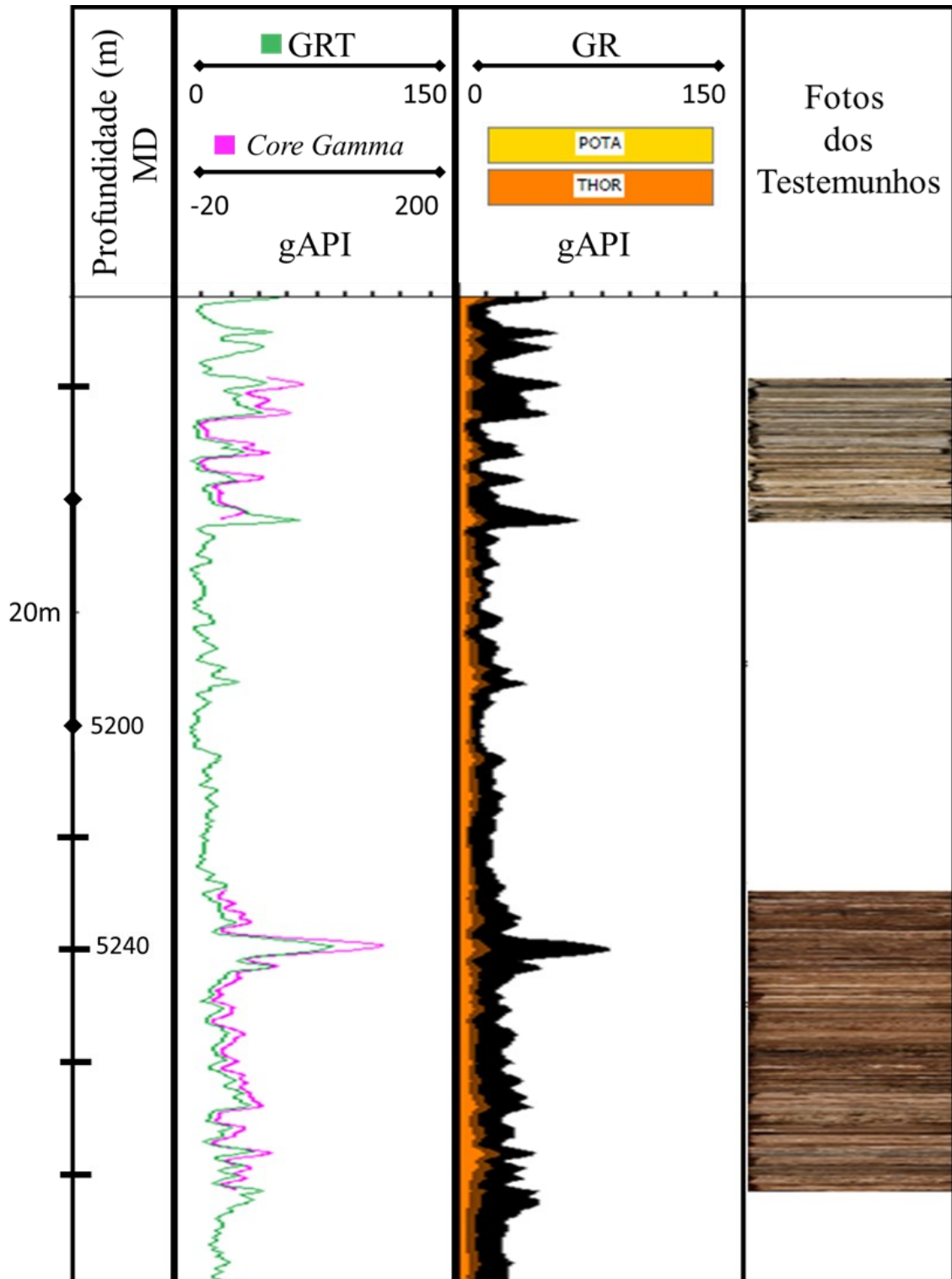


Figura 20: Detalhe dos ajustes das profundidades dos testemunhos recolhidos para o poço P13 (Alto Estrutural Secundário). É possível observar o perfeito casamento entre os perfis de raios gama Core Gamma (intervalo testemunhado), GRT (total) e GR (espectral).

Foram aplicadas uma série de técnicas de aprimoramento da imagem pré- e pós-empilhamento, visando atenuação de ruídos diversos, especialmente aqueles relacionados ao pacote de sal sobrejacente (*e.g.*, múltiplas internas). Dentre as etapas de processamento pré-empilhamento destacam-se as aplicações de 3D SRME e Radon de alta-resolução para atenuação de múltiplas (Herrmann *et al.*, 2000; Schonewille *et al.*, 2007). Dos processos pós-empilhamento, além da atenuação de múltiplas internas (Griffiths *et al.*, 2011), destacam-se o aumento de resolução através do filtro Inverso Q – aplicado fator Q de 140 em profundidade - e o “branqueamento” do espectro por meio de balanceamento espectral (Ylmaz, 2001; Wang, 2008; Braga & Moraes, 2013; Lupinacci *et al.*, 2017; Dias, 2020). Para remoção de ruídos residuais de múltiplas, e outros ruídos coerentes que apresentam mergulho, amplitude e frequência diferentes do sinal sísmico primário, foi adicionalmente aplicada a Transformada *Curvelet* (Oliveira *et al.*, 2012; Lupinacci *et al.*, 2017) ao dado *full*.

5 METODOLOGIA

Neste capítulo serão expostos os procedimentos técnicos necessários para atingir os objetivos do presente trabalho. Em uma visão geral, foram necessárias as seguintes macro-atividades (Figura 21):

- i. Revisão bibliográfica do contexto geológico da bacia, do problema geológico-geofísico a ser investigado, das limitações dos dados a serem utilizados e a abordagem idealizada para contornar tais limitações. Neste caso, os estudos petrogeofísicos, as interpretações sismoestratigráficas e de feições e fácies sísmicas;
- ii. Análise da resolução vertical do volume sísmico de amplitudes;
- iii. Condução de estudos petrogeofísicos para, em última instância, distinguir os intervalos estratigráficos BVE300, BVE200 e BVE100 e, especialmente no intervalo BVE100, identificar atributos sísmicos que possam facilitar a interpretação sísmica manual e/ou a diferenciação de classes de porosidade e/ou de agrupamentos de fácies/associações de fácies, relacionados aos elementos deposicionais e/ou diagenéticos relevantes neste intervalo.
- iv. Inversão sísmica acústica *sparse-spike* (Wang, 2014) e *de alta frequência* (Cunha *et al.*, 2019);
- v. Inversão sísmica elástica baseada na metodologia *constrained sparse-spike* (Pendrel, 2001);
- vi. Cálculos de diversos atributos sísmicos para auxiliar no mapeamento de horizontes sísmicos e falhas geológicas, bem como no reconhecimento de feições e texturas deposicionais e/ou diagenéticas – *e.g.*, curvatura principal positiva K1 e Filtro de Sobel (Chopra & Marfut, 2007; Oliveira *et al.*, 2019), TecVA (Bulhões & Amorim, 2005), Iterdec e pseudo-impedância (Cunha *et al.*, 2019);
- vii. Escolha e mapeamento dos principais horizontes sísmicos e falhas geológicas, com a devida amarração aos marcadores geológicos previamente interpretados em poço, por meio da comparação entre os refletores sísmicos de destaque e os perfis sintéticos dos poços que os atravessam;
- viii. Reconhecimento, descrição e interpretação manual de feições sísmicas e/ou conjuntos de fácies sísmicas, com foco na porção superior da Formação Barra Velha, intervalos BVE100 (principal) e BVE200 (secundário);

- ix. Descrição da fisionomia e do significado das principais feições e fácies sísmicas identificadas nos intervalos BVE100 (principal) e BVE200 (secundário);
- x. Construção de um catálogo de feições e fácies sísmicas amparado por resultados de poços perfurados e indicativo de qualidade de reservatório;
- xi. Geração de um mapa preditivo das regiões de predomínio de fácies *reservatório*, *não-reservatório* e *de transição* para o intervalo estratigráfico BVE100; e
- xii. Exame crítico dos processos, dos produtos intermediários e dos resultados das diversas etapas.

A seguir, serão detalhadamente descritos e ilustrados os estudos realizados, subdivididos em etapas. Essas etapas demonstram claramente a construção incremental dos resultados, uma vez que os produtos intermediários obtidos ao final de cada etapa servem como orientação, ou até mesmo determinam, como será a próxima etapa.

5.1 Análise da resolução vertical do volume sísmico de amplitudes

Ao se vislumbrar um mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de alta resolução é imperativo o inquérito da capacidade de separação vertical de sequências sedimentares através da amplitude sísmica. Para uma camada qualquer, a espessura mínima que os dados sísmicos são capazes de resolver, ou seja, são capazes de auxiliar na correta definição de sua espessura, designando nos dados de amplitude uma reflexão equivalente ao seu topo e outra reflexão equivalente à sua base, é função do conteúdo de frequências do dado, da velocidade compressional do meio e da forma de onda associada (Kallweit & Wood, 1982). Qualquer camada mais delgada, com espessura abaixo da espessura vertical mínima, pode aparecer com amplitude falseada nos dados sísmicos, uma vez que as amplitudes dos refletores de topo e de base aumentam ou diminuem, devido às interferências construtivas e destrutivas entre refletores sísmicos próximos (outras camadas delgadas) e os próprios lobos laterais da forma de onda associada. Para além da influência do comprimento e formato do pulso sísmico, o fenômeno de interferência é influenciado pela velocidade do meio, resultando em maiores ou menores separações entre as interfaces das camadas. Se o comprimento do pulso sísmico for mais longo do que o espaçamento entre as interfaces, a camada não será resolvida (Simm & Bacon, 2014).

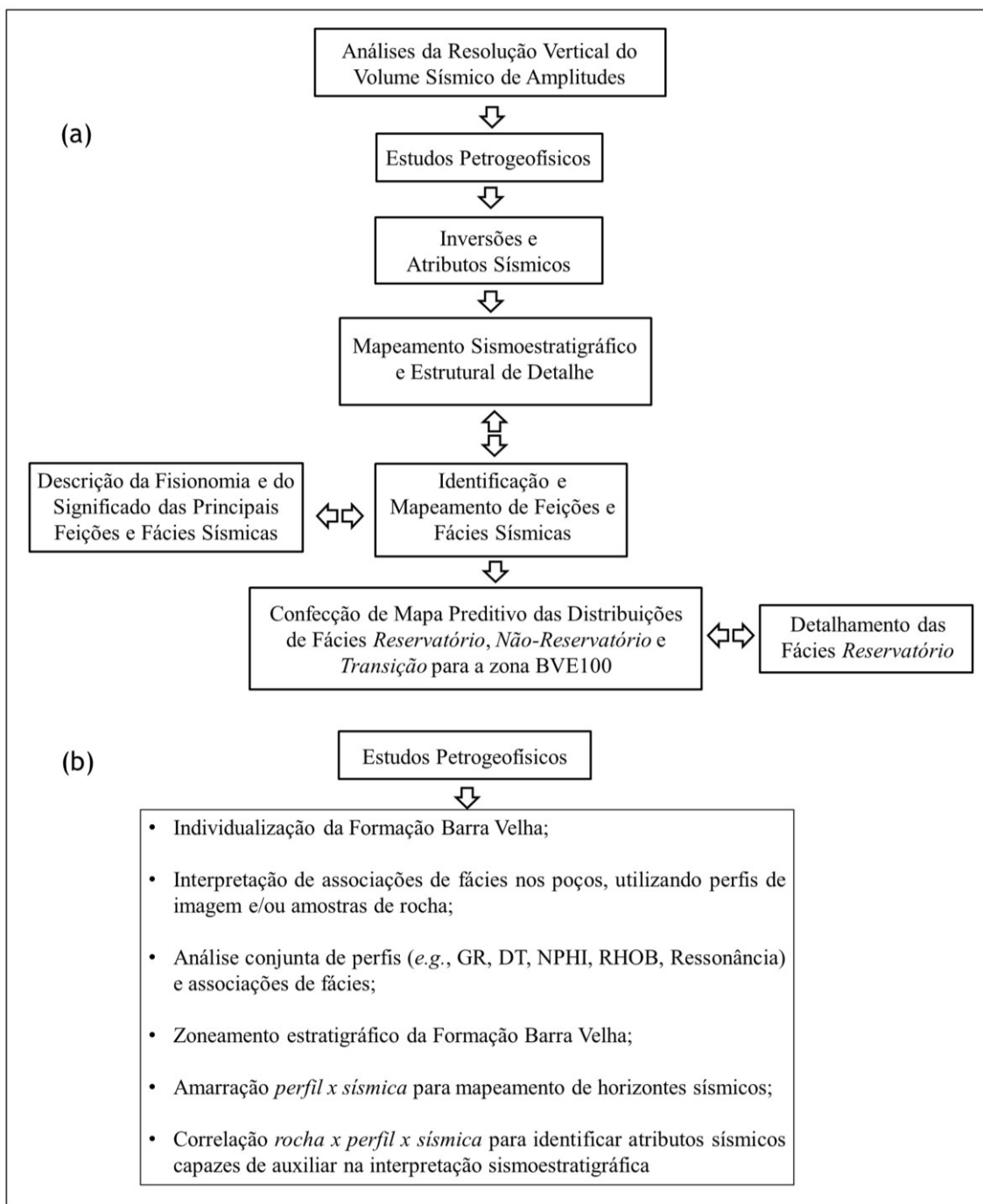


Figura 21: Fluxograma esquemático destacando as principais atividades que compõem a metodologia empregada (a) e a descrição resumida dos estudos petrogeofísicos⁴ realizados (b).

⁴ Estudos petrogeofísicos: integração de dados geológicos, petrofísicos e geofísicos (Wyman, 1981; Lebedev *et al.*, 2009; Rosa, 2010; Rosa, 2018; Vasquez *et al.*, 2019; Vasquez *et al.*, 2021).

À medida em que a espessura de uma camada delgada se aproxima de um quarto do comprimento de onda do sinal pode ocorrer um acúmulo de amplitudes conhecido como efeito de *tuning*. Na denominada espessura de *tuning* (Widess, 1973; Kallweit & Wood, 1982; Simm & Bacon, 2014), quando o sinal sísmico pode se tornar enganosamente mais forte, apesar de desafiadora, a determinação da espessura da camada ainda é possível, embora a variação lateral de amplitudes possa ser confundida com um efeito lito-faciológico, uma alteração nos tipos de fluidos percolantes, ou mesmo uma mudança de camada. Assim, a espessura de *tuning* pode ser interpretada como o limite de resolução ou o limite de separabilidade entre camadas.

Na seção Pré-sal, janela de 4400-5000 ms, o volume sísmico pós-empilhamento possui conteúdo de frequência global entre cerca de 6 Hz e 65 Hz, atingindo um patamar de aproximadamente 35 Hz, com frequência de pico de aproximadamente 32 Hz e frequência dominante de aproximadamente 42 Hz (Figura 22). Assumindo uma velocidade de aproximadamente 4892 m/s, referente à velocidade compressional média dos carbonatos porosos da área de estudo (intervalos reservatórios; medição através dos perfis sônicos dos poços), a frequência dominante de 42 Hz e o critério de um quarto do comprimento de onda do sinal (Kallweit & Wood, 1982), estima-se que a resolução vertical do dado sísmico disponível é de aproximadamente 30 metros.

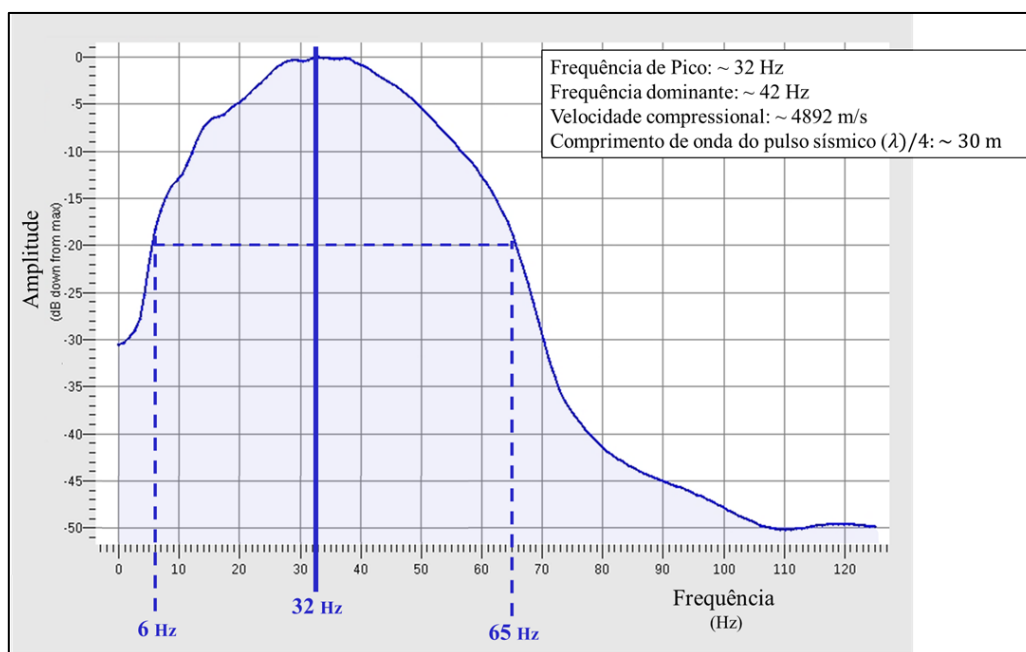


Figura 22: Conteúdo de frequência do volume sísmico de amplitudes *full*. A janela de cálculo do espectro foi de 4400ms até 5000ms e equivale a porção superior da seção Pré-sal na área de estudo. Considerando o critério de um quarto do comprimento de onda do sinal (Kallweit & Wood, 1982), a resolução vertical do dado sísmico disponível é de aproximadamente 30 metros.

Através da amarração perfil-sísmica e geração de sismogramas sintéticos para todos os poços nota-se que as frequências de pico das *wavelets* extraídas variam entre cerca de 25 Hz e 35 Hz. Assim, para uma avaliação complementar da espessura de *tuning*, foram também construídos e avaliados três modelos de cunha, exibidos na Figura 23 e na Figura 24. O primeiro é um modelo de cunha simples, assumindo uma camada de carbonatos porosos envolta por carbonatos *fechados* (maior impedância acústica e pior permo-porosidade) (Figura 22). Os dois modelos adicionais são mais complexos (Figura 23) e retratam as litologias atravessadas pelo poço injetor WAG2 (saís de halita e anidrita, carbonato poroso *reservatório* e carbonato com argilominerais *não-reservatório*). Os valores de velocidade compressional (V_p), velocidade cisalhante (V_s), densidade e impedância acústica correspondem a média observada em perfil para essas litologias. Os carbonatos ditos *fechados* são aqui definidos como àqueles com porosidade efetiva menor que 6%, excluídos os *carbonatos com argilominerais*. Os carbonatos porosos são todos os demais litotipos com porosidade efetiva acima de 6%. A espessura da camada porosa de carbonato, em todos os cenários, varia entre dois e 100 metros. Para construção dos sismogramas sintéticos em tempo e profundidade foi utilizada uma *wavelet* de fase zero, extraída do próprio dado sísmico ao redor do poço WAG2, com uma frequência de pico local de 25 Hz e uma frequência dominante de 32 Hz. Para a construção dos *gather*s sintéticos e observação da variação da amplitude com os ângulos de afastamento (análise AVA) foi utilizada a equação de refletividade de Zoeppritz (Zoeppritz, 1919; Yilmaz, 1987).

No primeiro cenário (Figura 23) é possível observar como as espessuras aparentes foram medidas da cava do refletor negativo, equivalente ao topo da cunha de carbonatos porosos, até o pico do refletor positivo, suposta base da cunha até onde há resolução sísmica vertical para separação de topos e bases. Onde a espessura da camada é 100 metros é possível individualizar perfeitamente o topo e a base da camada nos dados sintéticos e não há interferência entre os lobos laterais da *wavelet*. A partir de 80 metros já se pode observar uma interferência entre os lobos laterais e as reflexões correspondentes. Ao analisar o gráfico de espessura aparente *versus* espessura real, percebe-se que ambas as espessuras são muito próximas, até a espessura de 38 metros, aqui interpretada como espessura de *tuning*.

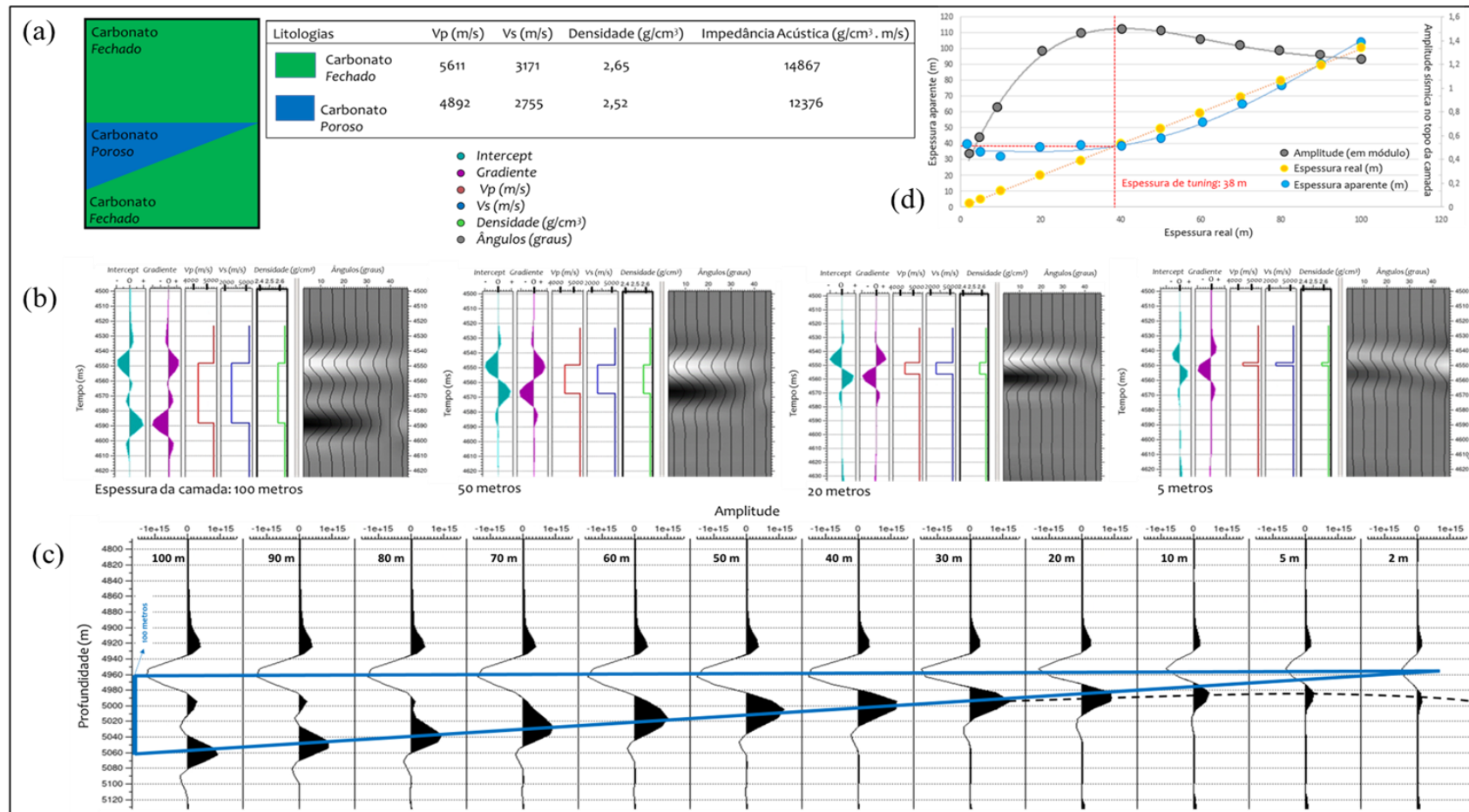


Figura 23: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de amplitudes através de um modelo de cunha (a) e de modelagem sísmica direta em tempo (b) e profundidade (c). A cunha modelada possui espessura máxima de 100 metros (c) e é representativa de uma camada de carbonatos porosos, envolta por carbonatos *fechados* (a). No gráfico de espessura real *versus* espessura aparente foi interpretada uma espessura de *tuning* de aproximadamente 38 metros (d). A variação da amplitude, em módulo, foi observada no topo do reservatório (d). Nas menores espessuras, ao redor de 5 metros, a tendência AVA (amplitude *versus* ângulo de incidência) observada de redução da magnitude da amplitude com o aumento do ângulo, chega a ser alterada e não é possível a distinção de um refletor para a base do vértice da cunha.

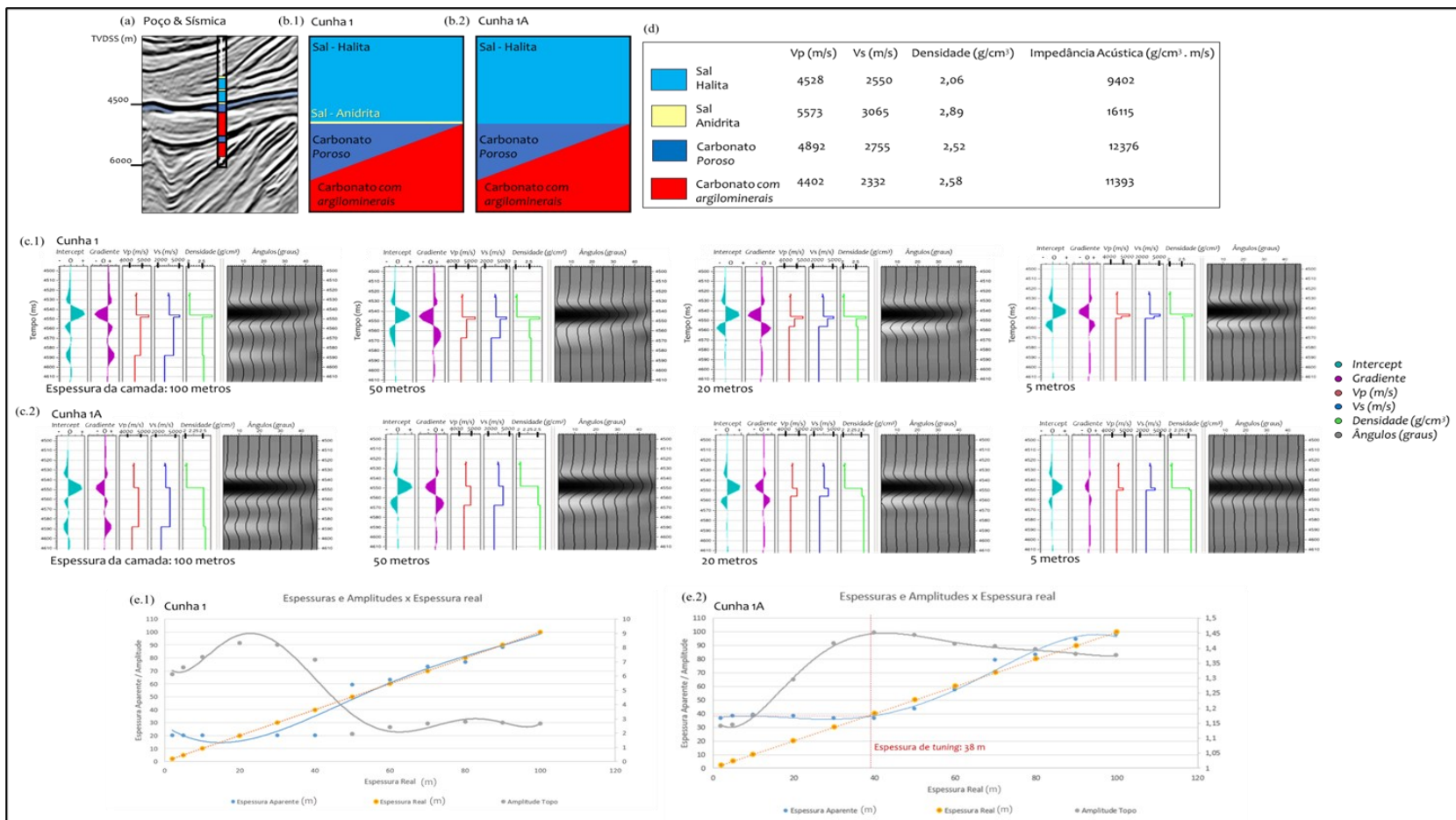


Figura 24: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de amplitudes (a), através de dois modelos de cunha (b.1 e b.2) compatíveis com a variação litológica observada no poço WAG2 (a) e suas correspondentes modelagens sísmicas diretas em tempo (c.1 e c.2). No gráfico de espessura real versus espessura aparente construído para a Cunha 1, a forte amplitude da camada constante de anidrita dificulta a constatação da espessura de *tuning* (e.1) e a partir de 50 m já não é possível separar o topo do reservatório do topo dos carbonatos com argilominerais (c.1). No gráfico de espessura real versus espessura aparente para a Cunha 1A, modelada sem anidrita na base do pacote de sal, foi interpretada uma espessura de *tuning* de 38 metros (c.2).

No gráfico de espessura real *versus* espessura aparente da Cunha 1 (Figura 24) a forte amplitude da camada constante de anidrita (espessura *subsísmica* de 5 m) dificulta a constatação da espessura de *tuning* do reservatório e a partir de 50 metros já não é possível separar o topo do reservatório do topo dos *carbonatos com argilominerais*. Removendo o pacote de anidrita (Cunha 1A), interpreta-se novamente uma espessura de *tuning* de aproximadamente 38 metros, em concordância com a Figura 23. Percebe-se, todavia, que apesar de próximo, este valor – aproximadamente 38 metros – é superior ao calculado adotando o critério de um quarto do comprimento de onda do sinal e o espectro de frequência global do volume sísmico (aproximadamente 30 metros). Assim, assumiu-se que, em geral, apenas camadas acima de 40 m de espessura são bem resolvidas e poderão ser mapeadas, embora em algumas porções do dado sísmico seja possível a individualização de camadas de até 30 metros. Outros trabalhos que analisaram a resolução vertical de dados sísmicos na seção Pré-sal da Bacia de Santos reportaram valores semelhantes (Dias, 2020; Penna & Lupinacci, 2021; Johann *et al.*, 2023).

5.2 Estudos petrogeofísicos

Nesta etapa, os principais objetivos englobam a diferenciação dos intervalos estratigráficos BVE200 e BVE100, e a identificação e compreensão de quais atributos sísmicos podem respaldar análises qualitativas, semiquantitativas e quantitativas das propriedades do reservatório – tais como a distribuição de associações de fácies e características permo-porosas – e auxiliar na interpretação sismoestratigráfica e estrutural da Formação Barra Velha. Vários fatores afetam as propriedades elásticas das rochas, incluindo variações na saturação e no tipo de fluido, porosidade, argilosidade, mineralogia e pressão (Eberli *et al.*, 2003; Mavko *et al.*, 2009; Xu & Payne, 2009; Silva *et al.*, 2020; Cruz *et al.*, 2021b). Variações nas propriedades elásticas das rochas podem ser traduzidas em variações do sinal sísmico uma vez que os efeitos de aquisição e processamento sísmico sejam compensados (Sheriff, 1975; Cruz *et al.*, 2021b). A tradução - ou conexão entre as propriedades elásticas e as propriedades de reservatórios - se dá através da Física de Rochas (Mukerji *et al.*, 1988; Avseth *et al.*, 2005; Dvorkin *et al.*, 2014) e dos estudos petrogeofísicos (Wyman, 1981; Lebedev *et al.*, 2009; Rosa, 2010; Rosa, 2018; Vasquez *et al.*, 2019; Vasquez *et al.*, 2021), onde dados de poços (perfis e rocha), ensaios laboratoriais – neste caso, ensaios de petrofísica básica – e dados sísmicos (amplitude e atributos derivados) são avaliados de forma conjunta e em diferentes escalas.

Na *escala de rocha* foram revisadas, organizadas e classificadas as informações de descrições de amostras laterais e testemunhos e as medidas de porosidade e permeabilidade (ensaios de petrofísica básica). Na *escala de perfil*, em uma primeira fase, foram interpretados perfis de imagem e de ressonância magnética nuclear, além de uma série de perfis elétricos convencionais, para extrapolação das informações pontuais de rocha e obtenção de um perfil contínuo – ou quase contínuo – de associações de fácies. Em uma segunda etapa, perfis elétricos e de fácies assessoraram o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha e a separação dos intervalos BVE300, BVE200 e BVE100. Em posse dos marcadores geológicos representativos do topo de cada zona/unidade estratigráfica, correlações estratigráficas, sismogramas sintéticos, gráficos de dispersão cruzada (*crossplots*) e análises da resolução vertical dos dados sísmicos disponíveis apontaram quais informações de rocha e perfil são passíveis de distribuição espacial na *escala sísmica*.

5.2.1 Individualização estratigráfica da Formação Barra Velha

Nesta fase inicial de individualização da Formação Barra Velha, com o objetivo prático de determinar os marcadores geológicos, ou seja, os topos das zonas ou intervalos estratigráficos de interesse, optou-se por interpretar seções e discordâncias geológicas desde as mais recentes até as mais antigas. O processo teve início com a identificação da discordância frequentemente denominada Base do Sal ou Discordância Pré-sal, a qual separa a seção Pré-sal dos evaporitos salinos da Formação Ariri. Após esse processo, prosseguiu-se com a caracterização da Discordância Pré-Alagoas (DPA).

O marcador geológico igualmente denominado Base do Sal foi inicialmente concebido para representar, tanto nos poços quanto nos dados sísmicos, a interface entre a base das sequências evaporíticas salinas da Formação Ariri e o topo dos reservatórios carbonáticos da seção Pré-sal. Entretanto, observou-se que, na maioria dos poços, apenas é possível vincular o marcador Base do Sal e, conseqüentemente, seu evento sísmico correspondente, ao topo da última anidrita basal contida no pacote de evaporitos salinos. Cabendo ressaltar que, na maioria dos poços perfurados, a espessura da anidrita basal não ultrapassa 12 metros e a amplitude sísmica não consegue diferenciar adequadamente o topo e a base do intervalo de anidrita basal, conforme indicado pela análise da resolução vertical do volume sísmico de amplitudes. Teixeira & Lupinacci (2019); Teixeira *et al.* (2020) e Teixeira *et al.* (2022) estudaram um subconjunto dos dados sísmicos e de poços do presente trabalho (Campo de Tupi) e chegaram a valores similares sobre a resolução

vertical da amplitude sísmica na seção evaporítica salina: entre 25 e 30 metros. Avaliando estudos de inversão sísmica e de classificações de fácies no pacote de evaporitos salinos, esses autores assinalam ainda que, mesmo após inversão sísmica acústica, a resolução sísmica estaria ao redor de 15 metros, espessura ainda superior aos 12 metros identificados na maioria dos poços perfurados.

Como fator complicador, a interpretação do marcador geológico Base do Sal nos poços é por diversas vezes prejudicada por conta da estratégia de perfuração do próprio poço, na qual a porção basal da Formação Ariri e/ou os primeiros cinco a dez metros da Formação Barra Velha não são perfilados *a cabo*, ou não dispõem de perfis confiáveis, devido ao assentamento da sapata de sustentação e troca de fase de perfuração do poço (mudança de diâmetro). Em diversas ocasiões, ocorre ainda uma intercalação entre sais de anidrita e carbonatos na base da Formação Ariri, tal como exemplificado no poço P2 (Figura 25), resultando em uma maior incerteza na marcação geológica. Para contornar essas situações, sempre que possível, foram correlacionados dados de perfis LWD (*logging while drilling*), corridos no intervalo de sal, com perfis *a cabo* corridos no intervalo Pré-sal.

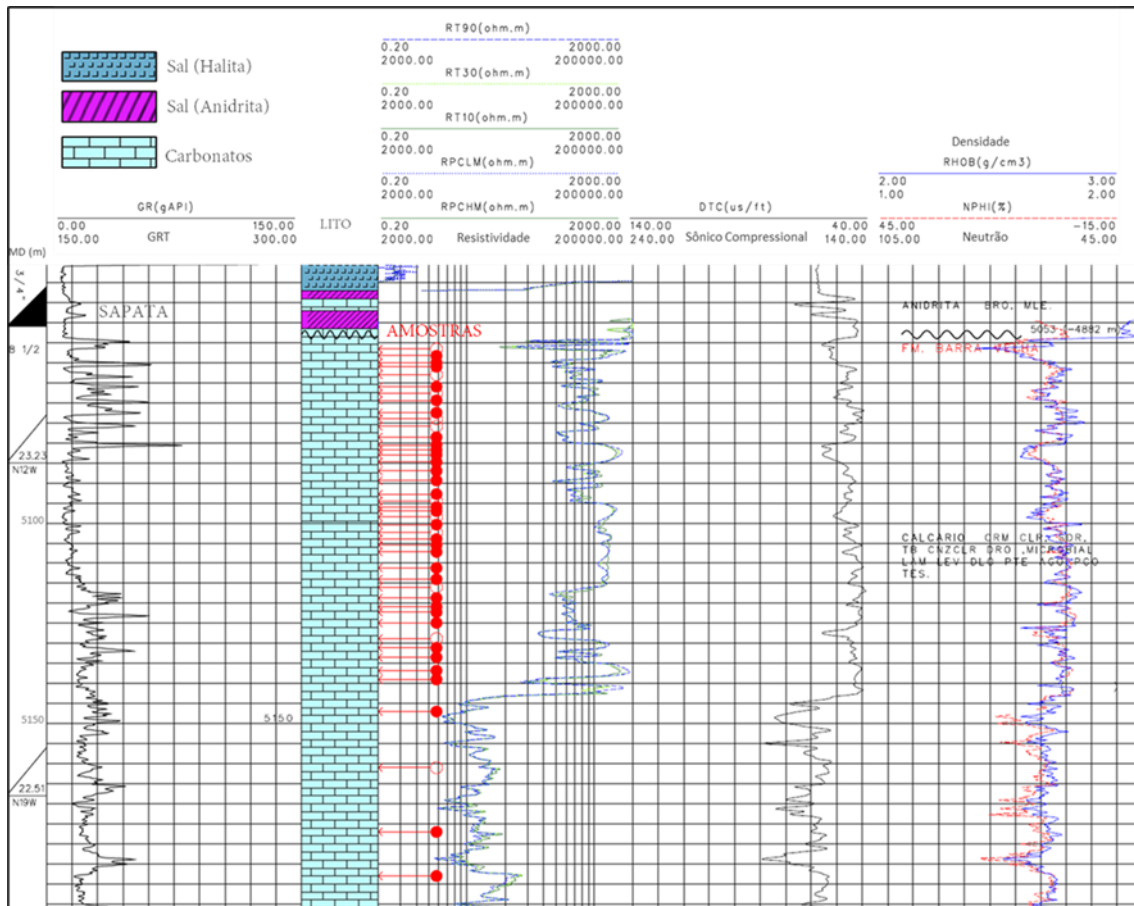


Figura 25: Recorte dos perfis PAG e Composto disponíveis para o poço P2, elucidando a transição entre as Formações Ariri (pacote de sal) e Barra Velha (carbonatos), bem como a espessura de anidrita basal informada neste poço (aproximadamente cinco metros). A escala vertical é 1:1000.

A amarração do marcador Base do Sal com uma interface sísmica equivalente no dado sísmico de amplitudes também configurou um desafio, uma vez que somente três poços possuem perfil sônico *a cabo* dentro do sal (N2, WAG1 e IG4) para uma melhor caracterização da interface anidrita basal/carbonatos. Nos poços em que a perfuração não foi comprometida, *i.e.*, perfis do tipo LWD e/ou *a cabo* em boas condições, o marcador geológico Base do Sal foi interpretado com base nos perfis disponíveis, especialmente de raios gama, densidade e sônico, nos quais a assinatura de anidrita basal é facilmente reconhecida: densidade ao redor de $2,98 \text{ g/cm}^3$ e resposta de radioatividade nula ou muito baixa (Serra, 1990). Além dos perfis convencionais, quando disponíveis, foram utilizados os perfis de acompanhamento geológico (PAG; Figura 25) ou perfis compostos documentados, nos quais há descrição das principais litologias identificadas ao longo da perfuração do poço, conjuntamente com as descrições de amostras de calha e a informação da variação da taxa de perfuração, a qual é rotineiramente maior nas anidritas por conta das suas altas densidades. Guardadas as devidas incertezas e de maneira

simplificada, no volume sísmico de amplitudes, o horizonte sísmico que melhor representa o marcador geológico Base do Sal é um refletor sísmico positivo e contínuo, o qual exibe alto contraste de amplitude em relação aos refletores adjacentes. Esse horizonte sísmico também é aqui simplifiadamente denominado Base do Sal e seu mapeamento é suportado pelos sismogramas sintéticos calculados para os três poços que dispõem de perfil sônico *a cabo* corrido no intervalo de evaporitos salinos, tal como exemplificado para o poço N2 (Figura 26).

Para cálculo dos sismogramas sintéticos foram utilizados perfis (sônico e densidade), *checkshots* e extraídas *wavelets* (pulsos sísmicos) de fase zero do volume de amplitudes *full* na posição/vizinhança de cada poço. Seções de correlação estratigráfica com suporte da interpretação da amplitude sísmica balizaram a anotação de marcadores geológicos nos poços e algumas dessas interpretações sísmicas já serão abordadas neste tópico. Maiores detalhes acerca do mapeamento sísmico de horizontes e falhas, bem como o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha serão apresentados e analisados mais adiante, com o devido suporte de perfis contínuos de associações de fácies.

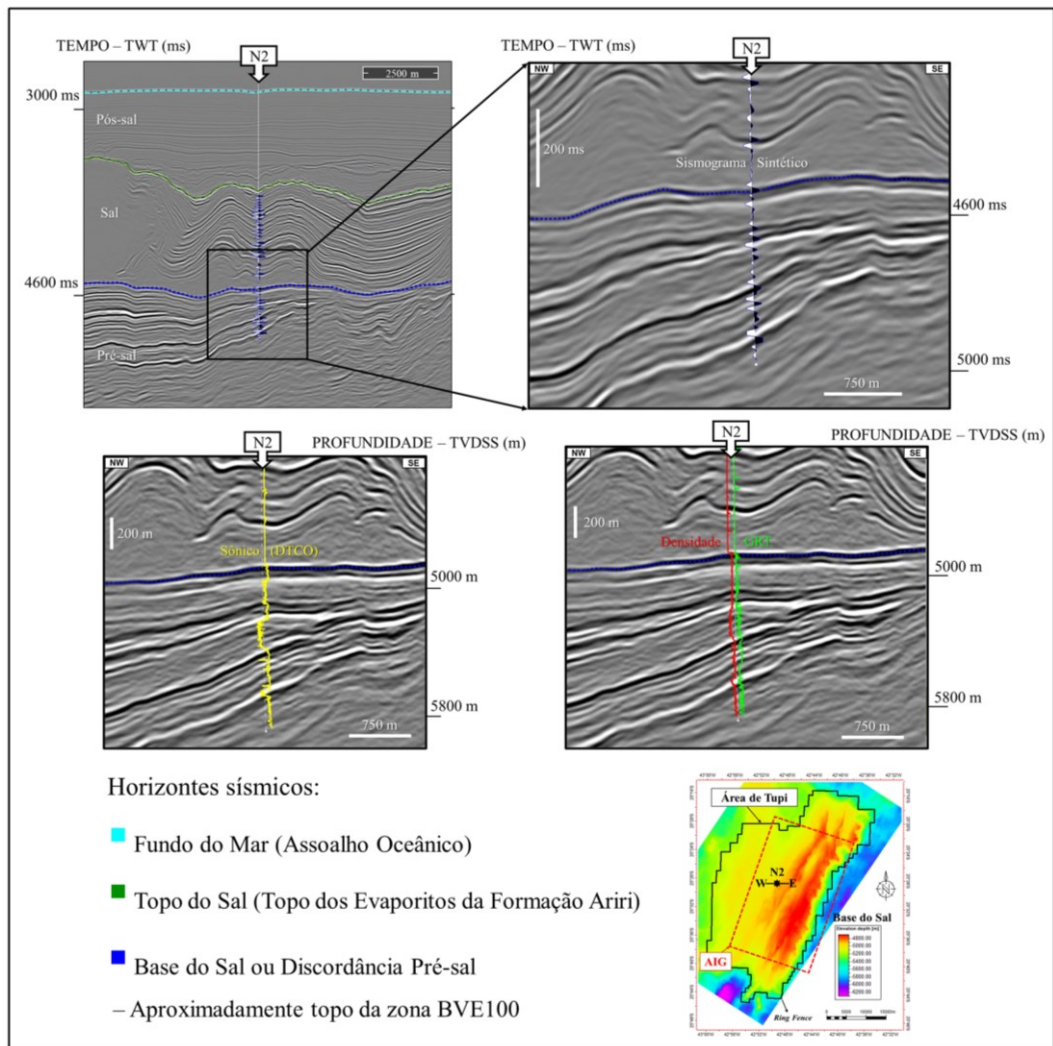


Figura 26: Visão esquemática da interpretação dos horizontes sísmicos Fundo do Mar, do Topo e da Base do Sal nos arredores do poço N2 (Borda Oeste). Os marcadores geológicos correspondentes foram interpretados a partir dos perfis dos poços (sônico compressional, GRT e densidade), com suporte de seções sísmicas em tempo (TWT; ms) e profundidade (m). Dentro da Formação Ariri (pacote de sal), o perfil sônico (em amarelo) adquirido é do tipo LWD. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal.

A metodologia de separação sismoestratigráfica da Formação Barra Velha dos demais intervalos subjacentes da seção Pré-Alagoas, *i.e.*, das formações Itapema, Piçarras e Camboriú, ainda não é bem estabelecida na literatura, com poucos exemplos, especialmente no que tange a reposta sísmica da transição Alagoas – Pré-Alagoas. Apesar das diferentes interpretações tectono-estratigráficas para a seção Pré-sal na Bacia de Santos, é consenso que a entrada de carbonatos bioclásticos (*coquinas*), a identificação de uma discordância (denominada Pré-Alagoas) de caráter angular e/ou erosivo e o aumento da deformação tectônica rifte, representada por crescimentos de seções sedimentares (altas variações de espessura), sinalizam a passagem da Formação Barra Velha (mais nova) para a Formação Itapema (mais antiga) (Moreira *et al.*, 2007;

Carminatti *et al.*, 2009; Pietzsch *et al.*, 2018; Barnett *et al.*, 2020; Oliveira *et al.*, 2021). Esses três critérios foram aqui adotados e somados ao padrão local de variação dos perfis de raios gama total e espectral observado através de seções de correlação estratigráfica entre poços.

Nos poços em que uma espessura de sedimentos é atribuída à Formação Itapema, ou seja, onde a formação não foi completamente erodida ou não depositada, o topo ou início deste intervalo é aqui referido como topo da zona/intervalo estratigráfico ITP100. Importante advertir, desde já, que uma vez que a divisão das formações Barra Velha e Itapema seja majoritariamente baseada na identificação de uma discordância erosiva e/ou angular, é difícil afirmar que na interface observa-se sempre o topo da formação mais velha sotoposta, no sentido cronoestratigráfico, especialmente quando há presença de rochas ígneas. Ou seja, ciente de que nem sempre a DPA marca o topo da Formação Itapema, será aqui também utilizado os termos “limite superior” ou “topo/início” da zona/intervalo estratigráfico ITP100 (não foi realizada uma subdivisão adicional deste intervalo). Com sedimentos/pacotes basculados e/ou erodidos, em determinado poço pode-se estar atravessando o meio da Formação Itapema e em outro poço a sua base ou mesmo seu topo, parcialmente erodido ou não.

Oliveira *et al.* (2021) explicitaram ainda que tanto as propriedades elásticas dos pacotes sobrejacentes (Formação Barra Velha) como subjacentes (Formação Itapema) à Discordância Pré-Alagoas (DPA) podem sofrer variações. Por exemplo, podem ocorrer rochas ígneas intrusivas de diferentes tipos e idades, além de mudanças laterais do conteúdo de sedimentos finos em relação às posições mais proximais e distais dos altos estruturais locais, que por sua vez resultam em diferentes contrastes de impedância acústica e conseguinte variação da amplitude da superfície sísmica representativa da DPA.

Na área de estudo, de acordo com as descrições de rocha, as porções estruturalmente mais baixas da Formação Itapema usualmente comportam *mudstones* e folhelhos, os quais apresentam assinatura característica nos perfis de raios gama: altos picos, usualmente embebidos em uma tendência de valores relativamente mais baixos. Os reservatórios de *coquinas* são pouco volumosos e descontínuos, predominantemente observados nos poços perfurados em altos estruturais e flancos superiores do embasamento econômico (Formação Camboriú). Neste último caso há predomínio do

padrão de menores valores de raios gama logo na interface entre as seções Alagoas e Pré-Alagoas, mas ainda podem ocorrer picos isolados.

A Figura 27 exemplifica a variação das assinaturas de raios gama observada para a seção Pré-Alagoas nos poços I10, WAG2 e P1. Também é possível observar a variação das assinaturas sísmicas (sismogramas sintéticos e perfis sônicos compressionais) e a mudança da atitude (conformação, inclinação e mergulho) das camadas da Formação Itapema – bem como da seção Pré-Alagoas como um todo – em relação aos pacotes sobrejacentes (Formação Barra Velha). Em destaque no poço P1 está a interpretação dos azimutes dos estratos, em conjunto com a imagem de uma amostra de rocha, que é representativa do reservatório de *coquinas* identificado na zona ITP100 deste poço (Figura 28). A clara flexão da curva de mergulho acumulado (curva acumulada em vermelho) é indicativa de discordância. Todas as direções, inclinações/mergulhos dos acamamentos foram interpretadas nos perfis de imagem disponíveis, *e.g.*, *dip poles*, segundo metodologias propostas e discutidas por Lagraba *et al.* (2010), Pöppelreiter *et al.* (2010), Kingdon *et al.* (2016) Fatah *et al.* (2019) e Fatah (2020). Na maioria dos poços a DPA é sísmicamente representada por uma reflexão positiva (vide sismogramas sintéticos).

Nas Figuras 27 e 28 são apontados exemplos de fotos de amostras laterais de carbonatos bioacumulados (*coquinas*) que balizam as marcações das seções Alagoas e Pré-Alagoas. A partir das observações das características supracitadas – variação do mergulho das camadas, das assinaturas dos perfis e/ou dos tipos de rochas descritas – foi possível a individualização da Formação Barra Velha em todos os poços. Seções de correlação estratigráfica como a exibida na Figura 27 serviram também para observação da variação lateral das assinaturas em perfis de raios gama e posterior aferição da DPA/seção Pré-Alagoas nos poços sem perfil de imagem e/ou dados de rocha.

No Campo de Tupi, no sentido dos flancos e altos estruturais é comum que as rochas da Formação Barra Velha se assentem diretamente sobre as rochas ígneas da Formação Camboriú, como caso exposto do poço P11 (Figura 27). Nesses casos, as formações Itapema e Piçarras foram erodidas ou não depositadas. Em nenhum dos poços estudados foi interpretada uma passagem direta dos sedimentos da Formação Barra Velha para a Formação Piçarras. Cabe ainda destacar, que em todos os poços estudados as rochas da Formação Piçarras são descritas como argilosas e/ou folhelhos ricos em matéria orgânica, sem potencial de atuarem como reservatório e apresentando valores de

impedância acústica anormalmente baixos. Por essas razões a Discordância Pré-Jiquiá (DPJ), comumente associada a passagem dos depósitos da Formação Itapema para os depósitos da Formação Piçarras, não foi amplamente mapeada neste estudo, embora possa ser identificada em alguns poços como um forte pico negativo de amplitude, conforme exemplificado na seção sísmica da Figura 29.

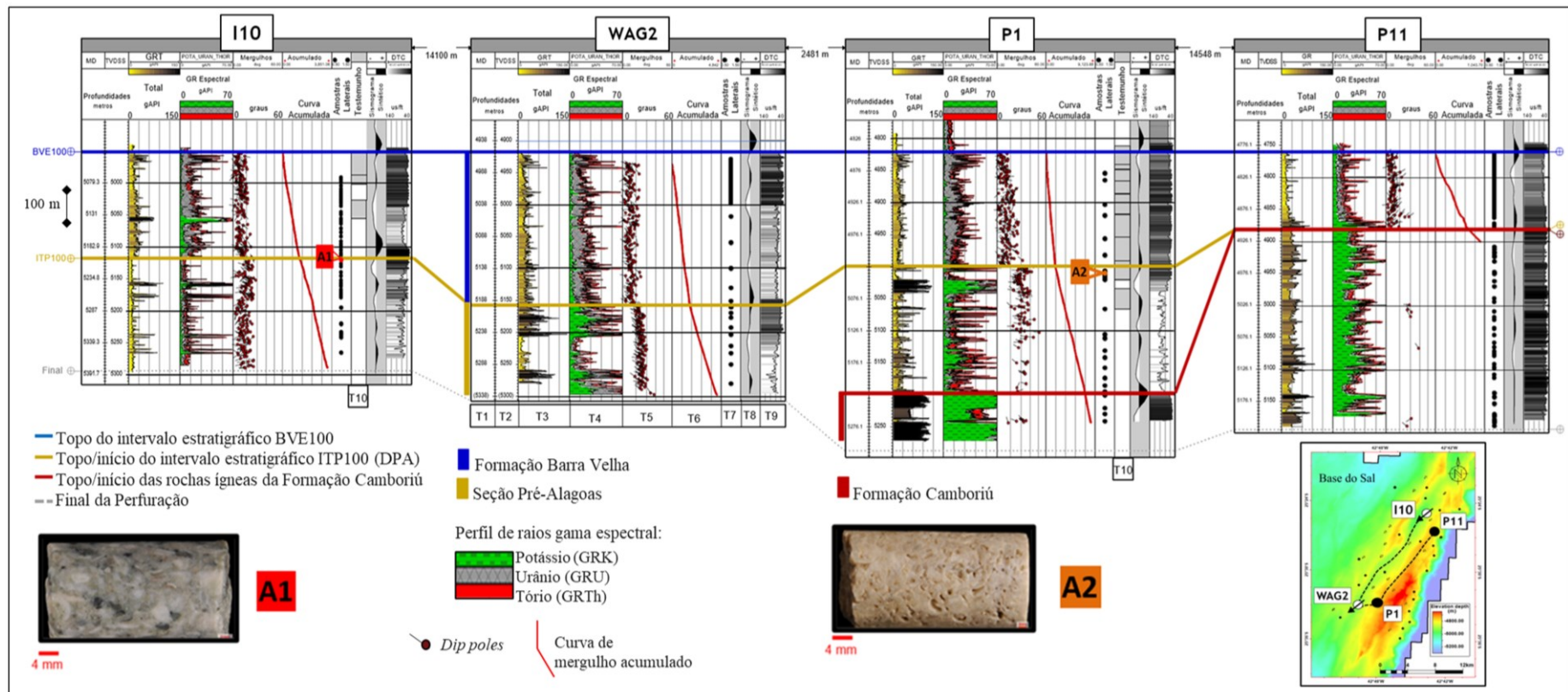


Figura 27: Interpretação das seções Alagoas (Formação Barra Velha) e Pré-Alagoas e dos tops dos intervalos estratigráficos BVE100 e ITP100 nos poços I10 e WAG2 (Baixos Estruturais Relativos), P1 e P11 (Alto Estrutural Principal). Nos poços P1 e P11 é possível a subsequente individualização das rochas ígneas da Formação Camboriú. Nos altos estruturais, a exemplo do poço P11, as formações Itapema e Piçarras foram erodidas ou não depositadas. Na maioria dos poços, a DPA é sismicamente representada por uma reflexão positiva (vide sismogramas sintéticos). Nos *tracks* são exibidos: profundidades MD e TVDSS (T1 e T2), perfis de raios gama total e espectral (T3 e T4), mergulhos (*dip poles*) e curva de mergulho acumulado interpretados nos perfis de imagem (T5 e T6), sismogramas sintéticos e perfil sônico compressional (T8 e T9). Dados de amostras laterais (T7) e de testemunhos (T10), tais como as amostras de *coquinas* A1 e A2, balizam as marcações. A localização da seção de correlação estratigráfica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (GRK), urânio (GRU) e tório (GRTh) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100.

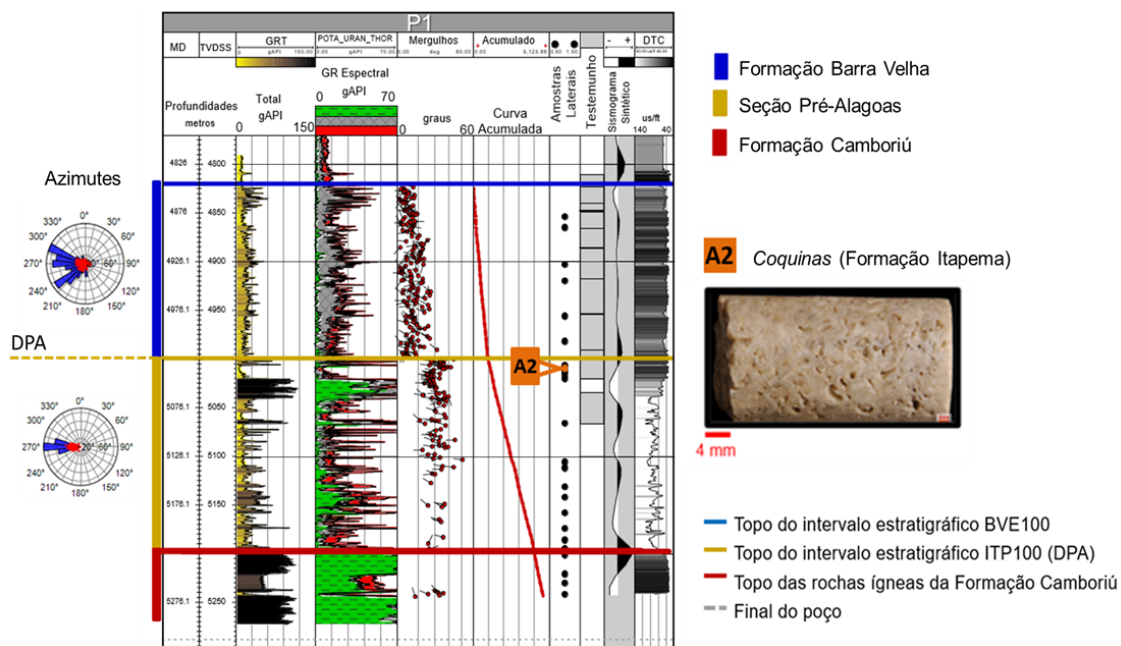


Figura 28: Destaque da interpretação das seções Alagoas e Pré-Alagoas no poço P1 (Alto Estrutural Principal). Na seção Pré-Alagoas é adicionalmente individualizada a Formação Camboriú. A discordância Pré-Alagoas (DPA) é sinalizada pela flexão da curva de mergulhos acumulados e por diferentes padrões de azimutes dos acamamentos. Neste poço, a DPA é equivalente a uma reflexão sísmica positiva (*vide* Sismograma), mas esta assinatura varia de acordo com o contraste de impedância acústica na interface. Dados de amostras laterais e testemunhos, tais como a amostra do reservatório de *coquinas* (A2) suportam as marcações. São observados diferentes padrões de raios gama para cada intervalo. No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente.

O topo da Formação Camboriú é marcado pela entrada das rochas ígneas, predominantemente vulcânicas básicas, com distintas assinaturas em perfil, onde é relativamente fácil notar valores bem elevados (por vezes *estourados*) de densidade e dos elementos potássio (K), tório (Th) e urânio (U) nos perfis de raios gama espectral. A Formação Camboriú foi considerada a base geral dos reservatórios da área de estudo (embasamento econômico da jazida) e os poços P1, P11 e N2 exemplificam a assinatura em perfil de raios gama que é típica de suas rochas ígneas (Figura 27, Figura 28 e Figura 29). Em 12 poços é interpretado um evento magmático mais jovem, aqui denominado Evento Magma Túpi, e representado por rochas ígneas de composição e texturas diversas, incluindo intervalos vulcanoclásticos (*e.g.*, rochas piroclásticas/ignimbritos) com potencial reservatório (porosidade e indícios de óleo). As datações ^{40}Ar - ^{39}Ar realizadas nessas rochas ígneas reportam idades entre 117 e 121 Ma. No poço N2, as rochas ígneas do Evento Magma Túpi encontram-se encaixadas aos sedimentos argilosos/folhelhos da Formação Piçarras (Figura 29), embora pontualmente, possam ocorrer rochas ígneas intercaladas tanto à sequência K36 (Piçarras) como à sequência

K38 (Itapema), havendo variação nas datações disponíveis, conforme pontuado por Moreira *et al.* (2007). Por exemplo, no poço N2, a datação ^{40}Ar - ^{39}Ar disponível para as rochas do Evento Magmático Tupi informa 119,9 ($\pm 1,1$) Ma, enquanto no poço P8, a datação ^{40}Ar - ^{39}Ar disponível informa 117,0 ($\pm 0,7$) Ma. Na área de estudo não foram observadas rochas ígneas intercaladas à Formação Barra Velha de forma sistemática, mesmo sabendo-se que essa é uma situação típica no Campo de Mero (Penna *et al.*, 2019).

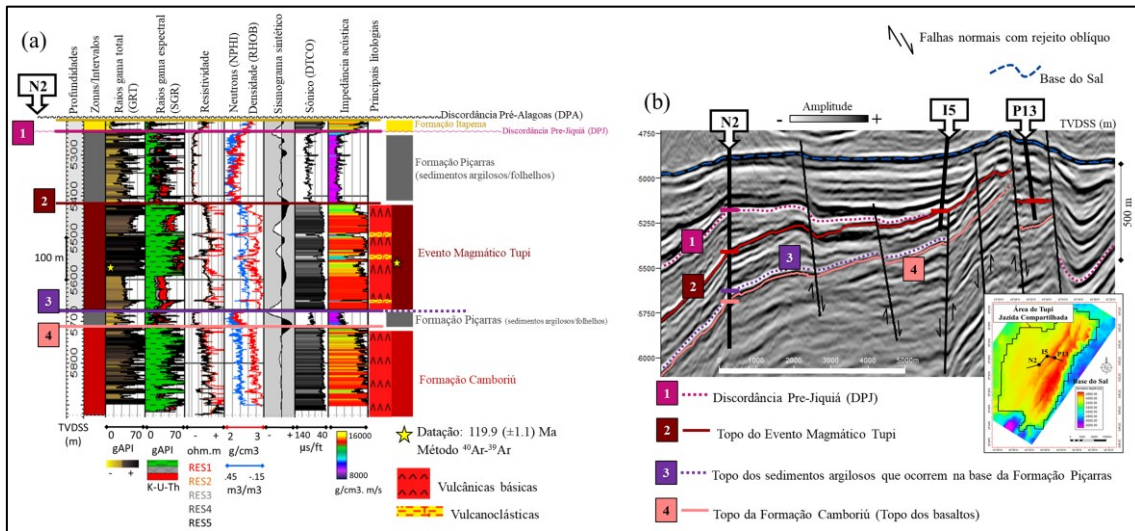


Figura 29: Detalhe da interpretação sísmica nos arredores do poço N2 (Borda Oeste), com individualização das formações Itapema, Piçarras e Camboriú. Adicionalmente, é interpretado um evento magmático mais jovem, com datação ^{40}Ar - ^{39}Ar de 119.9 ($\pm 1,1$) Ma, aqui denominado Evento Magmático Tupi. Este evento situa-se encaixado aos sedimentos argilosos da Formação Piçarras (observar as menores resistividades e ausência de separação nas curvas RES1 a RES5) e inclui trechos de rochas vulcanoclásticas que ocasionalmente exibem potencial de rocha reservatório e indícios de óleo. RES1 indica a resistividade mais rasa (10'), enquanto RES5 representa a resistividade mais profunda (90'). Para contexto, a perfuração do poço N2 foi realizada com fluido de lama à base óleo (fluido sintético). Além disso, a seção arbitrária de amplitudes apresenta a interpretação sísmica do Evento Magmático Tupi a partir do poço N2 e através dos poços I5 e P13, acompanhada pela identificação e pelo mapeamento da Discordância Pré-Jiquiá (DPJ) ao redor do poço N2. A DPJ correlaciona-se mais estreitamente com um pico de amplitude negativa, marcando o início dos depósitos predominantemente argilosos ou folhelhos da Formação Piçarras. No poço I5 há coincidência entre a DPJ e o topo do Evento Magmático Tupi para um mesmo refletor sísmico. A localização da seção sísmica arbitrária é representada no mapa estrutural da Base do Sal. No perfil de raios gama gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente.

As seções sísmicas exibidas na Figura 30 e na Figura 31 resumem e apresentam, de forma esquemática, as assinaturas sísmicas das principais discordâncias reconhecidas para as seções Alagoas e Pré-Alagoas, interpretadas até o momento na área de estudo, com a individualização da Formação Barra Velha a partir dos poços e através da amplitude sísmica. Seções sísmicas e de correlação entre poços foram confrontadas para confirmação e/ou ajuste fino dos marcadores geológicos/discordâncias mapeados em

poço. Nos poços N2 e P6 (Figura 31) fica evidente o contato angular representado pela mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA). Essa característica da DPA é corroborada pela atitude (conformação, inclinação e mergulho) dos refletores sísmicos, os quais estão significativamente mais basculados na seção Pré-Alagoas do que na Alagoas, especialmente ao redor de P6 (Figura 31).

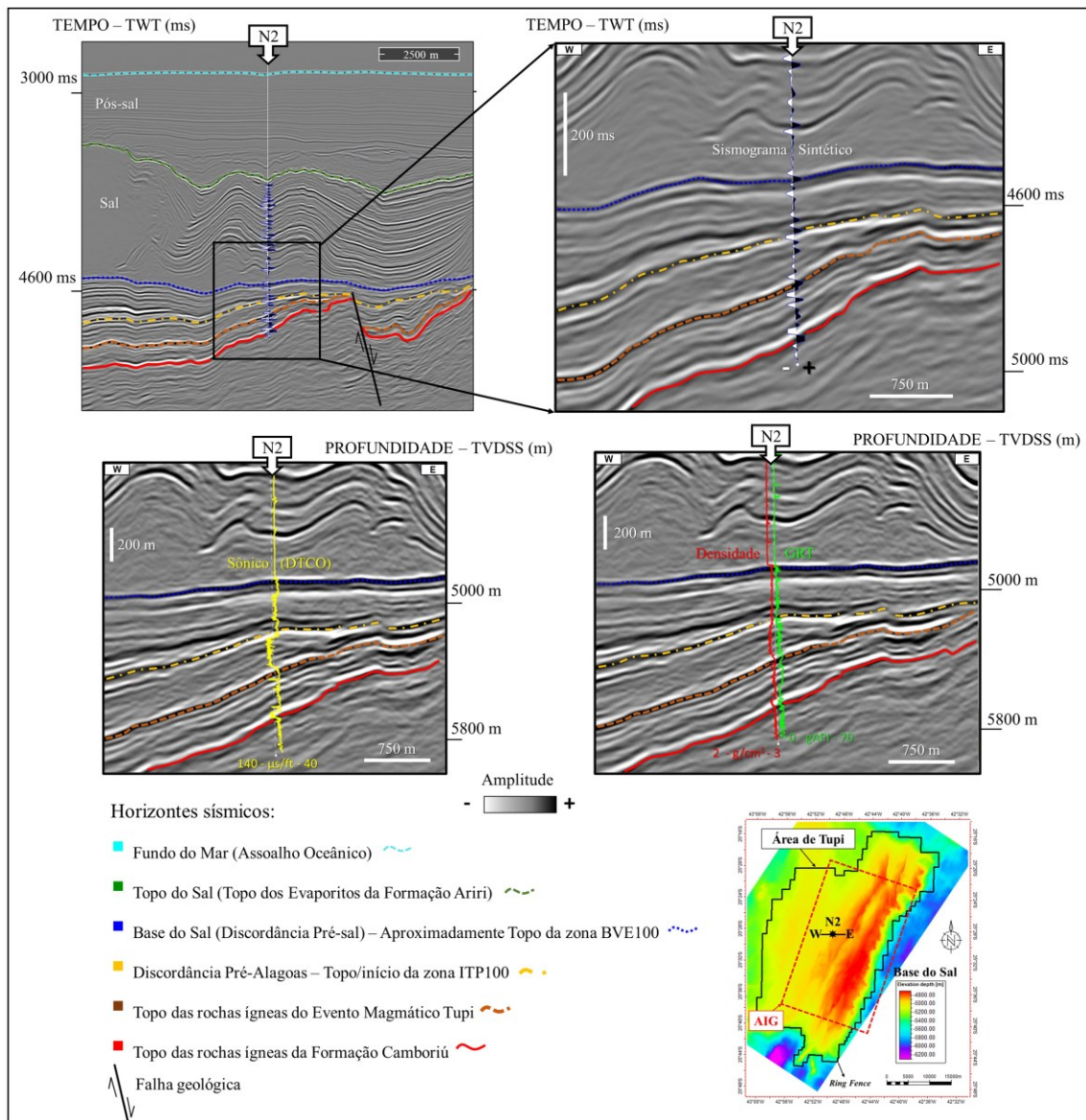


Figura 30: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2 (Borda Oeste), incluindo horizontes sísmicos regionais (Fundo do Mar e Topo do Sal) e as principais discordâncias reconhecidas para as seções Alagoas e Pré-Alagoas na área de estudo. Os marcadores geológicos correspondentes aos horizontes sísmicos exibidos foram interpretados a partir dos perfis dos poços, com suporte de seções sísmicas em tempo (TWT; ms) e profundidade (TVDSS; m). Nas seções é possível observar a relação entre os refletores sísmicos e as respostas dos perfis sônico compressional, GRT e densidade para os horizontes sísmicos interpretados. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal.

Condicionadas pela atividade tectônica sindeposicional que resulta em expressivos crescimentos de seção sedimentar (variações de espessura), as geometrias sísmicas observadas nos depósitos das formações Itapema e Piçarras são do tipo cuneiforme, em geral alternando reflexões positivas e negativas brilhantes que afinam e terminam (*pinch out*) contra os altos do embasamento econômico (Formação Camboriú) (Figuras 31 e 32). Como já comentado, a DPA é comumente mapeada sobre um refletor sísmico positivo, tal como sinalizado nos sintéticos dos poços, reconhecido nas seções sísmicas e exibido para os poços N2 e P6 (Figuras 30 e 31), mas lateralmente ocorrem variações de contrastes de amplitude/impedância nessa interface, como também demonstrado na seção de correlação da Figura 27, na seção sísmica passando pelo poço WAG1 (Figura 32) e nas vizinhanças do poço N2 (Figura 31; seta azul). Adicionalmente, na seção de correlação estratigráfica exibida na Figura 27 e na posição do poço I10, a DPA é marcada em *zero crossing* na amplitude sísmica.

O Evento Magmático Tupi foi majoritariamente observado intercalado aos sedimentos argilosos da Formação Piçarras, sobrejacente aos derrames basálticos da Formação Camboriú. Como exemplificado no poço N2 (Figuras 29, 30 e 31), seu topo é representado por um refletor positivo de forte amplitude e sua base frequentemente corresponde a um nível de sedimentos argilosos da Formação Piçarras (forte reflexão negativa). Ainda nessa região (seções das Figuras 30 e 31) o embasamento econômico é identificado pela ausência de fortes contrastes de amplitude/impedância e padrão de fácies sísmicas relativamente mais rugoso e homogêneo. Em outras situações, porém, as fácies sísmicas características do magmatismo Camboriú são reflexões internas plano-paralelas basculadas, angulares em relação ao Evento Magmático Tupi ou em relação às sedimentares sobrejacentes. Nesses casos a alternância de reflexões dentro do embasamento econômico é de mais alta frequência, quando comparada aos demais intervalos estratigráficos, e os refletores sísmicos representantes dos diferentes derrames são reconhecidos pelo alto mergulho estrutural para o continente (Figura 32).

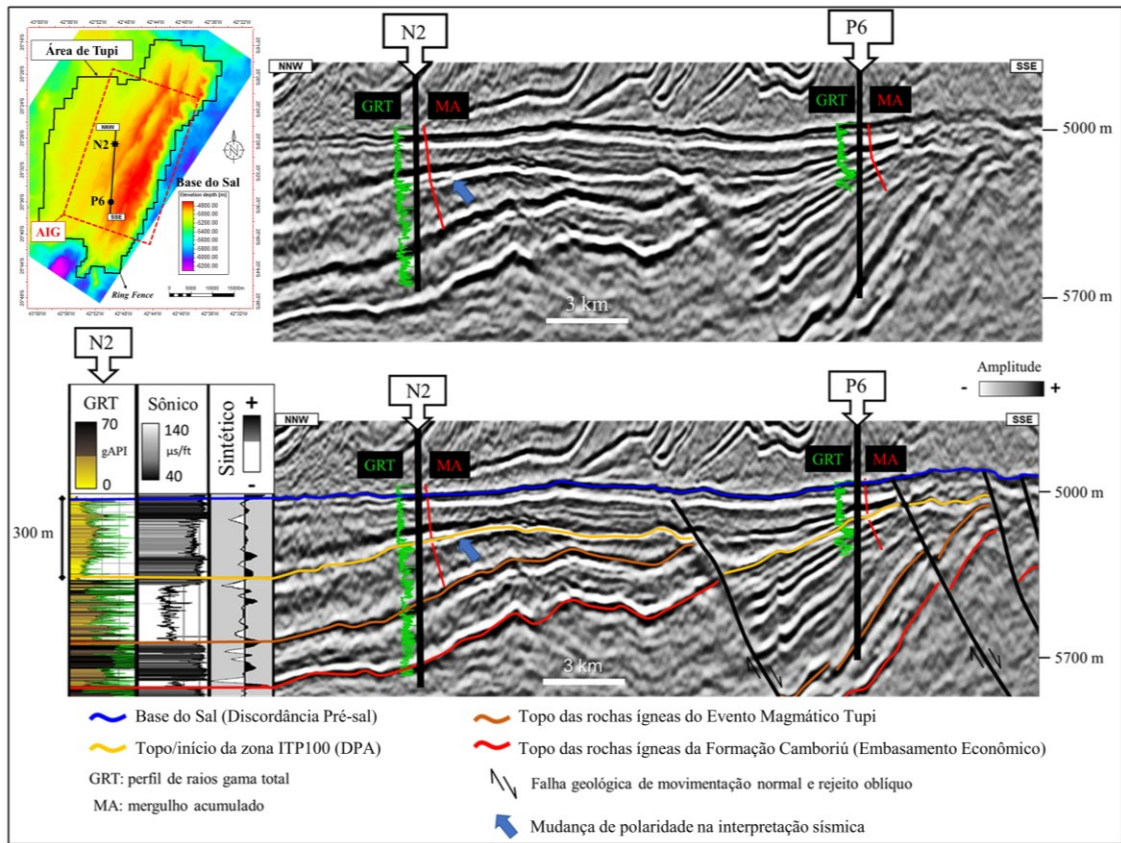


Figura 31: Visão esquemática da interpretação sísmica das seções Alagoas e Pré-Alagoas ao redor dos poços N2 (Borda Oeste) e P6 (flanco do Alto Estrutural Principal). Na superfície representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de raios gama total (GRT; em verde). Na seção sísmica, observar o comportamento dos refletor sísmicos, os quais estão significativamente mais basculados na seção Pré-Alagoas do que na Alagoas, especialmente ao redor de P6. A DPA é comumente mapeada sobre um refletor sísmico positivo (poços N2 e P6), mas pontualmente ocorrem variações de contrastes de amplitude/impedância acústica, tal como observado na vizinhança do poço N2, onde a discordância é interpretada sobre um refletor negativo (seta azul). A localização da seção sísmica arbitrária está no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta N2-P6).

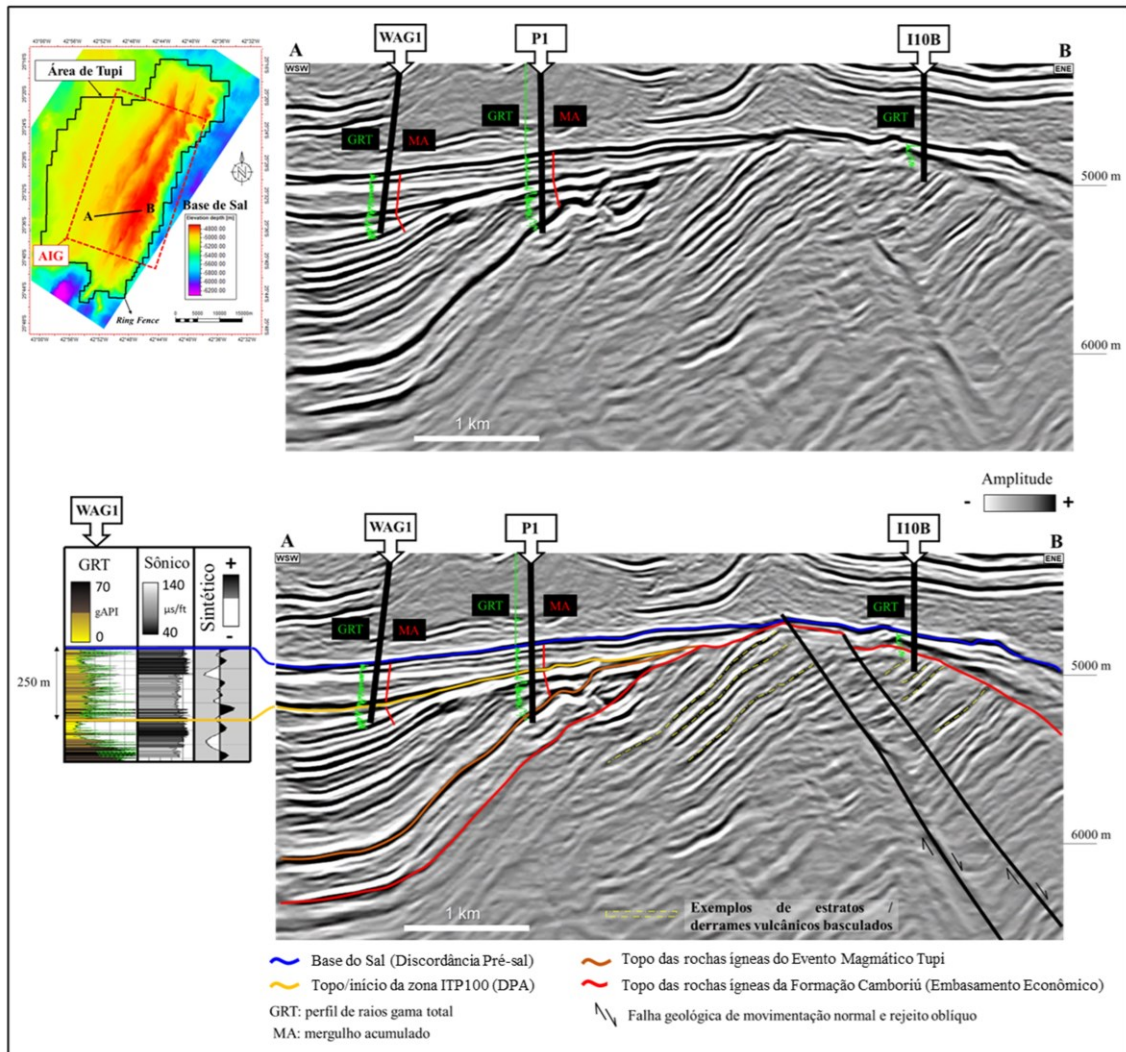


Figura 32: Visão esquemática da interpretação sísmica das seções Alagoas e Pré-Alagoas ao redor dos poços WAG1 (Baixo Estrutural Relativo), P1 (Alto Estrutural Principal) e I10B (Borda Leste). Na superfície representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de raios gama total (GRT; em verde). Na amplitude sísmica, seção Pré-Alagoas, atinar para o *pinch-out* dos estratos contra os altos do embasamento econômico. Dentro da Formação Camboriú, observar a variação lateral e vertical de amplitudes e fácies sísmicas. As fortes reflexões inclinadas (pontilhado amarelo), correspondentes aos diversos derrames basálticos, perdem contraste de amplitude e definição com a profundidade. A localização da seção sísmica arbitrária está no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta A-B).

5.2.2 Interpretação de perfis de associações de fácies na Formação Barra Velha

Para a obtenção de um registro vertical ininterrupto de associações de fácies para a Formação Barra Velha na área de estudo foram inicialmente analisadas e reclassificadas as descrições de amostras laterais e testemunhos disponíveis para 34 poços. A nomenclatura adotada seguiu o padrão sugerido por Pedrinha *et al.* (2018), levando em conta os significados genéticos e ambientais e, adicionalmente, os padrões de porosidade e permeabilidade observados (Figura 33). Assim, se para um determinado poço/intervalo a descrição nos registros da ANP/Petrobras indicasse a presença ou predomínio de estromatólitos e as fotos e as descrições associadas correspondessem aos carbonatos com arborescências bem desenvolvidas, o presente trabalho adotou como classificação o termo *in-situ shrubs* ao invés de estromatólito. Se em diferente caso, os relatórios indicassem intervalo com predomínio de laminitos lisos ou crenulados, esses foram agrupados com as demais fácies relacionadas com ambientes de mais baixa energia (fácies *de baixa energia*, excluídas as fácies argilosas). Os *carbonatos com argilominerais* foram agrupados em uma classe específica. A Figura 33 exibe a classificação de fácies/associações de fácies adotada, as médias de porosidade e permeabilidade e as medianas de permeabilidade calculadas a partir dos resultados dos ensaios de petrofísica básica (medidas laboratoriais em amostras laterais e *plugues*). Como as permeabilidades exibem altíssimos desvios padrões, as medianas foram acrescentadas e são mais representativas das distribuições de melhores e piores respostas ao fluxo. De toda forma, esses valores refletem a heterogeneidade dessas associações de fácies.

Foram reconhecidas sete fácies/associações de fácies:

1. Carbonatos com feições de dissolução (dissolução relacionada a exposição subaérea e/ou percolação de fluidos meteóricos e/ou ação de fluidos ascendentes);
2. Carbonatos com arborescências bem desenvolvidas (*in-situ shrubs*; ambiente de moderada a alta energia);
3. Carbonatos com desenvolvimento incipiente de arborescências (*in-situ* incipiente; ambiente de moderada energia);
4. Carbonatos retrabalhados (ambiente de moderada a alta energia);
5. Carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (ambiente de alta a moderada energia, relacionados com áreas de fluxo trativo subaquoso, de fluxo gravitacional subaquoso ou emersas);





Fácies	Associações de Fácies	Aspectos Gerais & Descrições	Exemplos de Processos & Ambientes	Exemplos de Litologias	Porosidade (%)		Permeabilidade (mD)		Permeabilidade (mD) Mediana
					Média e Desvio Padrão	Média e Desvio Padrão			
1	Carbonatos com feições de dissolução / carstificados	 Textura deposicional primária intensamente modificada por processos de dissolução/carstificação. Porosidade <i>vulgar</i> observada.	Dissolução pode ser associada a exposição subaérea e/ou ação de fluidos ascendentes.	Carbonatos cristalinos, brechas e <i>rudstones</i>	9,2	5,1	90	238,9	24,6
2	Fácies <i>In Situ</i> bem desenvolvidas - <i>Shrubs</i>	 Arborecências calcíticas (<i>shrubs</i>) com crescimento vertical a sub-vertical bem desenvolvido (> 2mm), quando vistos ao microscópio com polarizador cruzado.	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluenciada (Dupraz <i>et al.</i> , 2009) em ambiente subaquoso de moderada-alta energia e alta alcalinidade.	Agregados carbonáticos	8,6	4,7	128	279,2	36
3	Fácies <i>In Situ</i> com desenvolvimento incipiente	 Elementos arborecentes com desenvolvimento incipiente (< 2mm), quando vistos ao microscópio com polarizador cruzado e frequentemente contendo esferulitos.	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluenciada (Dupraz <i>et al.</i> , 2009) em ambiente subaquoso de moderada energia e alta alcalinidade.	Agregados carbonáticos	6,9	4,8	32	72	8
4	Carbonatos Retrabalhados	 Fábrica grão suportada com granulometria variando de areia muito grossa a grossa e seleção de média a boa. Aspecto maciço até gradação normal e suave estratificação. Podem ocorrer clastos isolados de siliciclásticos.	Fluxo trativo subaquoso em ambientes de alta a moderada energia.	<i>Grainstones</i> intraclásticos e brechas	11,1	5,2	40	239,5	12,3
5	Carbonatos Retrabalhados com conteúdo siliciclástico	 Fábrica grão suportada com presença de material siliciclástico acima de 10%.	Fluxo trativo subaquoso em ambientes de alta a moderada energia e eventualmente fluxo gravitacional subaquoso.	<i>Grainstones e Packstones</i> intraclásticos e brechas	7,1	4,7	8	90,5	2
6	Fácies de Baixa Energia <i>Litologias relacionadas com ambientes de baixa energia</i>	 (a) Podem ser esferulitos, <i>mudstones</i> /laminitos (lisos e crenulados) a <i>wackstones</i> , além de sedimentos finos siliciclásticos associados (a) Esferulitito (b) Estrutura laminada formada pela intercalação de sedimentos finos de coloração clara a esverdeada. Níveis centimétricos a decimétricos de sílica são observados.	(a) Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluenciada (Dupraz <i>et al.</i> , 2009) em ambiente subaquoso de baixa energia, com elevada alcalinidade e altas concentrações de magnésio e sílica. (b) Decantação em ambiente subaquoso de baixa energia com possível organomineralização bioinduzida (Dupraz <i>et al.</i> , 2009) e processo <i>trapping and binding</i> (Black, 1993).	Esferulitos, <i>mudstones</i> a <i>wackstones</i> , laminitos.	4,8	3,6	6	85,4	1,2
7	Fácies argilosas – com presença expressiva de argilominerais <i>Carbonatos com argilominerais</i>	 Rocha com significativa proporção de argilominerais magnesianos preservados em sua estrutura interna. Subordinadamente há presença de outros argilominerais – argilas detriticas – e finos diversos. Usualmente são amostras descritas como parcialmente dolomitizadas ou silicificadas e sem porosidade aparente.	Mineralização inorgânica e organomineralização bioinfluenciada (Dupraz <i>et al.</i> , 2009) em ambiente subaquoso de baixa a muito energia, com elevada alcalinidade e alta concentração de magnésio.	Rocha de qualquer uma das litologias citadas com presença massiva de argilominerais em sua estrutura.	4,1	3,2	0,3	1,7	0,16
Modificado de Pedrinha <i>et al.</i> (2018) e Pedrinha <i>et al.</i> (2023)					Medidas Petrofísicas				

Figura 33: Quadro-resumo das sete associações de fácies identificadas na área de estudo, cuja classificação foi baseada em critérios genéticos, ambientais e relacionados a reservatórios, conforme Pedrinha *et al.* (2018). As fotografias das amostras de rocha são representativas dos poços analisados. Os valores médios de porosidade efetiva e permeabilidade foram obtidos através de análises laboratoriais utilizando ensaios de petrofísica básica. Dado que as permeabilidades apresentam elevados desvios padrões, os valores medianos são também fornecidos e representam de forma mais precisa as propriedades de fluxo das rochas. É importante observar que os *carbonatos com argilominerais*, devido às suas características petrofísicas específicas, foram classificados na associação de fácies argilosas (7), distintamente das demais fácies *de baixa energia* (6).

6. Litologias relacionadas a ambientes de baixa energia (fácies *de baixa energia*, excluídos os *carbonatos com argilominerais*); e
7. *Carbonatos com argilominerais* – Fácies argilosas com suas porosidades e permeabilidades extremamente comprometidas por uma significativa proporção de argilominerais obliterando os poros da rocha (ambiente de baixa a muito baixa energia).

As fotografias das amostras de rocha exibidas na Figura 33 são provenientes e representativas dos 34 poços amostrados. De acordo com os valores médios de porosidade e de permeabilidade, as maiores porosidades efetivas são observadas nos carbonatos retrabalhados (sem ou com baixo teor siliciclástico) e nas fácies com feições de dissolução. As melhores permeabilidades são reportadas nos *in-situ shrubs* e nas fácies com feições de dissolução/carstificação.

Após a organização e reclassificação dos dados de rocha, houve a necessidade de calibração dessas informações em profundidade, para posterior comparação com perfis de imagem e outros perfis elétricos. Para o caso dos testemunhos bastou a comparação visual entre os perfis *core gamma* e GRT de referência de cada poço (Figura 20). Para as amostras laterais rotativas, entretanto, foi necessário identificar nos perfis de imagem a cavidade circular de onde as mesmas foram cortadas para ajuste residual das profundidades (Figura 34) em relação aos perfis de imagem. Na ausência de perfil de imagem e/ou na dúvida sobre a correta identificação das cavidades – por exemplo em intervalos muito dissolvidos e/ou carstificados e/ou perfis de imagem ruidosos – a comparação entre as medidas laboratoriais de porosidade efetiva com os perfis de porosidade efetiva (RMN) garantiram um ajuste confiável. Esses procedimentos de ajuste de dados de rochas são padrões na indústria e já foram utilizados e descritos em outros trabalhos com foco na seção Pré-sal (eg., Artagão, 2018; Sartorato, 2018; Carmo, 2021).

Uma vez ajustadas, as informações de rocha serviram de suporte para a interpretação de perfis, com o objetivo de extrapolar as classificações pontuais de fácies ao longo de todo o intervalo perfilado da Formação Barra Velha. A Figura 35 e a Figura 36 ilustram como fácies carbonáticas retrabalhadas, *de baixa energia*, *in-situ* incipiente, *in-situ shrubs* e com feições de dissolução podem ser reconhecidas nos perfis de imagem – nesses casos, imagem acústica – através da comparação desses perfis com as fotos e as tomografias dos testemunhos e com os demais perfis, tais como raios gama total e espectral e ressonância magnética nuclear (porosidades total, efetiva e *de fluido livre*).

Diagnosticando as devidas características dessas associações de fácies nos perfis e nos testemunhos, interpretação similar pôde ser feita com o uso dos perfis e das descrições de amostras laterais e, com maior incerteza, a partir do uso exclusivo de perfis.

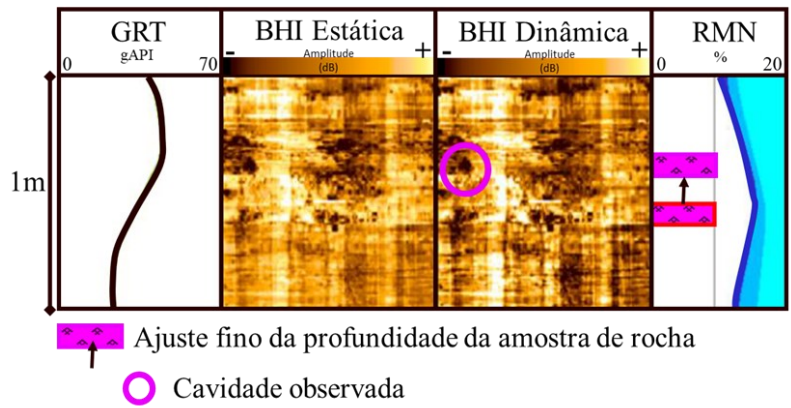


Figura 34: Ajuste da profundidade da amostra lateral com auxílio do perfil de imagem acústica.

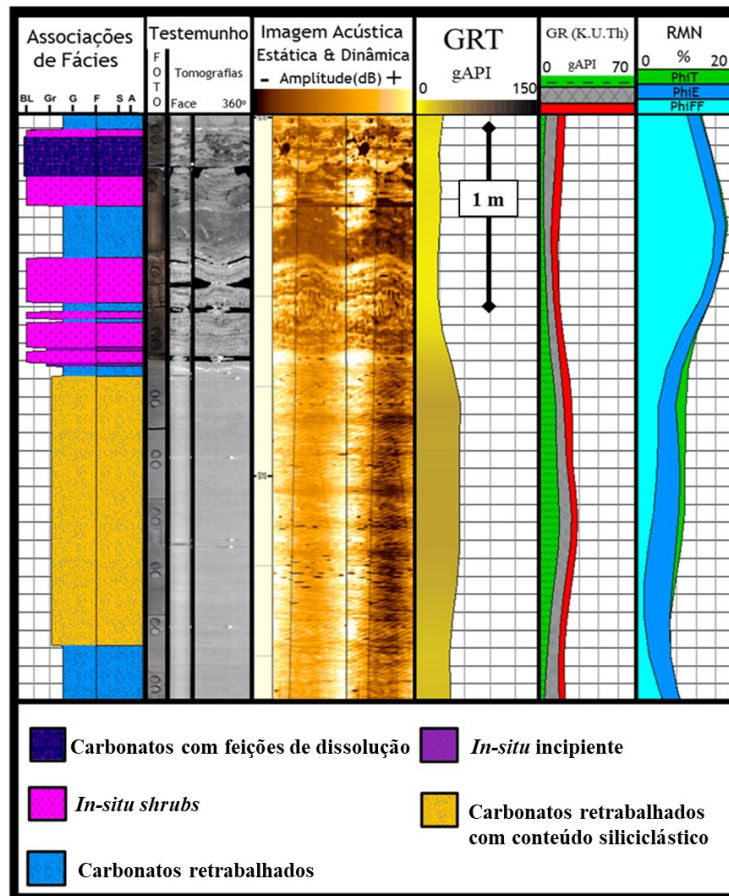


Figura 35: Ilustração da interpretação das fácies carbonáticas retrabalhadas, *in-situ* e com feições de dissolução em perfis de imagem acústica e testemunhos de rocha. As fácies retrabalhadas com alto teor de siliciclásticos diferenciam-se das demais fácies retrabalhadas pela apresentação de valores mais elevados no espectro do elemento potássio (K), destacado em verde, no perfil de raios gama espectral (GR). Os espectros de urânio (U) e tório (Th) estão representados nas cores cinza e vermelho, respectivamente.

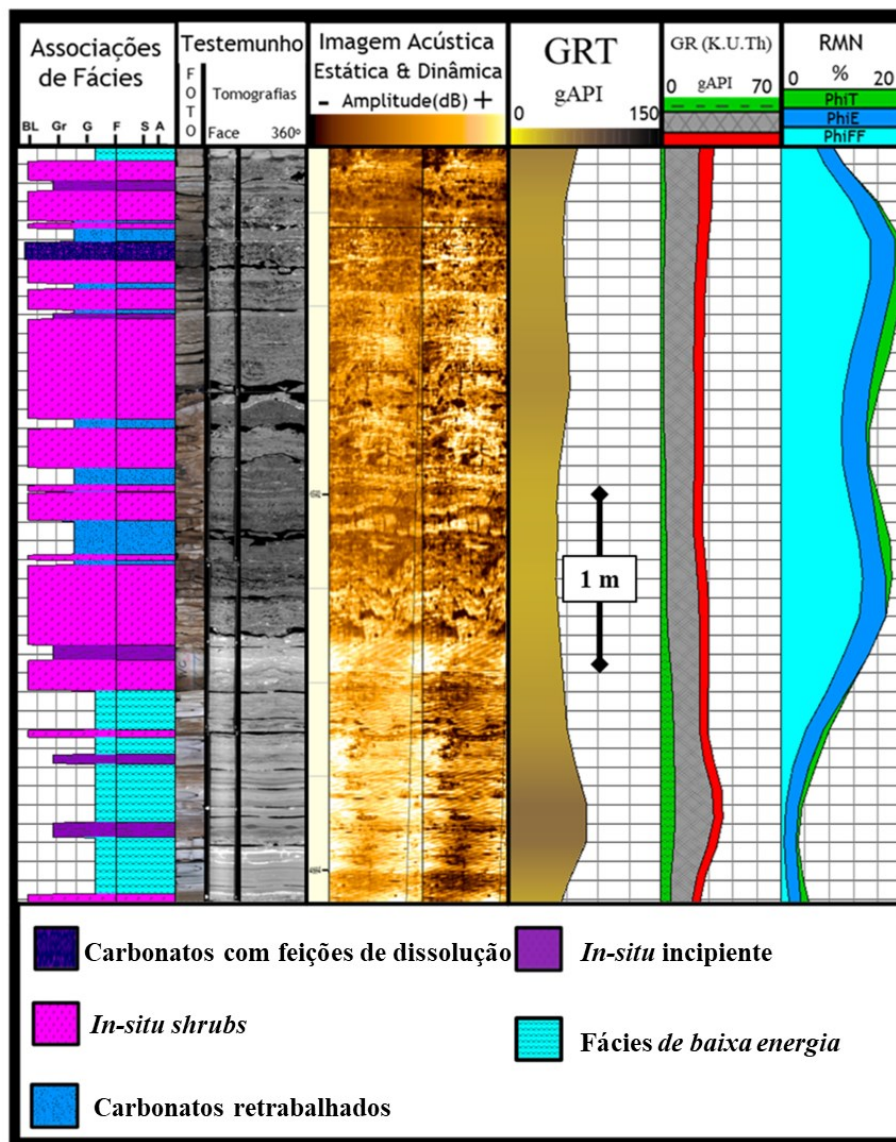


Figura 36: Ilustração da interpretação das fácies carbonáticas retrabalhadas, *in-situ*, *de baixa energia* e com feições de dissolução em perfis de imagem acústica e testemunhos de rocha. Na comparação com os intervalos adjacentes, as fácies *de baixa energia* apresentam padrão mais laminado e maiores valores nos perfis de raios gama total (GRT). No perfil de raios gama espectral, os espectros do potássio (K), urânio (U) e tório (Th) estão destacados nas cores verde, cinza e vermelho, respectivamente.

Nos perfis de imagem acústica representados na Figura 35, as fácies retrabalhadas apresentam texturas mais lisas e uniformes e, especialmente na imagem acústica estática, é bastante evidente o contraste entre as porções superior (com diferentes tipos de fácies) e inferior da imagem (com predomínio de fácies retrabalhadas). As fácies retrabalhadas com conteúdo siliciclástico são separadas das demais retrabalhadas por apresentarem valores mais elevados do elemento potássio (K), valores de GRK⁵ usualmente superiores

⁵ GRK: Representa o espectro do elemento potássio (K) no perfil de raios gama espectral, destacado em verde nas Figuras 27, 28, 29, 35, 36, 42, 45 e 50.

a 10 graus API e menores porosidades efetivas e *de fluido livre*, quando qualitativamente comparadas às fácies interpretadas nos intervalos adjacentes. Ainda em comparação interpretativa com intervalos adjacentes, nos testemunhos e perfis de imagem, as fácies *de baixa energia* podem apresentar padrão mais laminado (*e.g.*, laminitos lisos) ou mais crenulado (*e.g.*, esferulitos e laminitos crenulados) e valores mais elevados de GRT (Figura 36).

As porções superiores dos testemunhos estão suavemente mais escurecidas e amarronzadas por estarem fortemente impregnadas por óleo. Também é possível observar as estruturas arborescentes e com geometrias organizadas das fácies *in-situ*. Já as fácies dissolvidas aparecem como geometrias/feições irregulares e contorcidas escuras, que por vezes formam verdadeiros “buracos” na imagem (menores amplitudes), sendo possível qualitativamente inferir o grau de dissolução do intervalo em relação aos vizinhos ou mesmo interpretar a presença de cavernas onde tais feições podem chegar até 1-3 metros de extensão vertical (Figura 37).

Zonas onde ocorrem perda de sinal acústico como *vugs*, fraturas abertas ou alargadas por dissolução e cavernas também podem ser identificadas por maiores tempos de trânsito nos perfis de imagem acústica. Nessas situações, os relatórios de perfuração (*e.g.*, informação de intervalo com alta perda de circulação de fluido de perfuração), dados de produção (*e.g.*, testes de injetividade/produção) e demais perfis corridos (*e.g.*, sônico, neutrão, densidade e *caliper*) complementam os perfis de imagem na interpretação de carstificação, permitindo inclusive uma extrapolação mais confiável para os intervalos sem amostragem de rocha. No poço P23 (Figura 37), por exemplo, o intervalo testado que contém o pacote carstificado sofreu intensa perda de fluido durante a perfuração e apresenta um índice de injetividade (II) (Rosa *et al.*, 2006; Grant, 2009; Grant & Bixley, 2011) de 415 (m³/D) (Kgf/cm²). Esse valor é cerca de 15 vezes maior do que o constatado no intervalo superior com predomínio de fácies retrabalhadas sem dissolução, onde o II é de 26 (m³/D) (Kgf/cm²). As razões de dano (RD) são similares: 6 (intervalo sem perda de fluido de perfuração) e 7 (intervalo com perda de fluido de perfuração/com dissolução/carstificação e interpretação de caverna). Além disso, é possível observar arrombamentos no perfil *caliper* e valores anômalos de baixa densidade e de alta vagarosidade (“*bright spot*” no perfil sônico), que ressaltam o intervalo com máxima dissolução, no qual é interpretada a presença de caverna. Nesses intervalos são exibidas as maiores porosidades e permeabilidades (Figura 37).

Os perfis de permeabilidade utilizados neste trabalho, como o apresentado na Figura 37, foram calculados pelo método Timur-Coates (Kenyon *et al.*, 1988; Coates *et al.*, 1999; Castro, 2019). Embora se observem arrombamentos localmente mais expressivos, como no trecho *carstificado* do poço P23 (Figura 37), as respostas dos perfis são geralmente consideradas confiáveis. A título de exemplo, o padrão de porosidades e permeabilidades extremamente altas, bem como tempos de trânsito elevados, associados ao segmento com cavernas (Figura 37), é consistente entre os poços que atravessaram níveis estratigráficos similares e pode ser correlacionado com os dados sísmicos. Em outros perfis, como o de densidade, os *spikes* espúrios resultantes do arrombamento mais extenso do poço foram corrigidos adequadamente por meio de correlações com tendências de outros poços e o uso de filtros do tipo *despike*. Vale ressaltar que em alguns poços identificaram-se áreas com formação de reboco, condição mais frequentemente observada em perfurações com fluido catiônico ou lama à base de água. A interpretação de fácies através dos perfis de imagem acústica não foi possível nesses intervalos com maior comprometimento da parede do poço.

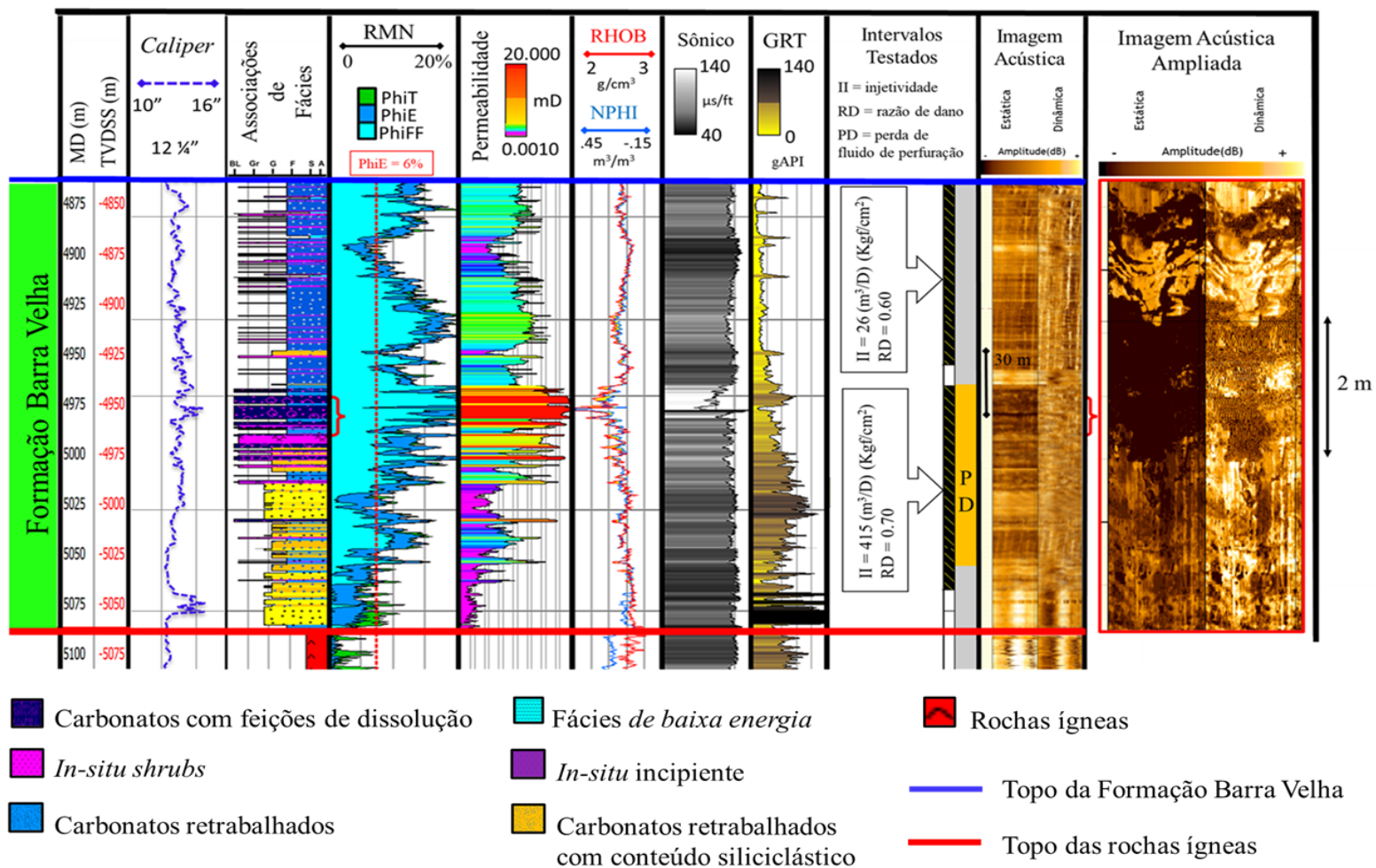


Figura 37: Análise integrada das fácies carbonáticas com feições de dissolução, combinando perfis de imagem acústica, elétricos e resultados de testes de injetividade de fluidos (II). No poço P23 (Borda Leste), observa-se uma feição de carstificação (*vide* colchetes vermelhos), com extensão vertical de aproximadamente dois metros e que pode ser interpretada como uma caverna. O trecho mais poroso e permeável é evidenciado nos perfis de densidade (RHOB), nêutrons (NPHI) e sônico (destaque para o "bright spot").

A estratégia aqui adotada para obtenção de perfis contínuos de associações de fácies para intervalos não argilosos foi a interpretação conjunta dos perfis de imagem, demais perfis elétricos e dos dados de rocha, iniciando por poços com perfis de imagem e amostras de rochas (inicialmente testemunhos, depois amostras laterais), em seguida extrapolando para os poços com amostras de rocha, porém sem perfis de imagem. A extrapolação para os demais casos através de classificação automatizada de fácies/eletrofácies foi descartada, uma vez que as associações de fácies apresentavam altíssima sobreposição nos gráficos diagnósticos de dispersão cruzada analisados (Figura 38, Figura 39 e Figura 40). As assinaturas e formas reconhecíveis em perfil apresentavam alta variabilidade que, por vezes, não eram indistinguíveis sem o auxílio de dados de rocha e/ou da interpretação visual dos perfis de imagem. Metodologias similares de interpretação de associações de fácies e zonas carstificadas utilizando perfis de imagem e dados de poços são descritas nos trabalhos de Sartorato (2018) e Menezes de Jesus *et al.* (2019).

Os gráficos apresentados na Figura 38, na Figura 39 e na Figura 40 foram construídos a partir das informações dos 44 poços com perfil de imagem acústica, sem *upscale*, e evidenciam a dificuldade de interpretação dessas associações de fácies em poços sem perfil de imagem e nos intervalos sem amostragem de rocha. A associação de fácies *carbonatos com argilominerais* está ressaltada em vermelho em todos os gráficos. Apesar de haver um predomínio da associação de fácies carbonatos retrabalhados com maior conteúdo siliciclástico para valores de perfil de raios gama espectral, elemento potássio (GRK) acima de 10 graus API, existe alta sobreposição desta fácies com as demais na faixa de 10 a 20 graus API, de tal forma que a análise precisa ser realizada qualitativamente poço a poço, após a identificação/indicação de características de retrabalhamento sedimentar em amostras de rocha.

As fácies *in-situ shrubs*, *in-situ* incipiente e retrabalhadas não mostram nenhuma clusterização específica para qualquer um dos gráficos de dispersão cruzada (*crossplots*) analisados, formando um único aglomerado de pontos. As fácies *de baixa energia* são usualmente relacionadas aos picos de valores mais elevados nos perfis de raios gama, com valores GRT acima de 30-40 graus API, mas ainda é necessária a interpretação de perfis de imagem ou a disponibilidade de amostras para uma separação mais confiável, frente à recorrente sobreposição de fácies observada nos *crossplots*. O mesmo ocorre para as fácies com feições de dissolução: há predomínio desta associação de fácies para valores

de densidade de até $2,3 \text{ g/cm}^3$, mas ainda em alta concorrência com as fácies retrabalhadas e *in-situ shruvs*. Assim, neste trabalho optou-se por prosseguir com a interpretação de perfis contínuos de fácies somente para os poços com perfis BHI e/ou com boa disponibilidade de amostras de rocha (amostras laterais e/ou testemunhos). Diante do exposto, sete poços, de um total de 51, ficaram sem perfil contínuo de associação de fácies. Nos poços com boa distribuição de amostras laterais, apesar da ausência de imagem acústica ou imagem resistiva, a interpretação foi possível utilizando as tendências observadas nos demais perfis elétricos, e a partir de seções de correlação sismoestratigráfica com poços vizinhos.

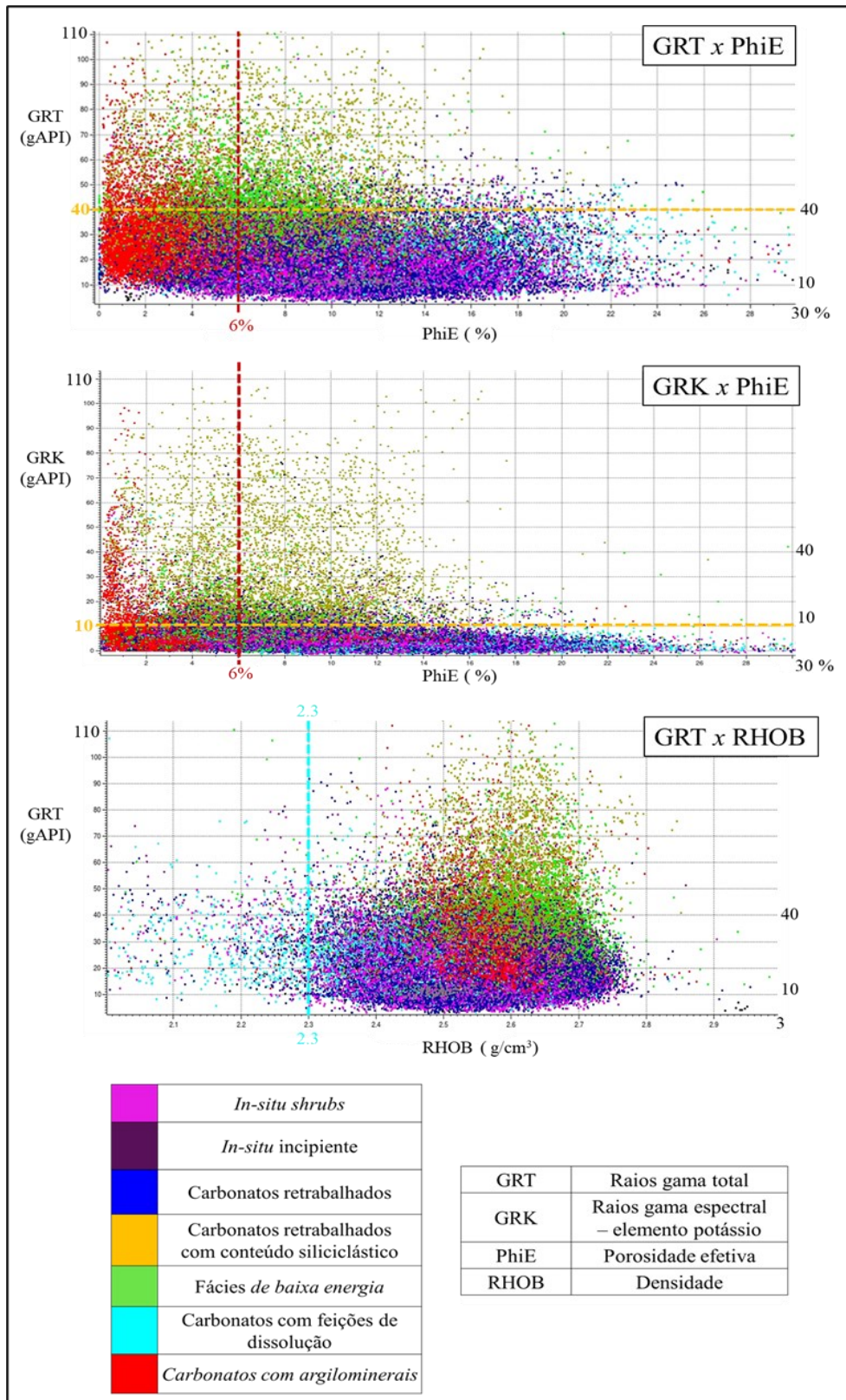


Figura 38: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Apesar da altíssima sobreposição entre os pontos que compõem os *clusters* de cada associação de fácies, é possível observar tendências nos comportamentos das fácies *carbonatos com argilominerais*, *de baixa energia*, retrabalhados com conteúdo siliciclástico e carbonatos com feições de dissolução. As fácies *in-situ* e carbonatos retrabalhados não despontam nenhuma *clusterização* específica. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm.

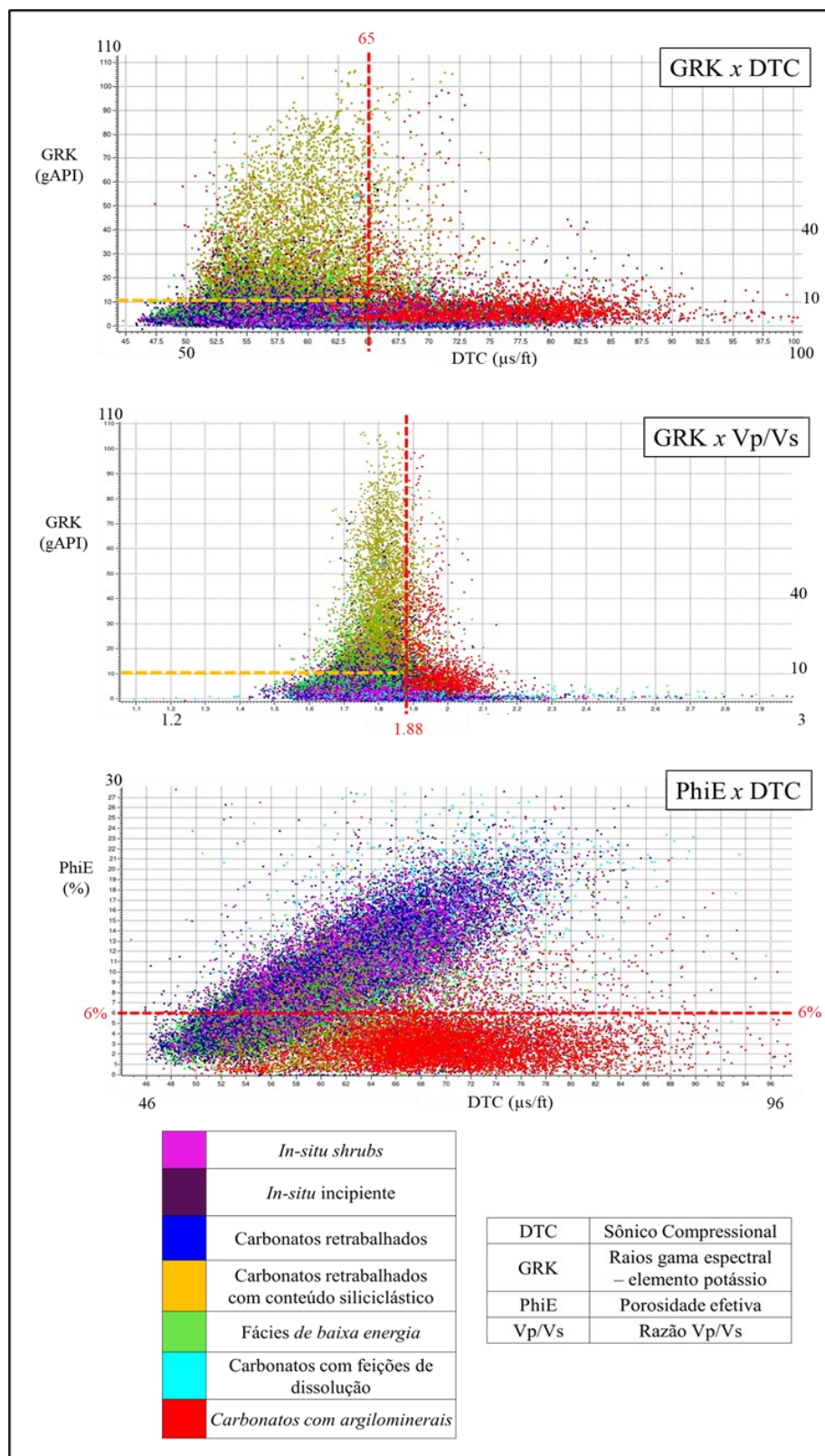


Figura 39: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Apesar da altíssima sobreposição entre os pontos que compõem os *clusters* de cada associação de fácies é possível observar tendências nos comportamentos das fácies carbonatos com argilominerais e retrabalhadas com conteúdo siliciclástico. Os carbonatos com argilominerais são o agrupamento de maior destaque e apresentam menor sobreposição de pontos com as demais fácies no gráfico PhiE x DTC. Para este conjunto de *xplots* as demais fácies não despontam nenhuma *clusterização* específica. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm.

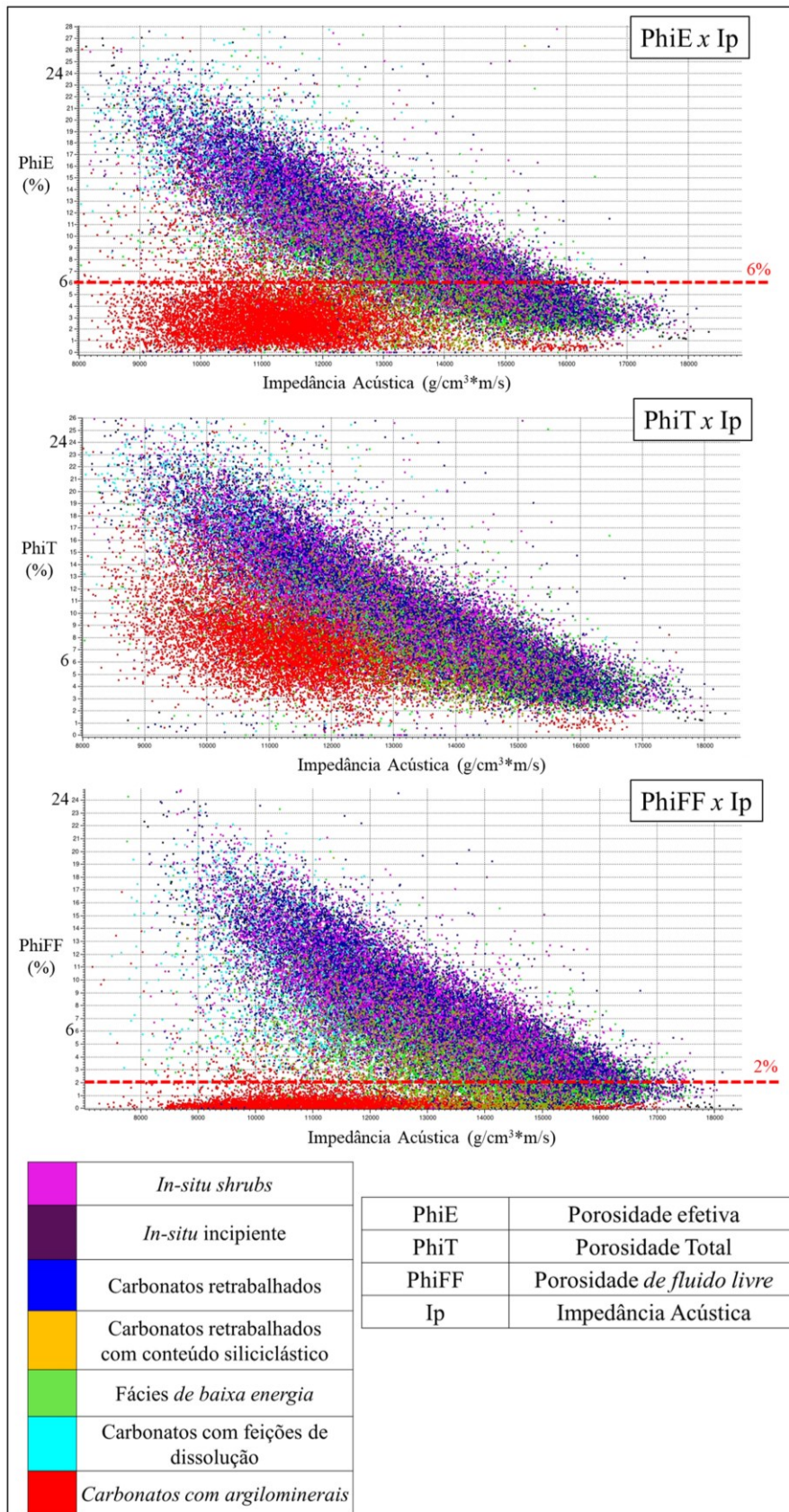


Figura 40: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) analisados, considerando 44 poços. Os carbonatos com argilominerais apresentam agrupamento específico que os distingue das demais fácies, apesar de persistir um certo grau de sobreposição de pontos. Para as demais fácies não há razoável separação. Escala de perfil: uma amostra a cada 0,24 cm.

As fácies argilosas ou *carbonatos com argilominerais* (Figura 33; item 7) representam carbonatos com significativo conteúdo de argilominerais magnesianos, embora outros tipos de argilominerais e sedimentos finos possam estar associados. Esses intervalos variam desde a descrição de “argila maciça” até associações de fácies *de baixa energia* com alto teor de argilominerais, por exemplo, esferulitos ricos em argilominerais, fácies *in-situ* e associações de fácies retrabalhadas de qualquer tipo, com alto teor de argilominerais obliterando o espaço poroso, embora este último caso seja menos comum na área de estudo. Conforme o estudo de Ramnani *et al.* (2021), a presença de mais de 5% de argilominerais magnesianos nas rochas do Pré-sal já pode causar uma alteração significativa na permeabilidade dessas rochas e classificá-las como um *não-reservatório*. As análises mineralógicas realizadas pelos autores, empregando técnicas como difração de raios X e microscopia eletrônica de varredura, revelam que os intervalos considerados como *não-reservatório* argilosos apresentam, em média, 15% de teor de argila magnesiana, e os argilominerais magnesianos raramente ultrapassam 50% da mineralogia total da rocha. Além disso, especificamente nos poços do Campo de Tupi, os estudos petrográficos conduzidos por Carramal *et al.* (2022) indicaram que nos intervalos argilosos, a proporção de matriz argilosa magnesiana singenética preservada é alta. Carvalho *et al.* (2022) apresentaram uma abordagem ainda mais quantitativa, baseada em um conjunto de dados petrográficos, mineralógicos e geoquímicos de 21 poços do Campo do Tupi, com enfoque na Formação Barra Velha. Esses autores apontaram que nas fácies “argilitos magnesianos com poucos esferulitos”, o teor de matriz argilosa magnesiana singenética preservada é, em média, de 14%, mas pode atingir até 83% em alguns intervalos.

Nesse contexto, para a associação de fácies argilosas, foi necessária a interpretação conjunta de todos os perfis, especialmente de ressonância magnética nuclear e, adicionalmente, de resistividade, do sônico, da densidade e dos derivados de impedância acústica e razão V_p/V_s . As interpretações dos perfis foram suportadas por dados de rocha, relatórios sedimentológicos e petrográficos e/ou realizadas com auxílio de seções de correlação estratigráfica. Os perfis de imagem permanecem como fortes aliados, mas no caso específico dos *carbonatos com argilominerais* é necessário maior cautela, uma vez que podem ser confundidos com quaisquer associações de fácies que não se apresentem com aspecto maciço de pacote argiloso. Nos poços estudados, os intervalos com alto conteúdo de argilominerais magnesianos preservados apresentam

aspectos petrofísicos usualmente mais discriminantes, formando um aglomerado de pontos bastante discernível, apesar de ainda haver um certo grau de sobreposição com as demais fácies (Figura 39 e Figura 40). Na análise poço a poço, valores de porosidade *de fluido livre* frequentemente inferiores a 2% e de porosidades efetivas inferiores a 6%, em um contexto de maiores porosidades totais, como exemplificado na Figura 11, na Figura 41 e na Figura 42, são as características mais marcantes. Para apoio, um perfil de argilosidade (volume de argilas – V_{arg}) foi calculado a partir do perfil de ressonância magnética nuclear (Figura 41 e Figura 42), levando-se em conta o volume de água absorvido nas argilas (Ehigie, 2010; Castro & Lupinacci, 2022) e através da equação: $V_{arg} = (\Phi_T - \Phi_E) / \Phi_T$.

Adicionalmente, a ausência de separação entre as curvas de resistividade mais rasas a mais profundas dispostas em *padrão caixote serrilhado*; sônico compressional (DT, DTC ou DTCO) acima de 65 $\mu\text{s}/\text{ft}$; razão V_p/V_s acima de 1,8; baixíssima permeabilidade, menor que 0,3 mD; e a ausência de indícios de óleo, também são aspectos relevantes para a interpretação das fácies argilosas (Figura 39 e Figura 41). Dentro dos pacotes argilosos, pontualmente, alguns intervalos aparecem como picos esparsos de maiores porosidades efetivas e/ou *de fluido livre*, acima de 6 % e de 2 % respectivamente, como é exemplificado nos poços W2 e I5, ilustrados na Figura 42 (realce com setas e círculos vermelhos). Tais valores anômalos também podem ser observados nos gráficos diagnósticos exibidos desde a Figura 38 até a Figura 40. Nesses casos anômalos, prevalecem as informações macroscópicas e/ou petrográficas das amostras de rocha que indicam intervalo argiloso (Figura 42; círculos vermelhos). Pontualmente, foi necessário rever trechos de interpretações/descrições de amostras laterais, de testemunhos e de fotos de lâminas petrográficas. Os intervalos classificados como argilosos são porções que não produzem ou injetam, sem indícios de óleo, reportados como sem porosidade aparente e considerados *não-reservatório* (Figura 41 e Figura 42). De toda forma, a imensa maioria dos intervalos que não produzem, não injetam ou não apresentam indícios de óleo apresenta valores de porosidade efetiva abaixo de 6 % e, portanto, este valor foi aqui considerado um *cutoff* para intervalos *reservatório* e *não-reservatório* independentemente da fácies (e.g., argilosas, *de baixa energia*).

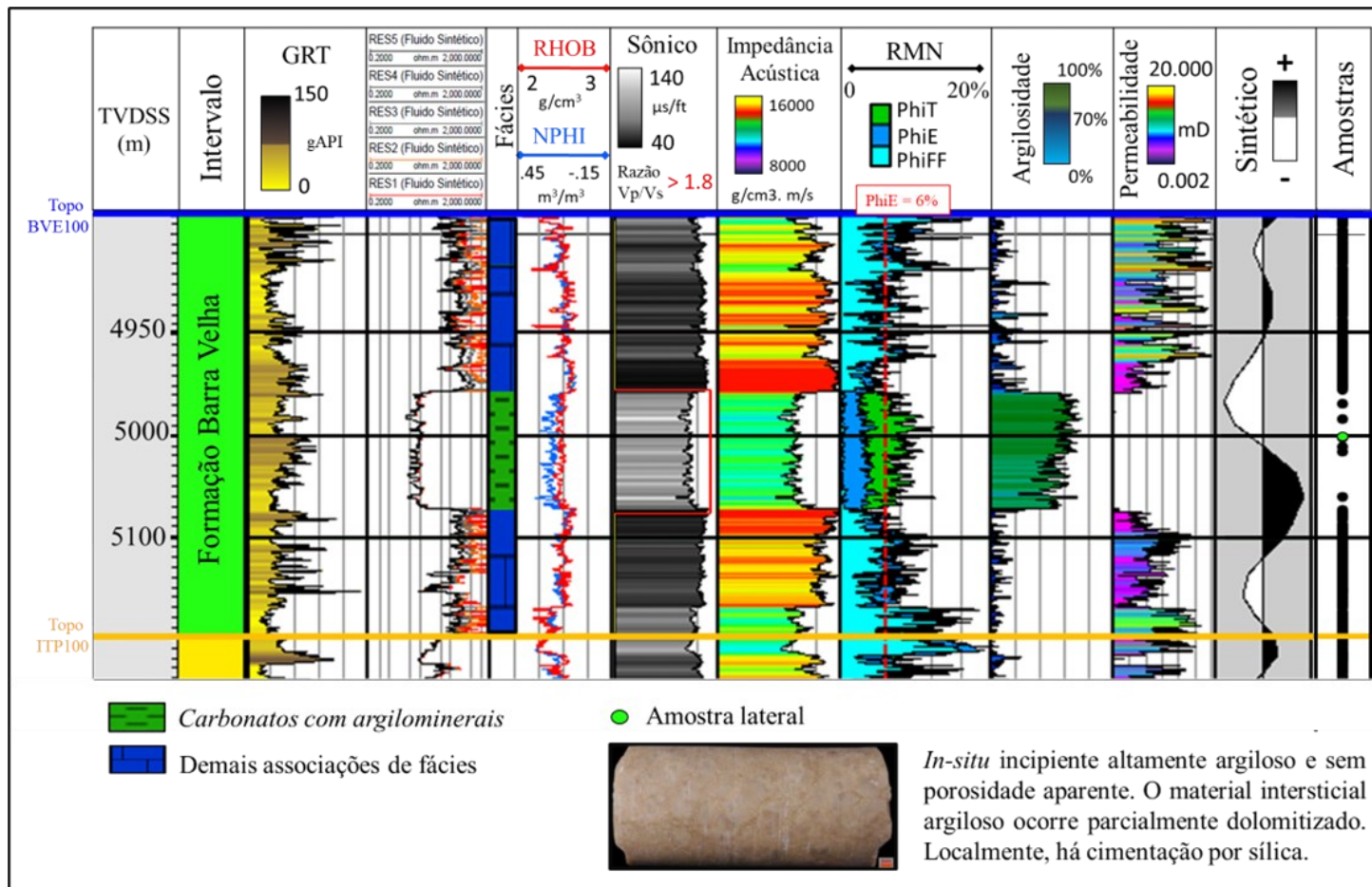


Figura 41: Interpretação dos intervalos argilosos no poço P6 (Flanco do Alto Estrutural Principal). A associação de fácies *carbonatos com argilominerais* é interpretada, principalmente, a partir dos perfis de porosidade e de argilosidade derivados do perfil de ressonância magnética nuclear, com suporte das descrições das amostras laterais e dos testemunhos. Apesar da ausência de aumento expressivo de valores de raios gama, ocorrem respostas discriminantes auxiliares nos perfis de resistividade, densidade, neutrão, impedância acústica e permeabilidade (diminuição). Comumente, os pacotes argilosos podem ainda ser demarcados através do aumento dos valores de trânsito do sônico e do atributo Razão Vp/Vs. A depender da espessura e da resolução sísmica, o topo desses pacotes pode coincidir com fortes picos de amplitude negativa (*vide* sismograma sintético).

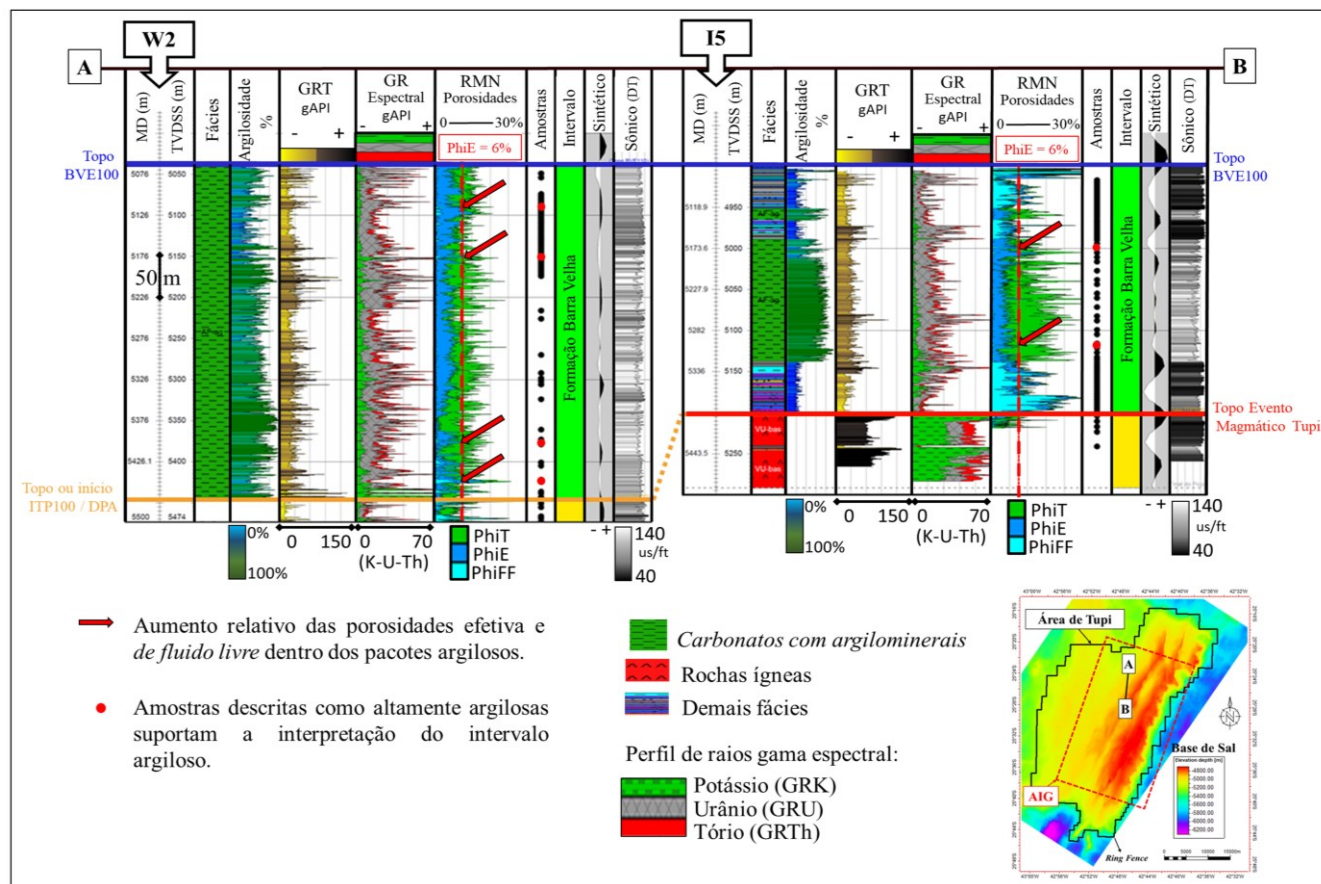


Figura 42: Detalhe da interpretação dos intervalos argilosos nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional) e I5 (Borda Oeste). Dentro dos pacotes argilosos, pontualmente, alguns intervalos aparecem como picos esparsos de maiores porosidades efetivas e/ou de fluido livre, acima de 6 % e 2 % respectivamente, como sinalizados pelas setas vermelhas. A localização da seção de correlação estratigráfica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal. Esta seção está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100.

No intuito de avaliar a viabilidade de interpretação em seções e mapas, ou até mesmo uma separação volumétrica tridimensional das associações de fácies descritas com base em atributos sísmicos derivados de inversão elástica, foram elaboradas tabelas (Tabela 3 e Tabela 4) e gráficos diagnósticos que apresentam as relações entre I_p versus I_s , I_p versus V_p/V_s e I_s versus V_p/V_s , considerando as associações de fácies e as classes de PhiE (Figura 43 e Figura 44). Assim como observado para a relação PhiE versus DTC (Figura 38), à exceção dos *carbonatos com argilominerais*, não existe separação clara das demais associações de fácies em cargo de valores de impedância acústica, porosidade ou razão V_p/V_s . Contudo, ao analisar as médias dos valores de I_p , I_s e V_p/V_s para cada associação de fácies e ao avaliar o comportamento geral da distribuição das fácies nos gráficos de dispersão, observa-se uma tendência de aumento no número de pontos atribuídos à associação de fácies *de baixa energia* para os maiores valores de I_p e de I_s . Da mesma forma, nota-se um aumento relativo na ocorrência das fácies *in-situ shrubs*, carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução para os menores valores de I_p e de I_s .

Adicionalmente, se forem observados os valores médios de porosidade efetiva por associação de fácies (Figura 43; compilado das medidas petrofísicas), as menores médias estarão relacionadas com as fácies *de baixa energia* e os *carbonatos com argilominerais* e as maiores médias com os carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução. Nesse contexto e com o propósito de facilitar o posterior mapeamento de feições sísmicas, ou uma futura classificação de fácies sísmicas, optou-se pela separação adicional de classes de porosidade, criando perfis contínuos de classes de porosidade por poço, as quais qualitativamente, e em vista de um posicionamento geográfico-sismoestratigráfico a ser tratado adiante, podem ser associadas com o predomínio das associações de fácies deposicionais e/ou diagenéticas *reservatório* e *não-reservatório* (Figura 44). Acima de 6 % de porosidade efetiva, fica delimitada a classe de porosidade *Fácies Reservatório* (Figura 44; sombreado azul), ocorrendo o predomínio dos *in-situ shrubs*, carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução. Abaixo de 6 % de PhiE e para os maiores valores de impedância (Figura 44; sombreado verde), distingue-se a classe de porosidade *Fácies Não-Reservatório Fechada*, quando há aumento significativo de fácies *de baixa energia*. Os *carbonatos com argilominerais* são assinalados como *Fácies Não-Reservatório Argilosa* independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora majoritariamente estejam relacionados com valores menores que 6% e altos

valores de V_p/V_s (Figura 44; sombreado vermelho), havendo poucas amostras espúrias que escapam dessa tendência.

Tabela 3: Médias e desvios padrões de densidade, velocidade compressional (V_p) e velocidade cisalhante (V_s) calculados para cada associação de fácies, com base nos perfis dos 44 poços que dispõem de perfil de imagem acústica.

Associações de Fácies	Densidade (g/cm^3)		V_p (m/s)		V_s (m/s)	
	Média	Desvio	Média	Desvio	Média	Desvio
<i>Carbonatos com argilominerais</i>	2,5	0,04	4402	347	2332	202
Carbonatos com feições de dissolução	2,4	0,09	4562	462	2554	290
Carbonatos retrabalhados	2,5	0,08	5013	401	2822	241
<i>In-situ shrubs</i>	2,5	0,09	5070	440	2870	273
Carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico	2,6	0,07	5149	279	2858	149
<i>In-situ</i> incipiente	2,5	0,09	5070	440	2870	273
Fácies de baixa energia	2,6	0,06	5331	382	3011	188
	Média	Desvio	Média	Desvio	Média	Desvio

Tabela 4: Médias e desvios padrões de impedância acústica, impedância cisalhante e razão V_p/V_s calculados para cada associação de fácies, com base nos perfis dos 44 poços que dispõem de perfil de imagem acústica. Notar que os *carbonatos com argilominerais*, associação de fácies argilosas, estão separados das demais fácies de baixa energia.

Associações de Fácies	Impedância Acústica ($\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$)		Impedância Cisalhante ($\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$)		Razão V_p/V_s	
	Média	Desvio	Média	Desvio	Média	Desvio
<i>Carbonatos com argilominerais</i>	11400	1291	6094	739	1,9	0,06
Carbonatos com feições de dissolução	11558	1987	6519	1170	1,8	0,12
Carbonatos retrabalhados	12953	1588	7293	907	1,8	0,07
<i>In-situ shrubs</i>	13128	1805	7408	1039	1,8	0,08
Carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico	13300	1248	7475	670	1,8	0,06
<i>In-situ</i> incipiente	13701	1747	7795	975	1,7	0,09
Fácies de baixa energia	14036	1684	7997	906	1,7	0,07
	Média	Desvio	Média	Desvio	Média	Desvio

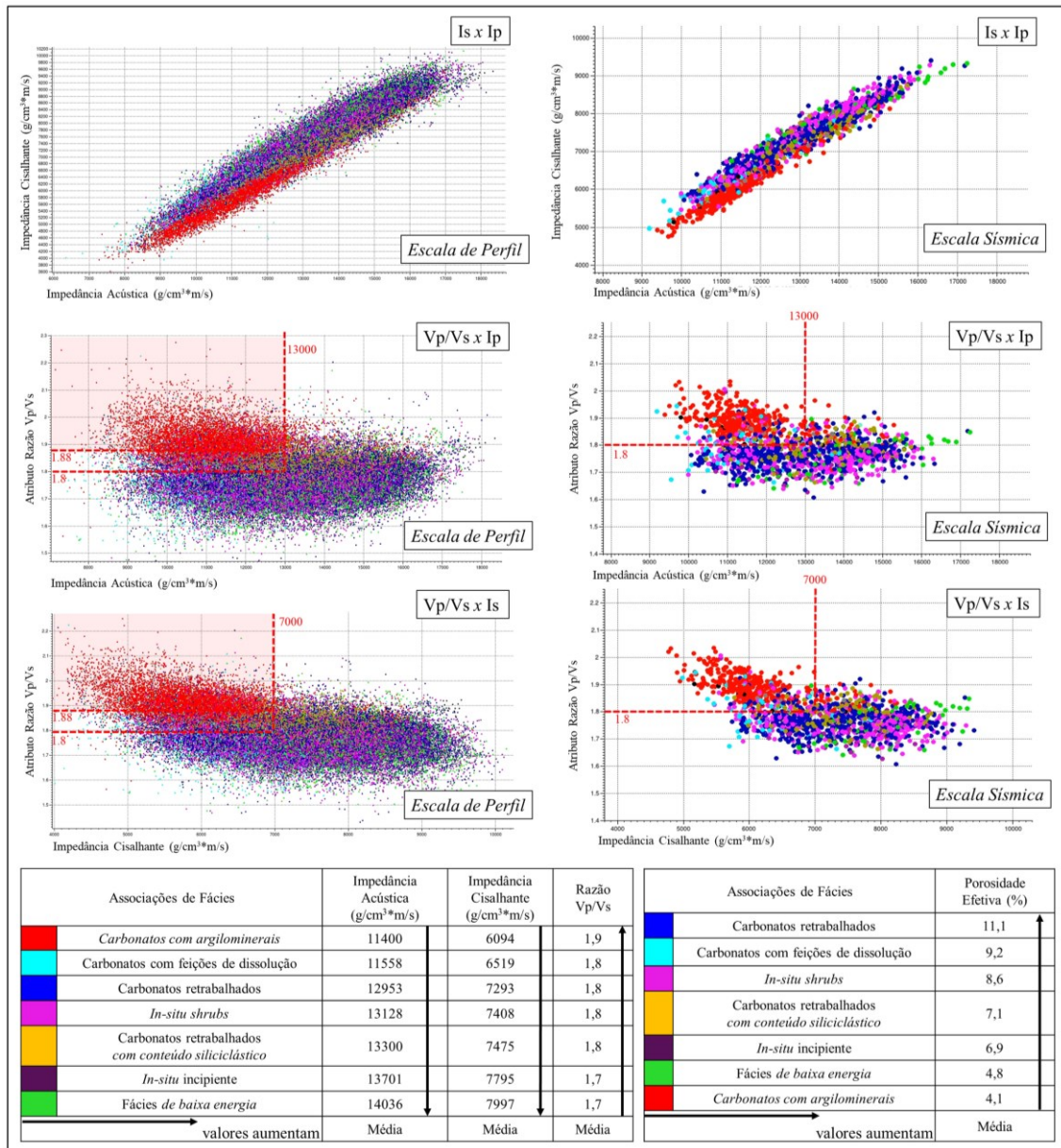


Figura 43: Gráficos das relações de I_p versus I_s , I_p versus V_p/V_s e I_s versus V_p/V_s em função das associações de fácies e tabelas com os valores médios de I_p , I_s , V_p/V_s e porosidade efetiva para cada associação de fácies. Os carbonatos com argilominerais apresentam agrupamento que os distingue das demais fácies, apesar de persistir uma sobreposição de amostras, especialmente entre os valores de V_p/V_s de 1,8 até 1,88. Para as demais fácies, apesar de não haver uma clara separação, há uma tendência de aumento da associação de fácies de baixa energia para os maiores valores de I_p e I_s e um aumento relativo dos *in situ shrubs*, dos carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução para os respectivos menores valores. Nas tabelas, os valores médios de I_p , I_s , V_p/V_s e porosidade efetiva reforçam as tendências observadas nos gráficos. Escala de perfil: uma amostra a cada 0,24 cm. Escala sísmica: 4 ms e filtro cortas-altas 60-80Hz.

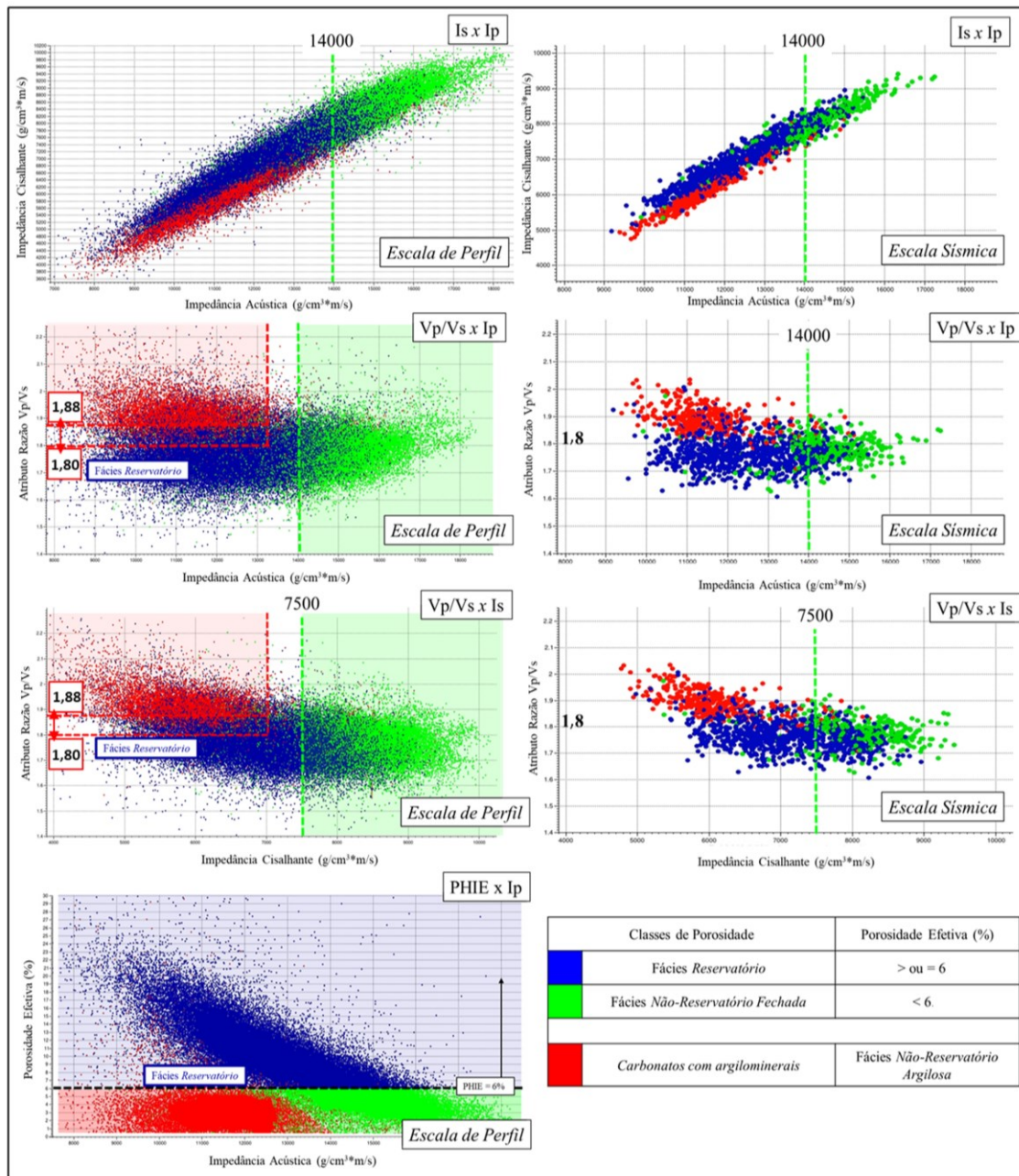


Figura 44: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) de I_p versus I_s , I_p versus V_p/V_s , I_s versus V_p/V_s e PHIE (porosidade efetiva) coloridos por classes de porosidade efetiva. A classe de porosidade Fácies Reservatório (sombreado azul) é composta por amostras de valor igual ou superior a 6% de porosidade efetiva. Abaixo de 6% de porosidade efetiva e para os maiores valores de impedância (sombreado verde) distingue-se a classe de porosidade Fácies Não-Reservatório Fechada. Os carbonatos com argilominerais são assinalados como Fácies Não-Reservatório Argilosa independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora majoritariamente estejam relacionados com valores de PHIE menores que 6% e altos valores de V_p/V_s (sombreado vermelho), havendo poucas amostras espúrias que escapam desta tendência. *Escala de perfil*: uma amostra a cada 0,24 cm. *Escala sísmica*: 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

A Tabela 5 apresenta uma síntese das relações entre as associações de fácies predominantes (deposicionais e diagenéticas), as classes de porosidade efetiva propostas neste estudo e as tendências médias dos atributos de impedância acústica e razão V_p/V_s . Essas relações serão utilizadas, principalmente, durante a análise e o mapeamento de feições e fácies sísmicas. No entanto, é importante destacar que, embora tenha sido observado o predomínio das fácies *in-situ shrubs*, carbonatos retrabalhados e carbonatos com feições de dissolução na classe de porosidade *Fácies Reservatório*, também podem ocorrer proporções menores de fácies *in-situ* incipiente, retrabalhados com conteúdo siliciclástico e, ocasionalmente, fácies *de baixa energia*. Da mesma forma, embora as fácies *de baixa energia* predominem na classe *Fácies Não-Reservatório Fechadas*, fácies *in-situ* incipiente podem aparecer em proporções significativas e as demais fácies não-argilosas podem ocorrer em proporções subordinadas.

Tabela 5: Analogias entre o predomínio de algumas associações de fácies (deposicionais e diagenéticas), as classes de porosidade efetiva propostas neste estudo e as tendências de valores médios dos atributos sísmicos impedância acústica e razão V_p/V_s . É importante ressaltar que, mesmo havendo predominância das fácies *in-situ shrubs*, carbonatos retrabalhados e carbonatos com feições de dissolução na classe de porosidade *Fácies Reservatório*, também podem ocorrer proporções menores de fácies *in-situ* incipiente, retrabalhados com conteúdo siliciclástico e, ocasionalmente, fácies *de baixa energia*. Da mesma forma, embora as fácies *de baixa energia* predominem na classe *Fácies Não-Reservatório Fechadas*, fácies *in-situ* incipiente podem surgir em proporções significativas, enquanto as demais fácies *não-argilosas* podem aparecer em proporções subordinadas.

Classes de porosidade efetiva (%)		Tendências de impedância acústica	Tendências de razão V_p/V_s	Predomínio de associações de fácies
		Valores médios usuais (g/cm ³ . m/s)	Valores médios usuais	
PhiE ≥ 6%	Fácies Reservatório	Baixos a moderados; < 14000	Baixos a moderados; < 1,8	<i>In-situ shrubs</i> , carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução
PhiE < 6%	Fácies Não-Reservatório Argilosa	Baixos a moderados; < 14000	Altos; > 1,8	<i>Carbonatos com argilominerais</i>
PhiE < 6%	Fácies Não-Reservatório Fechada	Altos; > 14000	Baixos a moderados; < 1,8	Fácies <i>de baixa energia</i>

5.2.3 Zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha

O zoneamento estratigráfico adotado baseia-se nas sugestões de análise estratigráfica sequencial defendidas por Pedrinha *et al.* (2018), e reforçadas em Pedrinha *et al.* (2023), culminando na subdivisão da Formação Barra Velha em três zonas sísmicamente mapeáveis: BVE300, BVE200 e BVE100. Para este estudo foram dadas especial atenção aos intervalos BVE200 e BVE100. O intervalo BVE100 foi ainda subdividido em três subintervalos denominados BVE130, BVE120 e BVE110, sendo este

último também conhecido como “Marco Lula” (Wright & Barnett, 2017; Machado, 2018; Neves *et al.*, 2019; Wright, 2020).

A análise estratigráfica sequencial tem como critério fundamental as alterações no padrão de empilhamento das fácies sedimentares, induzidas pelas variações de espaço de acomodação e das taxas de suprimento de sedimentos ao longo do tempo. Essas alternâncias materializam-se em superfícies estratigráficas que podem apontar importantes mudanças no regime de sedimentação, tanto na escala local do campo estudado como na escala regional da bacia sedimentar. O reconhecimento dessas superfícies limitantes – *e.g.*, superfície de retração máxima do lago – é relevante para proceder com correlações estratigráficas mais robustas, para previsão de ocorrência de melhores fácies *reservatório* e para o entendimento da evolução sedimentar da área estudada. De forma objetiva, uma sequência sedimentar pode ser definida como uma sucessão de estratos que exibem um ciclo completo de variação de seu padrão de empilhamento de fácies, sendo limitada em seu topo e em sua base por superfícies estratigráficas (Catuneanu, 2006; Catuneanu & Zecchin, 2013; Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Pedrinha *et al.*, 2023).

Como apresentado no capítulo 2, os topos dos tratos de fácies de lago em expansão e retração representam limites de sequências estratigráficas e as principais sequências genéticas de média-escala, sendo reconhecidas, representam os intervalos estratigráficos (ou zoneamento estratigráfico) do campo. Maiores proporções das associações de fácies *in-situ shrubs* e baixos valores nos perfis de raios gama são características que definem os topos dos tratos de lago em retração (Artagão, 2018; Pedrinha *et al.*, 2018; Magalhães *et al.*, 2020; Pedrinha *et al.*, 2023) (Figura 5). Neste trabalho, como não houve disponibilidade de ampla e robusta datação cronoestratigráfica para a devida hierarquização das ordens dos tratos deposicionais reconhecidos, não foi estabelecida uma relação direta entre o zoneamento estratigráfico adotado e tratos de segunda ou terceira ordem. A solução metodológica implementada foi a de utilizar os termos “sequência de média e grande/maior/larga escala” para denotar pacotes usualmente decamétricos (de menor mapeabilidade sísmica) e de centenas de metros (sismicamente mapeáveis), respectivamente. Não obstante, vale citar que, segundo Magalhães *et al.* (2020), sequências de média escala reconhecidas nos poços e mapeáveis sismoestratigraficamente ao longo de todo o campo podem ser associadas com um trato de terceira ordem.

Nesse contexto, levando em conta o subconjunto de poços selecionados para este trabalho, para o reconhecimento, definição e/ou eventual ajuste dos marcadores geológicos (topos ou bases dos intervalos estratigráficos) e o consequente zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha na área de estudo, foram conjuntamente interpretados e considerados:

- i. A variação dos padrões (formas, tendências/assinaturas e valores) dos perfis disponíveis, especialmente de raios gama (espectro total e componentes) e sônico compressional;
- ii. Elementos de ciclo-estratigrafia, tais como ciclos deposicionais de lago em expansão e lago em retração, recorrência de padrões e tendências de empilhamento dos estratos, reconhecimento de sequências genéticas e hierarquização de sequências em diferentes escalas, correlação estratigráfica entre poços e avaliação da rastreabilidade das superfícies limitantes/limites de sequências (Artagão, 2018, Pedrinha *et al.*, 2018, Neves *et al.*, 2019; Magalhães *et al.*, 2020; Pedrinha *et al.*, 2023);
- iii. A predominância recorrente de fácies deposicionais e/ou diagenéticas em determinadas porções da seção estratigráfica e prováveis controles alogênicos (*e.g.*, tectônica, clima); e
- iv. Assinaturas sísmicas em seções de amplitude em tempo e em profundidade.

Em grande parte dos poços estudados, diferentemente do que ocorre para a DPA, não foi observada significativa inflexão da curva de mergulho acumulado no topo do intervalo estratigráfico BVE300 e este critério de variação significativa do mergulho das camadas, assinalando uma discordância angular, não foi amplamente incorporado à metodologia de zoneamento sismoestratigráfico da Formação Velha. Notou-se ocorrer apenas uma suave alteração dos ângulos de mergulho e das direções de acamamento interpretados nos perfis de imagem e, assim, por vezes, a superfície sísmica correspondente foi mapeada em conformidade correlativa com os demais estratos/refletores. De forma peculiar e localizada, por outro lado, para um subconjunto de poços perfurados na Borda Leste da área de estudo (Figura 16), são observadas e utilizadas inflexões nas retas de mergulho acumulado, as quais auxiliam na marcação não somente do topo da zona BVE300, mas também dos topos dos intervalos BVE200 e BVE130 (Figura 45). De tal modo, apenas nessas porções da Borda Leste, a metodologia de mapeamento sismoestratigráfico engloba a utilização de mudanças nas curvas de mergulho acumulado interpretadas nos poços. De toda forma, na área de estudo como um

todo, o topo da zona BVE300 é interpretado como o fim de um período tectonicamente mais ativo, no qual ainda são observados significantes crescimentos de seção relacionados aos rejeitos de falha, especialmente rumo aos Baixos Estruturais Regionais. Como consequência, os pacotes mapeados podem ser levemente cuneiformes quando comparados aos estratos mapeados na seção Pré-Alagoas, intervalo ITP100.

Com relação ao padrão de empilhamento de fácies, no sentido do topo da zona ou intervalo estratigráfico BVE300, diferente do que tipicamente ocorre rumo ao topo dos intervalos BVE200 e BVE100, são esperadas elevadas proporções de fácies carbonáticas ricas em argilominerais (Figura 5). Essa maior presença de argilominerais não foi observada nos altos estruturais e flancos superiores, especialmente flancos da Borda Leste do campo, onde são mais comuns carbonatos retrabalhados, fácies *in-situ* e com feições de dissolução. Especificamente nos poços que predominam fácies *in-situ shrubs*, feições sísmicas do tipo *mound* estão associadas, e podem ser interpretadas nos dados de amplitude, muito embora feições dômicas também estejam associadas aos intervalos superiores (BVE200 e BVE100), com predomínio de retrabalhados (Figura 45). A assinatura típica dos perfis de raios gama identificada e rastreada para o intervalo estratigráfico BVE300 é exibida na Figura 46. São observadas tendências de valores mais elevados de raios gama, *picos de raios gama*, ao redor do topo e da base desse intervalo, na maioria dos poços estudados em baixos estruturais e flancos da Borda Oeste e do Alto Estrutural Secundário – *e.g.*, poços N2 e P2 (Figura 46) – nos quais é possível se interpretar que esse intervalo estratigráfico tenha sido perfilado por completo, ou seja, que não houve erosão. Além da assinatura de raios gama, são observadas tendências de maiores valores de densidade e tempos de trânsito (perfil sônico) relativamente mais baixos, quando comparados ao intervalo estratigráfico superior (BVE200). Para as porções estruturalmente elevadas e menos espessas podem ser interpretados padrões opostos, de menores valores de raios gama, que podem representar apenas um recorte da assinatura típica, intervalo estratigráfico não perfilado na sua totalidade, devido a erosão ou não deposição de alguma porção. Nesses casos, especialmente para a Borda Leste onde são percebidas as maiores alterações nos ângulos de mergulho das camadas, a curva de desvio acumulado auxilia na demarcação do intervalo BVE200 (Figura 45).

A metodologia de análise conjunta do comportamento dos perfis, dos padrões de empilhamento de fácies, da atitude dos ângulos de mergulho e da correlação estratigráfica entre poços, com suporte de seções sísmicas em tempo e em profundidade, permite uma

boa separação do intervalo estratigráfico BVE300 (Figura 46, Figura 47 e Figura 48). Cabe ressaltar que, assim como observado para a DPA, ocorrem variações laterais na resposta sísmica da interface a depender das características de velocidade e de densidade dos pacotes adjacentes. Apesar disso, na porção oeste da área de estudo – especialmente nos Baixos Estruturais Regionais, na Borda Oeste e nos flancos do Alto Estrutural Secundário – o topo (ou o início) do intervalo estratigráfico BVE300 é, frequentemente, representado por um refletor sísmico positivo de média a forte amplitude (Figura 47, Figura 48 e Figura 49) que termina em *pinch-out* contra os altos do embasamento econômico e/ou altos estruturais associados ao Evento Magmático Tupi e/ou ao intervalo estratigráfico ITP100 (Figura 49). Nesses altos estruturais, à semelhança do que ocorre para os sedimentos da seção Pré-Alagoas, os pacotes do intervalo estratigráfico BVE300 foram erodidos ou não depositados. Na Borda Leste (Figura 16) ocorre inversão de polaridade do sinal sísmico e a superfície sísmica que melhor representa o topo, ou a entrada, do intervalo estratigráfico BVE300 é um refletor negativo de média a baixa intensidade (Figura 45).

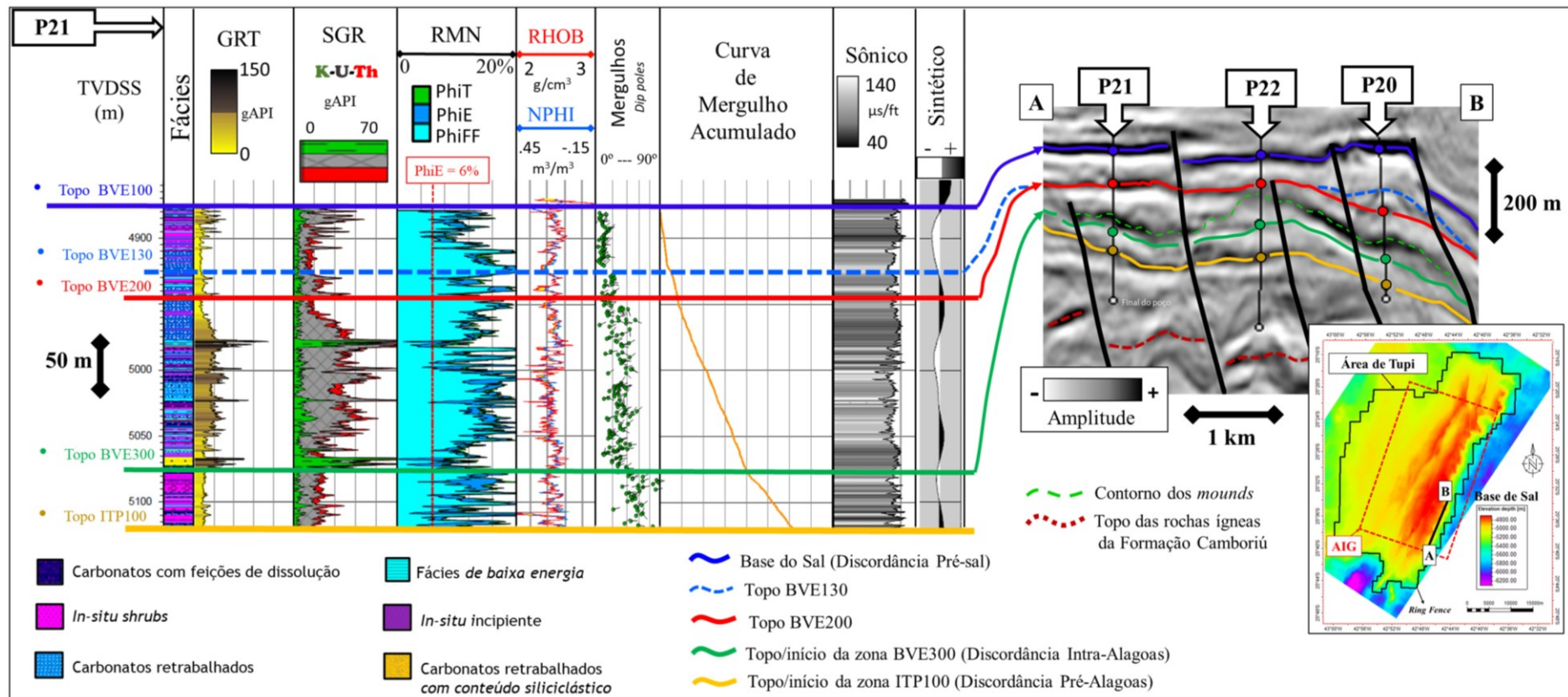


Figura 45: Interpretação dos topos dos intervalos estratigráficos BVE100, BVE130, BVE200, BVE300 e ITP100, através dos perfis do poço P21 e na seção de amplitude sísmica atravessada pelos poços P21, P22 e P23, na Borda Leste do Campo de Tupi. Observar, principalmente, as diferenças nas tendências de valores dos perfis de raios gama, nas atitudes dos mergulhos das camadas e na flexão da curva de mergulho acumulado. Nesta porção da área de estudo há predomínio de fácies retrabalhadas, *in-situ* e maior incidência de níveis de dissolução. São observadas feições sísmicas do tipo *mound*, associadas a falhas do embasamento, tanto nos intervalos superiores (P20) como nos intervalos BVE200 e BVE300 (P21, P22, P20). A localização da seção sísmica arbitrária está representada no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (linha preta A-B).

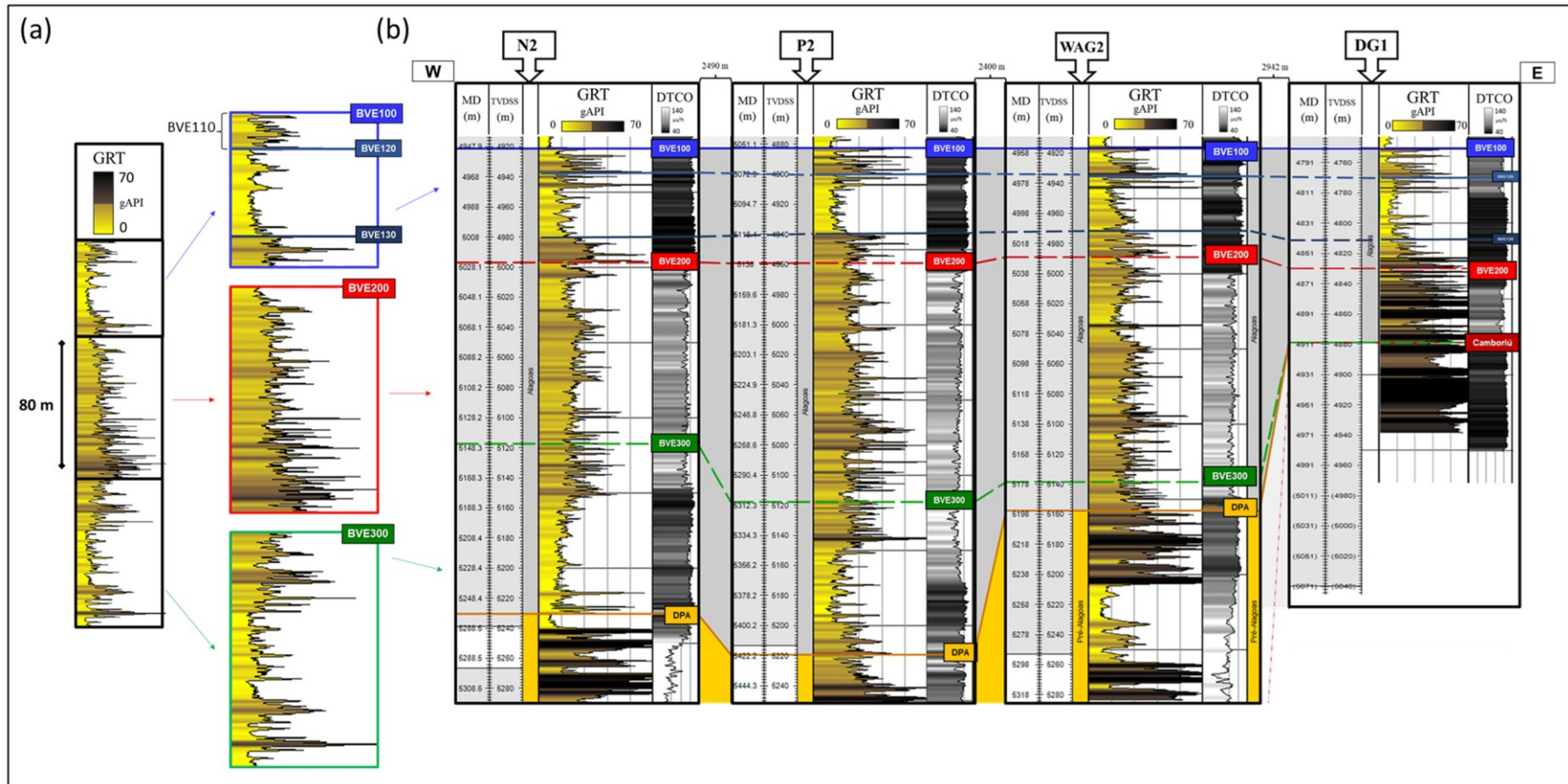


Figura 46: Reconhecimento de assinaturas típicas de perfis de raios gama total (GRT) e sônico compressional (DTCO) para os intervalos BVE100, BVE200 e BVE300 (a). A seção de correlação estratigráfica entre os poços N2, P2, WAG2 e DG1 exemplifica como essas assinaturas foram identificadas, apesar de suaves alterações e rastreadas por longas distâncias (quilômetros) em toda a extensão da área de estudo. Rumo aos altos estruturais são interpretados nos poços, com apoio das seções sísmicas, recorrentes *pinch-outs* ou *acunhamentos* dos intervalos estratigráficos BVE200, BVE300 e ITP100, por consequência de erosão ou não deposição, e estes intervalos apresentam significativas variações de espessura. No intervalo BVE100 são notadas pequenas variações de espessura. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100.

O intervalo estratigráfico BVE200, de forma geral, foi identificado por apresentar um padrão de valores relativamente mais altos nos perfis de GRT e raios gama espectral elemento potássio (GRK), assim como valores de densidade mais baixos e tempos de trânsito (perfil sônico) mais elevados, quando comparados ao intervalo estratigráfico superior, BVE100 (Figura 43, Figura 44 e Figura 45). Na Borda Leste (Figura 16), os valores mais baixos de GRT e de densidade estão associados aos carbonatos altamente porosos, predominantemente carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução, estes últimos normalmente concentrados na porção central do intervalo BVE200 (Figura 5, Figura 37 e Figura 45). Nos baixos estruturais e/ou baixos relativos, os menores valores de densidade estão associados aos *carbonatos com argilominerais*, os quais são ressaltados nas curvas de proporção vertical de fácies para o intervalo (Figura 5). Nos poços em que há predomínio de *carbonatos com argilominerais* em toda a seção (e.g., W2; Figura 43 e Figura 49), há baixa variação vertical da resposta sísmica sintética. Adicionalmente, a partir do marcador geológico Topo BVE200 e no sentido dos intervalos inferiores, é registrado maior conteúdo de sedimentos siliciclásticos em meio às fácies retrabalhadas, o que justifica o aumento da curva de raios gama espectral para o elemento potássio (Figura 10 e Figura 44).

Sismicamente, o topo do intervalo BVE200 é um horizonte sísmico usualmente representado por um refletor de amplitude negativa, a qual se torna especialmente forte no sentido dos Baixos Estruturais Regionais, devido ao aumento da proporção de *carbonatos com argilominerais* ao redor do topo deste intervalo, gerando maior contraste de impedância acústica (Figura 46, Figura 47, Figura 48 e Figura 49). Porém, assim como as demais interfaces, variações laterais na resposta sísmica podem ocorrer, dependendo destes contrastes de impedância acústica com os pacotes adjacentes, e devem ser levadas em consideração durante o mapeamento sísmico. Nos flancos superiores e nos altos estruturais em que o intervalo BVE200 possui melhores características permo-porosas e seu topo não coincide com estratos particularmente ricos em feições de dissolução, ocorre inversão na polaridade sísmica do refletor representativo (e.g., Poço P21; Figura 45).

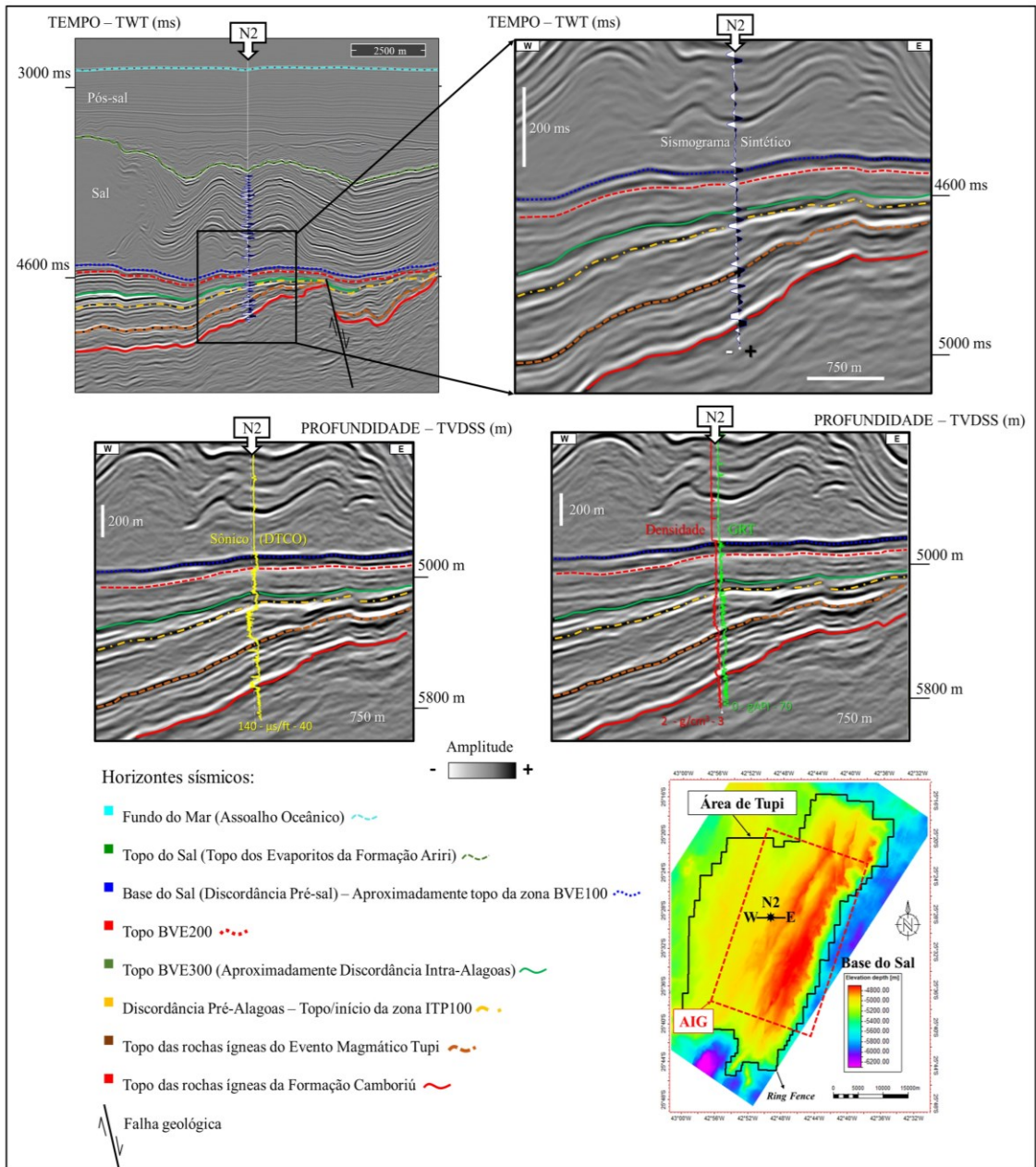


Figura 47: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2, incluindo horizontes sísmicos regionais (Fundo do Mar e Topo do Sal), as principais discordâncias reconhecidas para as seções Alagoas e Pré-Alagoas (Base do Sal, DIA e DPA) na área de estudo, e o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha (intervalos BVE100, BVE200 e BVE300). Marcadores geológicos foram interpretados a partir dos perfis dos poços, com suporte de seções sísmicas de amplitude em tempo (TWT; ms) e profundidade (m). Aqui são exemplificadas as respostas sísmicas e as assinaturas dos perfis sônico compressional, GRT e densidade. A localização da seção sísmica está representada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal.

Em relação à sua geometria externa e ao contexto tectônico, o intervalo BVE200 (ou BVE-II) demonstra moderadas variações de espessura quando estas são comparadas aos intervalos BVE300 (BVE-III; rifte superior) e BVE100 (BVE-I; *sag*), sendo aqui interpretado como depositado em um contexto tectônico misto, onde houve combinação dos processos de subsidência termal e mecânica, na transição entre as fases rifte e *sag* (Figura 9 e Figura 46 a Figura 50). Assim, sobretudo no sentido do Alto Estrutural Regional, os estratos da zona BVE200 também são reconhecidos por exibirem leves afinamentos de seção e eventuais *pich-outs*. Entretanto, os refletores internos tendem a conformidade e demonstram menores contrastes laterais e verticais de amplitudes. Os topos dos intervalos BVE300 e BVE200 são interpretados em correspondência às sequências genéticas de média escala, de lago em retração (Figura 5 e Figura 50). Contudo, a tendência de aumento de fácies *in-situ*, especialmente *in-situ shrubs*, é melhor observada, em recorrência, no intervalo BVE120, o qual será avaliado e mapeado adiante.

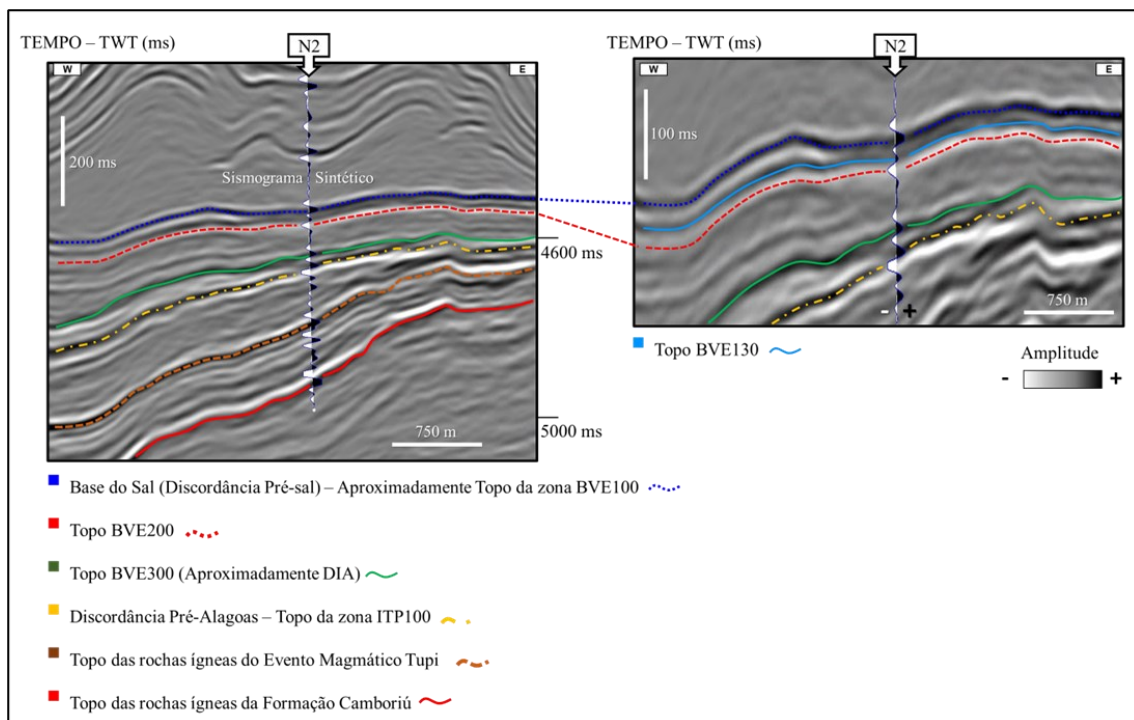


Figura 48: Visão esquemática da interpretação sísmica ao redor do poço N2 (Borda Oeste), com foco nos topos dos intervalos estratigráficos BVE100, BVE130, BVE200, BVE300 e ITP100. Na porção oeste da área de estudo, os topos dos intervalos BVE100, BVE130, BVE300 e ITP100 são usualmente representados por refletores sísmicos positivos, enquanto o topo do intervalo BVE200 é tipicamente representado por uma reflexão negativa.

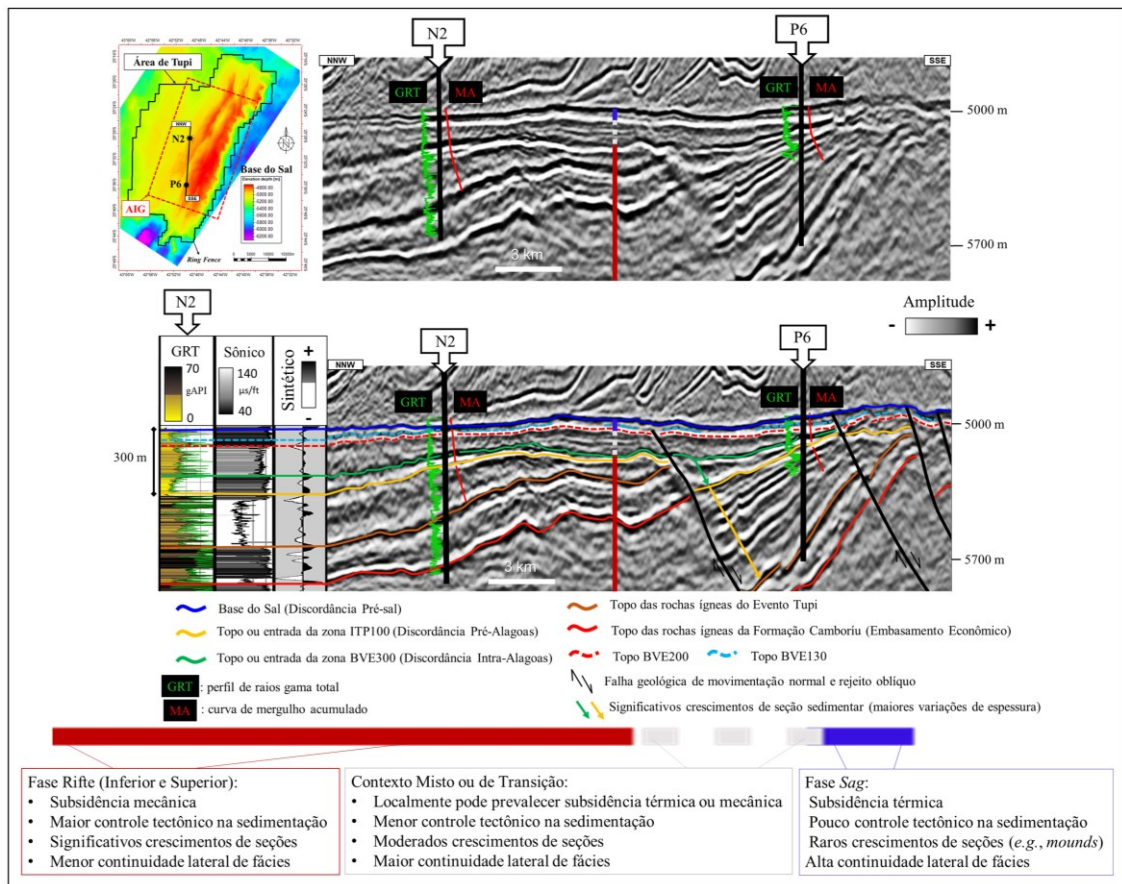


Figura 49: Visão esquemática da interpretação sísmica da seção Pré-sal ao redor dos poços N2 e P6. Na superfície sísmica representativa da DPA, notar a mudança de inclinação da reta de mergulho acumulado (MA; em vermelho) e do padrão dos perfis de raios gama total (GRT; em verde). Na seção Pré-Alagoas e no intervalo estratigráfico BVE300, especialmente ao redor do poço P6, notar a geometria externa cuneiforme dos estratos sedimentares, com terminações em *pinch-out* contra os altos do horizonte sísmico Embasamento Econômico. Do Embasamento Econômico até a Discordância Intra-Alagoas são observados e mapeados significativos crescimentos de seção (variações de espessura) característicos de um contexto rifte. Entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, zona BVE100, praticamente não há variação de espessura entre os poços e a geometria das camadas é predominantemente tabular e contínua, mais típica de um contexto tectônico do tipo *sag*.

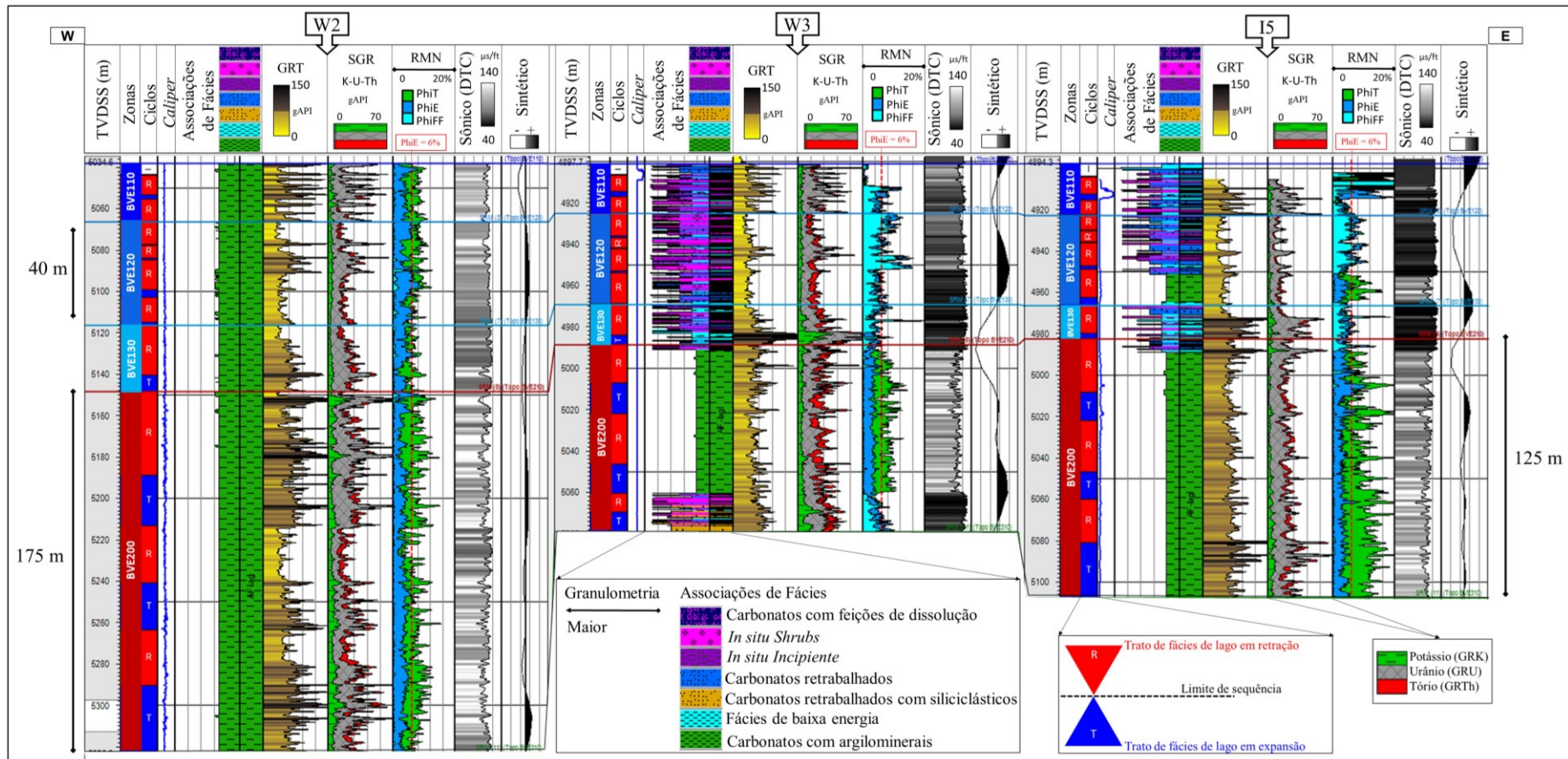


Figura 50: Interpretação dos topos dos intervalos estratigráficos BVE200, BVE130 e BVE120 em consonância com topos de ciclos de retração do lago e menores valores de GRT nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional), W3 e I5 (Borda Oeste). Observar o aumento relativo de fácies *de baixa energia* no intervalo BVE130 e os espessamentos e o predomínio de *carbonatos com argilominerais* no intervalo BVE200. Rumo aos baixos estruturais a ocorrência significativa de fácies argilosas aumenta os valores do perfil sônico e a entrada do intervalo BVE200 acaba refletiva como um pico negativo de amplitude nos sismogramas sintéticos. Cabe também apontar que no intervalo BVE200 são observadas moderadas variações de espessura, as quais nesta seção de correlação ultrapassam 50 metros. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100. Nos poços W3 e I5 desconsiderar os trechos iniciais de perfilagem que apresentam valores anômalos de RMN e de *caliper*.

O intervalo estratigráfico BVE100 ou BVE-I, foco principal deste trabalho, é o que apresenta as maiores características de um contexto *sag*, com estratos em geometria predominantemente tabular e raros crescimentos significativos de seção, o que facilita o rastreamento de padrões sísmicos, de comportamento de perfis e de empilhamento de fácies (Figura 9 e Figura 46 a Figura 50). Os perfis de raios gama exibem uma tendência bem marcada de aumento de valores tanto no sentido da base quanto do topo (Figura 5 e Figura 46 a Figura 50). Especialmente para esse intervalo estratigráfico, o reconhecimento das subzonas BVE110, BVE120 e BVE130 auxiliam na interpretação e compreensão do todo (intervalo BVE100). O intervalo estratigráfico BVE130 exibe uma tendência clara de diminuição de raios gama para o topo, porém o padrão geral de valores de raios gama do intervalo é mais elevado, quando da comparação com o intervalo BVE120. A assinatura dos perfis de densidade também é relativamente mais alta e os tempos de trânsito (perfil sísmico) são relativamente mais baixos. Nessa zona representativa da base do intervalo BVE100 como um todo, tipicamente, são esperadas significativas proporções de fácies *de baixa energia* (Figura 5, Figura 46 a Figura 50), dentre as quais destacam-se os esferulitos (Figura 33). Seguindo para a zona BVE120, o padrão usual de valores de perfis de raios gama é drasticamente alterado. Nessa zona são esperadas altas proporções de *in-situ shrubs* e conseqüentemente menores valores de raios gama. Os altos valores de GRT observados na zona BVE130, porção basal da zona BVE100, vão diminuindo gradativamente no sentido do topo da zona BVE120. O topo da zona BVE120 foi marcado em coincidência com uma superfície de máxima retração do lago (Figura 5, Figura 46 a Figura 50).

Na entrada da seção Pré-sal, a zona BVE110 é usualmente caracterizada por um inconfundível padrão serrilhado de altos valores – picos – nos perfis de raios gama, informalmente conhecida como “Marco Lula” (Wright & Barnett, 2017a, 2017b; Machado, 2018; Neves *et al.*, 2019). Diferentemente dos topos das demais zonas estratigráficas que são interpretados em consonância com limites de tratamentos de fácies de lago em retração (Figura 50), seguindo as propostas de Pedrinha *et al.* (2018) e Pedrinha *et al.* (2023), o topo do intervalo BVE110 foi marcado, na maioria dos poços estudados, próximo a um limite de expansão do lago (Figura 5 e Figura 50). Por vezes, e como comentado anteriormente ao analisar o marcador geológico denominado Base do Sal, há recorrente ausência de perfis *a cabo* nos primeiros metros do intervalo BVE100 e o seu topo é simplificarmente correspondente à superfície sísmica denominada Base do Sal.

Nos poços W3 e I5 (Figura 50) é possível notar a ausência de perfis nos primeiros metros da zona BVE100. Em situações como essas, no contexto da zona BVE100, as fácies são extrapoladas da correlação estratigráfica com poços vizinhos.

As espessuras dessas zonas internas - BVE110, BVE120 e BVE130 - variam entre aproximadamente 10 e 40 metros e, usualmente, os topos dessas zonas não são sísmicamente mapeáveis, pois há coincidência de marcadores geológicos para um mesmo refletor sísmico, a exemplo do que ocorre ao redor do poço P21 (Figura 45), onde o topo da zona BVE130 (*zero crossing*) coincide com o topo da zona BVE200 (pico positivo). Entretanto, em algumas seções sísmicas atravessadas por poços que exibem altos contrastes entre as porosidades e impedâncias acústicas observadas para esses intervalos e/ou nos raros casos onde há ganho considerável de espessura (*e.g.*, poço P20; Figura 45), o topo do intervalo BVE130 pode ser correlacionado com um refletor sísmico positivo de média a forte amplitude e, apesar da maior incerteza associada e da maior descontinuidade deste refletor, a ocorrência areal dessa zona também pode ser localmente estimada através de um mapeamento sísmico de detalhe (Figura 45, Figura 48 e Figura 49).

5.3 Inversões sísmicas e atributos sísmicos

Foram realizadas inversões sísmicas (acústica e elástica) e calculados atributos sísmicos geométricos (DIP azimuth, DIP magnitude, K1, K1 *versus strike*, *curvedness*, variância, Filtro de Sobel e *shape index*), *de pseudo-relevo* (TecVA) e *de alta frequência* (Iterdec). Esses atributos sísmicos foram utilizados para auxiliar na interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe, na extrapolação areal das relações entre associações de fácies e propriedades elásticas e petrofísicas observadas nos poços e, ainda, na identificação e caracterização de feições e fácies sísmicas com significado deposicional e/ou diagenético.

Especificamente para auxiliar na visualização de macro variações laterais de amplitude sísmica e impedância acústica, bem como no reconhecimento e interpretação da geometria externa de algumas feições sísmicas típicas dos carbonatos do Pré-sal – *e.g.*, *mounds* carbonáticos – foram gerados o atributo sísmico pseudo-impedância (produto intermediário do processo de inversão sísmica acústica *de alta frequência*) e aplicado um filtro de frequências, do tipo trapezoidal corta-altas, e com decaimento ou rampa de 40 Hz até 80 Hz , ao dado de amplitude original pré-condicionado (após o balanceamento

espectral e a aplicação da Transformada *Curvelet*, este último para a remoção de ruídos coerentes).

5.3.1 Inversões sísmicas acústica e elástica

Para as inversões sísmicas foram adotadas duas técnicas:

- i. Inversão sísmica acústica *sparse-spike* (Wang, 2014) e *de alta frequência* (Cunha *et al.*, 2019) e
- ii. Inversão sísmica elástica baseada na metodologia *constrained sparse-spike* (Pendrel, 2001).

Diversos são os benefícios do emprego de dados de inversão sísmica durante o processo de caracterização de reservatórios: interpretação estratigráfica de propriedades de camadas ao invés de propriedades de interface; remoção dos efeitos da *wavelet*, dentro da banda sísmica, com o potencial de estender o conteúdo de frequências e aumentar a resolução vertical; combinação de dados sísmicos e de poços para prever propriedades de rocha em toda a área com cobertura sísmica, com possibilidade de interpretações qualitativas e quantitativas da qualidade dos reservatórios; discriminação de litofácies ou associações de fácies (Helland-Hansen *et al.*, 1997; Russel, 1988; Pendrel, 2006; Doyen, 2007; Teixeira *et al.*, 2017; Ferreira & Lupinacci, 2018; Cunha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020; Penna *et al.*, 2021; Sokolov *et al.*, 2021; Lupinacci *et al.*, 2023).

Na área de estudo, através das análises petrogeofísicas, ficou demonstrado que não é possível estabelecer uma relação direta entre uma única associação de fácies e uma faixa específica de valores de impedância acústica ou impedância cisalhante. Entretanto, combinando tendências de valores de impedância acústica (ou impedância cisalhante) com o atributo razão V_p/V_s , se torna possível distinguir entre classes de porosidade efetiva (Fácies *Reservatório*, *Não-Reservatório Fechada* e *Não-Reservatório Argilosa*) e assumir o predomínio de grupos de associações de fácies (Tabela 5). Essas observações justificam o investimento nos processos de inversões sísmicas acústica e elástica. Além do mais, os volumes sísmicos derivados dos processos de inversão sísmica, especialmente quando combinados com outros atributos (*e.g.*, geométricos) e com informações acerca do posicionamento geográfico – uma vez que as fácies argilosas, por exemplo, são observadas nos poços perfurados em baixos estruturais – comprovadamente facilitam a interpretação de feições e fácies sísmicas nos reservatórios do Pré-sal (Jesus *et al.*, 2017; Cruz, 2019; Cunha *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Oliveira *et al.*,

2019; Ferreira *et al.*, 2021a; Cruz *et al.* 2021a; Fernandes & Lupinacci, 2022; Lupinacci *et al.*, 2023).

As técnicas de inversão sísmica adotadas combinaram amplitude sísmica, interpretação sismoestratigráfica regional e dados de 42 poços (perfis, marcadores geológicos interpretados e amarrações sísmica-poço). Os poços I4, I7, I8, IG3, I12, P2, P7, P10 e P20 serviram de *blind* testes (Figura 51). Etapas comuns aos fluxos das inversões sísmicas acústica e elástica empregadas são a construção de um modelo estratigráfico a partir da interpolação de horizontes sísmicos selecionados, a amarração poço-sísmica e a extração das *wavelets*, a construção de modelos de baixa frequência a partir da interpolação lateral das impedâncias e das densidades dos poços e o controle de qualidade dos volumes sísmicos gerados através da correlação entre as tendências e os valores de impedância provenientes da inversão sísmica com os perfis de impedância dos poços.

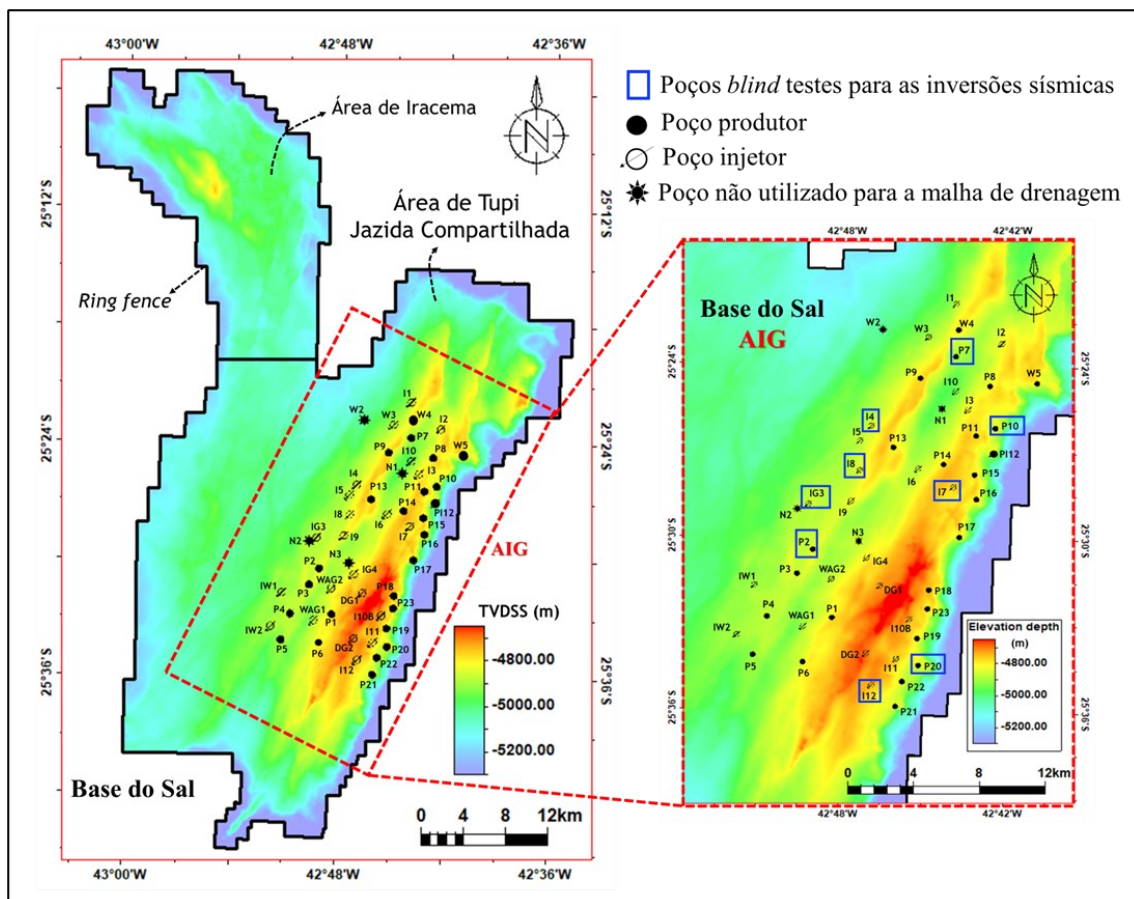


Figura 51: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização da área de interesse geológico (AIG; polígono pontilhado em vermelho) e dos poços selecionados para este trabalho. O subconjunto de poços destacados por retângulos azuis serviu de *blind* testes para avaliar a qualidade das inversões sísmicas acústica e elástica realizadas.

Métodos tradicionais de inversão sísmica já proporcionam um aumento de resolução sobre os dados sísmicos de amplitude. A ampliação da banda sísmica nas baixas frequências se dá através da construção de um modelo inicial de baixas frequências, o qual pode ser gerado a partir da interpolação da baixa frequência contida nos perfis dos poços. Quando se trata da ampliação da banda sísmica nas altas frequências, a inversão *sparse-spike* convencional trabalha avivando as amplitudes relativas às frequências mais altas, porém usualmente restrita (ou muito próxima) à banda de frequências original (Doyen, 2007; Cunha *et al.*, 2019; Pei *et al.*, 2021; Sokolov *et al.*, 2021). A metodologia adotada para a inversão acústica *sparse-spike* e *de alta frequência* foi desenvolvida e descrita por Cunha *et al.* (2019). No fluxo de inversão *de alta-frequência*, antes de proceder à inversão *sparse-spike*, ocorre a aplicação do processo de deconvolução iterativa (Iterdec), o qual funciona como um pré-condicionamento do dado de amplitudes, ampliando previamente a banda de frequências do dado. Através da inversão sísmica *de alta frequência* se tornou possível identificar camadas de até 10 m na área de estudo.

O fluxo geral de inversão sísmica acústica *de alta frequência* empregado é exibido na Figura 52. Resumidamente, o processo Iterdec deconvolve a assinatura do pulso sísmico, atenuando os lobos laterais, efeitos de interferência, aumentando a energia do sinal sísmico tanto nas baixas como nas altas frequências e promovendo um significativo aumento da resolução dos eventos. Após a deconvolução do pulso, ocorre o balanceamento espectral, de modo a simular a forma espectral da função refletividade das rochas. Devido ao caráter cíclico da sedimentação, como também ao fato de os coeficientes de reflexão não seguirem uma distribuição normal, há usualmente mais energia nas altas frequências do que nas baixas frequências, configurando a cor azul do espectro (Rosa, 2010). A aplicação da tendência espectral da refletividade da subsuperfície ao volume Iterdec se dá através da modelagem de coloração espectral, procedimento conhecido como “coloração do espectro de frequências” (Rosa & Ulrych, 1991). O volume Iterdec Colorido é então submetido à integração em tempo, no intuito de converter a refletividade para impedância relativa. A próxima etapa envolve o processo denominado de pseudo-impedância, uma combinação de filtros estruturais temporais e espaciais, aplicados ao volume de impedância relativa, e que visam a atenuação dos ruídos decorrentes da deconvolução iterativa e da integração, incluindo a diminuição do *ruído de baixa frequência* amplificado pela integração. Após a supressão desses ruídos, o dado de pseudo-impedância é derivado, resultando em um novo volume sísmico de

refletividades, denominado *volume de refletividade de alta resolução*. Este dado é menos ruidoso, apresenta melhor continuidade das reflexões, e possui banda de frequências estendida tanto para as frequências mais altas como para as mais baixas. O *volume de refletividade de alta resolução* é a entrada para a inversão sísmica *sparse-spike* em duas etapas. A impedância acústica obtida a partir da primeira inversão sísmica é filtrada e utilizada como modelo de baixa frequência na segunda inversão sísmica. Assim, as feições estratigráficas tornam-se mais contínuas lateralmente, removendo boa parte dos artefatos subverticais indesejáveis. As frequências “de *merge*” utilizadas foram: 4 Hz na primeira etapa e 12 Hz na segunda etapa.

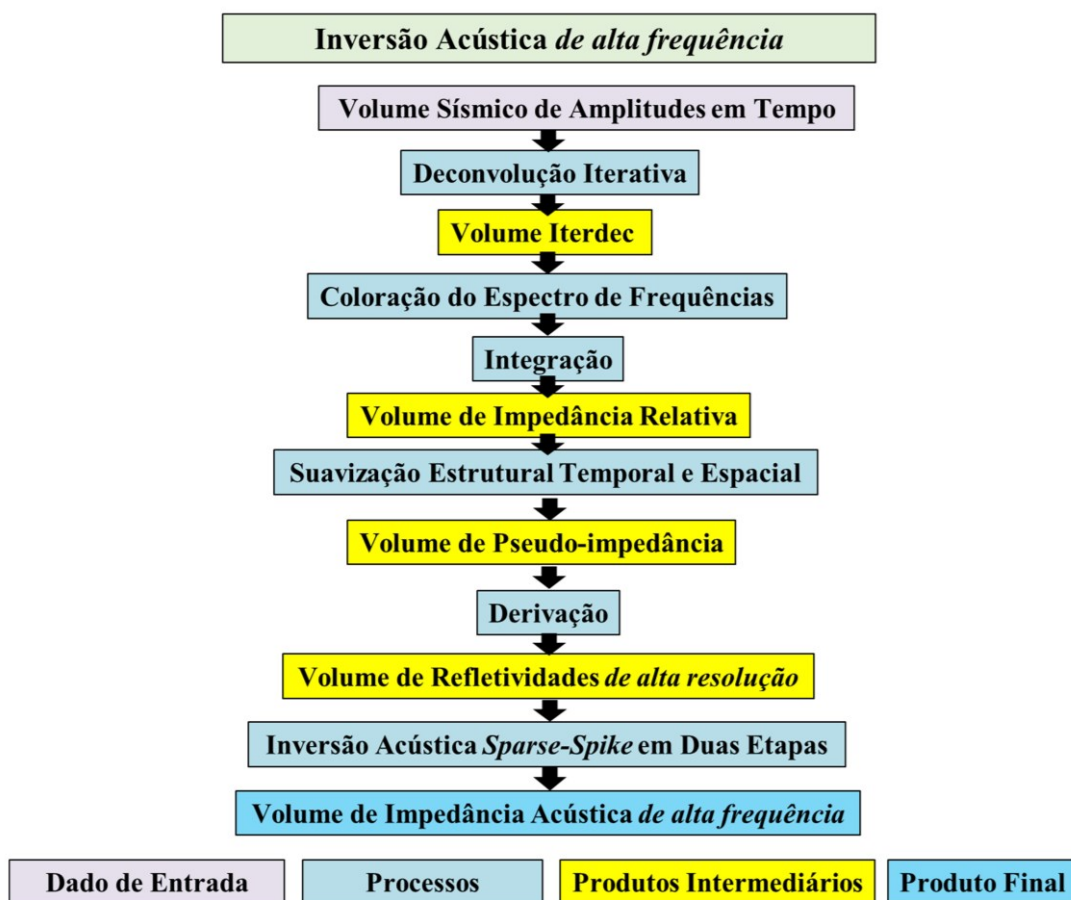


Figura 52: Fluxo geral de inversão sísmica acústica *de alta frequência* empregado neste trabalho. A metodologia de inversão acústica *sparse-spike* e *de alta frequência* foi desenvolvida e descrita por Cunha *et al.* (2019).

A inversão sísmica elástica foi baseada em metodologia *constrained sparse-spike* convencional e aplicada comumente na indústria de óleo e gás (Pendrel, 2001). Neste trabalho, foram utilizados 5 volumes de amplitude, empilhamentos parciais em tempo e por faixas de ângulos (5-17°; 15-27°; 20-30°; 25-37°; 33-43°). As *wavelets* foram inicialmente estimadas poço-a-poço no volume pós-empilhamento e em cada um dos empilhamentos parciais. Após, apenas uma *wavelet* média foi considerada para cada empilhamento. O mesmo modelo estratigráfico foi utilizado para ambas as inversões (acústica e elástica). A fim de evitar a necessidade de excessiva edição manual do *grid* estratigráfico em zonas de *pinch-out* de camadas, foram selecionados os horizontes sísmicos de mais fácil interpretação regional, relacionados com maiores espessuras sísmicas e de ampla ocorrência areal. Os horizontes sísmicos relativos aos topos dos intervalos estratigráficos BVE200 e BVE300 não foram utilizados. A interpretação regional foi realizada “a cada 72 *inlines* e a cada 72 *xlines*”, ou seja, a malha de interpretação regional é de 900 metros (Figura 53). O modelo estratigráfico adota escala vertical de 4 ms e camadas proporcionais.

Como o processo de alta frequência envolve inversão acústica *sparse-spike* em duas etapas, para economizar tempo de processamento e sem prejuízo ao processo de interpretação, o volume de impedância acústica *de alta frequência* é clipado logo abaixo do embasamento econômico. Os volumes de impedância acústica e impedância cisalhante provenientes da inversão sísmica elástica, bem como alguns produtos intermediários da inversão sísmica *de alta frequência*, possuem informação até a profundidade final do dado sísmico de amplitudes. Para a construção dos modelos de baixa frequência para a inversão sísmica elástica foi utilizado o conteúdo de baixa frequência dos poços, interpolação por “vizinhos naturais” e frequência “de *merge*” de 7Hz. Um maior detalhamento do fluxo de trabalho empregado na inversão sísmica acústica *de alta frequência*, bem como uma visão esquemática do fluxo, principais processos e produtos da inversão sísmica elástica são exibidos na Figura 54 e na Figura 55.

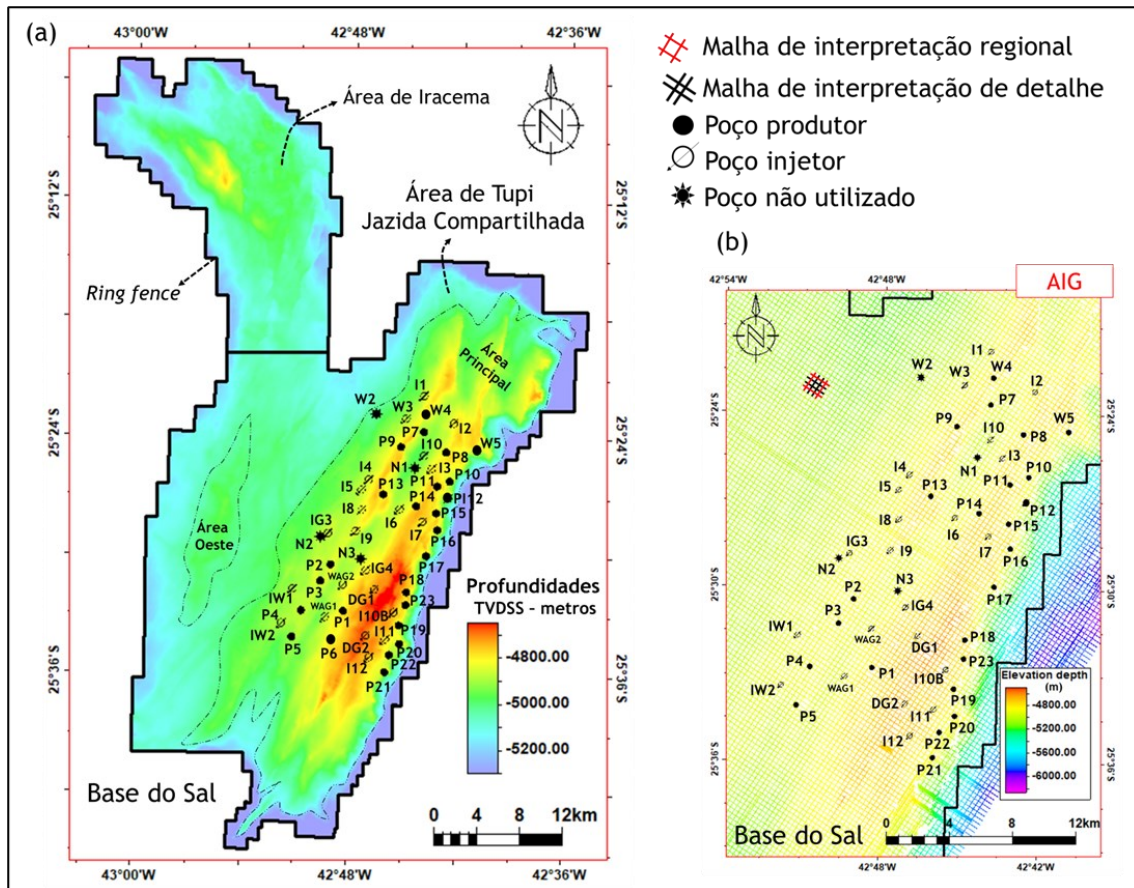


Figura 53: Mapa estrutural da Base do Sal no Campo de Tupi, com a localização das áreas de Iracema e Tupi (Principal e Oeste) e com o posicionamento dos poços selecionados para este trabalho (a). Em destaque na área de interesse geológico (AIG), a interpretação do horizonte sísmico Base do Sal (não interpolado) e a representação das malhas de interpretação sísmica regional (ilustrada por linhas vermelhas) e de detalhe (ilustrada por linhas pretas).

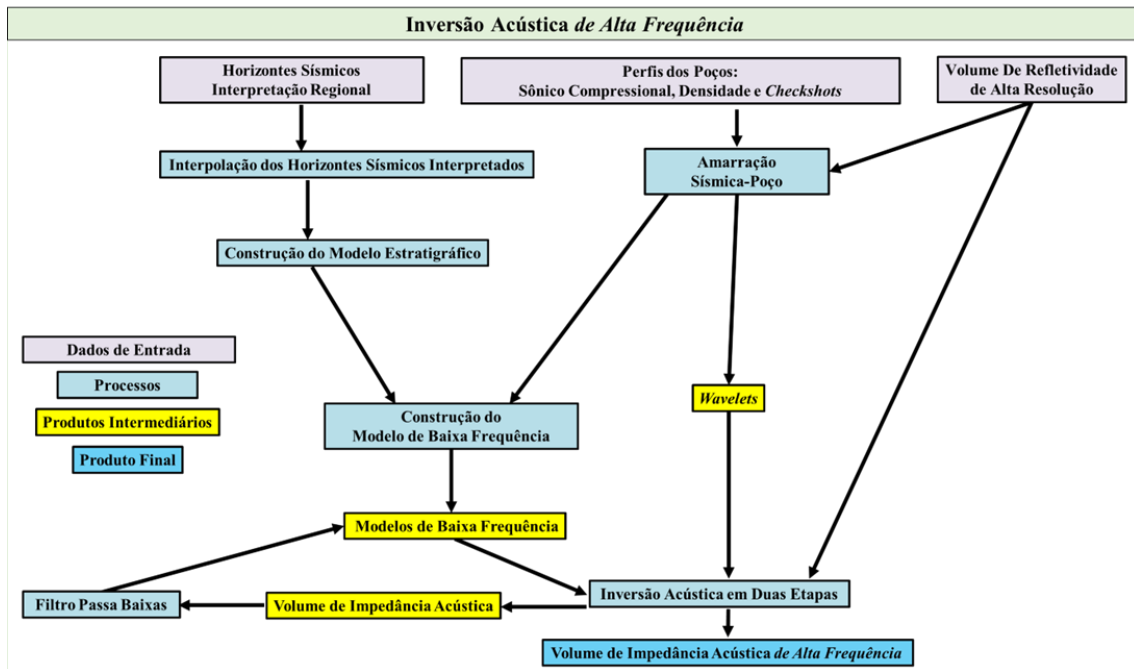


Figura 54: Detalhamento do fluxo geral de inversão sísmica acústica *de alta frequência* empregado neste trabalho. A metodologia de inversão acústica *sparse-spike* e *de alta frequência* foi desenvolvida e descrita por Cunha *et al.* (2019).

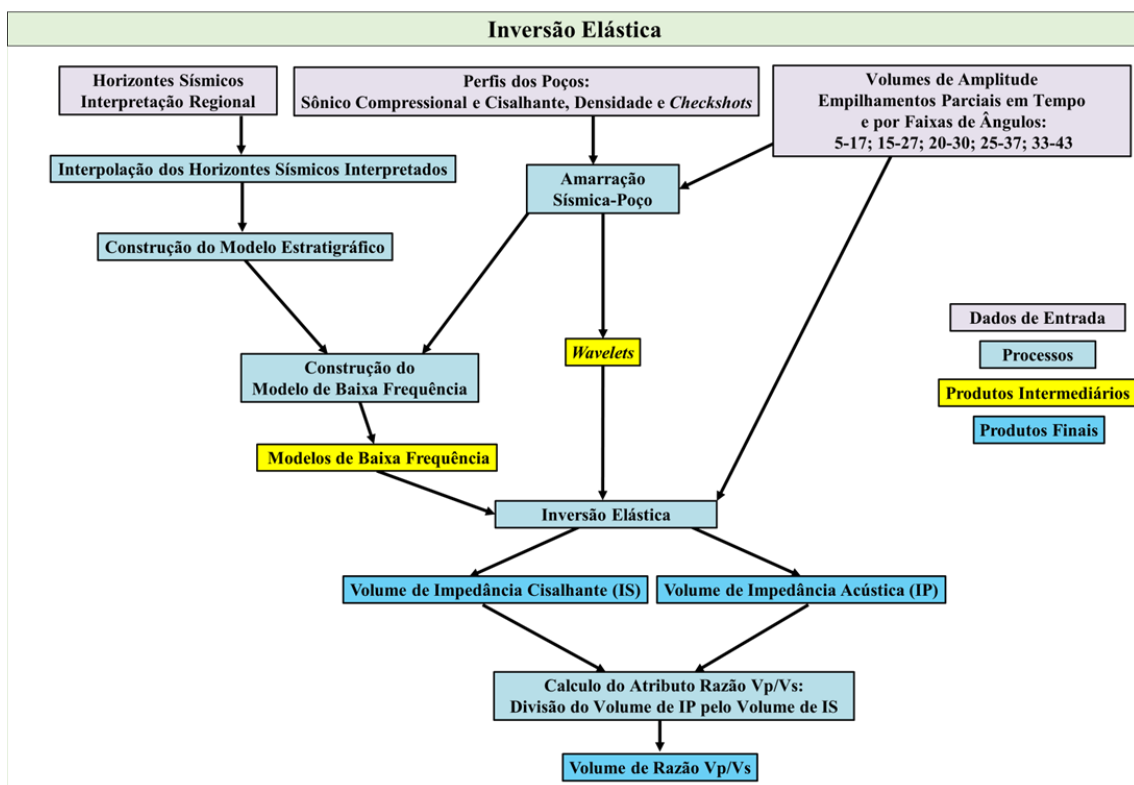


Figura 55: Visão esquemática do fluxo de trabalho de inversão sísmica elástica empregado neste trabalho, com principais processos executados e produtos gerados.

Para avaliação dos produtos das inversões sísmicas foram confrontados os perfis de impedância acústica calculados nos poços a partir dos perfis sônico e densidade com os perfis de impedância acústica derivados dos processos de inversão sísmica. Os volumes de impedância acústica e pseudo-impedância, por exemplo, demonstraram altíssima concordância com os perfis de impedância acústica dos poços, inclusive com os perfis dos poços selecionados como *blind* testes (Figura 56). A impedância acústica derivada do processo de inversão elástica melhor representa as mais sutis variações verticais e laterais de impedância acústica observadas nos poços, capturando bem, até mesmo, intercalações entre as Fácies *Reservatório* e *Não-reservatório Argilosa* (e.g., poço P7; Figura 56) e auxiliando na interpretação da zona BVE130, onde predominam Fácies *Não-Reservatório Fechadas* (e.g., seção sísmica C-D; Figura 56). O atributo pseudo-impedância é de caráter mais contínuo, porém ressalta importantes geometrias (e.g., feição de *mound* atravessada pelo poço I10; Figura 56), as principais variações laterais e verticais de impedância acústica (macro variações de baixa frequência) e, em algumas situações, exibe melhor similaridade vertical com as macro-feições sísmicas observadas nos poços (e.g., poço P7; Figura 56), ressaltando limites de sequências estratigráficas e/ou importantes interfaces de camadas geológicas.

Na seção sísmica C-D, exibida na Figura 56, o pacote de rochas atribuído ao intervalo estratigráfico BVE100 está muito bem definido, tal como o topo do intervalo BVE200, marcado pelo aumento de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. A análise das correlações entre as impedâncias absolutas provenientes dos processos de inversão sísmica e as impedâncias calculadas em poço também indica uma alta qualidade dos produtos gerados, com correlações superiores a 0,80 (Figura 57, Figura 58 e Figura 59). Em complemento, foram verificadas as relações entre as classes de porosidade efetiva propostas e os atributos calculados, com foco nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200 (Figura 60). Notadamente, persiste a possibilidade de separação das classes de porosidade efetiva tal como previamente definidas a partir dos perfis dos poços (Tabela 5; Figura 44) e, conseqüentemente, torna-se viável a interpretação areal e/ou volumétrica da qualidade porosa dos reservatórios, com previsões para toda a área coberta pelos atributos sísmicos.

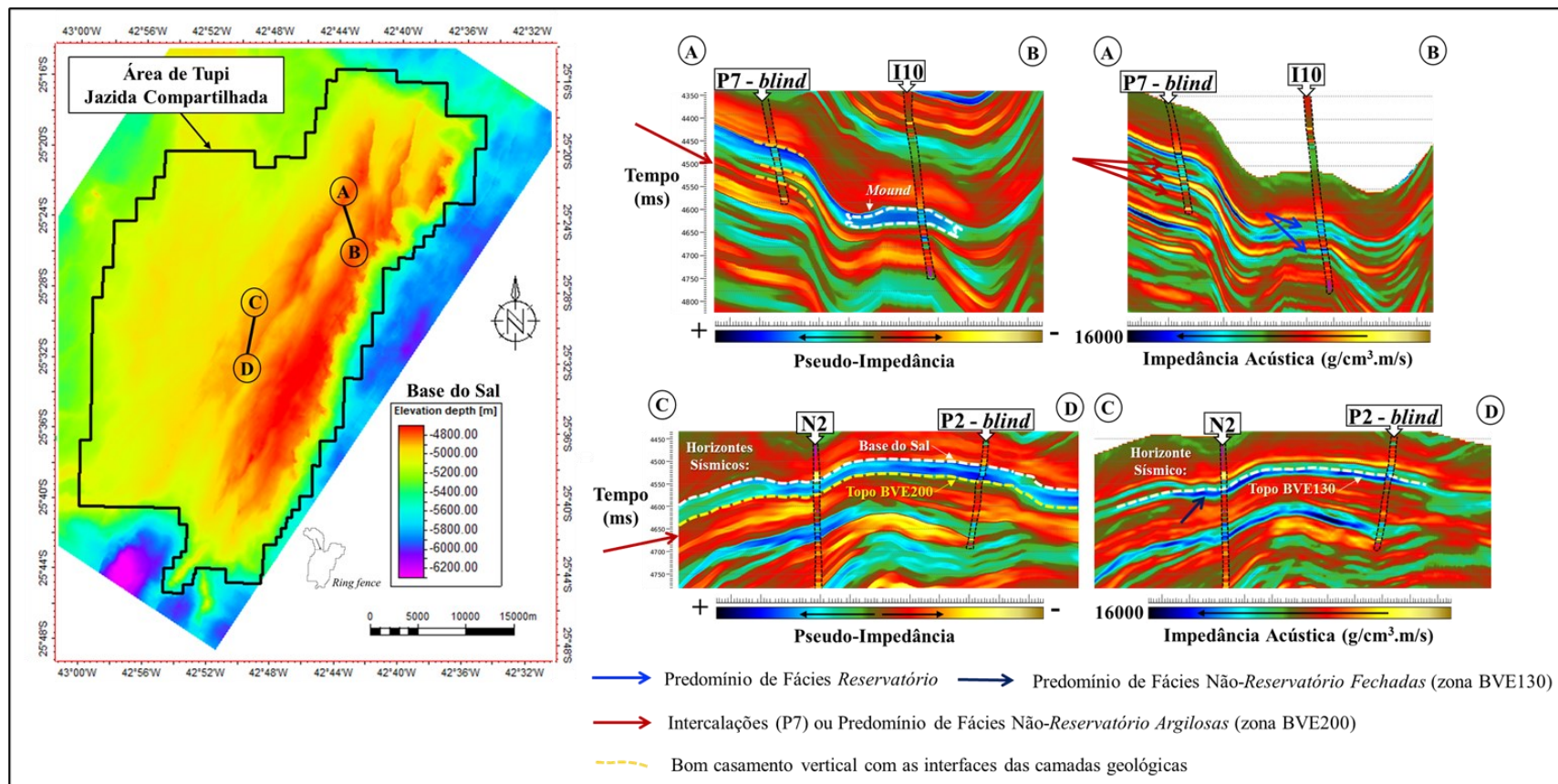


Figura 56: Mapa estrutural da Base do Sal do Campo de Tupi com exemplos de seções sísmicas interpretadas para controle de qualidade dos volumes sísmicos pseudo-impedância e impedância acústica. A qualidade desses produtos é atestada pela similaridade com os perfis de impedância acústica calculados nos poços. Nas seções de impedância acústica estão melhores representadas as mais sutis variações de impedância acústica. Notar as intercalações entre as Fácies Reservatório (moderados a baixos valores de impedância acústica) e as Fácies Não-reservatório Argilosa (baixos valores de impedância acústica) no poço P7, além da boa definição da zona BVE130, onde predominam Fácies Não-Reservatório Fechadas, na seção sísmica C-D. O atributo sísmico pseudo-impedância traz informações complementares para a interpretação sísmica, resalta importantes geometrias (e.g., feição de mound atravessada pelo poço I10) e as principais variações de impedância acústica. É muito clara a separação da zona BVE100 na seção sísmica C-D. Escala dos perfis: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

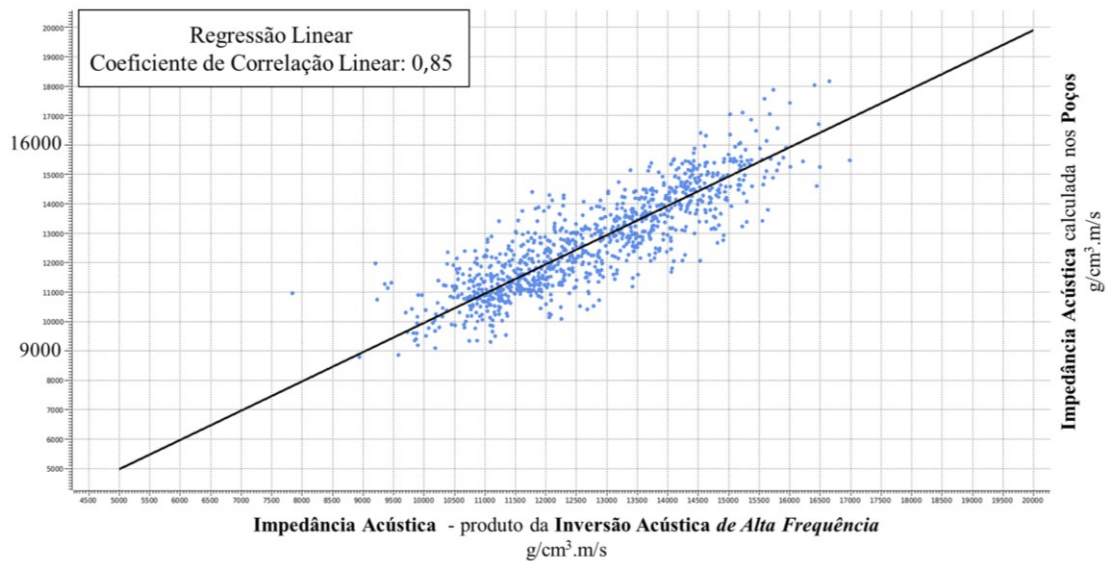


Figura 57: Correlação entre valores de impedância acústica, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância acústica provenientes do processo de inversão sísmica acústica *de alta frequência*, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância acústica calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico compressional). O coeficiente de correlação linear de 0,85 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sísmoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

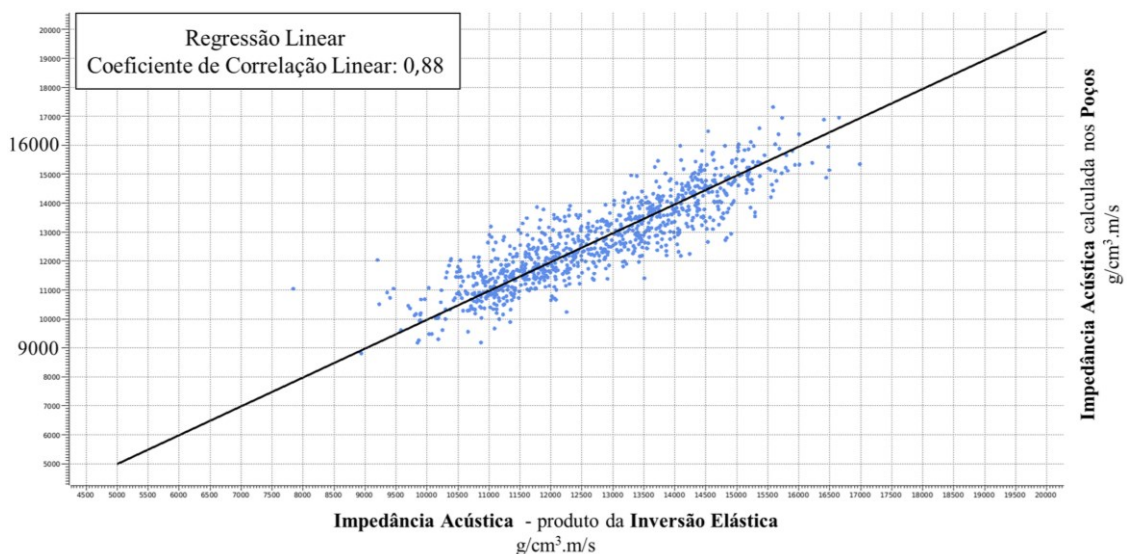


Figura 58: Correlação entre valores de impedância acústica, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância acústica provenientes do processo de inversão sísmica elástica, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância acústica calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico compressional). O coeficiente de correlação linear de 0,88 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sísmoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

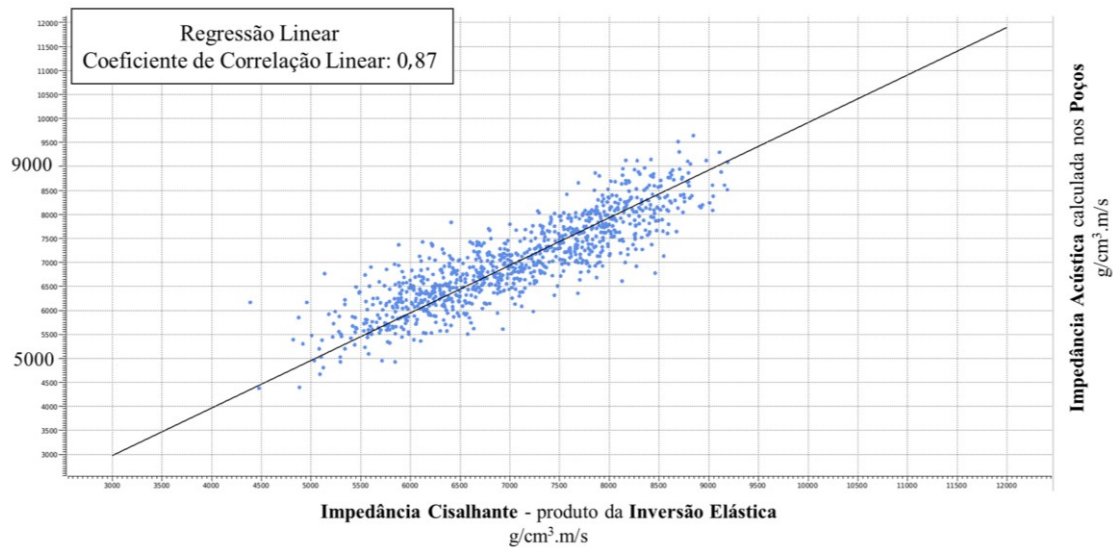


Figura 59: Correlação entre valores de impedância cisalhante, considerando 51 poços. No eixo das abscissas são plotados os valores de impedância cisalhante provenientes do processo de inversão sísmica elástica, amostrados do volume sísmico correspondente, nas posições dos poços perfurados (*pseudo-logs*). No eixo das ordenadas são plotados os valores de impedância cisalhante calculados a partir dos perfis dos poços (densidade e sônico dipolar). O coeficiente de correlação linear de 0,87 atesta a alta qualidade do atributo sísmico gerado e permite sua utilização para balizar interpretações sismoestratigráficas e de fácies. *Escala dos perfis*: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

O ganho de resolução vertical com a inversão sísmica elástica também foi estimado (Figura 61). Foi utilizado o modelo de impedância acústica exibido na Figura 23, suavizado para o mesmo conteúdo de frequências do volume de impedância acústica obtido com a inversão elástica (0–80 Hz). Em suma, nota-se agora que, até 25 metros, as espessuras reais e aparentes são idênticas e, até 20 metros, as espessuras aparentes são muito próximas das espessuras reais. Levando em conta as diferentes resoluções verticais de cada atributo sísmico calculado, bem como as nuances de feições sísmicas que cada um deles destaca, entendeu-se que a melhor opção metodológica para uma interpretação sísmica de detalhe é combinar as informações provenientes desses atributos sísmicos acústicos e elásticos.

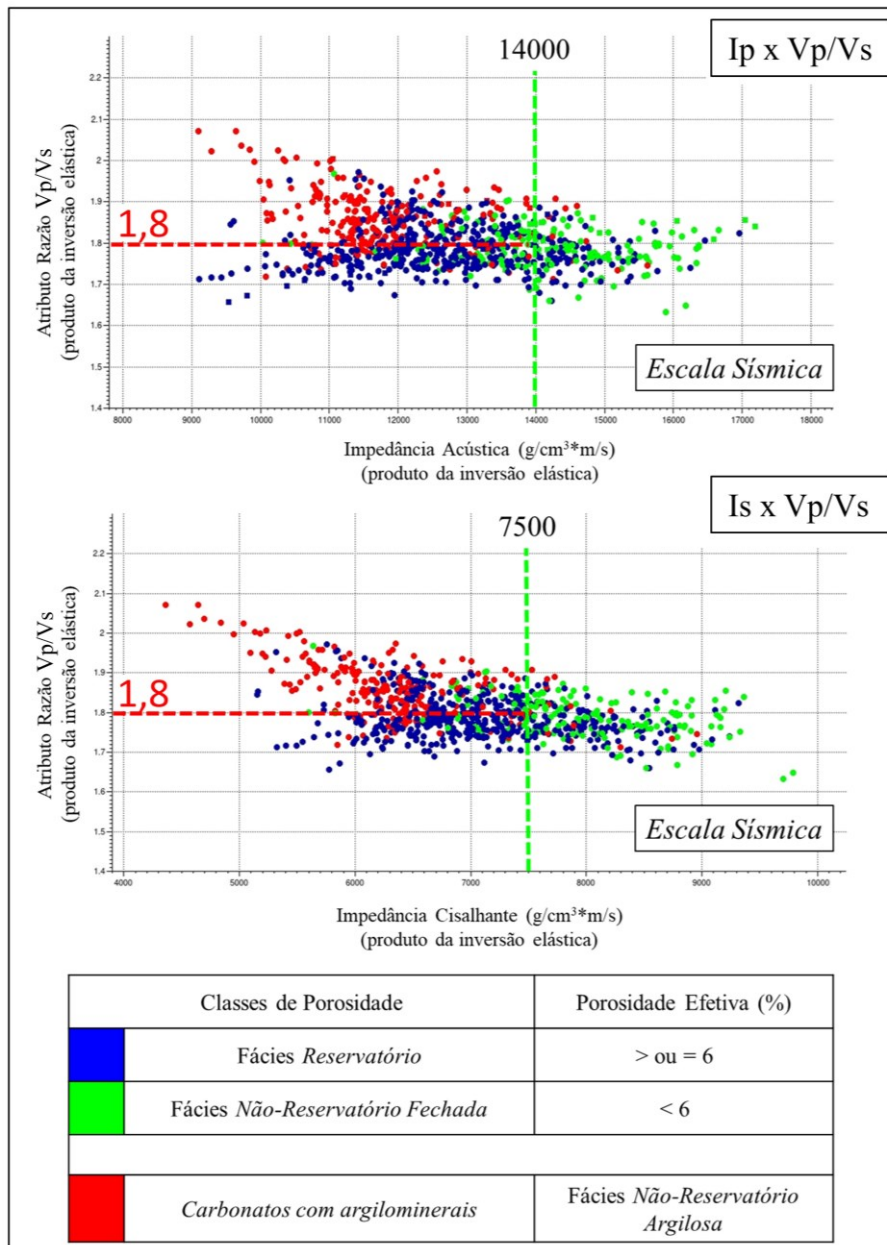


Figura 60: Gráficos de dispersão cruzada (*xplots*) de I_p versus V_p/V_s e I_s versus V_p/V_s construídos a partir dos produtos da inversão sísmica elástica e coloridos por classes de porosidade efetiva. Notadamente, persiste a possibilidade de separação das classes previamente definidas a partir da análise dos perfis dos poços. A classe de porosidade *Fácies Reservatório* é composta por amostras de valor igual ou superior a 6% de porosidade efetiva. Abaixo de 6% de porosidade efetiva e para os maiores valores de impedância distingue-se a classe de porosidade *Fácies Não-Reservatório Fechada*. Os carbonatos com argilominerais são assinalados como *Fácies Não-Reservatório Argilosa* independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora majoritariamente estejam relacionados com valores de PHIE menores que 6% e altos valores de V_p/V_s . Os valores de I_p , I_s e V_p/V_s são amostrados dos volumes sísmicos correspondentes, nas posições dos 51 poços da área de estudo (*pseudo-logs*). *Pseudo-logs* na escala sísmica: uma amostra a cada 4 ms e filtro corta-altas 60-80Hz.

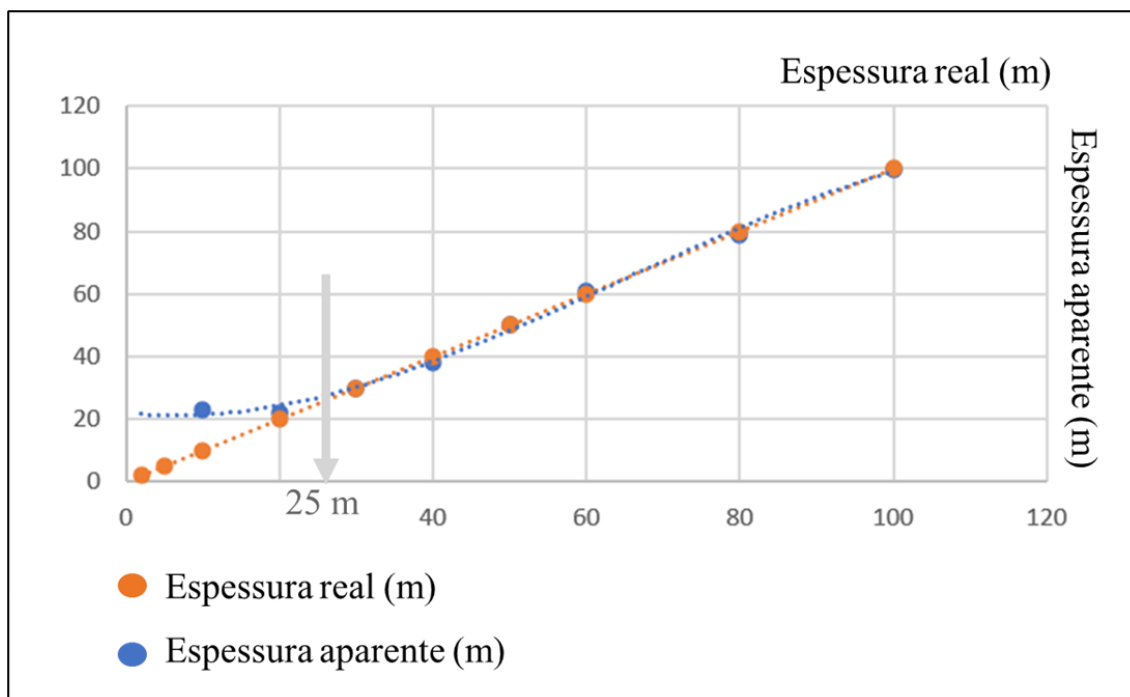


Figura 61: Análise da espessura de *tuning* do volume sísmico de impedância acústica, obtido através da inversão sísmica elástica. Do gráfico de espessura real *versus* espessura interpreta-se uma espessura de *tuning* de aproximadamente 25 metros. Observa-se que, até 25 metros, as espessuras reais e aparentes são idênticas e que, até 20 metros, as espessuras aparentes são muito próximas das espessuras reais.

5.3.2 Atributos sísmicos geométricos e de *pseudo-relevo*

Com o propósito de auxiliar, sobretudo, no reconhecimento das principais tendências estruturais da área de estudo e no mapeamento sísmico de falhas geológicas, discordâncias angulares (*e.g.*, DIA e DPA) e feições relacionadas com processos de cartstificação, foram calculados o atributo sísmico de *pseudo-relevo* TecVA (Bulhões & Amorim, 2005) e os atributos sísmicos geométricos *DIP* azimuth, *DIP* magnitude, *KI* (curvatura principal mais positiva), *KI versus Strike*, *Curvedness*, Variância, Filtro de Sobel e *Shape Index* (Chopra & Marfurt, 2007; Chopra & Marfurt, 2013; Oliveira *et al.*, 2019; Verma *et al.*, 2022; AASPI, 2023). Os atributos geométricos foram calculados nas plataformas AASPI, da Universidade de Oklahoma, e SISMO® (www.sismo.com.br), e a Figura 62 resume os principais processos executados e volumes sísmicos gerados. Esses atributos sísmicos também contribuem na identificação de transições estratigráficas, na interpretação dos limites da plataforma carbonática e para discriminar elementos deposicionais e diagenéticos (Posamentier & Kolla, 2003).

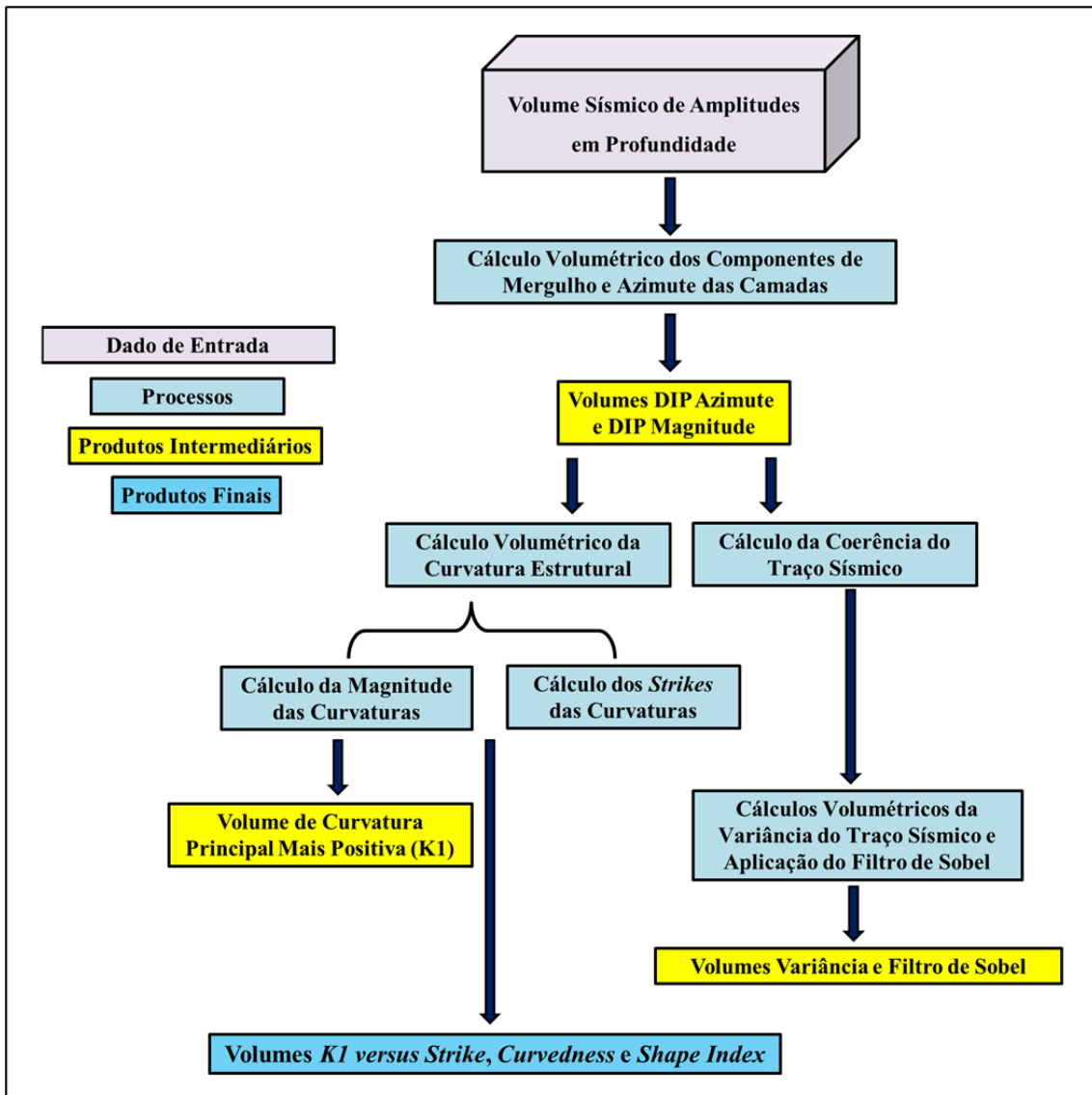


Figura 62: Fluxo de trabalho esquemático do cálculo de atributos sísmicos geométricos, destacando os principais processos executados e produtos gerados (volumes sísmicos). Adaptado de Chopra & Marfurt (2007; 2013), Oliveira *et al.* (2019) e AASPI (2022).

5.4 Mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe

Em posse dos atributos sísmicos calculados nas etapas anteriores, realizou-se o mapeamento detalhado dos horizontes sísmicos - Embasamento Econômico, Topo do Evento Magmático Tupi, DPA, DIA, Topo BVE200, Topo BVE130 e Base do Sal - e das falhas geológicas. Os critérios de mapeamento sismoestratigráfico foram estabelecidos durante os estudos petrogeofísicos, que geraram diversos outros dados, incluindo o zoneamento estratigráfico e os marcadores geológicos, a *amarração rocha-perfil-sísmica* e os sismogramas sintéticos. Nesta fase, a interpretação sísmica foi realizada em profundidade e “a cada 24 *inlines* e a cada 24 *xlines*”, ou seja, a malha de interpretação sísmica de detalhe é de 300 metros (Figura 53). O volume sísmico de amplitude original pré-condicionado (após balanceamento espectral e Transformada *Curvelet*) foi utilizado como base para as interpretações. Assim, o *picking* sísmico de horizontes e falhas foi realizado no volume de amplitudes sísmicas em profundidade, levando em consideração as correlações e *amarrações* rocha-perfil-sísmica, e contou com o apoio do volume sísmico de amplitudes em tempo e dos demais atributos sísmicos calculados. Tudo isso foi feito com o objetivo de obter uma solução de interpretação sísmica compatível com todos os dados disponíveis. Além disso, foram observadas fácies e feições sísmicas que poderiam contribuir para a individualização e caracterização dos intervalos estratigráficos.

Os horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (topo dos basaltos da Formação Camboriú) foram os primeiros horizontes sísmicos rastreados, interpolados e analisados na forma de mapas estruturais (Figura 63). Estrategicamente, esses horizontes sísmicos e as falhas geológicas associadas foram rastreados em quase toda a extensão do volume de amplitudes sísmicas em profundidade – recobrimdo toda a Área de Tupi (Campo de Tupi, Jazida Compartilhada), e não somente a área de estudo – para se obter uma visão geral dos principais altos estruturais, dos grandes depocentros sedimentares, da orientação regional das principais falhas geológicas e de áreas mais ruidosas e de maior incerteza.

Para uma visão regional ainda mais ampla, foram adicionalmente interpretados o horizonte sísmico Base do Sal e algumas falhas geológicas na Área de Iracema (Figura 15 e Figura 16). Em seguida, foram extraídos valores dos atributos sísmicos geométricos nas posições dos horizontes sísmicos regionais da Área de Tupi. Os *horizon slices* exibem as principais tendências estruturais da Área de Tupi, auxiliam na definição de quais falhas

podem ser mapeadas, apontam uma diferenciação faciológica para a Borda Leste e sugerem limites para a plataforma carbonática (Figura 64 a Figura 68).

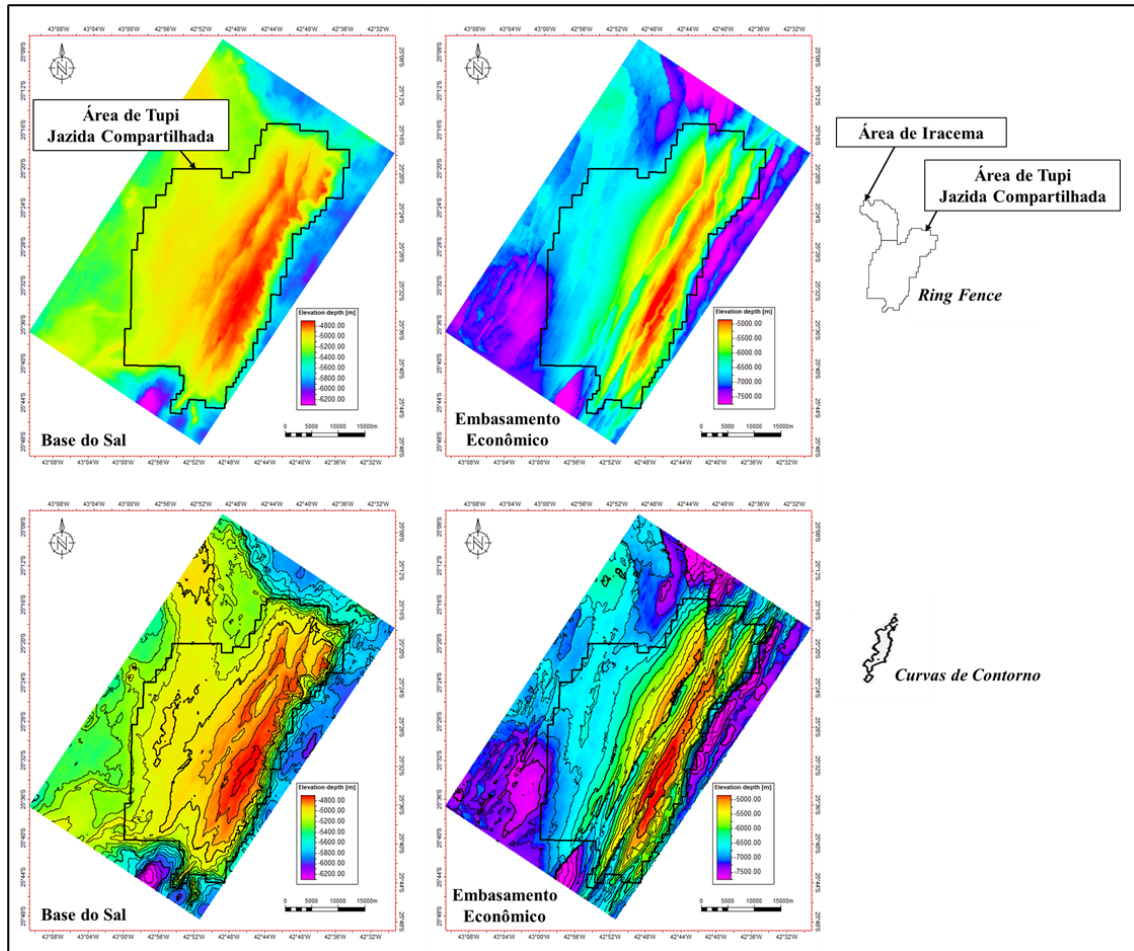


Figura 63: Mapas estruturais ilustrativos da interpretação sísmica regional dos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (topo dos basaltos da Formação Camboriú). As interpretações desses horizontes recobrem toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada) e fornecem uma visão geral dos principais altos estruturais (em tons de vermelho), dos grandes depocentros sedimentares (em tons de roxo) e da estruturação predominantemente NE-SW que se estende desde a Formação Camboriú até a Formação Barra Velha (refletida nas curvas de contorno). A área de maior confiabilidade dos dados sísmicos, especialmente nas margens norte, sul e leste (bordas de aquisição sísmica), é equivalente ao polígono do *ring fence* (polígono preto).

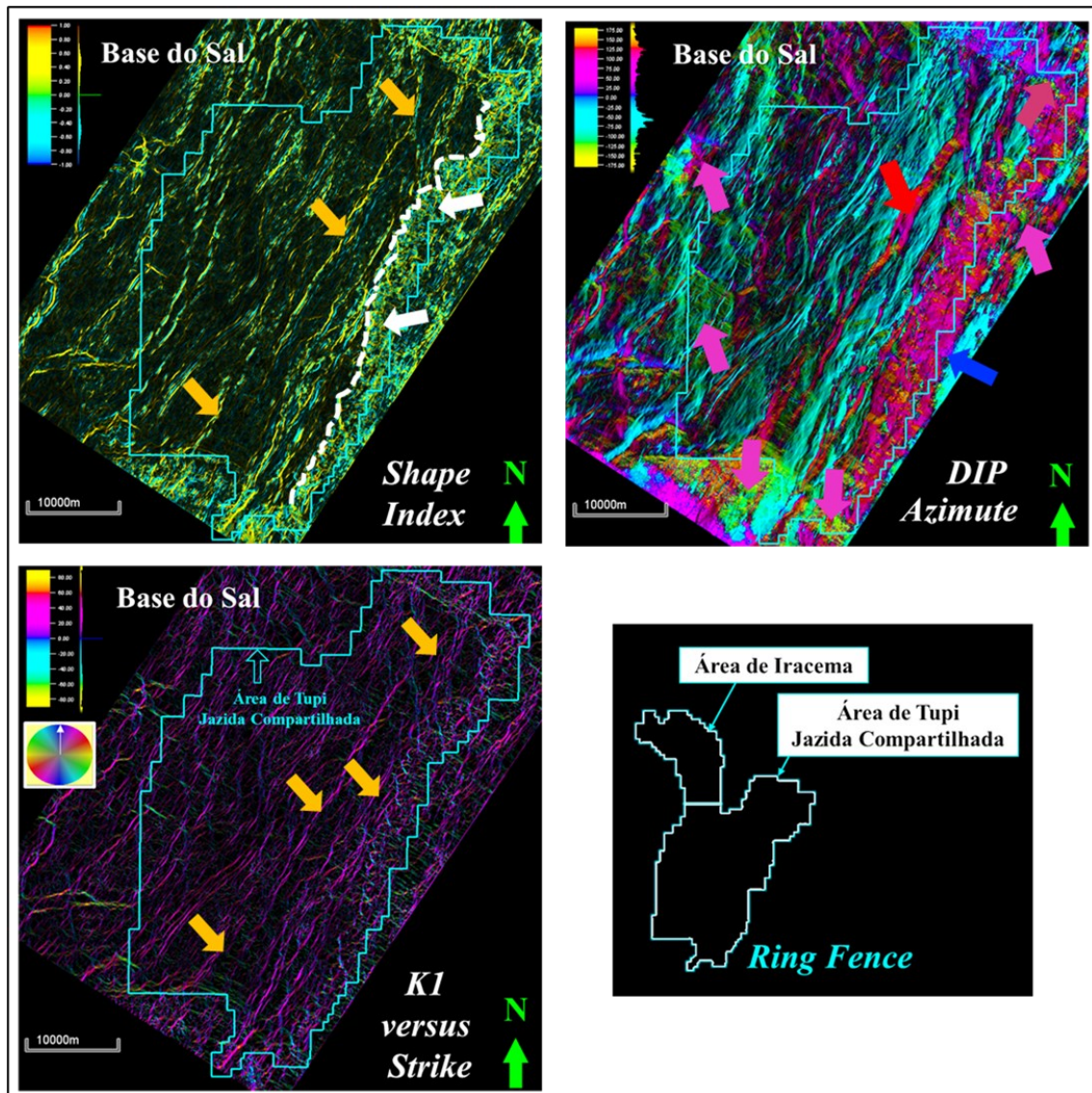


Figura 64: Extração dos atributos sísmicos *Shape Index*, *Dip Azimuth* e *K1 versus Strike* no horizonte sísmico Base do Sal (*horizon slices*), recobrendo toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas dos atributos sísmicos *Shape Index* e *K1 versus Strike* destacam bem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas (exemplificados por setas na cor laranja). Adicionalmente, o atributo sísmico *Shape Index* delinea bem a margem leste do Alto Estrutural Principal (linha branca pontilhada) e ressalta o aglomerado de discontinuidades e feições geométricas que ocupam a Borda Leste da área de estudo (elucidados por setas brancas) e que podem ter significado faciológico. No mapa do atributo sísmico *Dip Azimuth* nota-se o contorno do Alto Estrutural Secundário (em tons de rosa e apontado pela seta vermelha) e do conjunto Alto Estrutural Principal e Borda Leste (em tons de rosa e sinalizado pela seta azul). O atributo sísmico *Dip Azimuth* também adverte sobre as áreas de maior ruído e incerteza para a interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe (manchas em tons de verde e amarelo, indicadas pelas setas rosas). De maneira geral, a área de maior confiabilidade dos dados sísmicos é equivalente ao polígono do *ring fence* (polígono ciano).

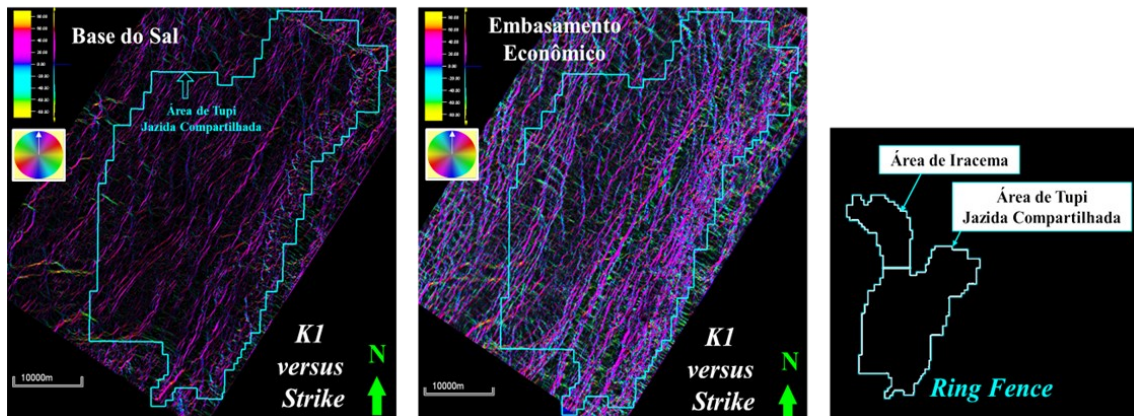


Figura 65: Extração do atributo sísmico *K1 versus Strike* nos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (*horizon slices*), recobrendo toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas exibem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Notar que a maioria dos traçados se encontra disposta na direção NE-SW (tons de rosa). Subordinadamente, especialmente na porção N-NE da Área de Tupi, podem ser reconhecidos lineamentos de direção N-S (tons de azul escuro) e NW-SE (tons de azul claro e azul-piscina). Apesar de ser evidente o maior número de lineamentos no horizonte do Embasamento Econômico, uma grande quantidade de lineamentos persiste visível no horizonte sísmico Base do Sal.

Os critérios de reconhecimento sísmico de falhas incluem a observação do deslocamento das unidades estratigráficas, efeitos fisiográficos e outras características intrínsecas, tais como texturas e feições de *pseudo-relevo*. Apesar de ser evidente uma maior proporção de lineamentos sísmicos associáveis com falhas geológicas de maior rejeito no topo dos basaltos da Formação Camboriú (Figura 65 e Figura 67), uma grande quantidade de lineamentos persiste visível no horizonte sísmico Base do Sal e julgou-se que não seria viável o mapeamento sísmico de todas as discontinuidades, incluindo as mais sutis. Foram então eleitas como falhas principais, com prioridade no mapeamento estrutural, aquelas de marcante expressão visual e de maior rejeito vertical associado (Figura 68). Essas discontinuidades foram mapeadas de forma prioritária em toda a Área de Tupi e muitas delas atingem e deslocam o horizonte sísmico Base do Sal (Figura 65 a Figura 67). Ato contínuo, buscou-se uma criteriosa interpretação das falhas geológicas que atravessavam os intervalos estratigráficos BVE200 e BVE100. Especificamente para a interpretação dos planos e dos rejeitos das falhas geológicas, nas seções sísmicas, levou-se em consideração os rejeitos sísmicos aparentes no atributo sísmico TecVA. Em diversas ocasiões, os lineamentos eram claros nos mapas dos atributos sísmicos geométricos e os pequenos descolamentos dos refletores sísmicos – de até 30 metros – eram visíveis nas seções de amplitude TecVA, porém manifestavam-se somente como dobras na amplitude sísmica “tradicional”. Portanto, a interpretação detalhada das falhas

geológicas demandou a combinação de mapas dos atributos sísmicos geométricos com seções sísmicas *de pseudo-relevo*.

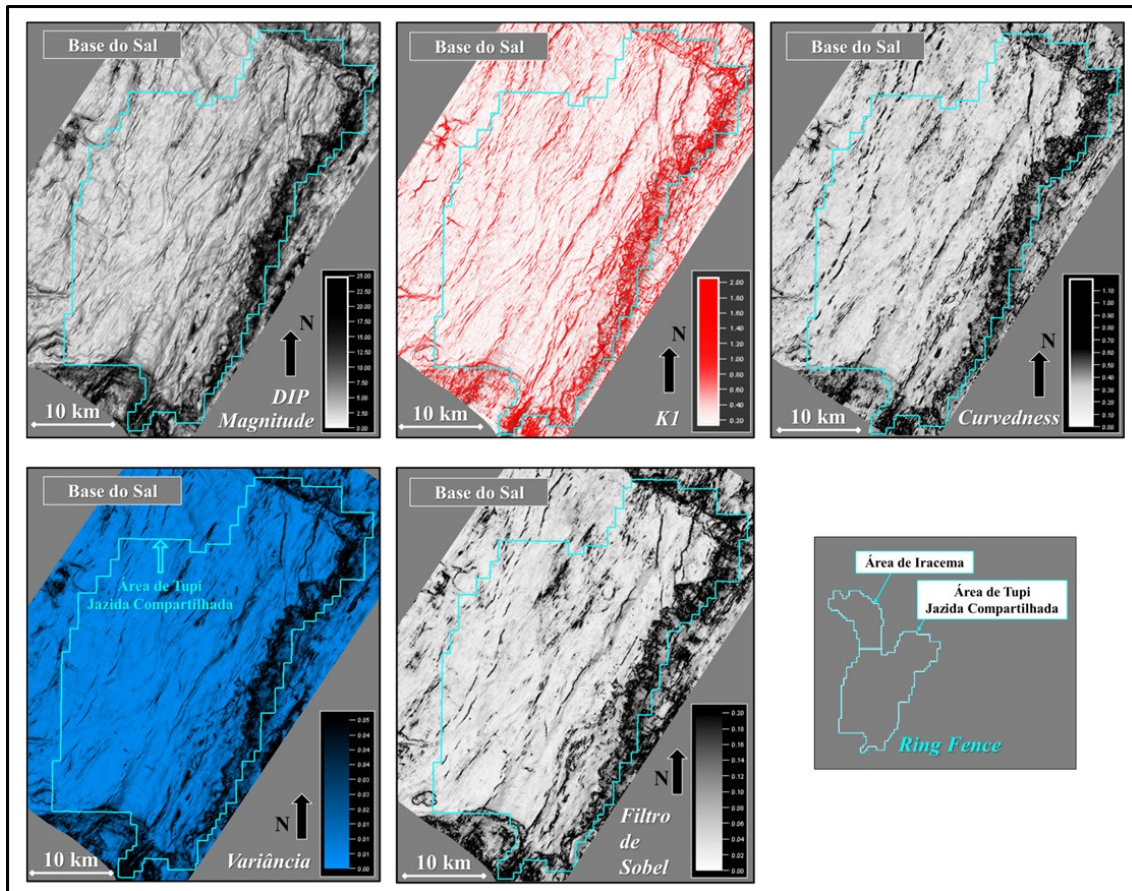


Figura 66: Extração dos atributos sísmicos *Dip Magnitude*, *KI*, *Curvedness*, *Variância* e *Filtro de Sobel* no horizonte sísmico *Base do Sal* (*horizon slices*), recobrendo toda a *Área de Tupi* (*Jazida Compartilhada*). Os mapas apontam diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Em complemento, nos atributos sísmicos *Curvedness* e *Filtro de Sobel* fica destacado o aglomerado de descontinuidades e feições geométricas que ocupam a *Borda Leste* da área de estudo e que podem ter significado *faciológico*.

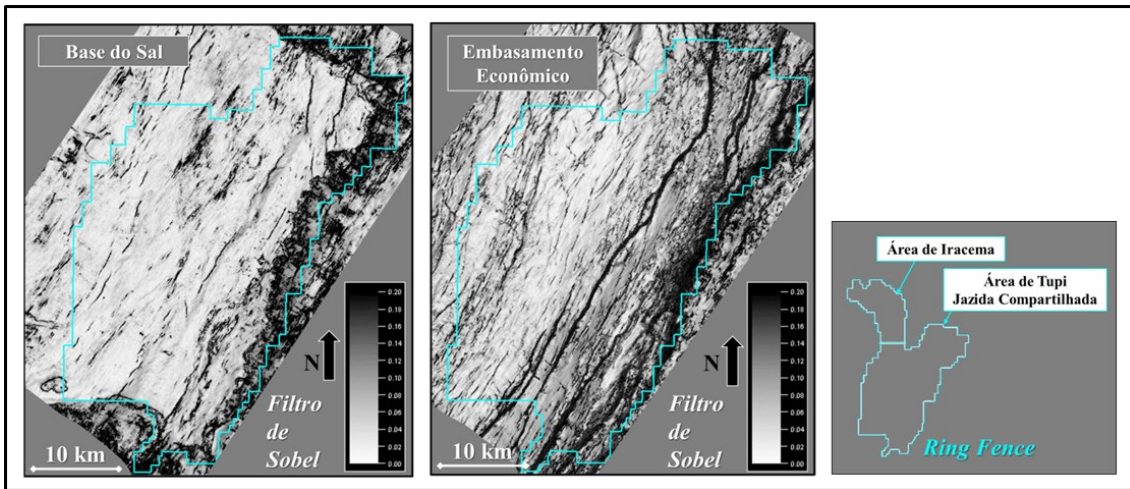


Figura 67: Extração do atributo sísmico Filtro de Sobel nos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico (*horizon slices*), recobrendo toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada). Os mapas exibem diversos lineamentos relacionados com os planos e os rejeitos das falhas geológicas. Notar que a maioria dos lineamentos se encontra disposta na direção NE-SW em ambos os mapas. Apesar de ser evidente uma maior proporção de lineamentos no horizonte do Embasamento Econômico, uma grande quantidade de lineamentos persiste visível no horizonte sísmico Base do Sal. Esses lineamentos são menos espessos e mais descontínuos na Base do Sal, indicando uma diminuição dos rejeitos verticais rumo aos estratos mais recentes. No mapa da Base do Sal também fica destacado o aglomerado de discontinuidades e feições geométricas que ocupam a Borda Leste da área de estudo e que podem ter significado faciológico.

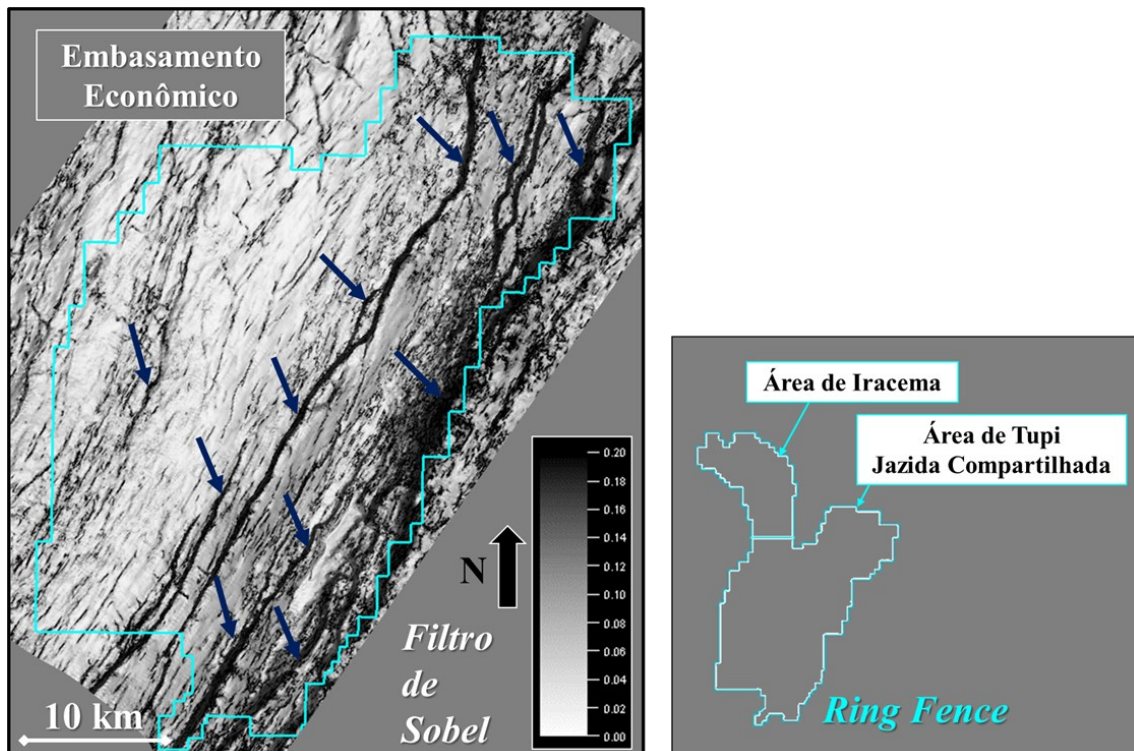


Figura 68: Extração do atributo sísmico Filtro de Sobel no horizonte sísmico Embasamento Econômico (*horizon slices*). Os lineamentos mais espessos (linhas pretas contínuas; exemplificados por setas azuis) denotam as falhas geológicas principais, com marcante expressão visual e de maior rejeito vertical. Esses lineamentos foram mapeados de forma prioritária.

Uma vez interpretadas diversas seções sísmicas arbitrárias de correlação entre os poços perfurados – em profundidade, mas com o devido apoio dos sismogramas sintéticos, do dado de amplitude em tempo e dos demais atributos sísmicos – a direção inicial de mapeamento sísmico foi a direção *xline*, aproximadamente NW-SE e ortogonal aos principais lineamentos identificados. A qualidade da imagem sísmica apresenta uma piora significativa para além do polígono do *ring fence* nas porções leste, norte e sul da Área de Tupi, onde por vezes o polígono do *ring fence* se aproxima das margens do levantamento sísmico (Figura 64). O mapa do atributo sísmico *Dip* Azimute adverte sobre essas áreas de maior ruído e incerteza para a interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe. Nessas áreas foram realizados adensamentos locais da malha de interpretação de detalhe, porém, em virtude da maior incerteza, optou-se por focar as análises sísmicas aos limites do *ring fence* e este é exibido em todos os mapas para referência. Após o mapeamento dos horizontes sísmicos Base do Sal e Embasamento Econômico em toda a Área de Tupi (Jazida Compartilhada), foram interpretados, nesta ordem e em toda a área de estudo, os horizontes sísmicos Topo do Evento Magmático Tupi, DPA, DIA e Topo BVE200. Na sequência foram mapeadas e analisadas as principais falhas geológicas identificadas. Mapas estruturais e de espessura sísmica também foram calculados e analisados. Para a confecção dos mapas estruturais foram utilizadas ferramentas de interpolação espacial que respeitam os valores da amplitude sísmica “picada” e que preservam os *gaps* das falhas na confecção das superfícies. Para a análise da direção de predominância da deformação estrutural foi produzido um diagrama estereográfico (isodensidade polar) global. O fluxo de trabalho esquemático exibido na Figura 69 elucida as principais etapas do mapeamento sísmico de detalhe. Vale ressaltar que o mapeamento da Discordância Pré-Jiquiá (conforme ilustrado na Figura 9) não foi efetuado em toda a área de estudo, em função de sua relevância limitada para o propósito específico de diferenciar a Formação Barra Velha dentro da AIG, particularmente no tocante aos intervalos BVE200 e BVE100. Além disso, deve-se salientar que o topo da subzona BVE130 foi identificado e mapeado quando possível, levando em conta as questões de espessura *versus* resolução sísmica.

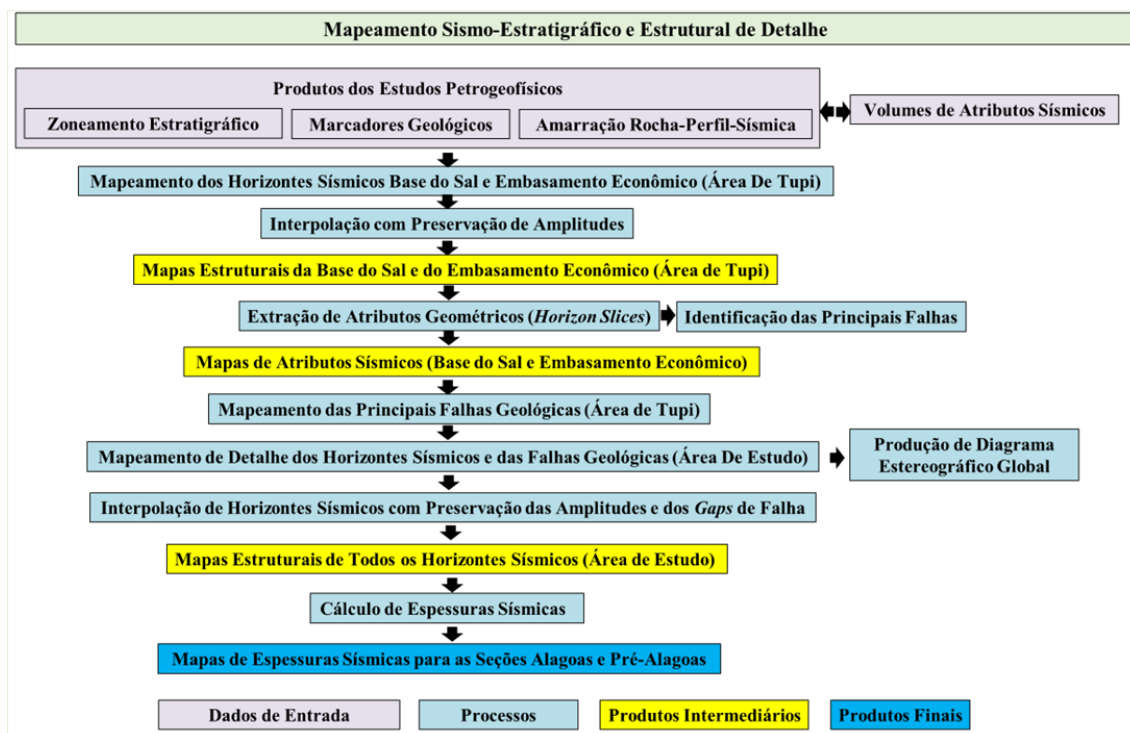


Figura 69: Fluxo de trabalho esquemático da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe, destacando os principais processos executados e produtos gerados.

5.5 Identificação, interpretação e análise de feições e fácies sísmicas

O reconhecimento, a interpretação e a análise de feições e fácies sísmicas desempenham um papel fundamental na viabilização de novas áreas exploratórias, na caracterização de reservatórios e no desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Particularmente, quando combinado com dados de poços, o mapeamento de fácies sísmicas pode apoiar reconstruções paleogeográficas e delimitações de sequências estratigráficas, além de fornecer estimativas confiáveis das distribuições de fácies deposicionais e diagenéticas, porosidades e permeabilidades. Essas informações também podem auxiliar na organização espacial dos contatos entre fluidos, por meio da observação de indicadores diretos de hidrocarbonetos, como *flat spots*, *bright spots* e *dim spots* (Raeesi *et al.*, 2012; Kirk, 2016; Fawad *et al.*, 2020; Zahmatkesh *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2022; Xu & Haq, 2022).

Na definição clássica da década de 1970, uma fácies sísmica é uma unidade sedimentar cujas assinaturas sísmicas se diferenciam daquelas das unidades adjacentes (Mitchum *et al.*, 1977a, 1977b). Para alguns autores, fácies sísmicas podem representar a identificação de fácies sedimentares e/ou feições estruturais nos dados de amplitude sísmica (por exemplo, Baaske *et al.*, 2007; Zahmatkesh *et al.*, 2021). Com o avanço das

técnicas de aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, os conceitos de feições e fácies sísmicas evoluíram para abranger a interpretação de elementos, influências, processos e aspectos diagenéticos. Atualmente, refere-se ao uso de informações sísmicas para identificar, diferenciar, analisar e mapear elementos deposicionais e/ou diagenéticos que reflitam mudanças nas propriedades elásticas e petrofísicas das rochas (Zhang *et al.*, 2018; Zhu *et al.*, 2020; Hendry *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2022). Wang *et al.* (2022) inclusive adotaram a expressão “fácies sísmicas diagenéticas”.

Para uma análise abrangente de feições e fácies sísmicas diversos parâmetros sísmicos podem ser – e foram – considerados: posição estrutural (ou topografia sísmica, ou configuração regional), forma ou geometria externa da unidade discernível, configuração interna das reflexões, continuidade das reflexões, amplitude das reflexões, associação areal ou vertical com outras fácies sísmicas, terminações das reflexões, espessuras sísmicas, inclinação dos refletores, suavidade ou rugosidade das reflexões, padrões e valores de atributos elásticos, presença de possíveis *flat spots*, *dim spots* e *bright spots*, a variância e a curvatura dos traços, feições geométricas em seções e *time-slices*, *depth-slices*, *horizon-slices* e mapas médios de intervalos estratais (Mitchum *et al.*, 1977a, 1977b; Sangree & Widmier, 1977; Sheriff & Margaret, 1980; Posamentier, 2001; Chopra & Marfurt, 2007; Kumar *et al.*, 2019; Fawad *et al.*, 2020; Hendry *et al.*, 2021; Zahmatkesh *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2022; Xu & Haq, 2022). A conversão das fácies sísmicas em elementos deposicionais e/ou diagenéticos ocorre através da calibração com dados de poços, cabendo apontar que correlações entre fácies sísmicas e fácies sedimentares ou diagenéticas também podem ser obtidas por meio de análise geológica detalhada e/ou inferências análogas (Mitchum *et al.*, 1977a, 1977b; Sheriff & Margaret, 1980; Hendry *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2022; Xu & Haq, 2022).

Neste trabalho, o mapeamento e a análise das fácies sísmicas transcorreram de forma manual, utilizando os atributos sísmicos calculados e os produtos dos estudos petrogeofísicos e do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe. O principal objetivo desta etapa foi caracterizar as fácies sísmicas na zona *reservatório* BVE100, criando um mapa representativo da distribuição de áreas com predomínio de associações de fácies deposicionais e/ou diagenéticas. Secundariamente, algumas feições e fácies sísmicas observadas na zona BVE200 também foram consideradas e avaliadas. A investigação e a interpretação das feições sísmicas aconteceram em malha irregular,

porém com espaçamento máximo de 300 metros, advindo da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe.

Foram combinadas diversas abordagens de interpretação sísmica, tais como a “picagem” de topos e bases em seções sísmicas *dip* e *strike*, extrações de *geobodies* bidimensionais e tridimensionais nas seções e nos cubos sísmicos, e confecção de polígonos de ocorrência de fácies sísmicas, desenhados em mapas e *slices* dos diversos atributos sísmicos gerados. Para separação do intervalo vertical de mapeamento de fácies sísmicas foram geradas superfícies sísmicas contínuas que representam o horizonte sísmico Base do Sal (topo dos intervalos de interesse) e a base do intervalo estratigráfico BVE200 (base dos intervalos de interesse) sem a marcação dos *gaps* das falhas. As seções sísmicas arbitrárias exibidas na Figura 70 elucidam a criação da superfície sísmica “Base dos intervalos de interesse” a partir da “costura” e da suavização dos horizontes sísmicos DIA, DPA, Topo do Evento Magmático Tupi e Embasamento Econômico. Uma vez definido o intervalo vertical de investigação de fácies sísmicas, buscou-se o reconhecimento e a análise qualitativa de indicadores diretos de hidrocarbonetos (*flat spots*, *bright spots* e *dim spots*), além de pacotes de reflexões com configuração discernente (*e.g.*, paralela, caótica), de terminações específicas de refletores (*e.g.*, *downlap*, *top lap*) e de feições e fácies sísmicas (*e.g.*, *mounds*, *clinoformas*, *Feição X*) previamente citadas ou conhecidas na literatura (*e.g.*, Mitchum *et al.*, 1977a, 1977b; Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Fawad *et al.*, 2020; Cruz *et al.*, 2021a; Ferreira *et al.*, 2021a; Hendry *et al.*, 2021; Xu & Haq, 2022). Sempre que possível, todas as feições e fácies sísmicas observadas e mapeadas foram confrontadas com as informações estáticas e dinâmicas dos poços que as atravessaram.

No tocante aos possíveis indicadores diretos de hidrocarbonetos, para os dados sísmicos da seção Pré-sal da Bacia de Santos pouco – ou quase nada – é de domínio público. Não obstante, na Figura 71 são exibidas duas seções sísmicas onde *flat spots* podem ser reconhecidos e, segundo os autores das imagens, podem ser relacionados com os contatos óleo-água constatados e/ou interpretados naquelas áreas do Pré-sal. Feições similares são observadas em diversos tipos de reservatórios ao redor do globo, tal como no exemplo de reservatório siliciclástico do Mar do Norte, com *flat spot* apontado na Figura 72. Essas seções sísmicas, dentre outras, serviram de referência visual para a investigação de possíveis feições sísmicas indicativas de contatos entre diferentes fluidos na área de estudo deste trabalho. Para a identificação dos tipos de fluidos presentes nos

reservatórios, bem como para a marcação das profundidades dos contatos óleo-água nos poços, foram utilizadas as informações disponíveis nos testes de formação realizados em 48 dos 51 poços deste trabalho, incluindo informações de coleta de pontos de pressão e de amostras de fluidos – *e.g.*, medições de pressão estática realizadas com auxílio da ferramenta MDT (*modular dynamic tester*). Adicionalmente, tentou-se a interpretação direta de contatos entre fluidos nos perfis de resistividade. Todavia, foi observado que para a maioria dos poços a passagem de óleo para água se dá em níveis argilosos das zonas BVE300 e BVE200, sendo o contato óleo-água de difícil constatação através da interpretação dos perfis de resistividade. Portanto, a marcação dos contatos óleo-água precisou advir da análise de gráficos de gradientes de pressão, com suporte das amostras de fluido. A análise de pressões privilegiou as medições que amostraram o reservatório em condições iniciais, pré-produção e depleção, permitindo assim uma estimativa mais robusta dos gradientes de pressão dos fluidos e a identificação de níveis de água livre (FWL; *free water level*). A metodologia de análise gráfica é ilustrada na Figura 73. Nos gráficos é possível a identificação de contatos entre fluidos através da mudança do gradiente de pressão nas interfaces dos fluidos (Schlumberger, 1989; Underschultz *et al.*, 2002; Underschultz, 2007).

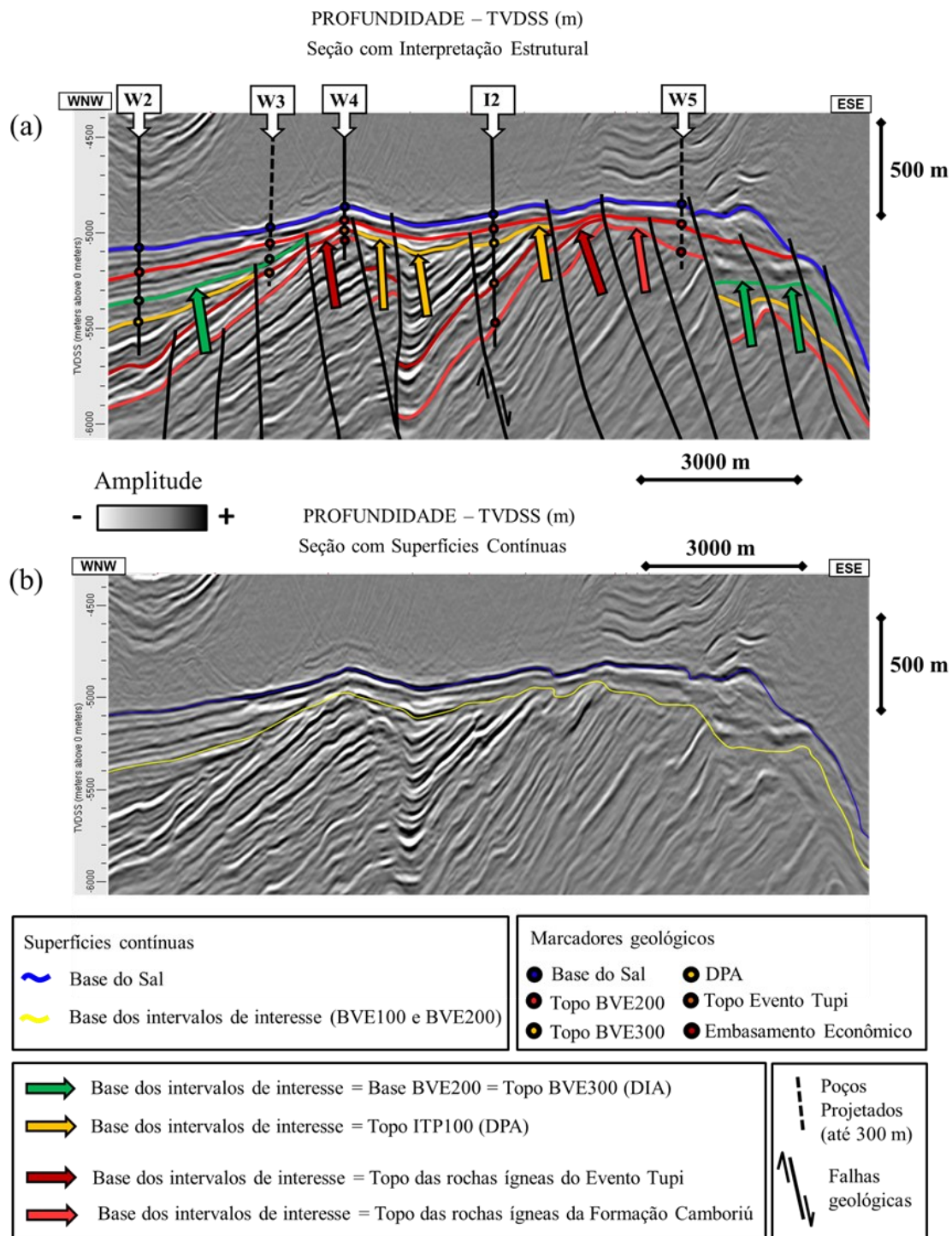


Figura 70: Seções sísmicas arbitrárias ilustrando a criação das superfícies sísmicas contínuas “Base do Sal”, fruto da interpolação do horizonte sísmico Base do Sal, e “Base dos intervalos de interesse”, criada a partir da costura e suavização dos horizontes sísmicos DIA, DPA, Evento Tupi e Embasamento Econômico. Essas superfícies delimitam o intervalo vertical de enfoque para investigação, interpretação e análise de feições e fácies sísmicas.

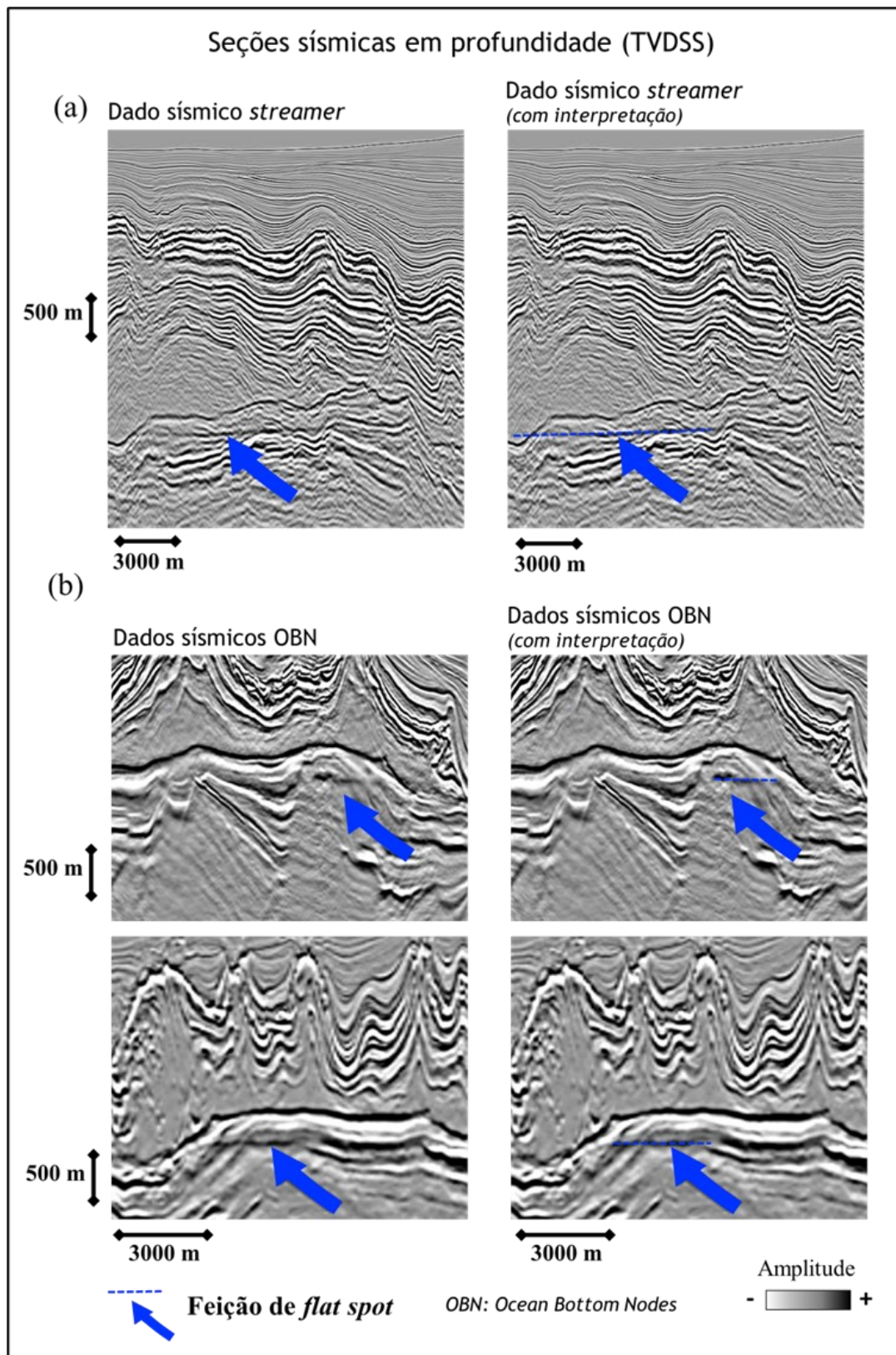


Figura 71: Exemplos de feições sísmicas do tipo *flat spot*, indicativas da profundidade do contato óleo-água, observadas em seções de amplitude de dados sísmicos *streamer* (a) e OBN (b), para diferentes áreas do Pré-sal da Bacia de Santos. As seções sísmicas OBN atravessam o Campo de Búzios. A área da seção sísmica *streamer* não foi informada. Modificado de Johann (2021), Grochau (2022) e Guerrero *et al.* (2023).

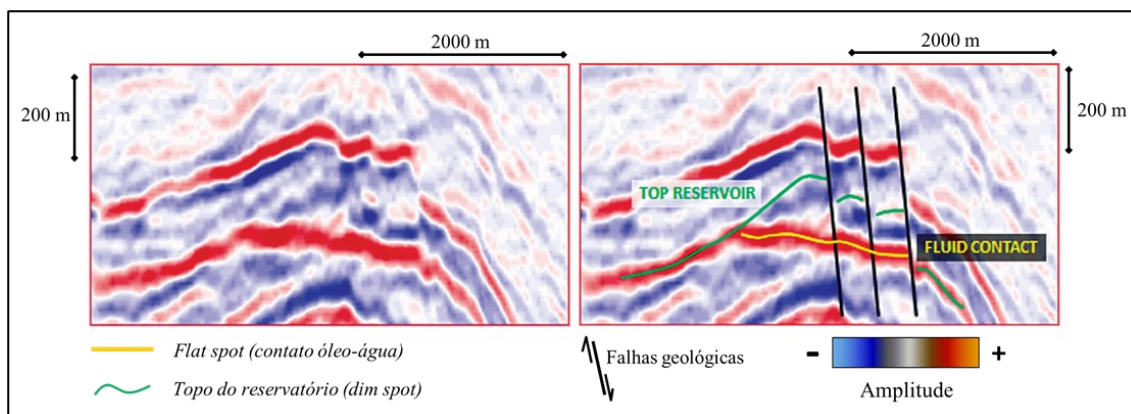


Figura 72: Interpretação de feição *flat spot*, feição sísmica indicativa de contato entre fluidos, neste caso entre óleo e água, observada em sedimentos arenosos do Terciário do Mar do Norte. As seções sísmicas são exibidas em polaridade SEG (Society of Exploration Geophysics) reversa (Convenção Européia), na qual um aumento descendente na impedância acústica produz uma resposta de amplitude negativa (reflexões vermelhas). Modificado de Brown (2012).

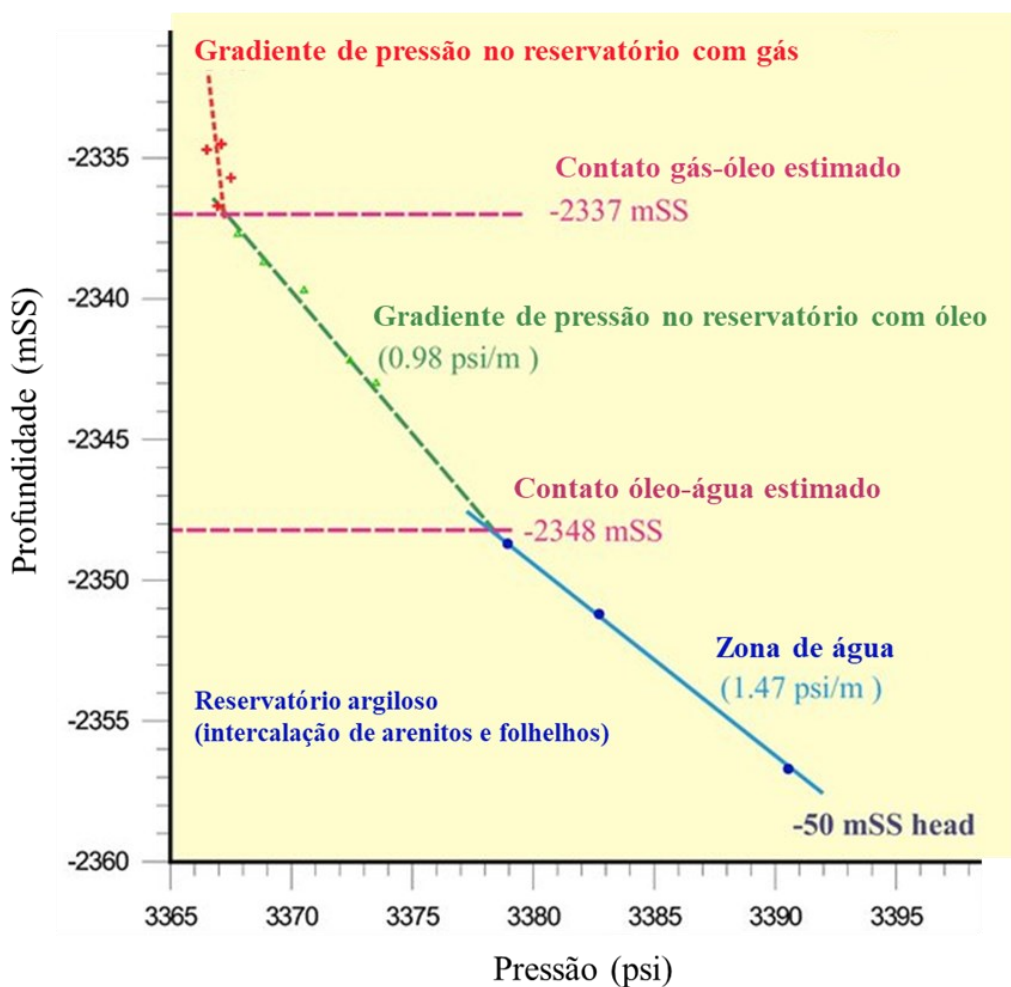


Figura 73: Ilustração da metodologia de análise de gradientes de pressão para determinação de contatos entre fluidos. Modificado de Underschultz *et al.* (2002). A unidade *mSS* significa metros *subsea*.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados dos estudos petrogeofísicos, da geração de atributos sísmicos, do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe e da identificação e interpretação de feições e fácies sísmicas para estimativas das distribuições de fácies e da qualidade dos reservatórios. Os resultados foram agrupados em quatro temas principais, por afinidade:

- i. Associações de fácies e sismoestratigrafia de alta resolução;
- ii. Fácies sísmicas: implicações na avaliação da qualidade dos reservatórios e nas estratégias de perfuração de poços;
- iii. Catálogo de feições e fácies sísmicas; e
- iv. Mapa preditivo das regiões com predomínio de Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas* na zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100.

6.1 Associações de fácies e sismoestratigrafia de alta resolução

Através da interpretação conjunta, em diferentes escalas, de dados de rocha, perfis elétricos convencionais, de ressonância magnética nuclear (RMN) e de imagem, dados de produção e dados sísmicos foram construídos perfis de associações de fácies para os poços, foi realizada a análise estratigráfica sequencial do padrão de empilhamento das fácies descritas e obtido o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha. A interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe foi possível desde o Embasamento Econômico até a Formação Barra Velha, apoiada por mapas e seções dos atributos sísmicos geométricos, acústicos e elásticos calculados. Além disso, essa análise levou em conta as resoluções verticais desses dados sísmicos, assegurando uma interpretação criteriosa e bem embasada.

A Formação Camboriú, composta principalmente por rochas vulcânicas básicas, foi reconhecida como o embasamento econômico da jazida. O Evento Magmático Tupi, caracterizado por rochas ígneas de composição e texturas variadas, incluindo intervalos vulcanoclásticos com potencial de reservatório, foi eficazmente distinguido dos sedimentos argilosos da Formação Piçarras. Para diversos poços na área de estudo, além do Embasamento Econômico, o topo do Evento Magmático Tupi marca a base dos reservatórios carbonáticos, enquanto a DPJ – quando reconhecida como um pico negativo de amplitude e indicando a entrada dos sedimentos argilosos da Formação Piçarras – é

interpretável apenas nas seções mais profundas e espessas a oeste do Alto Estrutural Principal. Nos altos estruturais, uma única superfície sísmica pode equivaler ao topo da Formação Camboriú, e/ou ao topo do Evento Magmático Tupi, e/ou ao topo da Formação Piçarras, e/ou DPJ, DPA ou DIA, nos casos de ausência de seção sedimentar por erosão ou não-deposição (e.g., poço P11; Figura 74).

A distinção sismoestratigráfica entre os sedimentos da Formação Itapema e os depósitos da Formação Barra Velha considerou a presença de carbonatos bioclásticos (coquinas), a identificação da DPA como uma discordância de caráter angular e/ou erosivo, o aumento da deformação tectônica associada ao contexto do rifte e o padrão local de variação dos perfis de raios gama. Dentro da AIG, a DPA foi frequentemente mapeada sísmicamente como um pico de amplitude positiva representando, principalmente, a transição dos sedimentos argilosos basais do intervalo estratigráfico BVE300 para os reservatórios relativamente pouco expressivos, em termos de área de ocorrência, da Formação Itapema. Buckey *et al.* (2015) também identificam sísmicamente a DPA como um pico de amplitude positiva. No entanto, isso contrasta com outras regiões do Pré-sal, como o Campo de Mero - conforme exemplificado em Oliveira *et al.* (2021) - onde os reservatórios de coquinas são mais substanciais e permeiam maior parte do campo, e a DPA é frequentemente reconhecida como um pico de amplitude negativa: nos altos estruturais, usualmente sinalizando a emergência desses reservatórios permo-porosos mais volumosos, e nos baixos estruturais, comumente indicando a emergência de depósitos argilosos e siltosos. Ressaltando que Oliveira *et al.* (2021) também sinalizam que há variabilidade do sinal sísmico da DPA, em função da presença de rochas ígneas, de coquinas e/ou do volume de fácies *de baixa energia* associado à fronteira entre as formações Barra Velha e Itapema. Na Formação Barra Velha, o mapeamento sismoestratigráfico adquiriu um caráter de alta resolução, com a separação dos intervalos estratigráficos BVE300, BVE200 e BVE100 em toda a área de estudo e, ainda, com o rastreamento parcial da subzona BVE130, contida no intervalo de interesse principal.

A Figura 74, a Figura 75 e a Figura 76 resumem as principais características tectono-sedimentares, paleo-ambientais e petrogeofísicas observadas nos poços e nos dados sísmicos, com enfoque e detalhamento na porção superior da Formação Barra Velha, intervalos estratigráficos BVE200 (foco secundário) e BVE100 (foco principal). O topo (ou a entrada) do intervalo estratigráfico BVE300, tal como interpretado nos poços

deste trabalho e corroborado pelos dados sísmicos, corresponde, aproximadamente, à Discordância Intra-Alagoas (DIA). O intervalo estratigráfico BVE300 (ou BVEIII; Figura 9) pode ser associado com a Sequência K44 de Moreira *et al.* (2007). Como não houve interpretação de dados bioestratigráficos e cronoestratigráficos e, ainda, dado que por muitas vezes os sedimentos da porção basal do intervalo BVE200 se assentam em configuração conforme sobre os sedimentos da zona BVE300, é plausível assumir que tal associação não seja perfeita e foi assinalado um contexto de rifte superior ao intervalo.

Sob um contexto tectônico misto, na transição entre os contextos tectônicos rifte superior e *sag*, foram depositadas as associações de fácies do intervalo estratigráfico BVE200. Conforme as espessuras interpretadas nos poços, o espaço de acomodação de sedimentos não era amplo, porém era relativamente maior ao assinalado para o intervalo superior BVE100. Essas variações de espessura estão apontadas na seção de correlação estratigráfica exibida na Figura 74. Na base da zona BVE200, bem como nos depocentros herdados da tectônica rifte, predominam os *carbonatos com argilominerais* (*e.g.*, poços W2, P4 e P6). Levando em consideração que a abundância de fácies mais finas também é percebida na zona BVE300 (*e.g.*, poço W2; Figura 5 e Figura 74), foi interpretado que o paleo-ambiente da Formação Barra Velha na área de estudo era inicialmente mais úmido, menos salino e de menor energia. Nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos pode-se interpretar ainda que a combinação entre a disponibilidade de maior espaço de acomodação e o ambiente mais protegido de episódios climáticos, ou seja, ambiente de relativa menor energia, ocasionaram o maior acúmulo (ou preservação) de *carbonatos com argilominerais*. Nessas áreas, a zona BVE200 é majoritariamente *não-reservatório*, com seu topo coincidente com um pico negativo de amplitude sísmica. Todavia, de um modo geral, pode ser interpretado um progressivo raseamento do lago durante a deposição do intervalo BVE200, com a diminuição das fácies argilosas no sentido do topo da sequência (intervalo BVE210), e observada especialmente rumo aos Altos Estruturais Principal e Secundário e aos flancos estruturais mais elevados que compõem a Borda Leste. Portanto, um *trend* deposicional regressivo, com colmatação progressiva do espaço de acomodação de sedimentos (Figura 74 e Figura 76).

A progressiva diminuição no conteúdo de argilominerais preservados é acompanhada do aumento relativo das associações de fácies *in-situ* e, rumo à Borda Leste, do aumento de carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução (Figura 75). A variação lateral no predomínio das associações de fácies retrabalhadas sugere um

aumento na energia do ambiente em direção à Borda Leste do Campo de Tupi (Jazida Compartilhada). Nessa área, fácies associadas a ambientes de energia moderada a alta foram identificadas nos poços em profundidades consideravelmente maiores quando comparadas às observadas nos poços da Borda Oeste. Sismicamente, para os altos estruturais, a transição lateral de fácies pode ser inferida pela mudança no sinal de amplitude do topo da zona BVE200, que passa de um pico negativo de amplitude na porção *não-reservatório* (e.g., poço W2; Figura 74) para um pico positivo de amplitude em boa parte da porção reservatório (e.g., poço P4; Figura 74). Na Borda Leste, nos poços em que a concentração de feições de dissolução coincide com o topo da zona BVE200, este topo pode ser relacionado com um *zero-crossing* ou um pico negativo de amplitude, a depender do contraste com os reservatórios da zona BVE100 (e.g., poço W5; Figura 75). Apesar das variações laterais de espessura (com eventuais *pinch-outs*), de fácies deposicionais e diagenéticas, o intervalo estratigráfico BVE200 é sismicamente mapeável em toda a área de estudo, exceto nas posições mais elevadas do Alto Estrutural Principal, quando o intervalo se encontra erodido ou não foi depositado. Apesar das altas porosidades efetivas constatadas pelos poços perfurados nos altos estruturais e na Borda Leste, a maior parte da zona BVE200 está preenchida por *carbonatos com argilominerais* (e.g., poços W2, P4, P6, I5 e W3; Figura 74 e Figura 75).

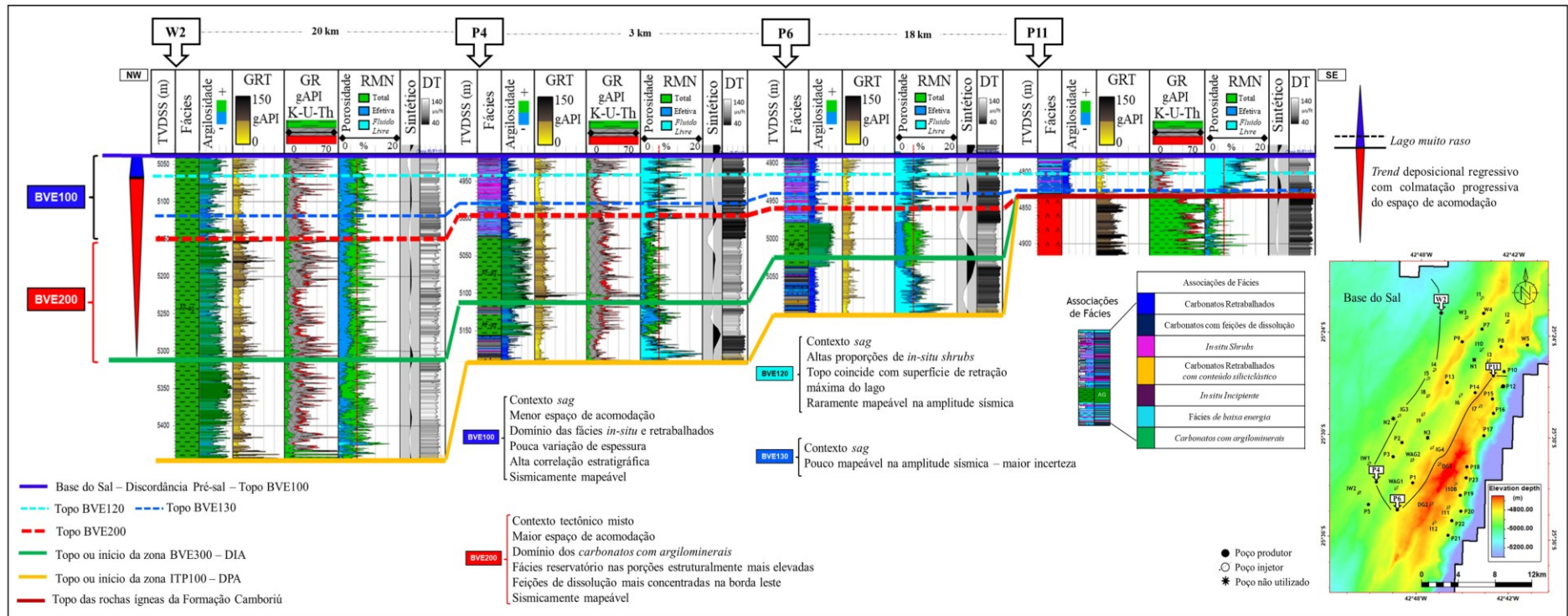


Figura 74: Resultado do zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha, exemplificado através de seção de correlação estratigráfica entre os poços W2 (Baixo Estrutural Regional), P4 e P6 (flancos dos Altos Estruturais Secundário e Principal) e P11 (Alto Estrutural Principal). A localização desses poços é ressaltada no mapa estrutural da Base do Sal (seção arbitrária). Os perfis e as anotações oferecem uma síntese das principais características tectono-sedimentares, paleo-ambientais e petrogeofísicas observadas, com foco e detalhamento na porção superior da Formação Barra Velha. Notar o aumento expressivo da associação de fácies *carbonatos com argilominerais* e a diminuição da porosidade *de fluido livre* rumo aos baixos estruturais. A degradação da qualidade do reservatório é representada pelo aumento relativo dos valores globais dos perfis sísmico (DT) e raios gama (GRT e GR). As maiores variações de espessura são observadas nos intervalos inferiores da Formação Barra Velha (BVE300 e BVE200), com progressivo acunhamento dos pacotes rumo ao Alto Estrutural Principal. Nos poços W2 e P6 a zona BVE200 é majoritariamente preenchida por Fácies *Não-reservatório Argilas* e seu topo é relacionado com um pico negativo de amplitudes. A seção de correlação estratigráfica está alinhada horizontalmente (ou *flattened*) no topo da zona BVE100.

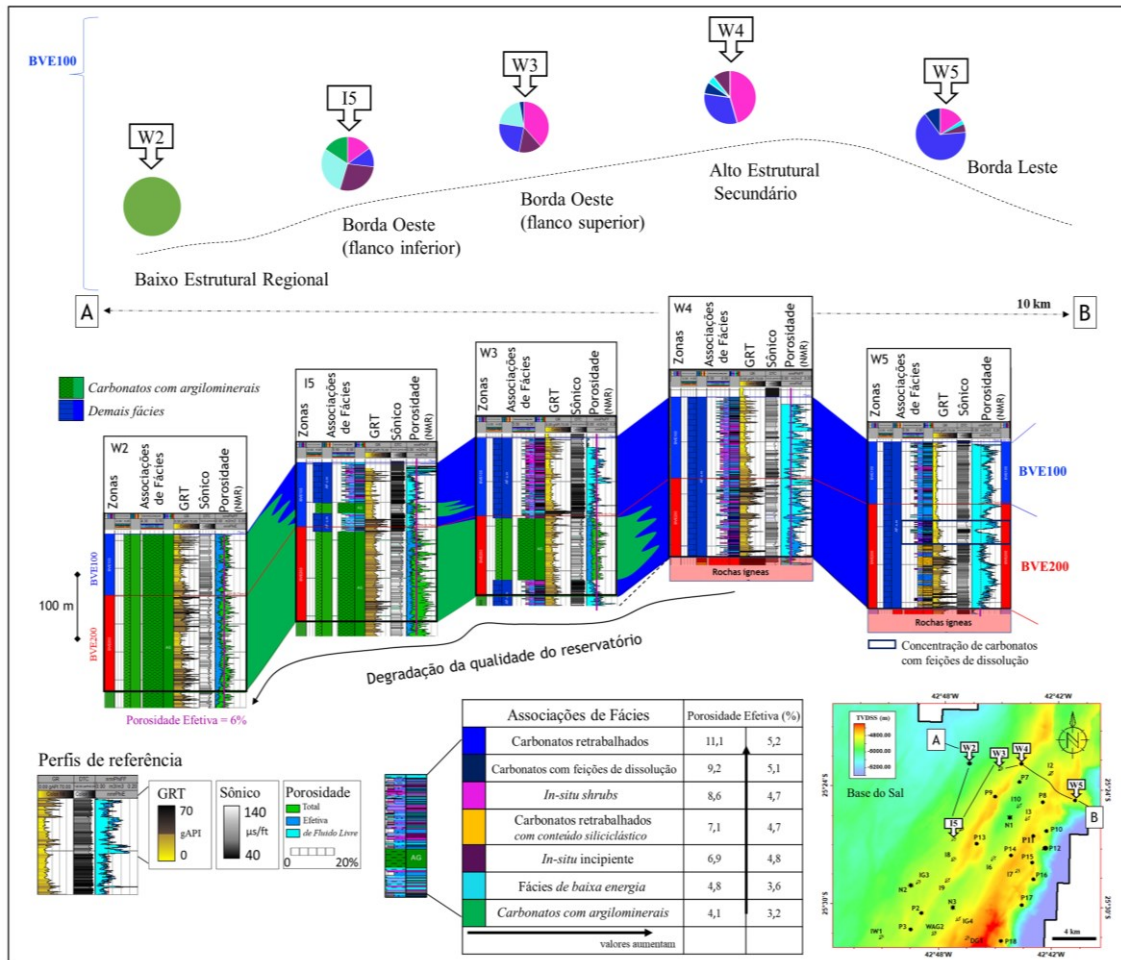


Figura 75: Zoneamento sismoestratigráfico e variação lateral de associações de fácies na porção superior da Formação Barra Velha, exemplificados através de seção de correlação estratigráfica entre os poços W2 (Baixo Estrutural Regional), I5, W3 (Borda Oeste), W4 (Alto Estrutural Secundário) e W5 (flanco superior da Borda Leste). A localização desses poços é ressaltada no mapa estrutural da Base do Sal (seção arbitrária). Os gráficos de pizza exibem as distribuições proporcionais de associação de fácies para a zona BVE100. Rumo ao Baixo Estrutural Regional ocorre a degradação da qualidade do reservatório, sinalizada através do aumento das associações de fácies *de baixa energia* e *carbonatos com argilominerais*, em consonância com o aumento relativo dos valores globais dos perfis sônico (fácies argilosas) e raios gama total (GRT; fácies argilosas e *de baixa energia*). Por outro lado, no sentido da Borda Leste é notada uma maior proporção das fácies retrabalhadas e uma maior concentração de carbonatos com feições de dissolução, indicando um aumento da energia deposicional e condições paleoambientais relativamente mais propícias a carstificação. Os valores de porosidade efetiva e *de fluido livre* observados nos perfis acompanham as tendências de maiores e menores proporções de Fácies Reservatório e Não-reservatório Fechadas e Argilosas. As maiores porosidades efetivas foram constatadas nos poços com elevado conteúdo de carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução (e.g., W5 e W4).

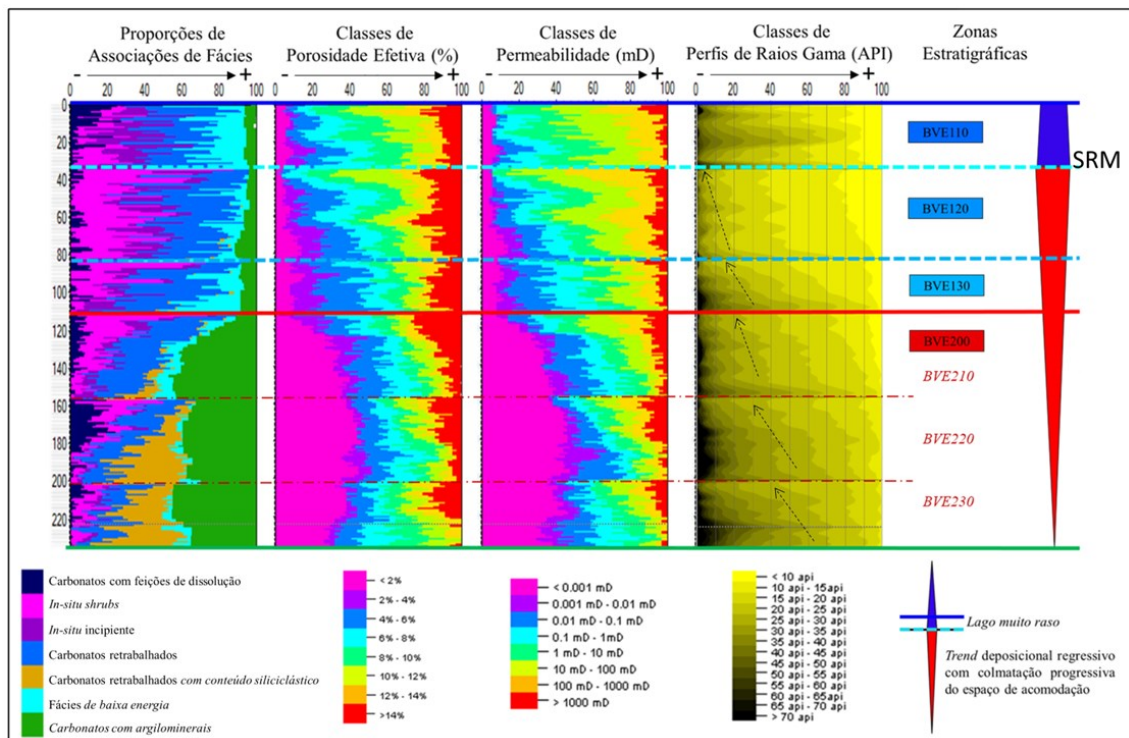


Figura 76: Padrões de empilhamento vertical de associações de fácies e distribuições de porosidade, permeabilidade e tendências de valores de raios gama, associados ao zoneamento estratigráfico do reservatório, ao paleo-clima e à paleogeografia do lago. As curvas de proporções verticais de associações de fácies e as classes de porosidade, permeabilidade e de perfis de raios gama total foram calculadas a partir dos 51 poços estudados, adotando *layering* de 1 m. As setas indicam a recorrente diminuição dos valores de raios gama para o topo das seqüências de média-escala, culminando no topo da zona estratigráfica BVE120, marcada em consonância com a superfície de retração máxima do lago (SRM) e uma alta proporção de fácies *in-situ shrubs*. O vértice do triângulo vermelho indica maior espaço de acomodação e período deposicional mais úmido, com maior preservação de fácies argilosas.

Rumo à Discordância Pré-sal (marcador geológico Base do Sal), passando para um contexto *sag* “mais tradicional”, estão os sedimentos da zona reservatório BVE100. Nos poços, o pacote BVE100 exhibe pouca variação do espaço de acomodação de sedimentos (Figura 74). Na sua base, a zona BVE130 usualmente compreende altas proporções de fácies de menor energia como um todo, passando de fácies arborescentes incipientes nos flancos estruturais superiores para as associações de fácies *de baixa energia* (e.g., esferulititos) nos flancos estruturais inferiores e, em última forma, para os carbonatos com argilominerais nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos (Figura 74). Com o aumento progressivo da aridez e da salinidade, na zona BVE120 são acumuladas altas proporções de *in-situ shrubs* no sentido do topo da seqüência e rumo aos altos estruturais, especialmente no Alto Estrutural Secundário (e.g., poço P4; Figura 74). Nas posições estruturais mais elevadas aumentam as proporções de carbonatos retrabalhados. Na Borda Leste, a proporção de carbonatos retrabalhados usualmente supera a proporção

de *in-situ shrubs* e a proporção de carbonatos com feições de dissolução também é significativamente maior, assim como o observado para o intervalo BVE200.

No contexto deposicional da zona BVE110, no qual o lago estaria bastante raso, porém em um ambiente relativamente mais úmido, nota-se uma ampla ocorrência de laminitos (lisos ou crenulados). Além disso, é frequente a ocorrência de níveis de sílica de disposição tabular, variando de espessuras decimétricas a centimétricas, bem como a presença de areias finas e de outros sedimentos siliciclásticos de granulação silte. Os níveis de sílica podem indicar um processo de precipitação singenética, sugerido pelo formato tabular e, acoplado à presença de material siliciclástico fino e a escassez de arborescências bem desenvolvidas, serem indicativos de um cenário de diluição das águas do lago em períodos mais úmidos, conforme Artagão (2018). A entrada de água meteórica durante períodos chuvosos poderia reduzir o pH do lago, promovendo a precipitação da sílica dissolvida durante períodos de alcalinidade elevada, como observado por Wright & Barnett (2015) e Artagão (2018).

A zona BVE100 como um todo é sismicamente mapeável em toda a área de estudo, sem ocorrência de *pinch-outs*. As zonas BVE130 e BVE120 são somente localmente sismicamente individualizadas. Cabe ainda apontar que a porção oeste dos Baixos Estruturais Regionais, ambiente geográfico exemplificado pelo poço W2, é sismicamente representada por característicos baixos valores de amplitude e de contrastes dos refletores – notar as amplitudes dos refletores no sismograma sintético e o padrão de cor do perfil sônico do poço W2 na Figura 74 e na Figura 75 – uma vez que no poço W2 toda a porção superior da Formação Barra Velha, zonas BVE200 e BVE100, está preenchida por *carbonatos com argilominerais*.

As proporções relativas das associações de fácies relacionadas com ambientes de menor ou maior energia e feições de dissolução interpretadas para o Campo de Tupi como um todo (Figura 5) estão preservadas no subconjunto dos poços aqui estudados (Figura 76). Destacam-se novamente o aumento relativo de fácies retrabalhadas e *in-situ shrubs* rumo aos topos dos limites estratigráficos BVE230 a BVE120 e o aumento considerável de *carbonatos com argilominerais* e retrabalhados com conteúdo siliciclástico na zona BVE200. Os padrões de empilhamento vertical de fácies refletem um *trend* deposicional regressivo, com colmatação progressiva do espaço de acomodação até o topo da zona BVE120, interpretada como a superfície de retração máxima do lago. Como consequência, nas classes de porosidade e de permeabilidade são usualmente apontados

melhores reservatórios rumo aos topos dos intervalos estratigráficos. As feições de dissolução frequentemente estão associadas com as melhores fácies – maior facilidade de percolação e/ou transporte de fluidos – e os processos de dissolução e carstificação acentuam as boas características permo-porosas primárias.

Passando aos resultados do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe, a sequência de figuras que se estende da Figura 77 até a Figura 105 oferece informações adicionais sobre o contexto tectono-sedimentar da Formação Barra Velha. Essas informações auxiliam na extrapolação das inferências paleoambientais e das distribuições areal e vertical das associações de fácies interpretadas nos poços para toda a área de estudo. A boa definição da base do intervalo estratigráfico BVE200 em toda a área de estudo somente foi possível através da interpretação de detalhe, com correlação rocha-perfil-sísmica e subsequente mapeamento sísmico sendo executado desde a Formação Camboriú até a Formação Barra Velha. Do horizonte sísmico Embasamento Econômico (Figura 77) até a Discordância Pré-Alagoas (Figura 79) foram apontadas grandes variações de espessuras sísmicas relacionadas com os rejeitos das falhas geológicas interpretadas (Figura 89). As variações de espessuras sísmicas são compatíveis com as variações de espessuras constatadas nos poços. Enquanto nos altos estruturais, os estratos da seção Pré-Alagoas foram erodidos (ou não-depositados) e as rochas do intervalo estratigráfico BVE200 assentam-se sobre as rochas ígneas da Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi, nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos Pré-Alagoas, medidas do topo das rochas ígneas do Evento Tupi até a DPA, ultrapassam 1000 metros (Figura 80 e Figura 89).

A configuração de altos e baixos estruturais, dispostos majoritariamente na direção NE-SW, bem como a localização dos principais depocentros sedimentares, mimetizam os arranjos estruturais observados nos horizontes sísmicos Embasamento Econômico e Topo do Evento Magmático Tupi (Figura 77 e Figura 78) e os rejeitos das falhas geológicas são facilmente anotados nas seções de amplitude e de todos os demais atributos sísmicos gerados (Figura 92 a Figura 97). Além de estarem visivelmente estampados nos mapas estruturais resultantes (Figura 77, Figura 78 e Figura 79). Especialmente em seções do atributo sísmico TecVa foram designados rejeitos de falha que usualmente excedem 100 metros ao nível da DPA e os deslocamentos verticais dos pacotes do Evento Magmático Tupi ultrapassam 500 metros (Figura 94 e Figura 95). Por efeito, nas seções de amplitude sísmica “com filtro corta-altas” (Figura 93), pseudo-

impedância (Figura 96) e impedância acústica (Figura 97) ficam ressaltadas abruptas mudanças laterais dos padrões de valores desses atributos sísmicos, com predomínio de altos valores de amplitude e impedância acústica associados aos derrames basálticos da Formação Camboriú e menores valores de amplitude e impedância acústica relacionados aos depocentros sedimentares, preenchidos com altas proporções de fácies mais finas, argilas, siltitos e folhelhos. Essas características são afirmativas de um contexto rifte clássico, no qual a deposição dos sedimentos ocorreu em meio a intensa atividade tectônica, tal como defendido por Moreira *et al.* (2007), dentre outros (Figura 9).

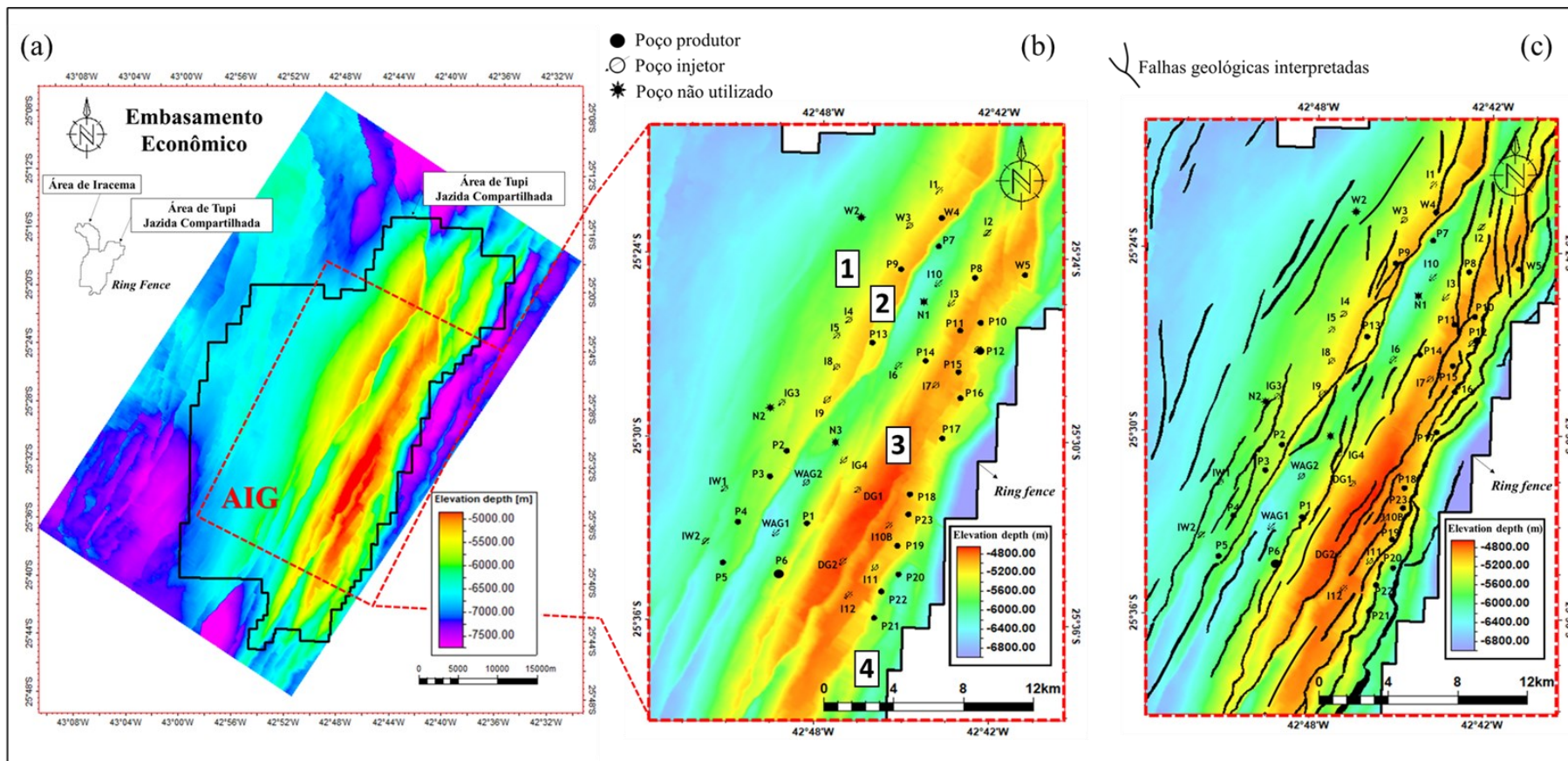


Figura 77: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sísmoestratigráfico do topo das rochas ígneas da Formação Camboriú, horizonte sísmico Embasamento Econômico, nas áreas de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e de interesse geológico [AIG; (b) e (c)]. Em destaque na AIG estão exibidos os resultados da interpretação sísmica de detalhe, com a localização dos poços [(b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c). Grandes falhas normais, com rejeitos oblíquos que podem ultrapassar 500 metros e de direção predominantemente NE-SW definem o conjunto de terrenos elevados da Borda Oeste (1), do Alto Estrutural Secundário (2), do Alto Estrutural Principal (3) e da Borda Leste (4). Na porção NE da AIG os altos estruturais são adicionalmente segmentados por uma série de falhas menores e dobras, predominantemente nas direções N-S e NW-SE (c). Os resultados da interpretação sísmica de detalhe estão clipados no polígono do *ring fence*, área de maior confiabilidade dos dados sísmicos [AIG; (b) e (c)].

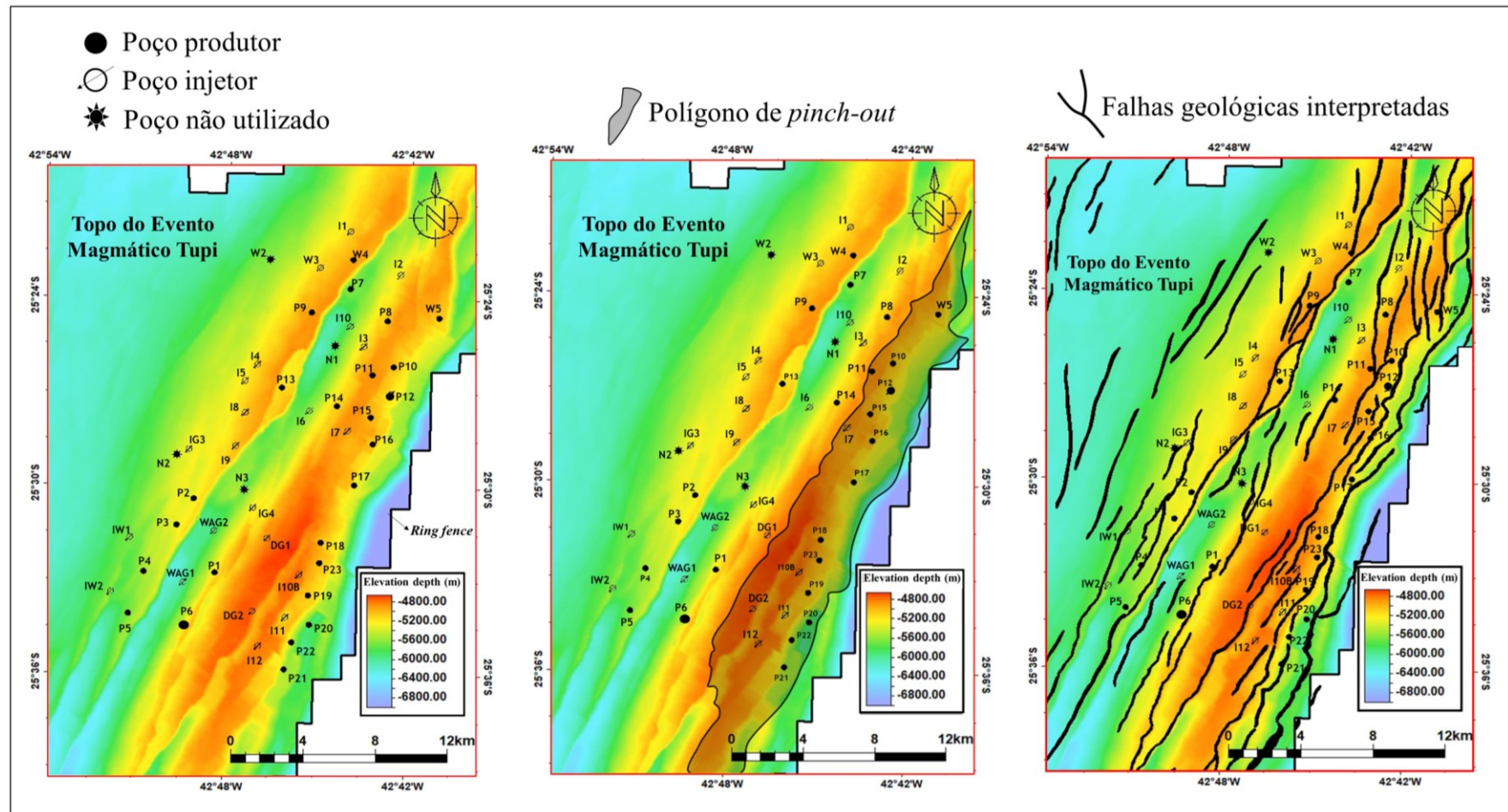


Figura 78: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi, horizonte sísmico Topo do Evento Magmático Tupi. Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* delimita as regiões do Alto Estrutural Principal e da Borda Leste onde o Evento Magmático Tupi foi erodido ou não-depositado. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

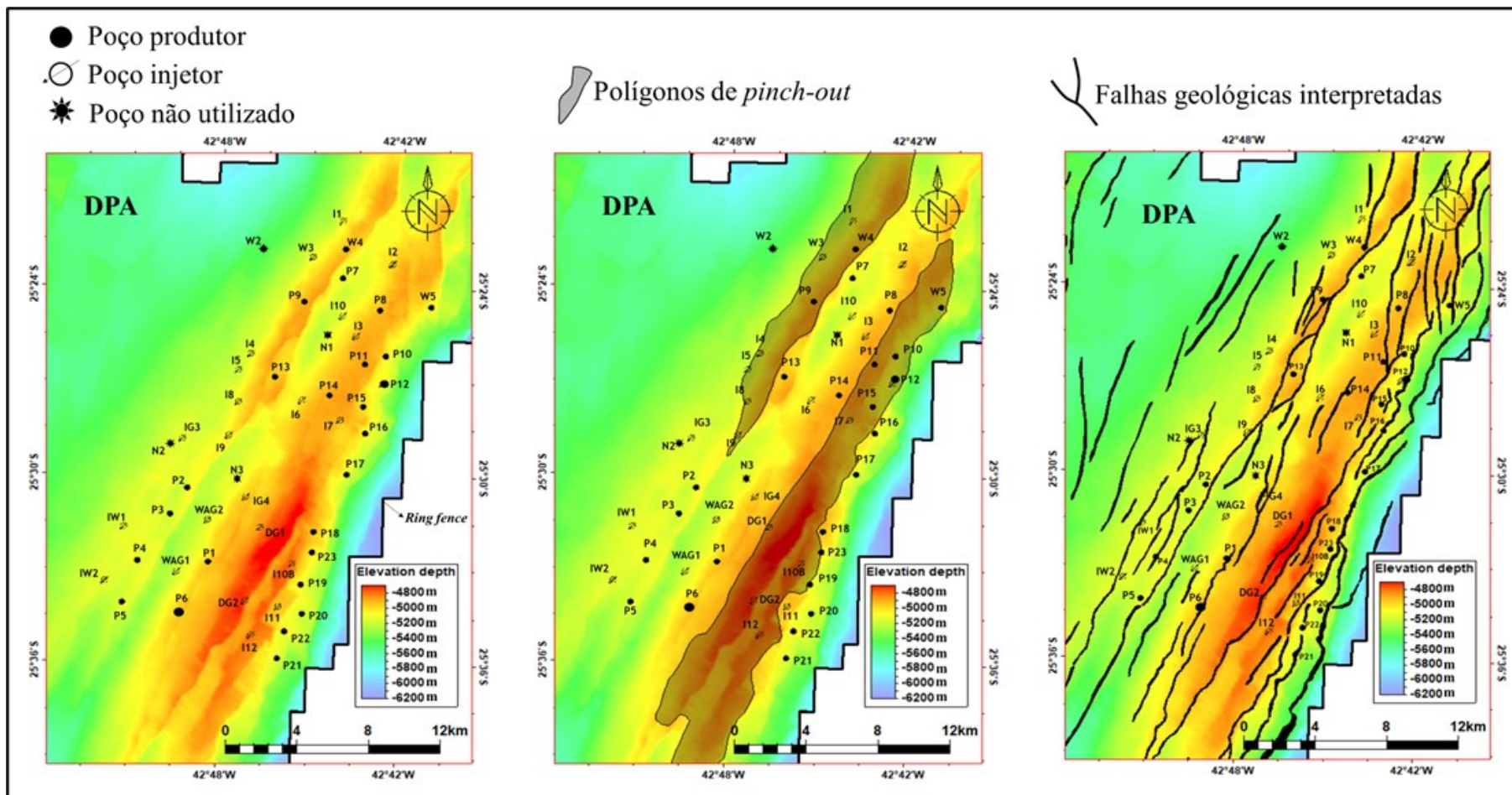


Figura 79: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da Discordância Pré-Alagoas (DPA). Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa as regiões nas quais a DPA não é reconhecida, ou é coincidente com os topos das rochas ígneas das Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi, e os sedimentos sotopostos da Formação Itapema foram erodidos ou não-depositados. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

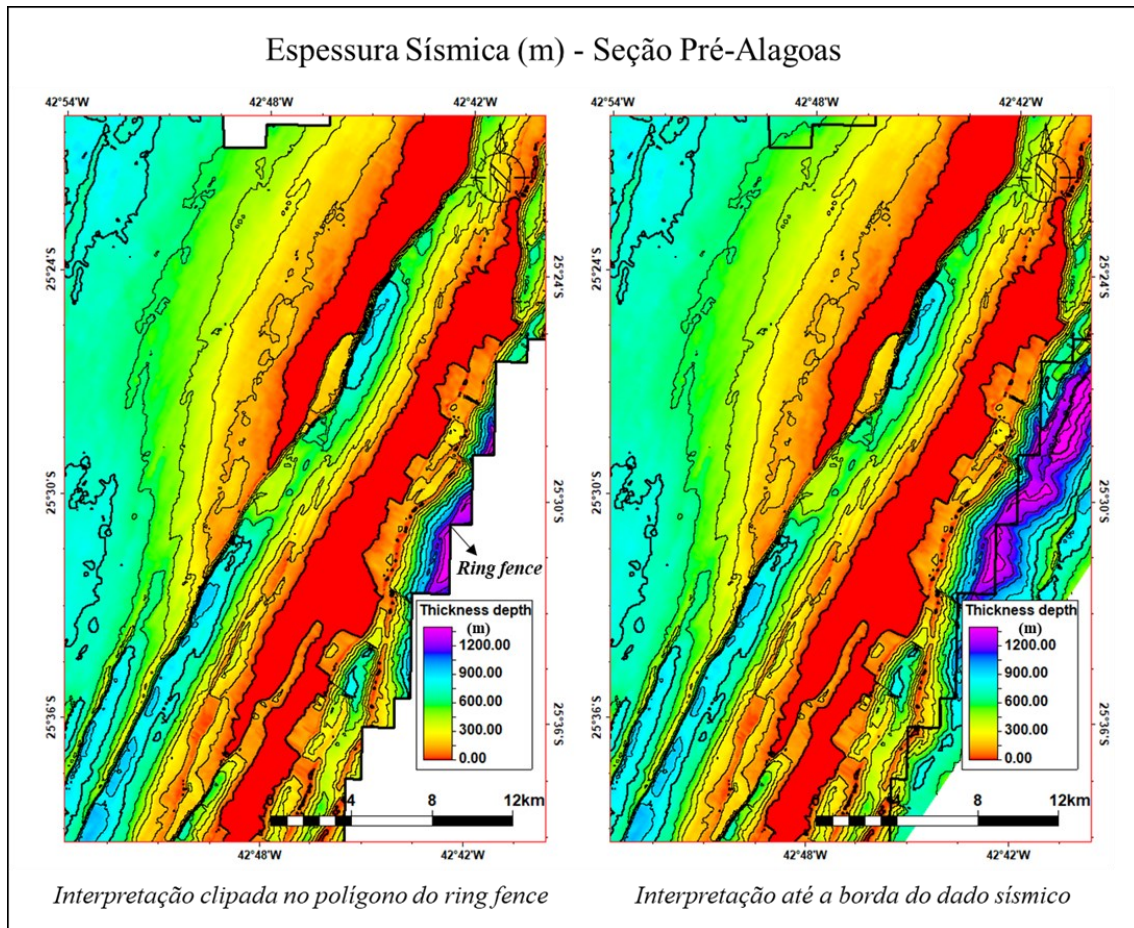


Figura 80: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a Seção Pré-Alagoas, medidas do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi até a Discordância Pré-Alagoas. Notar as grandes variações de espessuras sísmicas relacionadas com os rejeitos das falhas geológicas interpretadas. Nos Altos Estruturais Principal e Secundário os estratos da seção Pré-Alagoas foram erodidos ou não-depositados e as rochas da Formação Barra Velha assetam-se sobre as rochas ígneas da Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi (tons de vermelho escuro). Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos Pré-Alagoas ultrapassam 1000 metros, embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (em tons de roxo).

A Formação Barra Velha na área de estudo atinge espessuras de até 600 metros nos principais depocentros, ou seja, nos Baixos Estruturais Regionais (Figura 89). Entre a Discordância Pré-Alagoas (Figura 79) e a Discordância Intra-Alagoas (Figura 81), ou seja, na zona BVE300, também foram notadas altas variações de espessuras sísmicas, compatíveis com as variações de espessuras constatadas nos poços, porém que não ultrapassam 300 metros (Figura 82 e Figura 89). Apesar de muito refletir as geometrias estruturais herdadas da fase rifte e possíveis reativações de falhas, boa parte do intervalo estratigráfico BVE300 é tido como erodido ou não-depositado, entendimento expresso nos polígonos de *pinch-out* da Figura 81, e na grande área de espessura nula, ressaltada em tons de vermelho escuro nos mapas da Figura 82 e da Figura 89. Interpretou-se que, na área de estudo, a DIA é uma discordância de caráter majoritariamente erosivo e que durante a deposição dos sedimentos da zona BVE300, a dinâmica de maior relevo, associada a um clima relativamente mais úmido, proporcionou um influxo significativo de sedimentos oriundos dos altos estruturais emersos. Ou seja, o relevo íngreme não favorecia o acúmulo de sedimentos nos altos estruturais herdados do embasamento e ainda propiciava a erosão desses altos. Corroborando, observamos significativo aporte siliciclástico, que inclui clastos das rochas ígneas das Formações Camboriú e do Evento Magmático Tupi, no padrão de empilhamento das fácies das zonas inferiores da Formação Barra Velha, zonas BVE300 e BVE200 (Figura 5 e Figura 76). De toda forma, a maioria das falhas interpretadas atravessam a DIA e os rejeitos das falhas geológicas persistiram facilmente apontados nos mapas estruturais (Figura 81). Como resultado, ressalta-se novamente que os predicados do intervalo estratigráfico BVE300, muito embora não se enquadrem perfeitamente em um contexto tectônico de rifte clássico com restrita continuação lateral de fácies, também não são compatíveis com um contexto *sag*. Para preservar a distinção, adotou-se a nomenclatura BVE-III, contexto tectônico de rifte superior, tal como previamente sugerido por Castro (2019) (Figura 9).

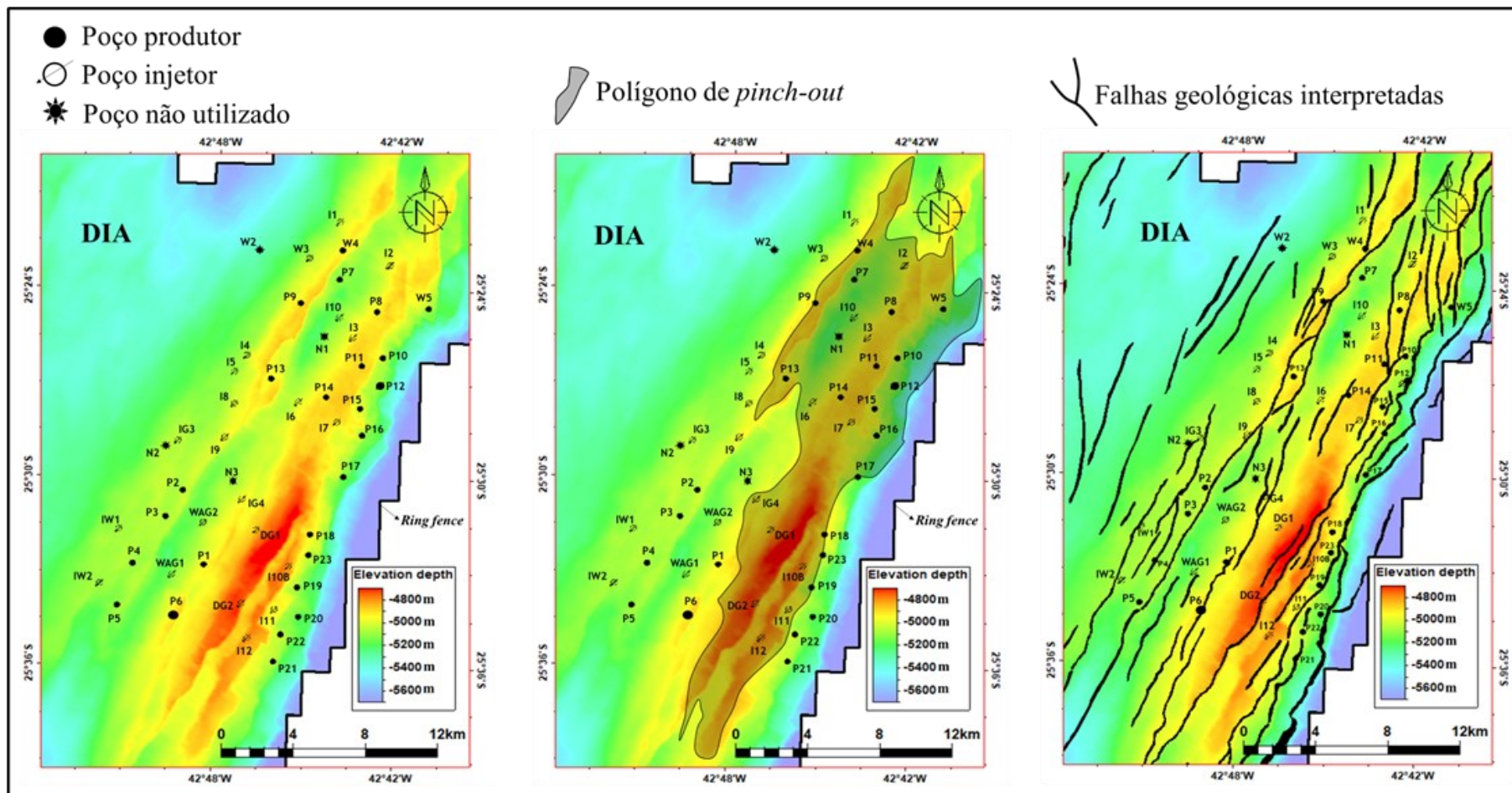


Figura 81: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da Discordância Intra-Alagoas (DIA). Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas interpretadas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa as regiões onde a DIA não é reconhecida, ou é coincidente com os topos das rochas ígneas das Formação Camboriú ou do Evento Magmático Tupi, e os sedimentos da porção basal da Formação Barra Velha, zona BVE300, foram erodidos ou não-depositados. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

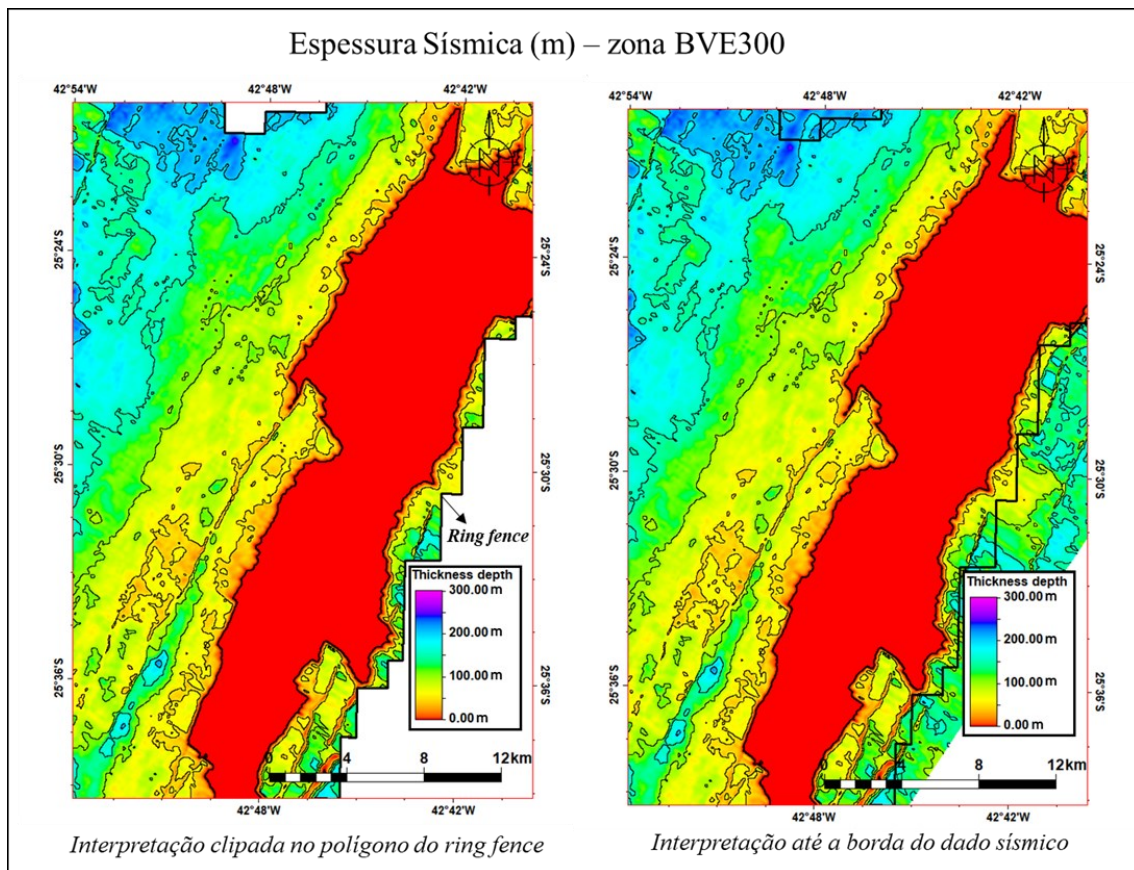


Figura 82: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a zona (ou intervalo estratigráfico) BVE300, calculadas da Discordância Pré-Alagoas até a Discordância Intra-Alagoas. Notar a extensa área de espessura nula (em tons de vermelho escuro), onde interpretou-se que os estratos da zona BVE300 foram erodidos ou não-depositados. Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos superam 250 metros (porção NW; tons de roxo). Na porção leste ao *ring fence* há maior incerteza no mapeamento sísmico, especialmente nas áreas menos espessadas (em tons de amarelo).

De forma emblemática, na Figura 84 são exibidas as espessuras sísmicas resultantes da interpretação sismoestratigráfica da zona BVE200. Assim como na zona BVE300, foram registradas variações de espessura de até cerca de 300 metros, porém a área erodida ou não-depositada está restrita às porções mais superiores do Alto Estrutural Principal (polígono de *pinch-out*; Figura 83). Cabe ainda destacar que, mesmo nas estruturas elevadas da área Principal, torna-se evidente no mapa estrutural do topo da zona BVE200 que as variações de espessura estão muito relacionadas com os rejeitos das falhas geológicas (Figura 83, Figura 84 e Figura 89). Isso indica que muitas dessas falhas geológicas permaneceram ativas, ou foram reativadas, durante a deposição do intervalo BVE200 e, portanto, regularam a disponibilidade de espaço de acomodação de sedimentos. Tais características são conflitantes com um contexto *sag* clássico e como resultado, é reforçada a narrativa de contexto tectônico *misto* ou *de transição* para o intervalo BVE200 (BVEII; Figura 9). Como antes mencionado, no contexto tectônico

misto há contribuição de processos de subsidência termal e mecânica na disponibilização de espaço de acomodação de sedimentos (Silva *et al.*, 2021). Ainda que outros trabalhos não tenham categoricamente sugerido um contexto tectônico misto para a deposição dos pacotes sedimentares da parte intermediária da Formação Barra Velha, a constatação da presença de falhas geológicas afetando a configuração desses estratos e, em decorrência, eventualmente interferindo no fluxo de fluidos dentro dos intervalos reservatórios, é recorrente (Karner & Gamboa, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Thompson *et al.*, 2015; Faria *et al.*, 2017; Oliveira *et al.*, 2019; Cruz *et al.*, 2021a; Cruz *et al.*, 2021b). Karner & Gamboa (2007), por exemplo, relatam que falhas distensionais se propagam até a base dos evaporitos salinos da Formação Ariri, sugerindo uma ativa deformação extensional até o Aptiano Superior.

Além do mapeamento do topo do intervalo estratigráfico BVE200 ter sido relevante para o entendimento do contexto tectono-estratigráfico, foram contemplados benefícios para a caracterização de reservatórios. Por exemplo, o aumento relativo do espaço de acomodação – em relação ao intervalo sobreposto, BVE100 – é acompanhado de considerável incremento de fácies *não-reservatório*, com elevadas proporções das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* rumo aos Baixos Estruturais Regionais e Relativos mais espessados (Figura 74, Figura 75, Figura 98, Figura 99 e Figura 104). Nas seções sísmicas, de forma similar ao observado nos perfis dos poços, o predomínio de *carbonatos com argilominerais* é expresso na forma de baixos valores de amplitude, do atributo sísmico pseudo-impedância e de impedância acústica (*e.g.*, poços W2 e I5; Figura 93 e Figura 96 a Figura 99). Arealmente, o predomínio da associação de fácies *carbonatos com argilominerais* na zona BVE200 pode ser inferido com o auxílio de um mapa médio do atributo sísmico razão V_p/V_s . Há uma boa correspondência entre os maiores valores médios de V_p/V_s e os baixos estruturais espessados e flancos estruturais adjacentes (Figura 104). Altas proporções de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico podem ser associadas com as calhas das falhas do Alto Estrutural Principal (*e.g.*, poço I7) e da Borda Leste (*e.g.*, poço P16), especialmente nas porções mais basais do intervalo estratigráfico BVE200. O incremento no conteúdo siliciclástico é bem representado no atributo sísmico pseudo-impedância (valores levemente mais positivos, em tons de azul esverdeado, Figura 96).

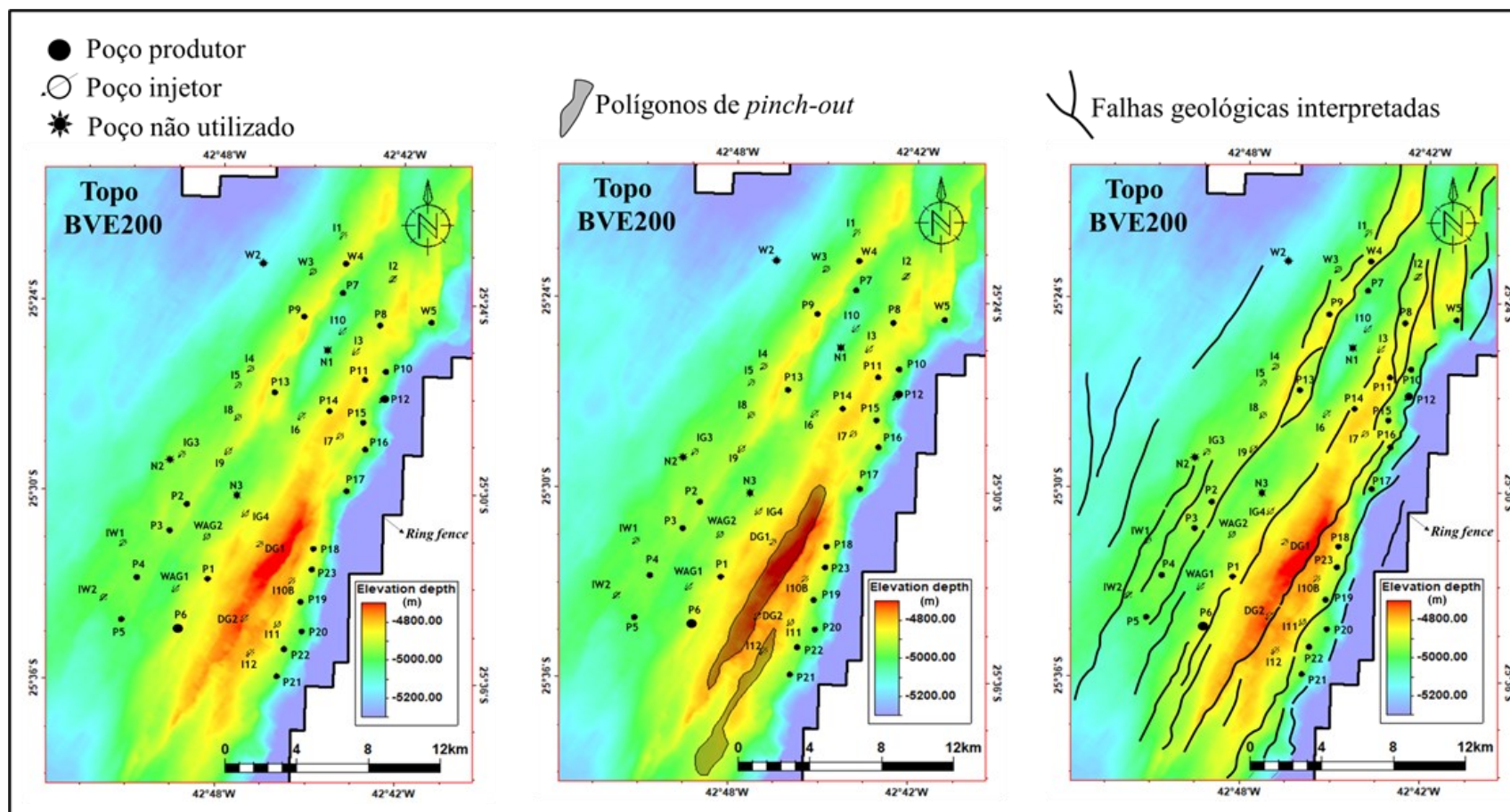


Figura 83: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe do topo da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE200. Em destaque, a localização dos poços, o polígono de *pinch-out* e a representação das falhas geológicas, dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de *pinch-out* informa regiões onde os sedimentos do intervalo BVE200 foram erodidos ou não-depositados (Alto Estrutural Principal). As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

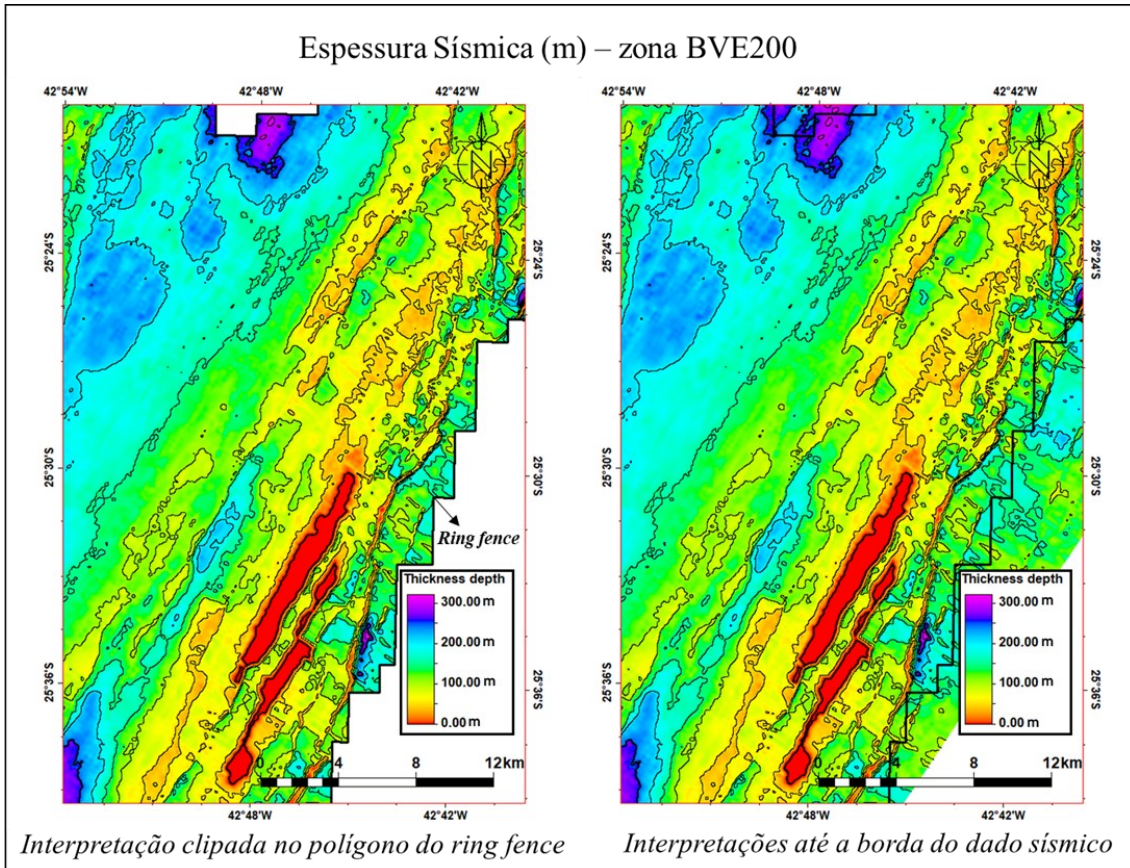


Figura 84: Mapas das espessuras sísmicas interpretadas para a zona (ou intervalo estratigráfico) BVE200, calculadas da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Topo BVE200. A região de espessura nula, em tons de vermelho escuro, indica as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos superam 250 metros (em tons de roxo), embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (borda da aquisição sísmica).

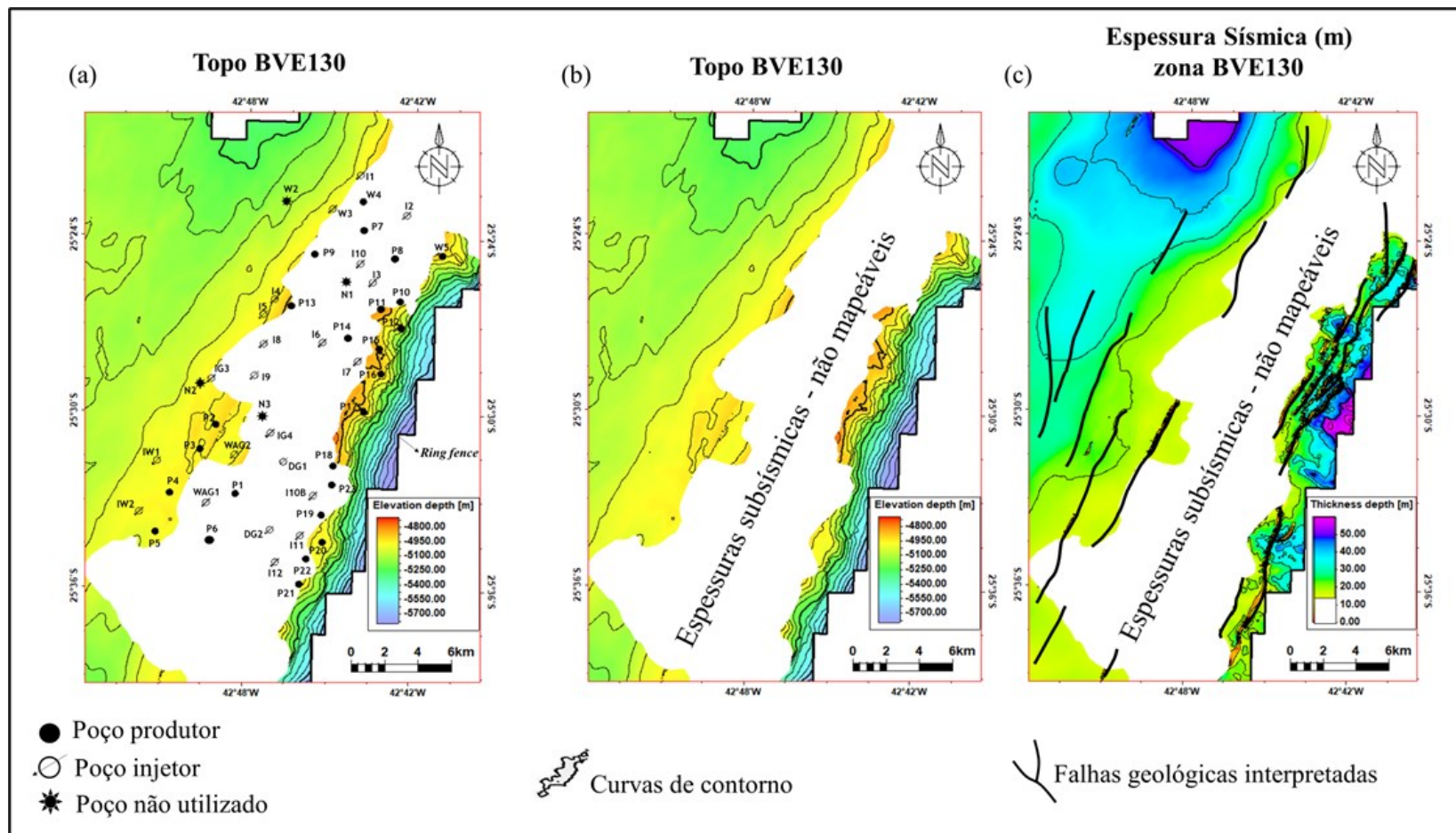


Figura 85: Mapas estruturais [(a) e (b)] e de espessura sísmica (c), resultantes do mapeamento sismoestratigráfico e estrutural de detalhe da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE130. Em destaque, a localização dos poços (a), o polígono de espessuras subsísmicas [(a), (b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c), dispostas majoritariamente na direção NE-SW. O polígono de espessuras subsísmicas [em branco; (a), (b) e (c)] informa as regiões onde os sedimentos do intervalo BVE130 foram erodidos, não-depositados ou são de espessura abaixo da resolução vertical dos dados sísmicos, inclusive dos atributos sísmicos *de alta frequência*. As interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

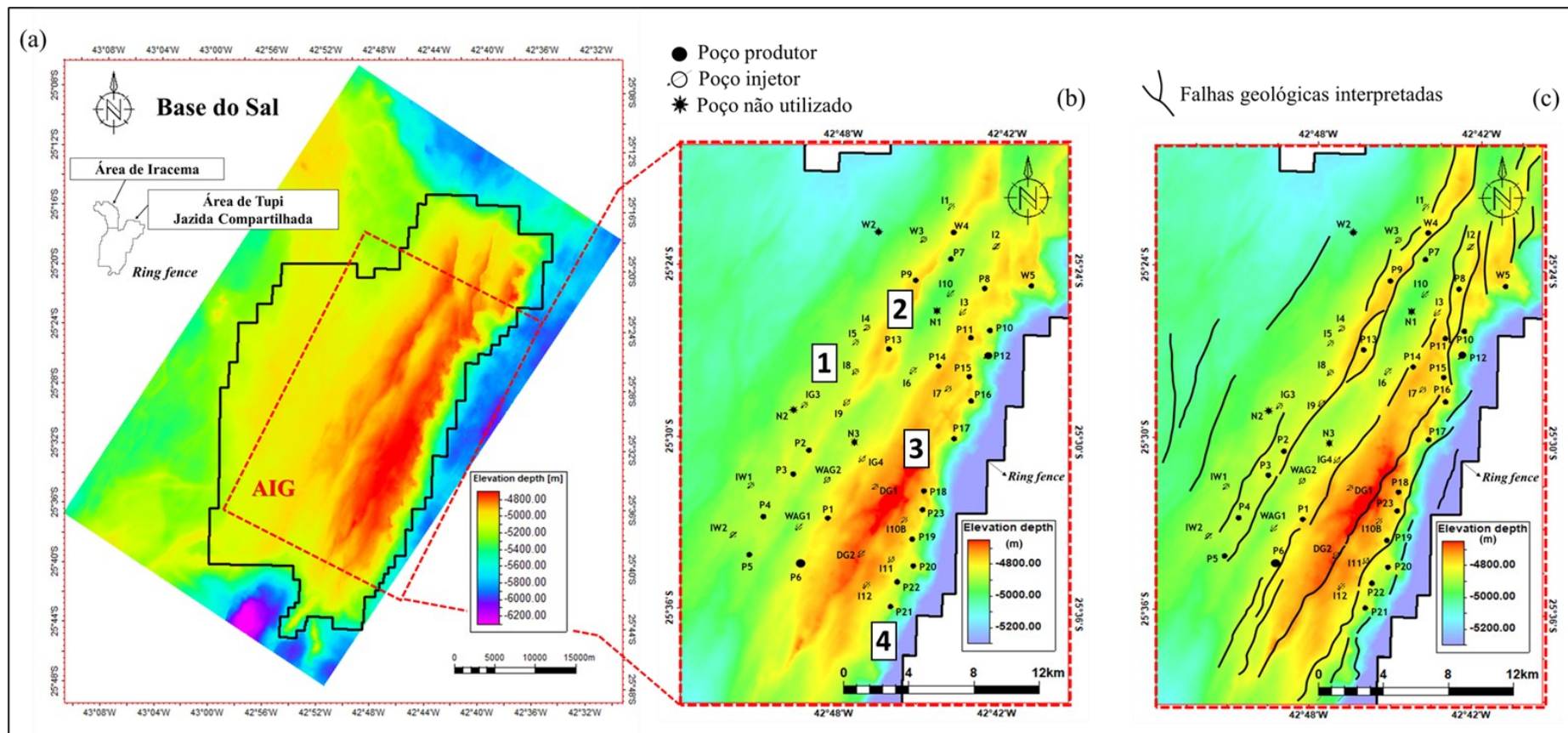


Figura 86: Mapas estruturais resultantes do mapeamento sismoestratigráfico do horizonte sísmico Base do Sal, aproximadamente topo do intervalo estratigráfico BVE100, nas áreas de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e de interesse geológico [AIG; (b) e (c)]. Em destaque na AIG estão exibidos os resultados da interpretação sísmica de detalhe, com a localização dos poços [(b) e (c)] e a representação das falhas geológicas (c). Extensas falhas normais e de direção predominantemente NE-SW propagam-se desde o horizonte sísmico Embasamento Econômico até o horizonte sísmico Base do Sal, delineando o conjunto de blocos elevados da Borda Oeste (1), do Alto Estrutural Secundário (2), do Alto Estrutural Principal (3) e da Borda Leste (4). Na porção NE da AIG os altos estruturais são adicionalmente cortados por uma série de falhas menores e dobras, predominantemente nas direções N-S e NW-SE. Apesar dessa grande quantidade de falhas atravessar a zona BVE100, neste intervalo os rejeitos associados são de poucas dezenas de metros a subsísmicos. Na AIG, as interpretações estão clipadas no polígono do *ring fence* do Campo de Tupi (área de maior cobertura sísmica).

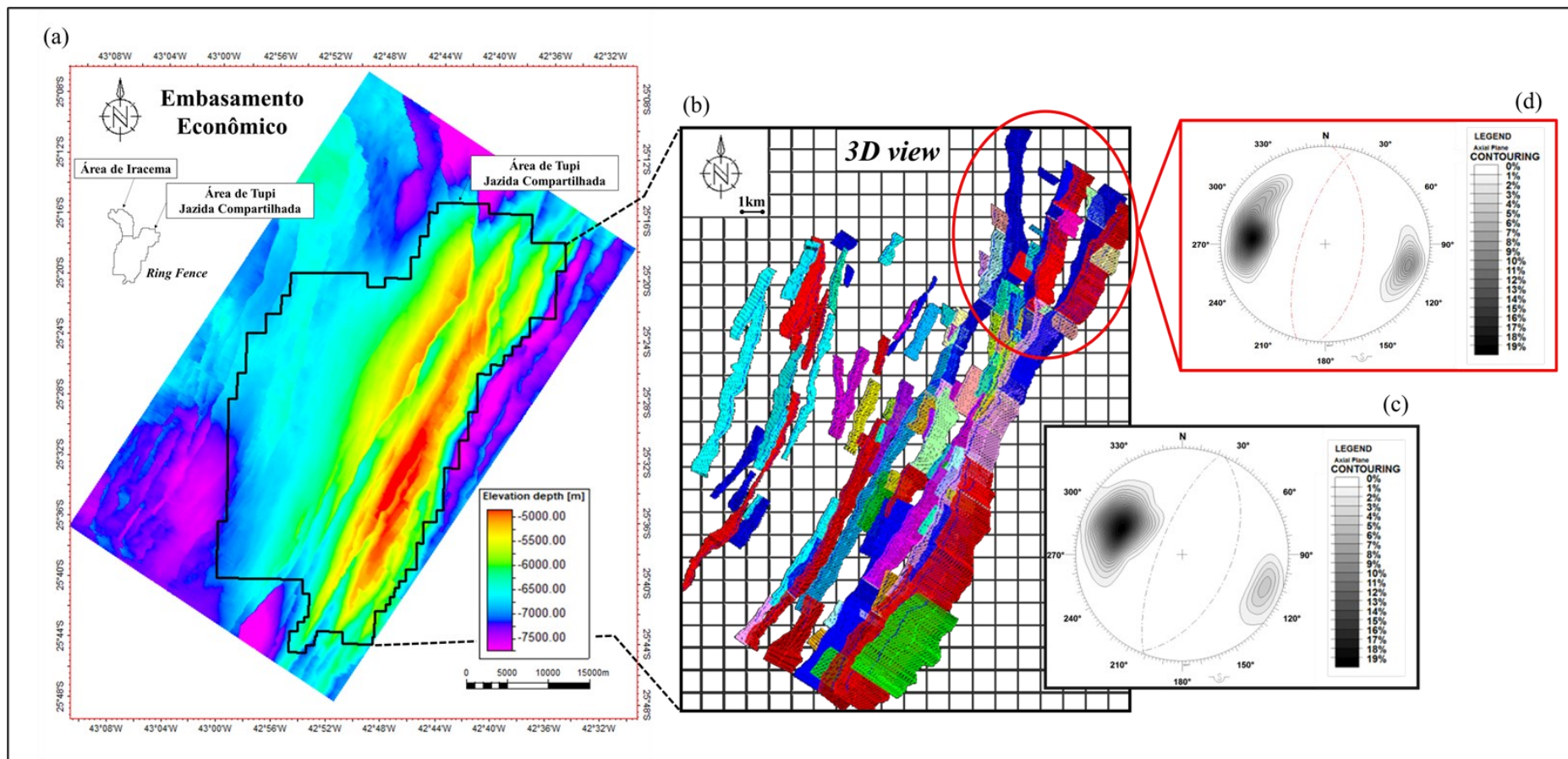


Figura 87: Mapa estrutural resultante do mapeamento sismoestratigráfico do topo das rochas ígneas da Formação Camboriú, horizonte sísmico Embasamento Econômico, na Área de Tupi [Jazida Compartilhada; (a)] e visão 3D das 99 falhas geológicas interpretadas (b). Em destaque, os diagramas estereográficos (isodensidade polar) produzidos, considerando: todas as falhas (c) e somente as falhas das porções norte e nordeste da Área de Tupi (d). A maioria das falhas geológicas mapeadas são distensionais, falhas normais e de rejeito oblíquo, de direção predominantemente NE-SW (c). Contudo, ocorrem pequenas inversões estruturais associadas à acomodação de esforços transcorrentes de direção NW-SE, especialmente nas porções norte e nordeste da Área de Tupi, onde também são mapeadas falhas de direção NNE-SSW [principalmente; (d)], N-S e NW-SE.

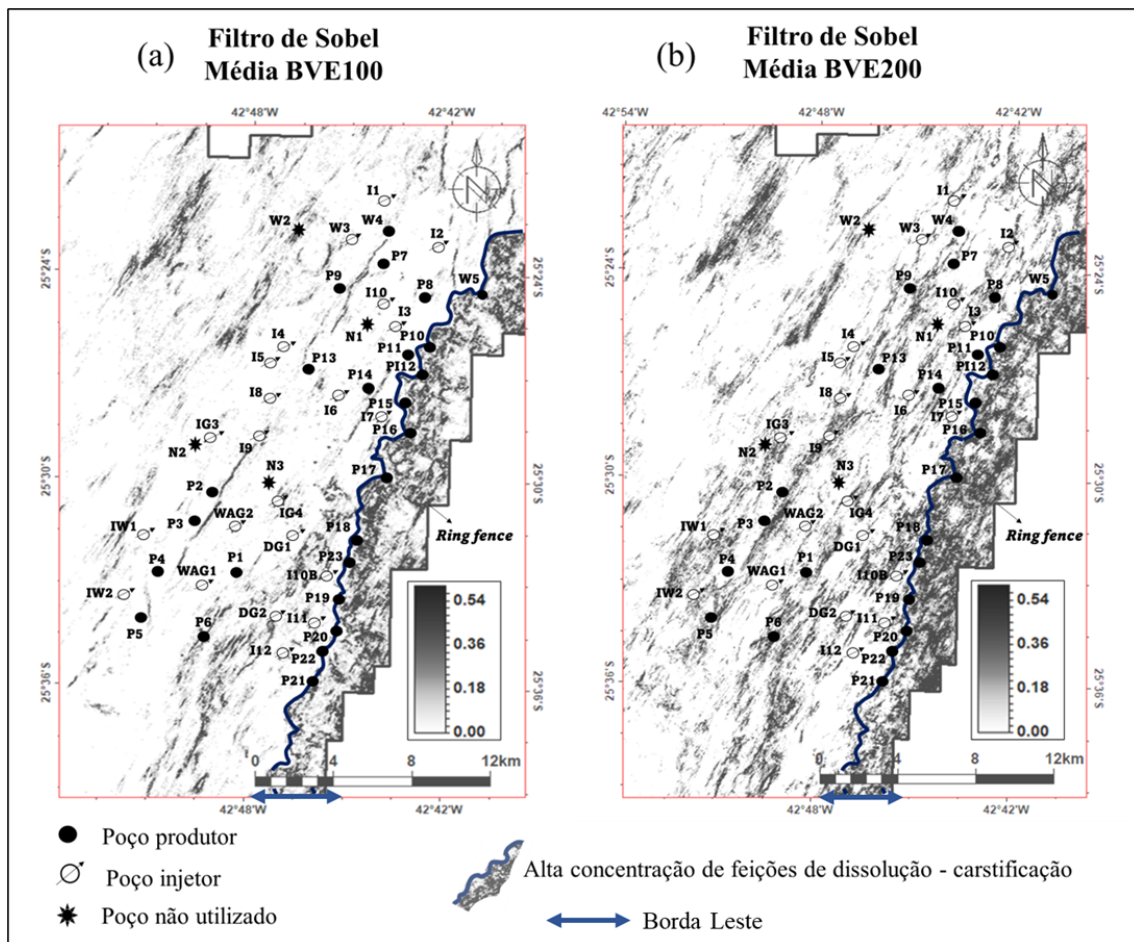


Figura 88: Mapas médios do atributo sísmico geométrico Filtro de Sobel, calculados para os intervalos estratigráficos BVE100 (a) e BVE200 (b). Na Borda Leste – sinalizada pela seta dupla azul; entre a linha azul escuro e o limite leste do polígono do *ring fence* – notar o acúmulo de descontinuidades e feições sísmicas contorcidas, observadas nas posições dos poços produtores de borda W5 (NE) a P21 (S). Nesses poços são interpretadas altas concentrações de carbonatos com feições de dissolução (zonas BVE100 e BVE200) e diversas cavernas (principalmente na zona BVE200), associadas com processos de carstificação que podem ter ocorrido em toda a Borda Leste. Atentar para o aumento relativo das descontinuidades e das feições sísmicas no intervalo BVE200 – Borda Leste mais escurecida rumo aos baixos estruturais.

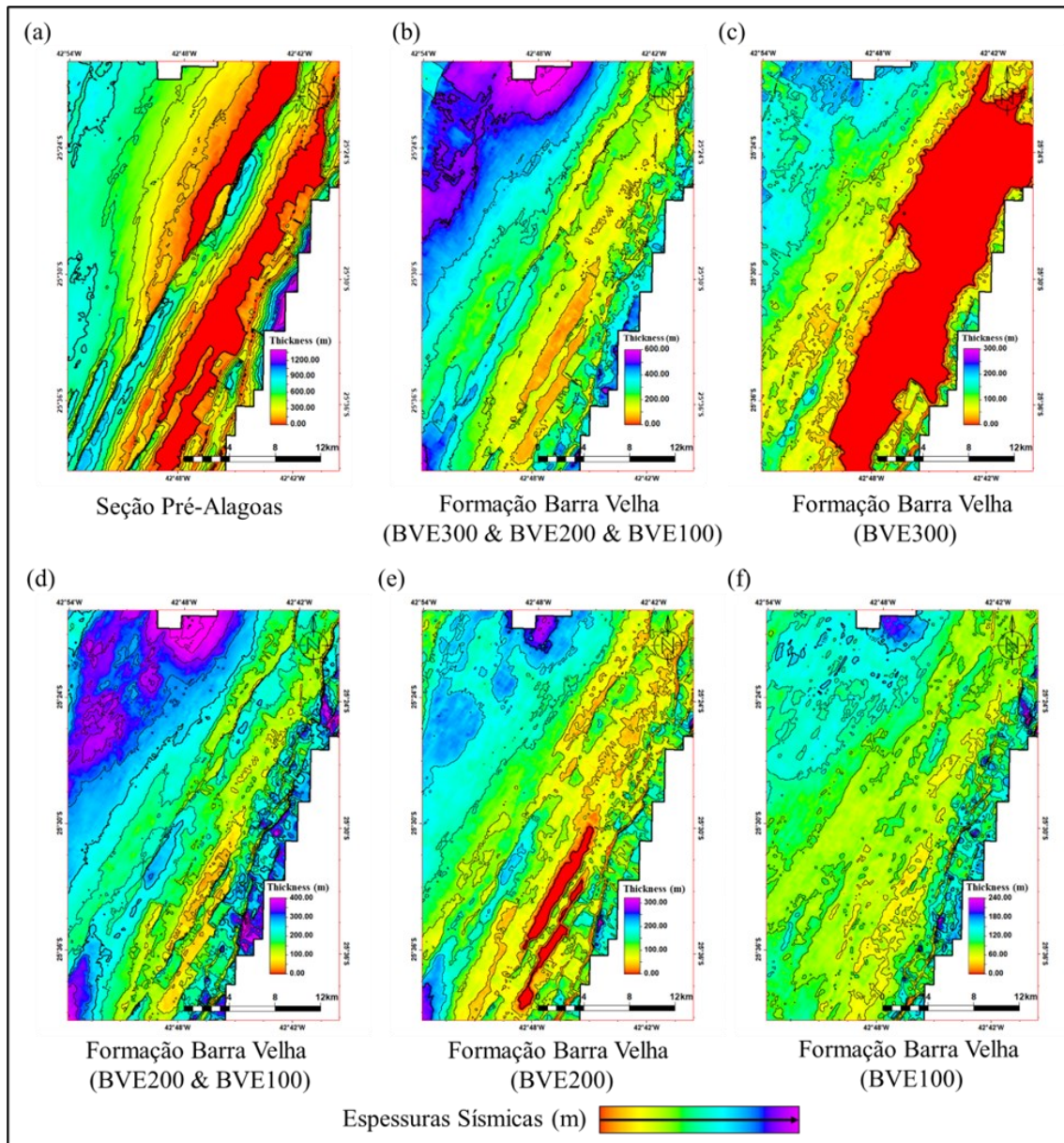


Figura 89: Espessuras sísmicas obtidas através dos mapeamentos sismoestratigráficos das seções Pré-Alagoas (a) e Alagoas (b), apresentando as espessuras individualizadas dos intervalos estratigráficos BVE300, BVE200 e BVE100, além das espessuras combinadas dos intervalos BVE100 e BVE200. As estimativas das espessuras sísmicas foram baseadas nas diferenças dos horizontes sísmicos e estão em acordo com as espessuras verificadas nos poços. Seção Pré-Alagoas: abrange do topo das rochas ígneas do Evento Magmático Tupi à Discordância Pré-Alagoas (a). Zona BVE300: estende-se da Discordância Pré-Alagoas à Discordância Intra-Alagoas (c). Espessuras sísmicas combinadas das zonas BVE100 e BVE200: vão da Discordância Intra-Alagoas ao horizonte sísmico Base do Sal (d). Zona BVE200: se estende da Discordância Intra-Alagoas ao horizonte sísmico Topo BVE200 (e). Zona BVE100: alcança do horizonte sísmico Topo BVE200 ao horizonte sísmico Base do Sal (f). Áreas com espessura nula são destacadas em tons de vermelho escuro, indicando locais onde os estratos foram erodidos ou não depositados [(a), (c) e (e)]. Nas áreas dos Baixos Estruturais Regionais, as espessuras sísmicas da Formação Barra Velha podem atingir até 600 metros [tons de roxo; (b)]. Variações menores de espessuras sísmicas são observadas na zona BVE100, interpretada como depositada em um contexto tectônico predominantemente do tipo *sag* (f).

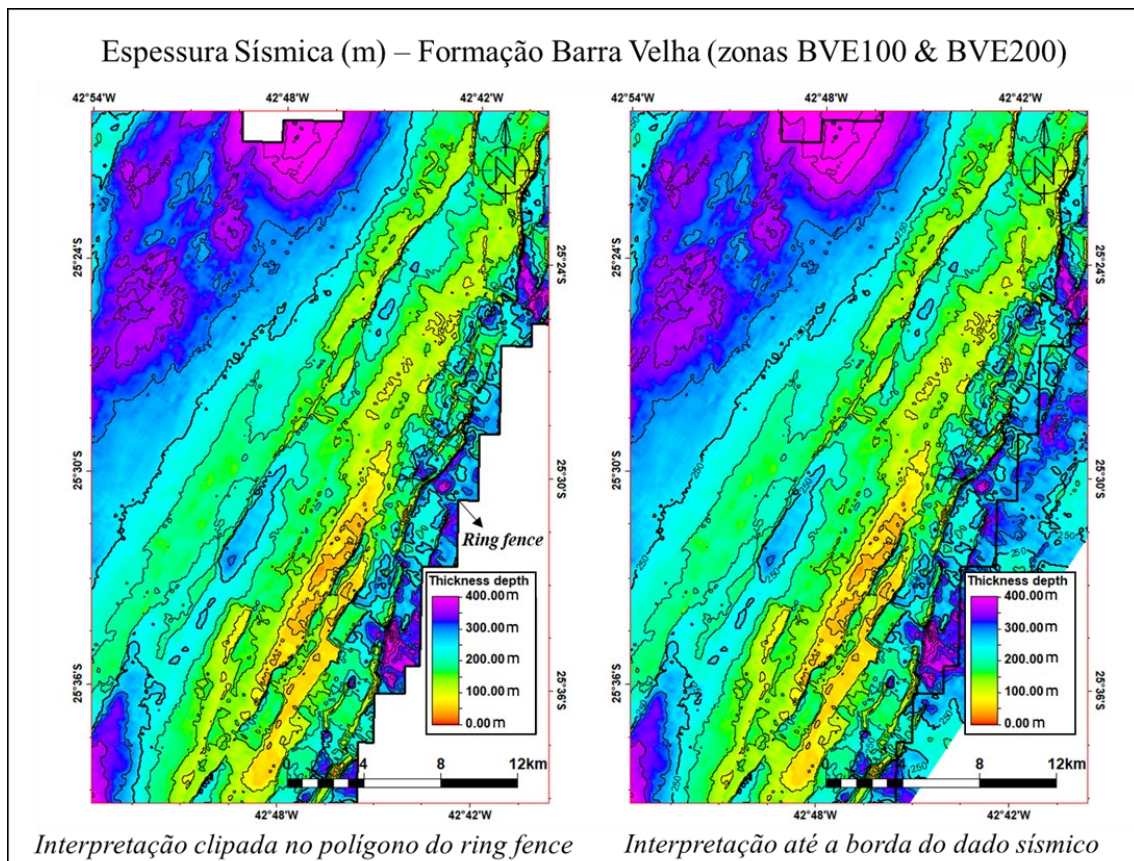


Figura 90: Mapas das espessuras sísmicas somadas para as zonas (ou intervalos estratigráficos) BVE100 & BVE200, calculadas da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Base do Sal. A região de espessura nula, em tons de vermelho escuro, indica as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Na Borda Leste e nos Baixos Estruturais Regionais as espessuras de sedimentos ultrapassam 350 metros (em tons de roxo), embora haja maior incerteza no mapeamento sísmico da porção leste ao *ring fence* (borda da aquisição sísmica).

Avançando na análise sismoestratigráfica da Formação Barra Velha, a Figura 85, a Figura 86 e a Figura 91 apresentam mapas estruturais e de espessuras sísmicas, derivados da interpretação de horizontes sísmicos e falhas geológicas no intervalo estratigráfico BVE100. O topo estrutural da zona BVE130 foi mapeado em grande parte da área de estudo, especialmente em situações de baixos estruturais mais espessados. Para o mapeamento dos flancos e altos estruturais, as seções sísmicas dos atributos impedância acústica e Iterdec, com suas resoluções sísmicas verticais mais elevadas, foram particularmente úteis. As altas proporções de fácies *de baixa energia*, que são típicas da zona BVE130, são bem evidenciadas pelo aumento relativo dos valores de impedância acústica (Figura 97 e Figura 103). A partir da perspectiva de caracterização de reservatórios, a definição da zona BVE130 nas áreas de Baixos Estruturais Regionais e Borda Oeste também auxilia na identificação de possíveis intercalações entre *carbonatos com argilominerais* e outras associações de fácies, tal como acontece no poço I5 (Figura

75). Na zona BVE100, a ocorrência de *carbonatos com argilominerais* é mais comum nas seções basais (zona BVE130) e, em termos geográficos, nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos. No âmbito da análise sísmica e em concordância com a interpretação da zona BVE200, as áreas com maior concentração das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* podem ser estimadas através de um mapa médio do atributo sísmico razão V_p/V_s (Figura 105). Contudo, é relevante destacar que, na zona BVE100, a amplitude das variações dos valores médios do atributo razão V_p/V_s é menor, e a Borda Oeste é menos afetada pela presença dos *carbonatos com argilominerais* (e.g., poços I5, N2 e W3; Figura 104 e Figura 105).

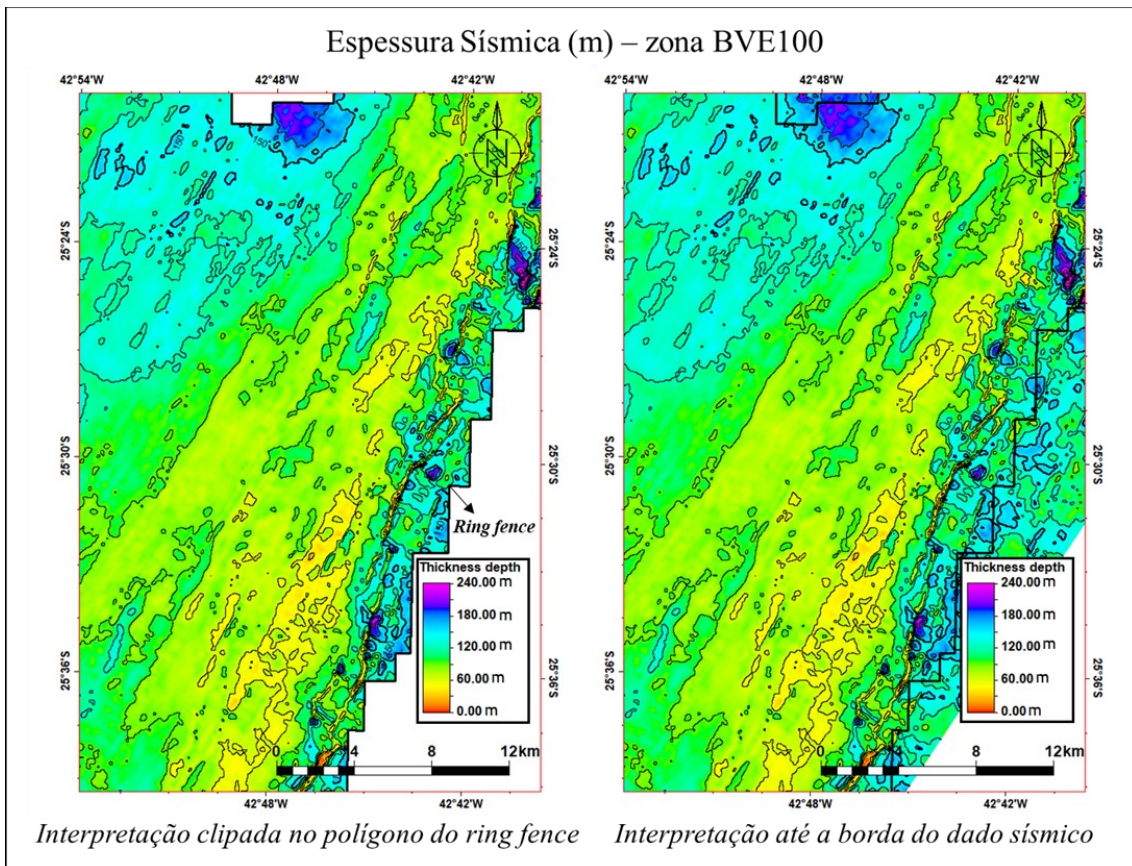


Figura 91: Mapas das espessuras sísmicas resultantes do mapeamento sismoestratigráfico da zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100, calculadas do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. As suaves variações de espessura sugerem que essa sequência sedimentar foi depositada em um contexto tectônico majoritariamente do tipo *sag*, com os sedimentos recobrendo e preenchendo a topografia pré-existente.

A análise estrutural detalhada da zona BVE130 revelou ainda que grande parte das falhas geológicas que atingem o intervalo BVE100 estão limitadas à sua porção basal (Figura 95 e Figura 97). No entanto, a quantidade de falhas geológicas que atingem e deslocam claramente o horizonte sísmico Base do Sal é significativa, com deslocamentos de falhas variando de dezenas de metros - geralmente menores que 50 metros - até valores subsísmicos. Utilizando os mapas dos atributos sísmicos geométricos como guias (Figura 64 a Figura 68), para a Área de Tupi foram mapeadas 54 falhas geológicas que atravessam desde o horizonte sísmico Embasamento Econômico até o horizonte sísmico Base do Sal e 99 falhas geológicas ao todo (Figura 87). Especificamente na área de estudo, são 36 falhas geológicas atravessando o horizonte sísmico Base do Sal (Figura 86). Os diagramas estereográficos (isodensidade polar) produzidos destacam a principal estruturação da área como NE-SW.

A maioria das falhas geológicas mapeadas são falhas distensionais, normais e de rejeito oblíquo, embora ocorram pequenas inversões estruturais relacionadas à acomodação de esforços transcorrentes de direção NW-SE - estruturação dominante da Área de Iracema (Figura 1, Figura 15 e Figura 16) - especialmente nas regiões norte e nordeste da Área de Tupi, onde também são frequentemente mapeadas falhas de direção NNE-SSW, N-S e NW-SE (Figura 87). Ademais, é importante ressaltar que, independentemente da direção associada, os rejeitos das falhas mapeadas diminuem consideravelmente em direção aos estratos superiores e são bastante reduzidos no intervalo BVE100, quando comparados aos rejeitos de falha observados nos intervalos inferiores (do Embasamento Econômico ao topo da zona BVE200). Como resultado, assim como observado nos poços, apenas sutis variações de espessuras sísmicas são notadas no intervalo BVE100 (Figura 91), enquanto as variações das espessuras *sin-rifte* são mais pronunciadas (Figura 89). Há também uma boa continuidade lateral dos refletores sísmicos, geralmente plano-paralelos a tabulares, localmente convexos nas regiões de *mounds* carbonáticos ou levemente côncavos nas áreas dos Baixos Estruturais Relativos (Figura 103). Portanto, ocorrem alterações estruturais sutis, compatíveis com um período de quiescência tectônica significativa. Os sedimentos da zona BVE100 cobrem e preenchem a topografia pré-existente.

Ao analisar em conjunto as espessuras sísmicas dos intervalos estratigráficos BVE200 e BVE100 (Figura 90), a configuração estrutural dos estratos da zona BVE200 prevalece, apresentando maior variabilidade nas espessuras sísmicas. Os intervalos somados correspondem aproximadamente à sequência K46-K48 de Moreira *et al.* (2007). Em geral, as maiores espessuras do conjunto “BVE100 & BVE200” ocorrem nas regiões de influência das fácies sísmicas plano-paralelas e de *onlap* que preenchem os Baixos Estruturais Regionais, por exemplo, regiões dos poços W2 e W3 (Figura 98 a Figura 100), e por feições sísmicas sigmoides observadas na Borda Leste, por exemplo, àquelas amostradas pelos poços P16 e W5 (Figura 93, e Figura 96 a Figura 99). Os espessamentos de sedimentos e as feições sísmicas correspondentes estão associados a valores baixos a moderados de amplitude sísmica e impedância acústica, além de altos valores de porosidade total. Nos Baixos Estruturais Regionais (*e.g.*, poço W2), predominam os carbonatos com argilominerais (Fácies Não-Reservatório Argilosas; Tabela 5), enquanto na Borda Leste (*e.g.*, poços P16 e W5) predominam os carbonatos retrabalhados, seguidos pelos *in-situ shrubs*, carbonatos com feições de dissolução e carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico. Assim, há uma evidente preponderância de Fácies Reservatório (Tabela 5) nas feições sigmoides, embora outras associações de fácies possam estar presentes em proporções menores. Nos poços W5 e P16, os valores de impedância acústica relativamente mais altos observados na porção basal do intervalo estratigráfico BVE200 foram associados ao aumento de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico (Figura 75, Figura 96 e Figura 99). Por outro lado, os menores valores de impedância acústica, localizados na porção central da feição sísmica sigmoide atravessada por esses poços, foram relacionados a proporções relativamente maiores de carbonatos com feições de dissolução (Figura 75, Figura 96, Figura 97 e Figura 99).

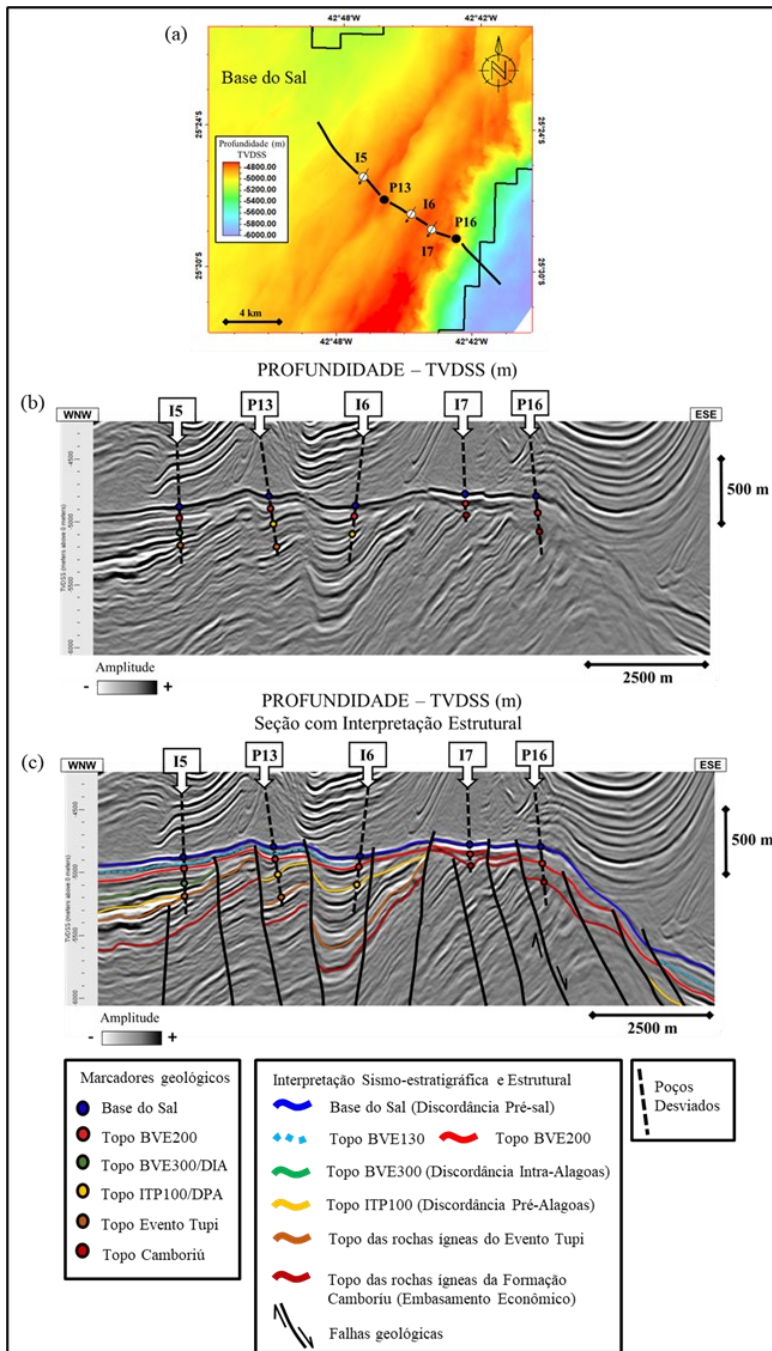


Figura 92: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5 (Borda Oeste), P13 (Alto Estrutural Secundário), I6 (Baixo Estrutural Relativo), I7 (Alto Estrutural Principal) e P16 (Borda Leste). A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). Na amplitude sísmica não interpretada (b) notar o esmaecimento da imagem na porção leste ao poço P16 (aproximação da borda de aquisição sísmica). Na amplitude sísmica interpretada (c), do horizonte sísmico Topo Evento Tupi até a DPA, especialmente ao redor do poço I6, notar os maiores rejeitos verticais das falhas normais, com significativos crescimentos de seção associados (variações de espessura), característicos de um contexto rifte. Por outro lado, entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, praticamente não há variação de espessuras entre os poços e a geometria das camadas é predominantemente tabular e contínua, mais típica de um contexto *sag*. Em algumas partes da seção sísmica, especialmente rumo aos baixos estruturais e regiões ligeiramente mais espessadas da zona BVE100, torna-se possível a identificação do horizonte sísmico correspondente ao topo da zona BVE130 (pico preto positivo; linha tracejada azul).

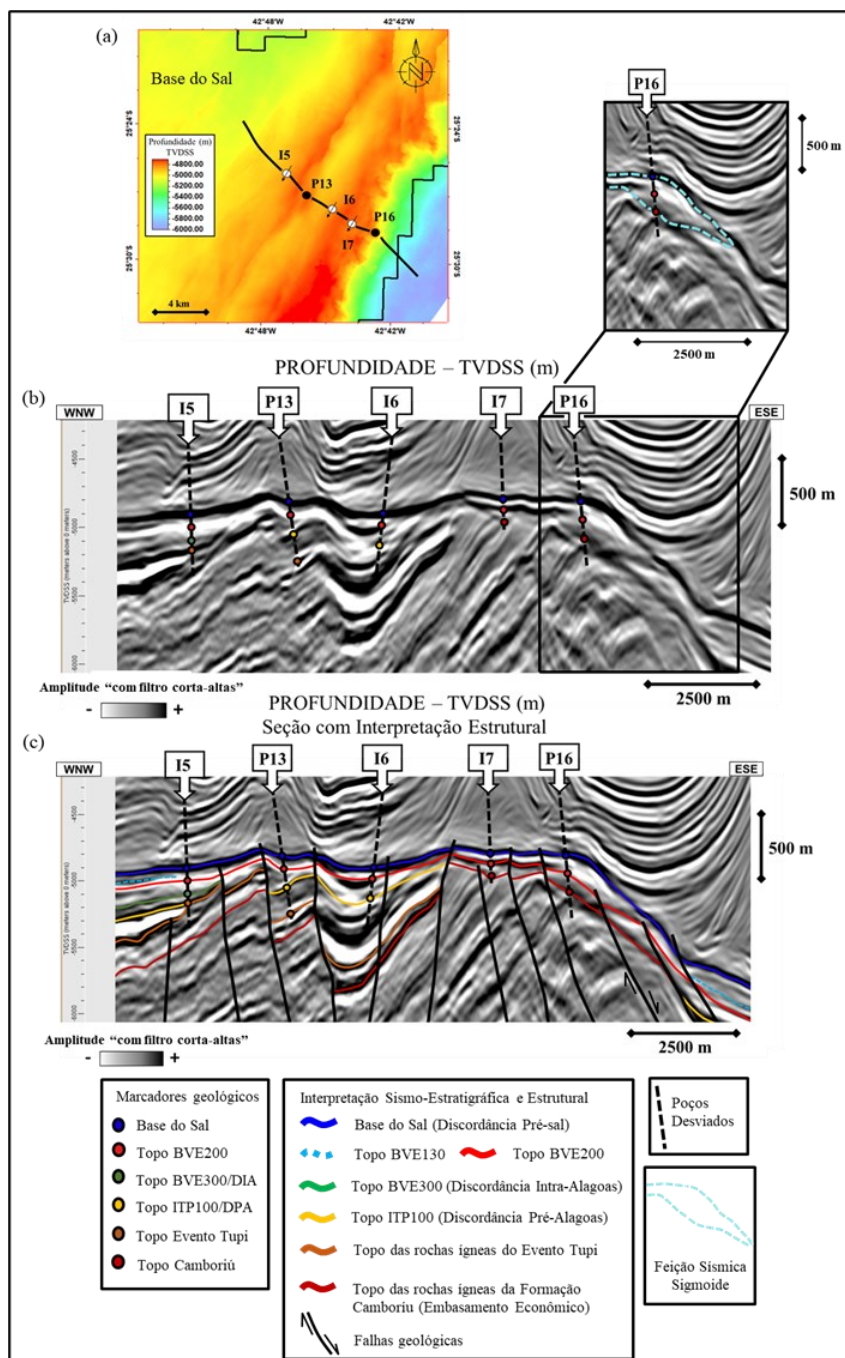


Figura 93: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A amplitude sísmica “com filtro corta-altas” resalta algumas geometrias sísmicas, tais como a feição sigmoide atravessada pelo poço P16 (tracejado na cor ciano), englobando as zonas BVE100 e BVE200 (b). Na seção sísmica interpretada (c), do horizonte sísmico Topo Evento Tupi até a DPA, especialmente ao redor do poço I6, notar os maiores rejeitos verticais das falhas normais, com significativos crescimentos de seção associados, característicos de um contexto rifte. Por outro lado, entre o horizonte sísmico Topo BVE200 e a Base do Sal, praticamente não há variação de espessuras entre os poços, com exceção da variação contemplada pela feição sísmica sigmoide, onde é percebido um pequeno espessamento da zona BVE100 e um maior espessamento do conjunto “BVE100 & BVE200” [(b) e (c)]. Moderados espessamentos dos pacotes sedimentares são comuns na zona BVE200 e relacionados aos rejeitos das falhas geológicas que permaneceram ativas ou foram reativadas, sugerindo um contexto tectônico de transição entre as fases rifte superior e *sag* [poços P13 e I6; (c)].

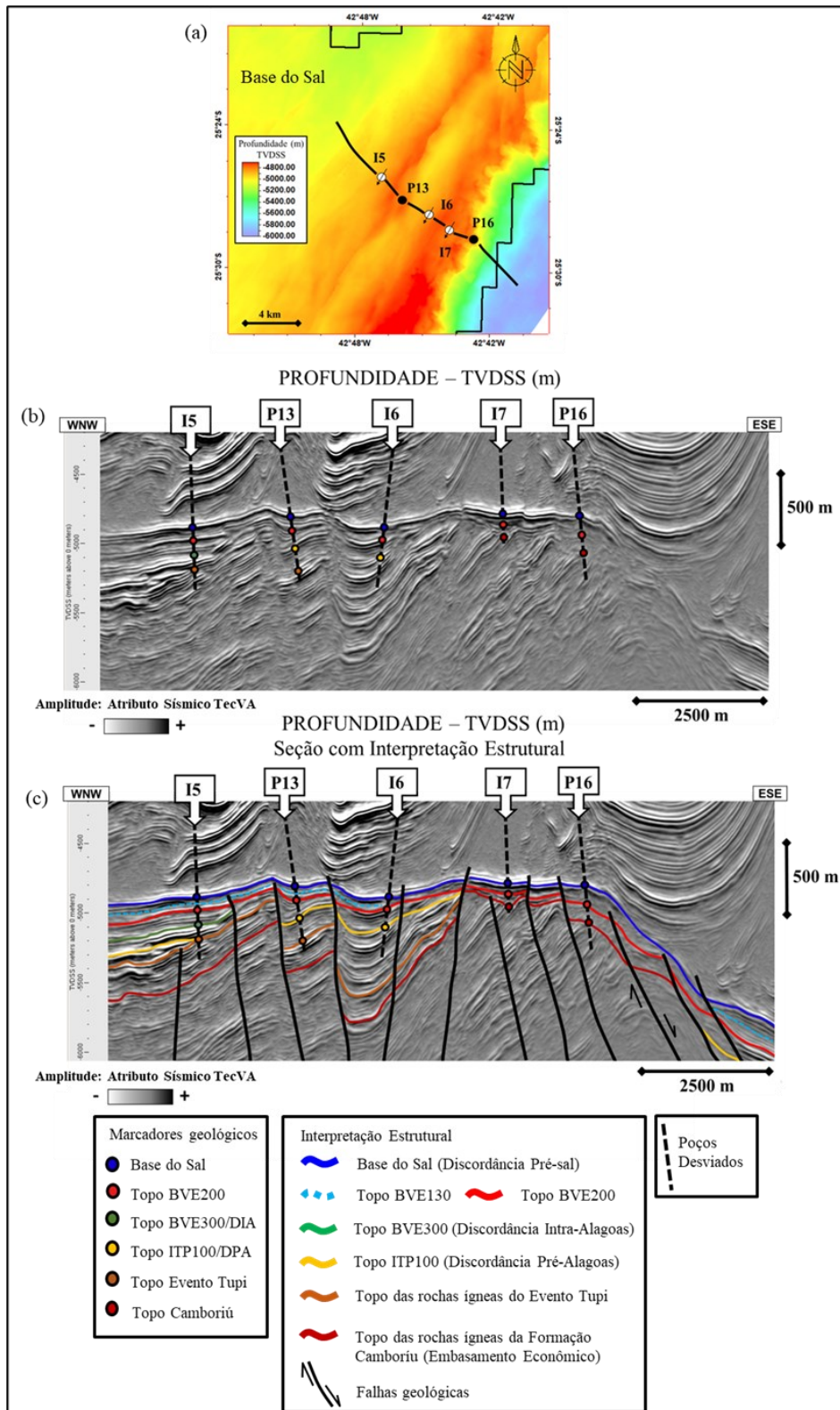


Figura 94: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A amplitude do atributo sísmico TecVA ressalta os planos e os rejeitos das falhas geológicas (b). Na seção sísmica interpretada, notar os significativos deslocamentos verticais dos pacotes da seção Pré-Alagoas e as grandes espessuras sísmicas associadas (c). Em contraste, observar os pequenos rejeitos verticais, quase subsísmicos, interpretados entre os poços P13 e P16 no horizonte sísmico Base do Sal (c).

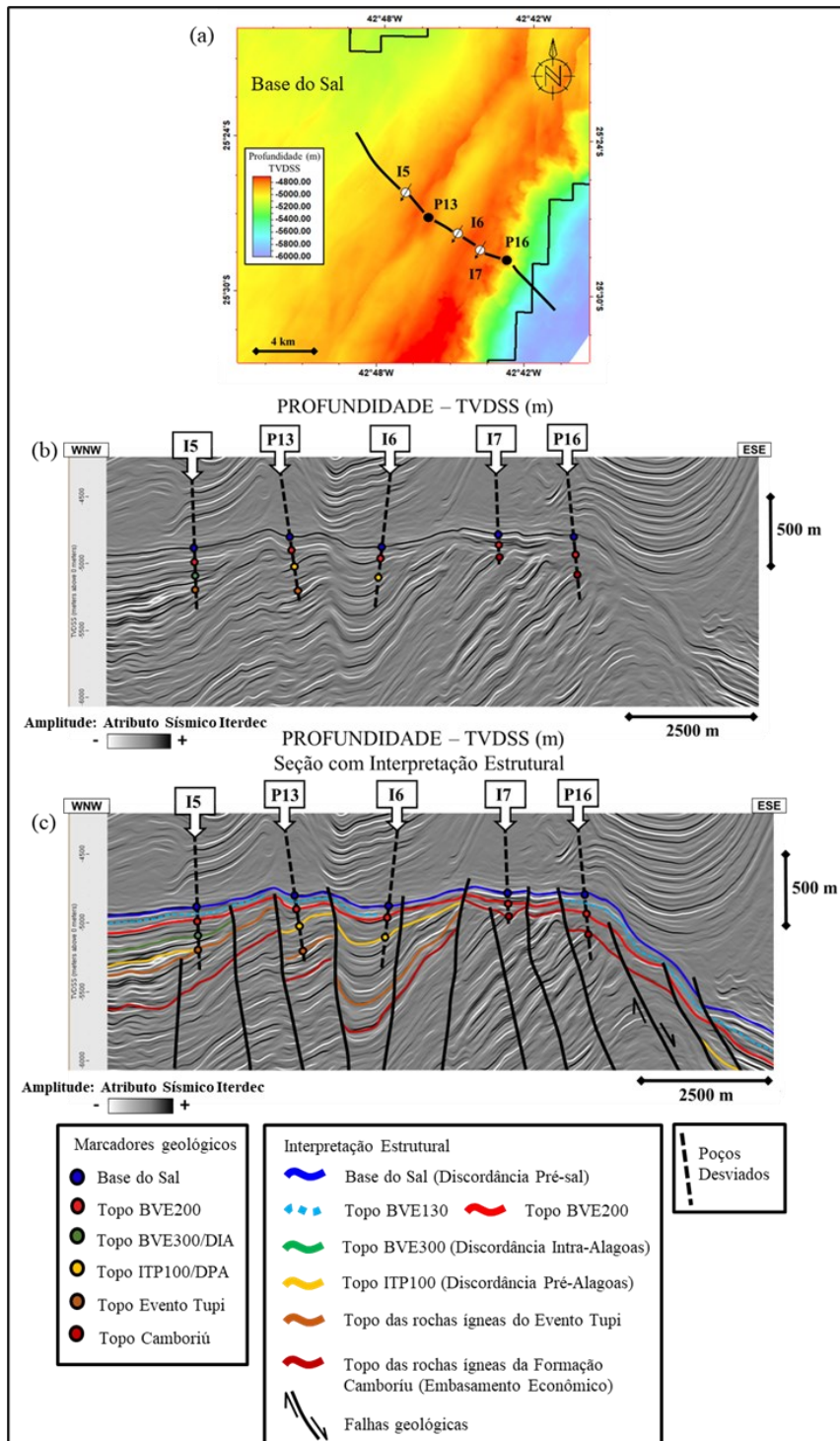


Figura 95: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O atributo sísmico *de alta frequência* Iterdec, por apresentar uma maior resolução sísmica vertical, apresenta um maior número de reflexões sísmicas, as quais podem ser relacionadas com topos de limites de seqüências estratigráficas de grande e média escala (b). Na seção sísmica interpretada (c), notar o rastreamento da zona BVE130 (tracejado azul claro) em quase toda a seção sísmica, incluindo posições do Alto Estrutural Secundário (poço P13) e da Borda Leste (poço P16), algo que não é possível nos demais atributos sísmicos. Adicionalmente, observar que parte das falhas que cruzam o intervalo estratigráfico BVE100 estão restritas à sua porção mais basal [e.g., falhas geológicas entre os poços I5 e P13; (b)].

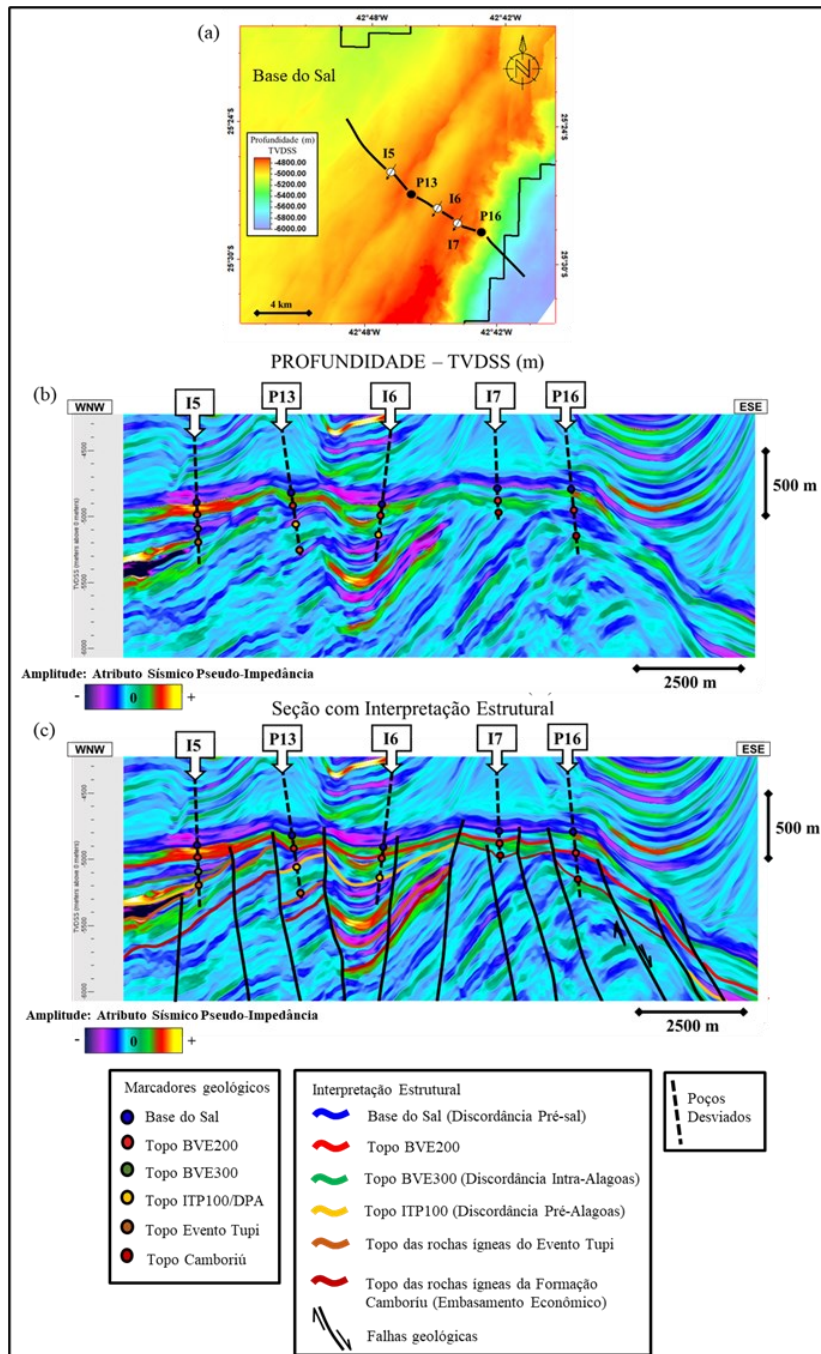


Figura 96: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O atributo sísmico pseudo-impedância resalta macro variações de amplitude e impedância acústica, as quais podem ser relacionadas com variações de propriedades e fácies nos reservatórios, além de demarcar limites de seqüências estratigráficas de grande escala (b). Na seção sísmica interpretada (c), na porção central da feição sísmica sigmoide atravessada pelo poço P16, notar os baixíssimos valores de amplitude que preenchem a interface entre as zonas BVE100 e BVE200, além de boa parte da zona BVE200. Na Borda Leste, essas baixíssimas amplitudes estão relacionadas com um aumento dos carbonatos com feições de dissolução, em meio ao predomínio de carbonatos retrabalhados. Diferentemente, na porção basal da zona BVE200 (poço P16) notar o incremento nos valores de amplitude, pertinente com a abundância de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [(a) e (b)]. Na Borda Oeste, poço I5, observar a anomalia de altas amplitudes (em tons de vermelho), consistente com um aumento de fácies *de baixa energia* na zona BVE100 [(a) e (b)].

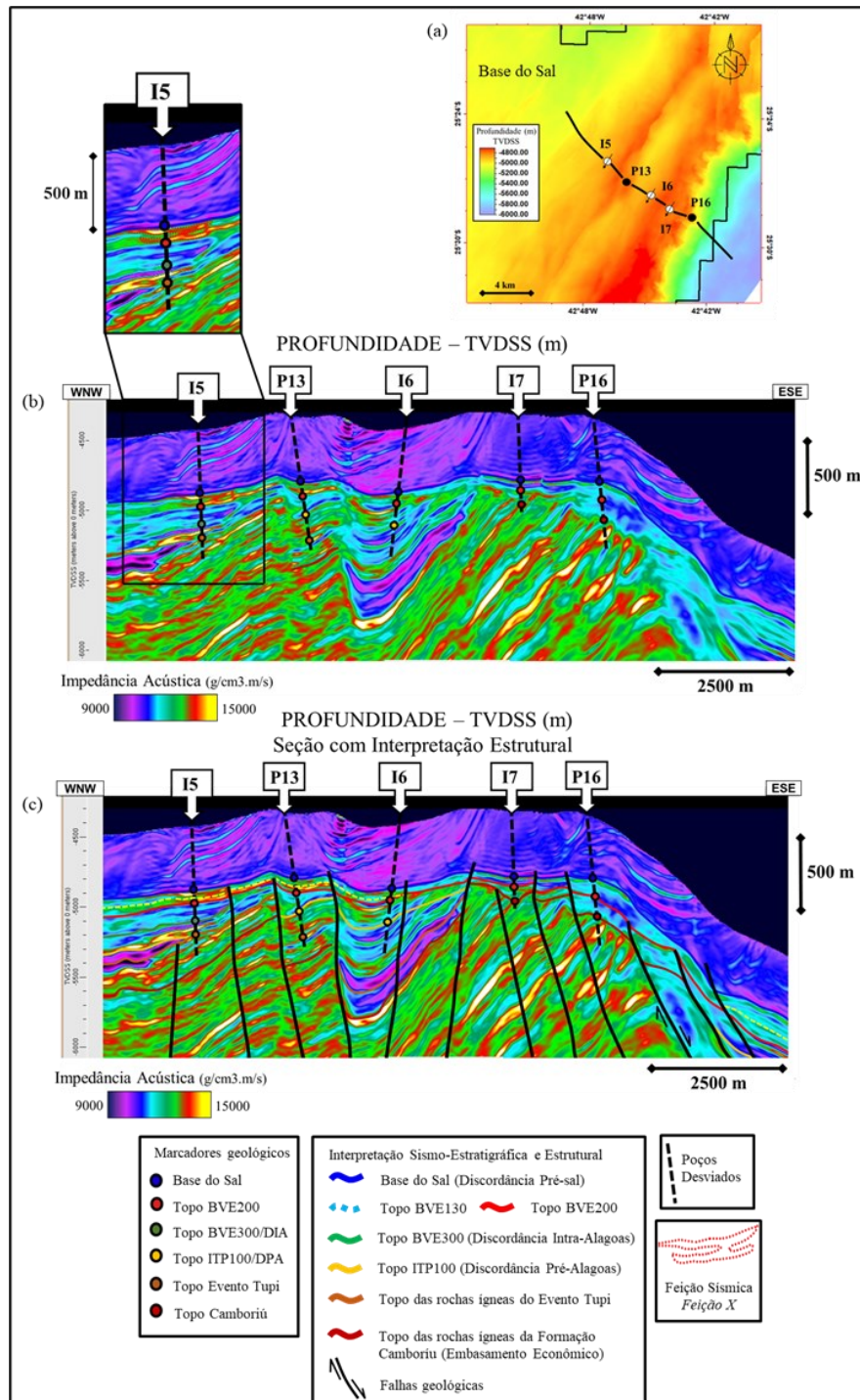


Figura 97: Resultado da interpretação sismoestratigráfica e estrutural de detalhe ao redor dos poços I5, P13, I6, I7 e P16. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). As variações de impedância acústica podem ser relacionadas com variações de propriedades e fácies nos reservatórios. Por exemplo, a feição sísmica de alta impedância atravessada pelo poço I5 (*Feição X*; geometria pontilhada em vermelho) indica um aumento de Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, especialmente fácies *de baixa energia*, na zona BVE100 (a). Na seção sísmica interpretada (c), notar o rastreamento da zona BVE130 (tracejado amarelo) em boa parte da seção sísmica, incluindo posições do Alto Estrutural Secundário (ao redor do poço P13). Na Borda Leste, poço P16, notar os baixíssimos valores de impedância acústica que preenchem a interface entre as zonas BVE100 e BVE200, além de boa parte da zona BVE200 [(a) e (b)]. Esses baixíssimos valores estão relacionados ao incremento dos carbonatos com feições de dissolução, em meio ao predomínio de carbonatos retrabalhados.

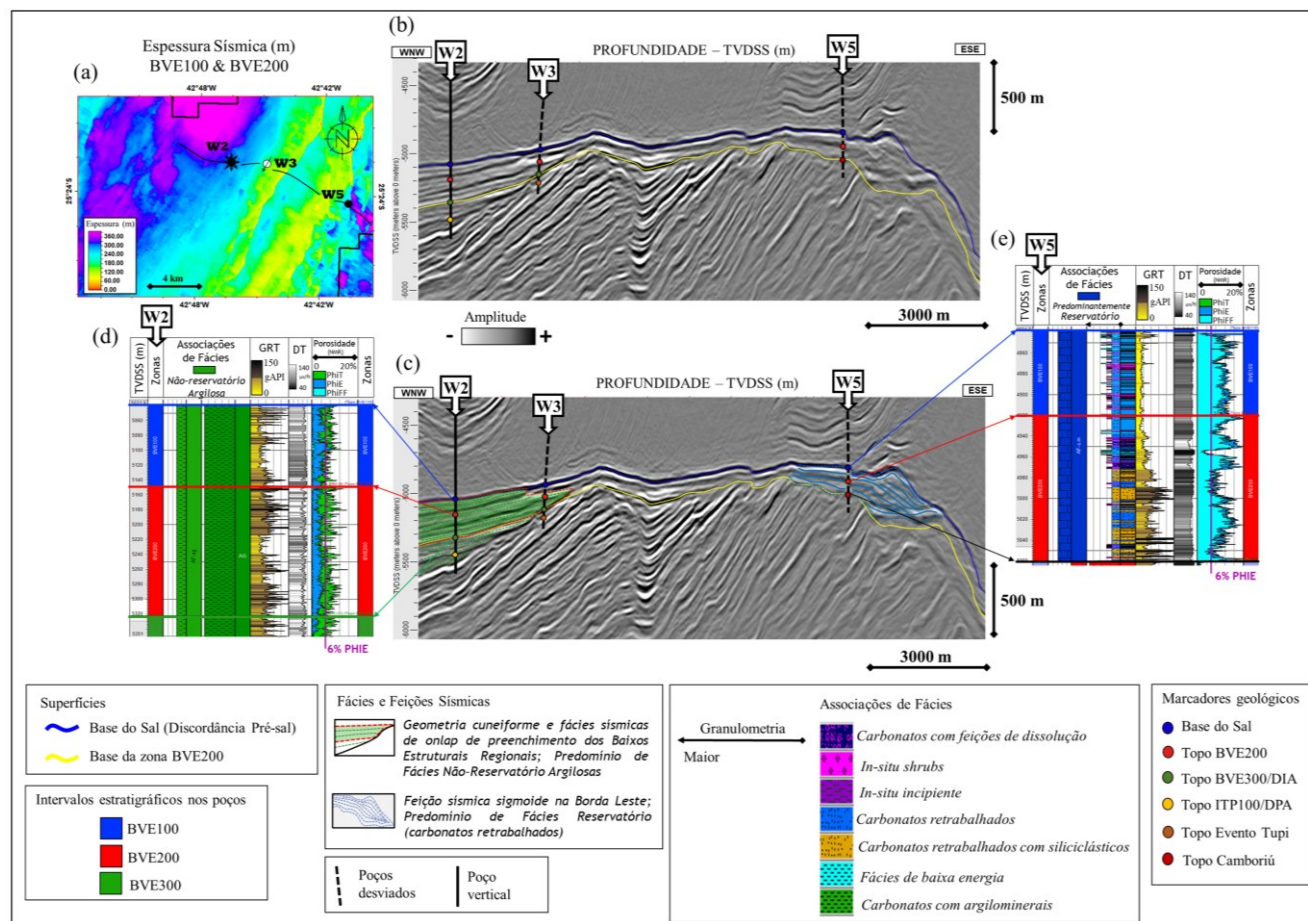


Figura 98: Interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor dos poços W2, W3 e W5. A localização da seção sísmica é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). As maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] ocorrem nas regiões de influência de fácies sísmicas plano-paralelas e de *onlap* de preenchimento dos Baixos Estruturais Regionais [poços W2 e W3; (b), (c) e (d)] e de feições sísmicas sigmoides observadas na Borda Leste [poço W5; (b), (c) e (e)]. Ambos os espessamentos de sedimentos e feições sísmicas estão relacionados com baixos a moderados valores de amplitude e altos valores de porosidade total, sendo que nos Baixos Estruturais Regionais predominam os *carbonatos com argilominerais* [poço W2; (d)] e na Borda Leste predominam os retrabalhados [poço W5; (e)].

Na área de estudo, os carbonatos com feições de dissolução estão presentes nas zonas BVE100 e BVE200, associados as superfícies de máxima retração do lago e às exposições subaéreas, mas predominam estratigraficamente na porção central do intervalo BVE200 (zona BVE220; Figura 5 e Figura 76) e, geograficamente, dentro das feições sigmoides da Borda Leste espessada, associados principalmente aos carbonatos retrabalhados e aos *in-situ shrubs*. A concentração de dissolução e carstificação na Borda Leste (por exemplo, poços P23 e W5; Figura 37 e Figura 75) sugere uma diferenciação paleoambiental adicional. Além do ambiente de maior energia associado aos poços com alta proporção de carbonatos retrabalhados, a presença mais significativa de fácies de alta porosidade e permeabilidade no intervalo estratigráfico BVE200, localizadas próximas ao contato óleo-água interpretado, pode ter facilitado a maior circulação e concentração de fluidos como, por exemplo, uma maior percolação de águas meteóricas. Esse cenário seria propício ao desenvolvimento de um sistema cárstico epigênico. No entanto, considerando que a Borda Leste também é bastante estruturada e falhada, a formação de um sistema cárstico hipogênico gerado pelo fluxo ascendente de fluidos subsuperficiais através de falhas e de fraturas não pode ser descartada. Cabe ressaltar que a dissolução observada nos poços está mais concentrada em um determinado intervalo estratigráfico e não ao longo de falhas geológicas específicas. Além disso, litologias típicas de ambientes sob ação hidrotermal, como tufas e travertinos (Renaut *et al.*, 2013; Mancini *et al.*, 2019; Johann *et al.*, 2023; Vital *et al.*, 2023), não foram identificadas nos poços da Borda Leste ou nos demais poços da área de estudo. E, como previamente salientado, na Borda Oeste, o intervalo estratigráfico BVE200 é amplamente preenchido por *carbonatos com argilominerais*.

Nos mapas de atributos sísmicos geométricos gerados (Figura 66 e Figura 88), especialmente nos mapas médios do atributo sísmico Filtro de Sobel para os intervalos BVE100 e BVE200 (Figura 88), percebe-se que a alta concentração de feições de dissolução pode ser representada pelo acúmulo de descontinuidades e feições sísmicas contorcidas, observadas nas posições dos poços produtores W5 a P21 (poços da Borda Leste). Além disso, nota-se um aumento relativo dessas descontinuidades, expressas em tons mais escuros, no mapa médio do atributo sísmico Filtro de Sobel para o intervalo BVE200 (Figura 88b), no qual se verifica um aumento nas concentrações de carbonatos com feições de dissolução e maior incidência de interpretações de cavernas nos perfis de imagem dos poços.

Após analisar as interpretações de feições de dissolução nos poços, em correlação com mapas e seções dos atributos sísmicos gerados, interpreta-se que a zona BVE100, na área de estudo, apresenta feições cársticas mais difusas, porosidade vugular disseminada ou pequenas concentrações de carbonatos com feições de dissolução. Enquanto isso, na zona BVE200 predominam cavernas e concentrações de feições de dissolução que podem ser melhor detectadas sísmicamente (por exemplo, poço W5; Figura 75, Figura 98 e Figura 99). Nos perfis de imagem dos poços P15, P16, P19 e P23 estão exemplificadas algumas dessas interpretações de cavernas para a zona BVE200 (tons de marrom escuro; Figura 101). A visualização 3D do atributo sísmico Filtro de Sobel reforça a interpretação da Borda Leste como uma borda estrutural de alta energia, escarpada, retrabalhada e com forte influência de percolação e circulação de fluidos, especialmente ao longo das Fácies *Reservatório*, lá dispostas próximas ao paleo-nível freático/contato óleo-água estimado (Figura 101). No detalhe, o acúmulo de descontinuidades sísmicas se manifesta como uma série de feições sísmicas “rugosas” ou de aspecto “dendrítico”, tubulares, circulares a pseudo-circulares, distribuídas principalmente ao redor do contato óleo-água estimado para a Borda Leste. Com o suporte dos perfis de imagem dos poços, essas feições sísmicas foram ainda interpretadas como depressões de contornos irregulares (uvalas), dutos, sumidouros, concreções e/ou dolinas, típicos de um sistema cárstico (Figura 101 e Figura 102). A aparência “dendrítica” mencionada anteriormente refere-se aos sulcos em forma de galhos de árvore, que podem ter sido formados pela água percolando lentamente através da rocha porosa. O sistema cárstico de Minerve (França), ilustrado na foto da Figura 101, pode ser visto como um análogo para a fisiografia e o relevo sísmico da Borda Leste. Vários autores relacionam esses mesmos tipos de feições sísmicas a elementos diagenéticos diversos e paleo-sistemas cársticos (e.g., Oliveira *et al.*, 2019; Van Tuyl *et al.*, 2019; Makhankova *et al.*, 2020; Hendry *et al.*, 2021).

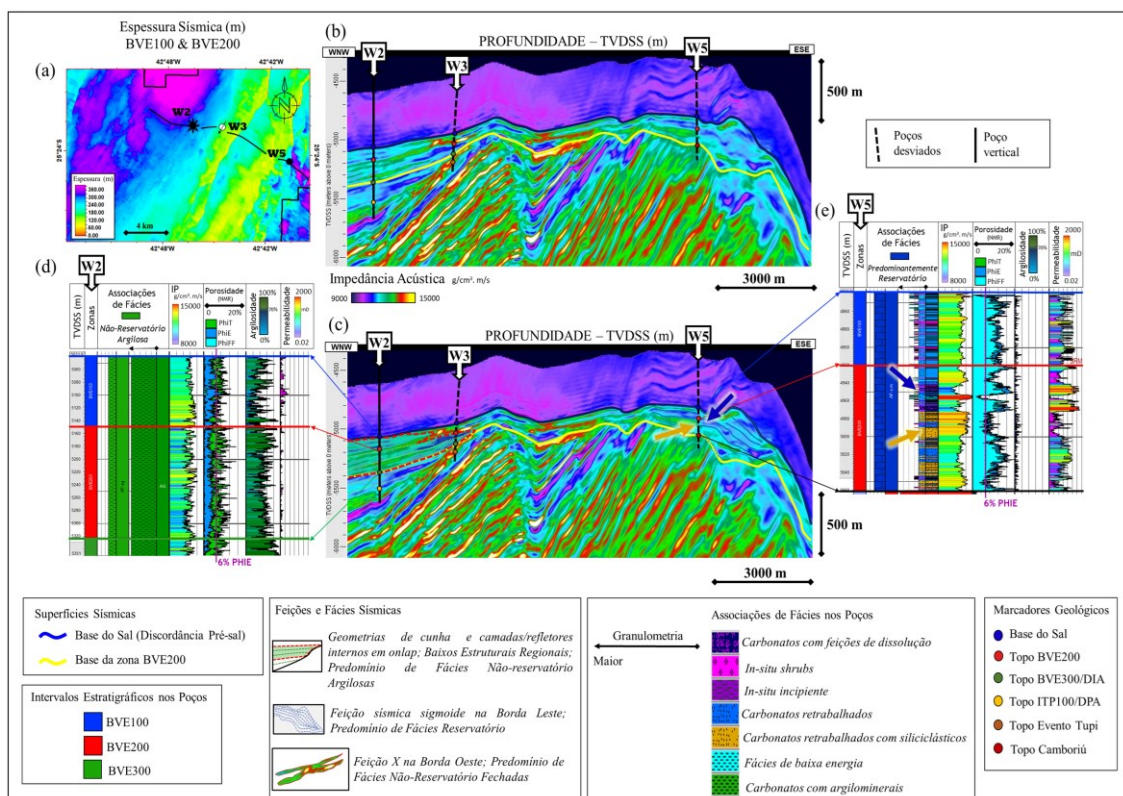


Figura 99: Resultados das interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor dos poços W2, W3 e W5. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). As maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] ocorrem nas regiões de influência de fácies sísmicas plano-paralelas e de *on lap* de preenchimento dos Baixos Estruturais Regionais [poços W2 e W3; (b), (c) e (d)] e de feições sísmicas sigmoides observadas na Borda Leste [poço W5; (b), (c) e (e)]. Ambos os espessamentos de sedimentos e feições sísmicas estão relacionados com baixos a moderados valores de impedância acústica e altos valores de porosidade total, sendo que nos Baixos Estruturais Regionais predominam os *carbonatos com argilominerais* [poço W2; (d)] e nas porções estruturalmente mais elevadas da Borda Leste predominam os carbonatos retrabalhados [poço W5; (e)]. Na Borda Oeste, zona BVE100, notar que o limite *updip* das Fácies Não-Reservatório Argilosas é sinalizado pela feição anômala de alta impedância acústica atravessada pelo poço W3 [Feição X; (b) e (c)]. Na Borda Leste, dentro da feição sigmoide, observar como os menores valores de impedância acústica podem ser qualitativamente associados com os carbonatos com feições de dissolução [seta azul; (c) e (e)], enquanto os maiores valores de impedância acústica podem estar relacionados com o aumento de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [seta laranja; (c) e (e)].

Ademais, continuando a análise conjunta do pacote “BVE100 & BVE200”, seguidos dos maiores espessamentos observados nas regiões de influência de fácies sísmicas plano-paralelas e de *onlap* (Baixos Estruturais Regionais; domínio dos *carbonatos com argilominerais*) e de feições sigmoides com dissolução associada (Borda Leste; domínio dos carbonatos retrabalhados), moderados espessamentos foram relacionados aos Baixos Estruturais Relativos (principalmente) e suaves a moderados espessamentos aos *mounds* carbonáticos. Além das fácies sísmicas comuns aos intervalos BVE100 e BVE200, identificou-se uma feição sísmica específica, denominada *Feição X*

(Cruz *et al.*, 2021a), que contribui para a individualização da zona BVE100. A *Feição X* recebe esse nome por sua semelhança com a letra X do alfabeto e é caracterizada por altos valores de impedância acústica, frequentemente delimitando a interface entre as fácies sísmicas plano-paralelas e de terminação em *on-lap* e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos (Figura 103). A *Feição X* também é visível nos Baixos Estruturais Relativos e nas extremidades das feições sigmoides na Borda Leste. Observou-se que a *Feição X* está presente apenas na zona BVE100, acompanhando poços que amostraram altas proporções de fácies *de baixa energia* e/ou *in-situ* incipiente com eventuais níveis intercalados de *carbonatos com argilominerais*, ou seja, no domínio das Fácies *Não-Reservatório Fechadas* (por exemplo, poços I5 e W3; Figura 97 e Figura 99). Os resultados das interpretações e análises detalhadas de feições e fácies sísmicas serão apresentados e discutidos no tópico subsequente.

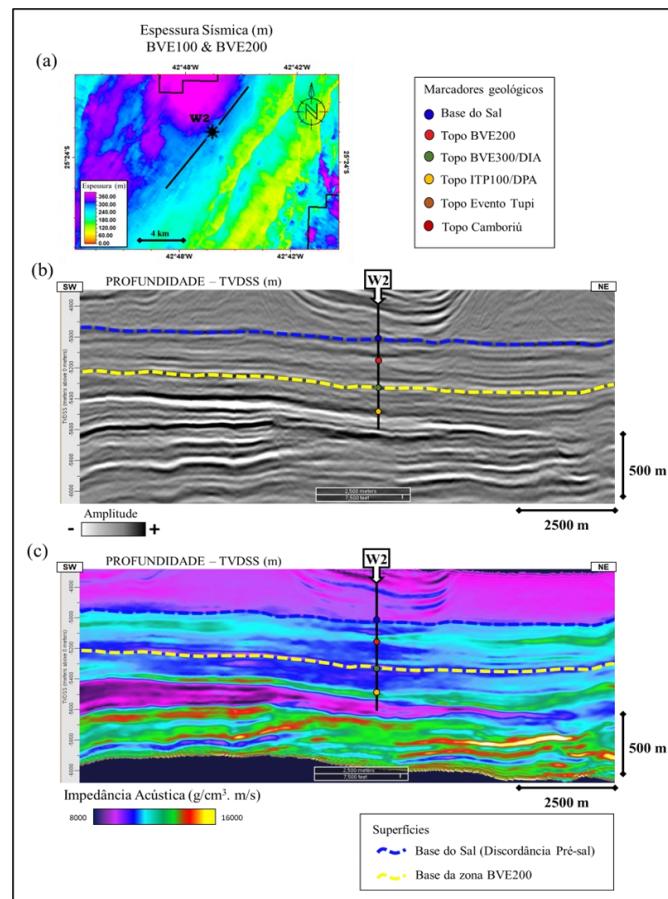


Figura 100: Seções sísmicas SW-NE, de amplitude e impedância acústica, com uma visão *strike* das fácies sísmicas atravessadas pelo poço W2, com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida no mapa de espessuras sísmicas do pacote “BVE100 & BVE200” (a). Nos Baixos Estruturais Regionais, as maiores espessuras sísmicas [tons de azul e roxo; (a)] estão relacionadas com reflexões sísmicas plano-paralelas e baixos a moderados valores de amplitude e impedância acústica [poço W2; (b) e (c)]. Os contrastes de amplitude entre as reflexões sísmicas são sutis e no poço W2 predominam os *carbonatos com argilominerais*.

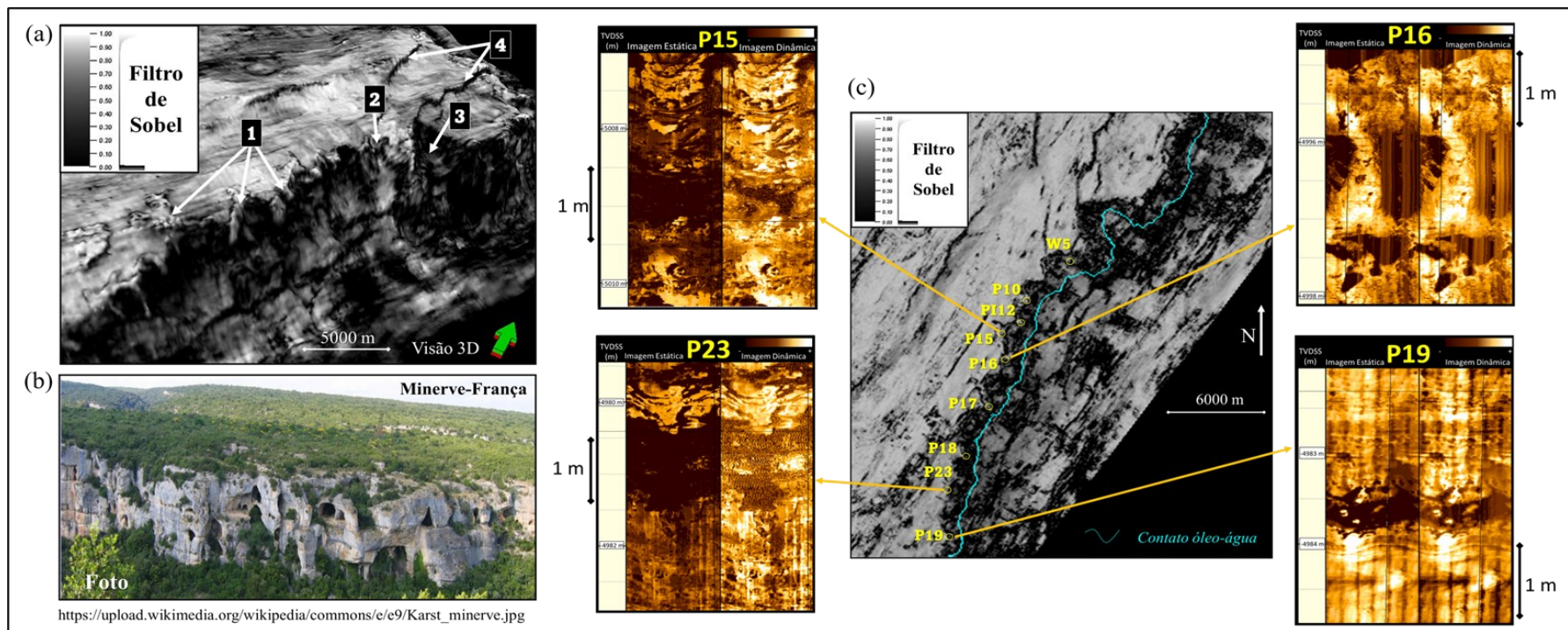


Figura 101: Diferentes visões do atributo sísmico Filtro de Sobel indicando que a Borda Leste pode ser interpretada como uma borda estrutural de alta energia, escarpada, retrabalhada e sob forte influência de percolação e circulação de fluídos (e.g., águas meteóricas). Na visão 3D da extração do atributo no horizonte sísmico Base do Sal [*horizon slice*; (a)] são observadas diversas feições sísmicas rugosas, irregulares e mesmo de aspecto “dendrítico”, que muito se assemelham às feições geológicas da paisagem cárstica de Minerve, na França [foto; (b)]. O termo “dendrítico” refere-se à aparência em forma de galhos de árvore dos sulcos, os quais podem ter sido criados pela água à medida que percolava a rocha porosa [1; (a)]. Poços que atravessaram essas feições sísmicas exibem alta proporção relativa de carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução nas zonas BVE100 e BVE200. Nos perfis de imagem desses poços tornam-se nítidos os níveis de dissolução intensa ou de porosidade vugular disseminada (principalmente na zona BVE100) e até mesmo cavernas (mais comuns na zona BVE200), exemplificados nos perfis de imagem dos poços P15, P16, P19 e P23 [tons de marrom escuro; (c)]. Na visão 2D, mapa médio calculado para a zona BVE200, notar o acúmulo de feições sísmicas próximo ao contato óleo-água estimado [contorno na cor ciano; (c)]. Além das feições com conotação cárstica, o atributo sísmico Filtro de Sobel sugere outros elementos geológicos e fisiográficos, tais como feições de escorregamento de sedimentos [*slumps*; 2; (a)], de colapso da margem da plataforma carbonática [3; (a)] e falhas geológicas [4; (a)]. Nos perfis de imagem dos poços, as imagens estáticas estão posicionadas à esquerda e as imagens dinâmicas à direita (c).

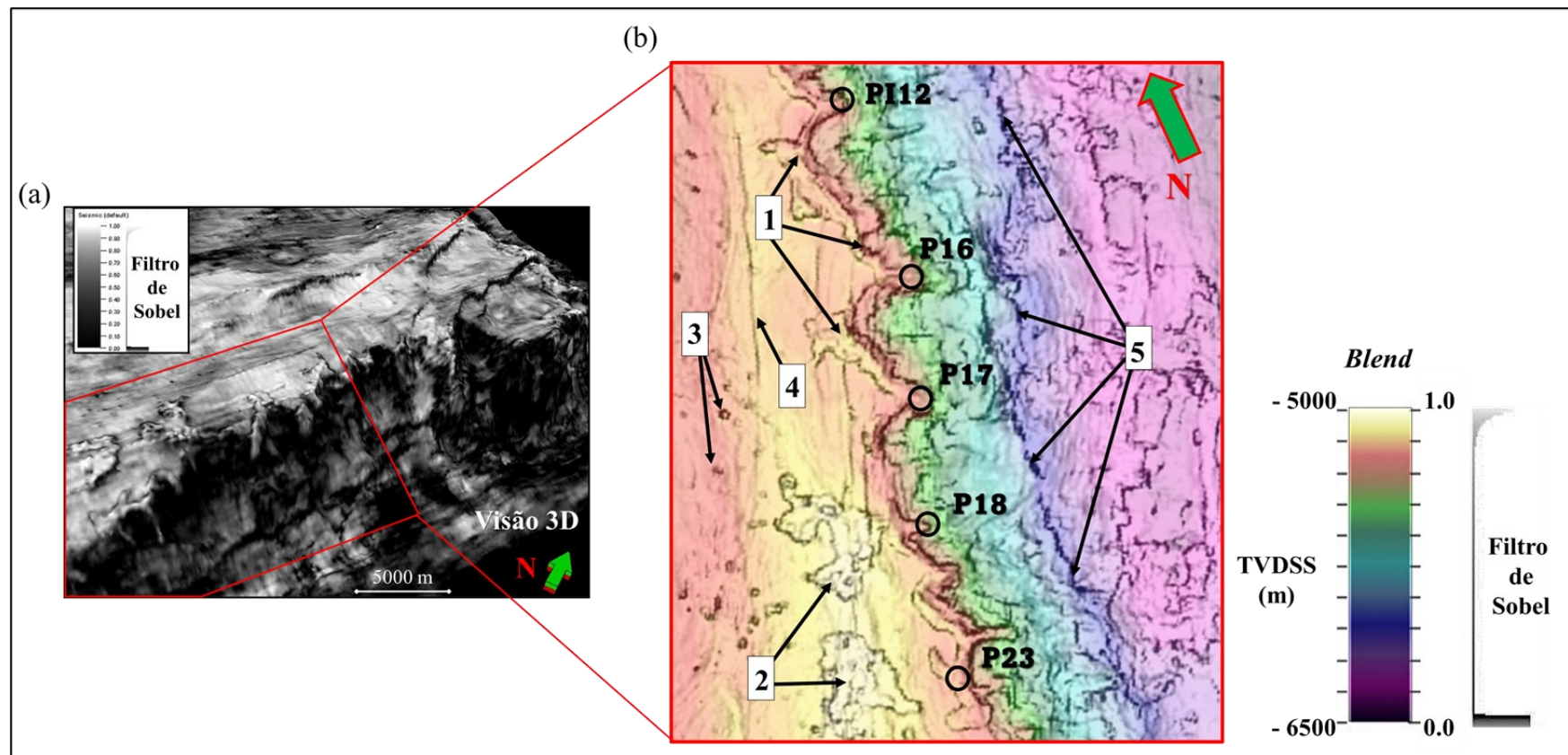


Figura 102: Visão tridimensional da extração do atributo sísmico Filtro de Sobel no horizonte sísmico Base do Sal [*horizon slice*; (a)] e visão 2D ampliada do *blend* entre o atributo sísmico Filtro de Sobel e a topografia do horizonte sísmico Base do Sal (b). Na visão 2D ampliada (b) estão destacadas diversas feições sísmicas que compõem a fisiografia e a estruturação da Borda Leste da área de estudo. São múltiplas feições sísmicas rugosas, irregulares e de aspecto “dendrítico” [1 e 2; (b)], além de várias marcas circulares de possíveis dolinas, sumidouros ou concreções [3; (b)], as quais podem ser relacionadas com processos de formação de carste epigênico ou hipogênico. Ademais, podem ser interpretadas diversas falhas geológicas [4 e 5; (b)], incluindo o subconjunto de falhas geológicas que separa a Borda Leste dos Baixos Estruturais Regionais (tons de rosa e roxo) na porção leste da área de estudo [5; (b)]. Os poços P15, P16, P19 e P23 (b) constatararam altas proporções relativas de carbonatos com feições de dissolução nas zonas BVE100 (principalmente níveis disseminados) e BVE200 (diversas cavernas) e suportam as interpretações.

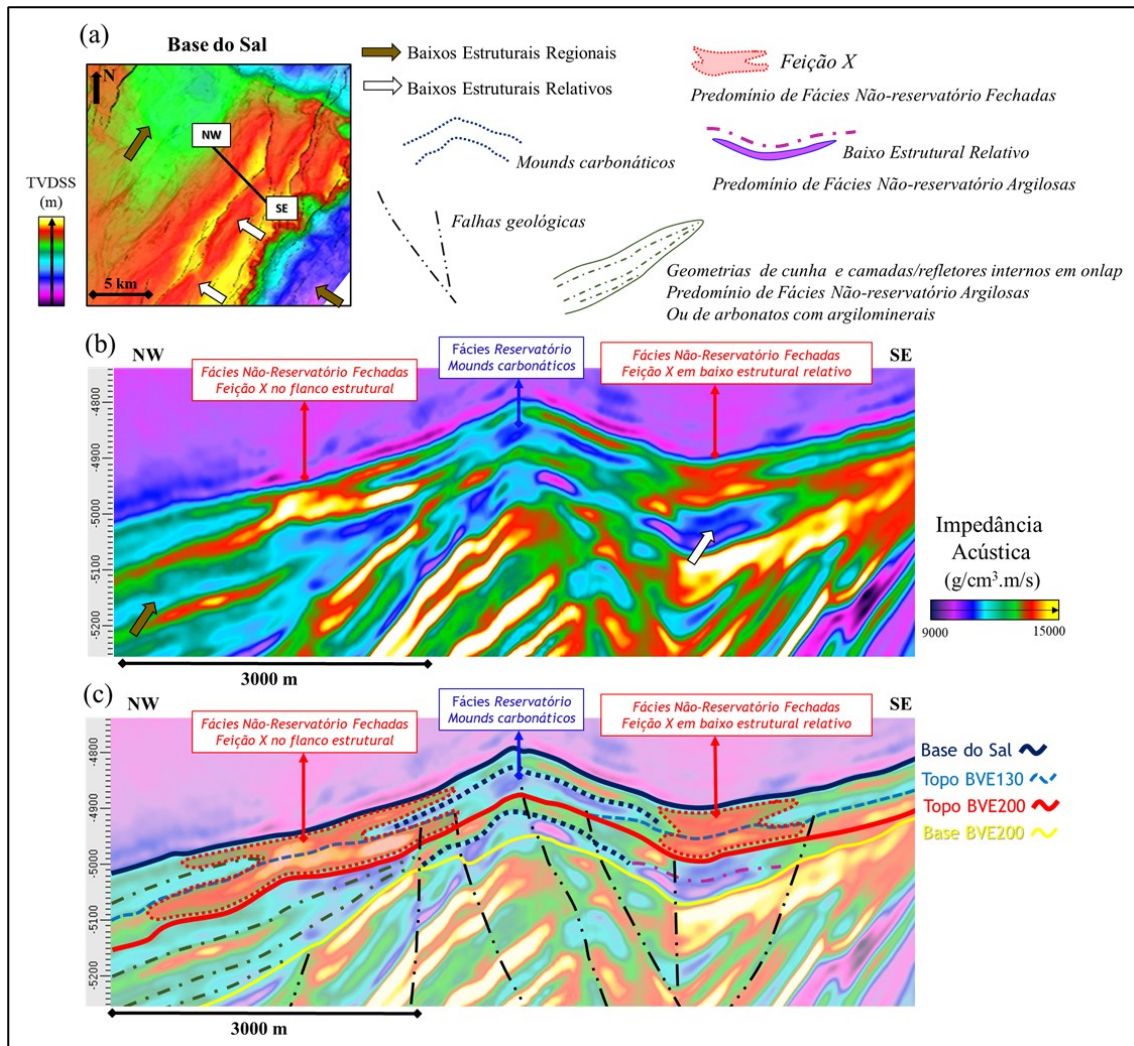


Figura 103: Interpretações sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas ao redor do Alto Estrutural Secundário, zonas BVE100 e BVE200. A localização da seção sísmica é apontada no mapa do horizonte sísmico Base do Sal (a). As variações de impedância acústica foram relacionadas com mudanças de propriedades e fácies nos reservatórios e auxiliaram na demarcação de limites de sequências estratigráficas de grande e média escala. No Alto Estrutural Secundário observar os baixos valores de impedância acústica associados com as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos e com o predomínio das Fácies Reservatório [setas azuis; (b) e (c)]. Nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)] e Relativos [setas brancas; (a) e (b)] notar as camadas em *on lap* (linhas pontilhadas em verde escuro) e em formato de prato (linha pontilhada rosa), predominantemente preenchidas por baixos a moderados valores de impedância acústica e vinculadas às Fácies Não-Reservatório Argilosas. Especificamente na zona BVE100, atentar para as anomalias de alta impedância acústica, que remetem à letra X do alfabeto e bordejam o Alto Estrutural Secundário [setas vermelhas; (b) e (c)]. A Feição X é tida como sinalização importante da degradação da qualidade do reservatório e do incremento das Fácies Não-Reservatório Fechadas. Na seção sísmica interpretada (c), adicionalmente avistar como o aumento relativo dos valores de impedância acústica na porção basal da zona BVE100 favorecem a individualização da zona BVE130.

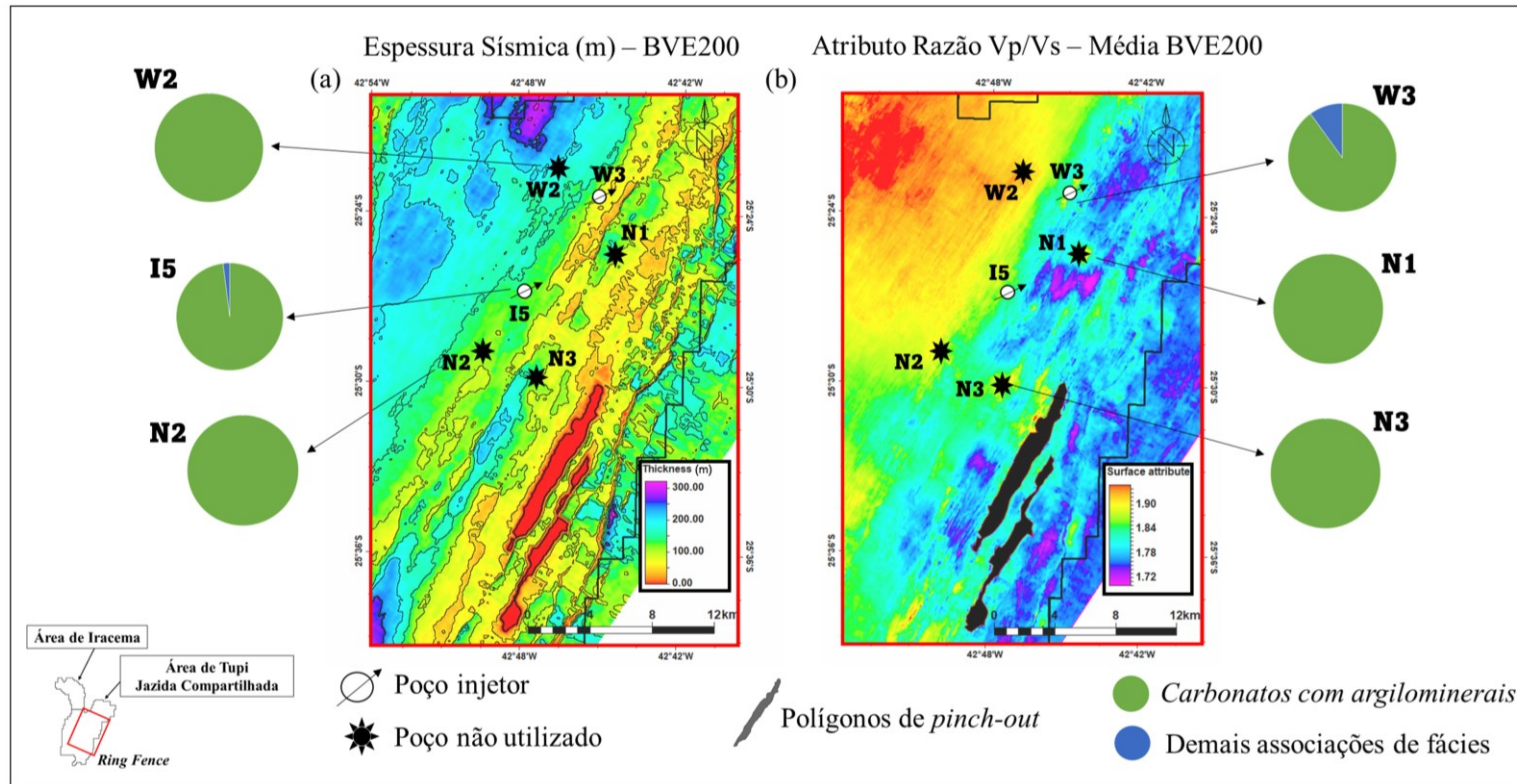


Figura 104: Mapas de espessura sísmica (a) e da média dos valores do atributo sísmico Razão V_p/V_s (b), calculados da Discordância Intra-Alagoas até o horizonte sísmico Topo BVE200 (zona BVE200). A região de espessura nula [em tons de vermelho escuro; (a)] e os polígonos de *pinch-out* [em tons de cinza escuro; (b)], indicam as porções mais elevadas do Alto Estrutural Principal onde os estratos da zona BVE200 foram erodidos ou não-depositados. Os gráficos de pizza informam as proporções relativas das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* (na cor verde claro) frente às demais associações de fácies (na cor azul claro), interpretadas nos poços W2 (Baixo Estruturais Regionais), W3, I5, N2 (Borda Oeste), N1 e N3 (Baixos Estruturais Relativos). Nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, as maiores espessuras estão associadas a maiores valores médios do atributo sísmico Razão V_p/V_s e a elevadas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Os poços perfurados nessas regiões não puderam ser aproveitados para injeção ou produção (poços não utilizados). Rumo aos flancos estruturais, os valores médios do atributo Razão V_p/V_s diminuem, enquanto as proporções das outras associações de fácies aumentam.

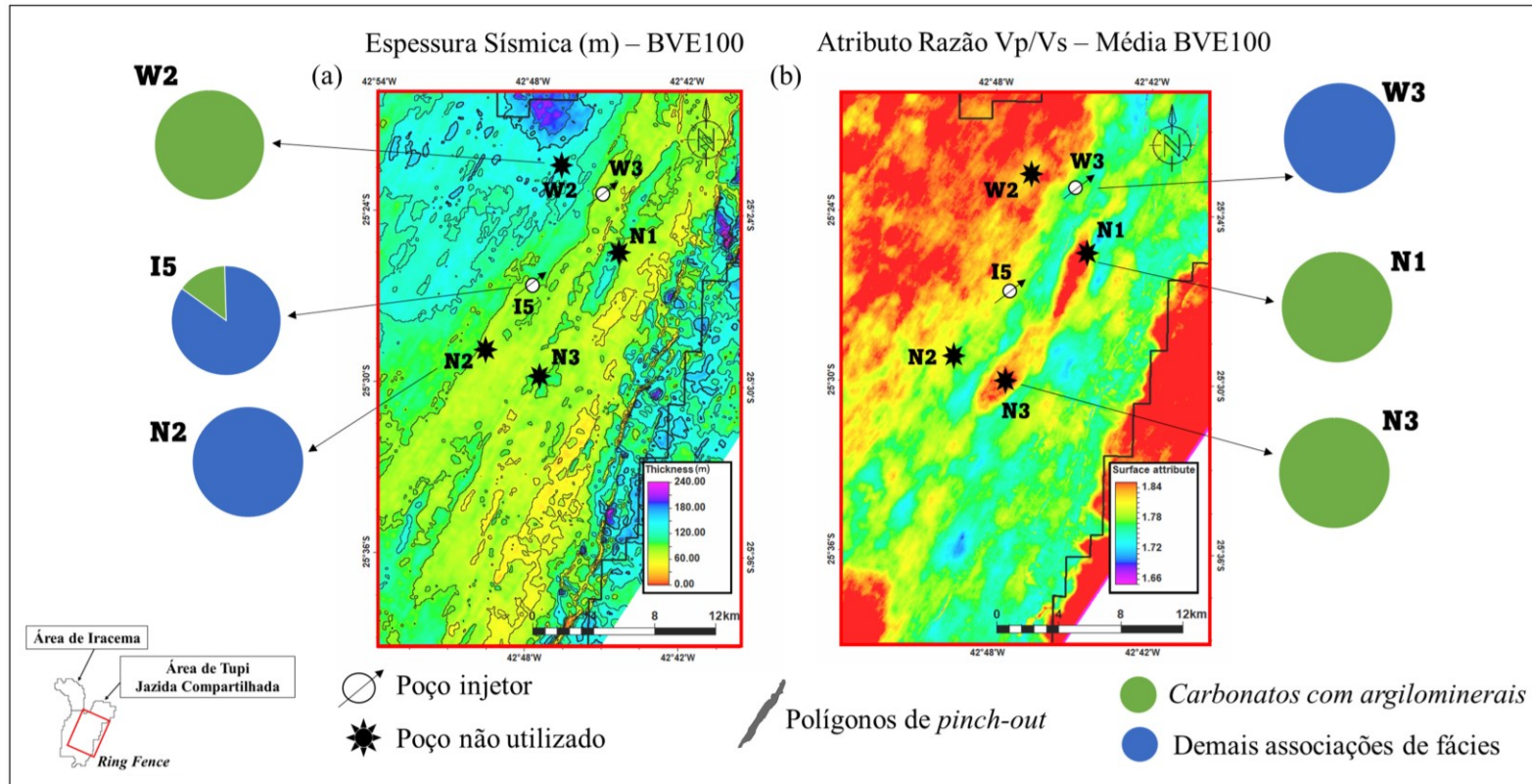


Figura 105: Mapas de espessura sísmica (a) e da média dos valores do atributo sísmico Razão V_p/V_s (b), calculados do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (zona BVE100). Os gráficos de pizza informam as proporções relativas das Fácies *Não-Reservatório Argilosas* (na cor verde claro) frente às demais associações de fácies (na cor azul claro), interpretadas nos poços W2 (Baixo Estruturais Regionais), W3, I5, N2 (Borda Oeste), N1 e N3 (Baixos Estruturais Relativos). Nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, as suaves maiores espessuras estão associadas a maiores valores médios do atributo sísmico Razão V_p/V_s e a elevadas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Os poços perfurados nessas regiões não puderam ser aproveitados para injeção ou produção (poços não utilizados). Rumo aos flancos estruturais, os valores médios do atributo Razão V_p/V_s diminuem, enquanto as proporções das outras associações de fácies aumentam. O poço N2 não foi utilizado para a malha de drenagem por questões operacionais.

6.2 Fácies sísmicas: implicações na avaliação da qualidade dos reservatórios e nas estratégias de perfuração de poços

A área de estudo apresenta uma grande variedade de características sísmicas que estão relacionadas a diferentes ambientes deposicionais, processos diagenéticos e elementos geológicos. Este tópico apresenta e discute os resultados do mapeamento de feições e fácies sísmicas e suas interpretações geológicas, incluindo correlações com poços, nos intervalos estratigráficos BVE100 (principalmente) e BVE200 (secundariamente). Tais interpretações fornecem informações importantes sobre a distribuição espacial de fácies *reservatório* e *não-reservatório*, permitindo identificar áreas promissoras para a perfuração de poços injetores e produtores, bem como a otimização da recuperação de hidrocarbonetos. Foram identificados e analisados cinco grupos de feições e fácies sísmicas na área de estudo: (i) os *mounds* carbonáticos, (ii) feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, (iii) *Feição X* como geometria sísmica central, (iv) feições e fácies sísmicas mais características dos Baixos Estruturais Relativos e (v) feições sigmoides ou cliniformas de borda da plataforma carbonática e as feições de dissolução e carstificação associadas. Esses cinco grupos de feições e fácies sísmicas são importantes não apenas para a área de estudo e o Campo de Tupi, mas também para os demais reservatórios carbonáticos da seção Pré-sal da Bacia de Santos.

6.2.1 *Mounds* Carbonáticos

Mounds podem representar corpos sedimentares ou não-sedimentares (Van der Land *et al.*, 2010; Zhao *et al.*, 2014; Xu & Haq, 2022). O termo *mound* é frequentemente utilizado na literatura geológica em inglês para descrever feições geomorfológicas positivas com limites laterais bem definidos (AGI, 1976; Guerra, 1993; Duarte, 2003). Existem diversos processos relacionados ao desenvolvimento de *mounds*, tais como edificações carbonáticas orgânicas e/ou químicas (*e.g.*, Wood, 2001), transporte de sedimentos por fluxos de massa e/ou gravitacionais (*e.g.*, Mutti *et al.*, 2007), sistemas delta *drifts* (*e.g.*, Lündman *et al.*, 2018), vulcanismo e hidrotermalismo (*e.g.*, Planke *et al.*, 2005; Bruña, 2014) e até mesmo a colocação de soleiras ígneas (*e.g.*, Hansen & Cartwright, 2006). No entanto, este estudo se concentra exclusivamente nos *mounds* carbonáticos.

Um *mound* carbonático, como definido neste trabalho, é um elemento deposicional e/ou diagenético que apresenta uma geometria externa positiva de topo convexo, com uma porção central ou núcleo mais espesso e flancos que apresentam uma progressiva redução de espessura. Privilegiou-se ainda, as feições monticulares que podem ser associadas com o predomínio de fácies *in-situ*. A Figura 106 ilustra esquematicamente como pode ser a geometria externa de um *mound* carbonático, conforme descrito por Mitchum *et al.* (1977a). É importante enfatizar a distinção entre *mounds* e *build-ups*. Segundo Cruz & Madrucci (2020), o termo *mound* é mais adequado para descrever as feições positivas localizadas na margem ou no interior de uma plataforma carbonática, como as observadas na área de estudo. Enquanto isso, o termo *build-up* é mais apropriado para descrever as feições positivas isoladas que apresentam uma variação faciológica e de espessura abrupta, o que não foi observado na área de estudo.

Na área de estudo, os *mounds* carbonáticos são bem representados nas seções sísmicas, particularmente em amplitude, impedância acústica e no atributo sísmico pseudo-impedância. No entanto, não foi identificada uma assinatura distintiva em mapas de espessura sísmica ou em mapas médios e *slices* de atributos sísmicos que os diferenciem espacialmente de outras fácies sísmicas (Figura 107). Por exemplo, no intervalo BVE100, os mapas médios de impedância acústica e pseudo-impedância fornecem uma visão geral, ainda que qualitativa, das variações laterais de fácies e porosidade dos depósitos, mas diferentes fácies sísmicas podem ocorrer na mesma faixa de valores médios. Quando observados em altos estruturais e na Borda Leste, baixos valores médios desses atributos sísmicos, geralmente, estão associados ao aumento de Fácies *Reservatório*, como exemplificado pelas altas proporções das associações de fácies *in-situ shrubs* e carbonatos retrabalhados interpretadas nos poços W4 e W5 (Figura 107). Por outro lado, nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, baixos valores médios estão associados ao aumento das Fácies *Não-Reservatório Argilosas*, como exemplificado pelas altas proporções de *carbonatos com argilominerais* interpretadas nos poços W2, N1 e N3 (Figura 107). Enquanto isso, altos valores médios desses atributos estão majoritariamente relacionados ao incremento das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, como elucidado pelas altas proporções de fácies *de baixa energia* interpretadas nos poços I5 e W3 (Figura 107). Embora os poços I5 e W3 tenham atravessado fácies sísmicas similares, todos os outros poços mencionados atravessaram feições sísmicas diferentes,

que só foram identificadas por meio de interpretação manual das seções sísmicas. Além disso, dos poços citados, apenas o poço W5 está localizado em uma região de *mound*.

Nas seções sísmicas foram reconhecidos como *mounds* as feições sismo-geomorfológicas com significativo relevo deposicional positivo em relação aos depósitos contemporâneos circundantes das zonas BVE100 (principalmente) e BVE200 (quando a geometria ocupa os dois intervalos estratigráficos). Constatou-se que todos os *mounds* estão associados a altos estruturais do embasamento. Os *mounds* exibem geometrias externas convexas com flancos simétricos a levemente assimétricos, podendo ter topos mais piramidais ou mais arredondados. As reflexões internas podem apresentar padrões descontínuos a caóticos ou mesmo estratificados com refletores internos convexas a plano-paralelos. Nas seções de impedância acústica, considerando o intervalo BVE100, as vezes é possível se observar uma gradação vertical, com aumento dos valores de impedância acústica em direção à base (zona BVE130), ao topo (anidrita basal e/ou zona BVE110) e/ou aos flancos dos *mounds*.

Os núcleos dos *mounds* são caracterizados por exibirem valores relativamente mais baixos de amplitude, impedância acústica e pseudo-impedância. Na zona BVE100, os flancos geralmente fazem interface com a *Feição X*, e a transição entre as duas feições sísmicas pode ocorrer de maneira gradual e ser longa ou pode ser mais abrupta e curta (Figura 103 e Figura 108). Durante o mapeamento, foi observado que podem ocorrer crescimentos de seção de pequeno a médio porte referentes aos núcleos mais espessos dos *mounds*, e que essas estruturas convexas são frequentemente bastante cortadas por falhas geológicas profundas. Os poços que atravessam os núcleos dos *mounds* carbonáticos apresentam altas porosidades e permeabilidades, além de altas proporções das associações de fácies *in-situ* - especialmente *in-situ shrubs* - e carbonatos retrabalhados (por exemplo, poço W4; Figura 107 e Figura 109). *Mounds* travertinos não foram observados. Em direção à base ou aos flancos das feições monticulares, espera-se um aumento relativo das fácies *in-situ* incipientes (principalmente) e *de baixa energia* (em menores proporções), o que justifica o aumento relativo de impedância acústica. Geograficamente, os *mounds* carbonáticos predominam no Alto Estrutural Secundário e no flanco superior oeste do Alto Estrutural Principal, áreas elevadas, porém um pouco mais protegidas de eventos de retrabalhamento sedimentar. A Figura 110 e a Figura 111 apresentam uma compilação esquemática de algumas das geometrias monticulares observadas na área de estudo, com destaque para seus aspectos mais relevantes que

podem ser identificados em seções de amplitude, impedância acústica ou pseudo-impedância.

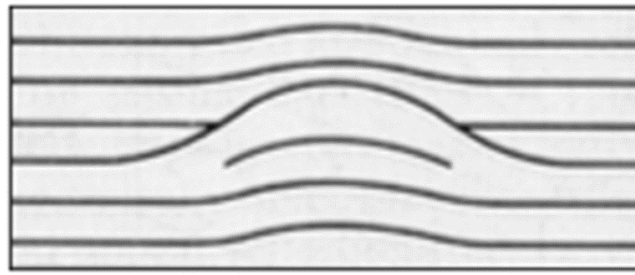


Figura 106: Ilustração esquemática da geometria externa de um *mound* carbonático (Modificado de Mitchum *et al.*, 1977).

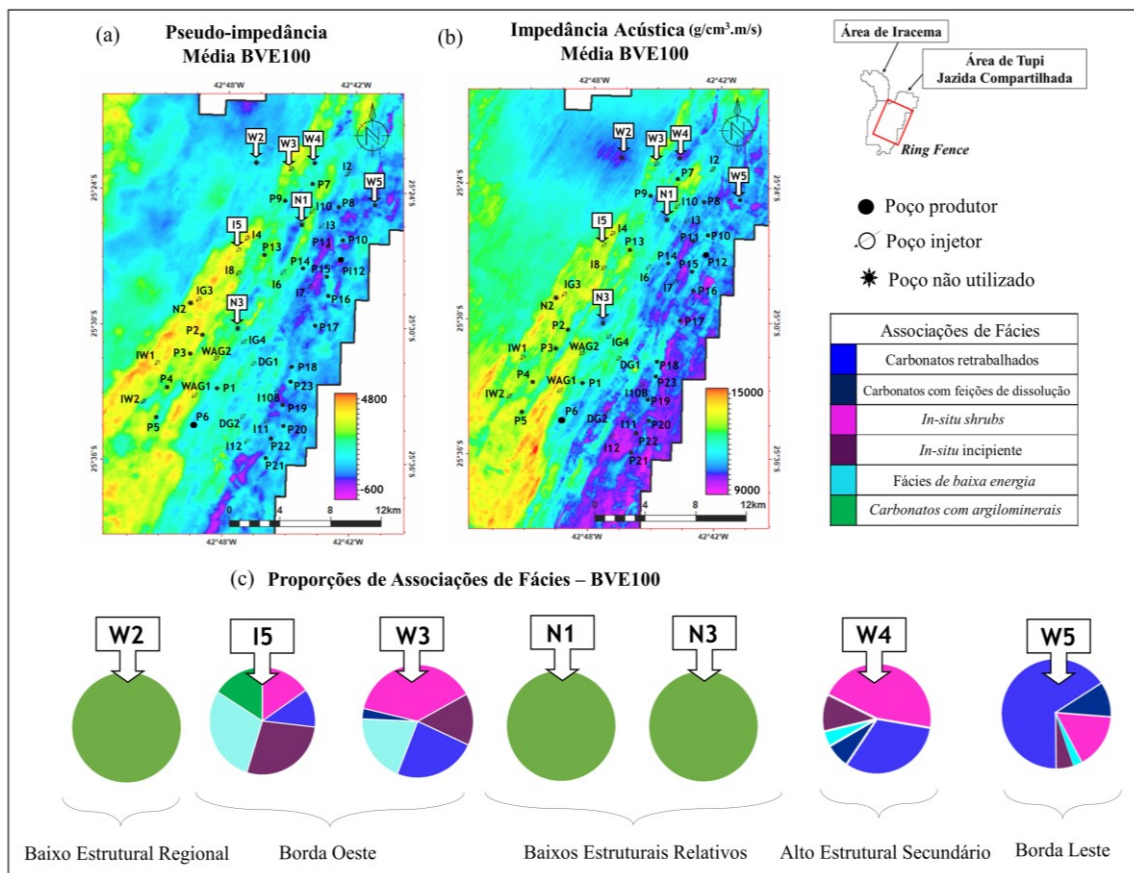


Figura 107: Mapas médios dos atributos sísmicos pseudo-impedância (a) e impedância acústica (b), calculados do horizonte sísmico Topo BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (zona BVE100). Os gráficos de pizza informam as proporções de associações de fácies interpretadas nos poços W2 (Baixo Estrutural Regional), I5, W3 (Borda Oeste), N1, N3 (Baixos Estruturais Relativos), W4 (Alto Estrutural Secundário) e W5 (Borda Oeste), na zona BVE100 (c). Os mapas fornecem uma visão geral das variações laterais de fácies e porosidade dos depósitos. Baixos valores médios, quando observados nos altos estruturais e na Borda Leste, estão associados ao aumento das fácies *in-situ shrubs* e carbonatos retrabalhados. Por outro lado, nos Baixos Estruturais Regionais e Relativos, baixos valores médios estão associados ao aumento dos *carbonatos com argilominerais*. Altos valores médios estão relacionados ao incremento das fácies *de baixa energia*.

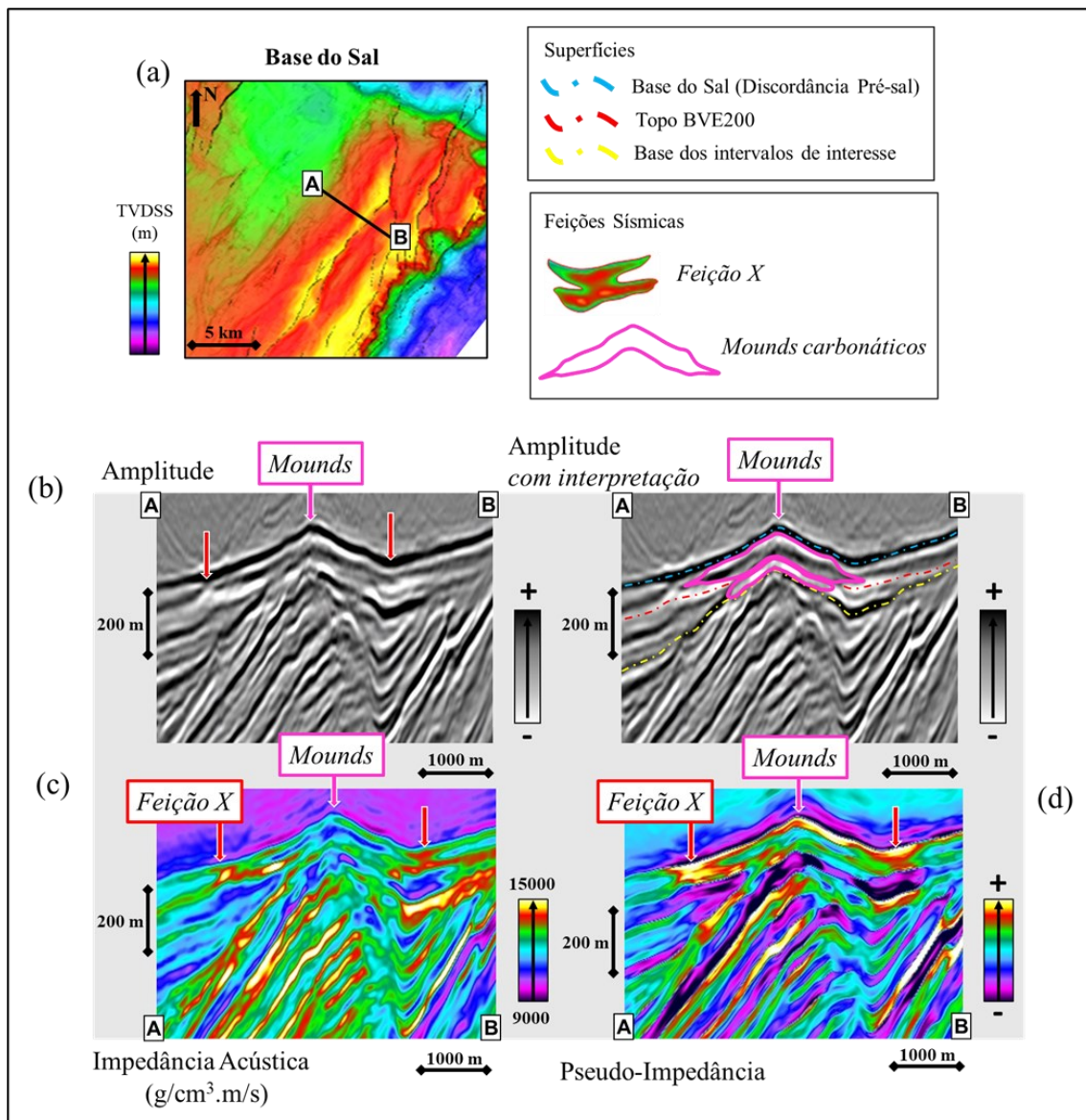


Figura 108: Interpretação de *mounds* carbonáticos empilhados observados no Alto Estrutural Secundário. No mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) é possível visualizar a localização das seções sísmicas (A-B). As seções sísmicas de amplitude (b), impedância acústica (c) e pseudo-impedância (d) permitem a identificação de duas feições convexas com relevo deposicional positivo em relação aos depósitos contemporâneos vizinhos das zonas BVE100 e BVE200. Nos núcleos dos *mounds* predominam baixos valores de impedância acústica. Os flancos dos *mounds* fazem interface com a *Feição X*, que é caracterizada por altos valores de impedância acústica. A feição monticular superior (zona BVE100) exhibe uma estratificação interna, enquanto a inferior (zona BVE200) possui aspecto mais maciço e/ou suavemente caótico. Observa-se que os limites laterais dos *mounds* são melhor definidos na zona BVE100, devido à presença da *Feição X*.

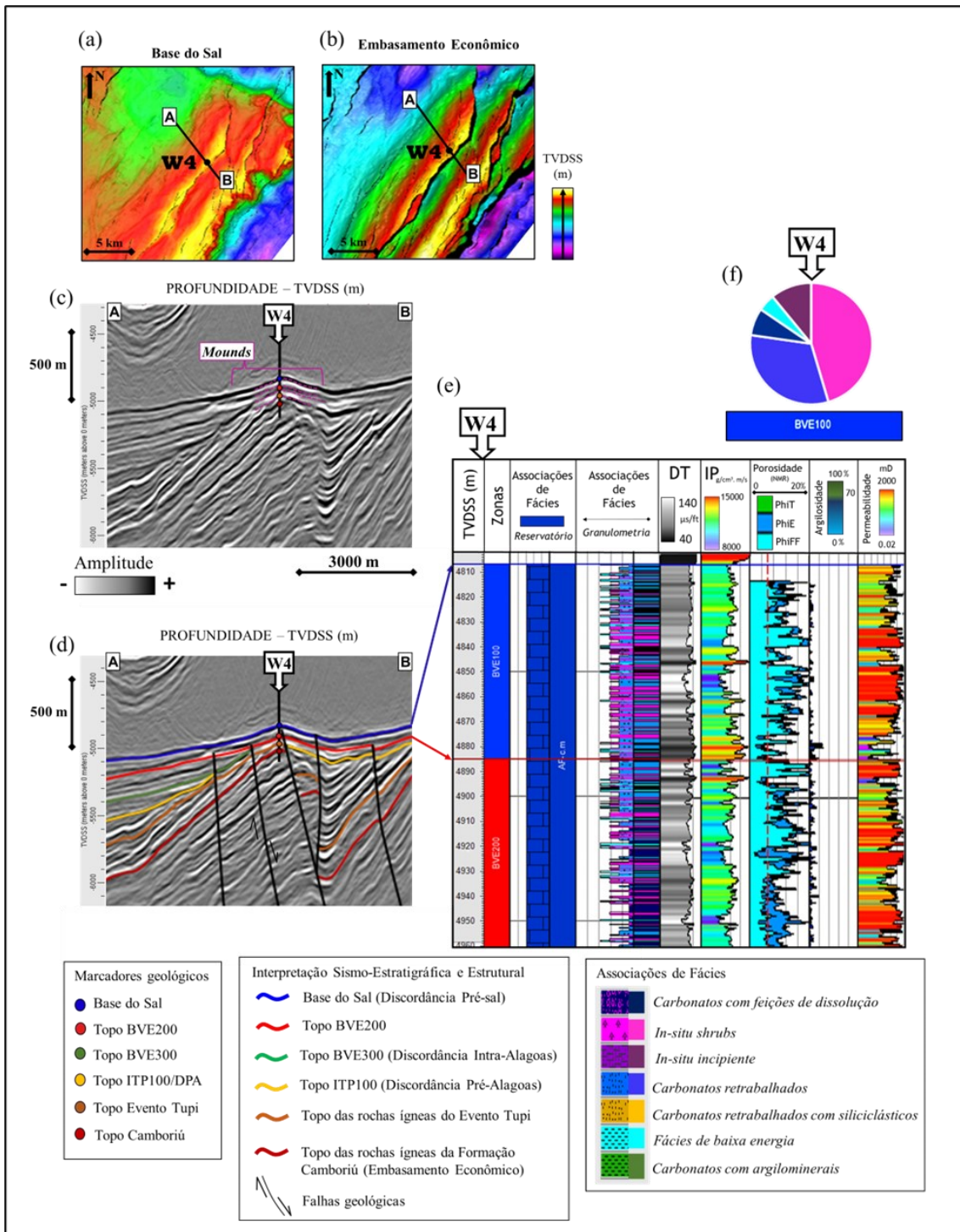


Figura 109: Interpretação sismoestratigráfica, estrutural e de fácies ao redor do poço W4, o qual atravessou feições de *mounds* carbonáticos nas zonas BVE100 e BVE200. Nos mapas estruturais dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b) é possível visualizar a localização das seções sísmicas (A-B). Os *mounds* carbonáticos estão usualmente posicionados nos altos estruturais do Embasamento Econômico (b) e são cortados por falhas geológicas profundas, como exemplificado nas seções de amplitude [(c) e (d)]. Nos núcleos dos *mounds* predominam Fácies *Reservatório*, as quais exibem altas porosidades e permeabilidades e estão associadas com baixos valores de amplitude e impedância acústica, como exemplificado pelos perfis do poço W4 (e). Especialmente na zona BVE100 predominam fácies *in-situ shrubs* (f).

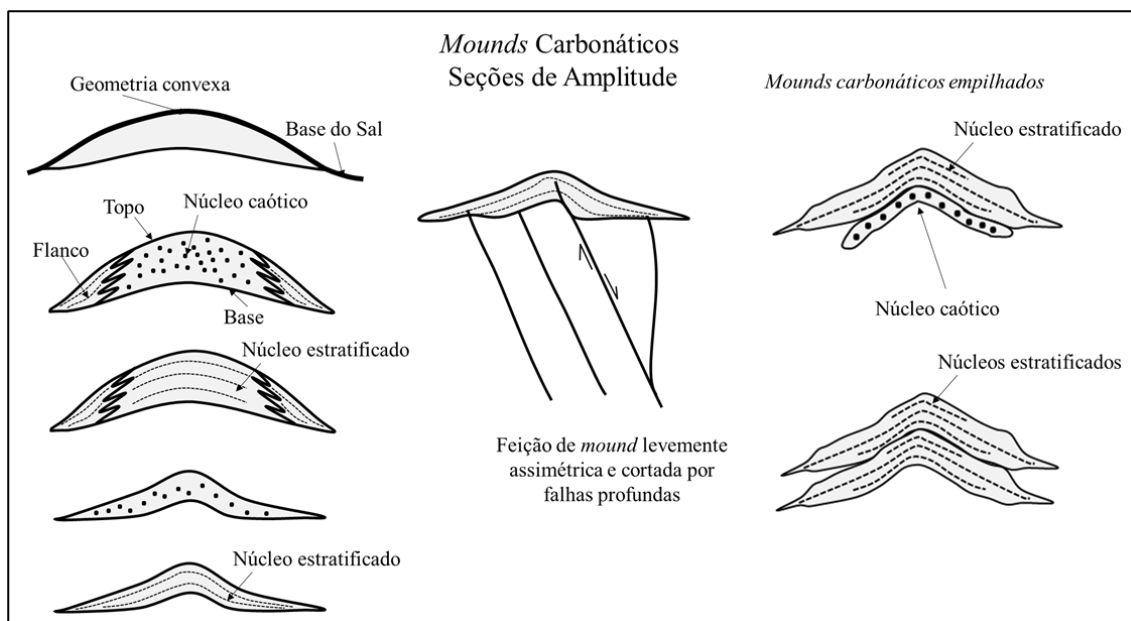


Figura 110: Compilação esquemática de algumas das geometrias monticulares observadas na área de estudo, com destaque para seus aspectos mais relevantes que podem ser identificados em seções sísmicas de amplitude.

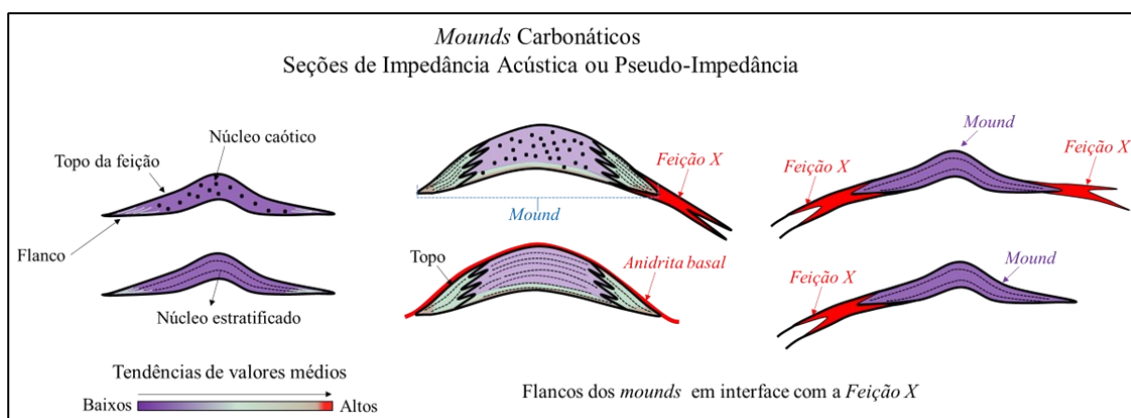


Figura 111: Compilação esquemática de várias geometrias monticulares observadas na área de estudo, destacando os aspectos mais relevantes identificáveis nas seções de atributos sísmicos de impedância acústica e pseudo-impedância. Nas seções de impedância acústica da zona BVE100, os mounds carbonáticos são geralmente delimitados pela anomalia de alta impedância conhecida como *Feição X*.

6.2.2 Feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados

Este grupo de feições e fácies sísmicas é notado pelo preenchimento dos Baixos Estruturais Regionais com reflexões sísmicas plano-paralelas (nos depocentros) e de *onlap* (rumo aos flancos estruturais). Essas características sísmicas são vistas principalmente em seções sísmicas de amplitude convencional, “com filtro corta altas”, Iterdec ou TecVA. Mas também podem ser observadas nos dados de impedância acústica e pseudo-impedância.

As fácies sísmicas de *onlap* representam um padrão de reflexão sísmica em que camadas sedimentares mais jovens se acumulam sobre camadas mais antigas, em conformidade com a inclinação das camadas subjacentes, inferindo uma escalada ascendente de sedimentos. Esse tipo de fácies sísmicas é comum em bacias sedimentares e frequentemente indica a presença de uma superfície de discordância ou uma mudança nas condições de deposição dos sedimentos. O conceito de *onlap* foi inicialmente descrito por Mitchum *et al.* (1977a). Esses autores propuseram uma classificação das fácies sísmicas baseada em critérios estratigráficos e geométricos, incluindo *onlap*, *toplap*, *downlap* e *erosional truncation*. As fácies sísmicas de *onlap* são frequentemente observadas em contextos de transgressão marinha, quando o nível do mar sobe e os sedimentos se depositam progressivamente sobre as áreas costeiras pré-existentes (Mitchum *et al.*, 1977a; Vail *et al.*, 1991; Catuneanu, 2006). Porém, essas fácies sísmicas também podem ser encontradas em ambientes de deposição *não marinhos*, como rios e lagos, onde a migração lateral de sedimentos pode ocorrer sobre inclinações mais suaves, e as feições de *onlap* podem refletir mudanças na taxa de sedimentação, do nível do lago e/ou de variações eustáticas (Galloway, 1975; Reading, 1996; Posamentier *et al.*, 1989; Oliveira *et al.*, 2021).

Nos depocentros dos Baixos Estruturais Regionais predominam refletores sísmicos plano-paralelos e nos dados de amplitude convencional são notados contrastes de amplitude sutis. Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas”, percebe-se um pouco mais de contraste entre as reflexões, que são mais negativas e brilhantes (Figura 112). A depender da frequência dominante do atributo sísmico selecionado podem ser interpretadas mais ou menos reflexões com terminações em *onlap* e o formato da cunha (s) de sedimentos argilosos pode variar um pouco (Figura 112). No sentido dos flancos estruturais, os refletores sísmicos que ocupam a Formação Barra Velha se inclinam suavemente e terminam em *onlap* contra as Discordâncias Pré-Algoas e Intra-Alagoas e, às vezes, até contra o topo da zona BVE200. Nas seções de amplitude sísmica “com filtro corta-altas”, impedância acústica ou pseudo-impedância é possível identificar grandes geometrias em forma de cunha envolvendo as camadas/reflexões que iniciam plano-paralelas e terminam em *onlap*. Ao focar nos intervalos de interesse, na zona BVE100, nota-se que os vértices dessas cunhas sedimentares interagem com a *Feição X*, o que pode dificultar ocasionalmente a observação das terminações das camadas internas em *onlap*. Contudo, nas seções de impedância acústica fica claro que as cunhas sedimentares se

estendem mais em direção ao alto estrutural na zona BVE200 – durante a deposição da zona BVE200 o lago seria mais profundo e haveria um maior espaço de acomodação de sedimentos – do que na zona BVE100 – durante a deposição da zona BVE100 o lago seria menos profundo e com menor espaço de acomodação de sedimentos. Ou seja, nos Baixos Estruturais Regionais e na Borda Oeste, as *Fácies Não-Reservatório Argilosas* têm maior expressão areal na zona BVE200.

As reflexões terminando em *onlap* também são ocasionalmente identificadas nos Baixos Estruturais Relativos e no flanco oeste do Alto Estrutural Principal. No entanto, nesses ambientes, os fenômenos predominantes incluem o *pinch-out*, em que a camada sedimentar se adelgaça lateralmente e desaparece, frequentemente em contato com as rochas ígneas do Evento Magmático Tupi ou da Formação Camboriú e os truncamentos erosivos. Na Formação Barra Velha, os truncamentos erosivos mais comuns de ocorrem abaixo dos intervalos de interesse, com as superfícies estratigráficas da zona BVE300 interrompidas pela Discordância Intra-Alagoas.

Nos mapas resultantes da interpretação sismoestratigráfica, incluindo a análise de atributos sísmicos, destacam-se maiores espessuras sísmicas médias, em consonância com as espessuras médias interpretadas no poço W2, além de baixos valores médios de impedância acústica ou pseudo-impedância, e altos valores médios de razão V_p/V_s (geralmente acima de 1,8) (Figura 104, Figura 105, Figura 107 e Figura 133). Essas características sísmicas representam o domínio dos *carbonatos com argilominerais* e ambientes de baixa a muito baixa energia. Além da maior precipitação e preservação de argilas magnesianas, ocorre a deposição de *fácies de baixa energia* (principalmente rumo aos flancos) e a sedimentação de lamas carbonáticas e mistas nas áreas mais profundas, abaixo do nível de ação das ondas de tempo bom. Exemplos de poços que atravessaram este conjunto de feições e fácies sísmicas podem ser vistos nas seções sísmicas exibidas da Figura 98 a Figura 100, na Figura 112 e na Figura 133 – poços W2 (nas zonas BVE100, BVE200 e BVE300) e W3 (nas zonas BVE200 e BVE300).

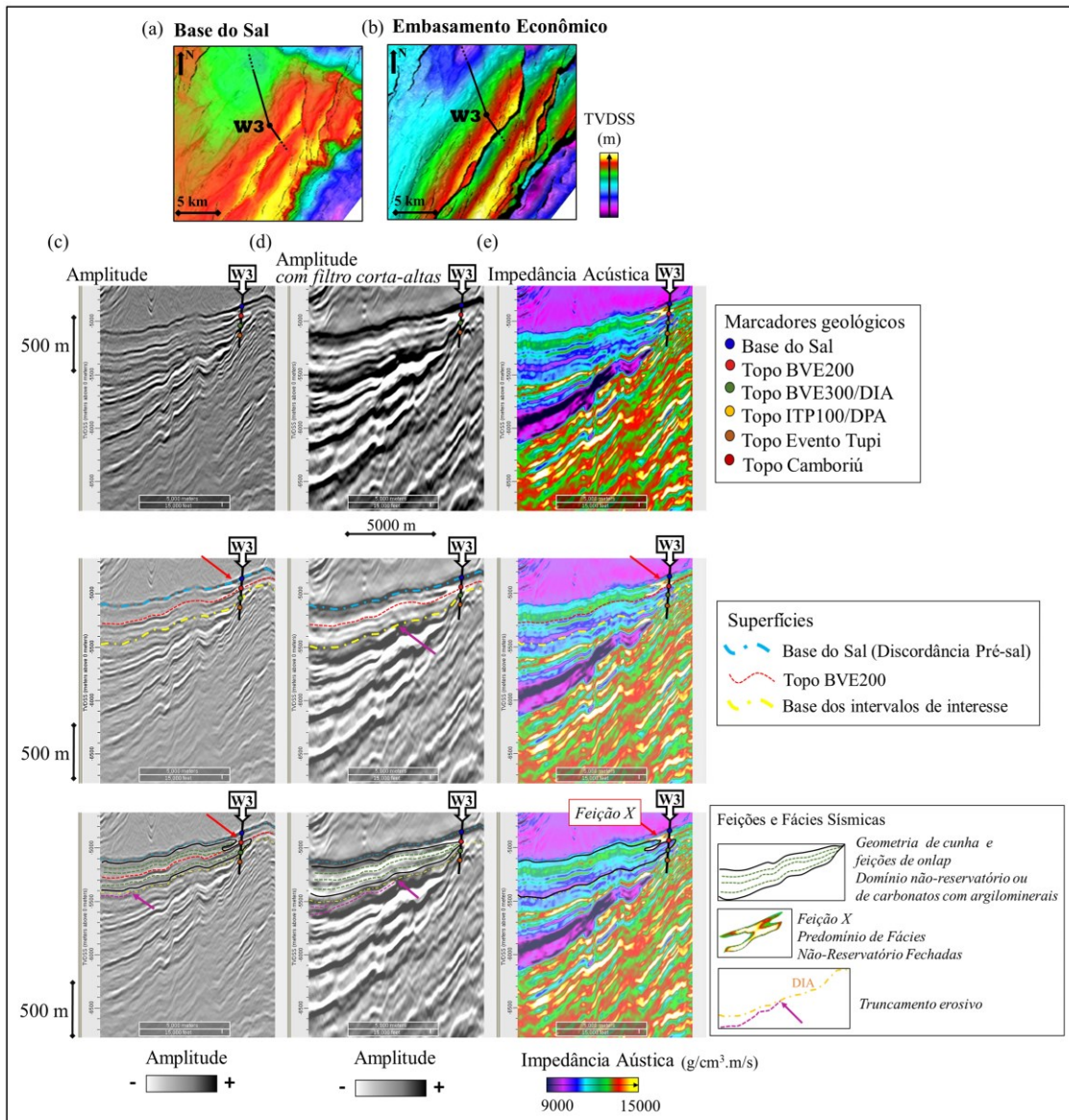


Figura 112: Interpretações sismoestratigráficas, de fácies e feições sísmicas nos Baixos Estruturais Regionais e ao redor do poço W3. A localização da seção sísmica arbitrária é exibida nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). Nos depocentros dos Baixos Estruturais Regionais predominam refletores sísmicos plano-paralelos e, nos dados de amplitude convencional, observam-se contrastes sutis de amplitude (c). Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas”, há maior contraste entre as reflexões, que se tornam mais negativas e brilhantes (d). Rumo aos flancos estruturais (poço W3), os refletores sísmicos inclinam-se suavemente e terminam em *onlap* contra a Discordância Intra-Alagoas (DIA; base dos intervalos de interesse) e o topo da zona BVE200 [(c) e (d)]. Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas” e impedância acústica, é possível delinear grandes geometrias em forma de cunha, envolvendo camadas/reflexões com terminações em *onlap* [(d) e (e)]. Na zona BVE100, os vértices dessas cunhas terminam na *Feição X* (setas vermelhas). Essas características sísmicas representam o domínio dos *carbonatos com argilominerais*. Abaixo dos intervalos de interesse, observam-se ainda reflexões acabando em *truncamento erosivo* contra a DIA (setas na cor magenta).

6.2.3 *Feição X*

Poços que atravessaram níveis argilosos em diferentes posições estruturais da porção superior da Formação Barra Velha, especificamente o intervalo estratigráfico BVE100, chamaram a atenção para a ocorrência de uma faixa de transição entre a porção reservatório *updip* e a não-reservatório argilosa *downdip*. Essa faixa de transição possui expressão sísmica e pode ser mapeada em seções de impedância acústica (principalmente) e de outros atributos sísmicos (de forma complementar).

A *Feição X* é distinta por altas impedâncias acústicas e por uma aparente interrupção no sinal de amplitude. Também pode aparecer como uma anomalia brilhosa de baixa amplitude sísmica. Frequentemente, demarca a interface entre as terminações sísmicas em *onlap*, comuns nos flancos dos Baixos Estruturais Regionais e na Borda Oeste, e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos, especialmente visíveis no Alto Estrutural Secundário (Figuras 103, 108, 111, 112, 114 e 115).

Embora menos frequente, essas anomalias sísmicas caracterizadas por altos valores de impedância acústica também podem ser identificadas e mapeadas nos depocentros dos Baixos Estruturais Relativos (Figuras 103, 108, 114-116) e nas bordas das feições sigmoides (Borda Leste). Elas são interpretadas como indicação de uma queda acentuada na qualidade do reservatório, devido ao aumento significativo da impedância acústica, ou até mesmo da completa ausência de reservatório, no domínio das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*. Curiosamente, essas anomalias de alta impedância acústica assumem uma forma geométrica peculiar, semelhante à letra "X" do alfabeto. Por conta dessa característica, Cruz *et al.* (2021a) nomearam essa assinatura sísmica como "*Feição X*".

Conforme mencionado anteriormente, na área de estudo, a *Feição X* é exclusiva da zona BVE100 e está relacionada a poços que exibem proporções significativas de fácies *de baixa energia* e/ou *in-situ* incipiente. Essas fácies estão relacionadas a elevados valores médios de impedância acústica e reduzidos valores médios de porosidade (total, efetiva e *de fluido livre*). Em poços que atravessam a *Feição X* acima ou abaixo do seu núcleo mais impedante, são também identificadas intercalações de Fácies *Reservatório* ou *Não-Reservatório Argilosas*, com níveis de aproximadamente 15 metros de espessura e que se encontram amalgamados, usualmente abaixo da resolução sísmica dos dados de amplitude. Esses níveis apresentam contrastantes altos valores médios de porosidade total

e baixos valores médios de impedância acústica. Nas seções de impedância acústica tradicional e *de alta frequência*, os níveis intercalados são pontualmente visíveis e/ou inferidos, como na vizinhança do poço I5 (Figura 117), mas as espessuras sísmicas interpretadas são bastante diferentes das constadas. Por exemplo, a partir da seção de impedância acústica da Figura 117, interpreta-se uma espessura de aproximadamente 30 metros para a intercalação argilosa atravessada pelo poço I5 na zona BVE100. Logo, aproximadamente o dobro da espessura interpretada nos perfis.

A depender da frequência dominante do atributo sísmico, a *Feição X* se torna mais ou menos evidente (Figuras 117 e 118), podendo até mesmo desaparecer por completo (e.g., seções de amplitude; Figura 117). De toda forma, verificou-se que à medida que se distancia, *updip*, do núcleo de maior impedância acústica da *Feição X* e os valores médios de impedância acústica associados ao intervalo BVE100 diminuem, as espessuras das *Fácies Reservatório* aumentam, conforme visualizado no poço WAG2 (Figura 116).

Outro aspecto relevante a ser considerado é o efeito de *tuning* presente nos dados sísmicos de amplitude. Esse efeito não é sempre adequadamente mitigado, mesmo com o aumento das frequências sísmicas associadas aos processos de inversão, incluindo quando são utilizados métodos de inversão sísmica *de alta frequência*. Essa incerteza é perceptível, por exemplo, nas interpretações das seções sísmicas de amplitude e impedância acústica apresentadas na Figura 118.

Na seção de amplitudes sísmicas retratada na Figura 118 (c), a *Feição X* é interpretada como uma anomalia de amplitudes negativas, situada imediatamente abaixo do horizonte sísmico Base do Sal, que é rastreado como um refletor de amplitudes positivas. Por outro lado, na seção de impedância acústica apresentada na mesma Figura 118 (c), a *Feição X* é interpretada num patamar ligeiramente superior na estratigrafia. Sua interpretação engloba tanto a zona BVE100 quanto o pacote de anidrita basal na resposta de altas impedâncias acústicas.

Esse notável deslocamento estratigráfico da *Feição X* se torna mais evidente quando a feição se manifesta como uma anomalia negativa nos dados sísmicos, e não apenas como uma interrupção das reflexões. No entanto, em diversas ocasiões, mesmo quando a *Feição X* assume sua forma mais característica na amplitude sísmica, nos dados de impedância acústica a feição ainda pode ser percebida em um patamar ligeiramente mais elevado na estratigrafia da seção sedimentar. Esse fenômeno reflete uma

interferência entre as altas impedâncias acústicas referentes à espessura da anidrita basal e aquelas indicativas do predomínio de *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. Além disso, é importante destacar que, quando a *Feição X* corresponde a baixas amplitudes sísmicas, a resposta de impedância acústica pode exibir valores relativamente menores, mantendo a geometria. Ademais, as dimensões da *Feição X* estão associadas ao mergulho e à espessura sísmica da zona BVE100 (Figura 119). Nos flancos estruturais mais inclinados, com relevo acentuado, a transição entre as porções *reservatório* e *não-reservatório* argiloso ocorre de forma mais rápida, e a *Feição X* mapeada apresenta-se mais curta, especialmente em seu núcleo. Já nos flancos estruturais com declive suave, a *Feição X* tende a ser lateralmente mais extensa e é possível observar uma gradação lateral interna, com maiores valores de impedância acústica rumo ao núcleo. Quando a espessura da zona BVE100 aumenta, a feição se torna mais espessa, situação mais comum nos flancos estruturais de relevo menos acentuado e nos Baixos Estruturais Relativos.

Nesses casos, é possível observar uma intercalação entre altas e baixas impedâncias acústicas ao redor do núcleo da feição, especialmente nas seções de impedância acústica de alta resolução. Por outro lado, onde o baixo estrutural relativo é estreito e o relevo do horizonte sísmico Embasamento Econômico acentuado, a *Feição X* tende a ocupar a dimensão lateral do vale e pode assim ser mais estreita, mesmo com a base da zona BVE100 exibindo um suave relevo em forma de prato (Figuras 114 e 115).

A identificação e interpretação da *Feição X* auxilia na estratégia de perfuração de poços injetores e produtores em posições de flanco estrutural (Figura 120). Estruturalmente acima da *Feição X*, espera-se que os poços atravessem as zonas BVE100 (principalmente) e BVE200 preenchidas por altas proporções de *Fácies Reservatório*. Para poços posicionados no núcleo da *Feição X* ou em suas adjacências são esperadas maiores proporções relativas de *Fácies Não-Reservatório Fechadas* na zona BVE100 e de carbonatos com argilominerais na subjacente zona BVE200. Os poços localizados estruturalmente abaixo da *Feição X* apresentam uma tendência de ter altas proporções de carbonatos com argilominerais nas zonas BVE100 e BVE200, havendo um risco potencial de não aproveitamento desses poços para a malha de drenagem. Logo, como poços injetores costumam ser estrategicamente posicionados nos flancos estruturais, no perímetro de ocorrência de reservatório capaz de injeção, a *Feição X* pode representar o limite de descida estrutural de uma linha de injeção de fluidos para manutenção da produção e/ou aumento do varrido de óleo.

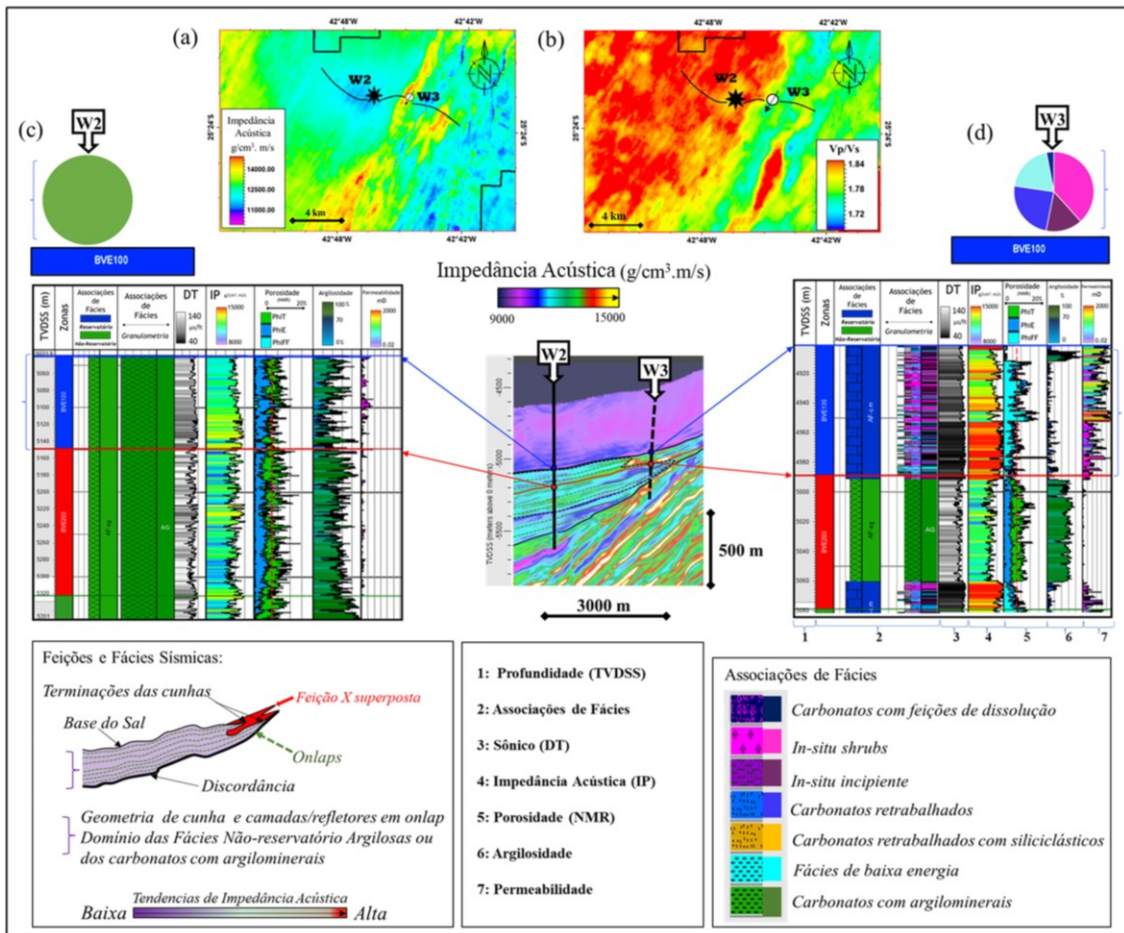


Figura 113: Interpretações sismoestratigráficas, de fácies e feições sísmicas em torno dos poços W2 (Baixos Estruturais Regionais) e W3 (Borda Oeste), com a localização da seção sísmica arbitrária exibida nos mapas médios dos atributos sísmicos impedância acústica e razão Vp/Vs [zona BVE100; (a) e (b)]. Nos depocentros dos Baixos Estruturais Regionais, predominam baixos valores médios de impedância acústica (a), altos valores médios de razão Vp/Vs (b), e reflexões e camadas plano-paralelas. Rumo aos flancos estruturais e na Borda Leste (poço W3), os refletores sísmicos inclinam-se suavemente e terminam no padrão *onlap*. Na seção de impedância acústica, é possível delinear geometrias em forma de cunha. Essas características sísmicas representam áreas e intervalos estratigráficos dominados por *carbonatos com argilominerais*, como observado nos perfis dos poços W2 [todas as zonas; (c)] e W3 [zona BVE200; (d)]. Na zona BVE100, os vértices das cunhas argilosas culminam na *Feição X* (seta vermelha). No poço W3, principalmente na porção basal da zona BVE100, são encontradas proporções consideráveis de fácies de *baixa energia* e *in-situ incipiente*, havendo predomínio de Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, altos valores de impedância acústica e baixas permeabilidades (d). Essas características são típicas de poços que atravessaram a *Feição X*.

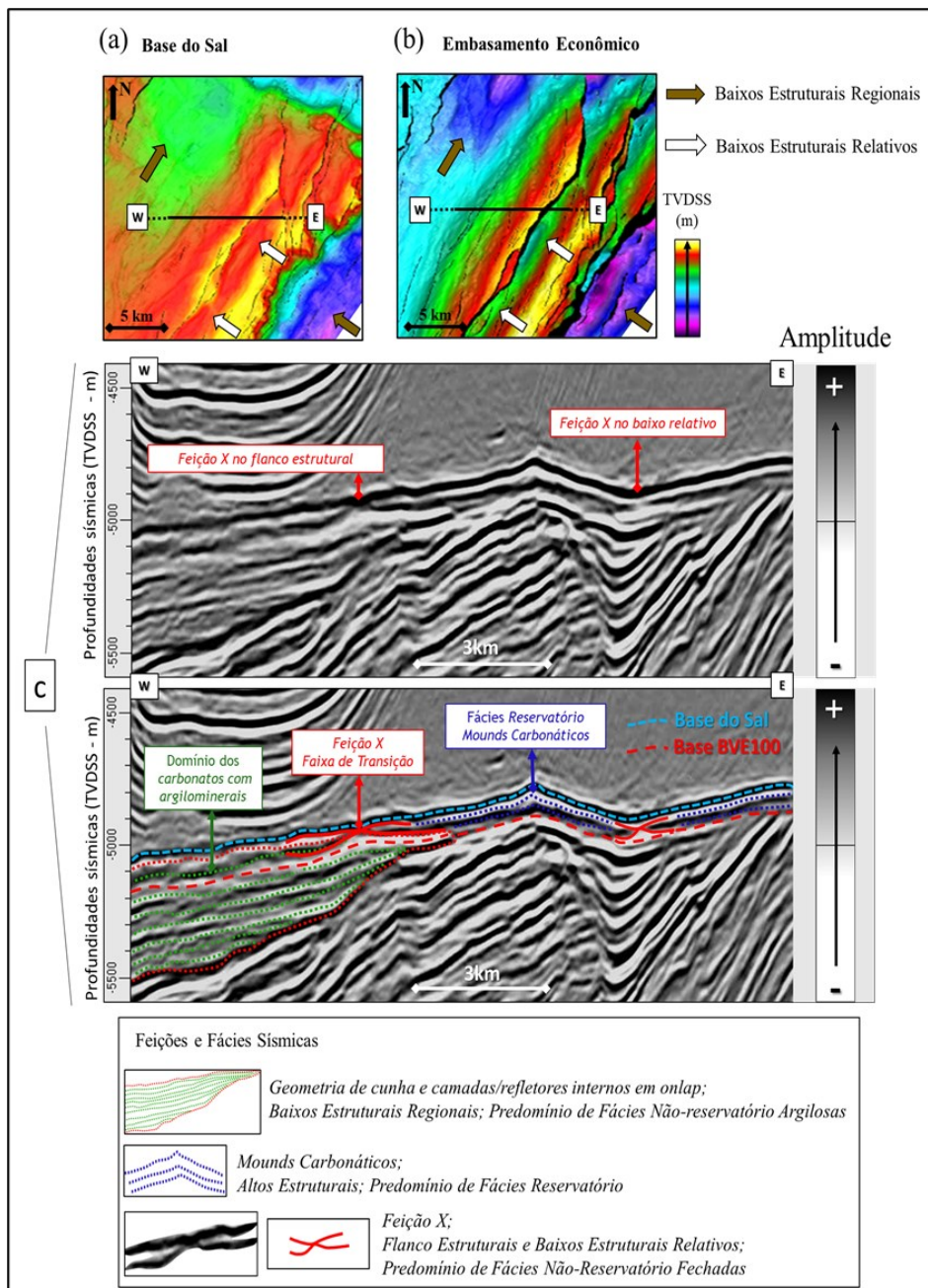


Figura 114: Análise sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas nas proximidades do Alto Estrutural Secundário, focando na zona BVE100 e na *Feição X*. A localização da seção sísmica (W-E) é destacada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A *Feição X* é caracterizada por uma interrupção aparente na amplitude sísmica, marcando a transição entre refletores sísmicos com terminações em *onlap* [linhas pontilhadas verdes; (c)], que sugerem *Fácies Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)], e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos no Alto Estrutural Secundário, onde se espera a predominância das *Fácies Reservatório* [seta e linhas pontilhadas em azul escuro; (c)]. A *Feição X* é considerada um importante indicador da degradação da qualidade do reservatório e do aumento das *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. Nesta posição da Borda Oeste, o flanco estrutural exibe declive suave e a transição interpretada é ampla. Por outro lado, no baixo estrutural relativo a leste [vide setas brancas mais ao norte nos mapas; (a) e (b)], o relevo do horizonte sísmico Embasamento Econômico é acentuado e a *Feição X* é mais curta, abrangendo somente a dimensão lateral do vale. Para fins de referência, os refletores com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas em verde) são interpretados também abaixo da base da zona BVE100 (linha tracejada em vermelho).

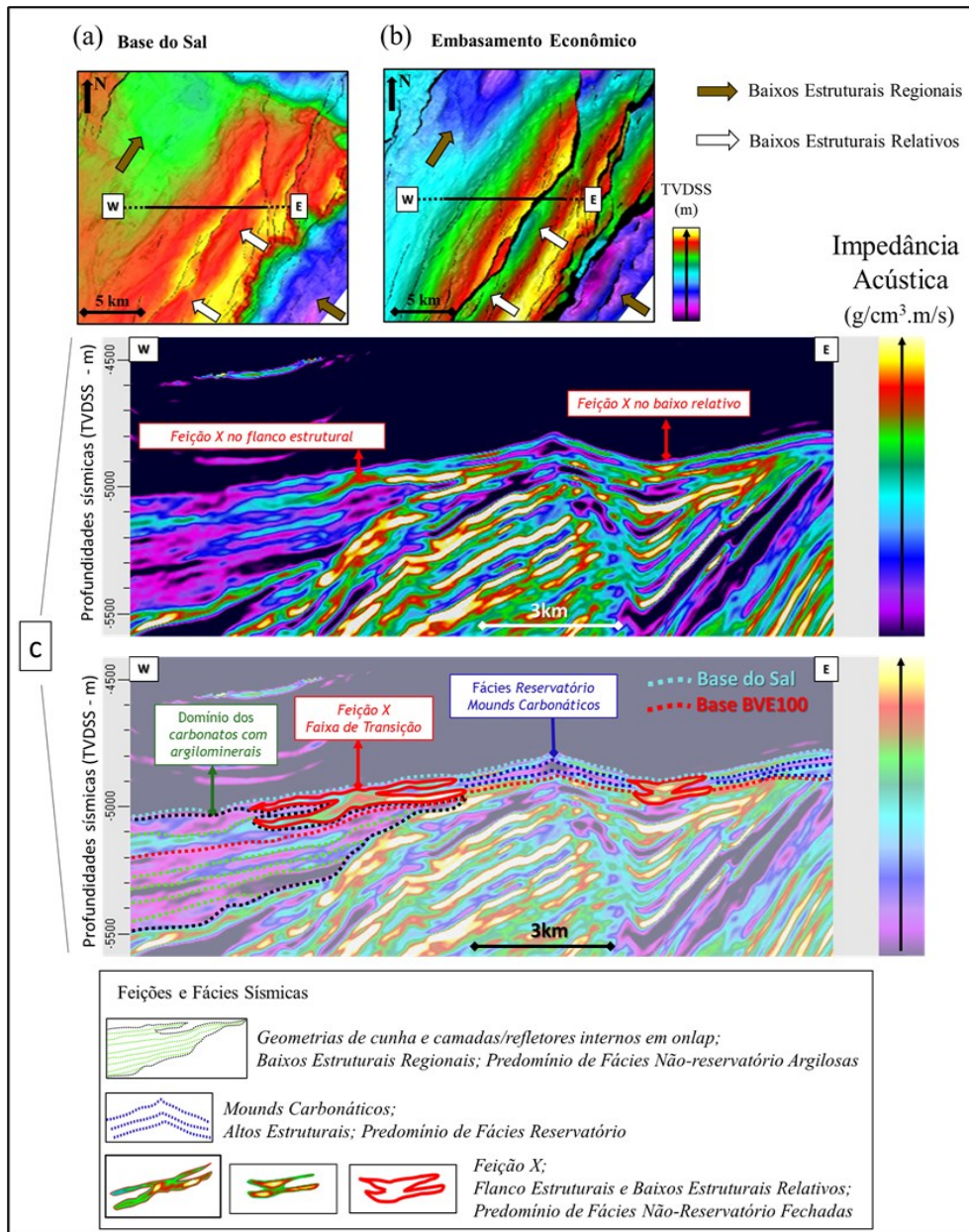


Figura 115: Análise sismoestratigráfica, de fácies e feições sísmicas próximas ao Alto Estrutural Secundário, com ênfase na zona BVE100 e na *Feição X*. A localização da seção sísmica (W-E) é ressaltada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A *Feição X* é caracterizada por altas impedâncias acústicas, delimitando a transição entre as camadas de baixa impedância acústica com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas verdes), que sugerem *Fácies Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais [setas marrons; (a) e (b)], e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos, também feições de baixa impedância acústica, porém localizadas no Alto Estrutural Secundário, onde se espera a predominância das *Fácies Reservatório* [seta e linhas pontilhadas em azul escuro; (c)]. Nesta posição da Borda Oeste, o flanco estrutural apresenta declive suave e a anomalia de alta impedância acústica interpretada é extensa. Em contrapartida, no baixo estrutural relativo a leste [observe as setas brancas mais ao norte nos mapas; (a) e (b)], o relevo do horizonte sísmico Embasamento Econômico é pronunciado e a *Feição X* é mais curta, abrangendo apenas a dimensão lateral do vale. Para referência, as camadas com terminações em *onlap* (linhas pontilhadas verdes) são interpretadas também abaixo da base da zona BVE100 (linha pontilhada vermelha), facilitando a visualização das cunhas de sedimentos argilosos (contorno pontilhado em preto). Vale destacar que, na zona BVE100, a cunha de sedimentos argilosos não se estende tanto *updip* (c).

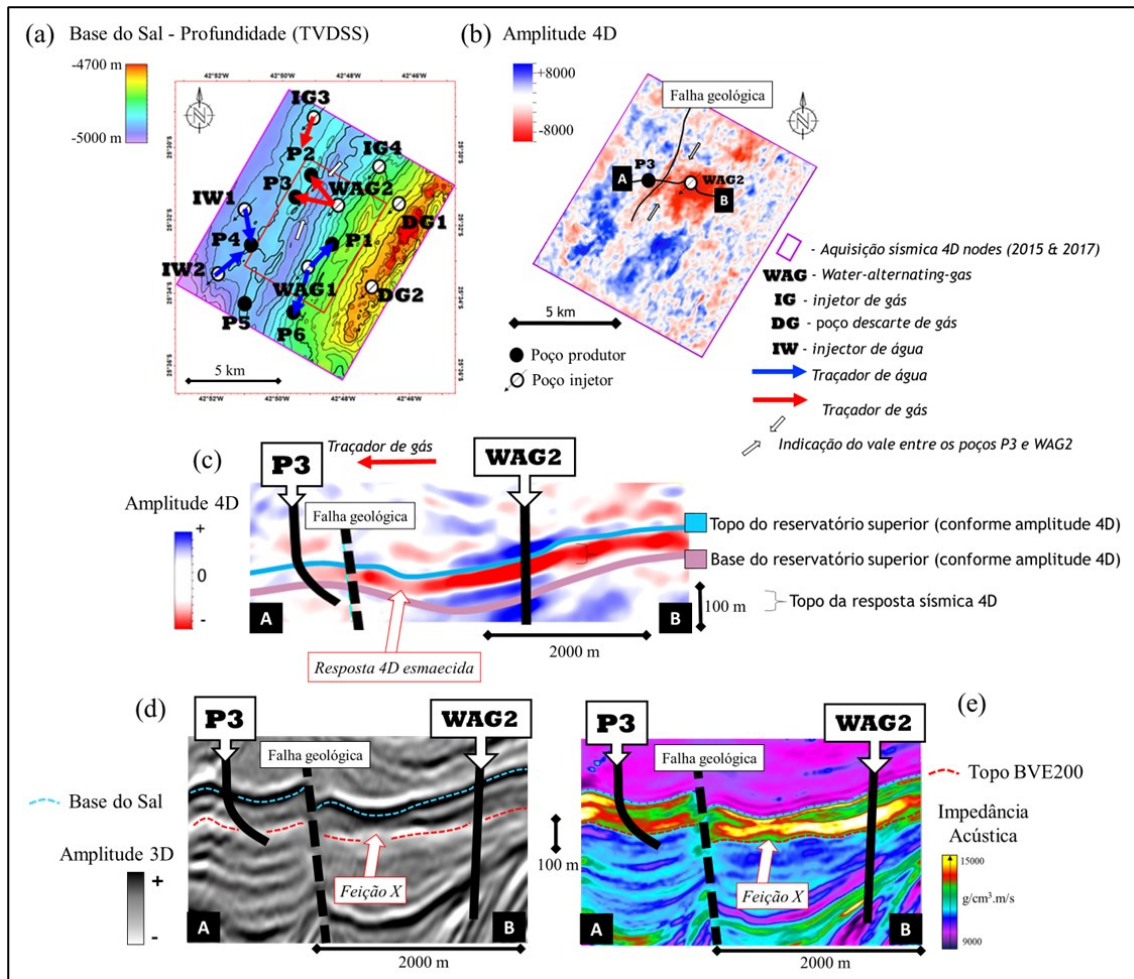


Figura 116: Exemplo de interpretação da *Feição X* em área dos Baixos Estruturais Relativos, auxiliando no entendimento da comunicação entre os Altos Estruturais Principal e Secundário, por meio da zona BVE100. Mapas e seções sísmicas mostram uma análise simplificada da resposta sísmica 4D de amplitude próxima aos poços WAG2 e P3 [(a), (b) e (c)]. A resposta de amplitude com topo negativo, em vermelho (c), indica um efeito 4D de *softening* relacionado à injeção de gás no ciclo WAG do poço WAG2. No mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) e no mapa de resposta sísmica 4D para o intervalo do reservatório superior [aproximadamente zona BVE100; (b)], setas pretas e brancas enfatizam o vale entre os poços, onde a anomalia 4D está atenuada e a *Feição X* é interpretada. A atenuação da anomalia 4D (c) e da amplitude sísmica 3D (d) em concordância com a localização do núcleo mais impedante da *Feição X* (d) sugere degradação na qualidade do reservatório e um aumento das *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. Nesse contexto, estima-se a presença de pelo menos um nível de *Fácies Reservatório* de espessura subsísmica, em meio à predominância de *Fácies Não-Reservatório Fechadas*, permitindo a passagem do gás injetado no poço WAG2 para o poço P3. Os mapas [(a) e (b)] e a seção sísmica de amplitude 4D são adaptados e modificados de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b). As setas azuis e vermelhas (a) indicam a injeção e coleta de traçadores químicos de água e de gás. Para referência, no poço WAG2, a zona BVE200 é majoritariamente *não-reservatório*.

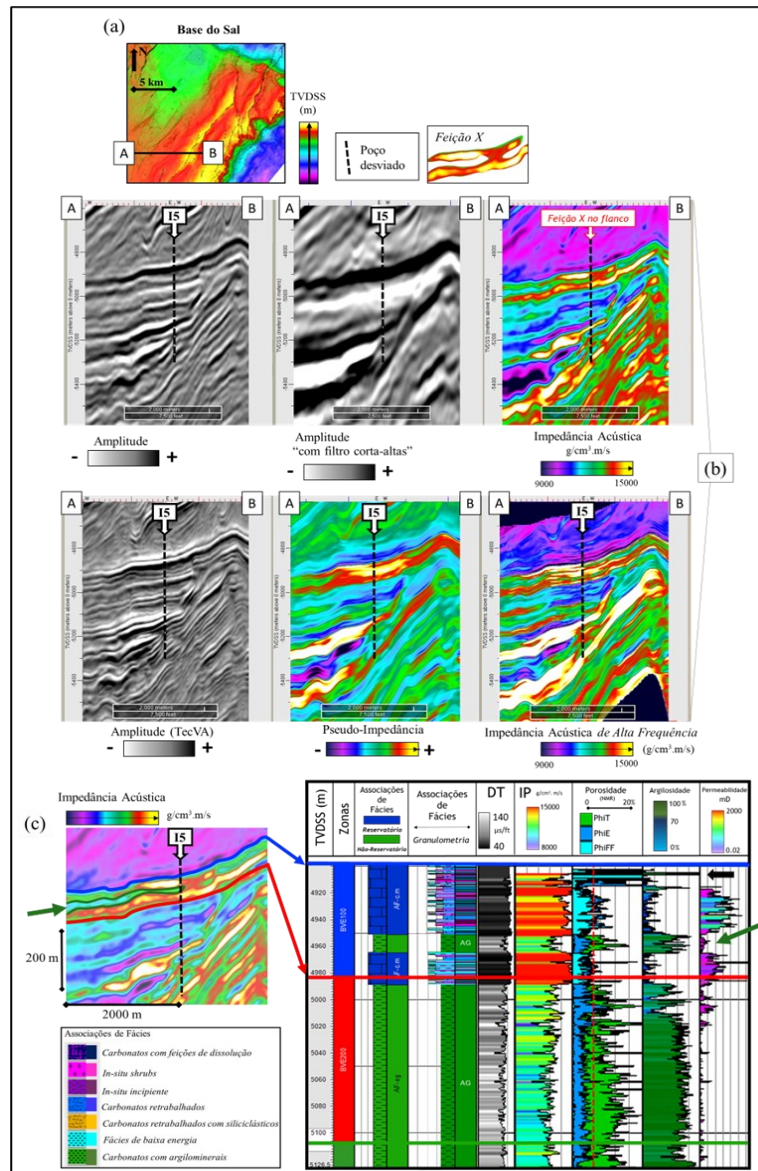


Figura 117: Interpretações sismoestratigráficas, associações de fácies e análise da *Feição X* nos arredores do poço I5 (Borda Oeste). A localização da seção sísmica arbitrária é mostrada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). A *Feição X*, atravessada pelo poço I5, é mais claramente observada na seção sísmica de impedância acústica e razoavelmente inferida nas seções de pseudo-impedância e impedância acústica de alta frequência (b). A *Feição X* é exclusiva da zona BVE100 e está associada a poços que apresentam proporções significativas de fácies de baixa energia e/ou in-situ incipiente, como evidenciado nos perfis de fácies do poço I5 (c). Essas fácies estão usualmente relacionadas a altos valores médios de impedância acústica [tons de vermelho; (c)] e valores médios reduzidos de porosidade (total, efetiva e de fluido livre). Predominam Fácies Não-Reservatório Fechadas. No poço I5, os trechos de alta impedância acústica (tons de vermelho) estão majoritariamente abaixo do corte de 6% de PhiE [linha tracejada vermelha; (c)] e apresentam baixas permeabilidades. Além disso, no poço I5 também foi identificado um segmento de Fácies Não-Reservatório Argilosas na zona BVE100, com cerca de 15 metros de espessura e abaixo da resolução sísmica vertical dos dados de amplitude convencional, “com filtro corta-altas” e Tec-VA. Esse segmento argiloso apresenta contrastantes altos valores médios de porosidade total e baixos valores médios de impedância acústica e pode ser inferido nas seções de impedância acústica de alta frequência e tradicional [setas verdes; (b) e (c)]. Desconsiderar os primeiros metros dos perfis sônico (DT), porosidade e permeabilidade [seta preta; (c)].

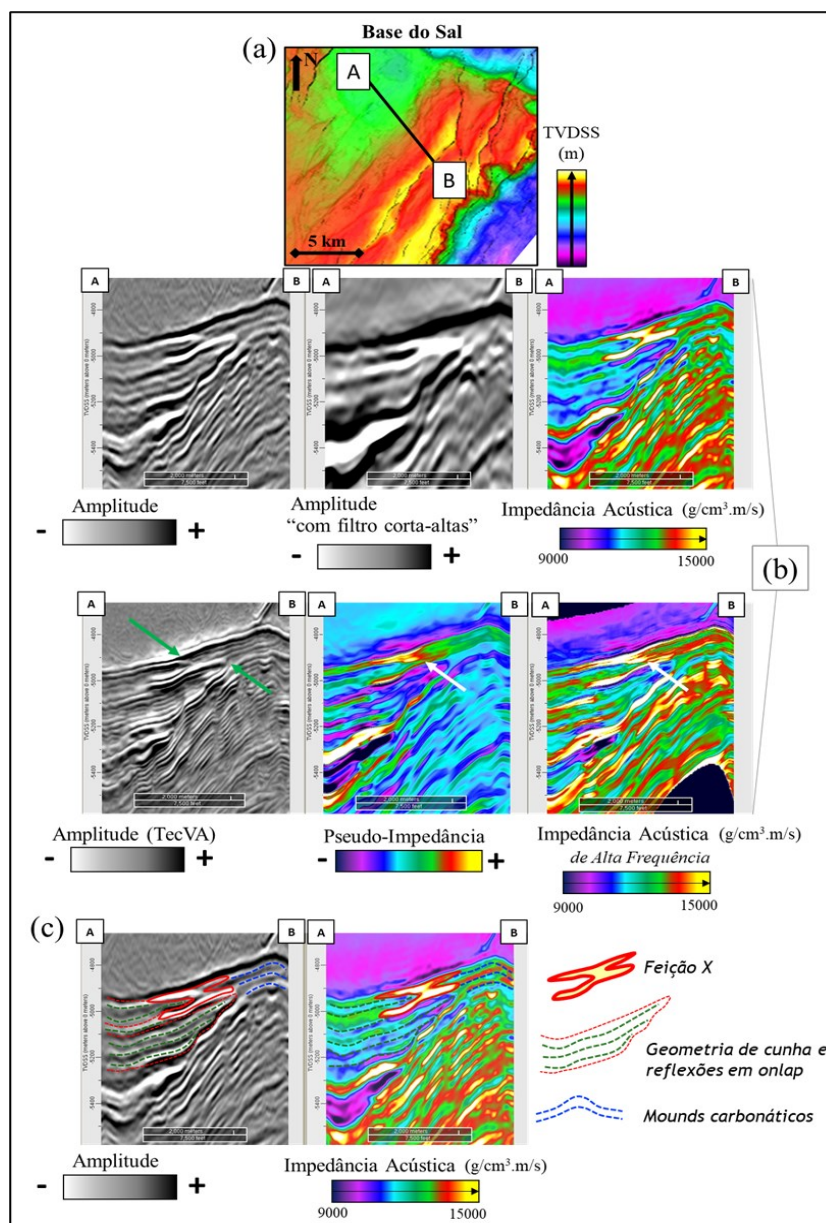


Figura 118: Análise da *Feição X* em diferentes atributos sísmicos de amplitude e impedância acústica, na Borda Oeste da área de estudo. A localização da seção sísmica arbitrária é indicada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal [A-B; (a)]. Neste ponto, a *Feição X* é mais evidente na seção de impedância acústica, porém também é perceptível nas seções de pseudo-impedância, impedância acústica de alta frequência, amplitude convencional e TecVA (b). Nas seções interpretadas, é possível notar que a feição é curta, altamente impedante e ocupa aproximadamente a extensão lateral do flanco estrutural oeste (c). A *Feição X* ocorre somente na zona BVE100 e marca a transição entre reflexões terminando em *onlap* [linhas pontilhadas verdes; (c)], sugerindo *Fácies Não-Reservatório Argilosas* nos Baixos Estruturais Regionais, e as geometrias convexas dos *mounds* carbonáticos, localizados no Alto Estrutural Secundário, no qual se espera a predominância das *Fácies Reservatório* [linhas pontilhadas azuis; (c)]. Na seção de amplitude TecVA, os vértices das cunhas de sedimentos argilosos são destacados em alto-relevo [setas verdes; (b)]. Nas seções de pseudo-impedância e impedância acústica de alta frequência, é possível interpretar uma transição de fácies ainda mais abrupta, com um nível basal de fácies argilosas avançando mais *updip* [setas brancas; (b)]. Na seção de amplitude “com filtro corta-altas” a feição não pode ser identificada e os vértices das cunhas não são bem definidos, reflexos da menor resolução vertical.

Adicionalmente, quando situada nos Baixos Estruturais Relativos, a *Feição X* auxilia no entendimento do comportamento do fluxo de fluidos entre os Altos Estruturais Principal e Secundário. Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b) indicaram, por exemplo, que a movimentação do gás injetado no ciclo WAG do poço WAG2 para o poço P3 ocorre através do vale entre esses poços, utilizando finas camadas intercaladas de reservatórios com melhores e piores permeabilidades. Essa conclusão foi baseada na análise de dados sísmicos 4D (variações de amplitude e impedância acústica entre os anos de 2015 e 2017) e em informações de produção, injeção e coleta de traçadores químicos. A resposta sísmica 4D de amplitude associada a um efeito de "*softening*" evidencia essa comunicação (Figura 116).

No contexto da zona BVE100, a presença da *Feição X* em conformidade com a porção atenuada da resposta sísmica 4D é indicativa da existência de um nível de *Fácies Reservatório* de espessura subsísmica em meio à predominância de *Fácies Não-Reservatório Fechadas*. Esse nível pode ter permitido a passagem do gás injetado no poço WAG2 para o poço P3. Devido ao esmaecimento das amplitudes 3D e 4D é possível que se trate de um nível reservatório com aproximadamente cinco metros de espessura, conforme estudo de resolução sísmica apresentado na Figura 23. Na zona BVE200, os baixos contrastes de amplitude e os valores reduzidos de impedância acústica sugerem altas proporções de *carbonatos com argilominerais*. Para referência, no poço WAG2, a zona BVE200 é predominantemente *não-reservatório*. Tudo isso reforça a hipótese de que o fluxo de fluidos no vale, gás para o caso mencionado, se deu majoritariamente por meio de uma ou algumas finas camadas de reservatório presentes na zona BVE100.

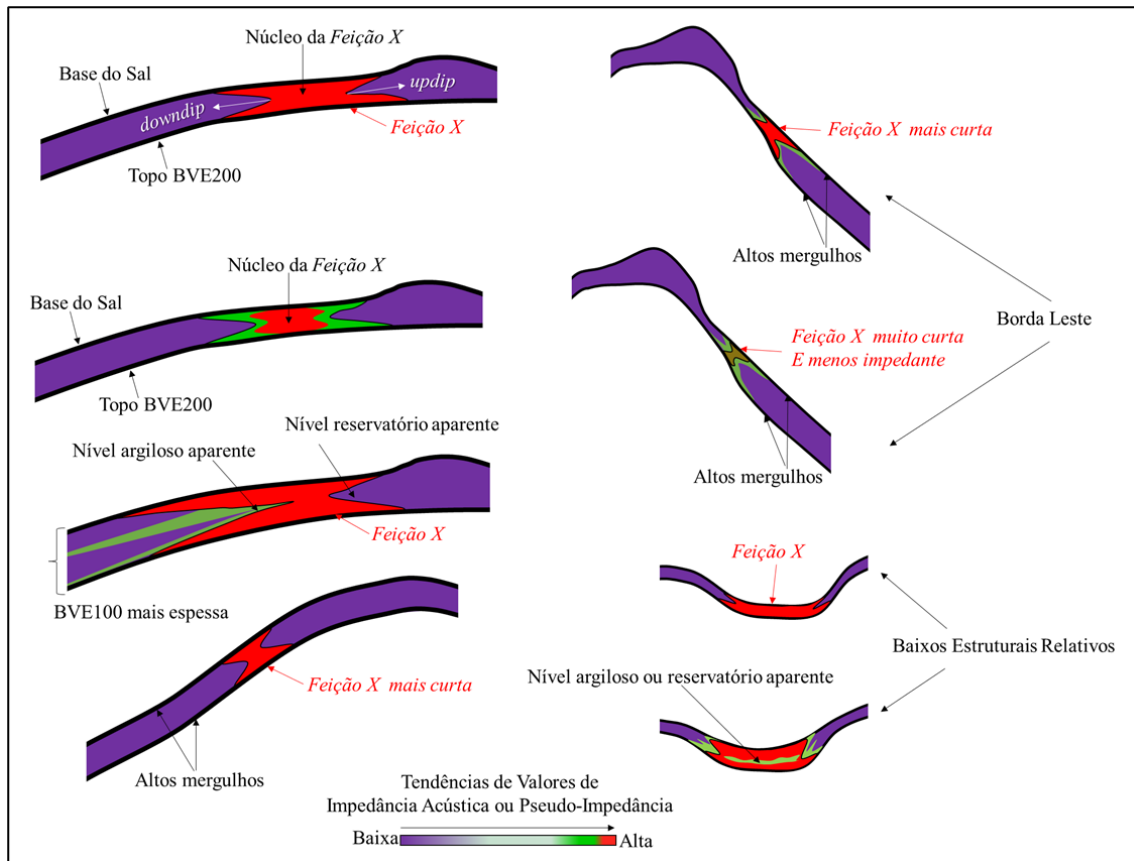


Figura 119: Compilação esquemática das diversas faixas de transição (*i.e.*, *Feição X*) observadas na área de estudo. Esta figura destaca os aspectos mais relevantes identificáveis nas seções de atributos sísmicos de impedância acústica (convencional e *de alta frequência*) e pseudo-impedância.

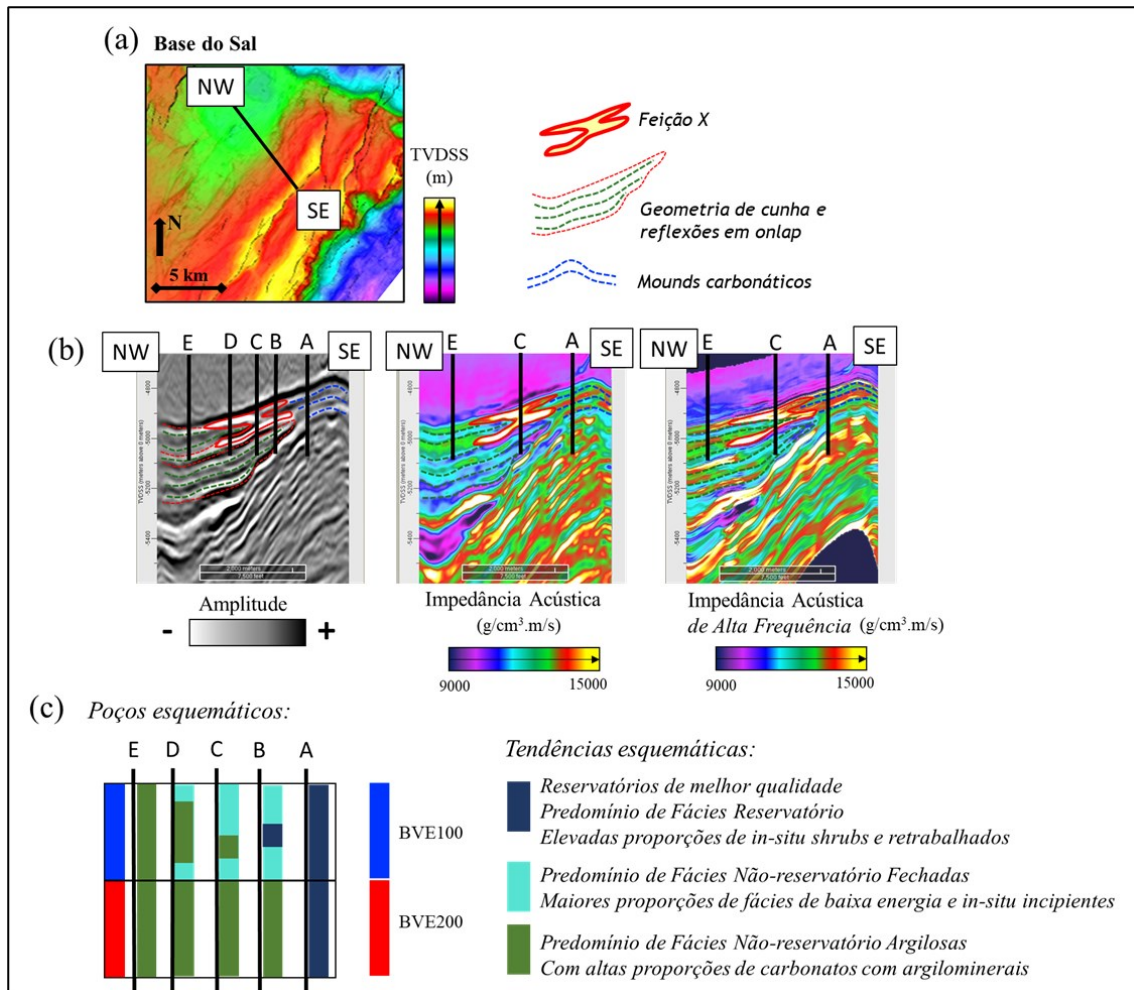


Figura 120: Análise da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica de alta frequência. A localização da seção sísmica arbitrária é destacada no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal [NW-SE; (a)]. A avaliação da *Feição X* na Borda Oeste da área estudada pode auxiliar no posicionamento adequado de poços injetores e produtores. Acima da *Feição X*, os poços devem cruzar as zonas BVE100 e BVE200, ricas em Fácies Reservatório [linhas pontilhadas azuis; (b)]. O poço esquemático A ilustra essa condição, sendo uma ótima opção como produtor (c). Por outro lado, poços alocados no núcleo da *Feição X* (ou próximos) tendem a encontrar maior proporção de Fácies Não-Reservatório Fechadas na zona BVE100 e carbonatos com argilominerais na zona BVE200, conforme demonstram os poços esquemáticos C e D (c). Estruturalmente abaixo da *Feição X*, espera-se elevada presença de carbonatos com argilominerais nas zonas BVE100 e BVE200, como exemplificado pelo poço E (c). Assim, levando em conta os poços esquemáticos mostrados e as tendências de fácies interpretadas (c), o poço B se destaca como uma boa escolha para um poço injetor.

6.2.4 Feições e fácies sísmicas mais características dos Baixos Estruturais Relativos

As depressões internas aos altos estruturais da Área Principal de Tupi formam os Baixos Estruturais Relativos. Essas áreas são relativamente mais profundas e/ou protegidas da ação de ventos e ondas em comparação com as áreas elevadas circundantes. Essas depressões constituem zonas de baixa energia, favorecendo a deposição de fácies de baixa a muito baixa energia, com maior precipitação e preservação de argilominerais magnesianos, como demonstrado nos poços N1, N2 (zonas BVE100 e BVE200) e I10 (zona BVE200) (Figura 121 a Figura 123).

As feições sísmicas associadas aos Baixos Estruturais Relativos podem ser observadas e rastreadas nos mapas estruturais e em mapas, *slices* e seções de amplitude e de impedância acústica. Apresentam geometrias deposicionais côncavas e lenticulares de baixo contraste de amplitudes e impedâncias acústicas, às vezes com formato externo semelhante a um “prato”. Nas seções sísmicas, as camadas e seus refletores internos com baixos contrastes de amplitude estão dispostos em padrões que variam do plano-paralelo ao suavemente côncavo, podendo ocasionalmente terminar em *onlaps* simétricos a levemente assimétricos nas bordas dos vales (Figura 123). Essas depressões exibem espessuras sísmicas relativamente mais elevadas, valores médios a baixos de impedância acústica e altos valores de Razão V_p/V_s (médias tipicamente acima de 1,8), observáveis nas seções e nos mapas desses atributos sísmicos (*e.g.*, poços N1 e N3; Figura 104,

Figura 105 e Figura 107). Além disso, o atributo sísmico TecVA tende a destacar essas depressões em seções, nas quais o pseudo-relevo dos depocentros dos Baixos Estruturais Relativos tende a ser mais negativo (quando comparado qualitativamente ao pseudo-relevo da vizinhança) (Figura 122). Poços que atravessaram os depocentros dos Baixos Estruturais Relativos constataram o predomínio de Fácies Não-reservatório Argilosas nas zonas BVE100 e BVE200 e não foram aproveitados para a malha de drenagem nos respectivos intervalos (por exemplo, poços N1 e N3).

Embora menos comum, em algumas porções dos Baixos Estruturais Relativos foram identificadas variações dessas fácies sísmicas típicas, com a presença da *Feição X* na porção verticalmente superior da depressão, zona BVE100 (por exemplo, no vale entre os poços WAG2 e P3, Figura 116). Nesses casos, a presença da *Feição X* sugere um aumento das Fácies *Não-reservatório Fechadas*, podendo ocorrer níveis subsísmicos de

Fácies *Reservatório*. Nos depocentros dos Baixos Estruturais Relativos onde não ocorre a *Feição X*, não se espera que um nível de rocha reservatório ocorra e permita a passagem de fluidos. Na área do módulo de produção Piloto de Tupi, essa interpretação é respaldada pela análise de dados sísmicos 4D, adequadamente calibrados com informações de produção, injeção e traçadores químicos. Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b) observaram que a água injetada no ciclo WAG do poço WAG1 se deslocou em direção aos poços P1 e P6, mas não atravessou o baixo relativo em direção ao poço P4. As baixas amplitudes sísmicas, os baixos valores de impedância acústica e a ausência de resposta sísmica 4D nessa parte dos Baixos Estruturais Relativos podem ser interpretados como uma alta proporção de *Fácies Não-Reservatório Argilosas* (Figura 124). Adicionalmente, a água injetada nos poços IW1 e IW2 circulou com rapidez pela Borda Oeste em direção ao poço produtor P4; entretanto, assim como no caso anterior, não atravessou o baixo relativo.

A previsão precisa da distribuição espacial das *Fácies Não-reservatório Argilosas* é crucial para a análise da comunicação do reservatório como um todo. A elaboração de modelos de reservatórios confiáveis exige um entendimento aprofundado do contexto geológico, das rochas, dos fluidos que nelas percolam e da dinâmica rocha-fluido. Além de estimar o volume de hidrocarbonetos, é necessário detalhar a distribuição do volume poroso, que afetará o plano de desenvolvimento do campo e seu fator de recuperação. Na área de estudo, a disposição dos *carbonatos com argilominerais* nos Baixos Estruturais Relativos pode ajudar, por exemplo, na compreensão da presença de múltiplos contatos óleo-água através do fenômeno "*perched-water*" (Gaafar *et al.*, 2016; Rolfsvåg *et al.*, 2016; Lee & Clechenko, 2018; Hulea, 2019; Vital *et al.*, 2023).

Este trabalho não teve como objetivo investigar a fundo todas as evidências - isto é, gradientes de pressão e amostras de fluidos em todos os poços, ensaios de capilaridade etc. - que possam sustentar a tese de contatos do tipo "*perched-water*" para o Campo de Tupi. No entanto, vale mencionar essa hipótese como um desdobramento das implicações da interpretação de feições e fácies sísmicas nos Baixos Estruturais Relativos argilosos e uma possibilidade de tema para aprofundamento em estudos futuros. No contexto dos reservatórios do Pré-sal o fenômeno "*perched-water*" foi estudado por Vital *et al.* (2023).

Esses autores investigaram os fatores geológicos e hidrodinâmicos que influenciam a compartimentalização dos reservatórios do Complexo Iara. Durante a fase inicial de desenvolvimento da produção deste complexo, supunha-se que ele abrigava três

acumulações distintas de hidrocarbonetos, denominadas Berbigão, Atapu e Sururu. Mediante uma análise integrada de dados sísmicos, de poços e dinâmicos, que incluiu dados de pressão de formação e análises geoquímicas de fluidos, Vital *et al.* (2023) identificaram potenciais barreiras estratigráficas-estruturais ao fluxo de fluidos. Eles diagnosticaram que pequenas variações nas profundidades dos contatos óleo-água e nos níveis de água livre estimados estavam associadas ao fenômeno de “*perched-water*”, enquanto variações maiores estavam ligadas à compartimentalização. A análise de dados de pressão de formação revelou uma compartimentalização hidráulica dos reservatórios no Campo de Berbigão. Por outro lado, os reservatórios nos campos de Sururu e Atapu foram interpretados como estando conectados por um aquífero comum, interpretação essa corroborada pela similaridade dos seus gradientes de pressão no óleo.

Conforme mencionado anteriormente, para identificar os tipos de fluidos nos reservatórios e determinar as profundidades dos contatos óleo-água na área de estudo foram utilizadas informações coletadas de pontos de pressão e fluidos nos poços. Apenas no poço P13, um dos poucos poços da área de estudo com indicação de bons reservatórios e alta produtividade nas coquinas da Formação Itapema, o contato óleo-água confirmado por amostras de fluidos também foi razoavelmente visível nos perfis de resistividade (Figura 125). Embora a literatura indique a presença de fluido supercrítico (“*capa de gás*”) nas áreas mais elevadas do Alto Estrutural Principal (Cruz *et al.*, 2021b), não foi identificado contato gás-óleo nos poços aqui estudados. Além disso, não foram observadas indicações do contato óleo-água do poço P13 nos dados sísmicos (amplitude ou outros atributos sísmicos). Na maioria dos poços, o contato óleo-água ocorre em níveis argilosos, dificultando a interpretação por meio de perfis de resistividade. Nesses casos, a determinação do contato óleo-água é realizada analisando gráficos de gradientes de pressão e informações sobre os tipos de fluidos coletados. O contato óleo-água registrado nos perfis do poço P13, a -5117 m TVDSS, é consistente com o interpretado pela análise dos gráficos de gradiente de pressão original disponíveis para alguns dos primeiros poços perfurados na área (antes do início da produção), localizados a oeste do Alto Estrutural Principal (Figura 126). Na Borda Leste, a diferenciação entre os intervalos reservatórios de óleo ou de água também é viável ao se observar diferentes tendências nos valores de pressão, relacionadas aos diferentes tipos de fluidos coletados. Porém, o contato interpretado para a Borda Leste é um pouco mais profundo, em -5128 m (TVDSS), e

compatível com as informações de LKO (*Lowest Known Oil*) dos poços perfurados nessa região (por exemplo, poço P22, Figura 127).

Quando diferentes níveis de fluido livre são identificados em várias partes do mesmo campo, como diferentes posições de nível de água livre (pressão capilar zero), resultando em distintos contatos óleo-água para a mesma (ou similar) qualidade de rocha, a comunicação hidráulica lateral do reservatório como um todo pode ser questionável. A comunicação hidráulica desempenha um papel importante na determinação das reservas recuperáveis, e reservatórios lateralmente compartimentados exigem uma malha de drenagem complexa para varrer adequadamente os diferentes blocos desconectados (Gaafar *et al.*, 2016; Lee & Clechenko, 2018; Hulea, 2019). Segundo Gaafar *et al.* (2016), as condições de águas suspensas são raras em campos de óleo e gás, mas quando ocorrem são mais comuns em zonas acima das fácies de granulação fina e podem estar localizadas a poucos ou até centenas de metros acima dos contatos óleo-água regionais. Para Lee & Clechenko (2018), "*perched water*" é toda água incapaz de escapar do reservatório durante a migração de hidrocarbonetos. Os contatos do tipo "*perched water*" - ou águas aprisionadas, ou águas suspensas - resultam do aprisionamento de água atrás de barreiras locais para o fluxo lateral e vertical durante a migração de hidrocarbonetos no reservatório. Assume-se que, especialmente ao redor dos Baixos Estruturais Relativos, é plausível pensar que a migração do óleo empurrou a água para as partes mais profundas do reservatório até que a água não pudesse mais infiltrar, pois a porção de rocha reservatório mais profunda/isolada estava "presa" entre as paredes das rochas ígneas e/ou as interfaces verticais e laterais com as Fácies *Não-Reservatório Argilosas* das zonas BVE100 e BVE200 e outras fácies *não-reservatório* da zona BVE300 e da seção Pré-Alagoas, tal como ilustrado esquematicamente na Figura 128 e na Figura 129. É importante ainda destacar que os contatos do tipo "*perched water*" diferem dos contatos inclinados. Uma zona de água aprisionada no subsolo pode ser definida como uma zona saturada de água localizada acima do contato óleo-água regional ou como uma zona saturada de água que não está diretamente conectada ao contato óleo-água regional (Gaafar *et al.*, 2016; Lee & Clechenko, 2018; Hulea, 2019).

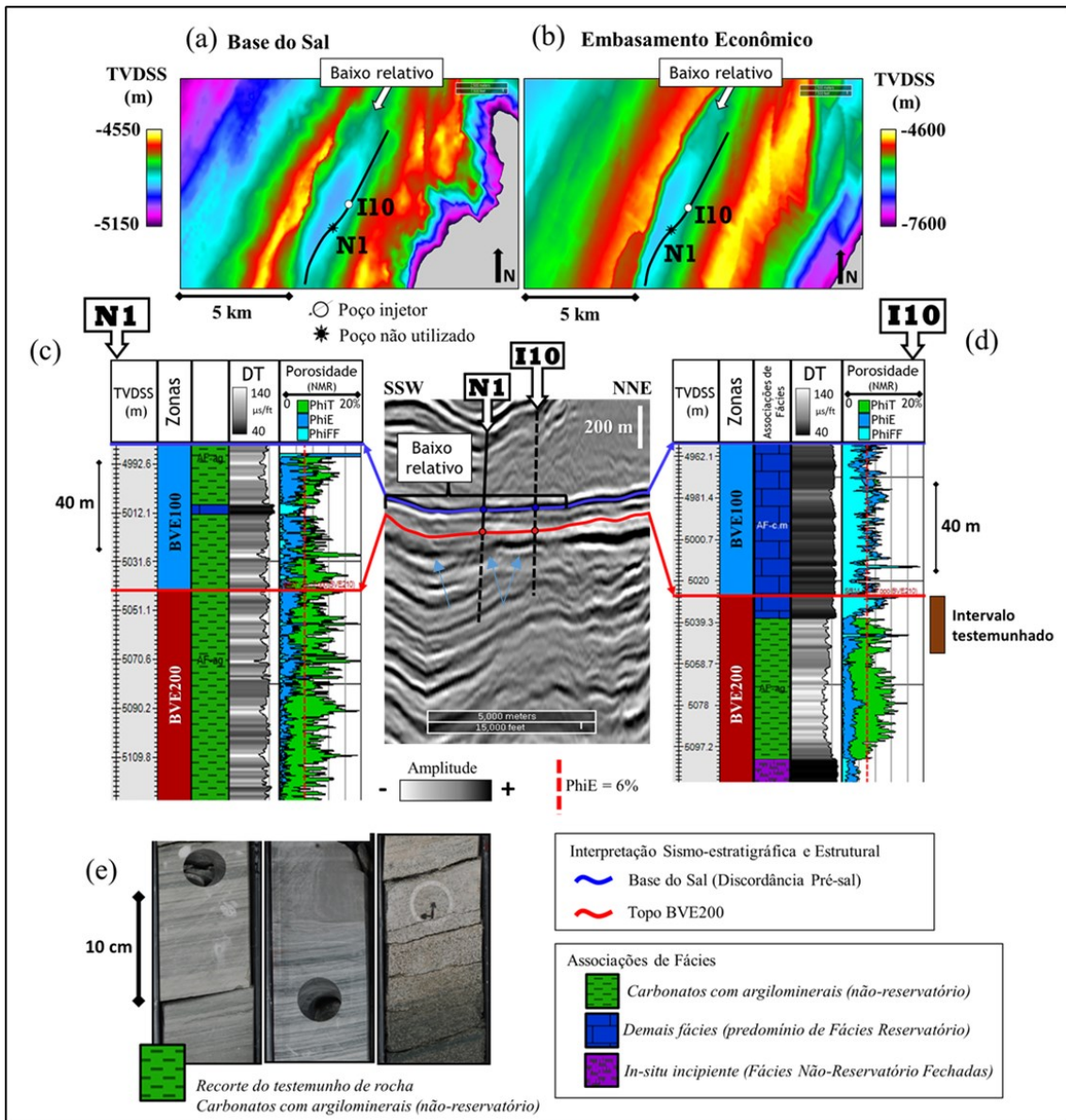


Figura 121: Análise sismoestratigráfica, de fácies e de características sísmicas na parte norte dos Baixos Estruturais Relativos, incluindo os poços I10 e N1, com ênfase no intervalo estratigráfico BVE100. A seção sísmica (SSW-NNE) é exibida nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). A seção de amplitude sísmica revela geometrias deposicionais levemente côncavas e refletores com contraste de amplitude reduzido [setas azuis; (b)]. Esta região é mais profunda em relação às áreas elevadas próximas e representa uma zona de baixa energia, propícia à deposição de fácies de energia muito baixa a baixa, com maior precipitação e conservação de argilominerais magnesianos, conforme interpretado nos poços N1, próximo ao depocentro do baixo relativo e com as zonas BVE100 e BVE200 predominantemente preenchidas por Fácies Não-Reservatório Argilosas (c), e no poço I10 na zona BVE200 (d). A presença de carbonatos com argilominerais interpretada nos perfis é corroborada pelas informações do testemunho de rocha do poço I10 (e).

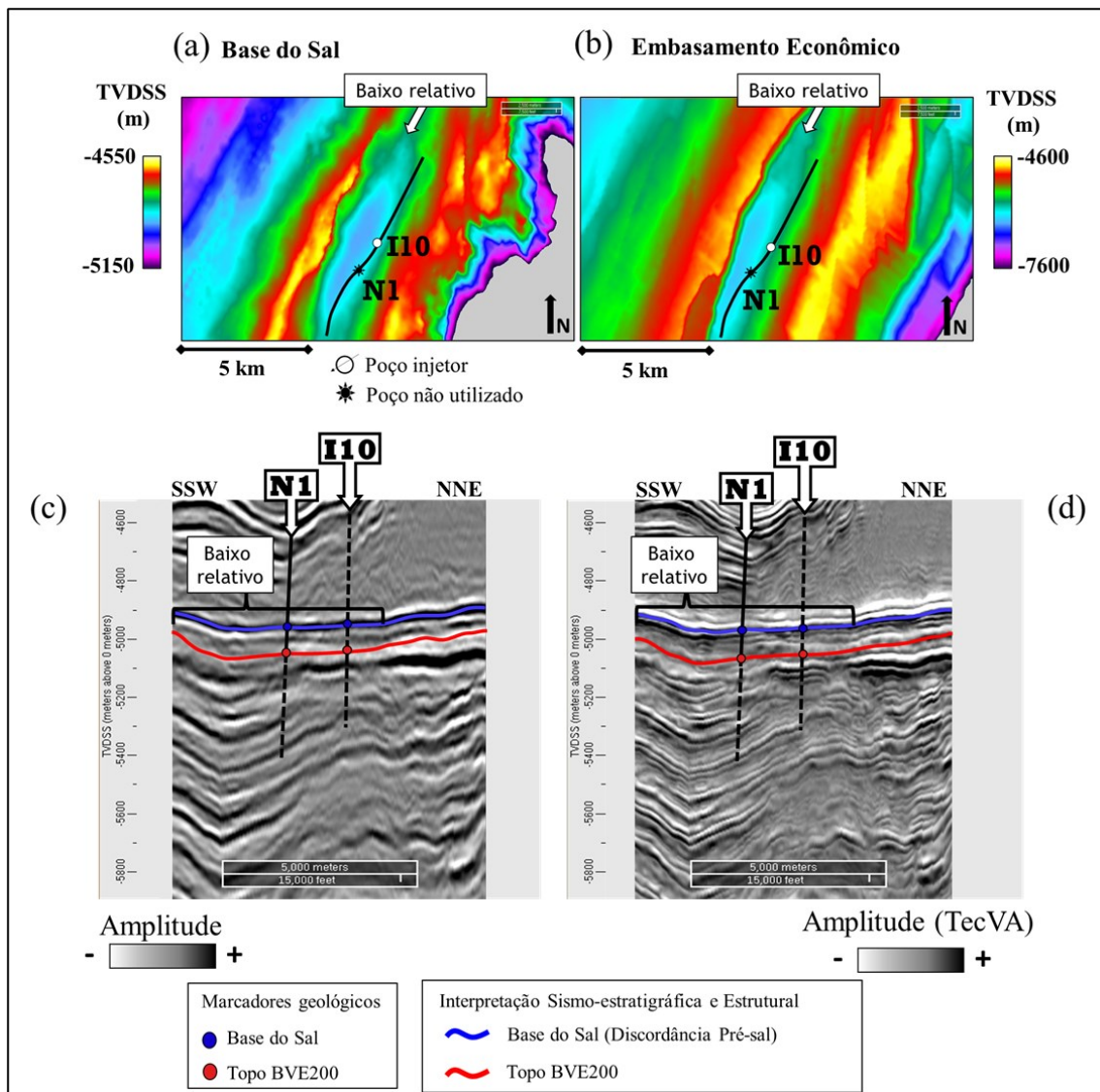


Figura 122: Estudo sismoestratigráfico e de fácies sísmicas na área norte dos Baixos Estruturais Relativos, abrangendo os poços I10 e N1, com foco no intervalo estratigráfico BVE100. A seção sísmica (SSW-NNE) está representada nos mapas dos horizontes sísmicos Base do Sal (a) e Embasamento Econômico (b). As seções de amplitude sísmica convencional (c) e TecVA (d) exibem geometrias deposicionais suavemente côncavas e refletoras com baixo contraste de amplitude. No atributo sísmico TecVA, o pseudo-relevo do baixo relativo apresenta valores médios discretamente mais negativos em comparação qualitativa com o pseudo-relevo das áreas adjacentes (d).

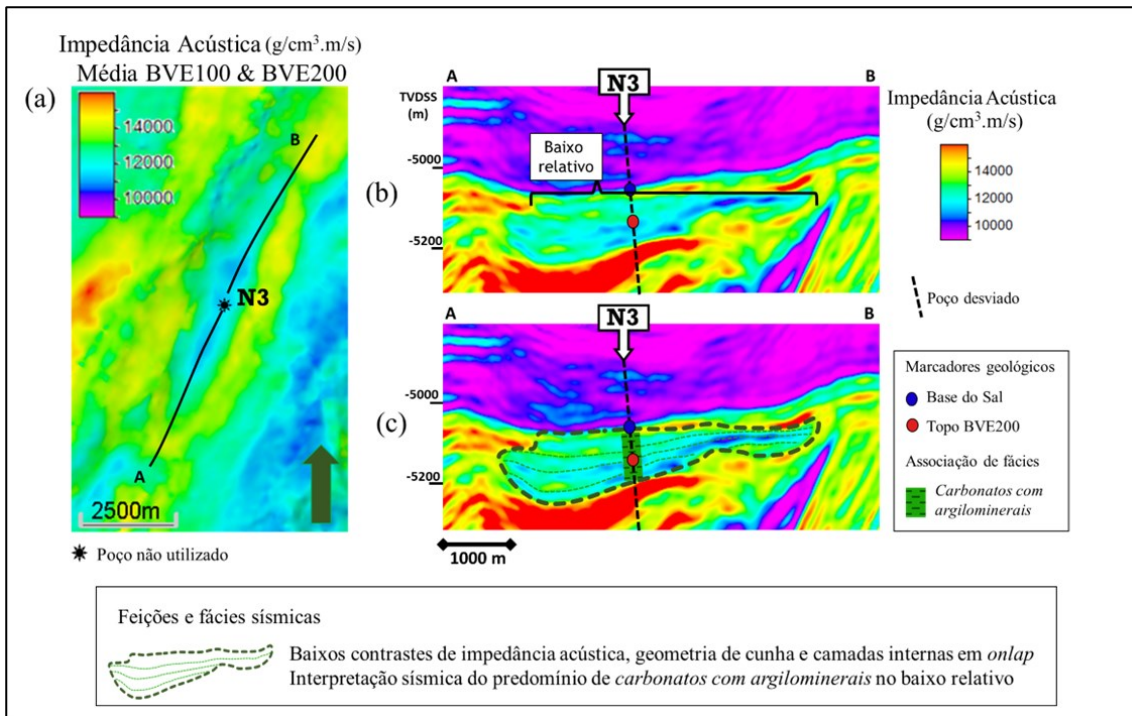


Figura 123: Resultado da análise de fácies sísmicas na região central dos Baixos Estruturais Relativos, incluindo o poço N2 e com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200. A seção sísmica (A-B) é ilustrada no mapa médio de valores de impedância acústica, calculado desde o horizonte sísmico Base do Sal até a superfície sísmica “Base dos intervalos de interesse” (a). As seções de impedância acústica [(b) e (c)] exibem geometrias deposicionais côncavas, camadas internas em *onlap* nos flancos do vale e valores e contrastes de impedância acústica mais baixos, sugerindo a predominância de *carbonatos com argilominerais* em ambos os intervalos, conforme confirmado pela interpretação das associações de fácies do poço N3 (c).

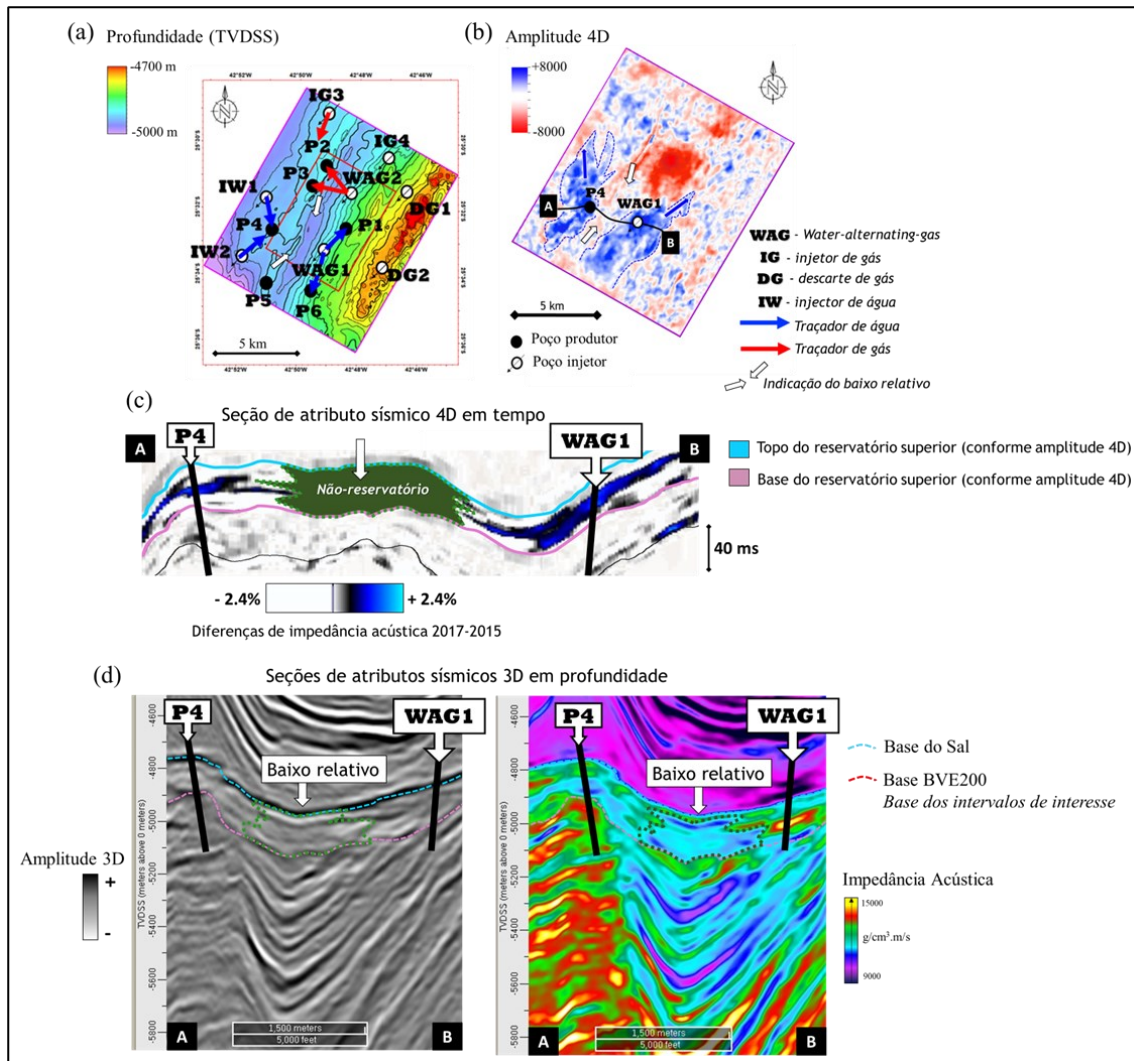


Figura 124: Análise de fácies sísmicas na região sul dos Baixos Estruturais Relativos, contribuindo para o entendimento da falta de comunicação entre o poço injetor WAG1 e o poço produtor P4. Mapas e seções sísmicas [(a), (b), (c) e (d)] ilustram uma avaliação simplificada das respostas sísmicas 3D e 4D de amplitude e impedância acústica no vale entre esses poços. O mapa de amplitude média 4D (b) mostra a interpretação de duas frentes de água divergentes, indicadas por setas azuis em direções opostas e delimitadas pelos polígonos pontilhados azuis (b). Essas respostas sísmicas 4D em sentidos opostos também são evidentes na seção de diferença de impedância acústica, atributo sísmico razão de impedância acústica no domínio do tempo, e foram interpretadas como uma barreira local ao fluxo, associada à presença de *carbonatos com argilominerais* no depocentro do baixo relativo [polígono verde escuro; (c)]. Nas seções sísmicas de amplitude e impedância acústica 3D, a assinatura característica das fácies sísmicas dos Baixos Estruturais Relativos é observada, apresentando valores e contrastes baixos de amplitude e impedância acústica, corroborando um aumento na proporção de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* (d). Ilustrações (a), (b) e (c) são adaptações dos trabalhos de Cruz *et al.* (2021a) e Cruz *et al.* (2021b).

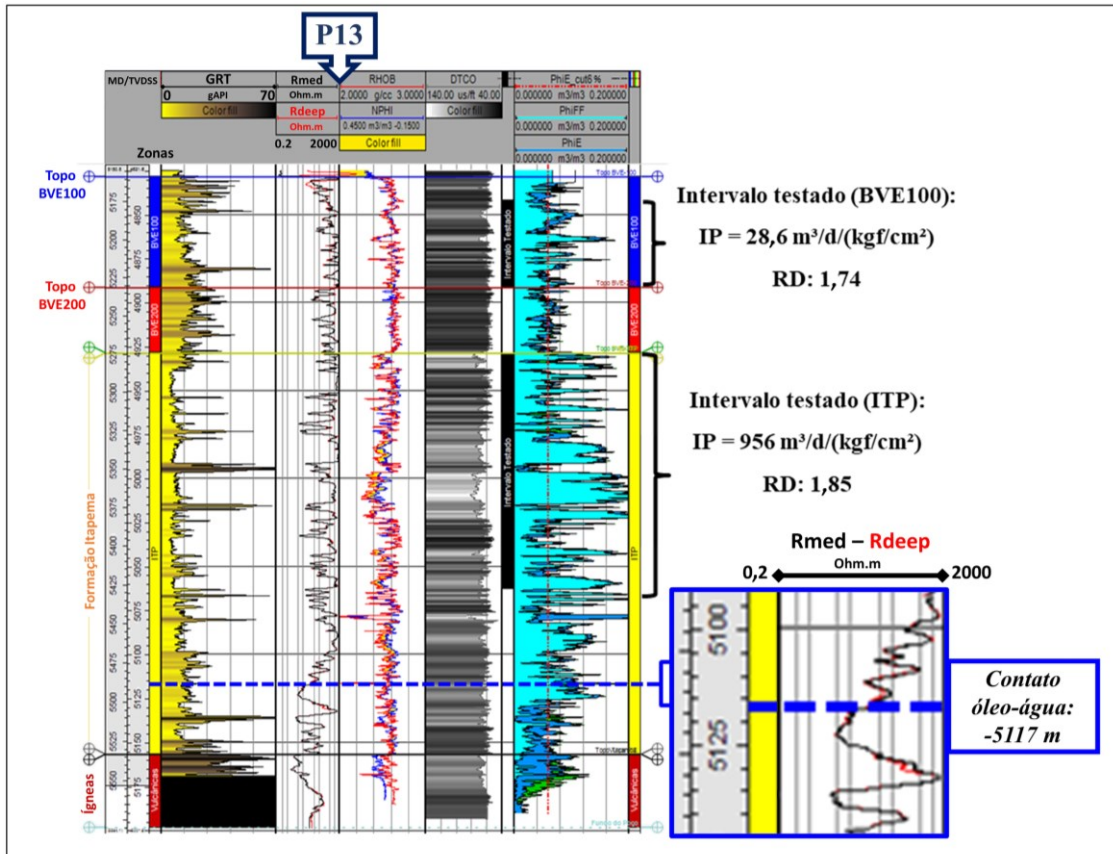


Figura 125: Interpretação dos perfis de resistividade e identificação do contato óleo-água no poço P13. Esta figura apresenta os resultados da análise de perfis de resistividade no poço P13, um dos raros poços da área de estudo que demonstra reservatórios de alta qualidade, com elevadas porosidade e produtividade nas coquinas da Formação Itapema. Embora a transição entre as zonas de hidrocarbonetos e água seja gradual, dificultando a determinação precisa do contato óleo-água, é notável uma redução significativa nos valores de resistividade correspondentes aos intervalos porosos. IP: índice de produtividade estimado a partir de teste de produção. RD: razão de dano.

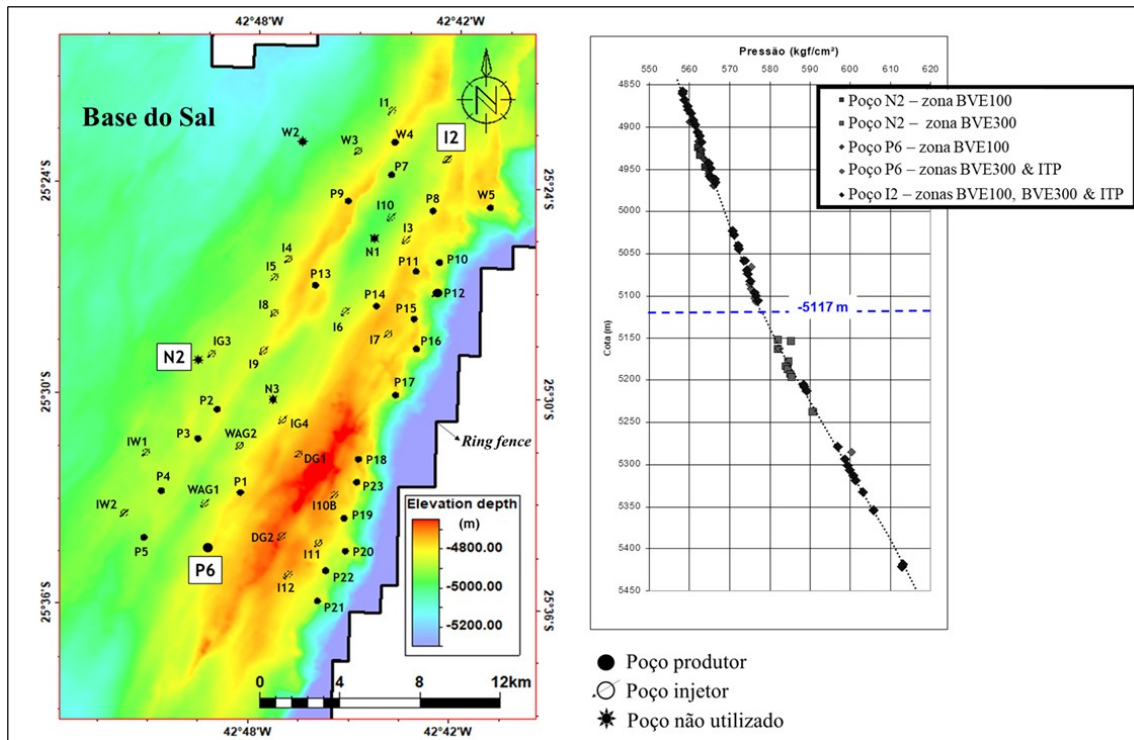


Figura 126: Avaliação da profundidade do contato óleo-água com base em gradientes de pressão e na análise de fluidos dos poços N2, I2 e P6. O mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal exhibe a posição destes poços a oeste do Alto Estrutural Principal da área de estudo.

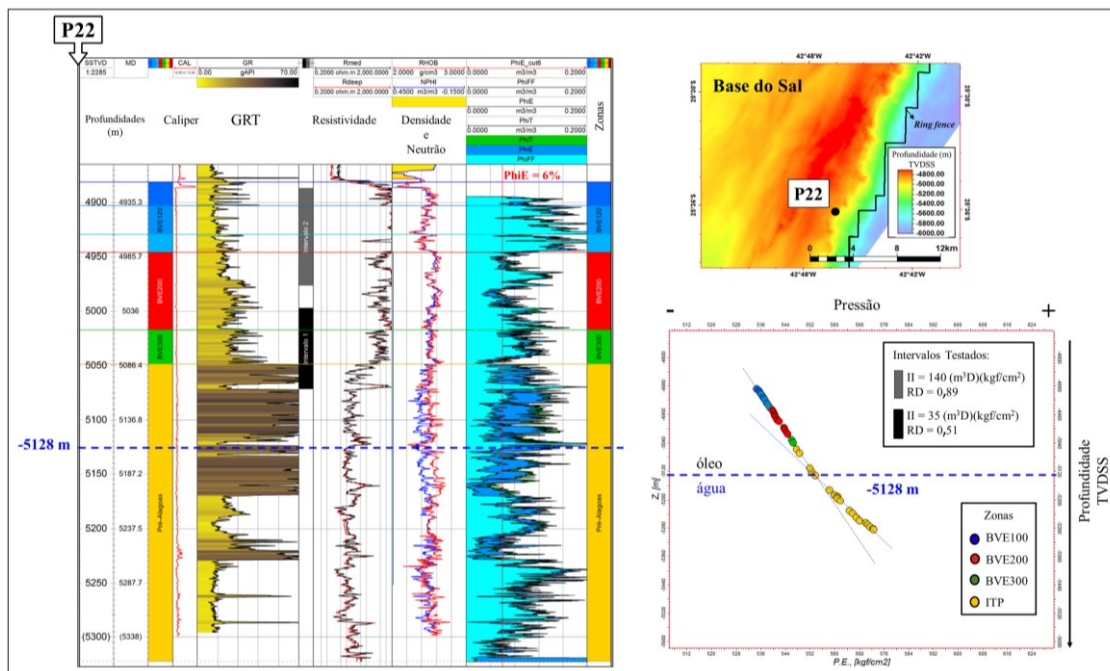


Figura 127: Determinação da profundidade da interface óleo-água utilizando gradientes de pressão, análise de fluidos e perfis de resistividade do poço P22. Um recorte do mapa estrutural do horizonte sísmico “Base do Sal” ilustra a localização deste poço na Borda Leste da área analisada. A transição entre as zonas de hidrocarbonetos e água é gradual, sutil e ocorre em um intervalo de qualidade inferior, porém é possível observar uma diminuição nos valores de resistividade nos trechos porosos. II: índice de injetividade estimado a partir de teste de injeção. RD: razão de dano.

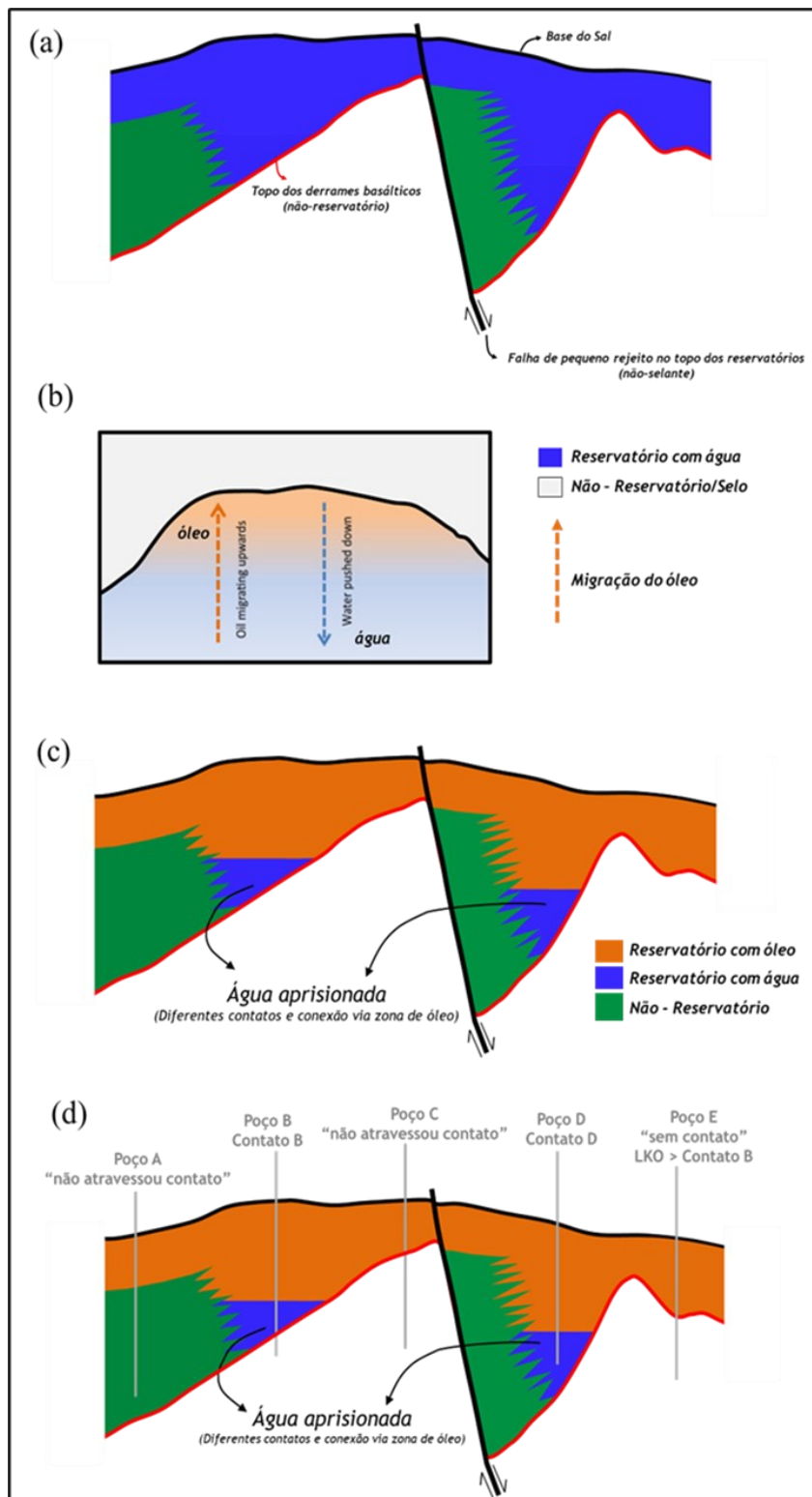


Figura 128: Esquema ilustrativo da formação de contatos óleo-água do tipo "perched-water" em reservatórios de petróleo do Pré-sal. (a) Reservatório preenchido por água, situado no alto estrutural do embasamento econômico (rochas ígneas) e com barreiras internas ao fluxo formadas por baixos estruturais contendo alta proporção de *carbonatos com argilominerais*. (b) Durante a migração do óleo, a água é deslocada para as zonas mais profundas do reservatório. (c) Devido às barreiras presentes, como as paredes do embasamento econômico e os vales preenchidos por *Fácies Não-reservatório Argilosas*, a água fica retida em diferentes níveis. (d) Assim, poços perfurados em distintas posições podem encontrar diferentes contatos óleo-água, embora toda a camada de óleo esteja conectada.

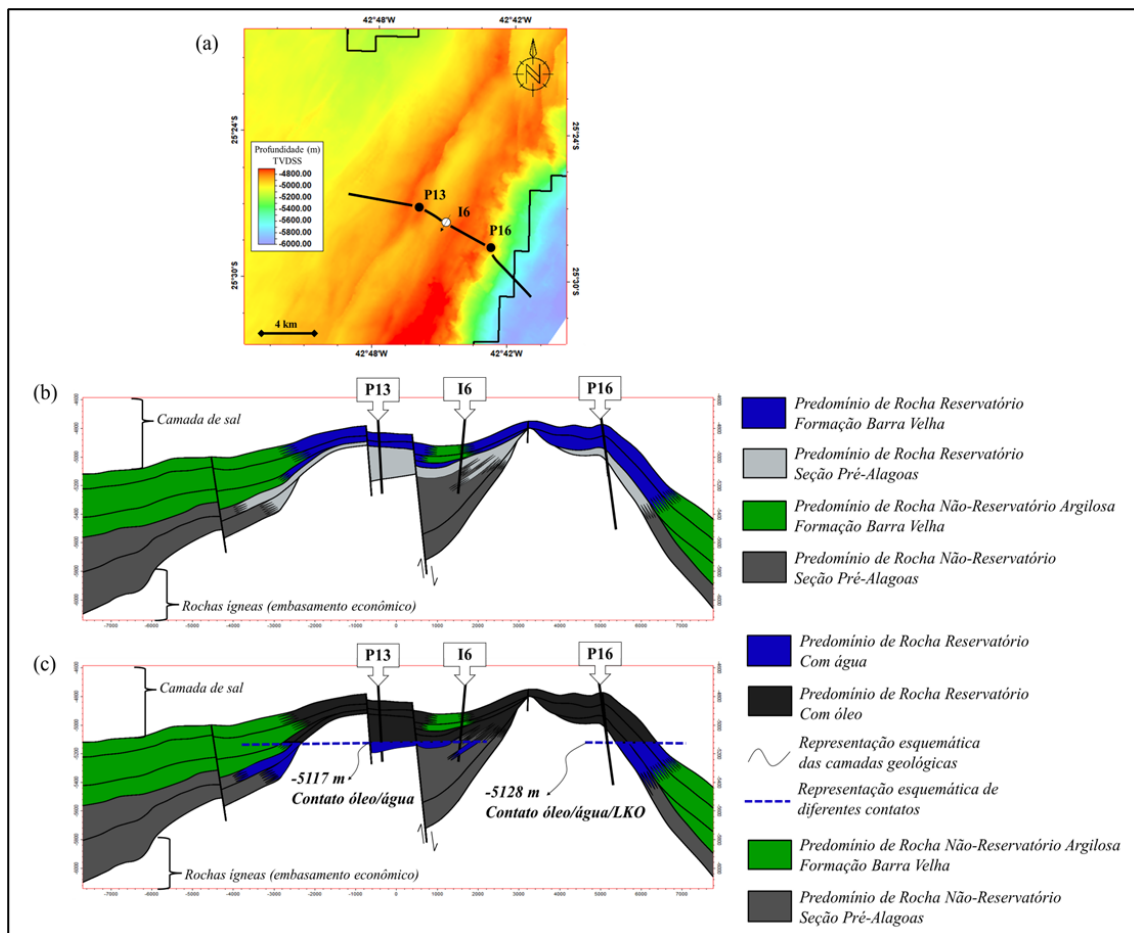


Figura 129: Ilustração esquemática dos contatos óleo-água do tipo “*perched-water*” em reservatórios perfurados pelos poços P13 (Alto Estrutural Secundário), I6 (Baixos Estruturais Relativos) e P16 (Borda Leste). O mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a) apresenta a posição dos poços e o traçado da seção esquemática. Na seção esquemática superior são exibidos reservatórios nas seções Alagoas e Pré-Alagoas preenchidos por água (em azul), situados nos altos estruturais e flancos do embasamento econômico (rochas ígneas). Barreiras internas ao fluxo são formadas por baixos estruturais com elevada concentração de *carbonatos com argilominerais* na Formação Barra Velha (em verde), além de diversas fácies *não-reservatório* na seção Pré-Alagoas (em cinza escuro; b). Durante a migração do óleo, a água é deslocada para as zonas *reservatório* mais profundas do campo. Entretanto, devido às barreiras presentes, como as paredes do embasamento econômico (rochas ígneas) e os vales preenchidos por fácies *não-reservatório*, bolsões de água permanecem retidos em diferentes níveis. Dessa forma, os poços P13, I6 e P16, perfurados em distintas posições estruturais, interceptam diferentes contatos óleo-água e/ou LKO (*lowest known oil*).

6.2.5 Feições sigmoides ou cliniformas de borda da plataforma carbonática e as feições de dissolução e carstificação associadas

O termo "cliniforma", proposto por Rich (1951), descreve uma superfície inclinada que se estende desde a base das ondas até o fundo de um corpo de água. Nos registros sísmicos, "cliniforma" ou "cliniforma sigmoidal" são termos utilizados para caracterizar conjuntos de sedimentos ou intervalos estratigráficos com geometria externa usualmente sigmoide, nos quais os refletores sísmicos internos formam camadas inclinadas ou oblíquas (Figura 130). Essas feições sísmicas costumam apresentar três elementos arquiteturais: i) o *topset*, parte mais rasa e próxima, com refletores plano-paralelos a inclinados de baixo ângulo; ii) o *foreset*, parte central de maior espessura sísmica, com refletores de alto ângulo; e iii) o *bottomset*, área mais delgada e profunda, inclinada em direção ao interior da bacia, com refletores de menor ângulo em relação ao *foreset* (Mitchum *et al.*, 1977b; Sangree & Widmier, 1977; Patruno & Helland-Hansen, 2018; Barnett *et al.*, 2021; Hendry *et al.*, 2021; Minzoni *et al.*, 2021; Oliveira *et al.*, 2021). As "cliniformas sigmoidais" se caracterizam pelos *topsets* agradacionais e pelo aumento da inclinação dos refletores sísmicos na transição do *topset* para o *foreset* (Sangree & Widmier, 1977). Além disso, existem as "cliniformas oblíquas", que apresentam pouca ou nenhuma agradação (*topsets* geralmente erodidos), resultando em *foresets* planos ou descendentes, o que sugere um menor potencial de armazenamento de sedimentos na margem da plataforma (Sangree & Widmier, 1977; Pirmez *et al.*, 1998). Essas formas geológicas podem estar presentes em sistemas clásticos ou carbonáticos, em ambientes marinhos, fluviais ou lacustres (Patruno & Helland-Hansen, 2018). Cliniformas também foram interpretadas em sedimentos de Marte, sugerindo a existência de lagos rasos (Grotzinger *et al.*, 2015; Patruno & Helland-Hansen, 2018). Para que cliniformas sejam visualizadas nos dados sísmicos, elas precisam ser de maior relevo do que a resolução sísmica vertical e estarem relacionadas a limites de fácies com diferentes propriedades acústicas (Patruno & Helland-Hansen, 2018).

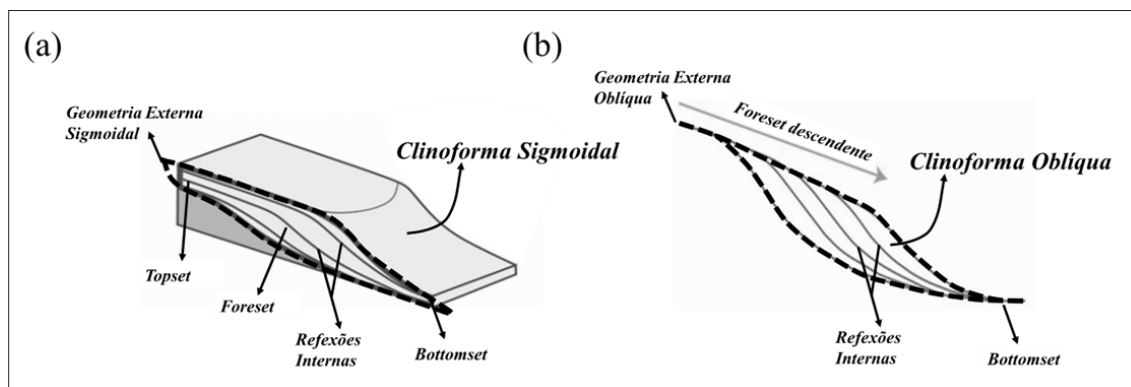


Figura 130: Representações esquemáticas das clinoformas “sigmoidal” (a) e “oblíqua” (b). As “clinoformas sigmoidais” se distinguem pelos *topsets* agradacionais e pelo aumento gradativo da inclinação dos refletores sísmicos na transição entre o *topset* e o *foreset*. Já as “clinoformas oblíquas” exibem pouca ou nenhuma agradação (*topsets* geralmente erodidos), originando *foresets* com trajetórias planas a descendentes (b). Ilustrações adaptadas de Mitchum *et al.* (1977), Helland-Hansen & Hampson (2009) e Marin *et al.* (2017).

Na Borda Leste, bem como em porções do Alto Estrutural Principal do Campo de Tupi, foram identificadas e mapeadas feições sísmicas que se assemelham a clinoformas, tal como a que é atravessada pelo poço P16 (Figura 131). No entanto, nem sempre é possível discernir claramente os três elementos clássicos (*i.e.*, *topset*, *foreset* e *bottomset*). As clinoformas observadas na área de estudo foram vinculadas ao domínio de Fácies Reservatório, notadamente fácies retrabalhadas, e exibem uma forma predominantemente sigmoidal com *topsets* agradacionais. Também se observou o aumento na inclinação das reflexões sísmicas internas nas transições dos *topsets* para os *foresets*, enquanto os *bottomsets* terminam inclinados em direção à margem da plataforma ou discretamente retos, conformes às áreas de menor declividade da borda. Em alguns casos, podem ser interpretados dois conjuntos de clinoformas, com feições sigmóides estratigraficamente sobrepostas às feições oblíquas de *foresets* com trajetórias suavemente planas a descendentes (Figura 131).

Em seções sísmicas paralelas à Borda Leste, ocasionalmente, pode parecer haver um sistema conjugado de *mounds* carbonáticos e clinoformas de borda de plataforma (Figura 132). Em outras ocasiões, nas bases das clinoformas, são observadas feições de colapso de sedimentos (Figura 133). Especificamente, nas seções de amplitude sísmica convencional e “com filtro corta-altas”, as reflexões internas às clinoformas apresentam variações entre os padrões clássicos estratificados, inclinados e/ou oblíquos de *topset-foreset-bottomset* e os desorganizados, caóticos e/ou brilhantes disformes com valores de amplitude reduzidos.

Nos mapas de atributos sísmicos geométricos, como o *Curvedness*, as feições de colapso podem ser representadas por estruturas circulares (Figura 133). Nas seções de impedância acústica, pseudo-impedância e amplitude, tanto as clinoformas quanto as feições de colapso exibem valores anormalmente baixos. Os poços que atravessaram essas características sísmicas confirmaram altas proporções de materiais retrabalhados, fácies *in-situ shrubs* e carbonatos com feições de dissolução associados. No contexto da Borda Leste e das clinoformas, os carbonatos retrabalhados são predominantes nas zonas BVE100 e BVE200 (Figura 134). Além das características sísmicas mencionadas anteriormente, nos mapas e seções de atributos sísmicos destacam-se: amplitudes baixas que se tornam especialmente brilhantes nos dados de amplitude “com filtro corta-altas”, valores médios de impedância acústica e pseudo-impedância anormalmente menores do que os das áreas adjacentes e valores médios elevados de Curvatura K1, Filtro de Sobel e *Curvedness*, relacionados ao acúmulo de descontinuidades.

As clinoformas identificadas na Borda Leste encontram-se envelopando, principalmente, as zonas BVE100 e BVE200 e, ocasionalmente, estão em contato com uma *Feição X* de relativa menor impedância acústica. Essa *Feição X* está em interface com as feições de *onlap* que preenchem a parte leste dos Baixos Estruturais Regionais (Figura 131). Como já referido, em algumas situações, pode até parecer que há um sistema conjugado de *mounds* carbonáticos e clinoformas de borda de plataforma. Em uma seção sísmica paralela à Borda Leste, traçada ao longo dos *foresets* das feições sigmoides, as geometrias observadas podem mesmo ser facilmente confundidas com as dos *mounds* carbonáticos (Figura 132). No entanto, considerando a interpretação de predomínio de fácies retrabalhadas e a indicação de agradação vertical e lateral, possivelmente seguida de um avanço (ou mesmo eventual progradação) da sedimentação para os Baixos Estruturais Regionais, as nomenclaturas de clinoformas, “clinoformas sigmoidais ou oblíquas” ou até mesmo “feições sigmoides” parecem mais adequadas. Nas seções de amplitude e pseudo-impedância da Figura 132, é possível se perceber uma estratificação vertical dessas feições sigmoides, a qual não se relaciona com a estratificação de um *mound* carbonático, sendo compatível com a variação vertical das associações de fácies descritas nos poços. Na porção basal das feições sigmoides, com amplitudes menos brilhantes e com valores médios de impedância acústica relativamente mais elevados, predominam carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico, mais associados às partes basais da zona BVE200, especialmente à zona BVE230 (Figura 5 e Figura 76).

No núcleo das feições sigmoides, com valores anormalmente baixos de amplitude e pseudo-impedância, são observadas concentrações de carbonatos com feições de dissolução e cavernas (interpretações comprovadas nos perfis de imagem). A base desse nível de intensa dissolução, em outras seções sísmicas de qualquer direção, é geralmente representada por um forte refletor positivo - pico preto - que às vezes coincide com o possível contato óleo-água estimado para a Borda Leste, em -5128 m (TVDSS). Conforme explicado, os carbonatos retrabalhados, os carbonatos com feições de dissolução, o contato óleo-água e as feições sigmoides possuem uma relação intrínseca, especialmente na zona BVE200, onde nos perfis de imagem dos poços – por exemplo, nos poços P15, P16, P19 e P23 – são interpretadas cavernas dentro das geometrias sigmoides (Figura 135). Na porção superior das feições sigmoides, ainda com amplitudes brilhantes, porém exibindo valores relativamente maiores de impedância acústica, predominam os carbonatos retrabalhados. Essa última porção está mais relacionada com a zona BVE100, embora também possam ocorrer cavernas nesta zona como previamente destacado.

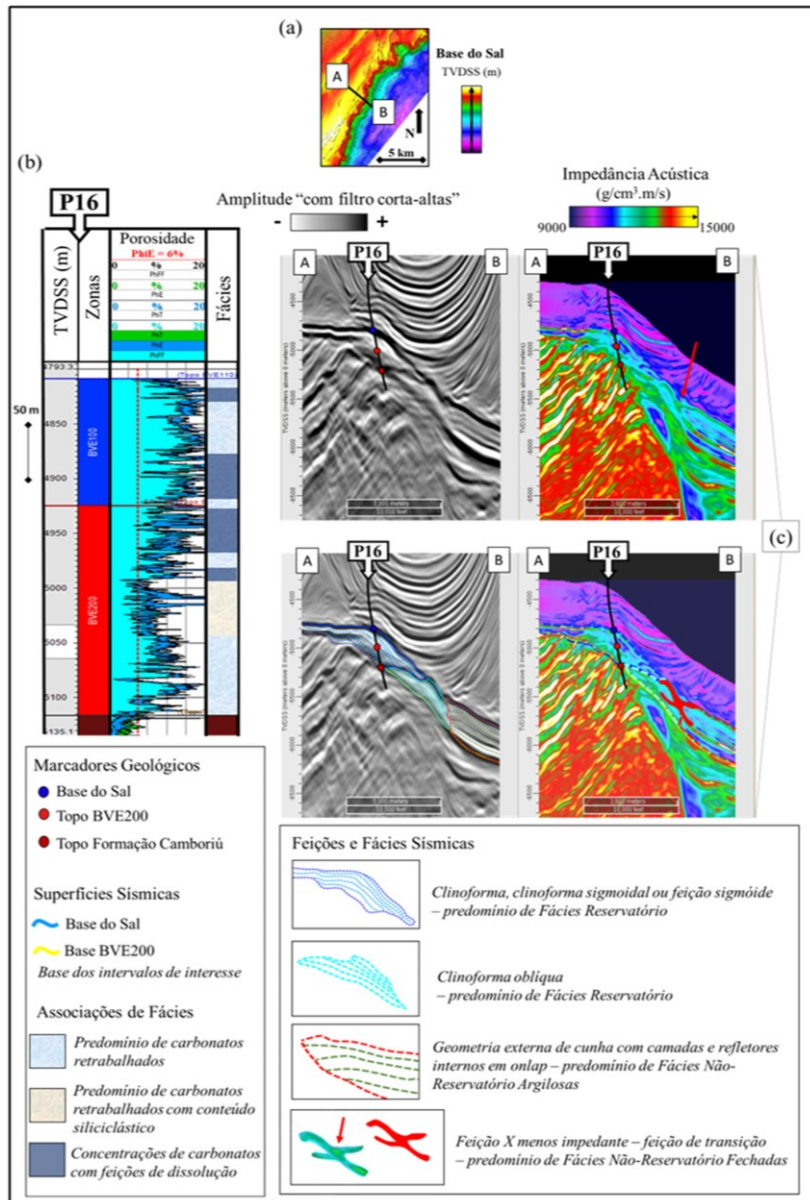


Figura 131: Interpretações sísmoestratigráficas, associações de fácies e análise das cliñoformas identificadas próximas ao poço P16 (Borda Leste). A localização da seção sísmica arbitrária (A-B) é exibida no mapa estrutural do horizonte sísmico Base do Sal (a). O poço P16 exemplifica poços que atravessaram essas “cliñoformas sigmoidais”, sugerindo uma presença dominante de fácies carbonáticas retrabalhadas e de carbonatos com feições de dissolução associados (b). A geometria externa da “cliñoforma sigmoidal” cruzada pelo poço P16 é ressaltada e claramente delineada na seção sísmica de amplitude “com filtro corta-altas”, além de razoavelmente indicada na seção de impedância acústica (c). Os carbonatos com feições de dissolução estão vinculados aos menores valores de impedância acústica que constituem a feição sigmoide (b). Nas seções sísmicas, dois tipos de cliñoformas são interpretados: uma feição sigmoide cruzada pelo poço P16, estratigraficamente sobreposta e uma feição oblíqua de *foreset* descendente. As cliñoformas envolvem os estratos das zonas BVE100 e BVE200 localizados nas posições de alto e flanco estrutural. A “cliñoforma oblíqua” está em contato com uma *Feição X* de menor impedância acústica. Essa *Feição X* interage com as feições de *onlap* de preenchimento da parte leste dos Baixos Estruturais Regionais, demarcando a transição entre a predominância das Fácies *Reservatório (updip)* e das *Não-Reservatório Argilosas (downdip)*. Na base com amplitude “menos brilhante” da feição sigmoide ocorre um discreto aumento dos valores de impedância acústica e um trecho de menor porosidade, no qual predominam os carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico [tons de amarelo no perfil de fácies; (b)].

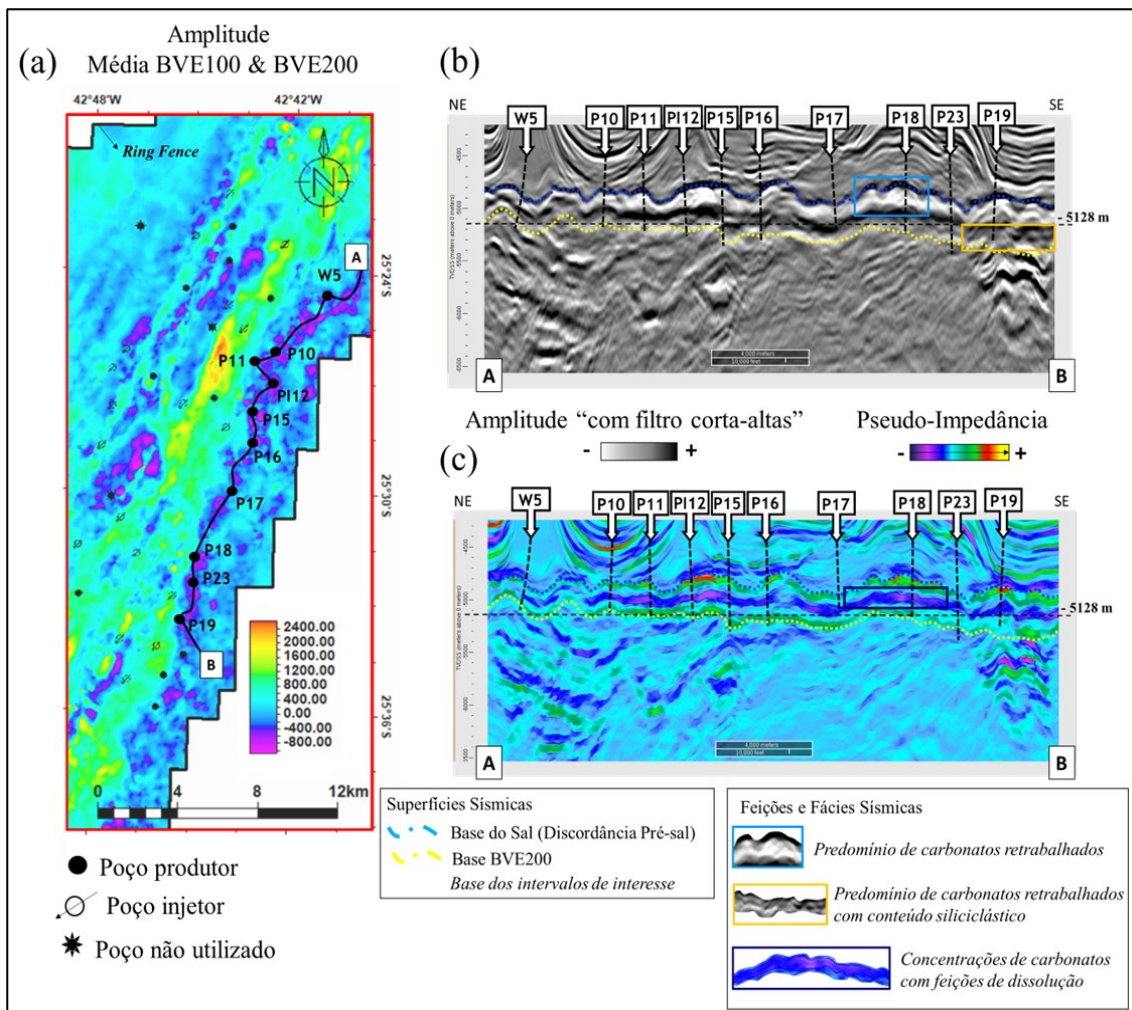


Figura 132: Interpretações sismoestratigráficas, associações de fácies e análise das “clinoformas sigmoidais” cruzadas pelos poços W5 a P19, situados na Borda Leste (a). A localização da seção sísmica arbitrária (A-B) é exibida no mapa de amplitudes médias, calculado desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal (a). No mapa, são evidentes amplitudes médias anormalmente baixas nas áreas espessadas das clinoformas. Na seção sísmica A-B, traçada paralelamente à Borda Leste e ao longo dos *foresets* das clinoformas, as geometrias observadas podem ser confundidas com as de *mounds* carbonáticos. Contudo, devido à prevalência de fácies retrabalhadas nos poços W5 a P19 e às análises em outras direções, adotou-se a denominação “clinoformas sigmoidais” ou simplesmente feições sísmicas sigmoides. Nas seções de amplitude “com filtro corta-altas” (b) e pseudo-impedância (c), é possível notar uma estratificação vertical dessas feições sigmoidais. Na base das feições, com amplitudes menos brilhantes e valores médios de impedância acústica relativamente mais altos predominam carbonatos com conteúdo siliciclástico [por exemplo, na área definida pelo retângulo amarelo; (b)]. No núcleo, com valores anormalmente baixos de amplitude e pseudo-impedância, ocorrem concentrações de carbonatos com feições de dissolução [por exemplo, na região delimitada em azul escuro; (c)]. Na parte superior das feições, ainda com amplitudes brilhantes, porém exibindo valores relativamente maiores de impedância acústica, predominam os carbonatos retrabalhados [por exemplo, na área indicada pelo retângulo azul claro; (b)].

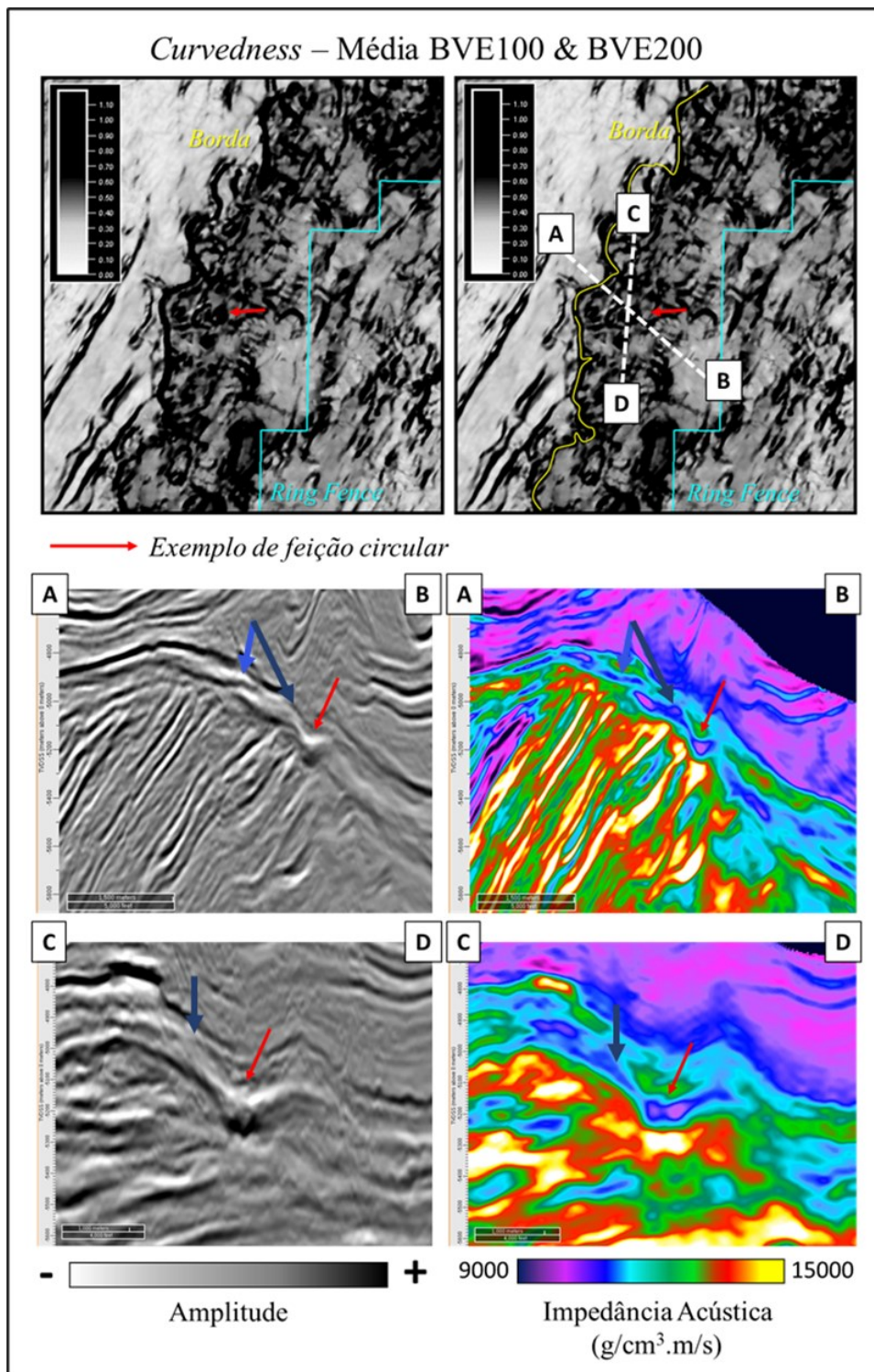


Figura 133: Exemplo de interpretação de feição sísmica de colapso sedimentar na Borda Leste (indicada por setas vermelhas), localizada na base de duas cliniformas (apontadas por setas azuis). As seções sísmicas arbitrárias A-B e C-D, a feição sísmica em questão e o polígono de referência do *ring fence* estão ilustrados nos mapas de valores médios do atributo sísmico *Curvedness*, calculados desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. A feição sísmica de colapso aparece como uma estrutura circular nesses mapas. A borda superior da plataforma carbonática, correspondente ao limite de avanço da “cliniforma sigmoidal” estratigraficamente superior (seta em azul mais claro), também é identificável no mapa médio do atributo sísmico *Curvedness* (linha amarela). Ambas as cliniformas e a feição de colapso apresentam valores anormalmente baixos nas seções de amplitude e impedância acústica.

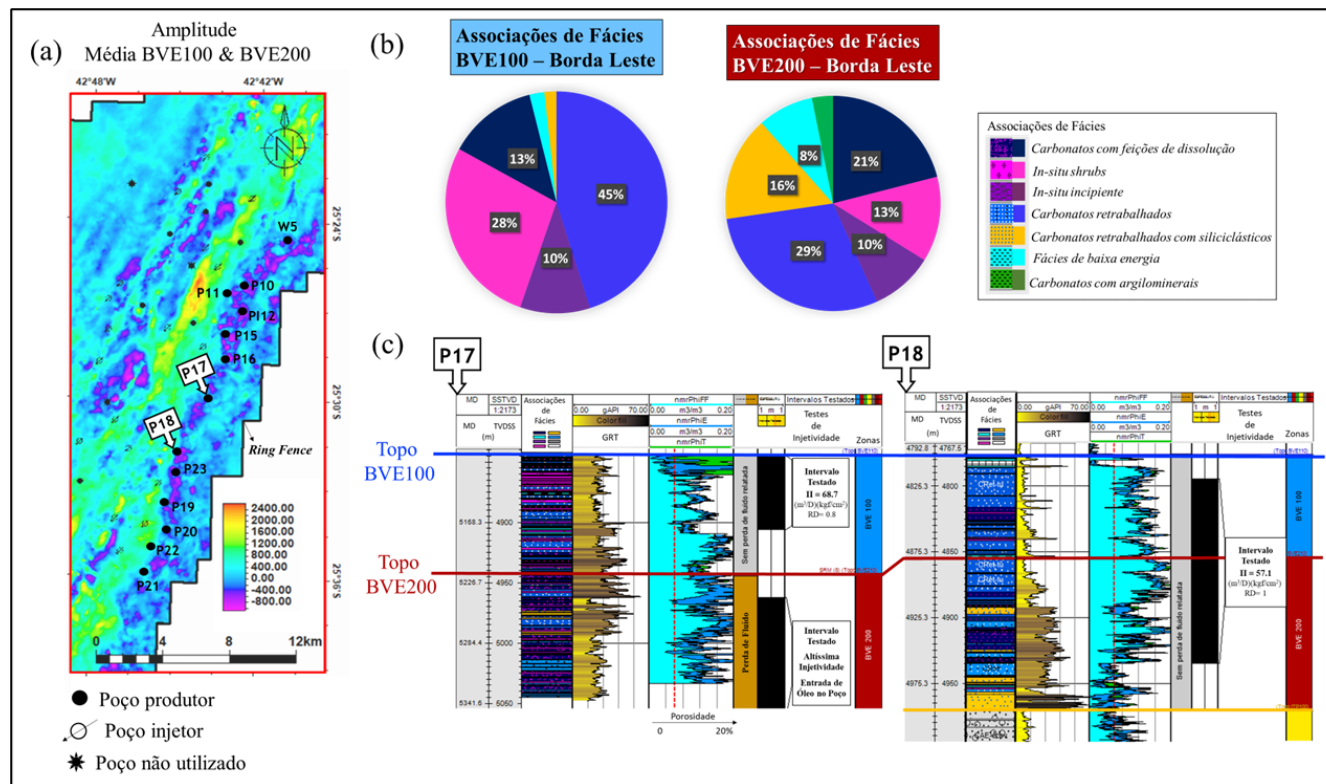


Figura 134: Análise da distribuição das associações de fácies em poços da Borda Leste que atravessam clinofórmias, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. Os nomes dos poços considerados estão indicados no mapa de valores médios de amplitude, calculados desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal [intervalos BVE100 & BVE200; (a)]. Notar as amplitudes médias anormalmente baixas e alinhadas por toda a borda (a). Os gráficos de pizza ressaltam a predominância de carbonatos retrabalhados nas zonas BVE100 e BVE200 desses poços, com a presença de carbonatos com feições de dissolução em ambas as zonas. A zona BVE100 apresenta maior percentual das fácies *in-situ shrubs* associadas, enquanto a zona BVE200 exibe maior proporção de carbonatos com feições de dissolução e com conteúdo siliciclástico (b). Os poços P17 e P18, exemplificados, têm alta produtividade ou injetividade, conforme testes realizados (c). No poço P18 é possível observar uma maior proporção de carbonatos retrabalhados com conteúdo siliciclástico – e menores porosidades associadas – rumo aos trechos basais da zona BVE200 (c). Durante a perfuração do poço P17, o intervalo testado da zona BVE200, rico em carbonatos com feições de dissolução, apresentou perda de fluido e exibe um índice de injetividade extremamente alto, cuja precisão foi prejudicada pela entrada de óleo no poço durante o teste (c).

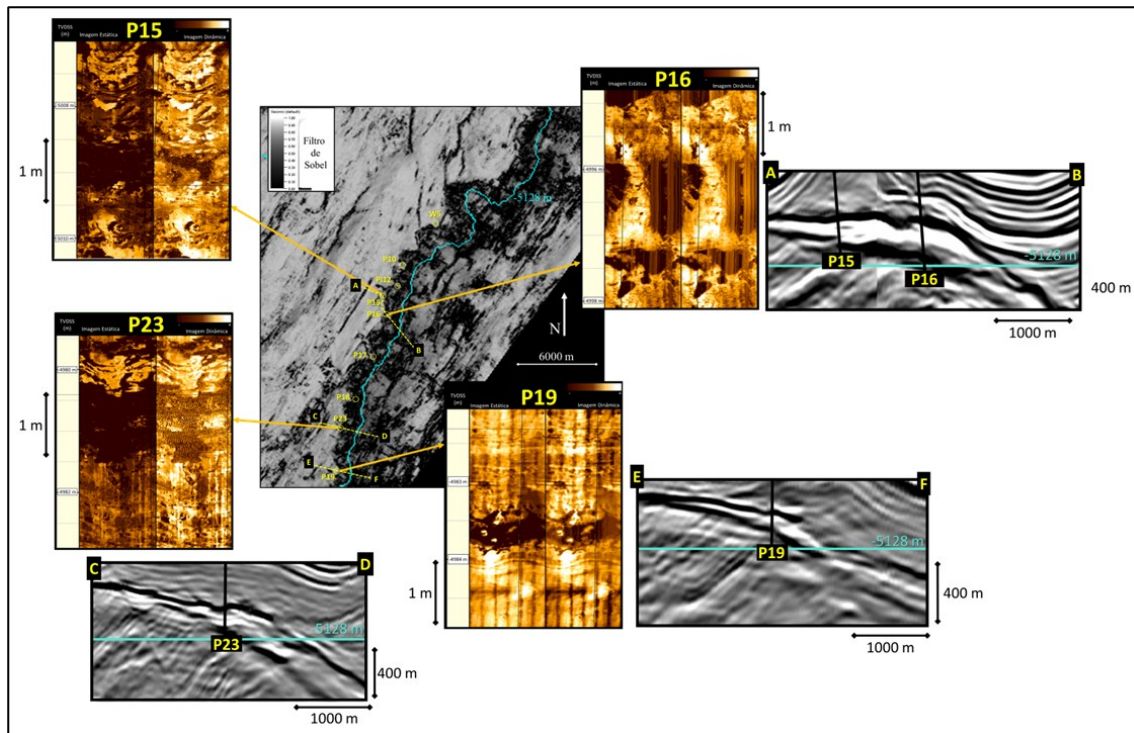


Figura 135: Exemplos de poços da Borda Leste que atravessam clinoformas e apresentam carbonatos com feições de dissolução e cavernas em trechos dos perfis de imagem da zona BVE200. Os traçados das seções sísmicas arbitrárias de amplitude “com filtro corta altas”, o posicionamento dos poços exemplificados e o contato óleo-água estimado para a Borda Leste estão representados no mapa de valores médios do atributo sísmico Filtro de Sobel, considerando desde a base da zona BVE200 até o horizonte sísmico Base do Sal. Observam-se feições sísmicas contorcidas e discontinuidades próximas ao contato óleo-água estimado (contorno ciano). O contato óleo-água também é indicado nas seções sísmicas de amplitude, que mostram duas “clinoformas sigmoidais” (seções A-B e E-F) e uma “clinoforma oblíqua” a complexa (seção C-D) identificadas na Borda Leste. Nos perfis de imagem dos poços, as imagens estáticas estão à esquerda e as dinâmicas à direita. As cavernas interpretadas são representadas pelos contornos em tons de marrom mais escuro, destacando-se especialmente nos perfis de imagem estática.

6.3 Catálogo de feições e fácies sísmicas

Ao buscar hidrocarbonetos em ambientes geologicamente complexos, como os reservatórios do Pré-sal, é fundamental aprofundar o conhecimento acerca de feições e fácies sísmicas e suas respectivas implicações geológicas. A correta identificação e interpretação dessas características sísmicas são cruciais para melhor compreender a distribuição e a qualidade dos reservatórios em análise. Neste estudo, foi elaborado um catálogo abrangente e detalhado de feições e fácies sísmicas, incluindo a singular *Feição X*. O catálogo foi fundamentado nas interpretações e análises de elementos deposicionais e diagenéticos na Formação Barra Velha do Campo de Tupi, com foco nas zonas BVE100 e BVE200, e corroborado pelos resultados dos poços perfurados na área de estudo. A partir dessas informações busca-se fornecer um entendimento integrado das principais características geológicas e geofísicas desses reservatórios complexos.

A sequência de ilustrações que se estende da Figura 136 a Figura 146 apresenta o catálogo produzido. O catálogo fornece informações valiosas sobre atributos sísmicos diagnósticos de cada conjunto de fácies sísmicas, as expressões visuais mais comuns para identificação de cada feição sísmica em mapas ou seções sísmicas, as expectativas de predominância de associações de fácies e os perfis de porosidade mais típicos para cada feição ou conjunto de fácies sísmicas. As feições e fácies sísmicas apresentadas neste catálogo são relevantes não somente para a área de estudo e o Campo de Tupi, mas também para outros reservatórios da seção Pré-sal da Bacia de Santos. Essas informações podem auxiliar na identificação de novas áreas promissoras para perfuração de poços injetores e produtores, otimizando a recuperação de hidrocarbonetos. Há possibilidade de se acelerar o processo de avaliação exploratória ou de reservatórios de outras áreas do *play* Pré-Sal das demais bacias marginais brasileiras e mesmo do oeste africano, por meio do reconhecimento das feições e fácies sísmicas descritas no catálogo: feições geométricas/estratigráficas de flancos estruturais e baixos relativos, relacionadas com elementos deposicionais e diagenéticos (*e.g.*, corpos de carbonatos com argilominerais); padrões cliniformes indicativos de fácies carbonáticas retrabalhadas de alta porosidade em borda de plataforma; padrões de amplitude e impedância em intervalos com maior dissolução e/ou carstificados e que possam agir como corredores de maior permeabilidade ou oferecer riscos a perfuração de poços (perda severa); e outros. A *Feição X*, por exemplo, pode servir como referência para intérpretes atuantes em outros campos na mesma seção Pré-sal da Bacia de Santos, ou em rampas carbonáticas similares, facilitando

a identificação de transições laterais de fácies carbonáticas e aprimorando o entendimento das variações nas propriedades petrofísicas dos reservatórios, especialmente nos padrões de porosidade efetiva.

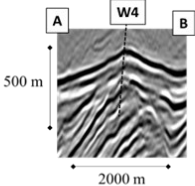

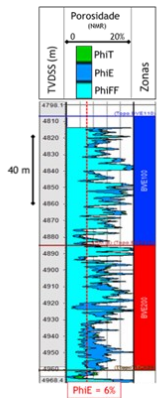
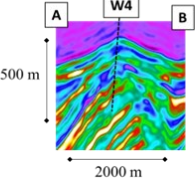

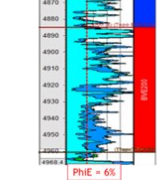
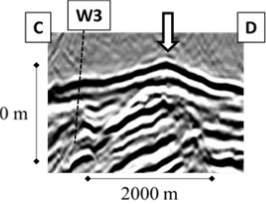

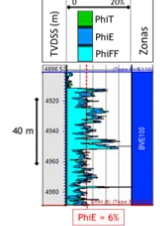
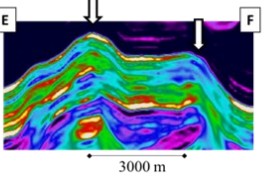

Feições ou fácies sísmicas	Expressões visuais em mapa ou seção	Atributos sísmicos	Predomínio de associações de fácies	Poços e perfis de porosidade representativos, com foco nas zonas BVE100 e BVE200
<i>Mounds</i> Carbonáticos		Amplitude -  +	Fácies <i>in-situ</i> , especialmente <i>in-situ shrubs</i>	
<i>Mounds</i> Carbonáticos		Impedância Acústica g/cm ³ .m/s 9000  15000	Fácies <i>in-situ</i> , especialmente <i>in-situ shrubs</i>	
<i>Mounds</i> Carbonáticos		Amplitude -  +	Fácies <i>in-situ</i> , especialmente <i>in-situ shrubs</i>	
<i>Mounds</i> Carbonáticos		Impedância Acústica de Alta Frequência g/cm ³ .m/s 9000  15000	Fácies <i>in-situ</i> , especialmente <i>in-situ shrubs</i> (previsão)	Não amostrados

Figura 136: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 (predominantemente) e BVE200 (secundariamente). A figura ilustra algumas expressões visuais das fácies sísmicas de *mounds* carbonáticos nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica de alta frequência. A seção sísmica A-B atravessa *mounds* carbonáticos cujos núcleos foram amostrados pelo poço W4, revelando elevadas proporções de associações de fácies *in-situ*, em especial *in-situ shrubs* e altas porosidades nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200. As seções sísmicas C-D e E-F exibem outros conjuntos de *mounds* carbonáticos analisados. Na seção sísmica C-D, o poço W3 amostrou o flanco de um *mound* carbonático posicionado no intervalo estratigráfico BVE100 e, apesar da predominância de associações de fácies *in-situ*, verificou-se um aumento relativo das associações de fácies de baixa energia e uma consequente redução das porosidades. O conjunto de *mounds* exibido na seção sísmica E-F não foi amostrado, mas espera-se que seus ápices/núcleos, assinalados pelas setas em preto e branco, apresentem características faciológicas e petrogeofísicas semelhantes às observadas no poço W4. Os *mounds* carbonáticos estão relacionados com ambientes deposicionais de moderada a alta energia. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade dos poços (ausência ou má qualidade da perfilagem).

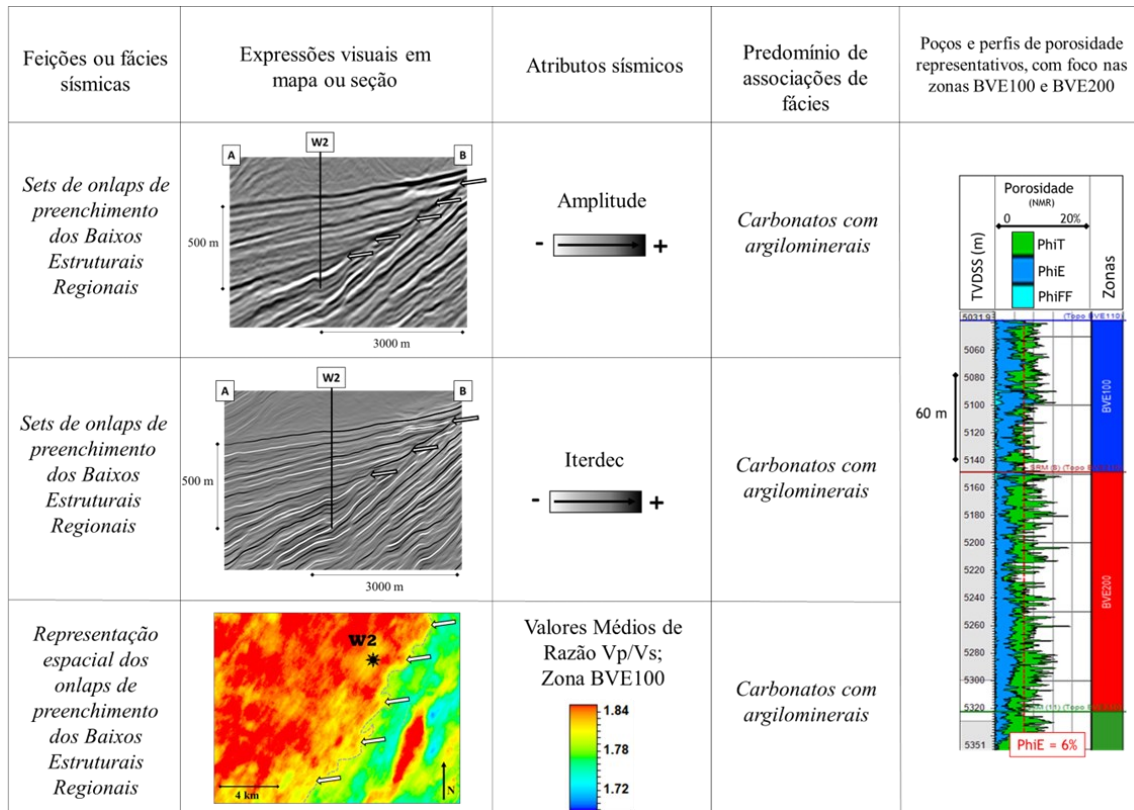


Figura 137: Catálogo de feições e fácies sísmicas enfocando os intervalos estratigráficos BVE100 (principalmente) e BVE200 (secundariamente). A figura destaca algumas expressões visuais das feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude iterdec e razão Vp/Vs. A seção sísmica A-B percorre diversos conjuntos de refletores sísmicos plano-paralelos a inclinados, com terminações em *onlap* (indicadas pelas setas em preto e branco), que foram amostrados pelo poço W2. Nesses intervalos estratigráficos, BVE100 e BVE200, foram identificadas elevadas proporções da associação de fácies *carbonatos com argilominerais*, altas porosidades totais e baixas porosidades efetivas e *de fluido livre*. A representação espacial dessas fácies sísmicas é melhor visualizada através de um mapa médio de valores do atributo sísmico razão Vp/Vs, seja para a zona BVE100, conforme exibido na figura, ou para a zona BVE200. Essas características sísmicas estão relacionadas com ambientes deposicionais de baixa a muito baixa energia.

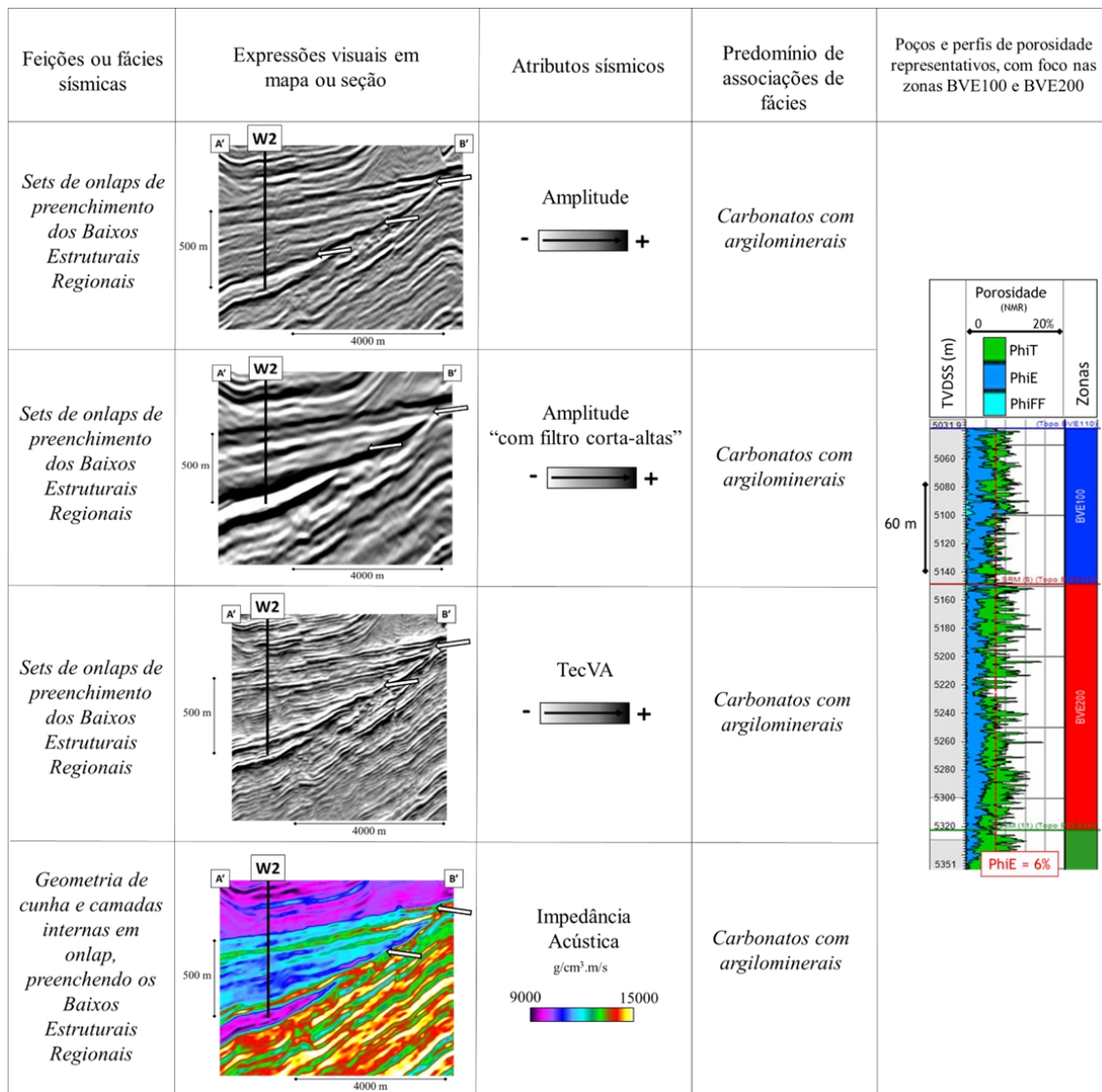


Figura 138: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nos intervalos estratigráficos BVE100 (principalmente) e BVE200 (secundariamente). A figura realça algumas expressões visuais das feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude "com filtro corta-altas", TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A'-B' percorre diversos conjuntos de refletores sísmicos plano-paralelos a inclinados, com terminações em *onlap* (indicadas pelas setas em preto e branco), que foram amostrados pelo poço W2. Nos intervalos estratigráficos BVE100 e BVE200 foram identificadas elevadas proporções da associação de fácies *carbonatos com argilominerais*, altas porosidades totais e baixas porosidades efetivas e *de fluido livre*. Na seção de impedância acústica, torna-se possível observar algumas geometrias externas em forma de cunha e a predominância de baixos valores de impedância acústica, associados ao alto conteúdo de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* e aos ambientes deposicionais de baixa a muito baixa energia.

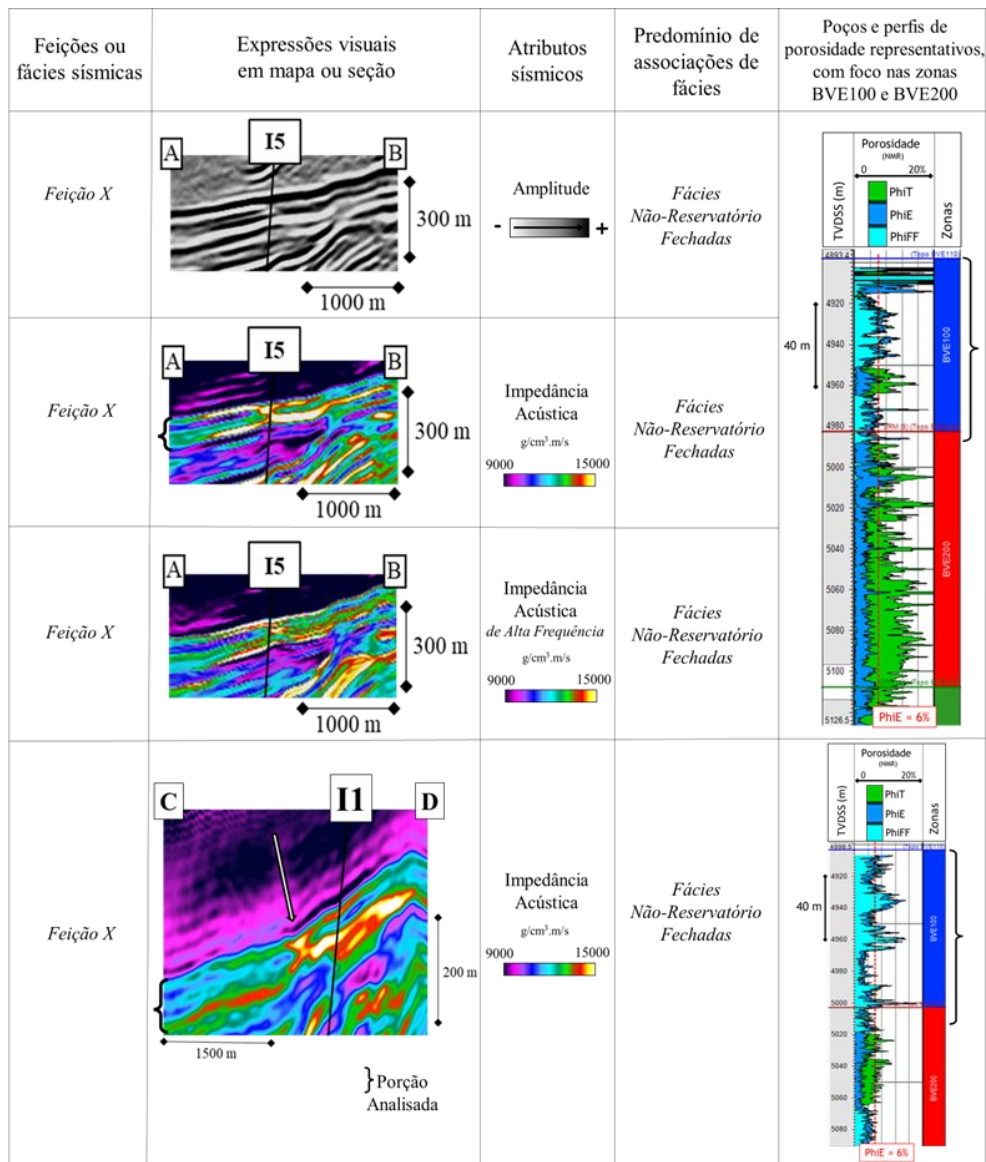


Figura 139: Catálogo de feições e fácies sísmicas, com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. A imagem exibe diversas expressões visuais da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, impedância acústica e impedância acústica de alta frequência. A seção sísmica A-B apresenta a *Feição X* cujo núcleo de mais alta impedância acústica foi atravessado pelo poço I5, exibindo elevadas proporções de associações de fácies de baixa energia, trechos de carbonatos com argilominerais e porosidades efetivas reduzidas na zona BVE100. Na seção sísmica C-D, I1 é exemplo de um poço que atravessou o flanco inferior de um mound carbonático que faz interface com *Feição X* (posicionado estruturalmente *updip* em relação ao núcleo mais impedante da *Feição X*). Embora prevaleça a presença de *Fácies Não-reservatório Fechadas*, interpretou-se um aumento relativo das associações de fácies *in-situ* e um consequente aumento das porosidades efetivas, principalmente na porção central do intervalo BVE100, correspondente à zona BVE120. Nos dois exemplos ilustrados, seções sísmicas A-B e C-D, poços I5 e I1, a *Feição X* ocorre exclusivamente na porção superior da Formação Barra Velha, indicada pelos colchetes e equivalente à zona BVE100, enquanto na subjacente zona BVE200 predominam *Fácies Não-Reservatório Argilosas*. A presença da *Feição X* indica uma área de transição entre os ambientes deposicionais de energia moderada-alta e baixa-muito baixa. Na seção sísmica de impedância acústica de alta frequência pode-se, inclusive, interpretar uma intercalação entre segmentos com maiores e menores porosidades totais (interdigitação de altos e baixos valores do atributo sísmico). O poço I5 não pode ser aproveitado para a injeção de fluidos nos intervalos em questão. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade (ausência ou má qualidade da perfilagem).

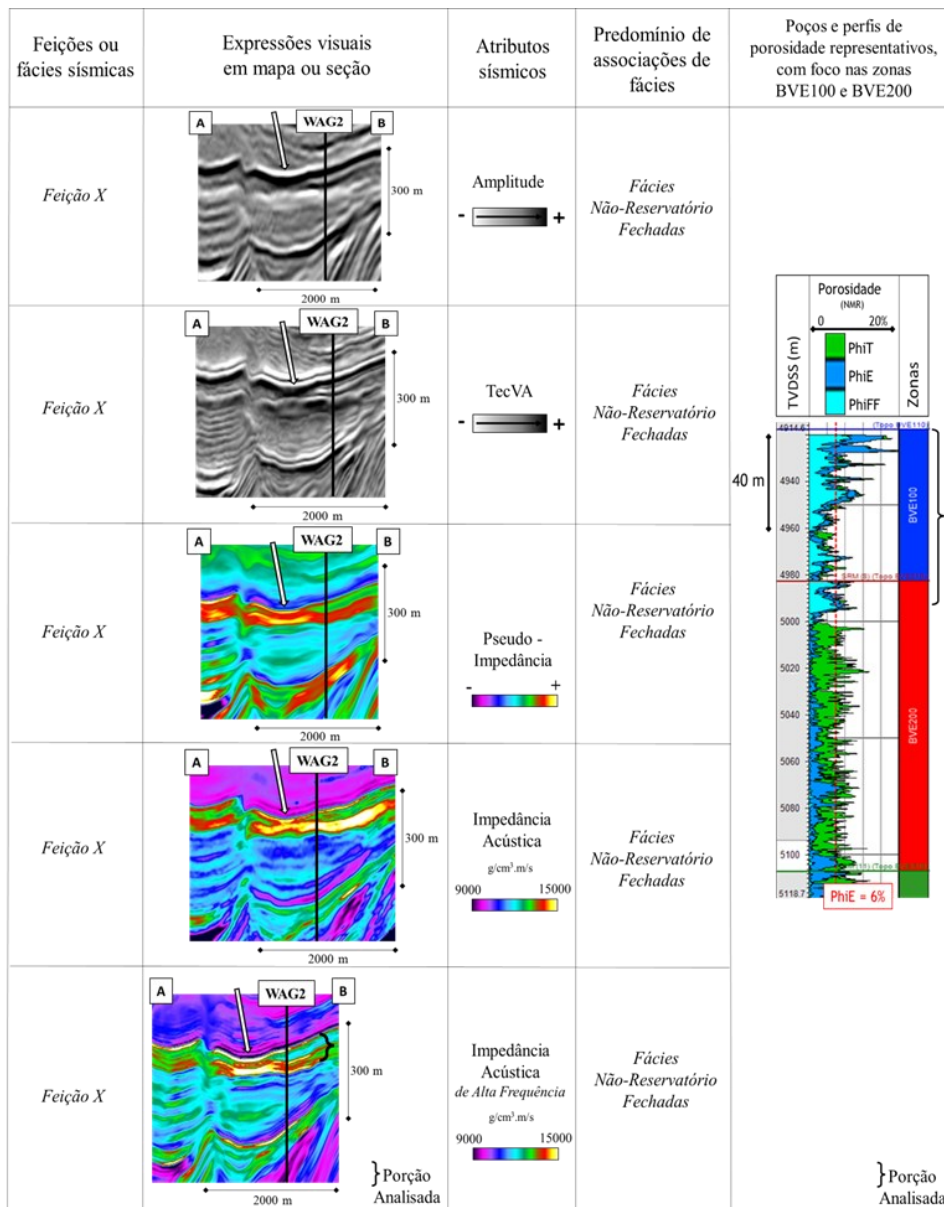


Figura 140: – Catálogo de feições e fácies sísmicas, enfatizando as zonas BVE100 e BVE200. A imagem apresenta várias manifestações visuais da *Feição X* nos atributos sísmicos de amplitude, TecVA, pseudo-impedância, impedância acústica e impedância acústica de alta frequência. A seção sísmica A-B exibe uma *Feição X* situada em uma área dos Baixos Estruturais Relativos, cujos flancos foram amostrados pelo poço WAG2. Os núcleos da feição estão apontados por setas em branco e preto. A análise do poço WAG2, no intervalo indicado pelos colchetes, revelou predominância de associações de fácies de baixa energia, trechos subsísmicos de carbonatos com argilominerais e porosidades efetivas reduzidas no intervalo estratigráfico BVE100 e em uma pequena porção superior do intervalo BVE200. Embora as *Fácies Não-reservatório Fechadas* sejam majoritárias na zona BVE100, algumas partes do perfil apresentam porosidades efetivas superiores a 6%, especialmente na porção central, equivalente à zona BVE120, que foram utilizadas para injeção alternada de água e gás. Na zona BVE200 subjacente, predominam *Fácies Não-Reservatório Argilosas*. A presença da *Feição X* nos depocentros dos Baixos Estruturais Relativos sinaliza uma área de transição entre os ambientes deposicionais de energia moderada-baixa e baixa-muito baixa. Nessas áreas, espera-se a existência de pelo menos um nível de rocha reservatório que permita a passagem de fluidos. Na seção de impedância acústica de alta frequência é inclusive possível interpretar uma intercalação entre segmentos com porosidades totais maiores e menores, inferidos a partir da interdigitação de valores altos e baixos do atributo sísmico.

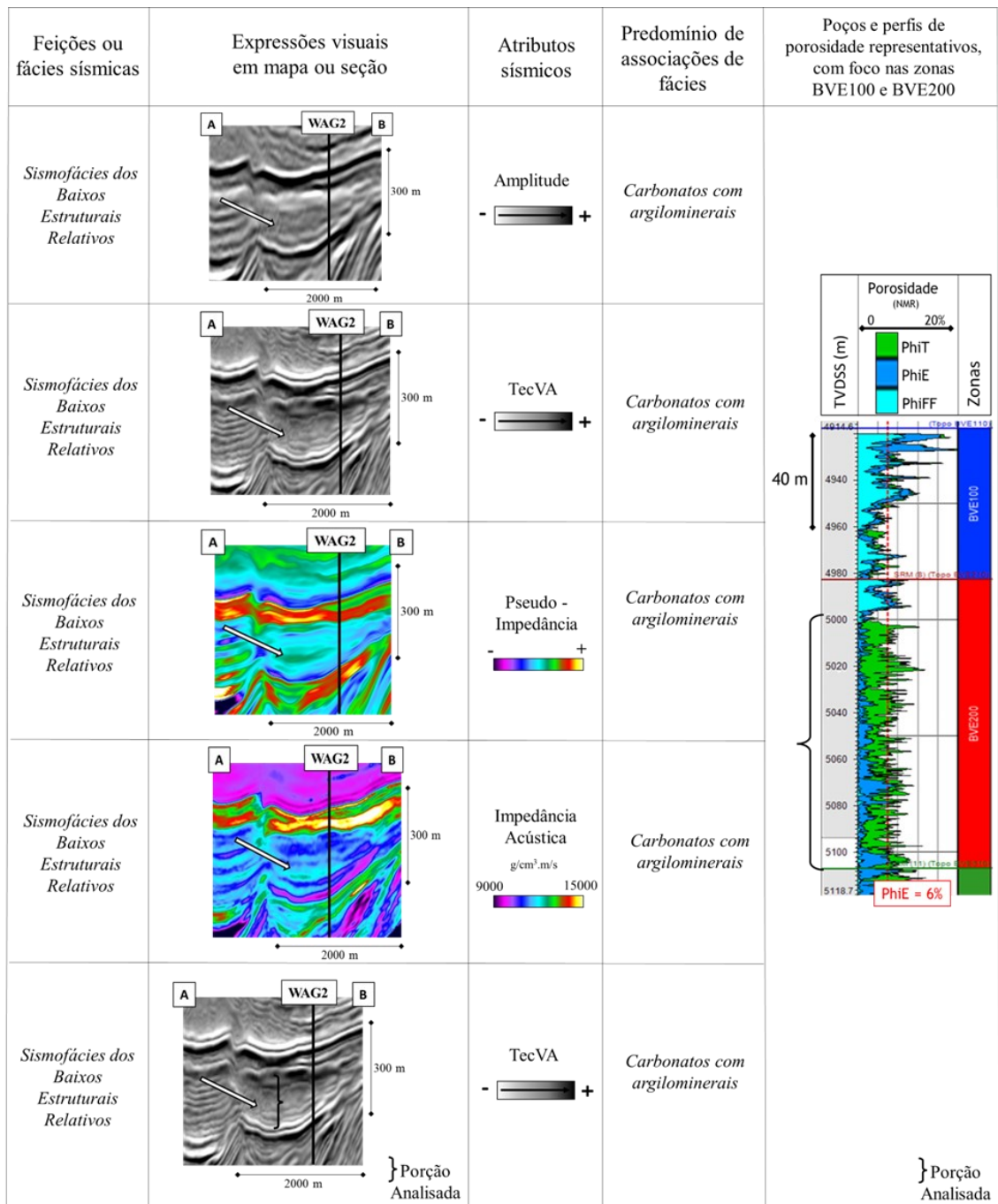


Figura 141: Catálogo de feições e fácies sísmicas com destaque para as zonas BVE100 e BVE200. A imagem exibe variadas representações visuais das fácies sísmicas características dos Baixos Estruturais Relativos, interpretadas através dos atributos sísmicos de amplitude, TecVA, pseudo-impedância, impedância acústica e impedância acústica *de alta frequência*. Setas em preto e branco, acompanhadas de colchetes, na seção sísmica A-B e no perfil de porosidades do poço WAG2, ressaltam a predominância de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* na zona BVE200 (elemento central desta figura). Na análise desses atributos sísmicos é possível observar contrastes de amplitude atenuados e valores reduzidos de pseudo-impedância e impedância acústica, além de um relevo negativo no atributo sísmico TecVA. No contexto dos Baixos Estruturais Relativos, a presença da anomalia de alta impedância acústica da *Feição X* no segmento superior, zona BVE100, sugere que, embora a zona BVE200 seja caracterizada por uma energia deposicional muito baixa, a zona BVE100 configura uma transição entre ambientes deposicionais de energia moderada-baixa a baixa-muito baixa.

Feições ou fácies sísmicas	Expressões visuais em mapa ou seção	Atributos sísmicos	Predomínio de associações de fácies	Poços e perfis de porosidade representativos, com foco nas zonas BVE100 e BVE200
Sismofácies dos Baixos Estruturais Relativos		<p>Amplitude</p> <p>- +</p>	Carbonatos com argilominerais	
Sismofácies dos Baixos Estruturais Relativos		<p>Impedância Acústica</p> <p>$\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$</p> <p>10000 15000</p>	Carbonatos com argilominerais	
Representação espacial das sismofácies dos Baixos Estruturais Relativos		<p>Valores Médios de Razão V_p/V_s; Zona BVE100</p> <p> 1.84</p> <p>1.78</p> <p>1.72</p>	Carbonatos com argilominerais	

Figura 142: Catálogo de feições e fácies sísmicas, com foco nas zonas BVE100 e BVE200. A imagem apresenta as representações visuais das fácies sísmicas típicas dos Baixos Estruturais Relativos, interpretadas a partir de seções sísmicas dos atributos de amplitude e impedância acústica, bem como de um mapa médio de valores do atributo sísmico razão V_p/V_s . Polígonos pontilhados em preto na seção sísmica A-B destacam o vale onde prevalecem Fácies Não-Reservatório Argilosas nas zonas BVE100 e BVE200. Ao analisar os atributos sísmicos, notam-se contrastes de amplitude atenuados e valores reduzidos de impedância acústica, além de reflexões sísmicas côncavas nas seções e formas lenticulares no mapa. No contexto dos Baixos Estruturais Relativos, a ausência da Feição X na zona BVE100 sugere que o vale pode atuar como uma barreira local ao fluxo de fluidos. A representação espacial das fácies sísmicas características dos Baixos Estruturais Relativos é pode ser expressa por meio do mapa médio de valores do atributo sísmico razão V_p/V_s , tanto para a zona BVE100, conforme mostrado nesta figura, quanto para a zona BVE200. Os altos valores médios de razão V_p/V_s , conjuntamente com as demais características sísmicas mencionadas, foram relacionados com ambientes deposicionais de energia baixa a muito baixa. Desconsiderar os primeiros metros do perfil de porosidade dos poços (ausência ou má qualidade da perfilogam; seta preta).

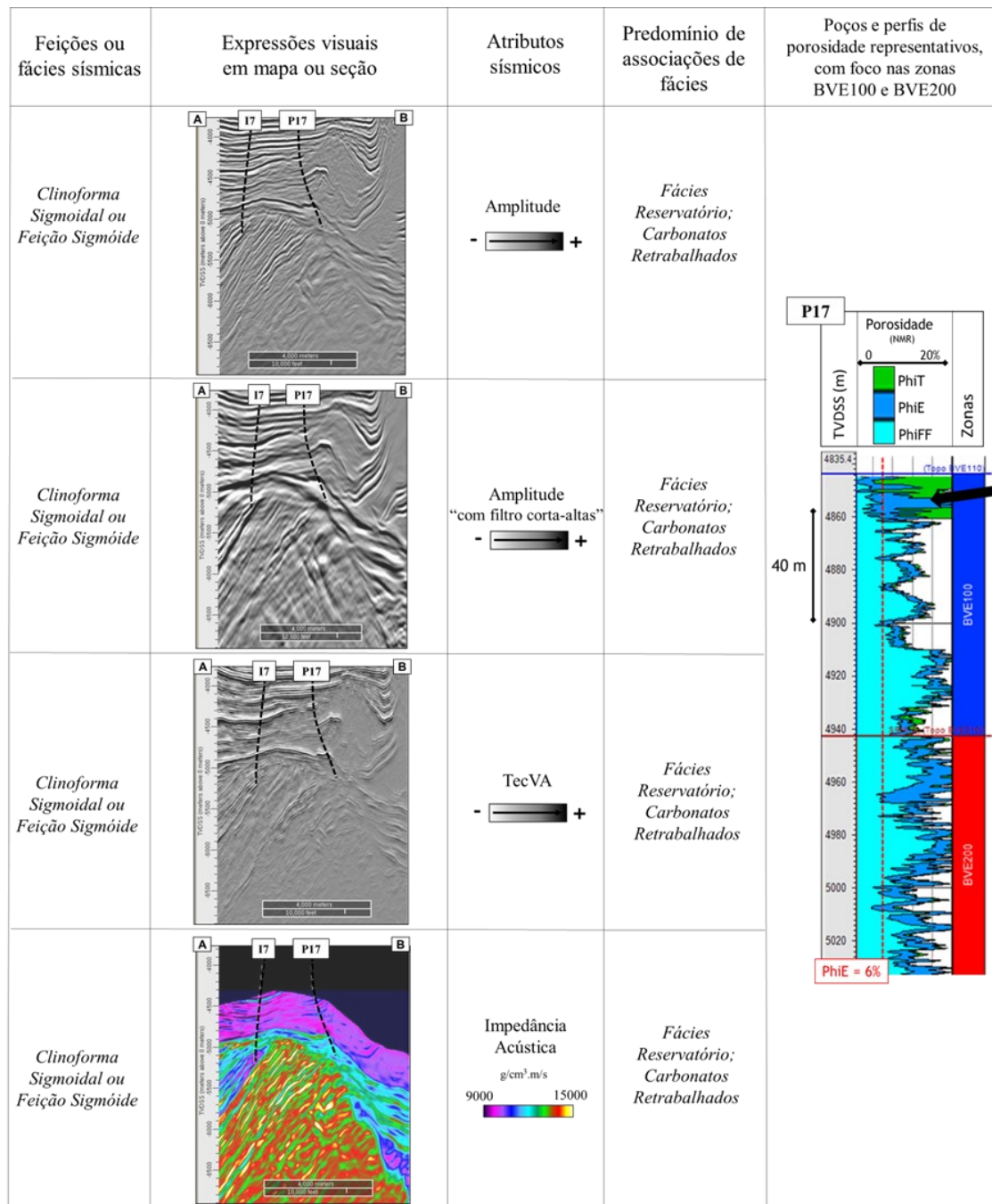


Figura 143: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações evidenciam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoidal, ou clinoforma, em variados atributos sísmicos: amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas”, TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A-B exemplifica como a clinoforma teve seus elementos de *topset* e *foreset* atravessados pelos poços I7 e P17, respectivamente, revelando alta proporção de fácies retrabalhadas e maior presença de carbonatos com feições de dissolução. No poço P17, as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são notavelmente elevadas. Reflexões internas são perceptíveis nos dados de amplitude convencional e TecVa, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à área mais profunda da bacia/lago. No dado de amplitude “com filtro corta-altas”, as amplitudes muito baixas exibem um aspecto brilhante e as baixas frequências realçam a forma externa sigmoidal. As clinoformas sigmoidais e outras feições oblíquas situadas na Borda Leste da área de estudo estão associadas a ambientes deposicionais de alta energia. Os primeiros metros do perfil de porosidade do poço P17 devem ser desconsiderados em função da má qualidade da perfilagem (conforme indicado pela seta preta).

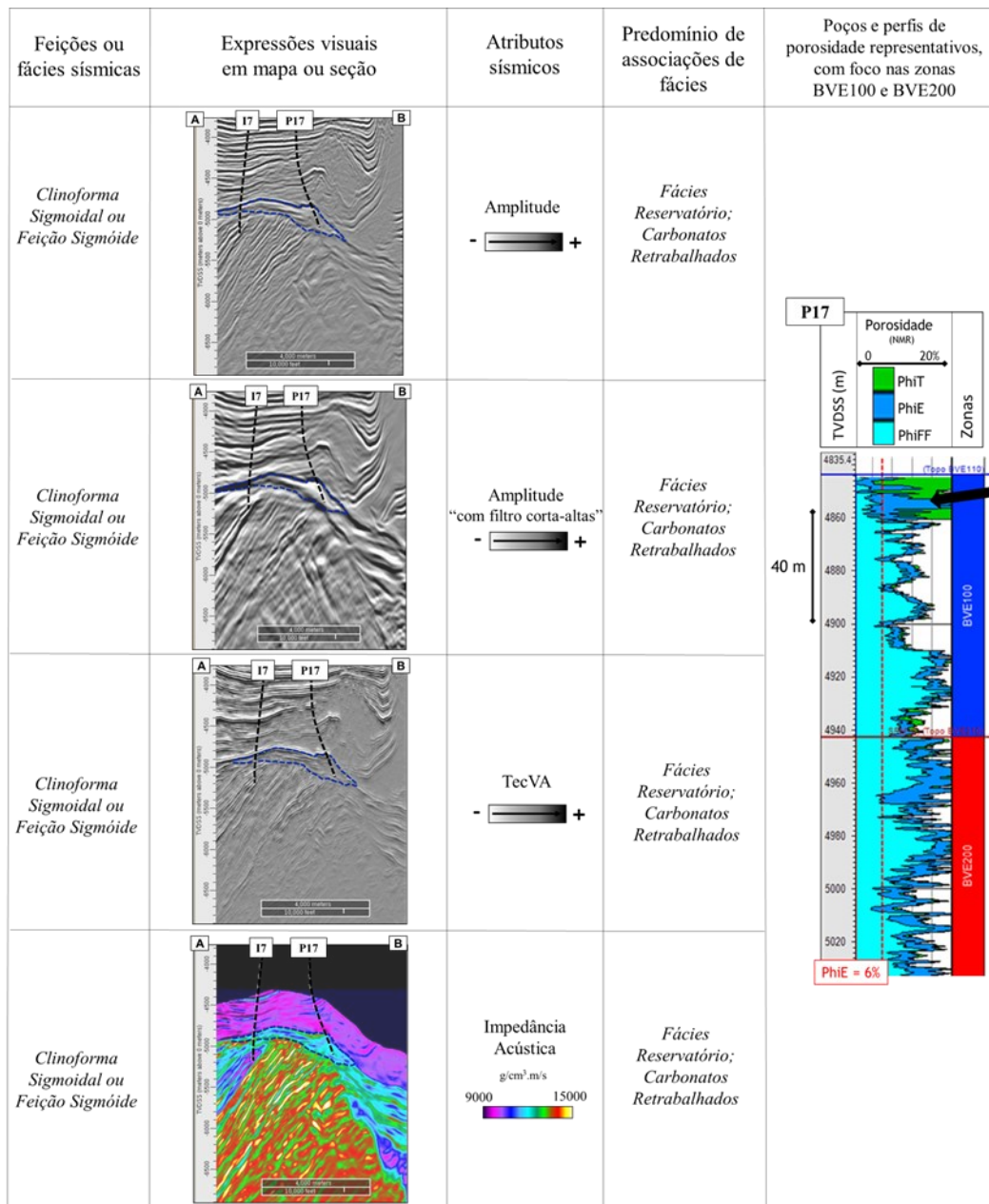


Figura 144: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações evidenciam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoidal, ou clinoforma, em variados atributos sísmicos: amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas”, TecVA e impedância acústica. A seção sísmica A-B exemplifica como a clinoforma teve seus elementos de *topset* e *foreset* atravessados pelos poços I7 e P17, respectivamente, revelando alta proporção de fácies retrabalhadas e maior presença de carbonatos com feições de dissolução. No poço P17, as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são notavelmente elevadas. Reflexões internas são perceptíveis nos dados de amplitude convencional e TecVA, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à área mais profunda da bacia/lago. No dado de amplitude “com filtro corta-altas”, as amplitudes muito baixas exibem um aspecto brilhante e as baixas frequências realçam a forma externa sigmoidal. As clinoformas sigmoidais e outras feições oblíquas situadas na Borda Leste da área de estudo estão associadas a ambientes deposicionais de alta energia. Os primeiros metros do perfil de porosidade do poço P17 devem ser desconsiderados em função da má qualidade da perfilagem (conforme indicado pela seta preta). Para referência, nesta figura a feição sigmoide está delineada por um polígono azul marinho tracejado. Adicionalmente, notar os baixos valores de impedância acústica que preenchem a feição.

Feições ou fácies sísmicas	Expressões visuais em mapa ou seção	Atributos sísmicos	Predomínio de associações de fácies	Poços e perfis de porosidade representativos, com foco nas zonas BVE100 e BVE200
<i>Clinoforma Sigmoidal ou Feição Sigmóide</i>		Amplitude - +	<i>Fácies Reservatório; Carbonatos Retrabalhados</i>	
<i>Clinoforma Sigmoidal ou Feição Sigmóide</i>		Amplitude "com filtro corta-altas" - +	<i>Fácies Reservatório; Carbonatos Retrabalhados</i>	
<i>Clinoforma Sigmoidal ou Feição Sigmóide</i>		Impedância Acústica g/cm ³ .m/s 9000 15000	<i>Fácies Reservatório; Carbonatos Retrabalhados</i>	

Figura 145: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações destacam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoide a oblíqua, ou clinoforma, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas” e impedância acústica. A seção sísmica A-B ressalta que a clinoforma é interceptada pelo poço P20, que revelou uma alta proporção de fácies retrabalhadas e uma maior presença de carbonatos com feição de dissolução associados. No perfil do poço é possível observar como as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são significativamente elevadas. Nesta seção A-B, reflexões internas são perceptíveis tanto no dado de amplitude convencional quanto no dado com filtro de corte de frequências altas, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à porção mais profunda da bacia/lago. A ocorrência de clinoformas na Borda Leste da área de estudo sugere um ambiente deposicional de alta energia.

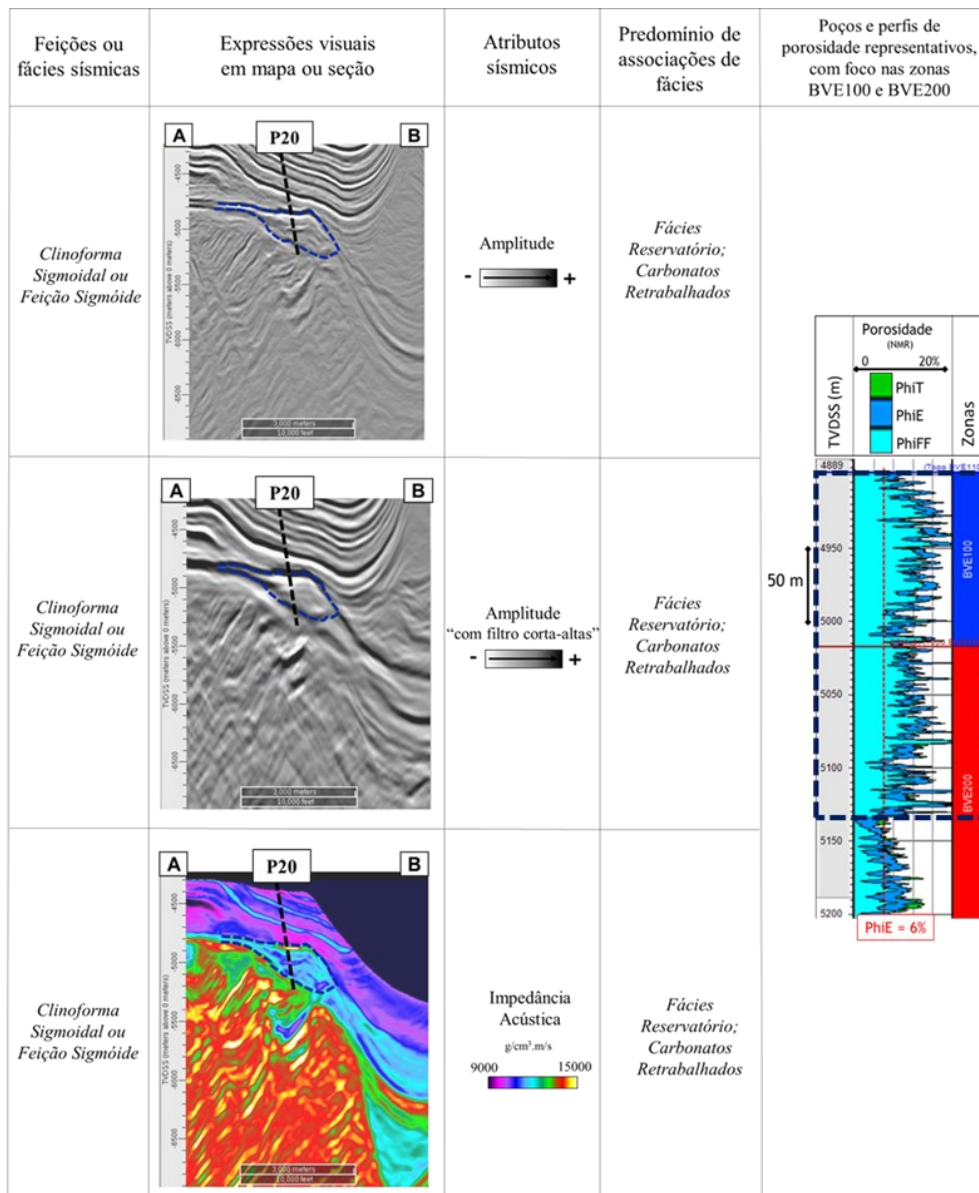


Figura 146: Catálogo de feições e fácies sísmicas com ênfase nas zonas BVE100 e BVE200. As ilustrações destacam a aparência visual de uma feição sísmica sigmoide a oblíqua, ou clinoforma, nos atributos sísmicos de amplitude convencional, amplitude “com filtro corta-altas” e impedância acústica. A seção sísmica A-B ressalta que a clinoforma é interceptada pelo poço P20, que revelou uma alta proporção de fácies retrabalhadas e uma maior presença de carbonatos com feição de dissolução associados. No perfil do poço é possível observar como as porosidades constatadas nas zonas BVE100 e BVE200 são significativamente elevadas. Nesta seção A-B, reflexões internas são perceptíveis tanto no dado de amplitude convencional quanto no dado com filtro de corte de frequências altas, indicando que a inclinação das camadas sedimentares aumenta em direção à porção mais profunda da bacia/lago. A ocorrência de clinoformas na Borda Leste da área de estudo sugere um ambiente deposicional de alta energia. Para referência, nesta figura, a feição sigmoide e os intervalos correspondentes em perfil são delimitados por polígonos tracejados em azul marinho. Ademais, notam-se os baixos valores de impedância acústica preenchendo a feição. Os menores valores de impedância acústica internos à feição foram relacionados a níveis concentrados de carbonatos com feições de dissolução e/ou cavernas interpretadas nos perfis de imagem. Os valores relativamente superiores de impedância acústica observados logo abaixo da feição, ao longo do traçado do poço P20, foram relacionados com o aumento do conteúdo siliciclástico nas fácies retrabalhadas.

6.4 Mapa preditivo das regiões com predomínio de Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas* na zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100

Com base nos estudos petrogeofísicos e nos mapeamentos sismoestratigráficos, estruturais e de feições e fácies sísmicas detalhados, os quais correlacionaram atributos sísmicos, perfis de poços, amostras de rocha, descrições de associações de fácies, elementos deposicionais e diagenéticos diversos, bem como dados de produção, obteve-se um mapa das regiões onde predominam Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas* para a zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100 na área de estudo do Campo de Tupi (Figura 147). O mapa resultante divide a área de estudo em quatro regiões, descritas a seguir:

- i. Região na qual predominam associações de fácies carbonáticas relacionadas a ambientes de baixa a muito baixa energia, marcada pela presença abundante de argilominerais magnesianos e outros sedimentos finos que obliteram os poros das rochas. Esta região concentra altas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*, ou seja, de *carbonatos com argilominerais*. Considerada predominantemente *não-reservatório*, representa um risco muito alto para o não-aproveitamento de poços na malha de drenagem (risco de “poço seco”). Os polígonos delimitadores desta região foram gerados a partir do mapeamento de feições e fácies sísmicas nos Baixos Estruturais Regionais e seus flancos associados (principalmente), bem como nas feições e fácies sísmicas mais características dos Baixos Estruturais Relativos. Esta região apresenta altos valores médios do atributo sísmico razão V_p/V_s , maiores espessuras sísmicas e baixos valores médios de impedância acústica na zona BVE100. Na Figura 147, esta região é representada em verde.
- ii. Região na qual predominam associações de fácies carbonáticas relacionadas a ambientes de baixa energia e de transição entre moderada e baixa energia. Caracteriza-se pela presença expressiva das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*. Trata-se de uma região de transição, onde, apesar da predominância das Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, é comum a intercalação destas com níveis, muitas vezes subsísmicos, de Fácies *Reservatório* ou Fácies *Não-Reservatório Argilosas*. Após a porção majoritariamente argilosa descrita no item anterior, esta é a região que apresenta as piores características permo-porosas na área de estudo, representando um risco moderado a alto para o não-aproveitamento de poços na malha de drenagem (risco de “poço seco” ou de baixas porosidades e permeabilidades). Os polígonos que delimitam esta região foram produzidos, principalmente, a partir do mapeamento da *Feição X* nos flancos estruturais e nos Baixos Estruturais Relativos, refletindo valores médios elevados de impedância

acústica na zona BVE100. A *Feição X* é interpretada como sendo predominantemente deposicional, marcada por um aumento das associações de fácies *de baixa energia* (predomínio de laminitos, esferulitos e outras fácies *não-argilosas de baixa energia*), *in-situ* incipiente (de forma secundária) e *carbonatos com argilominerais* (de maneira intercalada e frequentemente subsísmica). A presença dessas fácies nesta região reforça a progressão antecipada dentro de um modelo deposicional conceitual que pressupõe que as melhores permeabilidades e porosidades estejam mais relacionadas aos altos estruturais, as piores aos baixos estruturais, e a transição se dê nos flancos (Figura 3 e Figura 33). Entretanto, fatores diagenéticos não podem ser descartados, já que as descrições das amostras de rochas obtidas dos poços situados nesta região mencionam a ocorrência de cimentação por sílica (*e.g.*, quartzo micro e macrocristalino), calcita e/ou dolomita (*e.g.*, dolomita em mosaico). Segundo Carvalho *et al.* (2022), a dolomita representa uma das fases diagenéticas mais significativas na Formação Barra Velha, sendo comumente associada à substituição de argilas magnesianas e exibindo uma variedade de texturas, incluindo a dolomita em mosaico, que dada sua coexistência com quartzo macrocristalino como preenchimento de fraturas, é um produto mesogenético. No Campo de Tupi esses autores observaram a presença mais acentuada de dolomita em mosaico em posições de flanco e no sentido das áreas estruturais mais elevadas, sugerindo um controle estrutural. Portanto, dada a predominância de áreas de flancos estruturais nesta região, que são zonas naturais de convergência das falhas que definem as porções estruturalmente elevadas, esse aspecto diagenético pode ser considerado. Contudo, esta hipótese exige um estudo mais detalhado, suportado por informações petrográficas abrangentes e perfis lito-geoquímicos. Esta região está representada pela cor ciano na Figura 147.

- iii. Região caracterizada pela predominância das associações de fácies carbonáticas relacionadas com ambientes de energia moderada a alta, onde as Fácies *Reservatório* são as mais comuns, particularmente as associações de fácies *in-situ*, destacando-se a associação de fácies *in-situ shrubs*. Esta região apresenta excelentes características permo-porosas e elevado aproveitamento dos poços perfurados, atuando como produtores de alta *performance* ou injetores de alta injetividade. Os polígonos delimitadores desta região foram estabelecidos com base no mapeamento dos *mounds* carbonáticos, observados principalmente no Alto Estrutural Secundário e, secundariamente, nos flancos estruturais superiores da porção oeste do Alto Estrutural Principal. Nesta região prevalecem baixos valores médios de impedância acústica. Na Figura 147, esta região é representada na cor rosa.
- iv. Região caracterizada pela predominância de associações de fácies carbonáticas relacionadas a ambientes de alta energia, com maior presença das Fácies *Reservatório*, especialmente as associações de fácies retrabalhadas, como a

associação de fácies carbonatos retrabalhados. Nesta região também se observa uma proporção maior de carbonatos com feições de dissolução e algumas interpretações de cavernas nos perfis de imagem dos poços, sobretudo na porção mais a leste (Figura 147; polígono delimitado em azul marinho). Essas interpretações de feições de dissolução e/ou carstificação são menos expressivas, em área e magnitude, do que as observadas na zona BVE200, mas ainda bastante relevantes. Semelhante à região descrita no item iii, esta região também exibe boas características permo-porosas e um alto aproveitamento dos poços perfurados. Os polígonos que delimitam esta região foram elaborados, principalmente, com base no mapeamento das feições sísmicas sigmoides ou clinofórmicas presentes na Borda Leste e em porções do Alto Estrutural Principal. Além dos baixos valores médios de impedância acústica observados nesta e na região anterior (item iii), também são notados valores médios anormalmente baixos de amplitude e do atributo sísmico pseudo-impedância, bem como uma concentração anômala de descontinuidades nos atributos geométricos, particularmente no atributo sísmico Filtro de Sobel. Na Figura 147, esta região é ilustrada por tons de azul e abrange, além da área delimitada pelo polígono em azul marinho, uma área de espessura subsísmica situada no topo do Alto Estrutural Principal, destacada em azul escuro. Nessa parte subsísmica pode ter ocorrido erosão parcial ou total da zona BVE100 e, por essa razão, esse tom de azul mais escuro simboliza uma área com maior incerteza nas análises sísmicas.

O mapa produzido consolida e reforça os resultados previamente apresentados em relação à qualidade dos reservatórios na área de estudo, que é fortemente influenciada pela configuração de altos e baixos estruturais herdada das fases rifte e rifte superior. Isso se manifesta em reservatórios de melhor qualidade nos altos estruturais, reservatórios de qualidade inferior nos baixos estruturais e zonas de transição nos flancos. Principalmente no contexto da zona BVE100, onde a *Feição X* pode ser empregada como indicador sísmico dos limites mais prováveis para o aproveitamento dos poços na malha de drenagem, especialmente os poços injetores, que são geralmente posicionados estrategicamente nos flancos estruturais, na fronteira da ocorrência de intervalos reservatórios aptos para injeção. No entanto, é importante ressaltar que, embora o mapa seja um excelente guia para o posicionamento de poços e a distribuição areal do domínio de fácies e características petrogeofísicas na zona BVE100, proporcionando maior solidez às estimativas de porosidade efetiva e contribuindo para aprimorar a previsibilidade dos modelos geológico-geofísicos atualmente propostos para a área de estudo, ele é determinístico e representa apenas um cenário.

Como uma representação bidimensional, o mapa não reflete as heterogeneidades verticais presentes na zona BVE100, observadas e analisadas durante a caracterização petrogeofísica das subzonas BVE130, BVE120 e BVE110. Por exemplo, embora a região destacada em ciano apresente predominantemente Fácies *Não-Reservatório Fechadas* na zona BVE100 como um todo, os estudos petrogeofísicos indicam um aumento relativo das fácies *in-situ shrubs* na subzona BVE120 e conseqüentemente pode haver uma maior proporção relativa de Fácies *Reservatório* neste menor intervalo. Portanto, o mapa serve como um guia para a distribuição espacial das áreas onde predominam determinadas associações de fácies, não excluindo a ocorrência das demais fácies. Além disso, devido à sua natureza intrínseca, heterogeneidades verticais e outros cenários e suas probabilidades não são retratados no mapa e poderiam ser avaliados por meio de outros métodos de interpretação e modelagem petrogeofísica.

Apesar das limitações mencionadas, o mapa desenvolvido em conjunto com um mapeamento sismoestratigráfico de alta resolução, como o apresentado neste estudo, e as demais metodologias empregadas, demonstra potencial para diminuir o risco de insucesso associado à perfuração de poços secos ou não aproveitáveis em posições de flanco estrutural e de baixos relativos de outras plataformas carbonáticas. Dessa forma, essa abordagem oferece uma contribuição significativa à exploração, produção e revitalização de áreas adicionais do Pré-Sal, em particular na Bacia de Santos, com a possibilidade de estender a aplicação dessas metodologias a quaisquer outros *plays* carbonáticos.

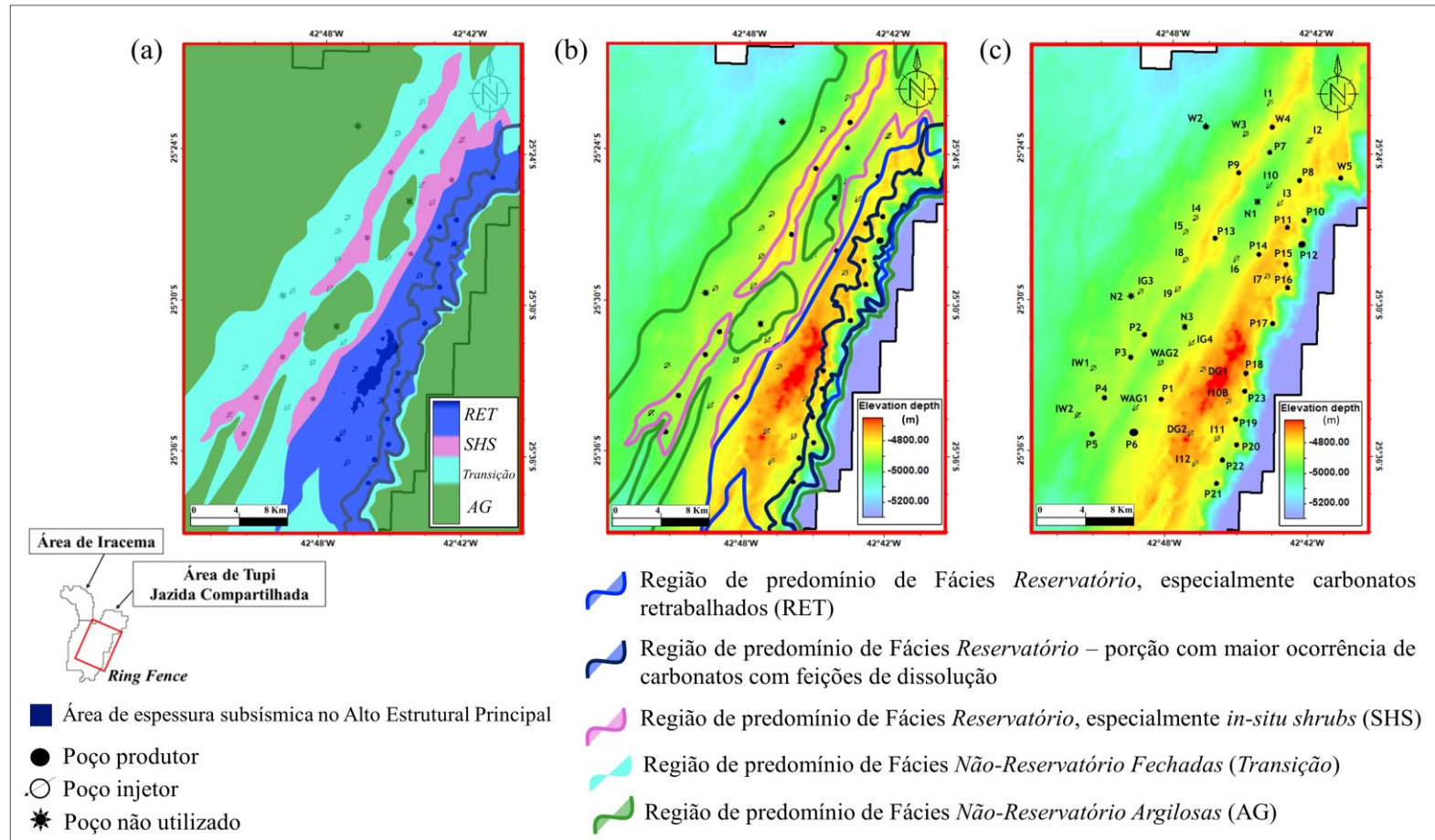


Figura 147: Mapa preditivo das regiões de predominio de Fácies Reservatório, Fácies Não-Reservatório Argilas e Fácies Não-Reservatório Fechadas na zona (ou intervalo estratigráfico) BVE100 (a). Levando em consideração que a qualidade dos reservatórios na área de estudo é fortemente influenciada pela localização estrutural, para referência, também são exibidos os mapas estruturais do horizonte sísmico Base do Sal, com os polígonos das regiões de predominio de fácies sobrepostos (b) e com a localização dos poços perfurados (c). Atentar para os poços N1, N3 e W2, os quais não puderam ser aproveitados para a malha de drenagem, e que estão localizados na região de predominio das Fácies Não-Reservatório Argilas, sinalizada na cor verde.

7 CONCLUSÕES

O trabalho enfatizou a relevância da interpretação sísmica-geológica detalhada em diferentes escalas – rocha, perfil e sísmica – e buscou aprimorar o reconhecimento e mapeamento de várias feições e fácies sísmicas, capazes de distinguir elementos deposicionais e/ou diagenéticos relevantes, inferindo paleoambientes deposicionais e qualidade do reservatório. Adicionalmente, propôs e aplicou uma metodologia bem detalhada, e que se mostrou eficaz, para a interpretação de associações de fácies a partir dos perfis dos poços, estabelecendo e/ou descrevendo critérios objetivos e focados na área de caracterização de reservatórios, para se obter um bom zoneamento estratigráfico e uma robusta individualização da Formação Barra Velha em relação à seção Pré-Alagoas. Realizou-se, ainda, uma minuciosa caracterização sismoestratigráfica da Formação Barra Velha na área estudada, com destaque para a separação e caracterização sismoestratigráfica das zonas BVE100 e BVE200. Os contextos tectônicos de deposição desses depósitos também foram abordados e todos os objetivos iniciais propostos foram atingidos.

Na etapa de estudos petrogeofísicos, a interpretação integrada em diversas escalas de dados de rocha, perfis elétricos convencionais, perfis de imagem, dados de produção e sísmicos permitiu a elaboração de perfis contínuos a quase contínuos de associações de fácies para os poços, bem como a distinção adicional de classes de porosidade. Concluiu-se que, embora não seja possível estabelecer uma relação direta entre uma faixa de valores de determinados atributos sísmicos e uma única associação de fácies, as classes de porosidade podem ser relacionadas com o predomínio de certos grupos de associações de fácies e com elementos deposicionais e/ou diagenéticos. Acima de 6% de porosidade efetiva foi delimitada com sucesso a classe de porosidade Fácies *Reservatório*, na qual se destacam altas proporções de fácies *in-situ shrubs*, carbonatos retrabalhados e com feições de dissolução. Abaixo de 6% de porosidade efetiva e para os maiores valores de impedância acústica foi identificada a classe de porosidade Fácies *Não-Reservatório Fechada*, caracterizada por um aumento significativo das fácies *de baixa energia*. Os carbonatos com argilominerais foram classificados como Fácies *Não-Reservatório Argilosas*, independentemente do valor de porosidade efetiva associado, embora estejam majoritariamente relacionados a valores inferiores a 6% e altos valores de razão V_p/V_s .

A metodologia adotada para o zoneamento estratigráfico da Formação Barra Velha mostrou-se eficiente em identificar os melhores intervalos e áreas promissoras para a ocorrência de reservatórios. A metodologia resultou em uma subdivisão sólida da Formação Barra Velha em três zonas mapeáveis sísmicamente: BVE300, BVE200 e BVE100. Essa divisão proporciona diversos benefícios para a compreensão da área de estudo e da seção Pré-sal da Bacia de Santos como um todo. É importante ressaltar que muitas publicações disponíveis sobre o Pré-sal Brasileiro não oferecem esse nível de detalhamento sismoestratigráfico e/ou de interpretação sísmica. Isso ocorre devido à carência de insumos para estudos aprofundados de correlação rocha-perfil-sísmica, ou mesma pela inexistência de dados sísmicos com resolução vertical suficiente em muitos dos campos de petróleo explorados.

Os topos dessas zonas estratigráficas, à exceção dos topos das zonas BVE100 e BVE110, foram interpretados em consonância com os limites de tratos de fácies de lago em retração. O topo da subzona BVE120 foi reconhecido como a superfície de retração máxima do lago. As sequências estratigráficas detalhadas neste trabalho exercem um controle nas características petrogeofísicas dos intervalos tidos como *reservatório* e *não-reservatório*. Períodos de expansão do lago estão associados a um aumento na proporção de fácies mais finas, associação de fácies *de baixa energia* e/ou *Não-reservatório Fechadas*, e há maiores conteúdos de material siliciclástico e de argilominerais (Fácies *Não-reservatório Argilosas*) associados. Já períodos de retração do lago favorecem o aumento da proporção de fácies compostas por constituintes arborescentes bem desenvolvidos, os quais apresentam melhores características permo-porosas. As feições de dissolução estão frequentemente relacionadas às fácies de melhor qualidade permo-porosa, as quais facilitam a percolação e/ou o transporte de fluidos. Além disso, os processos de dissolução e carstificação intensificam as excelentes propriedades permo-porosas primárias. Generalizando, a partir da metodologia de zoneamento estratigráfico adotada, os melhores intervalos reservatórios tendem a ocorrer rumo aos topos das zonas estratigráficas que representam limites de tratos de fácies de lago em retração, o que amplia a previsibilidade dos modelos geológicos derivados. Geograficamente, as maiores espessuras de rocha com Fácies *Reservatório* estão localizadas na Borda Leste, enquanto os mais expressivos conjuntos de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* ocorrem nos Baixos Estruturais Regionais.

A interpretação sismoestratigráfica e estrutural detalhada somente foi possível desde a Formação Camboriú até a Formação Barra Velha, pois foi apoiada por mapas e seções de atributos sísmicos geométricos, acústicos e elásticos. O Evento Magmático Tupi, incluindo intervalos vulcanoclásticos porosos, foi corretamente distinguido dos sedimentos argilosos da Formação Piçarras. A diferenciação sismoestratigráfica entre os sedimentos das formações Itapema e Barra Velha levou em consideração a presença de carbonatos bioclásticos, a identificação da DPA como uma discordância angular e/ou erosiva, o aumento da deformação tectônica relacionada ao contexto rifte e a variação local dos perfis de raios gama. Na Formação Barra Velha, o mapeamento sismoestratigráfico alcançou alta resolução, com a diferenciação dos intervalos estratigráficos BVE300, BVE200 e BVE100 em toda a área de estudo, além da interpretação sísmica parcial da subzona BVE130.

Do ponto de vista tectônico, as características do intervalo estratigráfico BVE300 não se enquadram perfeitamente em um contexto tectônico de rifte clássico, nem são compatíveis com um contexto *sag*. As características do intervalo estratigráfico BVE200, por sua vez, entram em conflito com um contexto *sag* clássico e definem um contexto tectônico misto ou de transição. Apenas o intervalo estratigráfico BVE100 apresenta características claras de um contexto tectônico do tipo *sag*, facilitando o rastreamento de padrões sísmicos, comportamento de perfis e empilhamento de fácies, além de possibilitar a elaboração de um mapa preditivo das regiões com predomínio de Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas* por meio da interpretação manual de feições e fácies sísmicas. Especificamente para esse intervalo estratigráfico, a identificação prévia das zonas BVE130, BVE120 e BVE110 contribuiu significativamente para a interpretação petrogeofísica e sismoestratigráfica, bem como para a compreensão abrangente do conjunto, ou seja, do intervalo BVE100 como um todo. No que diz respeito à caracterização de reservatórios, a análise separada das zonas BVE300, BVE200 e BVE100 forneceu informações relevantes para entender a distribuição de elementos deposicionais e diagenéticos. Constatou-se que a zona BVE100 apresenta feições cársticas mais difusas, enquanto a zona BVE200 exhibe mais cavernas e maiores concentrações de feições de dissolução, as quais são mais facilmente detectáveis sísmicamente. Essa detecção pode ser realizada por meio da visualização combinada de mapas de impedância acústica e de atributos sísmicos geométricos, em especial do atributo sísmico Filtro de Sobel. A visualização 3D do atributo sísmico Filtro de Sobel

sugeriu que a Borda Leste da área estudo pode ser interpretada como uma borda estrutural de alta energia, escarpada, retrabalhada e com forte influência de percolação e circulação de fluidos, especialmente ao longo das Fácies *Reservatório*, dispostas próximas ao paleonível freático/contato óleo-água estimado. Em suma, a metodologia empregada para a subdivisão e interpretação sismoestratigráfica e estrutural detalhada da Formação Barra Velha, bem como a análise das características tectônicas e das associações de fácies e fácies sísmicas, proporcionou um conhecimento mais aprofundado da área de estudo e as analogias adotadas podem ser facilmente extrapoladas para outras áreas da seção Pré-sal. Esse tipo de abordagem possibilita não apenas a identificação das principais zonas estratigráficas, mas também o entendimento de suas relações petrogeofísicas no contexto da exploração e do desenvolvimento de reservatórios carbonáticos de hidrocarbonetos.

Em adição e síntese, ao analisar as fácies sísmicas levando em conta suas implicações na qualidade dos reservatórios e nas estratégias de perfuração de poços, pode-se concluir que:

- A área de estudo exibe uma ampla diversidade de características sísmicas associadas a distintos ambientes deposicionais, processos diagenéticos e elementos geológicos.

- Em geral, o posicionamento estrutural, condicionado pelo paleo-relevo herdado da fase rifte, exerce grande influência nas distribuições das associações de fácies e das fácies sísmicas predominantes. Além disso, ocorreu uma diferenciação paleoambiental na Borda Leste da área de estudo, onde fácies associadas a ambientes de maior energia são encontradas em cotas relativamente mais profundas, se comparadas à Borda Oeste.

- Cinco grupos de feições e fácies sísmicas podem ser identificados e examinados na área de estudo, apresentando características especiais e impactos relevantes para as análises de reservatórios e estratégias de perfuração. Sendo eles: *mounds* carbonáticos; feições e fácies sísmicas observadas nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados; a *Feição X*; feições e fácies sísmicas mais características dos Baixos Estruturais Relativos; e feições sigmoides ou cliniformas de borda da plataforma carbonática e as feições de dissolução e carstificação associadas.

- Poços que atravessam os núcleos dos *mounds* carbonáticos constatarem elevada porosidade e permeabilidade, bem como altas proporções de associações de fácies *in-situ* - principalmente *in-situ shrubs* e especialmente na subzona BVE120.

- Nos Baixos Estruturais Regionais e flancos associados, onde são observadas as maiores espessuras sísmicas, reflexões sísmicas plano-paralelas e com terminações em *onlap*, além de valores médios elevados do atributo sísmico razão V_p/V_s , são bons diagnósticos da presença de altas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas*, ou seja, do domínio dos *carbonatos com argilominerais*.

- Valores médios elevados do atributo sísmico razão V_p/V_s também podem ser associados a altas proporções de Fácies *Não-Reservatório Argilosas* nas regiões dos Baixos Estruturais Relativos.

- As clinofomas identificadas na área de estudo estão relacionadas ao predomínio de Fácies *Reservatório*, particularmente fácies retrabalhadas, e apresentam uma forma predominantemente sigmoidal com *topsets* agradacionais. Os poços que as atravessam encontram, além de elevadas proporções de materiais retrabalhados, fácies *in-situ shruvs* e carbonatos com feições de dissolução associados. Por vezes, essas geometrias clinofomes observadas podem ser confundidas com *mounds* carbonáticos. No entanto, devido ao predomínio de fácies retrabalhadas e à indicação de agradação vertical e lateral, possivelmente seguida de um avanço da sedimentação para os Baixos Estruturais Regionais, as nomenclaturas de clinofomas, “clinofomas sigmoidais ou oblíquas”, ou mesmo feições sigmoides, são mais adequadas. No núcleo das feições sigmoides, valores anormalmente baixos de amplitude, impedância acústica e pseudo-impedância, podem ser bons diagnósticos da ocorrência de concentrações de carbonatos com feições de dissolução e cavernas.

- A *Feição X* é um elemento crucial na individualização da zona BVE100, e sua identificação e interpretação podem auxiliar na estratégia de perfuração de poços injetores e produtores em posições de flanco estrutural. A posição relativa dos poços em relação à *Feição X* tem implicações na composição das fácies encontradas e, conseqüentemente, no aproveitamento dos poços para a malha de drenagem. Além disso, a *Feição X* pode representar um limite explícito de descida estrutural de uma linha de injeção de fluidos para manutenção da produção e/ou aumento do varrido de óleo.

- Essas fácies sísmicas são importantes não apenas para a área de estudo e o Campo de Tupi, mas para os demais reservatórios da seção Pré-sal da Bacia de Santos.

- É de extrema relevância a adoção de uma abordagem integrada e interdisciplinar na caracterização de reservatórios complexos, tais como os encontrados no Campo de Tupi e na seção Pré-Sal da Bacia de Santos.

8 RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

Foi identificado um amplo espectro de possibilidades de pesquisas que podem emergir deste trabalho. Estas representam oportunidades para futuras investigações e estudos mais detalhados, com potencial para expandir e fortalecer a compreensão sobre a área estudada e outros reservatórios carbonáticos similares. Tais estudos não foram abordados neste trabalho, uma vez que não estavam entre os objetivos e focos iniciais. Seguem abaixo algumas sugestões:

- Explorar mais o dado de impedância acústica *de alta frequência*, inclusive para investigar a viabilidade de interpretação sísmica de algumas das subzonas dos intervalos estratigráficos BVE300 e BVE200.

- Utilizar o mapa preditivo das regiões de domínio de Fácies *Reservatório*, Fácies *Não-Reservatório Argilosas* e Fácies *Não-Reservatório Fechadas*, obtido por meio da interpretação manual de feições e fácies sísmicas, em conjunto com as interpretações de horizontes sísmicos e as relações petrogeofísicas empíricas estabelecidas, como informações *a priori* na aplicação de técnicas de classificação Bayesiana e/ou classificação multi-atributo de fácies sísmicas, ou mesmo em processos de inversão sísmica geoestatística.

- Aprofundar o estudo das associações de fácies identificadas, buscando compreender melhor os fatores que influenciam sua formação e distribuição. Para isso, podem ser empregados perfis lito-geoquímicos e análises detalhadas dos seus principais componentes - argilominerais magnesianos, esferulitos e arborescências calcíticas - com suporte de técnicas laboratoriais, tais como a difração de raios X, a microscopia eletrônica de varredura e a análise isotópica. Para as fácies retrabalhadas, é recomendável um maior detalhamento das descrições microscópicas, focando na composição e na seleção dos grãos. Estudos como esses contribuirão para o desenvolvimento de modelos paleo-ambientais mais precisos e poderão explicar melhor a diferenciação ambiental da Borda Leste.

- Para fortalecer as correlações estratigráficas e reduzir o viés interpretativo, é aconselhável realizar uma análise abrangente de Fisher *plots* para cada poço e em todos os poços, bem como adicionar dados lito-geoquímicos, químico-estratigráficos e/ou de biozonas. Essas abordagens visam verificar a consistência do zoneamento estratigráfico proposto, tendo em vista que os tratos de fácies de lago em expansão e retração das sequências de média escala, identificáveis em todo o campo, são interpretados como resultado de variações climáticas que podem ser relacionadas a ciclos orbitais.

- Testar a utilização de metodologias classificatórias de eletrofácies e/ou o uso de algoritmos de inteligência artificial (e.g., Duarte *et al.*, 2018) e/ou a aplicação de técnicas de discretização de perfis de imagem para um maior detalhamento ou automatização da identificação de algumas das associações de fácies estudadas. Por exemplo, os carbonatos com feições de dissolução podem ser segmentados de acordo com a intensidade da dissolução (leve, intenso, cavidades). Além disso, diferentes perfis de imagem e perfis *caliper* podem ser quantitativamente combinados para a geração de perfis de *mega* e *giga* poros (e.g., Menezes de Jesus *et al.*, 2016; Menezes de Jesus *et al.*, 2019).

- Propõe-se a realização de um estudo detalhado dos perfis lito-geoquímicos, apoiado por informações petrográficas abrangentes, para avaliar os fatores diagenéticos que podem ter influenciado a emergência da *Feição X* nos flancos estruturais, especialmente na Borda Oeste da área de estudo. Esta recomendação é motivada pelas descrições das amostras de rochas obtidas dos poços localizados nesta região, que indicam a ocorrência de cimentação por sílica, calcita e/ou dolomita.

- Utilizar técnicas avançadas de modelagem sísmica direta para aprofundar a caracterização petrogeofísica da *Feição X*, proporcionando uma melhor compreensão da resposta sísmica em relação às propriedades das rochas e aos fluidos presentes. A modelagem sísmica direta pode ser aplicada para gerar sismogramas sintéticos em diferentes frequências, com base em uma variedade de modelos geológicos e petrofísicos, facilitando a interpretação e a análise das características da *Feição X* em relação às fácies e aos parâmetros de reservatório. Essa abordagem pode aumentar a confiabilidade das interpretações apresentadas e aprimorar as estratégias de perfuração de poços na área de estudo, com potencial de aplicação em outras áreas semelhantes.

- Investigar a fundo todas as evidências que possam sustentar a tese de contatos do tipo “*perched-water*” para o Campo de Tupi, incluindo gradientes de pressão e

amostras de fluidos em todos os poços, ensaios de capilaridade, entre outros. Aprofundar o entendimento desses contatos e suas relações com os *carbonatos com argilominerais* pode levar a melhores estratégias de produção e/ou revitalização do campo, otimizando o aproveitamento dos recursos na área.

A realização desses estudos complementares pode aprimorar ainda mais a compreensão das características geológicas e petrogeofísicas do Campo de Tupi, otimizando estratégias de exploração, produção e revitalização do ativo. Dessa forma, contribui-se para o sucesso contínuo das operações no Pré-sal da Bacia de Santos como um todo.

REFERÊNCIAS

- AASPI, 2023. AASPI, Computing volumetric curvature, aberrancy, reflector rotation, and reflector convergence, <http://mcee.ou.edu/aaspi/documentation.html>, Accessed 1st May 2023.
- Abelha, M., Petersohn, E., 2018. The state of the art of the Brazilian pre-salt exploration, AAPG Annual Convention and Exhibition.
- AGI, 1976. Dictionary of Geological Terms, Prepared under the direction of the American Geo-logical Institute (AGI), Dolphin Books, Anchor/ Doubleday, Garden City, New York, 289 pp.
- Artagão, V.M., 2018. Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Brasil, 174 pp.
- Artagão, V.M., 2019. Lula Complex: 10 years and 1 million barrels per day, Geological Characterization and Modelling of a Unique Carbonate Reservoir, Apresentação de Sessão Especial da OTC Brasil.
- Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., 2005. Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk, Cambridge University Press.
- Baaske, U.P., Mutti, M., Baioni, F., Bertozzi, G., Naini, M.A., 2007. Using multi-attribute neural networks classification for seismic carbonate facies mapping: a workflow example from mid-Cretaceous Persian Gulf deposits, Geological Society, London, Special Publications, 277, pp. 105–120.
- Barnes, A.E., 2000. Attributes for automating seismic facies analysis, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Barnett, A.J., Fu, L., Rapasi, T., Scotellaro, C., Guha, J., Cabolova, A., Domingues, A.L., 2020. Seismic characterization and origin of clinoforms in lacustrine depositional environments: a case study from the Cretaceous of the South Atlantic, Geological Society, London, Special Publications, 509, 127-145, 11.
- Bergameshi, G.S., 2021. Relationship between porosity type and petroelastic properties for a complex carbonate reservoir, Master of Science in Petroleum Engineering, Politecnico di Torino, Itália, 85 pp.
- Black, M., 1933. The algal sediments of Andros Islands, Bahamas, The Royal Society of London, Philosophical Transactions, Series B, v.244, p. 271-276.

- Bontognali, T.R.R., Vasconcelos, C., Warthmann, R.J., Bernasconi, S.M., Dupraz, C., Strohmenger, C.J., Mckenzie, J.A., 2010. Dolomite formation within microbial mats in the coastal sabkha of Abu Dhabi (United Arab Emirates), *Sedimentology* 57 (3), 824–844.
- Braga, I.L.S., Moraes, F.S., 2013. High-resolution gathers by inverse Q filtering in the wavelet domain, *Geophysics*, 78, no. 2, V53–V61.
- Bruña, J.G., Carbó-Gorosabel, A., Estrada, P.L., Muñoz-Martín, A., Ten Brink, U.S., Balleste-ros, M.G., Pazos, A., 2014. Morphostructure at the junction between the Beata ridge and the Greater Antilles Island arc (offshore Hispaniola southern slope), *Tectonophysics*, 618, pp. 138-163.
- Buckley, J. D., Bosence, D.W., Elders, C.F., 2015. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil: Geological Society, Special Publications 418, 1–17.
- Bulhões, E.M., de Amorim, W.N., 2005., Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (TecVA), 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Brazil.
- Cainelli, C., Mohriak, W.U., 1999. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin, *Episodes*, 22(3), 206–216.
- Calvo, J.P., Blanc-Valleron, M.M., Rodríguez-Arandía, J.P., Rouchy, J.M., Sanz, M.E., 1999. Authigenic Clay Minerals in Continental Evaporitic Environments, *The International Association of Sedimentologists, Special Publications*, 27, 129–151.
- Carminatti, M., Dias, J., Wolff, B., 2009. From Turbidites to Carbonates: Breaking Paradigms in Deep Waters, Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- Carminatti, M., Wolff, B., Gamboa, L., 2008. New Exploratory Frontiers in Brazil, 19th World Petroleum Congress, Madrid, Spain.
- Carmo, M.C., 2021. Reconhecimento de Eletrofácies Carbonáticas e Interpretação Depositional e Diagenética, com base em dois poços do Pré-Sal da Bacia de Santos, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil, 186 pp.
- Carramal, N.G., Oliveira, D.M., Cacula, A.S.M., Cuglieri, M.A.A., Rocha, N.P., Viana, S.M., Toledo, S., Pedrinha, S., De Ros, L.F., 2022. Paleoenvironmental insights from the deposition and diagenesis of Aptian pre-salt magnesium silicates from the Lula Field, Santos Basin, Brazil, *Journal of Sedimentary Research*.
- Carvalho, A.M.A, Hamon, Y., de Souza Jr, G.O., Carramal, N.G., Collard, N., 2022. Facies and diagenesis distribution in an Aptian pre-salt carbonate reservoir of the

- Santos Basin, offshore Brazil: A comprehensive quantitative approach, *Marine and Petroleum Geology*, Volume 141.
- Castro, T.M., 2019. Avaliação Dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal No Campo De Búzios, Bacia De Santos, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil, 168 pp.
- Castro, T.M., Lupinacci, W.M., 2022. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 208.
- Catuneanu, O., 2006. Principles of sequence stratigraphy, Elsevier.
- Catuneanu, O., Zecchin, M., 2013. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves II: controls on sequence development, *Marine and Petroleum Geology*, 39(1), 26-38.
- Ceraldi, T.S., Green, D., 2016. Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology, *Geological Society, London, Special Publications*, 438, p 77–98.
- Chang, H.K., Assine, M.L., Corrêa, F.S., Tinen, J.S., Vidal, A.C.; Koike, L., 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46.
- Chopra, S., Marfurt, K.J., 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, Society of Exploration Geophysicists, 481 pp.
- Coates, G.R., Xiao, L.Z., Prammer, M.G., 1999. NMR Logging Principles and Applications, Halliburton Energy Services, Houston: Gulf Publishing Company.
- Cruz, N.M., 2019. Lula Complex: 10 years and 1 million barrels per day, Geophysical Characterization and Monitoring, Apresentação de Sessão Especial da OTC Brasil.
- Cruz, N.M., Cruz, J.M., Costa, M.M., Urasaki, E.N., Teixeira, L.M., Santos, M.S., Grochau, M.H., 2021a. First 4D Seismic Results for Tupi Field, Santos Basin, XVII Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro.
- Cruz, N.M., Cruz, J.M., Teixeira, L.M., Costa, M.M., Oliveira, L.B., Urasaki, E.N., Bispo, T.P., Jardim, M.S., Grochau, M.H., Maul, A.R., 2021b. Tupi Nodes pilot: A successful 4D seismic case for Brazilian presalt reservoirs, *The Leading Edge, Special Section – Latin America*: 886–896.

- Cruz, F.E.G., Madrucci, V., 2020. Uniformização da terminologia e atlas de geometrias positivas no Pré-sal (Andar Alagoas), Relatório Interno da Petrobras - Projeto *Mounds*, Rio de Janeiro, 224 pp.
- Cunha, C.A, Ruthner, M.P., Gontijo, R.C., Almeida S.H.M., 2013. Statistical Seismic Facies Estimation from Pseudo Impedance Data, 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro.
- Cunha, C.A., Damasceno, A., Teixeira, L., Pimentel, A., Cruz, N.M.S.M., Oliveira, T.A., 2019. High-Resolution Impedance Inversion, *Revista Brasileira de Geofísica*, 37(4): 461-469.
- Cypriano, L., Ferreira, D., Huard, B., Pereira, R., Jouno, F., Naomitsu, E., Cruz, N.M.S.M., Yin, A., Clarke, D., Jesus, C., 2019. OBN for Pre-Salt Imaging and Reservoir Monitoring – Potential and Road Ahead, 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brasil.
- Day, P.I., 1997. The Fischer diagram in the depth domain: a tool for sequence stratigraphy. *J. Sediment. Res.*, 67, 982–984.
- Della Porta, G., 2015. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature, Geological Society, London, Special Publications, v. 418, n. 1, p. 17-68.
- Deutsch, C.V., Journel A.G., 1998. *GSLib: geostatistical software library and user's guide*, 2nd edn., Oxford University Press, New York, 369 pp.
- Dias, R.M., 2020. Aumento de resolução através do uso do filtro Q inverso e da inversão acústica em reservatórios carbonáticos do Pré-sal da Bacia de Santos, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Brasil, 107 pp.
- Dias, R.M., Castro, T.M., Santos, M.A.C., Lupinacci, W.M., 2019. Understanding the Relationship between Acoustic Impedance and Porosity in the Presalt of the Buzios Field, Santos Basin, Conference Proceedings, First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production, European Association of Geoscientists & Engineers.
- Doligez, B., Hamon, Y., Barbier, M., Nader, F., Lerat, O., Beucher, H., 2011. Advanced Workflows for Joint Modelling of Sedimentary Facies and Diagenetic Overprint, Impact on Reservoir Quality, Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- Doyen, P.M., 2007. *Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective*, EAGE Publications, 256 pp.

- Duarte, O., 2003. Dicionário enciclopédico inglês-português de geofísica e geologia, Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf), 2 ed., Rio de Janeiro, 352 pp.
- Duarte, S. B., Meneses de Jesus, C., *et al.*, 2003. Artificial Intelligence for Prediction of Severe Fluid Losses in Pre-salt Carbonates, SPWLA 59th Annual Logging Symposium.
- Dupraz, C., Reid, R.P. Braissant, O., Decho, A.W., Norman, R.S., Visscher, P.T., 2009. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats, *Earth-Science Reviews*, 96, pp. 141-162.
- Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S., Incze, M.L., 2003. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks, *The Leading Edge*, 22 (7), 654–660.
- Ehigie, S.O., 2010. NMR - Openhole Log Integration: Making the Most of NMR Data Deliverables, Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- Ellis, D., Singer, J., 2007. *Well logging for earth scientists*, Springer.
- Faria, D., Reis, A.D., Souza Jr., O., 2017. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modelling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil, *Marine Petroleum Geology*, 88: 676-695.
- Fatah, T.Y.A., 2020. Análise de zonas de fraturas através de perfis de imagem em poços do Pré-sal da Bacia de Santos, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Brasil, 113 pp.
- Fatah, T.Y.A., Lupinacci, W.M., Freire, A.F.M, Gamboa, L.A.P, 2019. Borehole image analyses at presalt carbonate reservoirs of the Mero Field, Santos Basin, 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brasil.
- Fawad, M., Hansen, J., Mondol, N., 2020. Seismic-fluid detection-a review, *Earth-Science Reviews*, Volume 210.
- Fernandes, F.J.D., 2021., Inversão estocástica e classificação Bayesiana aplicadas no Pré-sal, Projeto Final de Graduação em Geofísica, Faculdade de Geofísica da Universidade Federal Fluminense, Brasil, 128 pp.
- Ferreira, D.J.A., Dias, R.M., Lupinacci, W.M., 2021a. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 201, p. 108441.

- Ferreira, D.J.A., Dutra, H.P.L., Castro, T.M., Lupinacci, W.M., 2021b. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates, *Marine and Petroleum Geology*, v. 124, 104828.
- Ferreira, D.J.A., Lupinacci, W.A., 2018. An approach for three-dimensional quantitative carbonate reservoir characterization in the Pampo field, Campos Basin, offshore Brazil. *AAPG BULLETIN*, v. 102, p. 2267-2282.
- Ferreira, D.J.A., Lupinacci, W.A., Neves, I.A., Zambrini, J.P.R., Ferrari A.L., Gamboa, L.A.P., Azul, M.O., 2019. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil, *AAPG Bulletin*, 103, 997–1012.
- Fischer, A.G., 1964. Lofer cyclothems of the Alpine Triassic. In *Symposium on Cyclic Sedimentation*, *Kans. Geol. Surv. Bull.*, vol. 167, 107–149.
- Formigli, J.F., 2007. Pre-salt reservoirs offshore Brazil: perspectives and challenges. In: *Bank of America Energy Conference*.
- Formigli, J.F., 2008. Santos Basin Pre-Salt Cluster: how to make production development technical and economically feasible, *RIO OIL AND GAS*, 14, Rio de Janeiro.
- Formigli, J.M., Pinto, A.C.C., Almeida, A.S., 2009. Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development – The Way Ahead, *Offshore Technology Conference*, 4–7 May Houston, Texas.
- Gaafar, G.R., Altunbay, M.M., Shaharudin, B.A.A., 2016. Perched-Water, the Concept and its Effects on Exploration and Field Development Plans in Sandstone and Carbonate Reservoirs, Paper presented at the *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Galloway, W.E., 1975. Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic depositional systems, In: M.L. Broussard (Ed.), *Deltas: Models for exploration* (pp. 87-98), Houston Geological Society.
- Gamboa, L.P., Machado, M., da Silveira, D., de Freitas, J., da Silva, S., 2009. Evaporitos estratificados no Atlântico Sul: interpretação sísmica e controle tectono-estratigráfico na Bacia de Santos, *Sal: Geologia e Tectônica, Exemplos nas Bacias Brasileiras*, Editora Beca, pp. 342-361.
- Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., Teixeira, L., Boechat, J.B., González, M., González, G., 2016. Refining Velocity Model within the Salt Section in Santos Basin: an Innovative Workflow to Include the Existing Stratification and its Considerations, *86th Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists (SEG)*.

- Gomes, J.P., Bunevich, R.B., Tedeschi, L.R., Tucker, M.E., Whitaker, F.F., 2020. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt, *Marine and Petroleum Geology*, v.113.
- Grant, M.A., 2009. Optimization of drilling acceptance criteria, *Geothermics*, 38, 247–253.
- Grant, M.A., Bixley, P.F., 2011. *Geothermal Reservoir Engineering*, Academic Press, New York, 117–118.
- Griffiths, M., Hembd J., Prigent H., 2011. Application of interbed multiple attenuation, *The Leading Edge*, 30(8): 906-912.
- Grotzinger, J.P., *et al.*, 2015. Deposition, exhumation, and paleoclimate of an ancient lake deposit, Gale crater, Mars, *Science*, 350 (6257).
- Guerra, A., 1993. *Dicionário Geológico Geomorfológico*, 8a Edição, Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Rio Janeiro, 298 pp.
- Hansen, D.M., Cartwright, J., 2006. The three-dimensional geometry and growth of forced folds above saucer-shaped igneous sills. *Journal of Structural Geology*, 28(8), pp. 1520-1535.
- Helland-Hansen, D., Magnus, I., Edvardsen, A., Hansen, E., 1997. Seismic inversion for reservoir characterization and well planning in the Snorre Field, *The Leading Edge*, 16(3), pp. 269-274.
- Hendry, J., Burgess, P., Hunt, D., Janson, X., Zampetti, V., 2021. Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs: an introduction and review, *Geological Society of London, Special Publications*, 509, pp. 1-28.
- Herlinger, R., 2016. Controles deposicionais e diagenéticos das propriedades petrofísicas dos reservatórios Aptianos/Barremianos do Grupo Lagoa Feia no norte da Bacia de Campos, *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS – BR, 124 pp.
- Herlinger, R., Freitas, G., Ramnani, C., De Ros, L., 2020. Petrological and Petrophysical Implications of Magnesian Clays in Brazilian Pre-Salt Deposits, *SPWLA 61st Annual Symposium*.
- Herlinger, R., Zambonato, E.E., De Ros, L.F., 2017. Influence of diagenesis on the quality of Lower Cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, 87(12), 1285-1313.

- Herrmann, P., Mojesky, T., Magesan, M., Hugonnet, P., 2000. De-aliased, high-resolution Radon transforms: 70th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1953–1956.
- Hulea, I.N., 2019. Perched water contacts: Understanding fundamental controls. *Petrophysics*, 60(3), pp. 438-449.
- Jesus, C., Azul, M.O., Lupinacci, W.M, Machado, L, 2017. Mapping of Carbonate Mounds in the Brazilian Presalt Zone, SEG International Exposition and 87th Annual Meeting, Texas, Resumo Expandido, P.3298-3303.
- Jesus, C., Azul, M.O., Lupinacci, W.M., Machado, L., 2019. Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone, *Interpretation*, 7(2): T467–T476.
- Johann, P., Camargo, G., Penna, R., Dias, R., 2013. Challenges in seismic imaging and reservoir characterization of presalt oilfields in offshore Brazil, *Offshore Technology Conference*.
- Johann, P.R., Martini, A.F., Maul A., Nunes, J.P.P., 2012. Reservoir Geophysics in Brazilian Pre-Salt Oilfields, *Offshore Technology Conference*.
- Johann, P.R.S., Monteiro, R.C., 2016. Geophysical Reservoir Characterization and Monitoring at Brazilian Pre-Salt Oil Fields, *Offshore Technology Conference*.
- Johann, P., Monteiro, R., *et al.*, 2023. Geofísica de Reservatórios no Pré-sal Brasileiro, as grandes descobertas do Pré-sal no Atlântico Sul. No Prelo.
- Kalkomey, C.T., 1997. Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties, *The Leading Edge*, 16(3).
- Kallweit, R., Wood, L., 1982. The limits of resolution of zero-phase wavelets, *Geophysics*, 47 (7), 1035–1046.
- Karagodin, Y.N., 1975. Mutual relationships between sedimentary cyclic complexes in sections of oil and gas bearing basins, *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 220, 1414–1416.
- Karner, G.D., Gambôa, L.A.P., 2007. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites, *Geological Society, London, Special Publications*, Vol. 285, pp. 15–35.
- Kenyon, W.E., Day, P.I., Straley, C., Willemsen, J.F., 1988. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones, *SPE Formation Evaluation*, vol. 3, pp. 622–636.

- Kingdon, A., Fellgett, M.W., Williams, J., 2016. Use of borehole imaging to improve understanding of the in-situ stress orientation of Central and Northern England and its implications for unconventional hydrocarbon resources, *Marine and Petroleum Geology*, v. 73, p. 1-20.
- Kirk, R., 2016. Seismic Facies Mapping-Getting More Geology into Your Play, ASEG/PESA-AIG, pp. 1–8.
- Kneller, E., Teixeira, L., Hak, B., Cruz, N.M.S.M., Oliveira, T.A.S., Cruz, J.M.N., Cunha, R.S., 2019. Challenges and Solutions of Geostatistical Inversion for Reservoir Characterization of the Supergiant Lula Field, IV European Association Geophysicists & Engineers Conference on Petroleum Geostatistics.
- Kumar, P.C., Omosanya, K.O., Sain, K., 2019. Sill Cube: an automated approach for the interpretation of magmatic sill complexes on seismic reflection data, *Marine Petroleum Geology*, Vol. 100, pp. 60–84.
- Labourdette, R., Hegre, J., Imbert, P., Insalaco, E., 2008. Reservoir-scale 3D sedimentary modelling: approaches to integrate sedimentology into a reservoir characterization workflow, The Geological Society, London, Special Publications.
- Lagriba, J.O.P., Hansen, S.M., Spalburg, M., Helmy, M., 2010, Borehole image tool design, value of information, and tool selection, *Dipmeter and borehole image log technology*, AAPG Memoir 92, p. 15-38.
- Lebedev, S., Boonen, J., Trampert, J., 2009. Seismic structure of Precambrian lithosphere: New constraints from broadband surface-wave dispersion, *Lithos*, Special Issue "Continental Lithospheric Mantle: The Petro-Geophysical Approach", 109, 96-111.
- Lee, M., Clechenko, C., 2018. PSOil below water: Perched water and high order sealing elements, implications for exploration in stratigraphic traps, In: AAPG Annual Convention & Exhibition, Salt Lake City, Utah, May 20-23.
- Lima, B.E.M., De Ros, L. F., 2019. Deposition, diagenetic and hydrothermal process in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, Offshore Brazil, *Sedimentary Geology*, v. 383, p. 55-81.
- Lüdmann, T., Betzle, C., Eberli, G.P., Reolid, J., Reijmer, J.J.G., Sloss, C.R., Bialik, O.M., Alva-rez-Zarikian, C.A., Alonso-García, M., Blatter, C.L., Guo, J.A., Haffen, S., Horozal, S., Inoue, M., Jovane, L., Kroon, D., Lanci, L., Laya, J.C., Mee, A.L.H., Nakakuni, M., Nath, B.N., Niino, K., Petruny, L.M., Pratiwi, S.D., Slagle, A.L., Su, X., Swart, P.K., Wright, J.D., Yao, Z., Young, J.R., 2018. Carbonate delta drift: a new sediment drift type, *Marine Geology*, 401, pp. 98-111.

- Lupinacci, W.M., Franco, A.P., Oliveira, S.A.M., Moraes, F.S., 2017. A combined time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of post-stack seismic data. *Geophysics*, 82, no. 1, V1–V6.
- Lupinacci, W., Fernandes, F. D., Neto, E. O., Vizeu, F., Freire, A. F. M., 2023. The importance of a priori models in the Bayesian facies classification in carbonate reservoirs, 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Vol. 2023, No. 1, pp. 1-5, European Association of Geoscientists & Engineers.
- Machado, M.A.P., 2018. *Pré-Sal: A saga, A história de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo*, 1ª edição, Rio de Janeiro, L&PM Editores.
- Magalhães, A.J.C., Raja Gabaglia, G.P., Frago, D.G.C., Bento Freire E., Lykawka, R., Arregui, C.D., Silveira, M.M.L., Carpio, K.M.T., De Gasperi, A., Pedrinha, S., Artagão, V.M., Terra, G.J.S., Bunevich, R.B., Roemers-Oliveira, E., Gomes, J.P., Hernández, J.I., Hernández, R.M., Bruhn, C.H.L., 2020. High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance - shallow marine, fluvial downstream, and lacustrine carbonate settings, *Earth-Science Reviews*, v. 210.
- Makhankova, A., Sautter, B., Manoj, M., Menier, M., Poppelreiter, M., 2020. Seismic stratigraphy and sedimentology of a Miocene carbonate platform in Luconia, South China Sea, *Geological Journal*, Vol. 56, pp. 1–17
- Marín, D., Escalona, A., Śliwińska, K.K., Nøhr-Hansen, H., & Mordasova, A.V., 2017. Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinofolds in the southwestern Barents Sea, *AAPG Bulletin*, v. 101, pp. 1487-1517.
- Maul, A., Cetale, M., Guizan, C., Corbett, P., Underhill, J.R., Teixeira, L., Pontes, R., González, M., 2021. The Impact of Heterogeneous Salt Velocity Models on the Gross Rock Volume Estimation: An Example from the Santos Basin Pre-Salt, Brazil, *Petroleum Geosciences*, 27(4).
- Maul, A., Fonseca, J., Teixeira, L., Barros, P., Boechat, J.B., Nunes, J.P., Yamamoto, T., González, M., González, G., 2018. Modeling Intra-Salt Layers when Building Velocity Models for Depth Migration: Examples of the Santos Basins, Brazilian Offshore, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 3764-3767.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2009. *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media*, Cambridge University Press.
- Mello, V.L., 2020. *Classificação de rochas carbonáticas do Pré-Sal com relação à composição mineralógica a partir de parâmetros elásticos*, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense, Brasil, 121 pp.

- Mello, V.L., Lupinacci, W.M., 2022. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 209.
- Menezes de Jesus, C., Compan, A. L. M., Surmas, R., 2016. Permeability Estimation Using Ultrasonic Borehole Image Logs in Dual-porosity Carbonate Reservoirs, *Petrophysics*, Vol. 57, pp 620-637.
- Menezes de Jesus, C., Coelho, J.R.P., Compan, A. L. M., Silveira A. E. S., Blauth, M., 2019, Evaluation of Karst Porosity Morphological Properties Through Borehole Image Logs – Correlation With Dynamic Reservoir Properties From a Pre-Salt Oil Field, OTC-Brazil, Rio de Janeiro.
- Milani, E.J., Rangel, H.D., Bueno, G.V., Stica, J.M., Winter, W.R., Caixeta, J.M., Neto, O.C.P., 2007. Bacias Sedimentares Brasileiras - Cartas estratigráficas – Introdução, *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2), p. 183-198.
- Minzoni, M., Cantelli, A., Thornton, J., Wignall, B., 2021. Seismic-scale geometries and sequence-stratigraphic architecture of Early Cretaceous syn-post rift carbonate systems, Presalt Section, Brazil, Geological Society, London, Special Publications, 509, 105-126.
- Mio, E., Chang, H.K., Corrêa, F.S., 2005. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos, *Revista brasileira de Geofísica*, v. 23, n. 3, p. 275-284.
- Mitchum, R.M., Vail, P.R., Sangree, J.B., 1977a. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences, *AAPG Memoir* 26, pp. 117–135.
- Mitchum, R.M., Vail, P.R., Thompson III, S., 1977b., Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis, *AAPG Memoir*, 26, pp. 53–63.
- Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., Machado, M.A.P., 2007. Bacia de Santos, *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.15, p. 531-549, Rio de Janeiro.
- Mukerji, T., Jørstad, A., Avseth, P., Mavko, G., Granli, J.R., 1988. Applying statistical rock physics and seismic inversions to map lithofacies and pore fluid probabilities in North Sea reservoir, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*.
- Muniz, M.C., Bosence, D.W.J., 2015. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates, *Geological Society Special Publication*, Vol. 418.

- Mutti, E., Tinterri, R., Magalhaes, P.M., Basta, G., 2007. Deep-water turbidites and their equally important shallower water cousins, AAPG Annual Convention, Long Beach, Tulsa.
- Neves, I.A., Lupinacci, W.M., Ferreira, D.J.A., Zambrini, J.P.R., Oliveira, L.O.A., Azul, M.O., Ferrari, A.L., Gamboa, L.A.P., 2019. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary evolution, *Interpretation*, 7(4).
- Normando, M., Nascimento, D., Souza, A.C., Oliveira, K., Nepomuceno, F., Barbosa, T.H., Salgueiro, A.R., Almeida, N.A., 2022. A proposal for reservoir geostatistical modeling and uncertainty analysis of the Curimã Field, Mundaú Sub-Basin, Ceará Basin, Brazil, *Journal of South American Earth Sciences*.
- Ojeda, H.A.O., Cesero, P., 1973. Bacias de Santos e Pelotas - geologia e perspectivas petrolíferas, Rio de Janeiro, Petrobras, Comunicação Interna, 50 pp.
- Oliveira, T., Cruz, N.M, Cruz, J.M., Cunha, R., Matos, M., 2019. Faults, Fractures and Karst Zones Characterization in a Pre-Salt Reservoir using Geometric Attributes, 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brasil.
- Oliveira, L., Pimentel, F., Peiro, M., Amaral, P., Christovan, J., 2018. A seismic reservoir characterization and porosity estimation workflow to support geological model update: pre-salt reservoir case study, Brazil, *First Break*, 36(9): 75-85.
- Oliveira, L.C., Rancan, C.C, Sartorato, A.C.L, Farias, F.A., Pereira, E., 2021. Drowning unconformities on presalt carbonate platforms – Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous), Santos Basin, offshore Brazil, *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Vol. 577.
- Oliveira, M.S., Henriques, M.V., Leite, F.E., Corso, G., Lucena, L.D., 2012. Seismic denoising using curvelet analysis, *Physica A-statistical Mechanics and Its Applications*, 391, 2106-2110.
- Papaterra, G.E.Z., 2010. Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Patrino, S., Helland-Hansen, W., 2018. Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins, *Earth-Science Reviews*, 185, 202-233.
- Pedrinha, S., Artagão, V.M., Moreira, T.P., Freitas, L.C. ., Richter, E., Santos, B.T., 2018. Reservoir Geology Aspects of Lula Supergiant Field, Santos Basin – Brazilian

- Pre-Salt Province, AAPG Annual Convention and Exhibition, Salt Lake City, Utah.
- Pedrinha, S., Artagão, V.M., Moreira, T P., Santos, B.T., Cruz, N.M.S. M, Cruz, J.M., Cortes, V.H., 2023, O Campo de Tupi, as grandes descobertas do Pré-sal no Atlântico Sul. No Prelo.
- Pei, S., Yin, X. Zong, Z., Li, K., 2021., High-resolution fixed-point seismic inversion, Interpretation 9, B25-B37.
- Pendrel, J., 2001. Seismic inversion - The best tool for reservoir characterization, CSEG Recorder, 26, no. 1, <http://csegrecorder.com/articles/view/seismic-inversion-the-best-tool-for-reservoircharacterization>.
- Pendrel, J., 2006. Seismic inversion – Still the best tool for reservoir characterization, CSEG Recorder, 31 (1), 5-12.
- Penna, R., Araujo, S., Geisslinger, A., Sansonowski, R., Oliveira, L., Rosseto, J., Matos, M., 2019. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian pre-salt province, The Leading Edge, 38 (1), 11–19.
- Penna, R., Lupinacci, W.M., 2021, 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate, Marine and Petroleum Geology, v. 124, 104829.
- Pereira, M.J., Feijó, F.J., 1994, Bacia de Santos, Boletim de Geociências da Petrobras, v. 8, n. 1, p. 219-234.
- Perri, E., Tucker, M.E., Slowakiewicz, M., Whitaker, F., Bowen, L., Perrotta, I.D., 2018. Carbonate and silicate biomineralization in a hypersaline microbial mat (Mesaieed sabkha, Qatar): roles of bacteria, extracellular polymeric substances and viruses, Sedimentology 65, 1–33.
- Pietzsch, R., Oliveira, D.M., Tedeschi, L.R., Queiroz Neto, J.V., Figueiredo, M., Vazquez, J.C., Souza, R.S., 2018. Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil, Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 507, p 60–80.
- Pirmez, C., Pratson, L.F., Steckler, M.S., 1998. Cliniform development by advection-diffusion of suspended sediment: modeling and comparison to natural systems. J. Geophys. Res. Solid Earth, 103 (B10), 24141–24157.
- Planke, S., Rasmussen, T., Rey, S.S., Myklebust, R., 2005. Seismic characteristics and distribution of volcanic intrusions and hydrothermal vent complexes in the

- Vøring and Møre basins, In Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series, 6 (1), pp. 833-844.
- Ponte, F.C., Asmus, H.E., 1978, Geological framework of the Brazilian continental margin, *Geologische Rundschau*, 67:235.
- Pöppelreiter, M., Garcia-Carballido, C., Kraaijveld, M., 2010. Borehole image log technology: application across the exploration and production life cycle, AAPG Memoir 92 2010.
- Posamentier, H.W., 2001. Seismic geomorphology and depositional systems of deep-water environments; observations from offshore Nigeria, Gulf of Mexico, and Indonesia (abs.), AAPG Annual Convention Program 10, 160 pp.
- Posamentier, H.W., Jervey, M.T., Vail, P.R., 1989. Eustatic controls on clastic deposition I: conceptual framework, In: Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G. St. C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., Van Waggoner, J.C. (Ed.), *Sea-level changes: an integrated approach*, Tulsa: SEPM, pp. 109-124.
- Posamentier, H.W., Kolla, V., 2003. Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Elements in Deep-Water Settings, *Journal of Sedimentary Research*, 73(3), pp. 367-388.
- Posamentier, H.W., Paumard, V., Lang, S.C., 2022. Principles of seismic stratigraphy and seismic geomorphology I: Extracting geologic insights from seismic data, *Earth-Science Reviews*, Volume 228.
- Raeesi, M., Moradzadeh, A., Ardejani, F.D., Rahimi, M., 2012. Classification and identification of hydrocarbon reservoir lithofacies and their heterogeneity using seismic attributes, logs data and artificial neural networks, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 82, pp.
- Ramnani, W.C., Santos, F.J., Parizek-Silva, Y., Madrucci, V., Araújo, C.C., Vasquez, F.G., Morschbacher, J.M., Bonzanini, F.A.L., Viana, M.S., Souza, S.R., Alves, B.D., Anjos, C.M. S, 2021. Magnesian Clay Minerals in Brazilian Pre-salt Province, International Meeting for Applied Geoscience and Energy.
- Ravenne, C., Galli, A., Doligez, B., Beucher, H., Eschard, R., 2000. Quantification of Facies Relationships Via Proportion Curves, *Quantitative Geology and Geostatistics*, vol 12, Springer, Dordrecht,
- Reading, H.G., 1996, *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy* (3rd ed.), Blackwell Science.
- Riccomini, C., Sant, L.G., Tassinari, C.C.G., 2012. Pré-sal: geologia e exploração, *Revista USP* (95), p 33–42.

- Rich, J.L., 1951. Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them, *Geological Society of America Bulletin*, 62(1), pp. 1-20.
- Rider, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*, Rider-French Consulting Ltd., 2.ed., Sutherland, Scotland, 280 pp.
- Rolfsvåg, T., Danielsen, T.M., 2016. Perched water static model, In: *The 23rd International SPE Bergen One-Day Seminar*, Society of Petroleum Engineers.
- Rosa, A.J, Carvalho, R.S., Xavier, J.A.D., 2006. *Engenharia de Reservatório de Petróleo*, Editora Interciência.
- Rosa, A.L.R., 2010. *Análise do Sinal Sísmico*, pp. 367, Sociedade Brasileira de Geofísica.
- Rosa, A.L.R., 2018. *The Seismic Signal and Its Meaning*, pp. 788, Society of Exploration Geophysicists.
- Rosa, M.B., Cavalcante Filho, J.S.A., Miyakawa, T.M., Freitas, L.C.S, 2019, *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA.
- Rosa A.R., Ulrych, T., 1991. Processing via spectral modeling, *Geophysics*, 56(8): 1244-1251.
- Russell, B.H., 1988. *An introduction to seismic inversion methods: Course Notes Series*, Society of Exploration Geophysicists.
- Saller, A., Rushton, S., Buambua, L., Inman, K., Mcneil, R., Dickson, J.A.D., 2016. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *AAPG Bulletin*, 100, p 1135–1164, 2016.
- Sangree, J.B., Widmier, J.M., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 9 - seismic interpretation of clastic depositional facies, *AAPG Memoir* 26, pp. 165–185.
- Santana, A.P., Pimentel, A.L., 2020. Case of Study: Quantitative Seismic Interpretation for Mapping Carbonate Reservoir Facies in Pre-Salt Province of Brazil, *Conference Proceedings, 82nd Annual Conference and Exhibition, European Association of Geoscientists and Engineers*.
- Sartorato, A.C.L, 2018. *Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Brasil, 277 pp.
- Schlumberger, 1989. *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*, Schlumberger Educational Services, Houston.

- Schön, J., 2015. Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos, 1ª edição, Rio de Janeiro, Elsevier.
- Schonewille, M.A., Aaron, P.A., 2007. Applications of time-domain high-resolution Radon demultiple: 77th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2565–2569.
- Serra, O., 1990. Element Mineral Rock Catalog, Schlumberger.
- Sheriff, R.E., 1975. Factors affecting seismic amplitudes, *Geophysical Prospecting*, 23, no. 1, 125–138.
- Sheriff, R.E., Margaret, S.S., 1980. *Seismic Stratigraphy*, IHRDC Publishers.
- Sokolov, A., Schulte, B., Shalaby, H., van der Molen, M., 2021. Seismic inversion for reservoir characterization, *Applied Techniques to Integrated Oil and Gas Reservoir Characterization*, Elsevier, Pages 329-351.
- Silva, E., Davólio, A., Santos, M., Schiozer, D., 2020. 4D petroelastic modeling based on a presalt well, *Interpretation*, 8, no. 3, T639–T649.
- Silva, S.F.C.R, Figueiredo, J.J.P., Coelho, P.H., Borghi, L., 2021. Evolução Tectonoestratigráfica da Formação Barra Velha na Área dos Campos de Lapa e Sapinhoá, Bacia De Santos – Brasil, *Geociências*, v. 40, n. 1, p. 55 - 69, ISSN: 1980-900X (online), UNESP, São Paulo, Brasil.
- Simm, R., Bacon, M., 2014., *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*, Cambridge University Press.
- Stack, D.Y, Vasavada, K.M., Arvidson, A.R., Calef, R.E., 2015. Deposition, exhumation, and paleoclimate of an ancient lake deposit, Gale crater, *Mars Science* 350 (6257).
- Strasser, A., Hilgen, F., Heckel, P., 2006. Cyclostratigraphy - Concepts, definitions, and applications, *Newsl. Stratigr.*, 42, 75–114.
- Strasser, A., Pittet, B., Hillgartner, H., Pasquier, J.B., 1999. Depositional sequences in shallow carbonate-dominated sedimentary systems: concepts for a high-resolution analysis, *Sediment. Geol*, 128, 201–221.
- Teixeira, L., Cruz, N.M.S.M., Silvany P., Fonseca, J., 2017. Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and pre-salt reservoirs, *The Leading Edge*, 36(11): 931–937.
- Teixeira, L., Lupinacci, W.M., Maul, A., 2020. Quantitative seismic-stratigraphic interpretation of the evaporite sequence in the Santos Basin, *Marine and Petroleum Geology*.

- 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., Blauth, M., Pittella Franco, M., Matsuda, N.S., Silva, N.G.C., Moretti, P.A., D'Avila, R.S.F., Souza, R.S., Tonietto, S.N., Anjos, S.M.C., Campinho, V.S., Winter, W.R., 2010. Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras, *Boletim de Geociências da Petrobras*, 18 (1), 9-29, Rio de Janeiro.
- Thiede, D.S., Vasconcelos, P.M., 2010. Paraná flood basalts: rapid extrusion hypothesis confirmed by new $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ results, *Geology*, v. 38, n. 8, p. 747-750.
- Thompson, D.L.; Stilwell, J.D.; Hall, M., 2015. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa, *Gondwana Research*, Vol. 28, pp. 26–51.
- Underschultz, J., 2007. Hydrodynamics and membrane seal capacity: *Geofluids*, Vol. 7, pp. 148–158.
- Underschultz, J.R., Ellis, G., Hennig, A., Bekele, E., Otto, C., 2002. Estimating formation water salinity from wireline pressure data, case study in the Vulcan Sub-Basin: Western Australian Basins 3, *Conference Proceedings*, pp. 285-303.
- Vail, P.R., Audemard, F., Bowman, S.A., Eisner, P.N., Perez-Cruz, G., 1991. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy, and sedimentology - an overview, in: Einsele, G., Ricken, W., Seilacher, A. (eds.), *Cycles and Events in Stratigraphy*: Berlin (Springer), pp. 617–659.
- Van der Land, C., Mienis, F., Haas, H., Frank, N., Swennen, R., Van Weering, T.C.E., 2010. Diagenetic processes in carbonate mound sediments at the south-west Rockall Trough margin, *Sedimentology*, Vol. 57, pp. 912-931.
- Vasquez, G.F., Morschbacher, M.J., Anjos, C.W.D., Silva, Y.M.P., Madrucci, V., Justen, J.C.R., 2019. Petroacoustics and Composition of Presalt Rocks from Santos Basin, *The Leading Edge*, 38(5): 342-348.
- Vasquez, G.F., Morschbacher, M.J., Ruthner, M.P., Silva, Y.M., Carmo, I.D., Ferreira, J., Anjos, C.W., Madrucci, V., Justen, J., 2019. Petrogeophysics of the Brazilian pre-salt rocks, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*.
- Vasquez, G.F., Morschbacher, M., Justen, J., Abreu, E., Ramnani, C., Madrucci, V., Silva, Y., Santos, J., Anjos, S., 2021. Yet More Insights on the Petrogeophysics of Pre-salt Rocks from Brazil, *Sociedade Brasileira de Geofísica*.
- Van Tuyl, J., Alves, T., Cherns, L., Antonatos, G., Burgess, P., Masiero, I., 2019. Geomorphological evidence of carbonate build-up demise on equatorial margins:

- a case study from offshore northwest Australia, *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 104, pp. 125–149.
- Verma, S., Chopra, S., Ha, T., Li, F., 2022. A review of some amplitude-based seismic geometric attributes and their applications, *Interpretation*, Vol. 10, No. 1, p. B1–B12.
- Vital, J.C. S., Ade, M.V.B., Morelato, R., Lupinacci, W.M., 2023. Compartmentalization and stratigraphic-structural trapping in pre-salt carbonate reservoirs of the Santos Basin: A case study in the Iara complex. *Marine and Petroleum Geology*, 130.
- Wang, Y., 2008. *Seismic inverse Q filtering*, Blackwell Publishing Ltd.
- Wang, Y., 2014. *Seismic Inversion: Theory and Applications*, first ed. Wiley-Blackwell.
- Wang, W., Lin, C., Zhang, X., Dong, C., Ren, L., Lin, J., 2022. Discussion of seismic diagenetic facies of deep reservoir in the East China Sea Basin, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 208, Part A.
- Widess, M.B., 1973. How thin is a thin bed? *Geophysics*, 38(6), 1176–1180.
- Wyman, R. E., 1981. *Petrogeophysics: The Interrelationships of Petrophysics, Geology and Geophysics*, American Association of Petroleum Geologists, 90 pp.
- Wood, R., 2001. Are reefs and mud mounds really so different? *Sedimentary Geology*, 145(3-4), pp. 161-171.
- Wright, V.P., Barnett, A.J., 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates, *London Geological Society, Special Publications*, 418(1).
- Wright, V.P., Barnett, A.J., 2017a. Classifying reservoir carbonates when the status quo simply does not work: A case study from the Cretaceous of the South Atlantic: *AAPG Annual Conference and Exhibition*, 108–121.
- Wright, V.P., Barnett, A.J., 2017b. Critically evaluating the current depositional models for the pre-salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil: *AAPG Annual Conference and Exhibition: Search and Discovery*, 1–40.
- Wright, V.P., Barnett, A.J., 2019. The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil, *Facies*, v. 66, 18 pp.
- Wright, V.P., Rodriguez K., 2018. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt microbialite reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model: *First Break*, 36, p 71–77.

- Xu, G., Haq, U.B., 2022. Seismic facies analysis: Past, present and future, *Earth-Science Reviews*, Volume 224.
- Xu, S., Payne, M., 2009. Modeling elastic properties in carbonate rocks, *The Leading Edge*, 28, no. 1, 66–74.
- Yang, D., Huang, Y., Chen, Z., Huang, Q., Ren, Y., Wang, C., 2021. A python code for automatic construction of Fischer plots using proxy data, *Nature, Scientific Reports*, 11, 10518.
- Yilmaz, O., 1987. *Seismic Data Processing*. Society of Exploration Geophysicists - SEG, Tulsa, 527 pp.
- Yilmaz, O., 2001. *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 1028 pp.
- Zahmatkesh, I., Kadkhodaie, A., Soleimani, B., Azarpour, M., 2021. Integration of well log-derived facies and 3D seismic attributes for seismic facies mapping: A case study from mansuri oil field, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 202.
- Zhang, X.G., Zhang, T., Ju, C.X., Lin, C.Y., Dong, C.M., Lin, J.L., Han, S., 2018., A Quantitative Method and Workflow for Diagenetic Facies Prediction of Tight Reservoir Based on Multiple Scale Information, Volume 7, China Patent, ZL201510895321.
- Zhao, F., Wu, S., Sun, Q., Huuse, M., Li, W., Wang, Z., 2014. Submarine volcanic mounds in the Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea, *Marine Geology*, Vol. 355, pp. 162-172.
- Zhao, T., Jayaram, V., Roy, A., Marfurt, K.J., 2015. A comparison of classification techniques for seismic facies recognition, *Interpretation*, 3(4), SAE29–SAE58.
- Zhu, X.M., Dong, Y.L., Zeng, H.L., Lin, C.Y., Zhang, X.G., 2020. Research status and thoughts on the development of seismic sedimentology in China, *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 22 (3), pp. 397–411.
- Zoeppritz, K., 1919. Über reexion und durchgang seismischer wellen durch unстетigkerlsaschen, *Mathematish-physikalische Klasse*, K1:57-84.