



Universidade Federal do Rio Grande do Sul  
Instituto de Geociências  
Departamento de Mineralogia e Petrologia



**MICHELLE CARDOSO DA SILVA**

**ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DO PRÉ-SAL APTIANO-BARREMIANO  
(GRUPO GUARATIBA) DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

**Porto Alegre, 2024**

**MICHELLE CARDOSO DA SILVA**

**ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DO PRÉ-SAL APTIANO-BARREMIANO  
(GRUPO GUARATIBA) DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Apresentado na forma de monografia, junto à disciplina Projeto Temático em Geologia III, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

**Orientador:** Prof. Dr. Juliano Kuchle

Porto Alegre, 2024

### CIP - Catalogação na Publicação

Da Silva, Michelle Cardoso  
ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DO PRÉ-SAL  
APTIANO-BARREMIANO (GRUPO GUARATIBA) DO CAMPO DE  
BÚZIOS, BACIA DE SANTOS / Michelle Cardoso Da Silva.  
-- 2024.  
73 f.  
Orientador: Juliano Kuchle.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto  
de Geociências, Curso de Geologia, Porto Alegre,  
BR-RS, 2024.

1. Sismoestratigrafia. 2. Aptiano. 3. Bacia de  
Santos. 4. Pré-sal. 5. Campo de Búzios. I. Kuchle,  
Juliano, orient. II. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE MINERALOGIA E PETROLOGIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova o Trabalho de Conclusão de Curso **ANÁLISE SISMOESTRATIGRÁFICA DO PRÉ-SAL APTIANO-BARREMIANO (GRUPO GUARATIBA) DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**, elaborado por **MICHELLE CARDOSO DA SILVA**, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

**Comissão Examinadora:**

---

Profa. Dra. Amanda Goulart Rodrigues (UFRGS)

---

Dra. Rita Fabiane Guasina de Oliveira

---

Dra. Sabrina Danni Altenhofen (IPR-PUCRS)

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero expressar minha profunda gratidão aos meus pais, Sônia e Alexandre, que me apoiaram e me deram suporte não apenas ao longo de toda a minha trajetória acadêmica, mas em cada etapa da minha vida. Sou imensamente grata pelos sacrifícios que fizeram, muitas vezes abrindo mão de seus próprios desejos, para que eu pudesse chegar até aqui. Também agradeço por terem me ensinado, com tanto empenho, a amar e respeitar vidas que frequentemente são negligenciadas. Por fim, não posso deixar de agradecer às muitas vidas animais que cruzaram meu caminho e enriqueceram minha existência. Em especial, obrigada Ninja, por ser meu principal parceiro de aulas ERE durante a pandemia. Obrigada Wanda, por aguentar minhas carências. E brigada Romanoff, por ter aguentado tanto, e ter me escolhido pra passar seus últimos anos de vida. Agradeço a dezenas, talvez chegando na casa das centenas de vidinhas que fazem ou já fizeram parte da minha vida, e que não teria como listar todos.

Expresso minha gratidão ao meu orientador, Juliano Kuchle, por sua orientação e paciência, não desistindo do meu trabalho, mesmo quando eu mesma pensei em desistir. Agradeço também, de forma especial, à minha orientadora de bolsa, Renata Alvarenga, por oferecer o incentivo necessário nos momentos em que eu necessitei, permitindo que eu desse continuidade no meu trabalho. Por fim, meu sincero agradecimento a Andrey Pinheiro por toda a ajuda prestada.

Agradeço ao apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, assim como a ANP pelo fornecimento dos dados utilizados, dentro da política nacional de cessão de dados às universidades para desenvolvimento de pesquisas acadêmicas.

Agradeço aos amigos que estiveram ao meu lado nessa etapa final do curso. Destaque para o grupo “Vini, Mel, Brose, Thai e Lo” por tantos momentos divertidos juntos e planos frustrados de visitas ao Velho Solitário da Montanha e Seus Fiéis Escudeiros Cachorros (e sapos), inclusive obrigada professor Fernandes (*i.e.*, Coquinho).

Obrigada Vinicius Hilgert e Melissa Dorneles, não teria como esquecer de todas as risadas, viagens, jantares e aquelas calibrações de Argônio. Obrigada Thiane Niederauer, por fazer eu sentir o conforto de ter e ser uma amiga. Obrigada meu amigo Iago Dubbon, por dividir comigo as manhãs em meio a conversas e poços. Muito obrigada Marta Rubbo, pelas horas de conversas, e tu se tornar como uma entidade e exemplo de personalidade pra mim. Obrigada André Mexias por todo o acolhimento e conversas sobre cinema. Obrigada Angela Fossa, pelo carinho às vezes em forma de risoto de pêra e gorgonzola zero lactose. Obrigada Laura Muller, por ser minha amizade de baixa manutenção, e sentir um carinho mútuo.

Não poderia deixar de expressar meus agradecimentos às pessoas com as quais, embora algumas eu não mantenha mais contato, reconheço a importância que tiveram ao longo da minha trajetória acadêmica. Obrigada Aline, Ballico e Karen

por terem sido amigas essenciais no início da graduação. Obrigada Caroline Azzolini, cuja amizade e apoio foram fundamentais em um período conturbado da minha vida. Obrigada Adriel, por todo o suporte, convivência e a amizade desde o ensino médio. Obrigada Amanda Pericolo, pelo carinho que se iniciou em uma aula qualquer de meteorologia. E obrigada a todas as amigas e parcerias feitas durante a graduação, cada uma desempenhou um papel significativo na minha trajetória.

Por último, gostaria de agradecer ao Lorenzo Fossa Sampaio Mexias, mesmo sabendo que infinitas palavras não seriam suficientes para dizer o quanto eu sou agradecida a ele. Talvez sem ele o céu dos Andes não fosse tão estrelado, talvez Caçapava do Sul e São Gabriel não fossem cidades tão especiais, talvez o Inter fosse só um time e não o “Vamo Colorado!” e talvez esta monografia não houvesse sido finalizada. Obrigada por todo o suporte emocional, intelectual e parceria. Lo, te ter perto é um privilégio. “Yo y mi amorcito contra el mundo”.

*"Nothing is static. Everything is falling apart"*

*Chuck Palahniuk*

## RESUMO

Atualmente, a Bacia de Santos representa a maior bacia sedimentar *offshore* brasileira e é responsável por mais de 70% da produção nacional de óleo e gás. A área de estudo se localiza na porção central do Campo de Búzios, o qual é o segundo maior produtor. O Grupo Guaratiba, alvo deste trabalho, localiza as principais seções do pré-sal e é composta pelas Formações Piçarras, Itapema e Barra Velha. A evolução do Grupo Guaratiba teve sua origem a partir do processo de rifteamento e abertura do oceano atlântico sul durante o Cretáceo Inferior. A realização deste trabalho foi conduzida com base na aplicação da metodologia sismoestratigráfica, com a utilização de uma linha sísmica (R0258-1747) e dois poços para amarração (2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS), tais dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Foi realizado o mapeamento de topo e base do intervalo, assim como a análise dos refletores e suas terminações. A partir da interpretação e mapeamento das seções sísmicas, foram identificadas três unidades sismoestratigráficas, US1, US2 e US3, que representam respectivamente as Formações Piçarras, Itapema e Barra Velha. Com base em parâmetros sísmicos como amplitude do sinal e continuidade dos refletores, foi possível definir duas texturas sísmicas (TS-A e TS-B), as quais foram individualizadas dentro de cada unidade. As texturas sísmicas cruzadas com dados de poços permitiram a caracterização das sismo fácies dentro de cada unidade sismoestratigráfica. Desse modo, foi gerado diagramas cronoestratigráficos permitindo visualizar padrões deposicionais das sismo fácies ao longo das unidades, assim como a especulação das principais fácies com possíveis zonas de rochas geradoras e reservatórios para o intervalo produtor do pré-sal Aptiano/Barremiano da Bacia de Santos. Desta forma, foi possível uma melhor compreensão do Grupo Guaratiba no contexto do Campo de Búzios, fornecendo subsídios para otimizar a produção do campo e modelos para exploração de campos relacionados. O presente trabalho foi realizado com apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.

**Palavras-Chave:** Sismoestratigrafia; Aptiano; Bacia de Santos; Pré-sal; Campo de Búzios.



## ABSTRACT

The Santos Basin is currently Brazil's largest offshore sedimentary basin and is responsible for more than 70% of the country's oil and gas production. The study area is located in the central portion of the Búzios Field, which is the second largest producer. The Guaratiba Group, the target of this study, is the location of the main pre-salt unit and comprises the Piçarras, Itapema and Barra Velha Formations. The evolution of the Guaratiba Group originated from the process of rifting and opening of the South Atlantic Ocean during the Lower Cretaceous. This work was based on the application of seismostratigraphic methodology, using a seismic line (R0258-1747) and two exploratory wells (2-ANP-1-RJS and 3-BRSA-1064-RJS), with data supplied by the National Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP). Mapping of the top and bottom of the interval was carried out, as well as analysis of the reflectors and their terminations. Based on the interpretation and mapping of the seismic sections, three seismostratigraphic units were identified, US1, US2 and US3, which represent the Piçarras, Itapema and Barra Velha Formations respectively. Based on seismic parameters such as signal amplitude and reflector continuity, it was possible to define two seismic texture (TS-A and TS-B), which were individualized within each unit. Seismic textures crossed with well data allowed the characterization of seismic facies within each seismic stratigraphic unit. In this way, a chronostratigraphic diagram were generated, making it possible to visualize depositional patterns of the seismic facies along the units, as well as speculating the main facies with possible source rock zones and reservoirs for the Aptian/Barremian pre-salt producing interval of the Santos Basin. In this way, it was possible to gain a better understanding of the Guaratiba Group in the context of the Búzios Field, providing subsidies for optimizing the field's production and models for exploring related fields. This study was financed by the Human Resource Program of The Brazilian National Agency for Petroleum, Natural Gas, and Biofuels – PRH-ANP, supported with resources from oil companies considering the contract clause nº 50/2015 of R, D&I of the ANP.

**Keywords:** Seismic stratigraphy; Pre-salt; Santos Basin; Aptian; Sag Basin; Búzios Field.

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>2 OBJETIVOS.....</b>	<b>17</b>
<b>3 ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>18</b>
3.1 Localização e Contexto Geológico.....	18
3.2 Evolução tectono-estratigráfica de bacias rifte.....	20
3.3 Evolução tectono-estratigráfica de bacias sag.....	25
3.4 Sismoestratigrafia.....	26
<b>4 METODOLOGIA.....</b>	<b>32</b>
4.1 Revisão bibliográfica.....	32
4.2 Levantamento de dados.....	32
4.3 Sismoestratigrafia.....	34
<b>5 RESULTADOS.....</b>	<b>36</b>
5.1 Mapeamento de topo e base.....	36
5.2 Padrão de Refletores e Terminações.....	41
5.3 Unidades Sismoestratigráficas.....	44
5.4 Texturas sísmicas e Sismofácies.....	47
5.5 Carta Cronoestratigráfica.....	53
<b>6 DISCUSSÃO.....</b>	<b>58</b>
6.1 Modelo de Deposição e Evolução.....	58
6.2 Potenciais Reservatórios - Heterogeneidades e Complexidades.....	62
<b>7 CONCLUSÃO.....</b>	<b>64</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>67</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribuição da produção de petróleo por bacia, observando o grande percentual atuante da bacia de Santos. Fonte: ANP/SDP/SIGEP. Janeiro/2023.....	15
Figura 2: Dados da produção total em barris de óleo equivalente por dia (Mboe/d). Fonte: ANP/SDP/SIGEP. Janeiro/2023.....	16
Figura 3: Mapa de localização. A) Brasil e suas bacias costeiras, com detalhe para a Bacia de Santos. B) Posição da Linha Sísmica RD258-1747 e do Campo de Búzios.....	18
Figura 4: Carta cronoestratigráfica na Bacia de Santos. (CAM = Camboriú Fm., PIÇ = Piçarras Fm., ITP = Itapema Fm., BVE = Barra Velha Fm., ARI = Ariri Fm.). Modificado de Moreira, et al. 2007.....	19
Figura 5: (A) Seção sísmica idealizada de uma bacia rifte ideal, no qual cada trato de sistemas tectônico pode ser identificado. (B) Seção vertical idealizada do centro da bacia, interpretada como uma indicação das mudanças no controle tectônico sobre o sistema deposicional. Modificado de Prosser (1993).....	22
Figura 6: Modelo geométrico fundamental, que utiliza critérios estratais para distinguir a seção sin-rifte das seções pré e pós-rifte, além de suas respectivas discordâncias. (Modificado de Bosence, 1998).....	23
Figura 7: (A) Modelo estratigráfico proposto para uma bacia rifte, abrangendo os tratos de sistemas tectônicos, as tendências deposicionais e as superfícies limitantes. (B) Representação sísmica do modelo estratigráfico acima descrito, ilustrando as terminações estratais e as configurações dos refletores. (Kuchle e Scherer, 2010).....	25
Figura 8: Esquema ilustrativo dos estágios evolutivos rifte (sin-rifte) e sag. Observa-se que ainda persiste a topografia residual da fase rifte nas etapas iniciais e intermediárias da fase sag. Elaborado por Amarante 2021, a partir da descrição de Gabrielsen et al. (2001).....	26
Figura 9: Diagrama das terminações com os limites de sequências deposicionais. (Modificado de Mitchum, 1977).....	27
Figura 10: Diagrama de representação de padrões de configurações de fácies sísmicas (Fonte: Barboza (2005) modificado de Mitchum et al., 1977).....	29
Figura 11: Diagrama com padrões de geometria externa das sismofácies (lençol, lençol ondulado, cunha, banco e lenticular), seus tipos de preenchimento (em canal, de bacia e de talude) e formas montiformes (generalizada e em leque).Modificado de Mitchum e Vail (1977).....	30

Figura 13: Representação de padrões de configuração interna de algumas fácies sísmicas de preenchimento. Modificado de Mitchum e Vail (1977).....	31
Figura 15: Linha sísmica R0258-1747.....	34
Figura 16: Linha sísmica RD258-1747 com superfície de Topo (rosa) que separa o intervalo de estudo da camada de sal. Superfície de base (amarelo) que separa o intervalo de estudo do embasamento econômico.....	37
Figura 17: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal.....	37
Figura 18: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).....	37
Figura 19: Seção A em detalhe, representando a porção proximal da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).....	38
Figura 20: Seção B em detalhe, representando a porção central da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).....	39
Figura 21: Seção C em detalhe, representando a porção distal da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).....	40
Figura 22: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com refletores, terminações e falhas interpretadas.....	41
Figura 23: Seção A em detalhe, representando a porção proximal da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.....	42
Figura 24: Seção B em detalhe, representando a porção central da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.....	42
Figura 25: Seção C em detalhe, representando a porção distal da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.....	43
Figura 26: Arcabouço Estratigráfico do intervalo de estudo a US1 em laranja, a US2 em roxo, a US3 em verde, e as superfícies 1 e 2 mapeadas. O topo do intervalo em rosa e o limite basal em amarelo.....	44
Figura 27: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.....	45
Figura 28: Seção A, porção proximal, da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja e US2 em roxo.....	46
Figura 29: Seção B, porção central da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com	

unidades mapeadas. US1 em laranja e US2 em roxo.....	46
Figura 30: Seção C, porção distal, da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.....	47
Figura 31: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	49
Figura 33: Seção B, da porção central da linha sísmica R0258-1747, em detalhe em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	50
Figura 34: Seção C, da porção distal da linha sísmica R0258-1747, em detalhe em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	50
Figura 35: A) Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa. B) Detalhe da porção mostrando as texturas sísmicas e localização dos poços. C) Detalhe da porção mostrando unidades e localização dos poços. D) Poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS com litologias presentes.....	51
Figura 36: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.....	54
Figura 37: Seção A da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.....	54
Figura 38: Seção B da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.....	55
Figura 39: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	55
Figura 40: Seção A da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	56
Figura 41: Seção B da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.....	56
Figura 42: Modelo conceitual simplificado ilustrando a Fase Riffe e Fase Sag. Fonte: Modificado de Pietzsch et. al. 2018.....	59
Figura 43: Diagrama esquemático da deposição da Formação Piçarras.....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Atributos com suas características e aspectos visuais.....	35
Tabela 2: Exemplos de terminações de refletores truncamento erosivo, toplap, onlap e downlap encontrados na linha sísmica R0258-1747.....	43
Tabela 3: Texturas sísmicas com exemplos em diferentes atributos e características.....	48
Tabela 4: Textura sísmica de cada unidade sismoestratigráfica contendo descrição e interpretação.....	53
Tabela 5: Comparativo de potenciais geradores e reservatórios entre texturas sísmicas das unidades.....	64

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

2D – Duas dimensões

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

boe – Barril de óleo equivalente

Fm – Formação

km – Quilômetros

m – Metros

Mb – Membro

ms – Milissegundos

SF – Sismofácies

TWT – two-way-traveltime

UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

US – Unidade Sísmica

## 1 INTRODUÇÃO

As primeiras incursões exploratórias na Bacia de Santos foram iniciadas ainda nos anos 70, porém não houve êxito nas buscas por óleo e gás. Na década de 80, houve aumento das expectativas quanto ao potencial de exploração após a descoberta dos campos de Merluza, Tubarão, Coral e Caravela. Com a criação da Lei do Petróleo, em 1997, a Bacia de Santos foi alvo de altos investimentos da indústria petrolífera, culminando na descoberta do pré-sal no ano de 2006, modificando o cenário exploratório do Brasil (ANP, 2017).

Com uma área aproximada de 350.000 km<sup>2</sup>, a Bacia de Santos, atualmente, representa a maior bacia sedimentar *offshore* do Brasil. Com o total de 28 campos produtores, é responsável por cerca de 74,08% da produção nacional de petróleo, como mostra o gráfico do boletim de produção do ano de 2023, da Agência Nacional do Petróleo (Figura 1).

### Distribuição da produção de petróleo por bacia

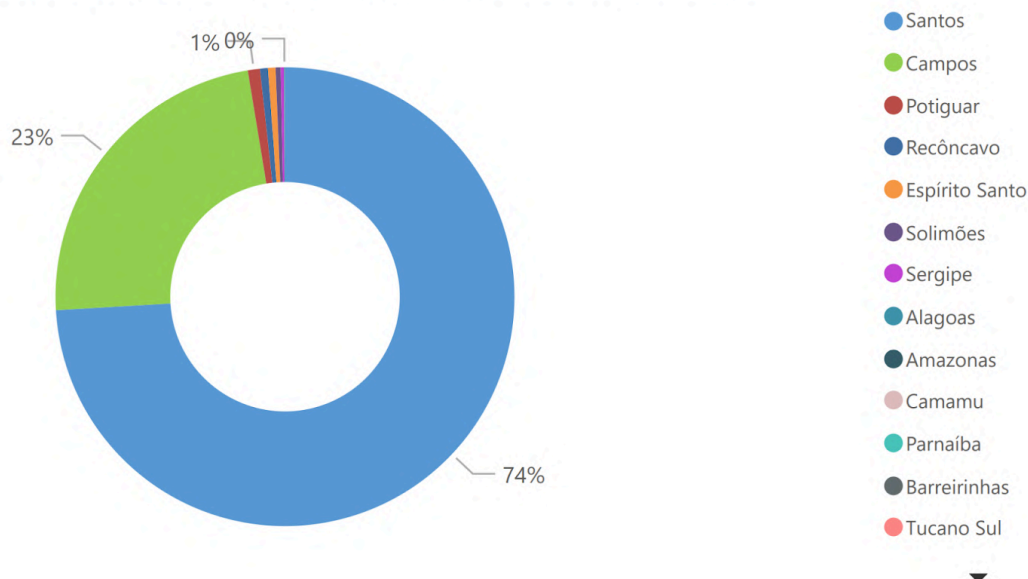


Figura 1: Distribuição da produção de petróleo por bacia, observando o grande percentual atuante da bacia de Santos. Fonte: ANP/SDP/SIGEP. Janeiro/2023.

O Campo de Búzios, um dos principais campos produtores de óleo e gás da Bacia de Santos, foi descoberto devido a perfuração do poço 2-ANP-1-RJS, como



resultado de um projeto da Petrobras junto a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos anos de 2009 e 2010, e declarada a comercialidade no ano de 2013. Atualmente, o campo corrobora com uma produção diária chegando perto dos 900 mil barris de óleo equivalente por dia (Mboe/d) (ANP - Boletim da produção de petróleo e gás natural, 2023) (Figura 2).

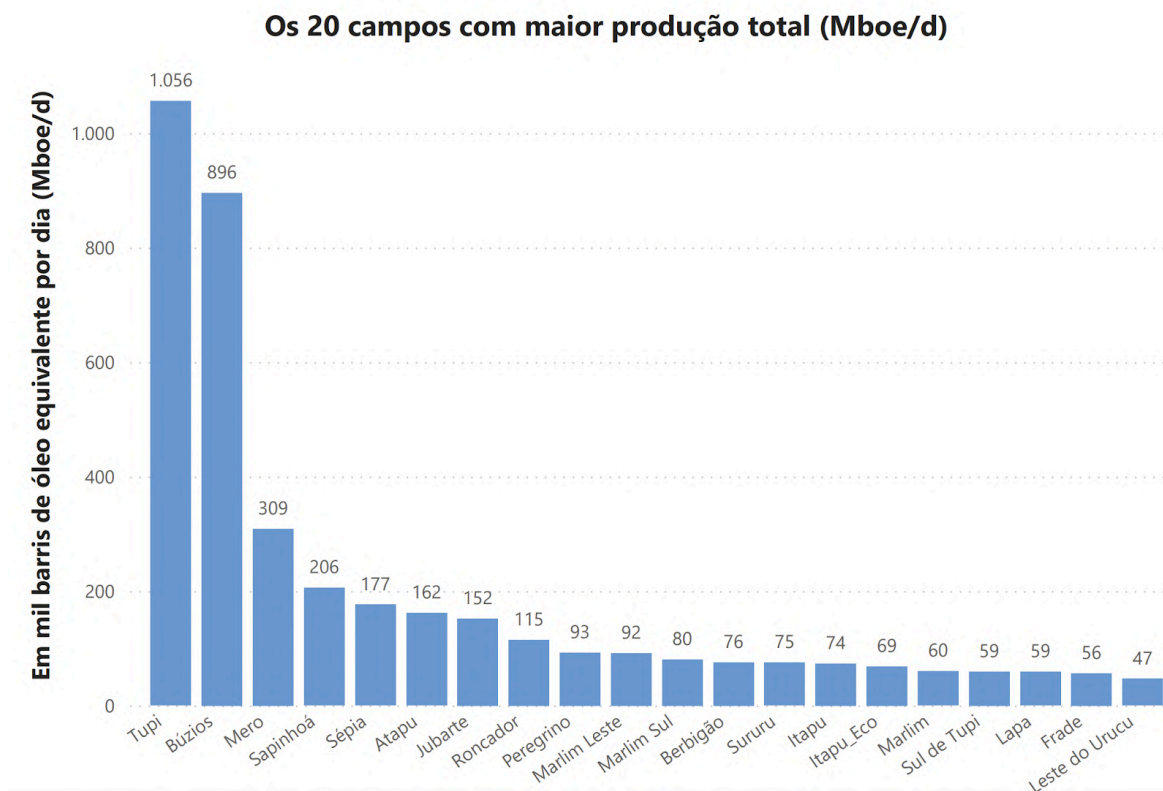


Figura 2: Dados da produção total em barris de óleo equivalente por dia (Mboe/d). Fonte: ANP/SDP/SIGEP. Janeiro/2023.

A área de estudo, campo de Búzios, tem sua origem a partir do processo de rifteamento do paleocontinente Gondwana, ocorrido durante o Cretáceo Inferior, iniciado na porção sul e evoluindo para uma margem passiva (Chang *et al.*, 2008). Segundo Moreira *et al.* (2007), seus reservatórios estão situados no intervalo de idade Aptiano/Barremiano, fazendo parte do Grupo Guaratiba. O grupo abrange as Formações Piçarras, Itapema e Barra Velha, e está delimitado na base com o topo dos basaltos da Formação Camboriú, e no topo por uma discordância regional separando a Formação Barra Velha dos evaporitos da Formação Ariri, topo do andar Alagoas.

Embora a área de estudo possua uma grande quantidade de dados, ainda carece de estudos específicos sobre modelos geológicos e evolutivos com enfoque sismoestratigráfico, justificando a realização deste trabalho. Nesse contexto, o estudo da sismoestratigrafia da região do pré-sal do Campo de Búzios, representa grande importância para o entendimento dos processos deposicionais e evolutivos da região, que fornece subsídios para otimização da produção de petróleo e gás do campo e possibilitando o desenvolvimento de modelos para exploração de outros campos relacionados.

## **2 OBJETIVOS**

Este estudo tem como objetivo principal desenvolver um modelo evolutivo e deposicional para o intervalo produtor do pré-sal Aptiano/Barremiano do Campo de Búzios, fornecendo subsídios para otimizar a produção do campo e modelos para exploração de outros campos relacionados.

Para alcançar o objetivo principal, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Análise sismoestratigráfica do intervalo Rife/Sag do Grupo Guaratiba, identificando unidades sísmicas e reconhecendo, texturas sísmicas, sismofácies e padrões litológicos.
- Elaboração de um diagrama cronoestratigráfico para o intervalo estudado, baseados na análise das unidades estratigráficas e sua correlação com eventos globais.
- Integração de dados sísmicos e de poços exploratórios, amarrando as texturas sísmicas com perfis de poço para determinar as sismofácies, a fim de definir modelos de fácies e sistemas deposicionais.
- Estabelecer um modelo geológico para o intervalo estudado, que descreva o contexto deposicional e as associações de fácies presentes, bem como o modelo evolutivo da bacia sedimentar, com base nas superfícies estratigráficas limitantes e nas unidades deposicionais definidas.

### 3 ESTADO DA ARTE

#### 3.1 Localização e Contexto Geológico

A Bacia de Santos, a maior bacia sedimentar marítima do Brasil, está localizada na porção sudeste da margem continental brasileira e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina. Com uma área com cerca de 350.000 km<sup>2</sup> e cota batimétrica chegando aos 3.000 m. A bacia é limitada a sul com a Bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis e a norte com a Bacia de Campos pelo alto de Cabo Frio. A área de estudo, é o Campo de Búzios, localiza-se na porção centro-norte da Bacia de Santos, sob uma profundidade de aproximadamente 1900 m de lâmina d'água (ANP, 2016) (Figura 3).

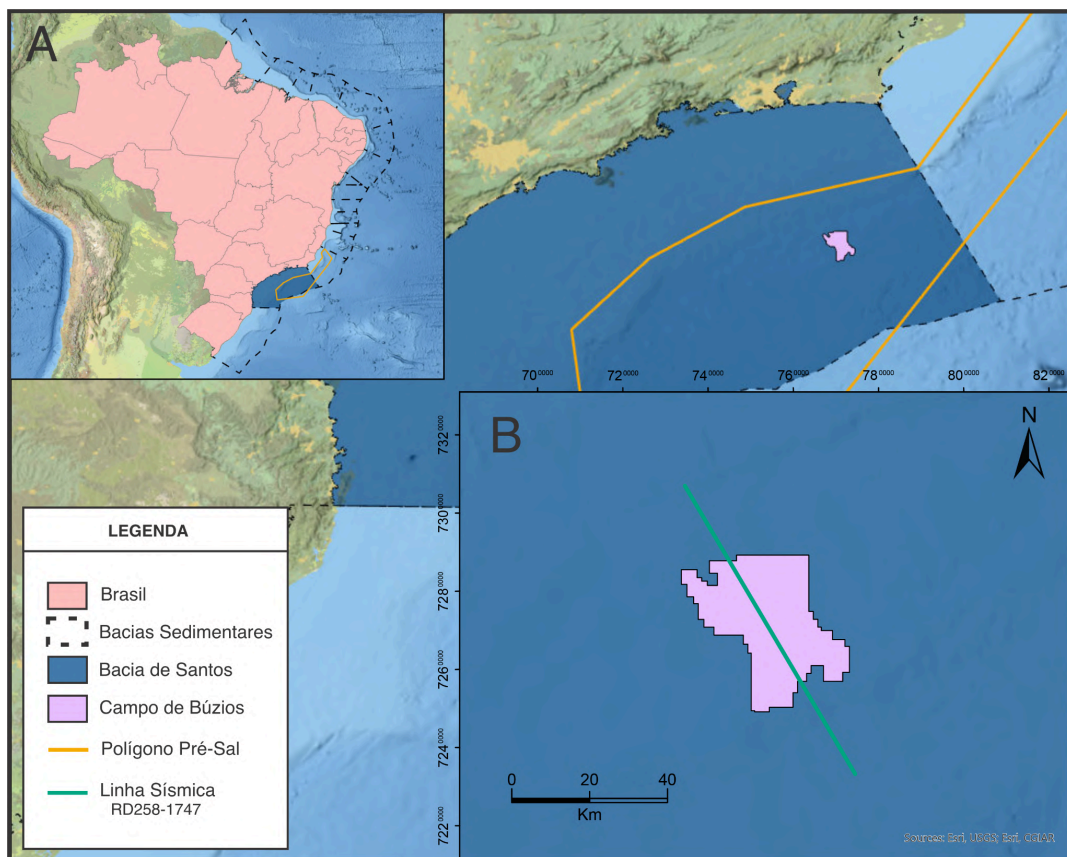


Figura 3: Mapa de localização. A) Brasil e suas bacias costeiras, com detalhe para a Bacia de Santos. B) Posição da Linha Sísmica RD258-1747 e do Campo de Búzios.

Os reservatórios da Bacia de Santos são decorrentes do processo de rifteamento do supercontinente Gondwana, do Triássico-Cretáceo, e subsequente a abertura do Oceano Atlântico (Cretáceo-recente). Com a individualização do continente, depressões marginais foram introduzidas nas bacias de Pelotas, Santos e Campos. Houve uma cobertura sedimentar inerente de bacias de margem passiva, com sequências continentais de fase rifte, transicional e marinha (Macedo, 1989). Segundo Moreira *et al.* (2007), as sequências da Bacia de Santos estão associadas a duas fases tectônicas, ambas litoestratigraficamente pertencentes ao Grupo Guaratiba: (i) Fase Rifte, que contempla a Formação Camboriú, Formação Piçarras e Formação Itapema; e (ii) Fase Pós-Rifte (SAG) com a Formação Barra Velha e Formação Ariri (andar Alagoas) (Figura 4). O intervalo ainda é subdividido por discordâncias regionais, a Discordância Pré-Alagoas e a Discordância Intra-Alagoas.

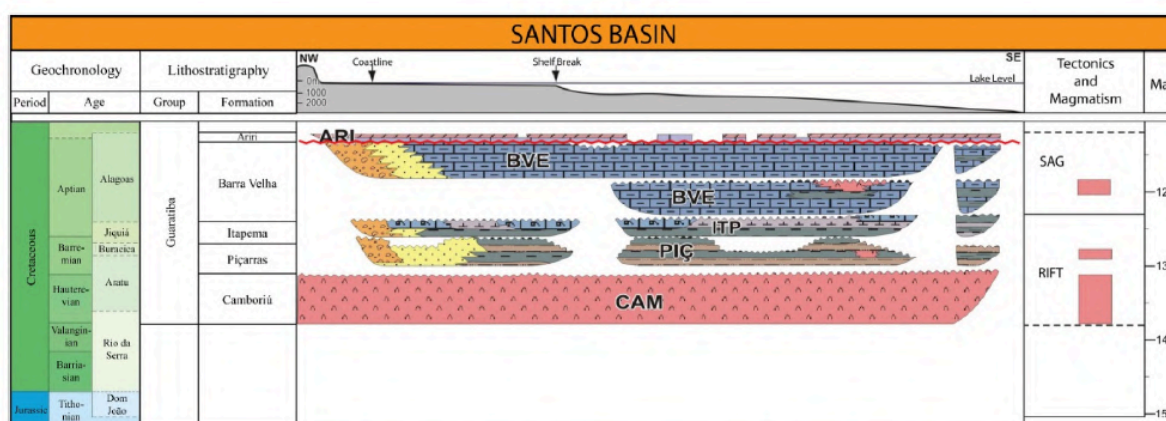


Figura 4: Carta cronoestratigráfica na Bacia de Santos. (CAM = Camboriú Fm., PIÇ = Piçarras Fm., ITP = Itapema Fm., BVE = Barra Velha Fm., ARI = Ariri Fm.). Modificado de Moreira, *et al.* 2007.

A fase rifte é marcada por significativa movimentação tectônica com alta produtividade carbonática, podendo ser dividida em duas sequências denominadas sin-rifte I e sin-rifte II. Sin-rifte I é composta pela Formação Camboriú, com derrames basálticos formados com o início do processo de rifteamento, e é considerada o embasamento econômico da Bacia de Santos. Sin-rifte II é composta pela Formação Piçarras, caracterizada por arenitos estevensíticos e lamitos, e Formação Itapema com depósitos de carbonatos bioclásticos (*i.e.*, coquinas). (Karner & Driscoll, 1999; Chang *et al.*, 2008).

A fase pós-rifte (sag), advém após o final da fase rifte e pode ser dividida em Sag Inferior e Sag Superior. A Sag Inferior é composta por uma sequência de

transição entre fases de subsidência mecânica e térmica, com um baixo controle estrutural influenciando a sedimentação, com a deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais. Também é observado, grainstone e packstones compostos por fragmentos dos estromatólitos e bioclásticos (*i.e.*, ostracodes) associados, que podem ser encontrados parcialmente ou totalmente dolomitizados. A porção Sag Superior é caracterizada pela presença de calcários microbiais intercalados a folhelhos. Trata-se de calcários estromatolíticos e laminitos microbiais, em parte dolomitizados (Moreira *et al.*, 2007). Com o avanço das incursões marinhas na bacia, a sedimentação carbonática cessa e se inicia a deposição da seção evaporítica composta pela Formação Ariri, caracterizada pela presença de halita e anidrita. (Arai *et al.*, 1989; Arai, 2009). Dessa forma, o sistema petrolífero da Bacia de Santos, apresenta como rochas geradoras folhelhos ricos em matéria orgânica, intercalados com carbonatos que foram depositados em paleoambiente lacustre (formações Itapema e Piçarras) e como rochas reservatórios os carbonatos das formações Itapema (coquinas) e Barra Velha (estromatólitos), já os evaporitos da Formação Ariri, funcionam como um selante para este sistema petrolífero.

### **3.2 Evolução tectono-estratigráfica de bacias rifte**

Bacias rifte são bacias resultantes do estiramento da crosta devido a processos tectônicos (Fossen, 2010), podendo ser classificados como ativos e passivos. Riftes ativos representam a ascensão de material do manto astenosférico em altas temperaturas, formando domos, resultando em riftes dominados por magmatismo. Riftes passivos, são gerados por esforços de forma remota e interligados com o tectonismo de placas, formando na litosfera zonas de maior fraqueza.

Para uma melhor definição da evolução tectono-estratigráfica de bacias rifte serão apresentados três modelos evolutivos: Prosser (1993), Bosence (1998) e Kuchle & Scherer (2010).

Prosser (1993), classifica os sistemas de acordo com padrões de empilhamento e sistemas deposicionais relacionados à tectônica como fator primordial no controle da sedimentação da evolução do rifte, chamando assim de Tratos de Sistemas Tectônicos. (Figura 5).

- Trato de Sistemas Tectônico de Início de Rifte: Caracteriza-se pela formação de pequenas sub-bacias isoladas como consequência do estágio inicial de movimentação da falha normal. A forma externa deste trato de sistemas apresenta uma assinatura sísmica em cunha, enquanto os refletores internos exibem um padrão *hummocky* e são descontínuos. Os pacotes de refletores mostram uma disposição agradacional, indicando que a taxa de sedimentação acompanha a taxa de subsidência.
- Trato de Sistemas Tectônico de Clímax de Rifte: Este estágio é marcado pela maior taxa de criação de espaço, que supera o fornecimento de sedimentos, e o padrão de empilhamento agradacional passa a ter um componente retrogradacional predominante. Os padrões identificados na sísmica, são de refletores divergentes e geometria interna caótica quando próximo às falhas de borda.
- Trato de Sistemas Tectônico de Pós-Rifte Imediato: Este estágio é marcado pelo término do tectonismo ativo, indicando o fim da subsidência térmica, como consequência do resfriamento litosférico, passando a ser controlado por subsidência mecânica. Apresentando empilhamento agradacional e com um componente progradacional, acompanhado pelo raseamento do lago ou mar em direção ao topo. Os padrões observados na sísmica, são de refletores paralelos em *onlap* e semi-contínuos.
- Trato de Sistema Tectônico de Pós-Rifte Tardio: Caracteriza-se pela topografia se tornando mais regular e plana, processo gerado pela presença de falhas, culminando no adelgaçamento dos sedimentos em direção ao topo. Como assinatura sísmica, são identificados refletores paralelos e de forma mais contínua do que na fase anterior (Trato de Sistemas Tectônico de Pós-Rifte Imediato).

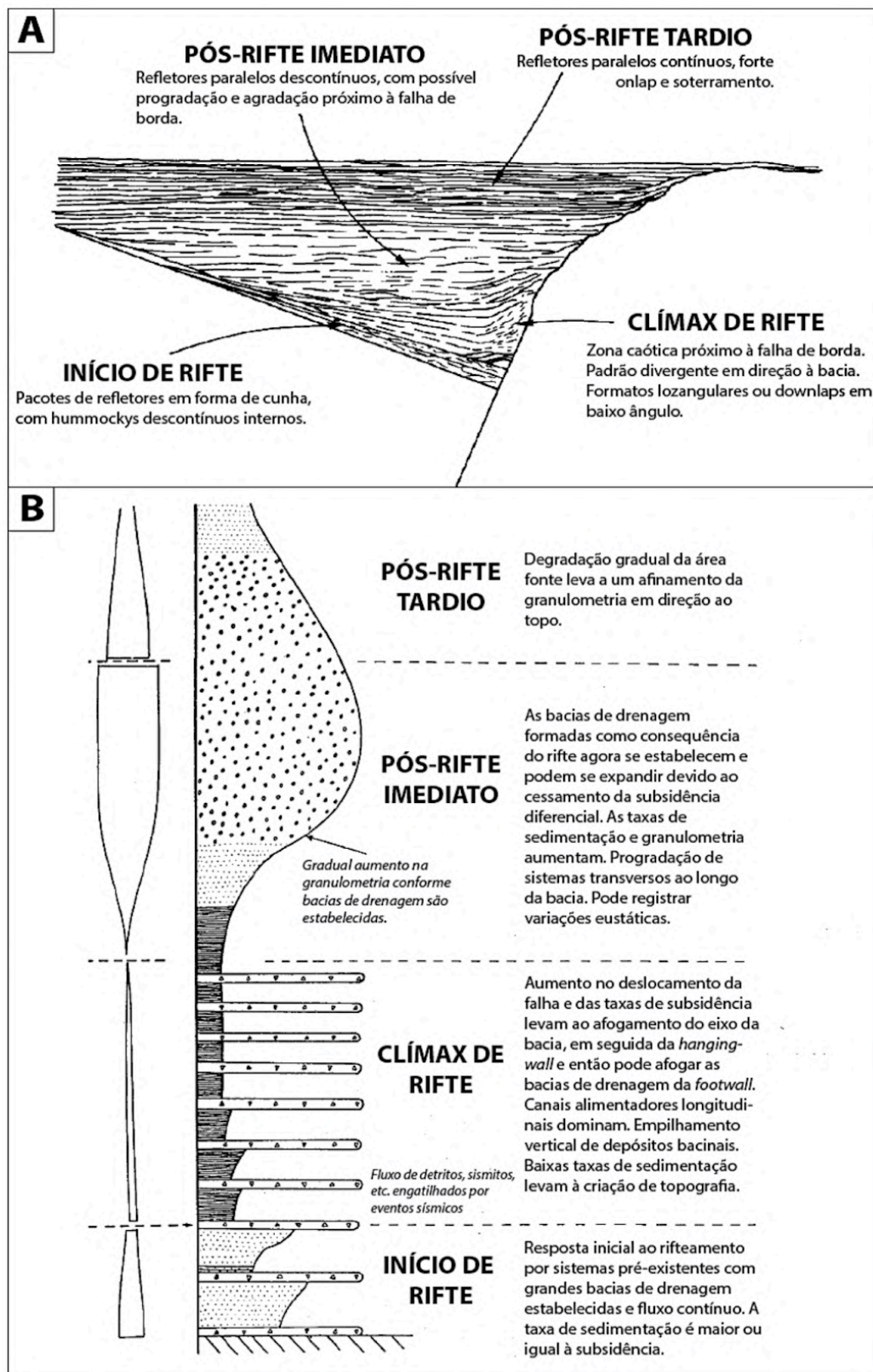


Figura 5: (A) Seção sísmica idealizada de uma bacia rifte ideal, no qual cada trato de sistemas tectônico pode ser identificado. (B) Seção vertical idealizada do centro da bacia, interpretada como uma indicação das mudanças no controle tectônico sobre o sistema deposicional. Modificado de Prosser (1993).

Segundo Bosence (1998) o conjunto de estratos associados à fase rifte é denominado sin-rifte. Os estratos e unidades que precedem essa fase são classificados como pré-rifte, enquanto os que se formam posteriormente são chamados de pós-rifte. O início de uma fase rifte é identificado por uma discordância conhecida como Discordância Sin-Rifte. Da mesma forma, o término dessa fase é marcado por um rearranjo estrutural regional, que pode resultar no rompimento completo da crosta e formação de um oceano ou no abandono do rifte (*i.e.*, aulacógeno). Em ambos os cenários, ocorre o desenvolvimento de uma nova discordância no topo, denominada Discordância Pós-Rifte (Figura 6).

Bosence (1998) apresenta como assinatura sísmica refletores plano-paralelos e inclinados na fase pré-rifte, enquanto padrões divergentes na fase sin-rifte devido a subsidência mecânica regional no centro e soerguimento das cristas, e na fase pós-rifte os refletores se apresentam de forma plano-paralelos e por vezes horizontais em relação ao topo da fase rifte, controlado por resfriamento e aumento da densidade da litosfera, devido ao regime de subsidência termal.

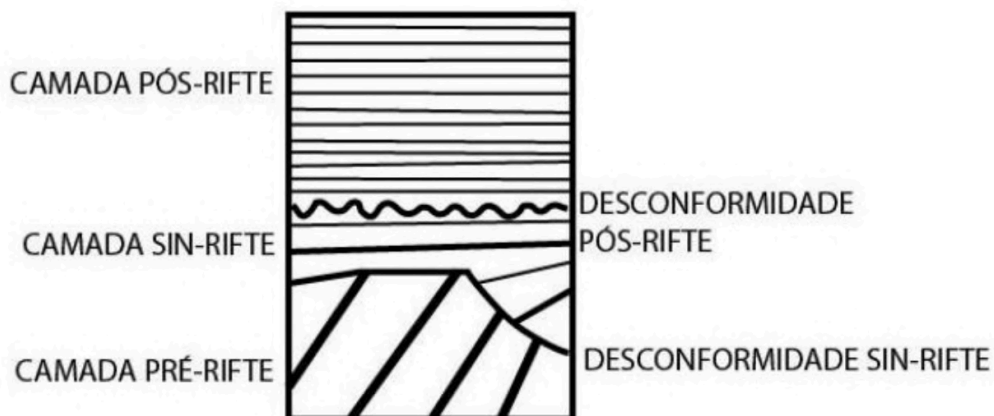


Figura 6: Modelo geométrico fundamental, que utiliza critérios estratigráficos para distinguir a seção sin-rifte das seções pré e pós-rifte, além de suas respectivas discordâncias. (Modificado de Bosence, 1998).

Kuchle e Scherer (2010) propõem um modelo evolutivo, no qual se fundamenta nos conceitos da estratigrafia de sequências para a interpretação sismoestratigráfica. Baseado nos tratos de sistemas tectônicos de Prosser (1998), junto a classificação definida por Bosence (1998), dividem a seção sin-rifte em quatro tratos de sistemas. (Figura 7).



- Trato de Sistemas Tectônico de Início do Rifte: Caracterizando-se por uma ampla bacia continental rasa como resultado do estiramento crustal em um contexto tectônico ativo, com a discordância sin-rifte (DSR) marcando truncamento erosivo regional. Apresenta padrão de empilhamento agradacional e como assinatura sísmica os refletores sísmicos apresentam baixa continuidade e padrão plano-paralelo.
- Trato de Sistemas Tectônico de Desenvolvimento de Meio-Gráben: É marcado pelo início da geração do meio-graben junto a modificação do sistema de drenagem, com a base delimitada pela Superfície de Desenvolvimento de Meio-Gráben e com preenchimento por sistemas flúvio lacustres rasos. Como caracterização da sísmica, tem-se refletores em padrão plano-paralelo e por vezes divergentes com refletores descontínuos, também é observado padrões de geometria externa em forma de cunha.
- Trato de Sistemas Tectônico de Clímax do Rifte: Caracterizado pelo desenvolvimento da falha de borda e alto relevo diferencial, ocasionando alta taxa de geração de espaço de acomodação e baixo aporte sedimentar. Como definição da sísmica, tem-se refletores caóticos e descontínuos, com amplitude variável sendo encontrados na falha de borda, e como geometria externa e observado o padrão em cunha assim como diversos truncamentos internos.
- Trato de Sistemas Tectônico de Final do Rifte: Marcado pela diminuição da atividade tectônica, retrocesso do sistema lacustre acompanhado por uma redução na taxa de criação de espaço de acomodação. Apresentam padrão progradante nos depósitos, devido a erosão de cristas servindo como aporte sedimentar para o meio-graben. Com o preenchimento total do rifte, a fase rifte chega ao fim.

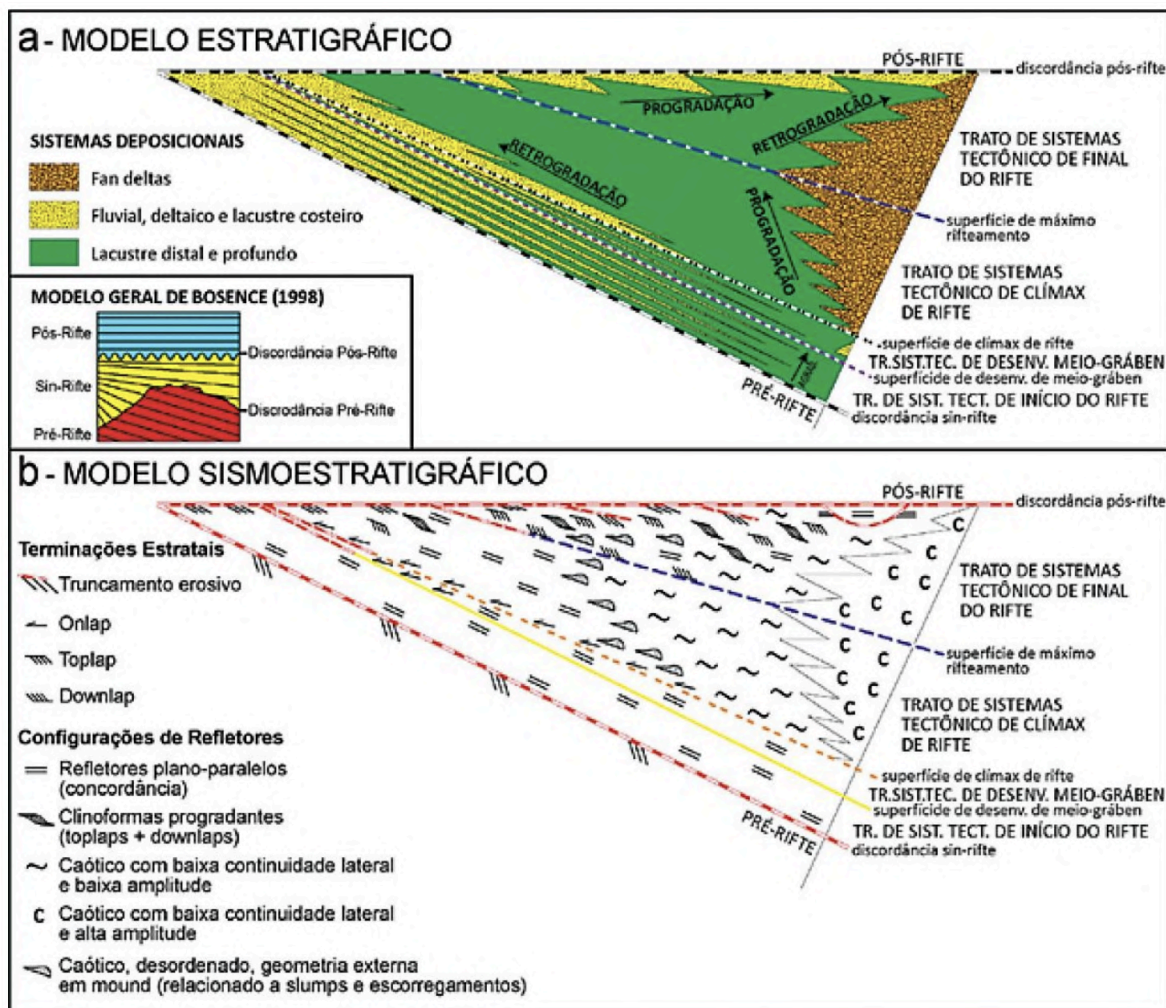


Figura 7: (A) Modelo estratigráfico proposto para uma bacia rifte, abrangendo os tratos de sistemas tectônicos, as tendências deposicionais e as superfícies limitantes. (B) Representação sísmica do modelo estratigráfico acima descrito, ilustrando as terminações estratigráficas e as configurações dos refletores. (Kuchle e Scherer, 2010).

### 3.3 Evolução tectono-estratigráfica de bacias sag

Sag é um estágio evolutivo das bacias e que se encaixa melhor na fase pós-rifte. De acordo com Kingston *et al.* (1983), as bacias sag formam-se em contextos de extensão da crosta sendo geradas no contexto de subsidência termal de maneira simples ou ainda representar um estágio evolutivo de rifteamento.

Gabrielsen *et al.* (2001) cita que estruturas que foram geradas durante o rifteamento, são herdadas e influenciam a configuração de deposição de sedimentos das bacias sag (Figura 8).

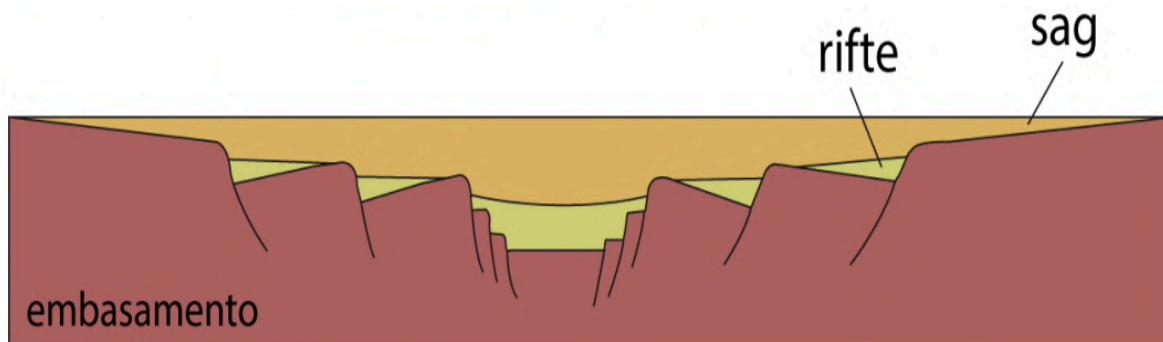


Figura 8: Esquema ilustrativo dos estágios evolutivos rifte (sin-rifte) e sag. Observa-se que ainda persiste a topografia residual da fase rifte nas etapas iniciais e intermediárias da fase sag. Elaborado por Amarante 2021, a partir da descrição de Gabrielsen *et al.* (2001).

No estágio inicial ocorre a fusão das sub-bacias e a suavização da base da bacia. À medida que a bacia continua sua evolução, a contração térmica decai, entretanto há o aumento na carga sedimentar, gerando um soterramento topográfico gradual, em um contexto onde existe uma taxa de fornecimento sedimentar mais alta, que a taxa de geração de espaço de acomodação. O estágio onde a taxa térmica entra em equilíbrio, é chamada estágio sag maduro, onde não há mais influência de características estruturais estabelecidas durante o processo de rifteamento.

### 3.4 Sismoestratigrafia

De acordo com Vail & Mitchum (1977) a sismoestratigrafia é uma metodologia para a interpretação de dados sísmicos que possibilita uma melhor compreensão da evolução tectono-sedimentar de bacias sedimentares. Atualmente, o uso desta técnica é vista de forma fundamental para o estudo de exploração de hidrocarbonetos.

Um dos princípios fundamentais da sismoestratigrafia é a interpretação das terminações e configurações das reflexões sísmicas, utilizadas para identificar e

correlacionar seqüências, ambientes deposicionais e fácies sedimentares (Mitchum Jr. *et al.*, 1977). Essas reflexões definem os limites de uma seqüência sísmica e os distintos padrões de preenchimento de uma determinada bacia. Mitchum *et al.* (1977), definem os estilos de terminações de refletores, em terminações de topo e base, sendo elas: *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamento erosivo e concordância (Figura 9).

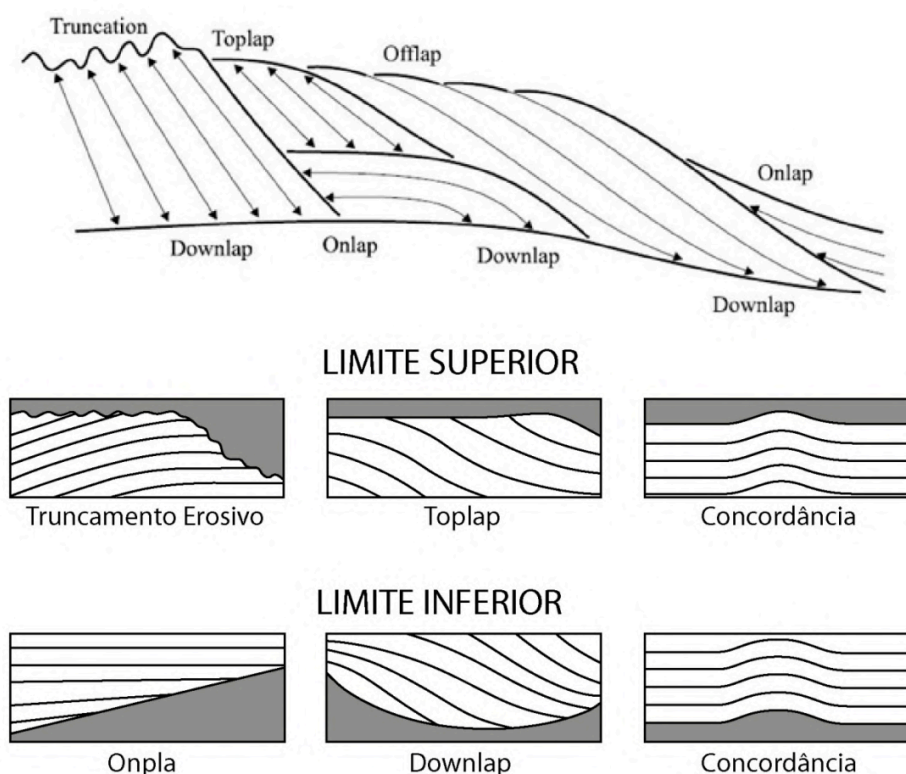


Figura 9: Diagrama das terminações com os limites de seqüências deposicionais. (Modificado de Mitchum, 1977).

- *Onlap*: Refletores horizontais que encontram terminação em uma superfície inclinada.
- *Downlap*: Refletores inclinados que terminam em mergulho sobre uma superfície basal, horizontal ou com menor inclinação.
- *Toplap*: Refletores que finalizam em uma superfície superior, sugerindo eventos de não-deposição ou erosão.
- Truncamento erosivo: Refletores que terminam lateralmente, evidenciando a remoção de seu limite superior original.
- Concordante: Refletores dispostos de forma alinhada e adjacente, com certo paralelismo.

Mitchum *et al.* (1977), ainda definem unidades sísmicas tridimensionais que são mapeadas por grupos de reflexões dependentes de parâmetros que as diferenciam de unidades de sismofácies adjacentes. Conforme Brown Jr. e Fisher (1977), as unidades diferenciadas conforme seus padrões de reflexões, podem ser contextualizadas com o conceito de fácies sísmicas, no qual são mapeadas devido a padrões de configuração, amplitude, continuidade, frequência e velocidade intervalar. A análise desses parâmetros possibilita interpretar o ambiente deposicional, a origem dos sedimentos e o contexto geológico associado à deposição da fácies sísmica. Além disso, ao correlacionar os dados sísmicos com perfis de poço, é possível inferir a litologia correspondente a um padrão sísmico específico. Os principais tipos de padrões de reflexão são: paralelo, divergente, progradante, caótico, transparente e *hummocky* (Figura 10).

- Paralelas: Indicam uma taxa constante de deposição dos estratos sobre uma superfície relativamente estável.
- Divergente: Podem refletir uma inclinação progressiva do substrato, uma variação na taxa de deposição ou a combinação de ambos os fatores.
- Progradantes: São interpretadas como estratos onde a deposição predominante ocorre por sobreposição lateral ou progradante, podendo apresentar diferenças na geometria, como sigmoidal, oblíqua paralela, oblíqua tangencial, complexo sigmoidal-oblíquo ou *shingled*.
- Caótico: Indicam estratos desorganizados devido à alta energia do ambiente deposicional ou a deformações pós-deposicionais associadas a falhas, dobramentos e escorregamentos.
- Transparente: Sugerem litologias homogêneas e não estratificadas que não podem ser resolvidas pelo método sísmico.
- *Hummocky*: Representam refletores pequenos, descontínuos, irregulares e subparalelos, geralmente relacionados a fluxos gravitacionais em sistemas deltaicos ou leques submarinos.

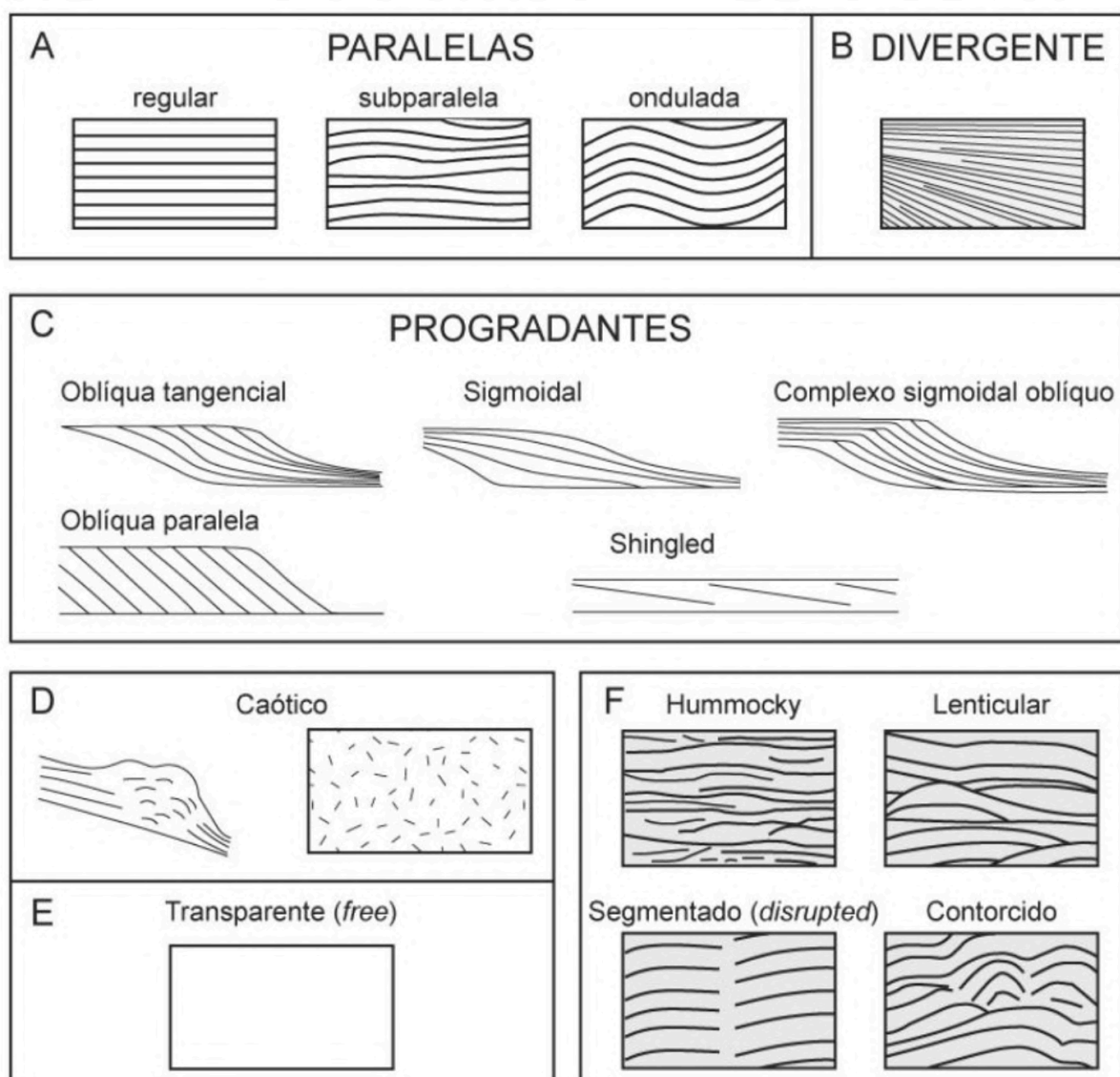


Figura 10: Diagrama de representação de padrões de configurações de fácies sísmicas (Fonte: Barboza (2005) modificado de Mitchum *et al.*, 1977).

Além disso, para Brown Jr. & Fisher (1977), as sismofácies podem ser diferenciadas segundo a sua forma externa. Essas formas externas, estão intrinsecamente associadas às sequências deposicionais, que, por sua vez, estão ligadas ao ambiente e aos sistemas deposicionais em que foram formadas, dando os diferentes tipos de padrões de geometria externa (Cruz, 2008). Mitchum e Vail (1977) definiram as seguintes geometrias: lençol; lençol ondulado; cunha; banco; lente; preenchimento de canal, podendo ser diferenciado em de bacia ou de talude; montiformas (Figura 11).

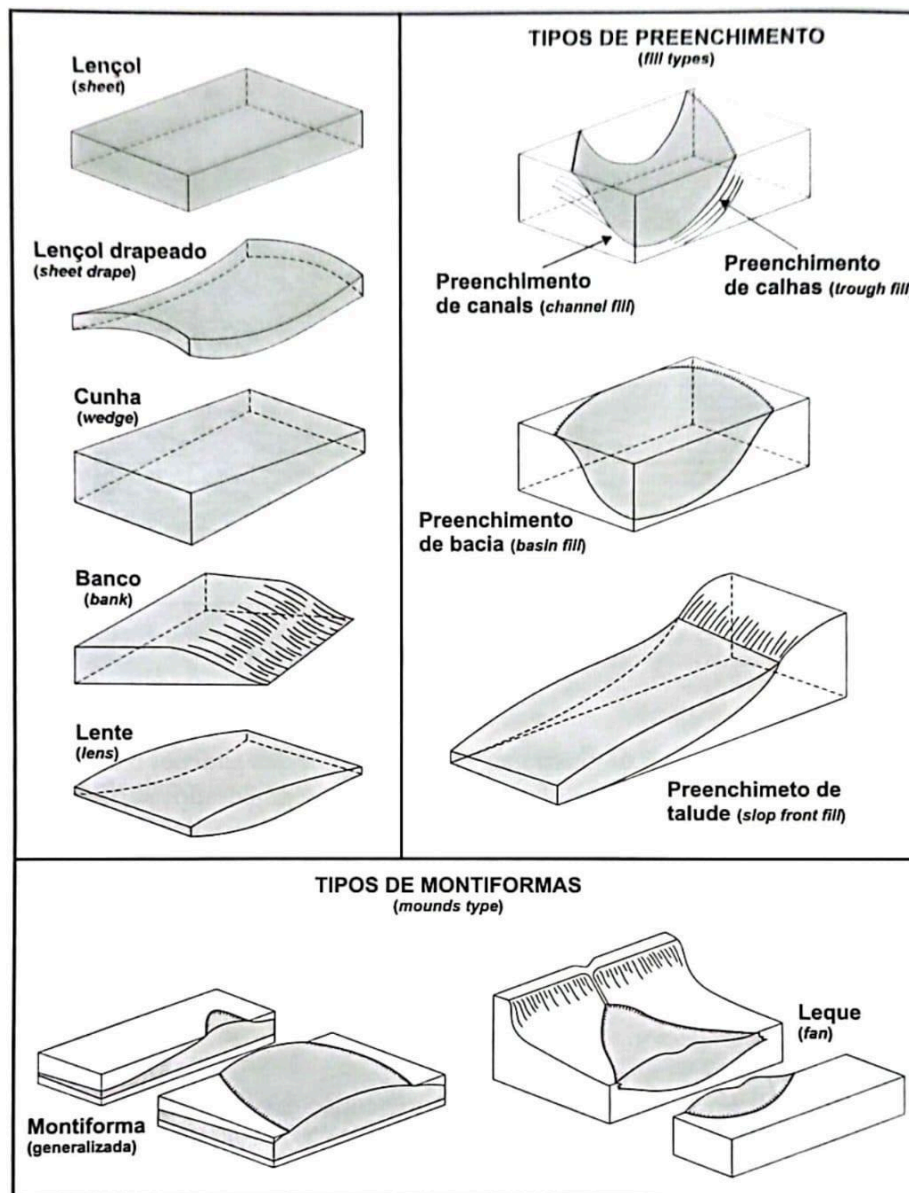


Figura 11: Diagrama com padrões de geometria externa das sismofácies (lençol, lençol ondulado, cunha, banco e lenticular), seus tipos de preenchimento (em canal, de bacia e de talude) e formas montiformas (generalizada e em leque). Modificado de Mitchum e Vail (1977).

Mitchum e Vail (1977), ainda mencionam padrões de geometria que apresentam peculiaridades, como montiformas que se caracterizam por serem formas mais elevadas na topografia em comparação às camadas adjacentes resultantes de processos sedimentares (Figura 12). Outro padrão distinto de configuração, são as geometrias de preenchimento, que são formas negativas no relevo, podendo ser erosivas ou não erosivas (Figura 13).

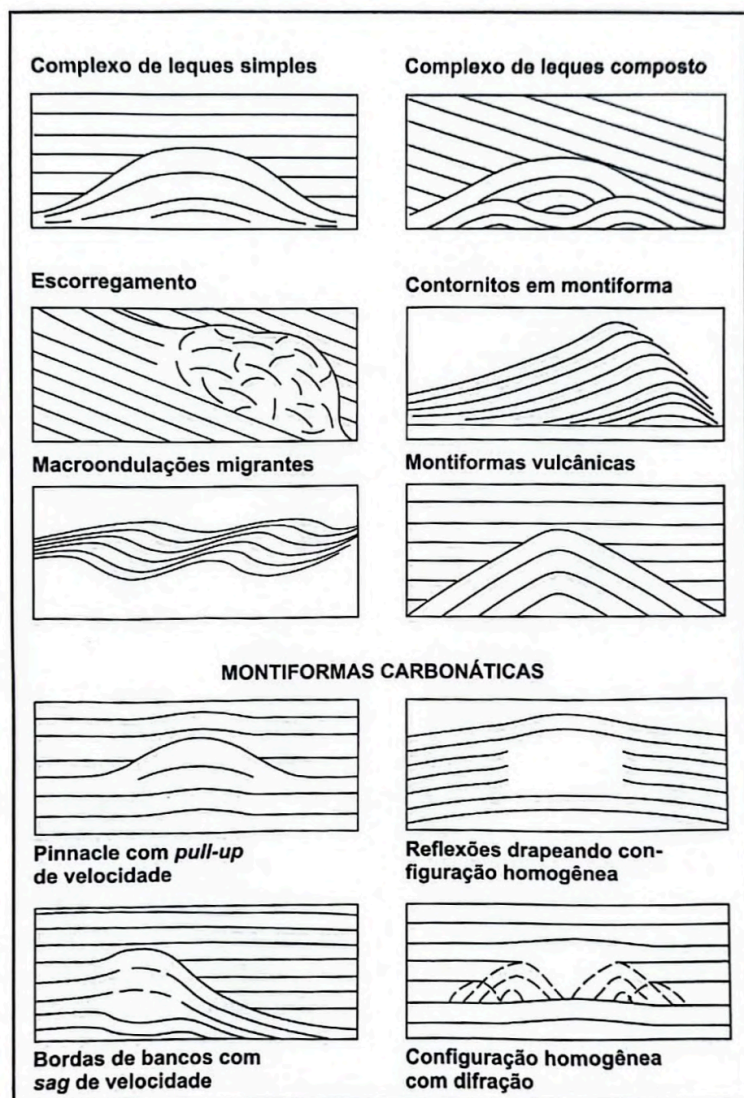


Figura 12: Representação da geometria externa e padrão de configuração interna de algumas fácies sísmicas em montiforma. Modificado de Mitchum e Vail (1977).

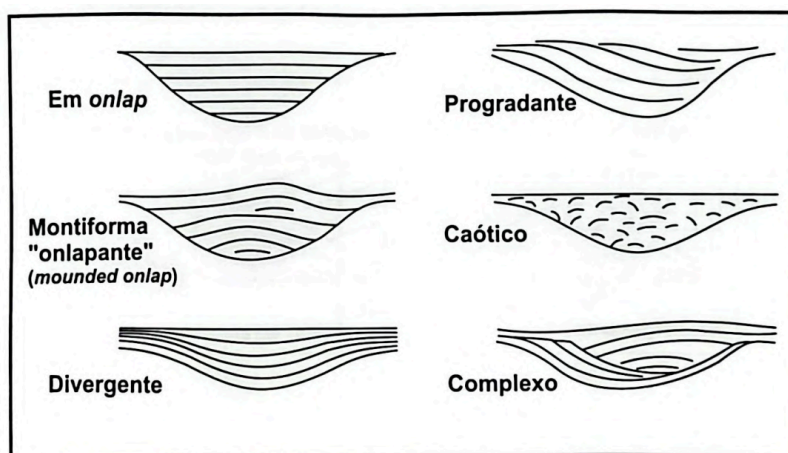


Figura 13: Representação de padrões de configuração interna de algumas fácies sísmicas de preenchimento. Modificado de Mitchum e Vail (1977).



## 4 METODOLOGIA

Neste capítulo, são apresentadas as metodologias empregadas, as quais incluem as etapas de revisão bibliográfica, aquisição de dados e análise sismoestratigráfica.

### 4.1 Revisão bibliográfica

Para a realização deste estudo, foi conduzido um extenso levantamento bibliográfico, ao longo de todas as etapas de elaboração da monografia, consistindo na busca de livros, artigos, boletins informativos, periódicos e outras de suma importância sobre os temas abordados neste trabalho. A revisão abrangeu estudos sobre a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos, especialmente no intervalo temporal em questão, assim como o desenvolvimento e a aplicação da metodologia sismoestratigráfica, e temas correlacionados com a área de pesquisa.

### 4.2 Levantamento de dados

Os dados sísmicos utilizados neste trabalho, foram adquiridos por meio da base de dados baixados no site da Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP), como *shapefile* de polígonos dos campos de produção/exploração das bacias sedimentares e região do Pré-sal, ou com a devida solicitação prévia para utilização para fins acadêmicos, conforme Decreto n.º 8.777, de 11 de maio de 2016, que institui a Política de Dados Abertos do Poder Executivo federal. Os dados fornecidos incluem linhas sísmicas regionais 2D, em tempo duplo (*TWT - Two way travel time*) da Bacia de Santos, com alta precisão, volumes sísmicos 3D, perfilagens geofísicas (como raios gama, potencial espontâneo, densidade, resistividade, sônico, entre

outras) de poços exploratórios na área de estudo, além de fotografias e descrições de amostras de calha.

Os dados sísmicos foram carregados no laboratório SeisLab (Laboratório de Sismoestratigrafia da UFRGS), que fica localizado em Porto Alegre, no edifício de pós-graduação em estratigrafia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul-UFRGS. Foi realizada a análise e seleção qualitativa das linhas sísmicas dos poços migrados em profundidade 2D (R0258\_SPEC\_BM-C PRDM). Com isso, a linha sísmica 2D R0258-1747 foi selecionada em conjunto com os dados dos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS (Figura 14).

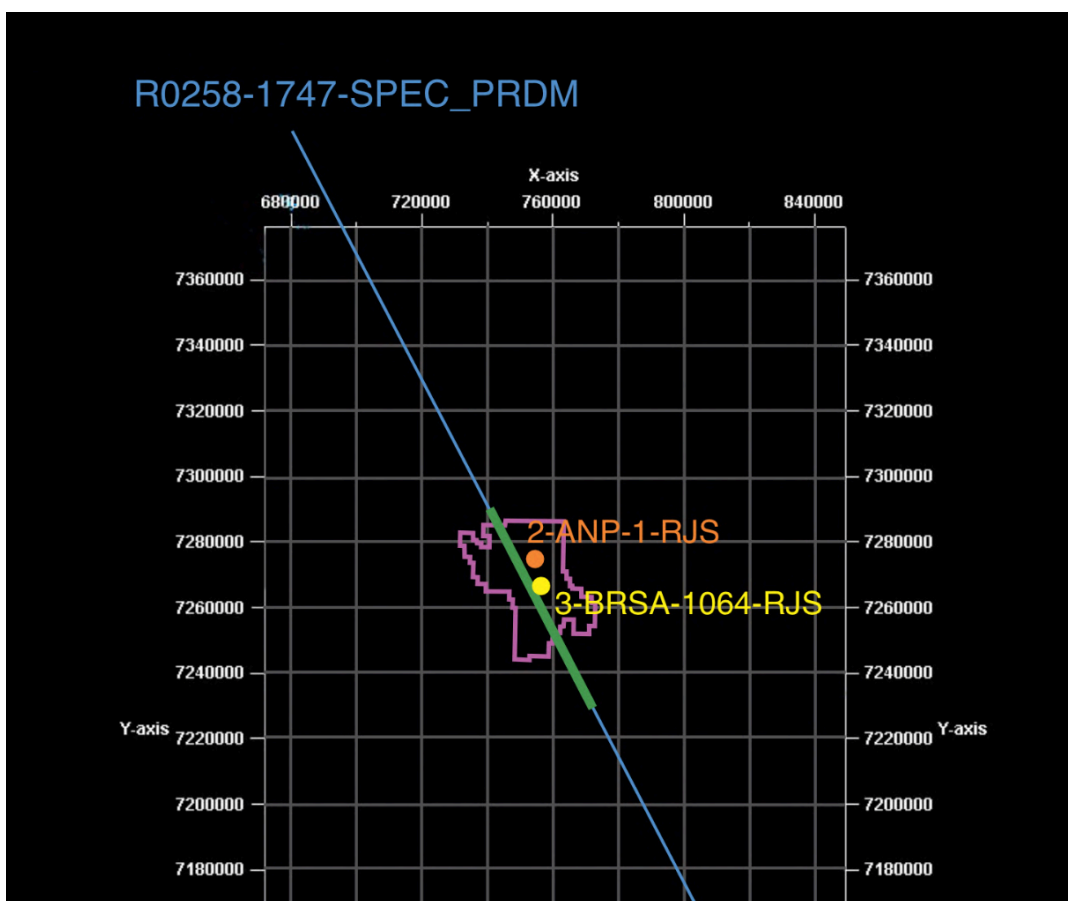


Figura 14: Campo de Búzios em rosa, linha sísmica 2D R0258-1747 em azul e poços representados por círculos: 2-ANP-1-RJS em laranja e 3-BRSA-1064-RJS em amarelo.

### 4.3 Sismoestratigrafia

O presente estudo foi conduzido com base na aplicação da metodologia sismoestratigráfica idealizada por Vail e Mitchum (1977), a qual se caracteriza como uma abordagem geológica voltada para a interpretação estratigráfica de dados sísmicos.

Após a realização da etapa de levantamento de dados de forma qualitativa, e a escolha da linha sísmica 2D na área de estudo, R0258-1747 (Figura 15).

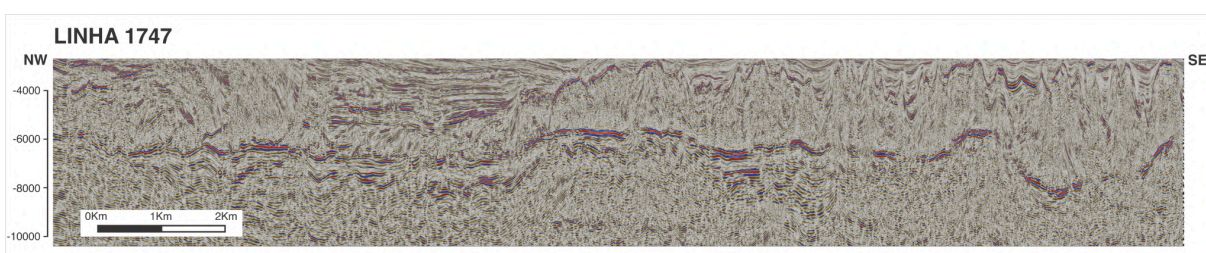
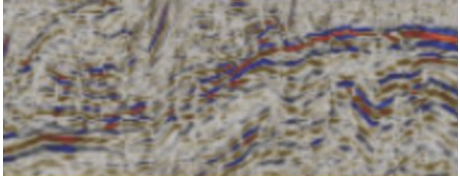
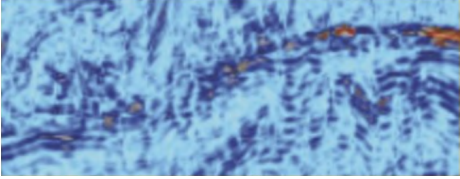
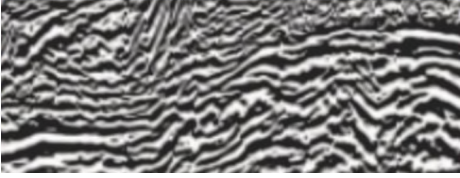


Figura 15: Linha sísmica R0258-1747.

Inicialmente foi delimitado o intervalo a ser mapeado, traçando a superfície de topo, com significativas terminações de truncamento erosivo, no contato da Formação Barra Velha com a Formação Ariri e base marcada pela presença da discordância do topo dos basaltos da Formação Camboriú.

Para auxiliar o trabalho de interpretações das linhas sísmicas, foi realizada a seleção de atributos sísmicos de *Cosine Phase* e *Root Mean Square* (RMS) Amplitude, para visualizar melhor ou quantificar valores de interesse da interpretação (Tabela 1).

Tabela 1: Atributos com suas características e aspectos visuais.

Atributo Sísmico	Características	Visualização
<i>Normal Phase</i>	Fase normal da sísmica em tempo duplo (milissegundos – ms).	
RMS amplitude	Ressalta contrastes de amplitude para melhor visualização de fácies sísmicas e estruturas.	
<i>Cosine phase</i>	Ressalta descontinuidades, falhas, mudanças no acamamento, limites de sequências sísmicas e auxilia na visualização das terminações dos refletores.	

A linha sísmica R0258-1747 passou pelo mapeamento dos refletores e terminações, e assim demarcados dentro do intervalo de interesse. Dessa forma, é possível delimitar as superfícies que individualizam os horizontes estratigráficos para a definição de unidades sismoestratigráficas. Consecutivamente, as texturas sísmicas foram determinadas observando parâmetros sísmicos como geometria, amplitude e continuidade dos refletores, e posteriormente suas geometrias externas. A partir da calibração das texturas sísmicas com as informações litológicas dos poços é possível a determinação das sismo fácies, conforme Alvarenga *et al.*, 2016.

Seguindo a metodologia de Wheeler (1958) e Vail *et al.* (1977), os diagramas cronoestratigráficos foram gerados com a individualização das unidades sísmicas pré-estabelecidas. A disposição das unidades revela a arquitetura dos sistemas deposicionais e sua sequência cronológica, permitindo analisar o controle temporal e as relações entre deposição, erosão e hiatos sedimentares. Ademais, para fundamentar os dados obtidos com as interpretações, foi efetuada a integração dos dados sismoestratigráficos com os perfis de poços, permitindo a construção de um modelo sismoestratigráfico detalhado e consistente para a área de estudos no Campo de Búzios.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Mapeamento de topo e base

Por meio da linha sísmica escolhida (RD258-1747) (Figura 17), foi feito o mapeamento dos horizontes de topo e base do intervalo, seguindo os princípios de interpretação da sismoestratigrafia proposto por Vail e Mitchum (1977), no qual reflexões sísmicas são geradas pelo contraste de impedância acústica entre camadas geológicas.

A superfície de topo do intervalo, foi delimitada por refletores de alta amplitude negativa, sendo contínuos a semi-contínuos, no qual representa a passagem dos calcários lacustres da Formação Barra Velha para o pacote de sal (*i.e.*, evaporitos) da Formação Ariri. O limite é marcado por refletores em sua maioria paralelos e subparalelos, contrastando com refletores de geometria mais caótica da camada do sal (Figura 16).

O horizonte basal do arcabouço interpretado apresenta limite discordante com o embasamento e marca o início da deposição sedimentar (Barremiano) (Moreira *et al.*, 2007). Na sísmica é delimitado como um forte pico positivo (refletor vermelho), no qual é caracterizado pela discordância de topo dos basaltos da Formação Camboriú (embasamento econômico), e seus refletores se posicionam por vezes de forma concordante, ora em discordância angular com os depósitos subjacentes (Figura 16).

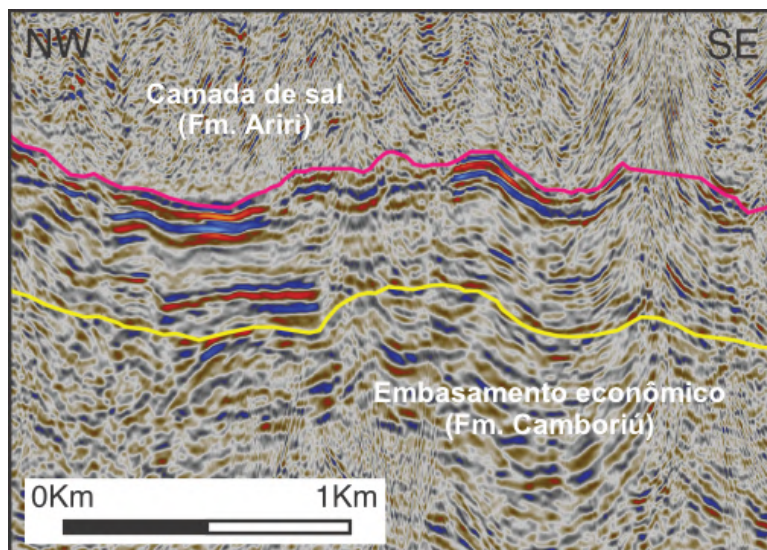


Figura 16: Linha sísmica RD258-1747 com superfície de Topo (rosa) que separa o intervalo de estudo da camada de sal. Superfície de base (amarelo) que separa o intervalo de estudo do embasamento econômico.

As linhas de topo e base se encontram no intervalo entre 5300 e próxima dos 8000 milissegundos (TWT), podendo ser observado nas Figuras 17 e 18.

A linha sísmica com a interpretação de topo e base, foi fracionada em seções (A, B e C), para observação em detalhe, podendo ser visualizadas nas Figuras 19, 20 e 21.

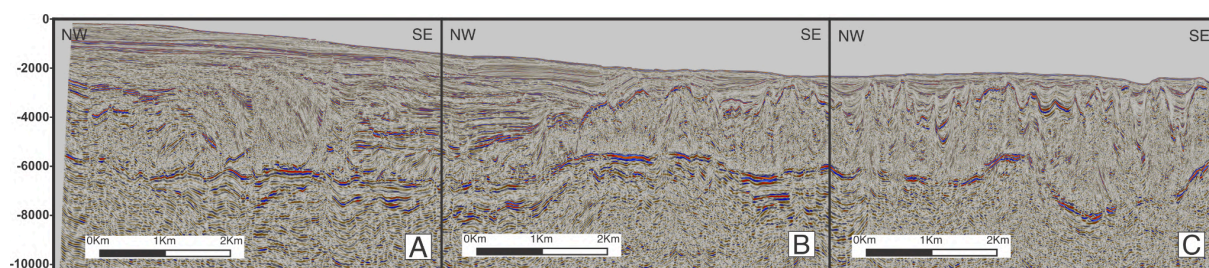


Figura 17: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal.

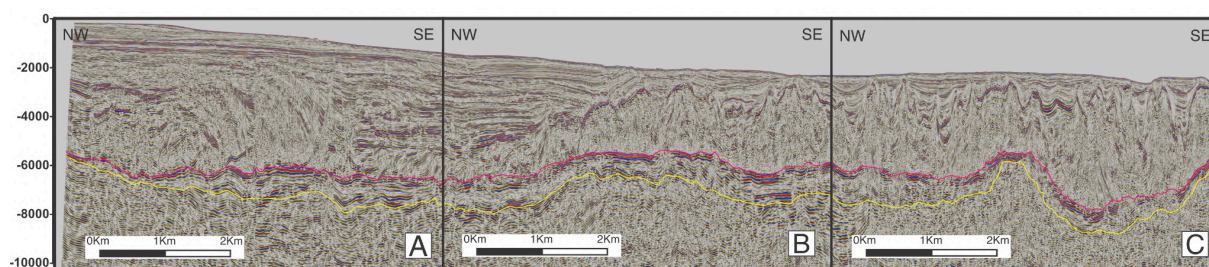


Figura 18: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).

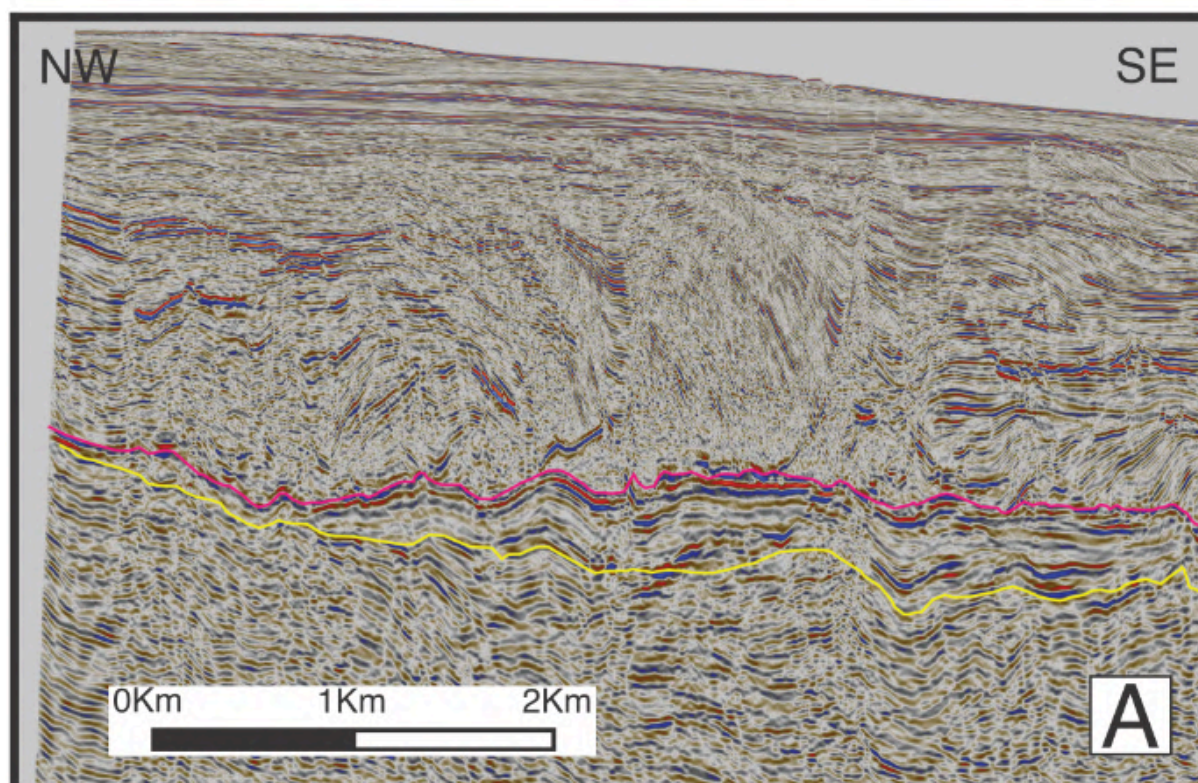
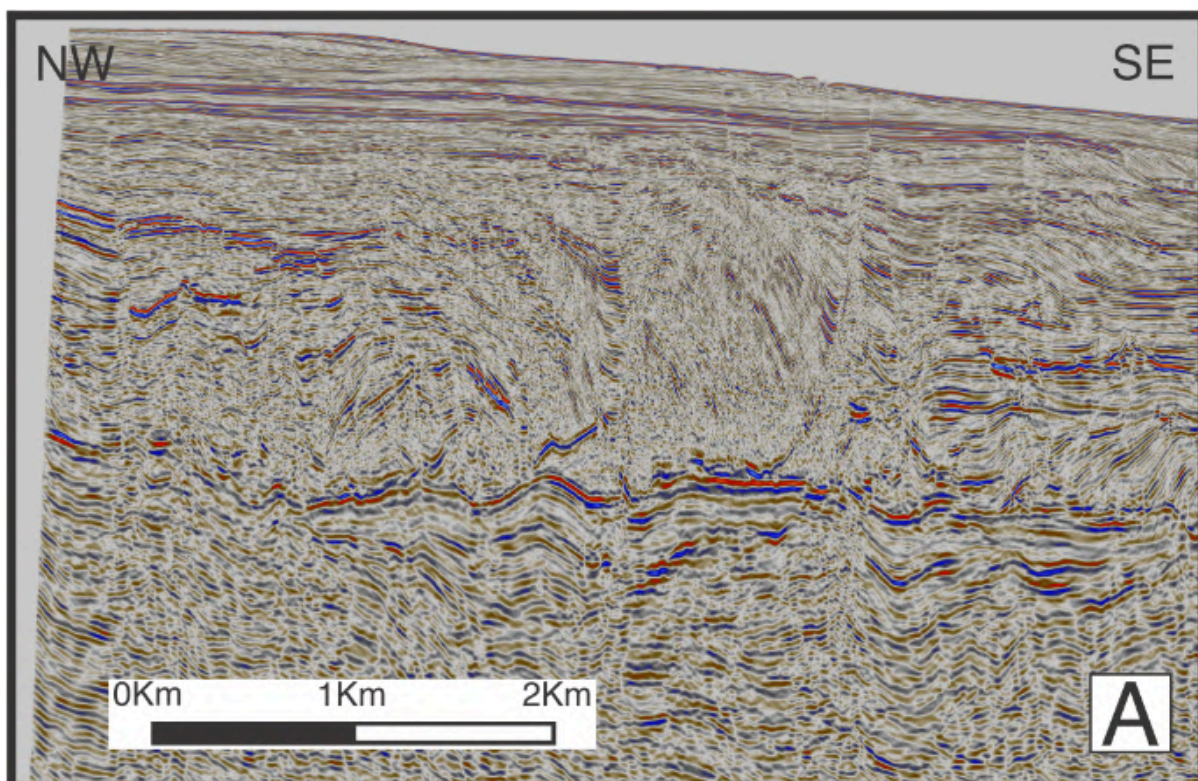


Figura 19: Seção A em detalhe, representando a porção proximal da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).

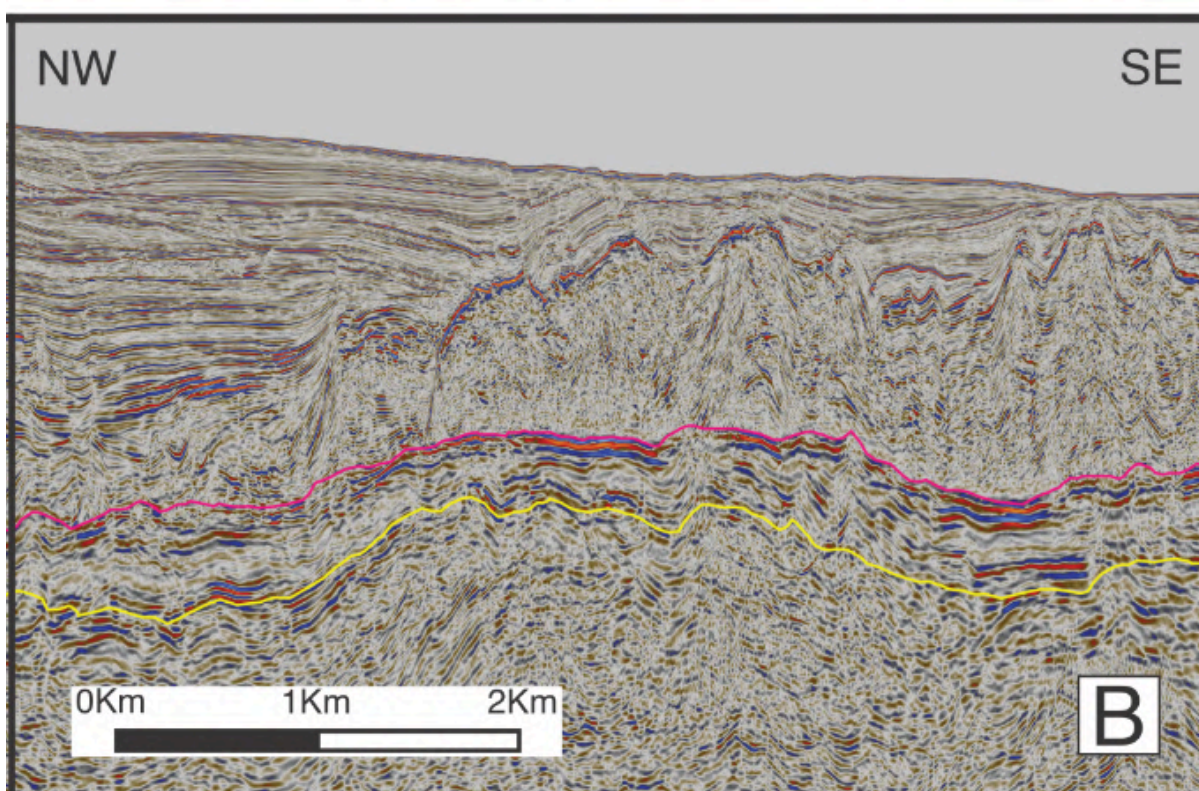
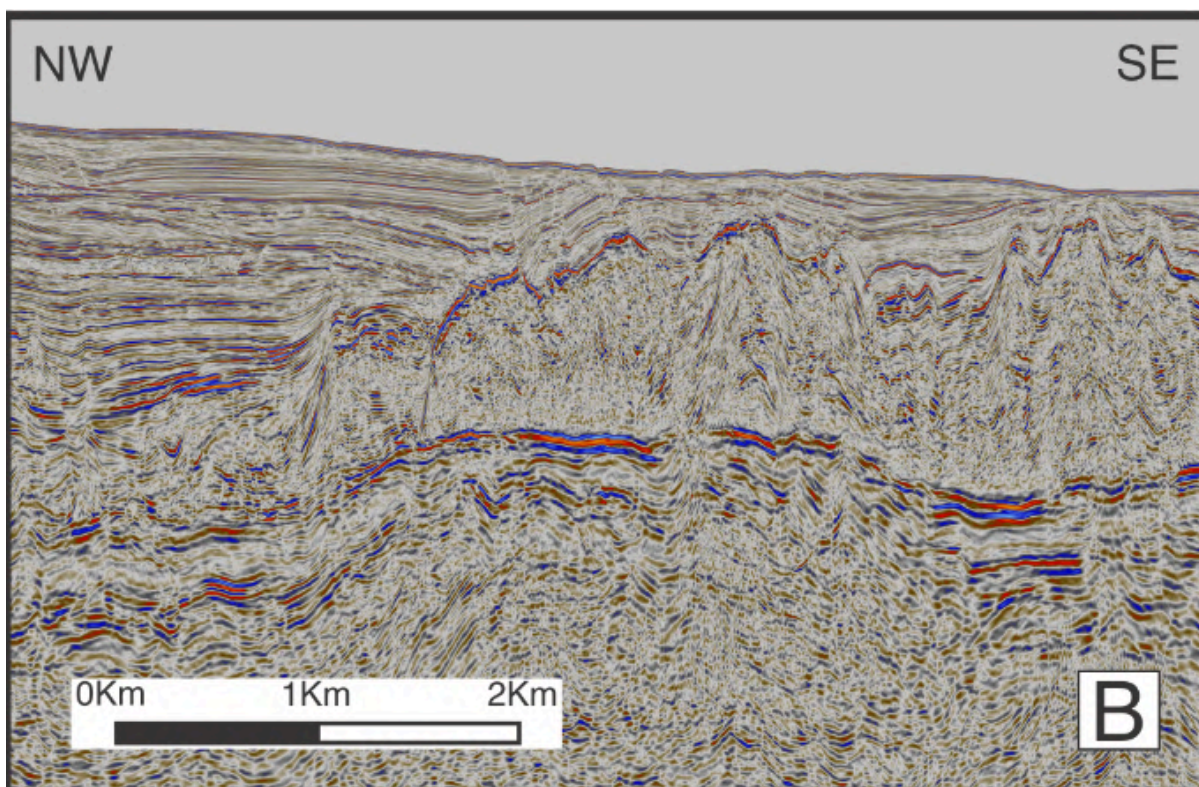


Figura 20: Seção B em detalhe, representando a porção central da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).



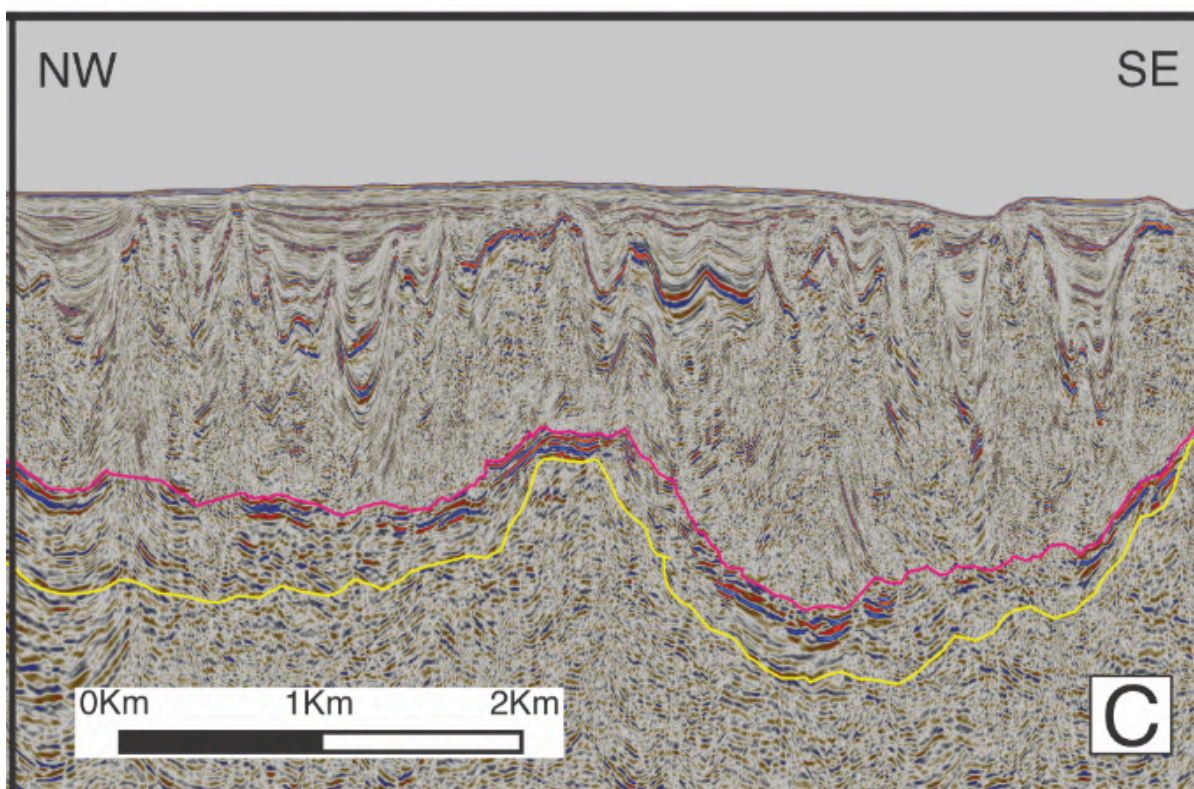
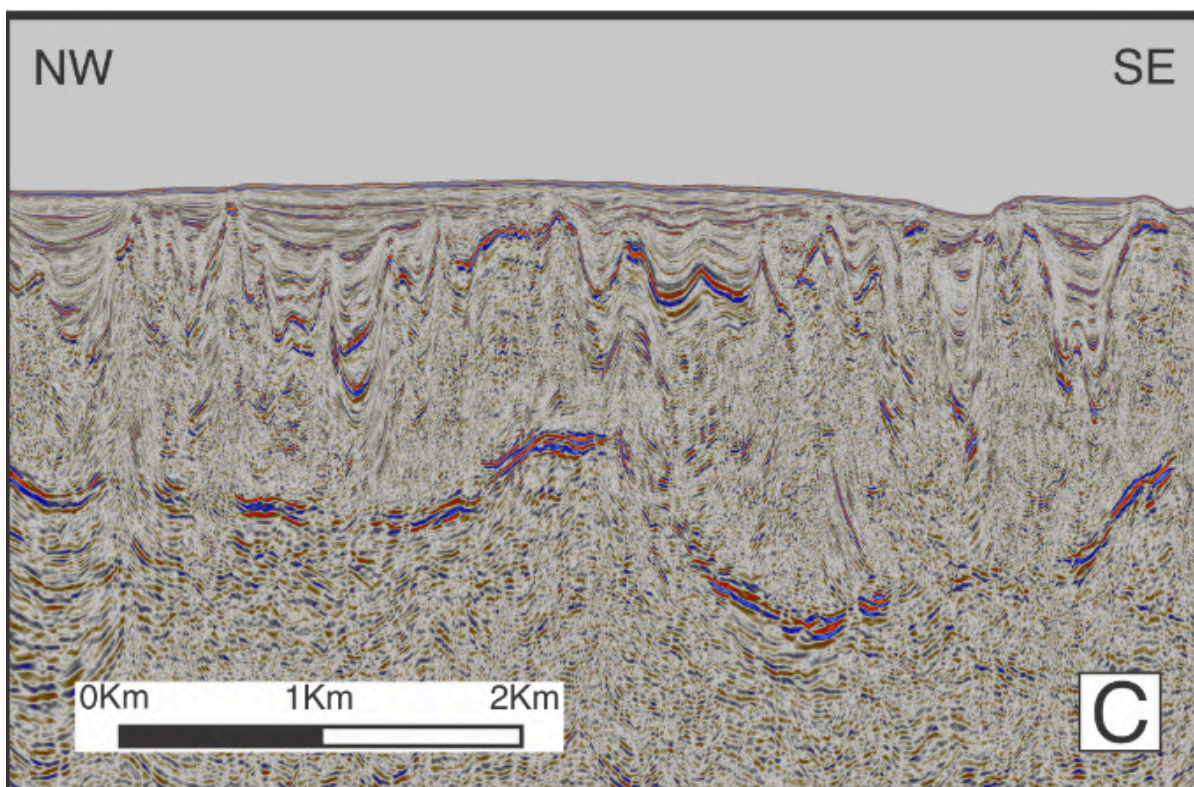


Figura 21: Seção C em detalhe, representando a porção distal da linha sísmica R0258-1747, em fase normal sem interpretação e em fase normal com interpretação de topo (rosa) e base (amarelo).

## 5.2 Padrão de Refletores e Terminações

A interpretação dos refletores do intervalo de estudo, foi conduzida de maneira sistemática, abrangendo o mapeamento detalhado de todos os refletores e de suas respectivas terminações que compõem a linha sísmica (RD258-1747). Desta forma, a interpretação completa dos refletores permitiu identificar falhas e terminações proeminentes em determinadas regiões, sendo a porção basal com expressiva ocorrência de *downlaps* e, eventualmente, *onlaps*. Próximo ao horizonte de topo, há predominância de terminações de truncamento erosivo junto ao limite que separa o intervalo de estudo do pacote de sal (Tabela 2). Ao longo do intervalo, foram verificadas ocorrências esparsas de *toplaps* e *downlaps* em meio aos refletores e, em menores proporções, *onlaps*. Importante observar o padrão caótico junto a regiões de maior concentração de falhas associadas à atividade tectônica e regiões de retrabalhamento sedimentar. Na porção distal do intervalo, é observado um adelgaçamento e maior concentração de refletores caóticos e descontínuos, enquanto na porção proximal existe a predominância de refletores mais subparalelos, em comparação a porção proximal.

A Figura 22 demonstra a linha sísmica com a completa interpretação de refletores e terminações. As Figuras 23, 24 e 25 apresentam partes da linha sísmica total, as quais foram nomeadas de A (proximal), B (central) e C (distal).

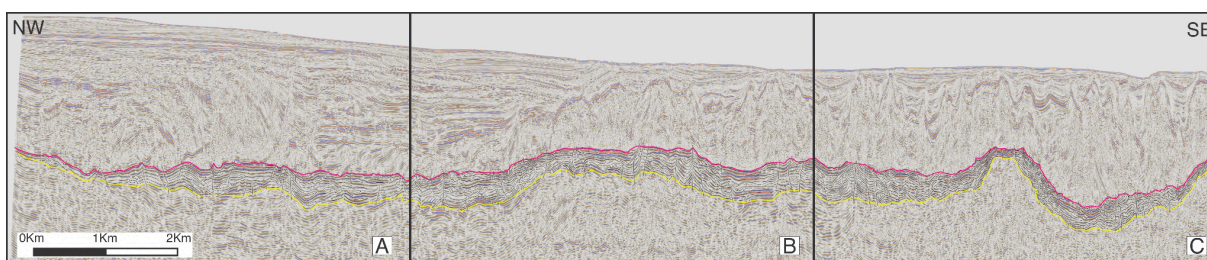


Figura 22: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com refletores, terminações e falhas interpretadas.

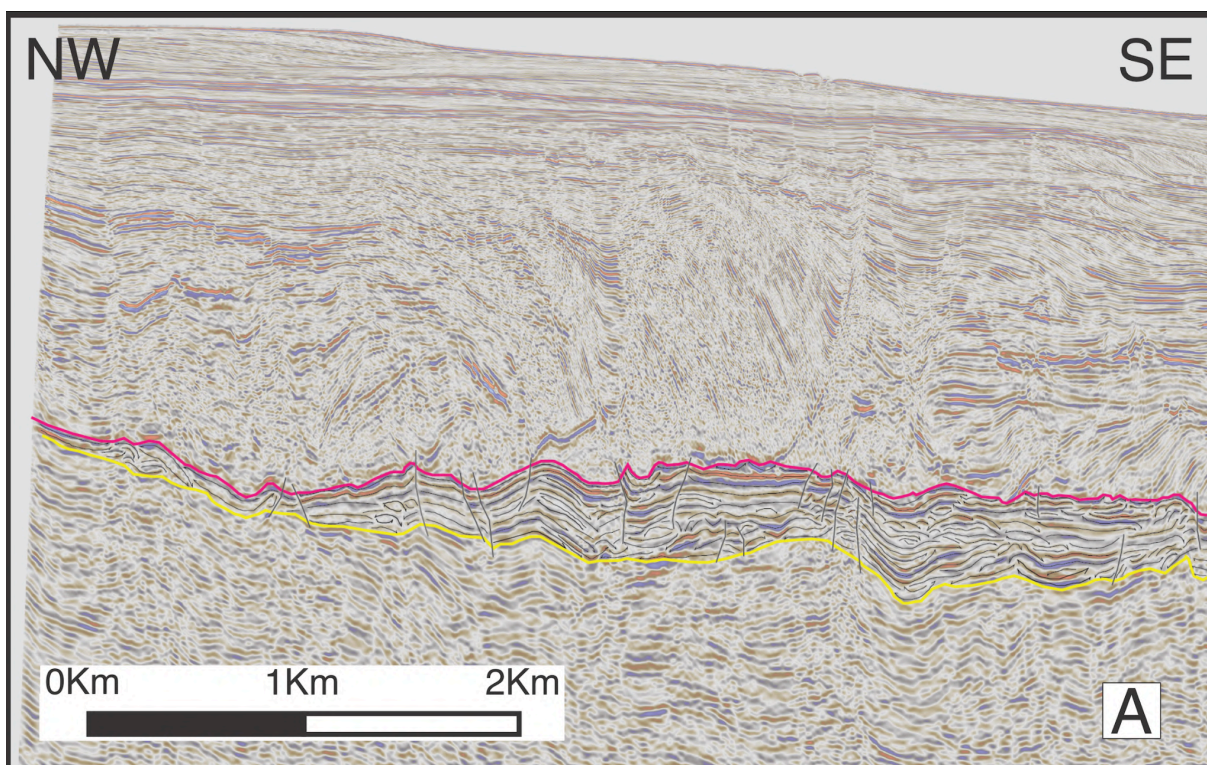


Figura 23: Seção A em detalhe, representando a porção proximal da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.

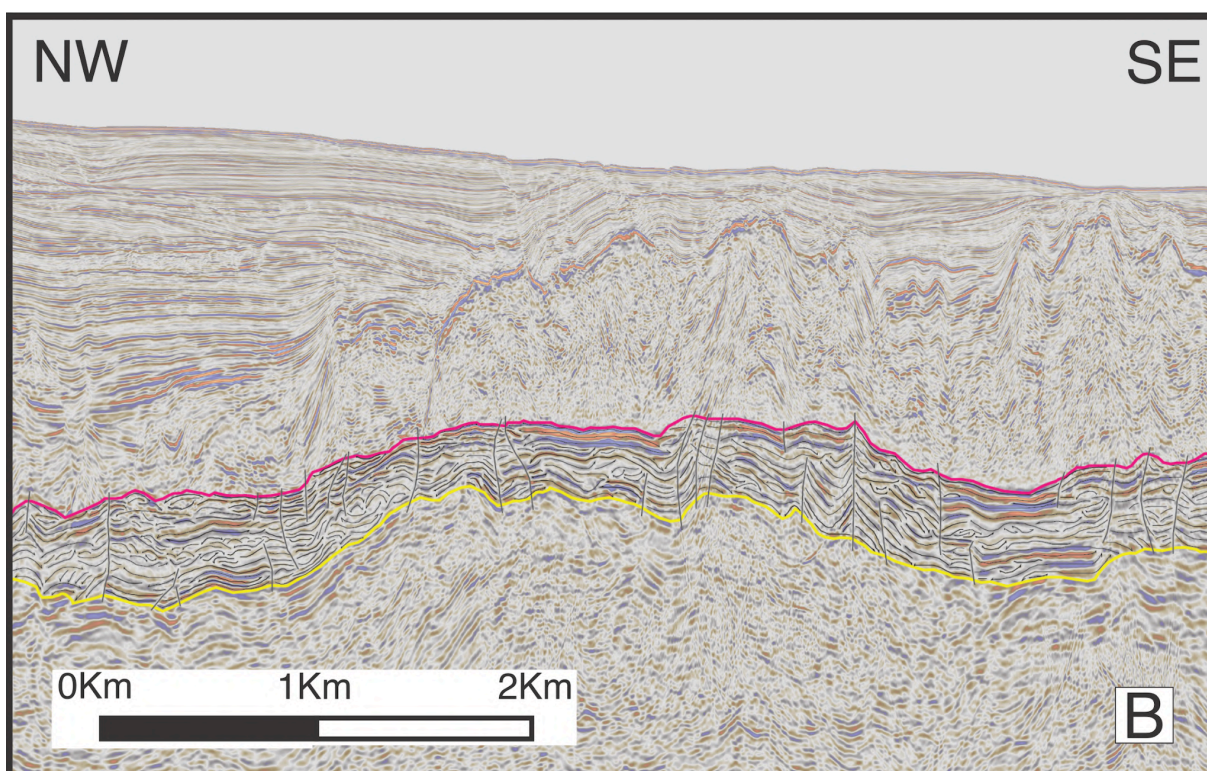


Figura 24: Seção B em detalhe, representando a porção central da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.

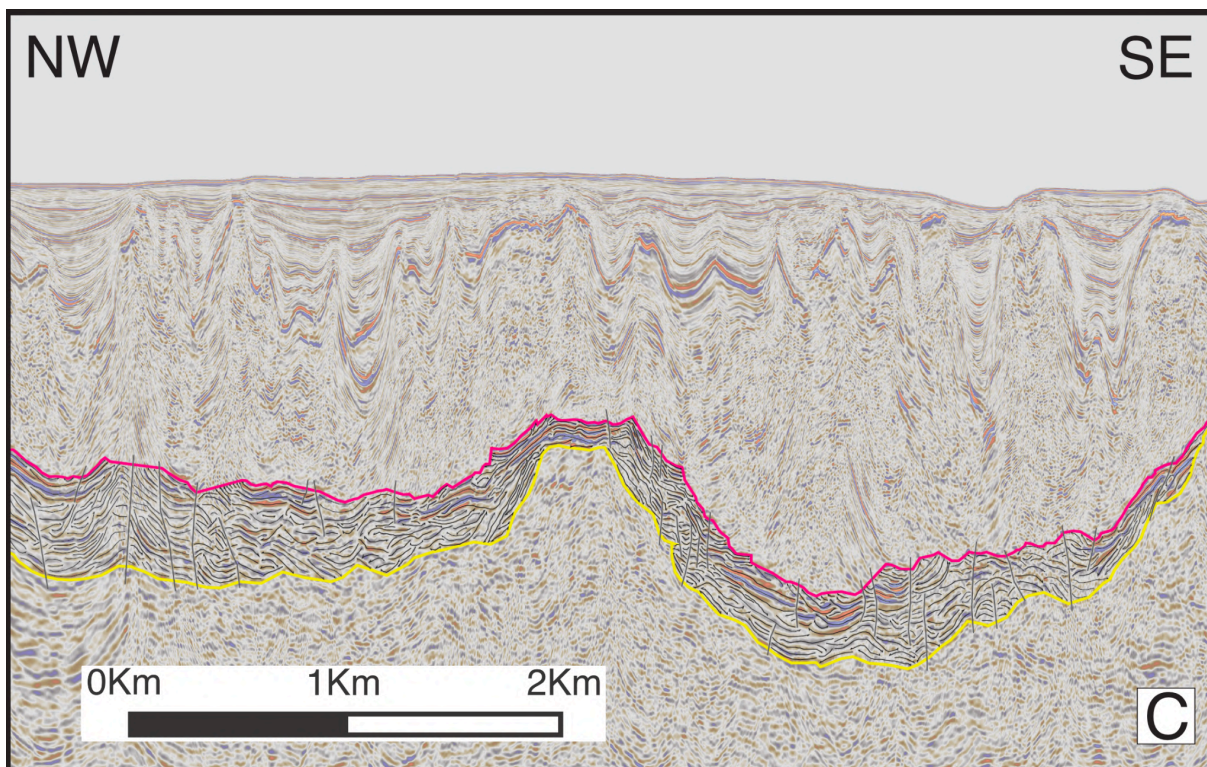


Figura 25: Seção C em detalhe, representando a porção distal da linha sísmica R0258-1747, com interpretação completa de refletores e falhas.

Tabela 2: Exemplos de terminações de refletores truncamento erosivo, *toplap*, *onlap* e *downlap* encontrados na linha sísmica R0258-1747.

	Truncamento Erosivo	<i>Toplap</i>	<i>Onlap</i>	<i>Downlap</i>
Fase Normal				
Interpretado				

### 5.3 Unidades Sismoestratigráficas

No intervalo de estudo foram demarcadas três unidades sismoestratigráficas, as quais foram individualizadas a partir de duas superfícies limítrofes. A unidade 1 (US1) se encontra logo acima do embasamento econômico, delimitado pela discordância de topo da Formação Camboriú. Já a unidade 3 (US3) ocorre no contato da porção basal da Formação Ariri. A unidade 2 (US2) também pode estar em contato tanto com a Formação Ariri quanto a Formação Camboriú, contudo esta unidade ocorre entre a US1 e US3. Conjuntamente, foi possível a consistência da individualização das unidades cruzando dados de poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS.

Abaixo, na Figura 26, o arcabouço estratigráfico exemplifica as unidades definidas na linha sísmica RD258-1747.

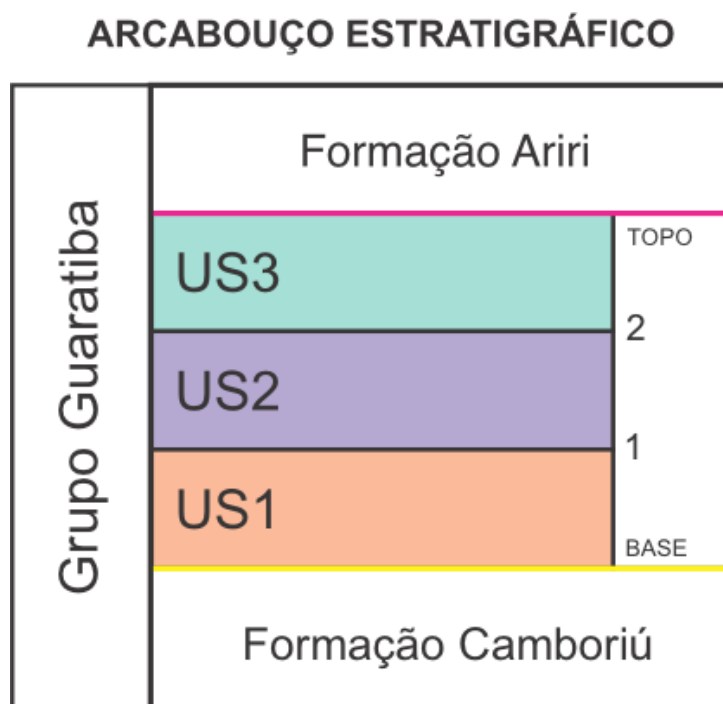


Figura 26: Arcabouço Estratigráfico do intervalo de estudo a US1 em laranja, a US2 em roxo, a US3 em verde, e as superfícies 1 e 2 mapeadas. O topo do intervalo em rosa e o limite basal em amarelo.

A US1, representada em laranja nas Figuras 27, 28, 29 e 30, é a mais antiga localizando-se próxima ao limite basal do intervalo de estudo. Com dados do poço 3-BRSA-1064-RJS, foi possível individualizar a unidade sendo pertencente a Formação Piçarras. A US1 ocorre de forma restrita, não sendo contínua ao longo de

todo o intervalo, com maior concentração na porção central. Na interpretação sísmica, observa-se a presença de refletores em *downlap* na sua base, além de um contato subjacente com a unidade sismoestratigráfica 2 (US2). A unidade US1 pode ser totalmente observada na Figura 27, e em seções de detalhes nas Figuras 28, 29 e 30.

A US2, representada em roxo nas Figuras 27, 28, 29 e 30, apresenta ampla distribuição ao longo da linha sísmica, exceto em uma pequena porção distal do intervalo. Com a análise dos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS, foi possível definir a unidade como Formação Itapema. Na porção proximal, a US2 está em contato direto com o limite superior do intervalo de estudo, enquanto na porção central em direção à distal, entra em contato com a unidade sismoestratigráfica 3 (US3) depositada acima. Além disso, a US2 sobrepõe a US1 e, localmente, estabelece contato com o limite basal do intervalo. É caracterizada por refletores em *toplap* na porção superior e truncamentos erosivos. A unidade US2 pode ser observada por completo na Figura 27, e em todas as seções de detalhe da linha sísmica (Figuras 28, 29 e 30).

A US3, destacada em verde nas Figuras 27, 29 e 30, é a última unidade a ser depositada, conseqüentemente a mais recente. Está localizada próxima ao limite superior do intervalo estudado, onde estabelece um contato restrito com os evaporitos da Formação Ariri. Essa limitação resultante de processos erosivos, evidenciados pela presença significativa de truncamentos erosivos no topo da unidade. Com os poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS a US3 foi estabelecida como Formação Barra Velha. É observado o contato com o topo da US2 e a ausência da unidade na porção proximal, ocorrendo apenas nas porções central e distal da linha sísmica. A unidade US3 pode ser observada por completo na Figura 27 e parcialmente nas seções de detalhe (Figuras 29 e 30).

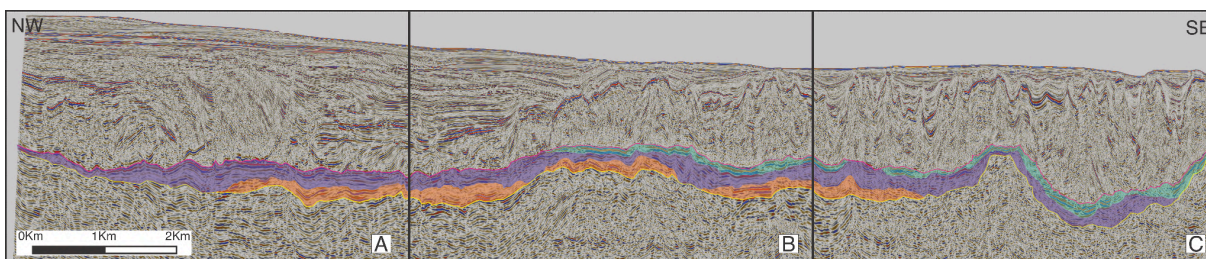


Figura 27: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.

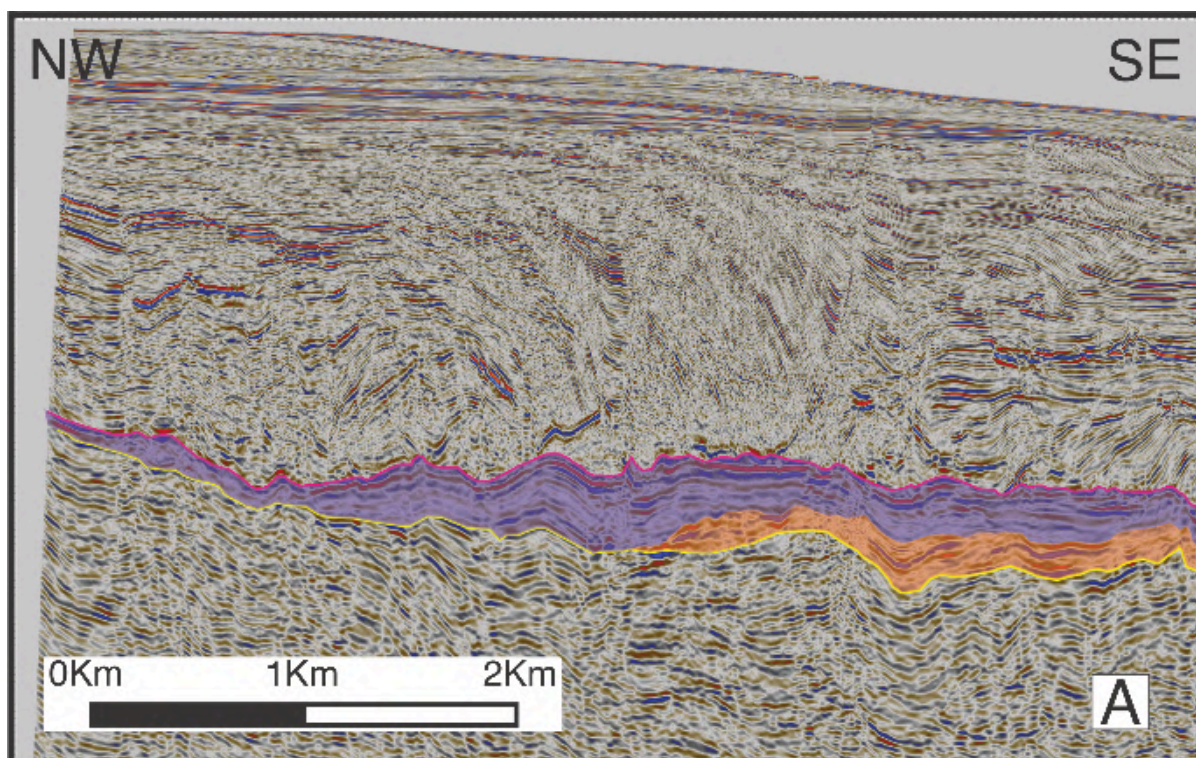


Figura 28: Seção A, porção proximal, da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja e US2 em roxo.

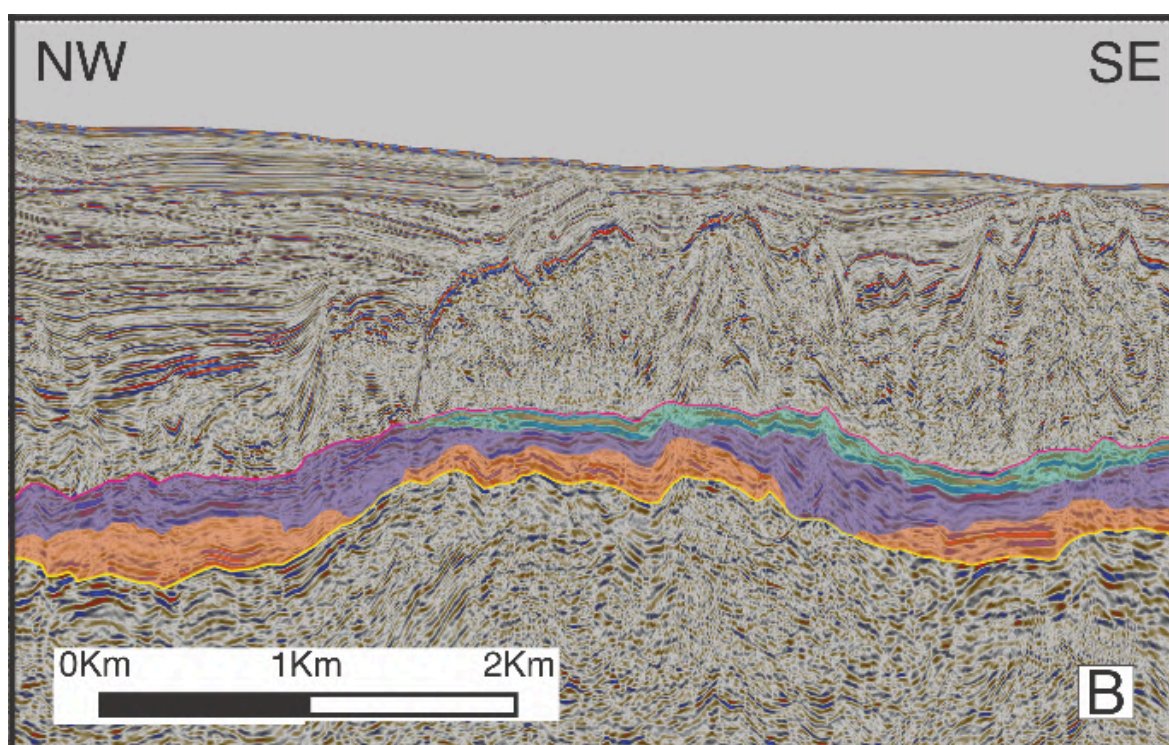


Figura 29: Seção B, porção central da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja e US2 em roxo.

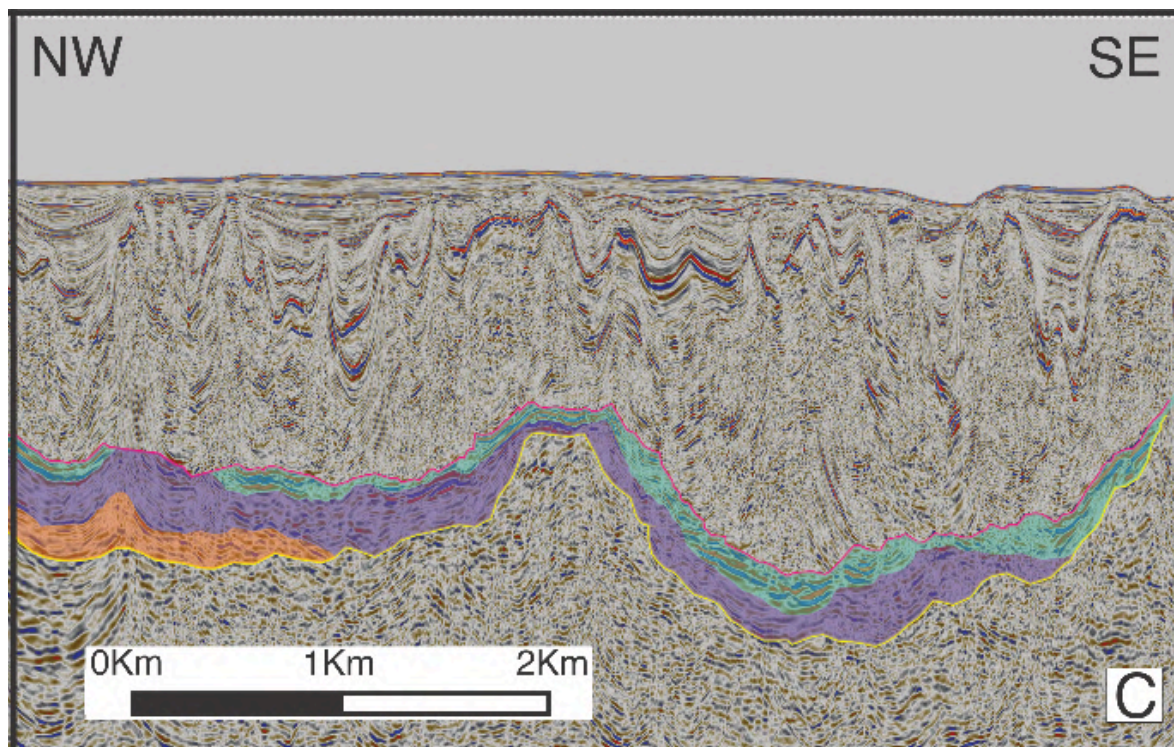


Figura 30: Seção C, porção distal, da linha sísmica R0258-1747 em fase normal com unidades mapeadas. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.

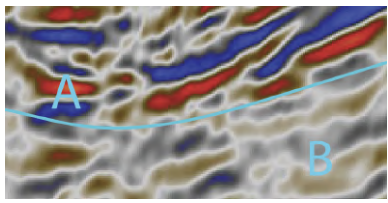
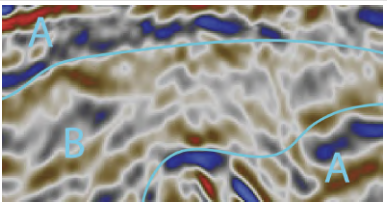
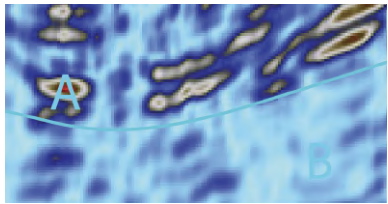
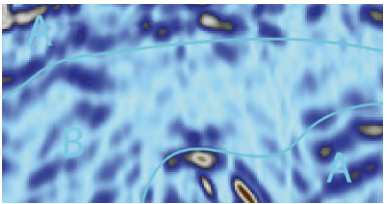
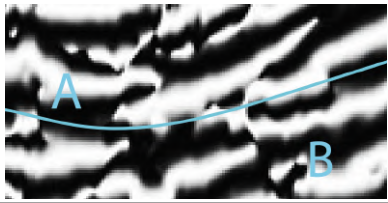
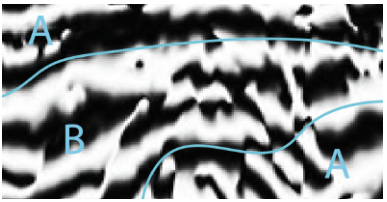
## 5.4 Texturas sísmicas e Sismofácies

No intervalo de estudo foram identificadas duas texturas sísmicas baseadas em parâmetros sísmicos como amplitude do sinal, continuidade e frequência dos refletores: textura sísmica A (TS-A) e textura sísmica B (TS-B).

A tabela 3 abaixo, exemplifica e mostra as diferentes texturas sísmicas de cada sismofácies, em fase normal, em atributos sísmicos RMS amplitude e *Cosine Phase*, assim como as características de refletores e geometrias.



Tabela 3: Texturas sísmicas com exemplos em diferentes atributos e características.

	Textura sísmica A (TS-A)	Textura Sísmica B (TS-B)
Fase Normal		
RMS Amplitude		
<i>Cosine Phase</i>		
Características	Refletores semi-contínuos a descontínuos, alta a média amplitude e geometria em lentes ou lençol	Refletores semi-contínuos a caóticos, baixa amplitude e geometria em lençol

A TS-A, representada em azul nas Figuras 31, 32, 33 e 34, ocorre ao longo de todo o intervalo de estudo na linha sísmica. No atributo sísmico em Fase Normal e RMS Amplitude, os refletores se destacam pela alta e média amplitude, enquanto no atributo *Cosine Phase* os refletores não são muito evidentes devido a baixa continuidade. A geometria externa foi interpretada como lentes ou lençol, conforme Mitchum e Vail (1977).

A TS-B, de cor rosa nas Figuras 31, 32, 33 e 34, ocorre de forma mais contínua e mais predominante que a TS-A na linha sísmica. No atributo sísmico em Fase Normal e *Cosine Phase* se destaca o padrão caótico dos refletores. Segundo a interpretação de geometria externa de Mitchum e Vail (1977), a sismofácies SFB se caracteriza como geometria em lençol.

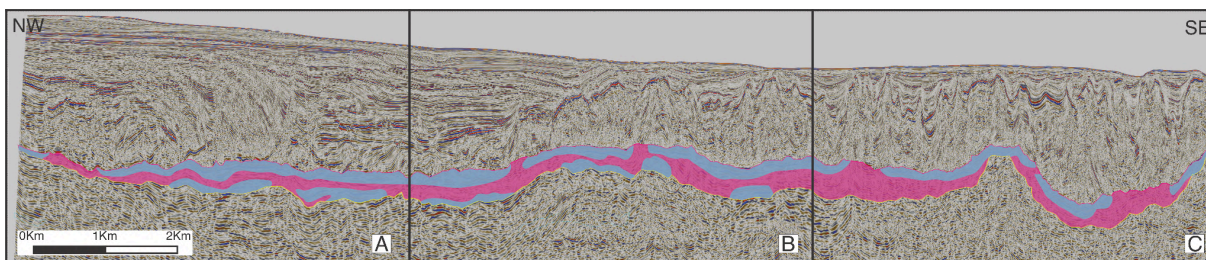


Figura 31: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.

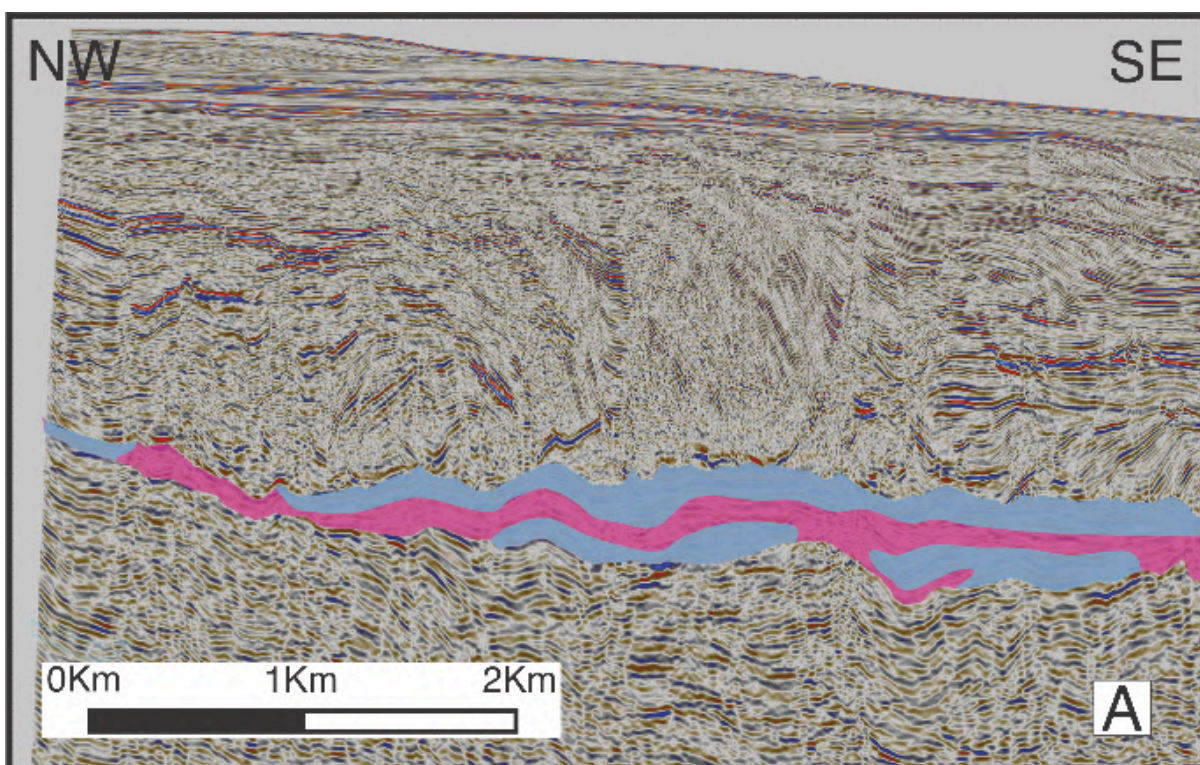


Figura 32: Seção A, da porção proximal da linha sísmica R0258-1747, em detalhe em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.

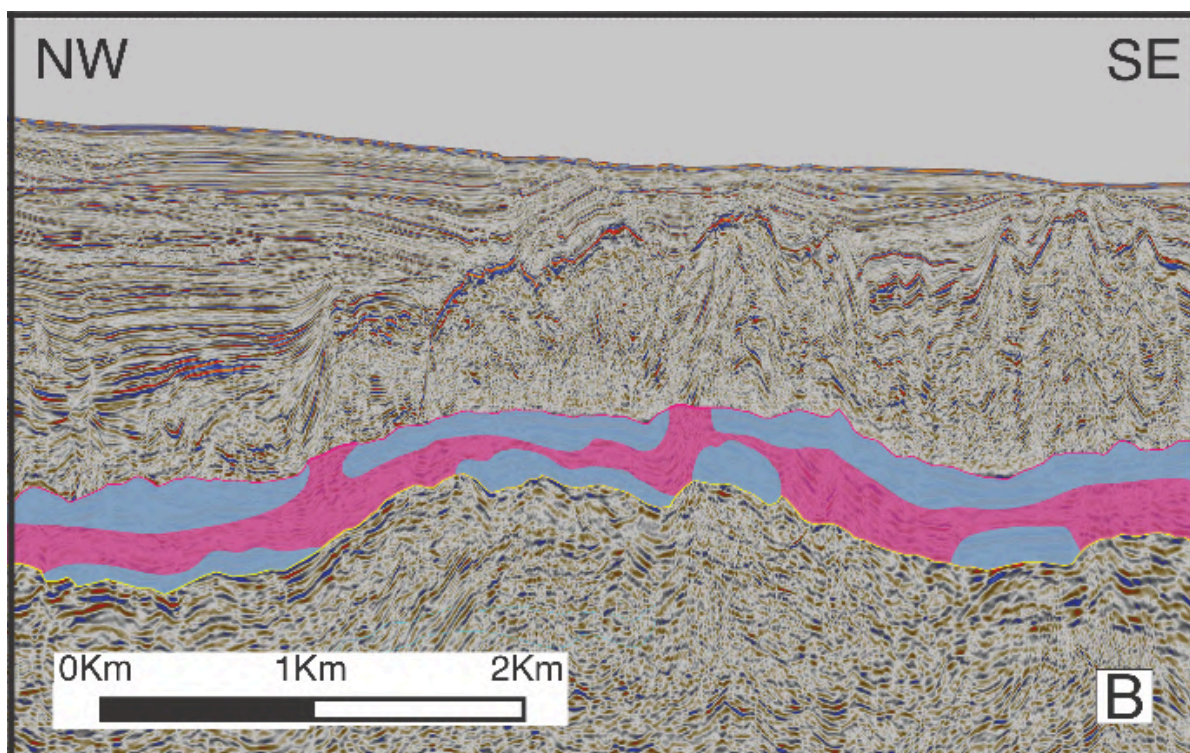


Figura 33: Seção B, da porção central da linha sísmica R0258-1747, em detalhe em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.

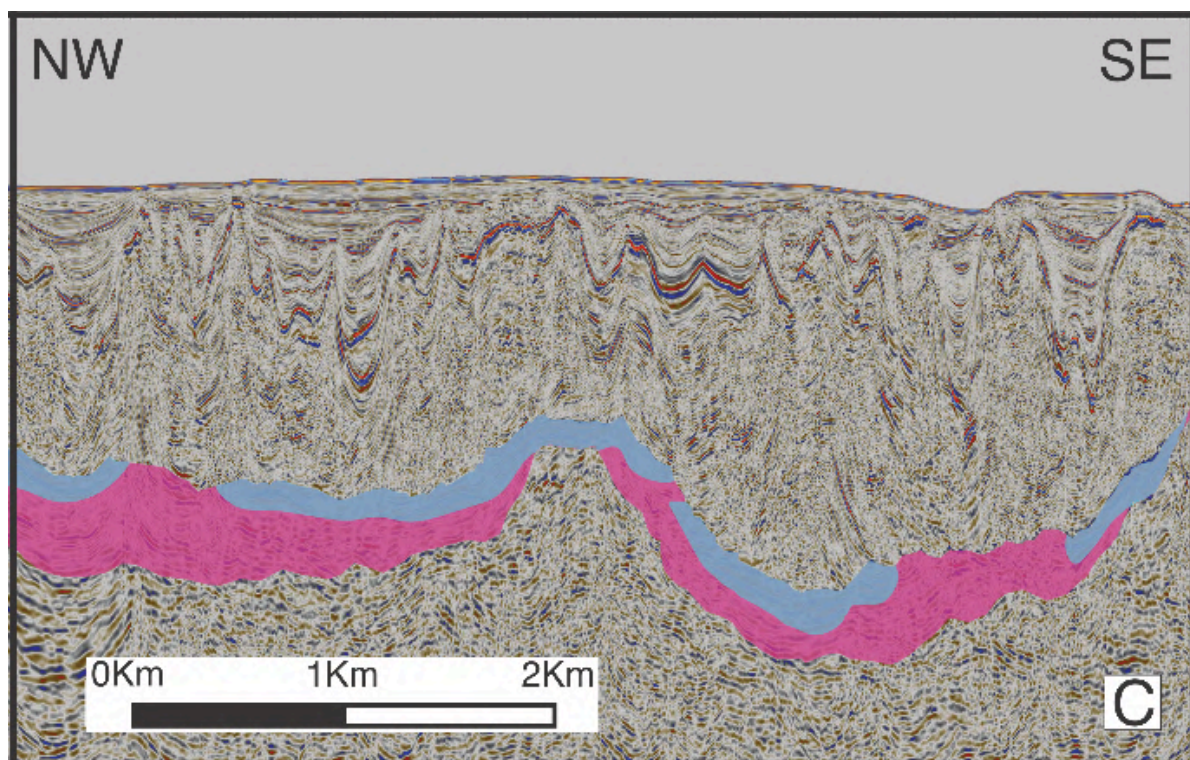


Figura 34: Seção C, da porção distal da linha sísmica R0258-1747, em detalhe em fase normal com sismofácies mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa.

As texturas sísmicas encontradas foram cruzadas com informações litológicas dos poços (2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS) permitindo a caracterização das sismofácies dentro de cada unidade sismoestratigráfica.

Na Figura 35 podem ser observados os poços localizados na linha sísmica R0258-1747, assim como suas respectivas litologias.

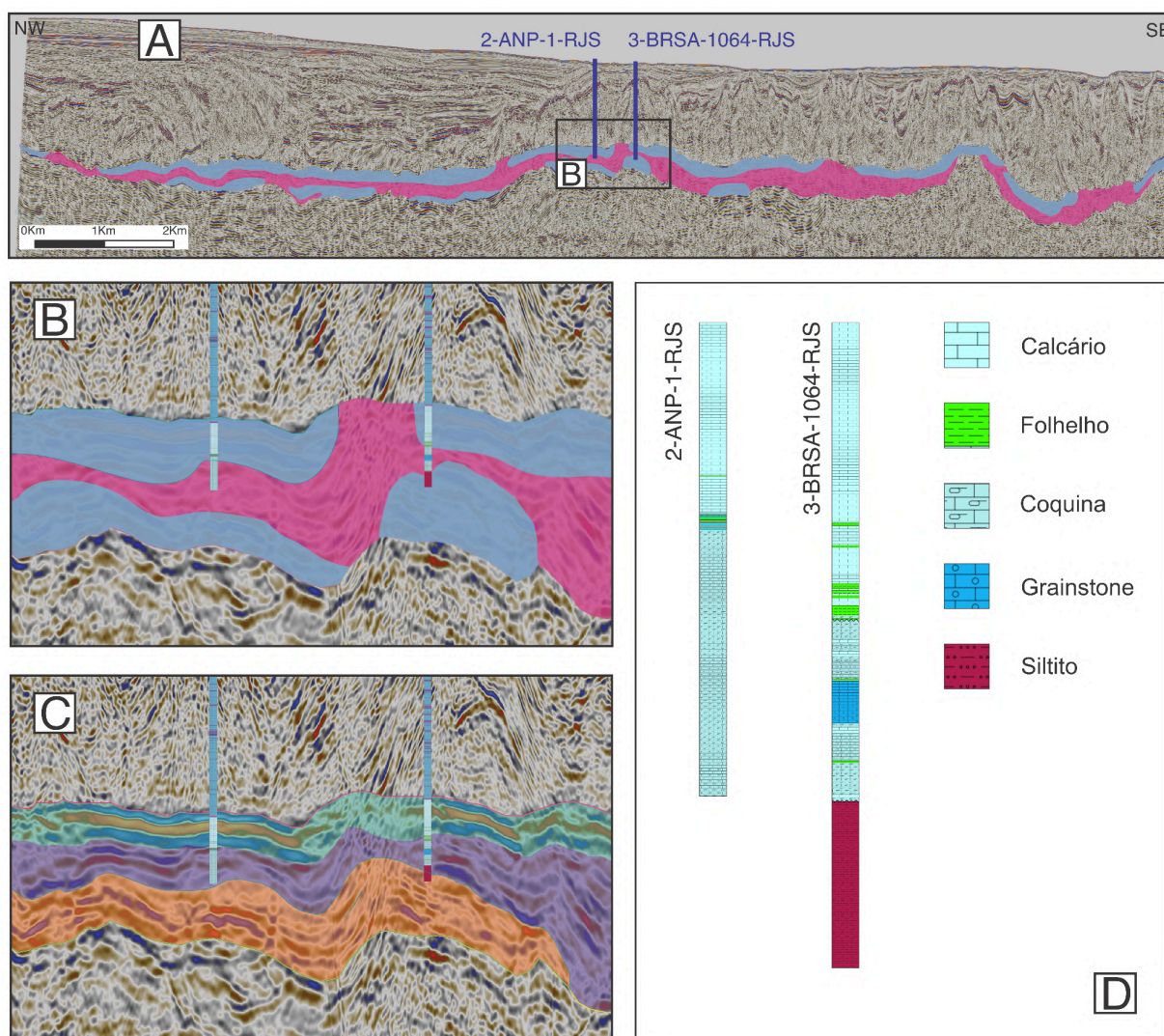


Figura 35: A) Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas. TS-A em azul e TS-B em rosa. B) Detalhe da porção mostrando as texturas sísmicas e localização dos poços. C) Detalhe da porção mostrando unidades e localização dos poços. D) Poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS com litologias presentes.

A TS-A, na unidade US3, possui predominância de calcário com níveis de folhelho. Segundo Wright e Barnett (2017) a Formação Barra Velha pode ser dividida em três fácies carbonáticas, sendo F1, F2 e F3. A F1 tem predominância de cimentos de *shrubs* calcínicos, a F2 é caracterizada por *floatstones* de esferulitos

calcífticos e a F3 com calcilutitos laminados contendo ostracodes e detritos de vertebrados. Com a interpretação litológica de ambos os poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS, foi possível interpretar a TS-A da Unidade 3 como pacotes de lama carbonática com níveis subordinados de *shrub*, esferulitos e estromatólitos, com dominância da fácies carbonáticas F3 de Wright e Barnett (2015). Segundo Sommer, V. P. (2019, apud Wriighth e Barnett 2015), a separação entre depósitos *shrubs* e esferulitos não é possível devido à escala sísmica. Desta forma, a partir da soma das fácies carbonáticas F1 e F2 de Wright e Barnett (2015) em conjunto com características de refletores de baixa amplitude e que contrastam com refletores mais contínuos e de alta amplitude da TS-A, foi possível interpretar, devido ausência de dados de poços, que a TS-B da unidade US3 é composta por construções de carbonatos (*shrub*, esferulitos e estromatólitos) contendo pouca lama.

A unidade US2, possui ambas as texturas sísmicas (TS-A e TS-B). Para a textura sísmica TS-A, foi constatada a litologia com predominância de folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica contendo intercalações de *grainstone*. Enquanto para a textura sísmica TS-B da unidade US2, a litologia é composta por carbonatos bioclásticos (*i.e.*, coquinas) com porções contendo *grainstone*.

A partir do poço 3-BRSA-1064-RJS, as sismofácies da unidade basal (US1) foram interpretadas como pertencentes a Formação Piçarras com predominância de siltitos na textura sísmica TS-A. De acordo com Moreira *et al.* (2007), a Formação Piçarras é formada por duas litologias: Conglomerados e arenitos polimíticos compostos por fragmentos de basalto, quartzo e feldspato; e siltitos compostos por talco-estevensita e folhelhos ricos em matéria orgânica intercalados com porções areníticas. Dessa forma, a TS-A foi interpretada como sendo silito de composição talco-estevensita e folhelhos escuros, devido a presença desta litologia no intervalo analisado. Entretanto, por falta de dados de poço no local, a TS-B foi determinada, por exclusão, como arenitos e/ou conglomerados polimíticos, conforme Moreira *et al.* (2007).

Na Tabela 4, pode ser observada a individualização das texturas sísmicas TS-A e TS-B dentro das unidades US1, US2 e US3. Com as descrições e interpretações litológicas e a correlação dos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS foi possível interpretar e definir as seis sismofácies observadas e inferidas através da bibliografia.

Tabela 4: Textura sísmica de cada unidade sismoestratigráfica contendo descrição e interpretação.

Unidade Sismoestratigráfica	Textura Sísmica	Descrição	Interpretação
US3	TS-A	Refletores semi-contínuos a descontínuos e alta a média amplitude	<b>Sismofácies:</b> Pacotes de lama carbonática com níveis subordinados de shrub, esferulitos e estromatólitos
	TS-B	Refletores semi-contínuos a caóticos e baixa amplitude	<b>Sismofácies:</b> Construções de carbonatos (shrub, esferulitos e estromatólitos) com pouca lama
US2	TS-A	Refletores semi-contínuos a descontínuos e alta a média amplitude	<b>Sismofácies:</b> Folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, intercalados com finas camadas de grainstone
	TS-B	Refletores semi-contínuos a caóticos e baixa amplitude	<b>Sismofácies:</b> Carbonatos bioclásticos (coquinas) com porções contendo grainstone
US1	TS-A	Refletores semi-contínuos a descontínuos e alta a média amplitude	<b>Sismofácies:</b> Siltito de composição talco-estevensita e folhelhos escuros
	TS-B	Refletores semi-contínuos a caóticos e baixa amplitude	<b>Sismofácies:</b> Arenito e/ou conglomerado polimítico

## 5.5 Carta Cronoestratigráfica

A partir da integração dos dados em escala temporal do intervalo de estudo, foi elaborada uma carta cronoestratigráfica, seguindo a metodologia idealizada por Vail & Mitchum (1977) e Neal & Abreu (2009). Tais cartas se tornam fundamentais para a compreensão de registros geológicos e processos controladores.

A Figura 36 representa a carta cronoestratigráfica com as unidades sismoestratigráficas, enquanto as Figuras 37 e 38 ilustram a carta em detalhe. A carta cronoestratigráfica com as texturas sísmicas delimitadas está representada na Figura 39 e nas Figuras 40 e 41 a carta de textura sísmica em detalhe.

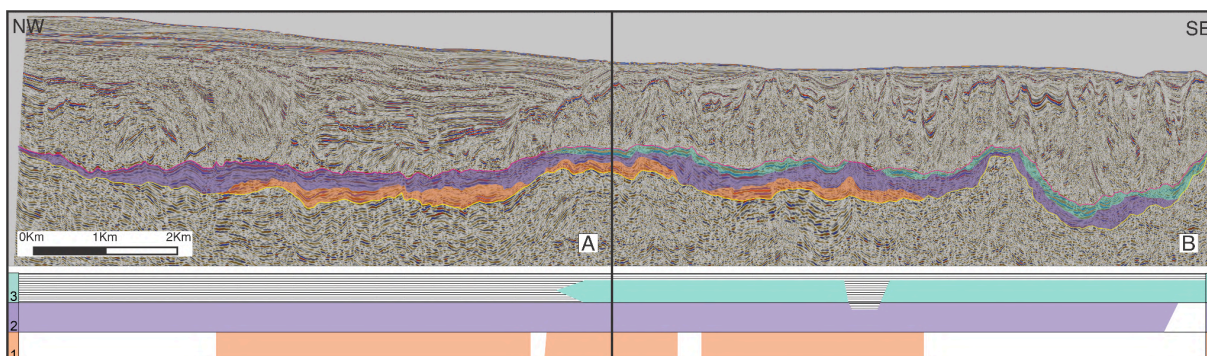


Figura 36: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.

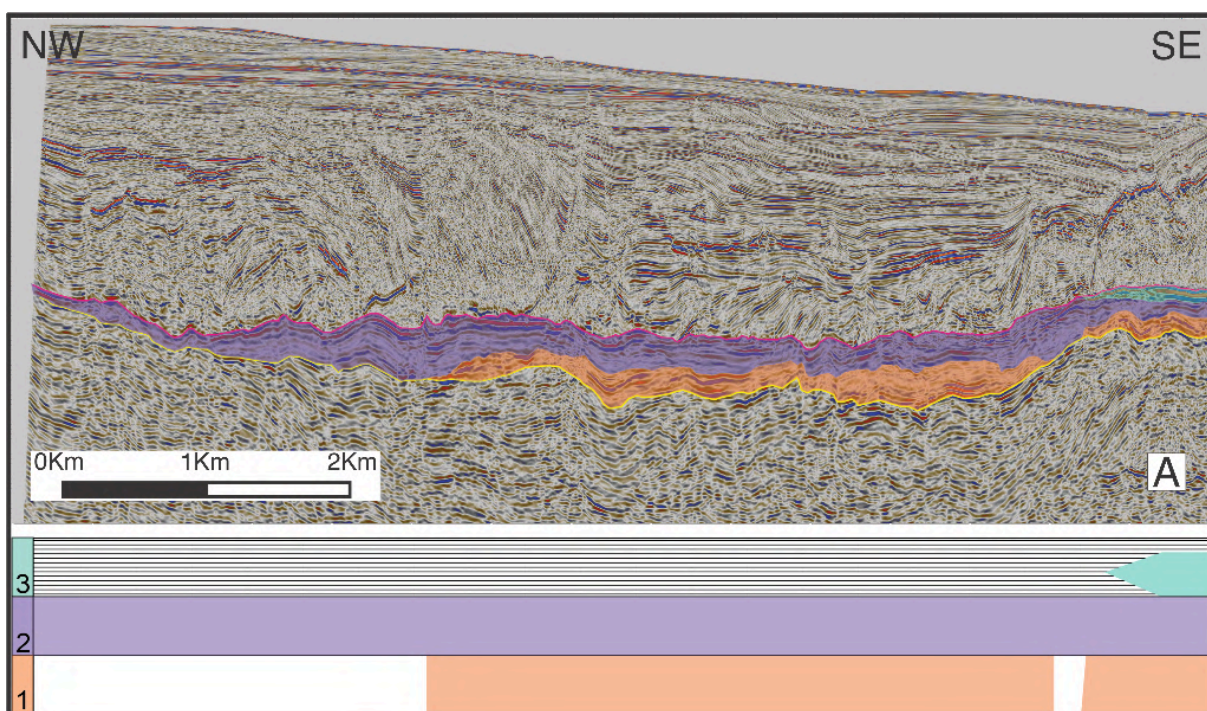


Figura 37: Seção A da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.

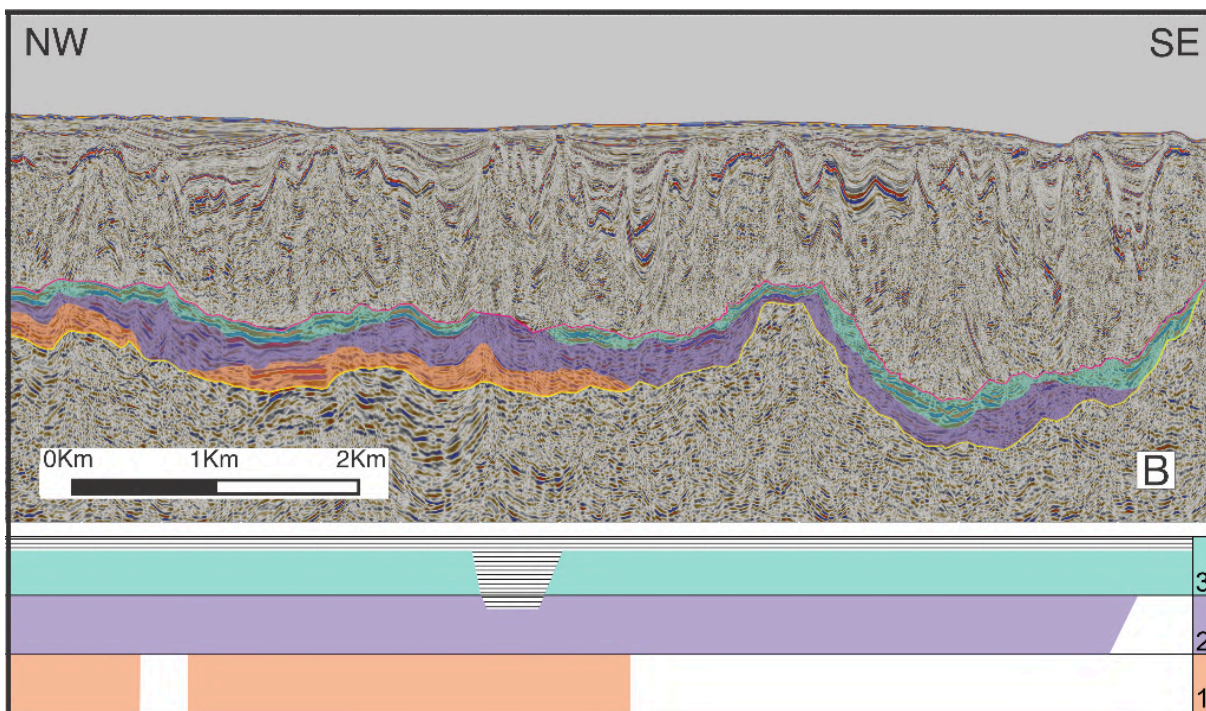


Figura 38: Seção B da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com unidades mapeadas e carta cronoestratigráfica. US1 em laranja, US2 em roxo e US3 em verde.

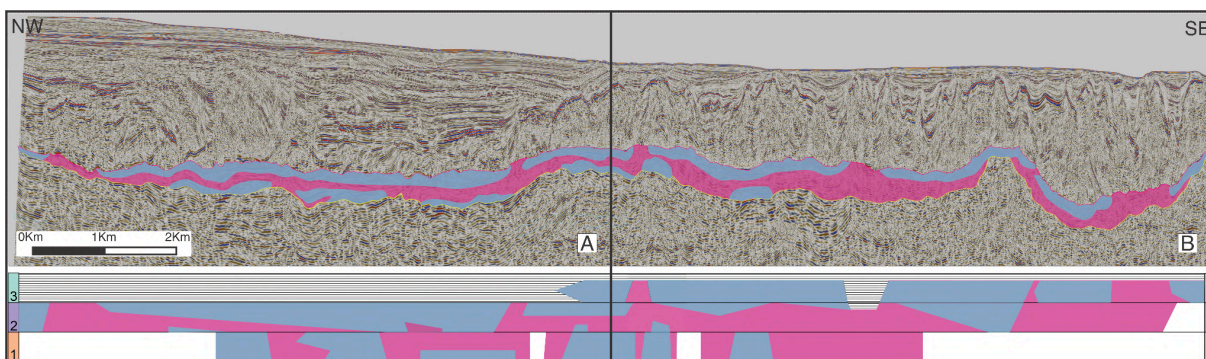


Figura 39: Linha sísmica R0258-1747 completa em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.



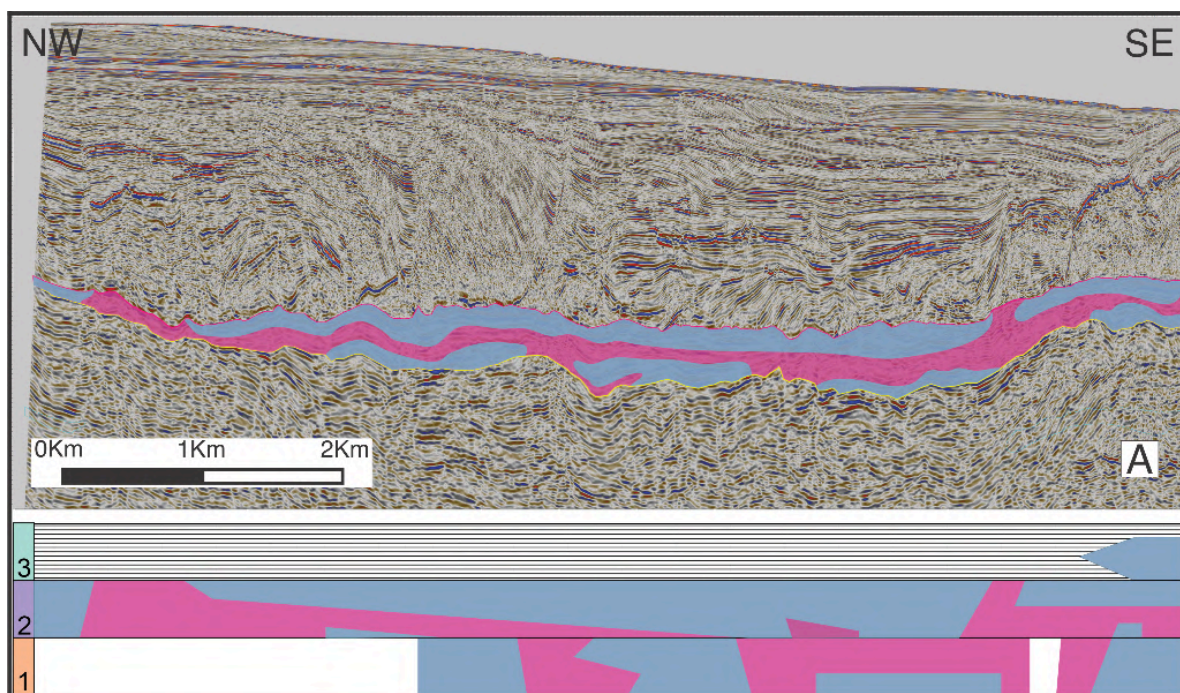


Figura 40: Seção A da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.

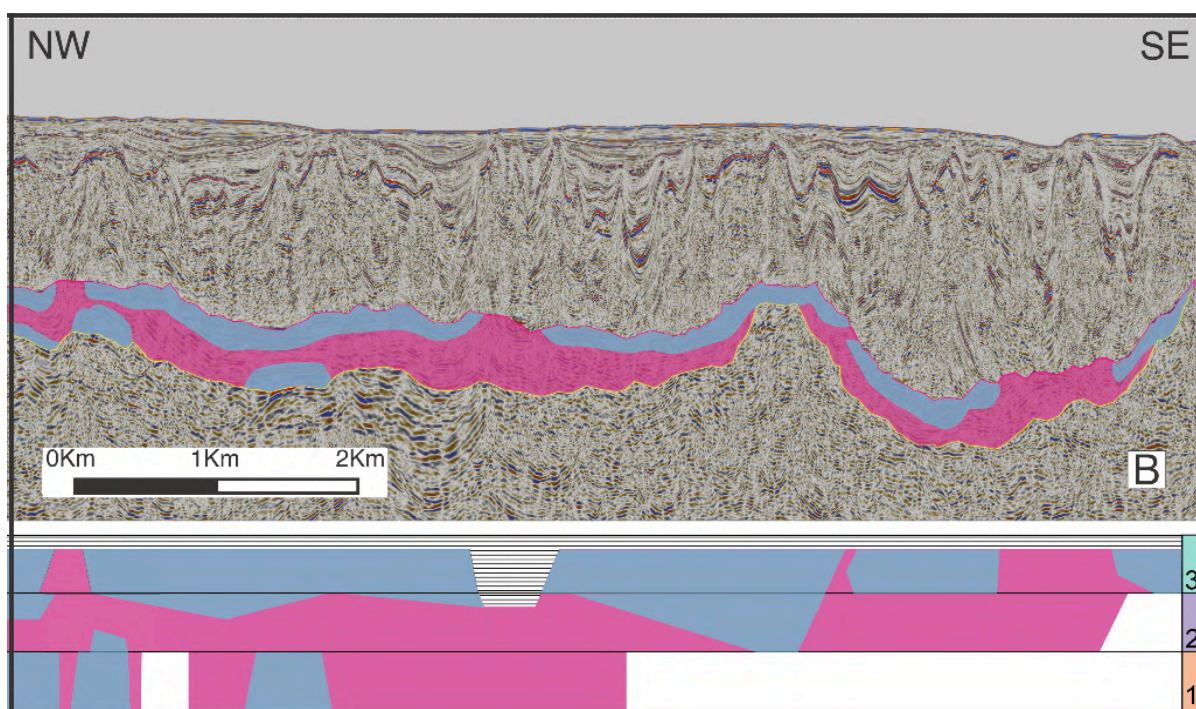


Figura 41: Seção B da linha sísmica R0258-1747 em detalhe em fase normal com as texturas sísmicas mapeadas e carta cronoestratigráfica. TS-A em azul e TS-B em rosa.

A unidade sismoestratigráfica 1 (US1), representada na cor laranja na carta cronoestratigráfica, é depositada na porção central, não estando presente nos

extremos proximais e distais da linha sísmica. Como pode ser observada por completo na Figura 36 e em detalhes nas Figuras 37 e 38. A US1 apresenta duas texturas sísmicas: Textura sísmica A (TS-A), representado na cor azul, depositada por toda a extensão da US1 e com geometria em bancos, e a textura sísmica B (TS-B) de cor rosa (Figuras 39, 40 e 41).

A unidade sismoestratigráfica 2 (US2), de cor roxa na carta cronoestratigráfica (Figuras 36, 37 e 38), é a unidade de maior espaço de acomodação, estando depositada por quase toda sua extensão, possuindo um pequeno hiato na porção distal da linha sísmica. A textura sísmica A (TS-A), de coloração azul na carta, apresenta geometria em forma de lençol, enquanto a textura sísmica B (TS-B), representada em rosa, possui maior predominância na porção distal da linha e, localizadamente, correm feições de superfície de erosão (Figuras 39, 40 e 41).

A unidade sismoestratigráfica 3 (US3), a última unidade a ser depositada, representada na carta cronoestratigráfica pela coloração verde (Figuras 36, 37 e 38), é a unidade mais delgada e de menor ocorrência na linha sísmica. Essa limitação pode ser resultado de processos erosivos, o que restringe seu registro na porção proximal da linha sísmica, se concentrando na porção distal. A textura sísmica TS-A se estende por toda a US3, enquanto a textura sísmica TS-B se deposita na forma de bolsões e tem menor ocorrência em relação a TS-A (Figuras 39, 40 e 41).

## 6 DISCUSSÃO

### 6.1 Modelo de Deposição e Evolução

A metodologia seguindo os princípios de interpretação da sismoestratigrafia proposto por Vail e Mitchum (1977), se mostra eficiente para unir a assinatura sismoestratigráfica junto a modelos com ênfase na evolução tectono-estratigráfica de bacias sedimentares, que corroboram para a otimização de modelos exploratórios. No entanto, o intervalo do Grupo Guaratiba, da Bacia de Santos carece de estudos com enfoque sismoestratigráficos, que correlaciona a fase rifte com a fase sag.

A fase Rifte desenvolveu-se em um estágio marcado por intenso tectonismo associado à subsidência e ao soerguimento crustal, resultando na formação de estruturas como *horsts*, *grabens* e *hemi-grabens*. De acordo com Moreira *et al.*, 2007, esses processos criaram amplos espaços de acomodação, favorecendo a deposição de sedimentos siliciclásticos em ambientes predominantemente flúvio-lacustres.

A fase SAG da Bacia de Santos resultou de processos de subsidência térmica, originando extensas depressões laterais contínuas. Durante a transição do ambiente flúvio-lacustre para marinho, os depósitos químicos associados à Formação Barra Velha promoveram a precipitação de minerais como argilas magnesianas e/ou calcita, posteriormente sobrepostos e substituídos por depósitos evaporíticos característicos da Formação Ariri (Chang *et al.*, 2008).

A Figura 42 apresenta um modelo conceitual ilustrando a fase rifte e a fase sag no contexto da Bacia de Santos.

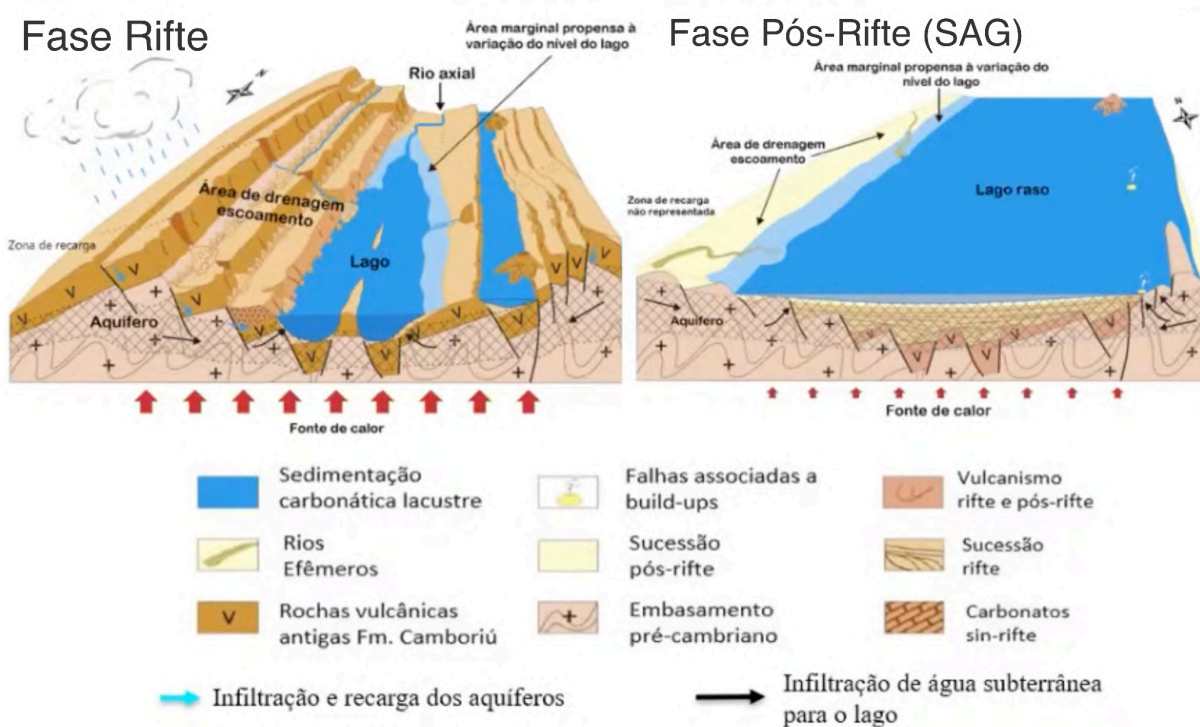


Figura 42: Modelo conceitual simplificado ilustrando a Fase Rifte e Fase Sag. Fonte: Modificado de Pietzsch *et al.* 2018.

Com o cessar do extravasamento de lavas basálticas da Formação Camboriú, e fim da idade Hauteriviana, se inicia a fase de deposição dos sedimentos clásticos continentais (Moreira *et al.*, 2007). A deposição da Formação Piçarras ocorreu diretamente sobre os basaltos da Formação Camboriú em um contexto tectônico e vulcânico associado à fase rifte da Bacia de Santos, em resposta a um cenário de intensa atividade tectônica e vulcanismo durante o Barremiano. A sedimentação inicial da Formação Piçarras ocorreu em sistemas lacustres restritos, situados em meio-*grabens* isolados, que posteriormente coalesceram-se, originando um complexo de lagos alcalinos/salinos de maior extensão em função da variação climática no final do cretáceo inferior. A ocorrência de folhelhos ricos em matéria orgânica neste contexto geológico foi interpretada como a fase de aprofundamento e interconexão destes lagos, tornando-os potenciais rochas geradoras. (Moreira *et al.* 2007; Chang *et al.*, 2008; Sanabria., 2022).

Na linha sísmica, a região de deposição da Formação Piçarras (US1), apresenta apenas um poço (3-BRSA-1064-RJS). De acordo com Moreira *et al.*, 2007, a Formação Piçarras é caracterizada por depósitos de leques aluviais compostos por conglomerados e arenitos polimíticos, contendo fragmentos de basalto, quartzo e feldspato nas zonas próximas da bacia. Nas porções lacustres,

predominam arenitos, folhelhos e siltitos de composição talco-estevensítica. A TS-A teve auxílio do poço (3-BRSA-1064-RJS), com litologias de siltito de composição talco-estevensita e folhelhos escuros, dos quais representaram um momento de interconexão de lagos, diminuição da alcalinidade e ambiente propenso a preservação de matéria orgânica (Armelenti *et al.*, 2016). Devido a limitação de dados de poços na Formação Piçarras junto à diferença de amplitude dos refletores entre as fácies, a TS-B foi interpretada como arenito e/ou conglomerado polimítico, possivelmente representando leques deltaicos abundantes próximos às bordas de falhas (Moreira *et al.*, 2007).

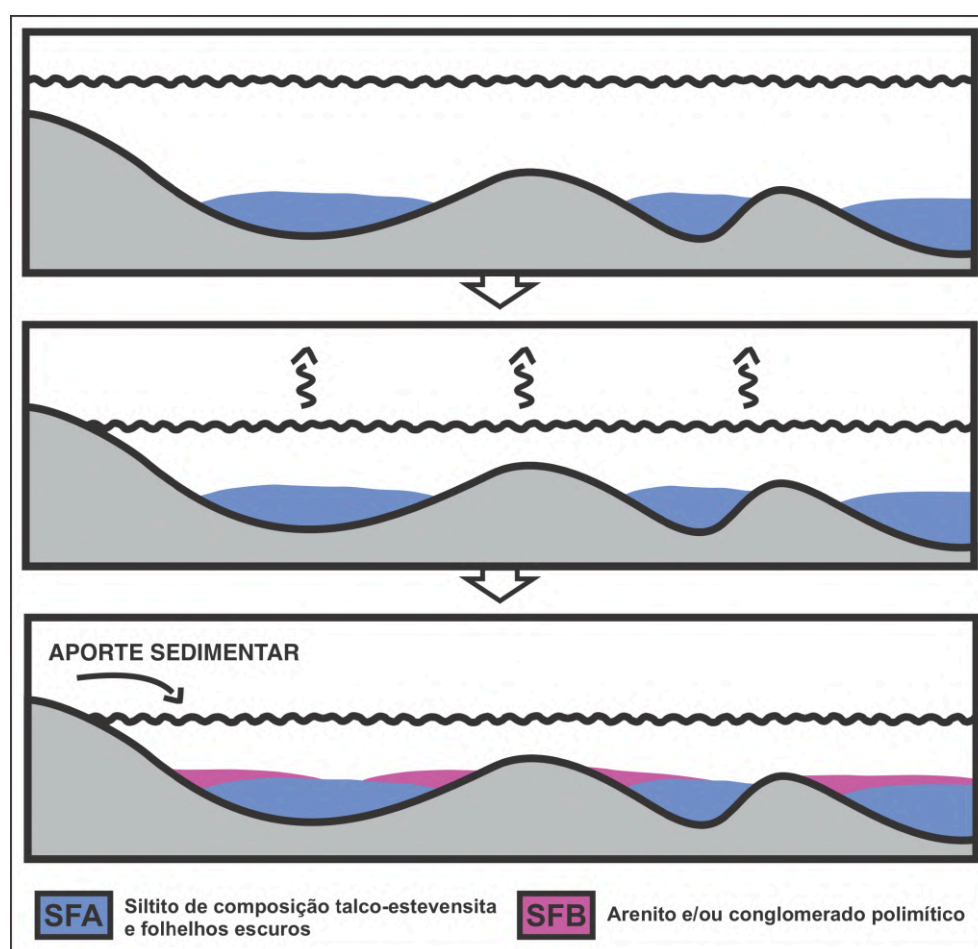


Figura 43: Diagrama esquemático da deposição da Formação Piçarras.

De acordo com Moreira *et al.* (2007), após a deposição dos pacotes siliciclásticos da Formação Piçarras, foram depositados os folhelhos e carbonatos da Formação Itapema, no estágio final da formação dos meio-grábens. De idade

Neobarremiana, sua base é limitada pela discordância Pré-Jiquiá e em seu topo pela discordância Pré-Alagoas, separando-a da Formação Barra Velha. Esta unidade é composta por conglomerados e arenitos e folhelhos escuros e carbonatos do tipo grainstones a bivalves (coquinas), wackestones e packstones bioclásticos e folhelhos carbonáticos (Moreira *et al.*, 2007). Com o auxílio dos poços 2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS, a textura sísmica B TS-B, foi interpretada como coquinas, compostas predominantemente por moluscos bivalves, de ambientes de alta energia e apresentam altas taxas de porosidade e permeabilidade, e se tornaram importantes alvos exploratórios após a identificação de grandes acumulações em diversos campos da Bacia de Santos (Kattah, 2015 e Thompson *et al.*, 2015). Convém mencionar que os folhelhos ricos em matéria orgânica da Formação Itapema, interpretados como textura sísmica A TS-A, apresentam grande relevância por desempenharem o papel de rochas geradoras. Conforme Pietzsch *et al.* (2018), a Formação Itapema tem como ambiente deposicional lagos mais profundos, pH mais baixo e clima mais úmido em comparação a Formação Barra Velha.

A transição para a fase pós-rifte (sag) é marcada pela discordância regional pré-Alagoas, que separa a Formação Itapema da Formação Barra Velha, e é relacionada à elevação e erosão da seção rifte (Moreira *et al.*, 2007; Winter *et al.*, 2007). Caracterizado por grandes depósitos lacustres de carbonato e argila (Szatmari e Milani, 2016), que consiste em uma mistura variada de fácies *in situ* e retrabalhadas, que incluem calcita, dolomita, argilominerais magnesianos e sílica (Wright, 2015; Tosca e Wright, 2015; Pietzsch *et al.*, 2018; Gomes *et al.*, 2020). A fase sag, é subdivida em duas sequências, inferior e superior, delimitadas pela discordância Intra-Alagoas. A sag superior é marcada por um período transicional de redução da atividade tectônica até sua quiescência, refletindo o preenchimento completo da bacia do tipo sag (Buckley *et al.*, 2015). Enquanto a fase inferior é marcada pelo início da redução da atividade tectônica (Carminatti *et al.*, 2009; Chaboureaud *et al.*, 2013).

A US3, identificada como Formação Barra Velha, possui ambos poços (2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS) cortando a unidade. Wright & Barnett (2015) interpretaram o ambiente deposicional da Formação Barra Velha em 3 fácies. A fácies 3 como lamitos e *mudstones*, de ambiente de lago raso abaixo da base de ondas, durante um período de afogamento, com litologia com predominância de calcilitos laminados contendo ostracodes e detritos de vertebrados de forma

subordinada. Com o processo de evaporação, o lago começa a sofrer raseamento, tornando o pH, assim como o aumento da concentração de Mg. A partir disto, começa a precipitação de silicatos de Mg em forma de gel, que irão formar a estenvensita, dessa forma, a fácies 2 é formada principalmente por esferulitos (*in situ*) e estenvensitas como matriz argilosa (Tosca & Wright, 2014). Com a diminuição da produção de geis de silicato de Mg e influência microbiana, houve o crescimento dos esferulitos passando a formar a fácies *shrubs*, dando origem a fácies 1. Na linha sísmica R0258-1747, foram encontradas duas texturas sísmicas distintas, na qual a TS-A tem predominância de pacotes de lama carbonática contendo *shrubs*, esferulitos e estromatólitos de forma subordinada, definindo como fácies carbonáticas F3 de Wright e Barnett (2015). Enquanto a TS-B, devido à baixa amplitude dos refletores, assumiu-se a menor concentração de matéria lamosa na sismofácies, e predominando carbonatos microbianos (*shrubs*, esferulitos e estromatólitos). Em resumo, a diferença principal entre ambas as fácies é a quantidade de sedimentos lamosos, os quais devem representar diferentes valores de impedância acústica e propriedades permo-porosas.

## 6.2 Potenciais Reservatórios - Heterogeneidades e Complexidades

O sistema Piçarras-Itapema-Barra Velha está entre os principais sistemas petrolíferos da Bacia de Santos. Tal sistema se desenvolveu em um contexto de rochas geradoras em folhelhos lacustres (Piçarras-Itapema) e acumulação em rochas carbonáticas como coquinas e calcirruditos na Formação Itapema e carbonatos com *shrubs*, esferulitos e laminitos da Formação Barra Velha, as quais compõem os principais reservatórios do pré-sal (Chang *et al.*, 2008; ANP, 2022 BACIA DE SANTOS Sumário Geológico e Setores em Oferta).

A migração dos hidrocarbonetos está associada a presença de falhas distensivas sin e pós deposicionais, formando caminhos preferenciais para o escape destes constituintes. Os principais selantes da porção rifte e sag da bacia de Santos são as espessas e extensas barreiras de salinas da Formação Ariri, de menor

permeabilidade que as rochas subjacentes. Dessa forma, as principais *traps* e *plays* para exploração de hidrocarbonetos na seção pré-sal estão associadas a altos estruturais relacionados a falhas, formando sequências de *grábens* e *horsts*. Contudo, podem ocorrer selantes compostos por pelitos e calcilitos intercalados nos reservatórios (Chang et al., 2008; ANP, 2022).

Assim como evidenciado em Castro, T.M. (2019), para a área de estudo, a Formação Itapema se mostra mais homogênea em relação à Formação Barra Velha, de alta heterogeneidade, e com menores teores de argilas e boas condições permo-porosas.

Segundo Castro, T.M. (2019), no topo da Formação Barra Velha ocorrem zonas de menor porosidade e permeabilidade principalmente pela presença de porções estevensíticas com características de não-reservatório. A autora argumenta que a análise dos poços também contidos no presente trabalho (2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS) possuem características peculiares que podem impactar negativamente a produção. Contudo, ambas as formações possuem boas espessuras de *net pay* (camada produtora), sendo os principais intervalos: 1) Porção central da Formação Itapema até o limite da discordância pré-alagoas composta por coquinas, *grainstones* e *rudstones*; e 2) porção basal da Formação Barra Velha até a discordância intra-alagoas composta por calcários microbiais.

Com base nos dados obtidos e discutidos no presente trabalho, a Tabela 5 apresenta de forma qualitativa as regiões de maior ou menor potencial de reservatórios para o Grupo Guaratiba.



Tabela 5: Comparativo de potenciais geradores e reservatórios entre texturas sísmicas das unidades.

Unidade Sismoestratigráfica	Textura Sísmica	Litologia	Potencial Gerador	Potencial Reservatório
US3	TS-A	Calcários com Estevensita	Baixo	Baixo
	TS-B	Calcários <i>In situ</i>	Baixo	Alto
US2	TS-A	Coquinas lamosas e Folhelhos	Médio	Baixo
	TS-B	Coquinas, <i>Grainstones</i> e <i>Rudstones</i>	Baixo	Alto
US1	TS-A	Siltitos e Folhelhos	Alto	Baixo
	TS-B	Arenitos e Conglomerados	Baixo	Médio **

\*\* Poucos estudos e o investimento para fazer um poço profundo dificilmente compensaria. Entretanto, de maneira geral, são litologias com potencial de alta permo-porosidade.

## 7 CONCLUSÃO

Através da aplicação da metodologia sismoestratigráfica idealizada por Vail e Mitchum (1977), e dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foi possível a interpretação e mapeamento da linha sísmica R0258-1747, junto a dados de poços (2-ANP-1-RJS e 3-BRSA-1064-RJS). Tornando possível a compreensão da evolução tectono-estratigráfica do intervalo de estudo composto pelo Grupo Guaratiba e localizado no Campo de Búzios - Bacia de Santos.

A partir da integração e interpretação dos dados, o intervalo de estudo foi definido com a delimitação da base, como o topo dos basaltos da Formação Camboriú, e o horizonte de topo como o contato da Formação Barra Velha com os evaporitos da Formação Ariri. Foram definidas três unidades sismoestratigráficas

(US1, US2 e US3), representando respectivamente as Formações Piçarras, Itapema e Barra Velha. Consecutivamente, observando parâmetros sísmicos como geometria, amplitude do sinal, continuidade e frequência dos refletores, foram interpretadas duas texturas sísmicas (TS-A e TS-B). TS-A apresentou refletores semi-contínuos a descontínuos e com alta a média amplitude e a TS-B corresponde a refletores com texturas de formato caótico e baixa amplitude.

Com a definição das texturas sísmicas junto a dados de poços, foi possível determinação das sismofácies e a individualização dentro das unidades sismoestratigráficas. Na US1, a TS-A apresentou como litologia siltitos de composição talco-estevensita e folhelhos escuros, já na TS-B arenito e/ou conglomerado polimítico. Na US2, a TS-A foi interpretada como predominância de folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, intercalados com camadas delgadas de *grainstones*, enquanto na TS-B carbonatos bioclásticos (coquinas) com porções espessas de *grainstones*. Na última unidade a ser depositada (US3) a TS-A apresentou maiores concentrações de lama carbonática junto a níveis subordinados de *shrubs*, esferulitos e estromatólitos, e a TS-B possui menor presença de lama, com construções de carbonatos do tipo *shrubs*, esferulitos e estromatólitos (calcários microbiais).

Com a compilação das interpretações de unidades sísmicas e textura sísmica, foi possível a elaboração de diagramas cronoestratigráficos, viabilizando a observação de preenchimento, deposição, erosão e hiatos temporais de cada unidade. US1 está depositada na porção central da linha sísmica, ausente nos extremos proximais e distais. US2, é a unidade com maior espaço de acomodação, quase completamente preservada, com a TS-A em geometria de lençol, a TS-B predominantemente na porção distal e apresenta feições de erosão. US3, é a unidade mais delgada, e tem seu registro geológico limitado devido a processos erosivos evidenciados pela expressiva quantia de truncamentos erosivos no topo da unidade. TS-A aparenta ser mais homogênea ao longo do intervalo analisado, ocorrendo por toda a unidade, enquanto a TS-B se apresenta na forma de corpos descontínuos e isolados.

A evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, que transita da fase rifte para a fase sag, reflete mudanças significativas nos processos deposicionais e tectônicos. A Formação Piçarras, iniciando a sedimentação clástica continental, apresenta depósitos lacustres que evoluem para lagos alcalinos/salinos, com

potencial gerador de hidrocarbonetos. A Formação Itapema, com suas rochas geradoras e coquinas, mostra grande relevância exploratória devido à sua alta porosidade e permeabilidade. Já a Formação Barra Velha, com variações nas sismofácies e propriedades litológicas, destaca-se pela complexidade de seus depósitos e pelo seu potencial exploratório na bacia.

Castro M. T. (2019), destaca a Formação Itapema como mais homogênea e com boas características permo-porosas, enquanto a Formação Barra Velha apresenta maior heterogeneidade, com zonas de menor porosidade no topo, devido à presença de porções estevensíticas, classificadas como não-reservatórios. Tal premissa também foi observada no presente trabalho, nos quais os intervalos com maiores potenciais produtivos se encontram na porção central da Formação Itapema, composta por coquinas, *grainstones* e *rudstones* até o limite da discordância pré-alagoas. Outro potencial significativo se posiciona na porção basal da Formação Barra Velha, composta por calcários *in situ*, até a discordância intra-alagoas.

## REFERÊNCIAS

- ALVARENGA, R. S.; KUCHLE, J.; IACOPINI, D.; ENE, P.; SCHERER, C. and GOLDBERG, G. **Reconhecimento e análise das fácies sísmicas nas sucessões rift das bacias de Campos e Santos**. *Pesquisas em Geociências* 43 (3): 325-341. 2016
- AMARANTE, F. B. **Impacto da topografia rifte na tectônica e sedimentação dos estágios sag e margem passiva – Bacias de Campos e Espírito Santo, sudeste do Brasil**. 2021. 129p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás-Natural e Biocombustíveis**. 2022. *Sumário Geológico e Setores em Oferta*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás-Natural e Biocombustíveis**. 2017. *Bacia de Santos - Sumário Geológico e Setores em Oferta*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás-Natural e Biocombustíveis**. 2023. *Boletim da produção de petróleo e gás natural*. Rio de Janeiro, ANP, nº 160.
- ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás-Natural e Biocombustíveis**. 2016. *Plano de Desenvolvimento Aprovado Reunião de Diretoria nº 832*. Rio de Janeiro, ANP, nº 093.
- ARAI, M. **South Atlantic Aptian paleogeography: A new model based on recent Brazilian micropaleontological data**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 17, p. 331-351, 2009.
- ARAI, M.; HASHIMOTO, A. T.; UESUGUI, N. **Significado cronoestratigráfico da associação microflorística do Cretáceo Inferior do Brasil**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 3, n. 1/2, p. 87-103, 1989.

ARMELENTI, G. et al. **Deposition, diagenesis and reservoir potential of non-carbonate sedimentary rocks from the rift section of Campos Basin, Brazil.** *Petroleum Geoscience*, v. 22, n. 3, p. 223–239, 2016.

BARBOZA, E. G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional.** 2005. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

BOSENCE, D. W. J. **Stratigraphic and sedimentological models of rift basins.** In: PURSER, B. H.; BOSENCE, D. W. J. (Ed.). *Sedimentation and Tectonics of Rift Basins: Red Sea Gulf of Aden.* London: Chapman and Hall, 1998. p. 9-26.

BROWN JR., L. F.; FISHER, W. L. **Seismic-Stratigraphic Interpretation of Depositional Systems: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins.** In: PAYTON, C. E. (Ed.). *Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration.* Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1977. p. 213–248.

BUCKLEY, J. D.; BOSENCE, D. W.; ELDERS, C. F. **Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil.** *Geological Society, London, Special Publications*, v. 418, p. 1–17, 2015.

BRUHN, Carlos H. L.; GOMES, José Adilson T.; DEL LUCHESE, Cesar; JOHANN, Paulo R. S. **Campos Basin: Reservoir Characterization and Management - Historical Overview and Future Challenges.** *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, 2003.

CARMINATTI, M.; DIAS, J.; WOLFF, B. **From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters.** In: *Offshore Technology Conference.* Houston: OTC, 2009.

CASTRO, T. M. **Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no campo de Búzios, Bacia de Santos**. 2019. 182 f. Dissertação (Mestrado em Geologia e Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2019.

CATUNEANU, Octavian. **Scale in sequence stratigraphy**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 106, p. 128-159, 2019.

CHABOUREAU, Anne-Claire; GUILLOCHEAU, François; ROBIN, Cécile; ROHAIS, Sébastien; MOULIN, Maryline; ASLANIAN, Daniel. **Paleogeographic evolution of the central segment of the South Atlantic during Early Cretaceous times: paleotopographic and geodynamic implications**. *Tectonophysics*, v. 604, p. 191-223, 2013.

CHANG, H. K. **Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos**. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, 2008.

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

CRUZ, L. R. **Caracterização tectono-estratigráfica da sequência transicional na sub-bacia de Sergipe**. 2008. 195 p. Tese (Doutorado em Geodinâmica e Geofísica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

FOSSON, H. **Geologia Estrutural**. São Paulo: Oficina de Textos, 2010. 584 p.

GABRIELSEN, R. H.; KYRKJEBØ, R.; FALEIDE, J. I.; FJELDSKAAR, W.; KJENNERUD, T. **The Cretaceous post-rift basin configuration of the northern North Sea**. *Petroleum Geoscience*, v. 7, p. 137-154, 2001.

GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. **Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra**

**Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt.** *Marine and Petroleum Geology*, v. 113, 2020.

KARNER, G. D.; DRISCOLL, N. W. **Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian margins: insights from quantitative basin modelling.** *Geological Society, London, Special Publications*, v. 153, n. 1, p. 11-40, 1999.

KATTAH, S. **Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified.** *Offshore Technology Conference*, 2015.

KINGSTON, D. R.; DISHROON, C. P.; WILLIAMS, P. A. **Global Basin Classification System.** *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 67, p. 2157-2193, 1983.

KUCHLE, J.; SCHERER, C. M. S. **Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 18, n. 2, p. 179, 2010.

MACEDO, J. M. **Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 3, n. 3, p. 159-173, 1989.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. **Bacia de Santos.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

NEAL, J.; ABREU, V. **Sequence stratigraphy hierarchy and the accommodation succession method.** *Geology*, v. 37, n. 9, p. 779-782, 2009.

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

PROSSER, S. **Rift-related linked depositional systems and their seismic expression**. In: WILLIAMS, G. D.; DOBB, A. (Eds.). *Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy*. Geological Society of London Special Publication, v. 71, p. 35-66, 1993.

SANABRIA, L. L. **Geoquímica orgânica e isotópica das formações: Piçarras, Itapema e Barra Velha no campo de Lula, Bacia de Santos**. 2022. 224 f. Tese (Doutorado em Geociências) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

SOMMER, V. P. **Análise sismoestratigráfica da seção pré-sal aptiana do campo de Lula, Bacia de Santos - Brasil**. 2019. 89 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. **Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 77, p. 567-596, 2016.

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* 28, 26-51.

TOSCA, N. J.; WRIGHT, V. P. **The formation and diagenesis of Mg-clay minerals in lacustrine carbonate reservoirs**. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Houston, Texas, 2014.

VAIL, P. R.; MITCHUM JR., R. M. **Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level Part 1: Overview**. In: PAYTON, C. E. (Ed.). *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon*. AAPG Memoir, v. 26, p. 51-52, 1977.

WHEELER, H. E. **Time-Stratigraphy**. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, v. 42, n. 5, p. 1047-1063, 1958.



WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. **Bacia de Campos**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, p. 511–529, 2007.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. **An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic Early Cretaceous lacustrine carbonates**. *Geological Society of London, Special Publications*, v. 418, p. 209-219, 2015.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. **Critically Evaluating the Current Depositional Models for the Pre-Salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil**. *AAPG Search and Discovery*, Article n. 51439, 2017.