



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

Pedro Henrique Cunha de Macedo

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO-
ESTRATIGRÁFICO DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Niterói - RJ

2022

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO- ESTRATIGRÁFICO DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS

Dissertação apresentada por

PEDRO HENRIQUE CUNHA DE MACEDO

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

Orientador: Prof. Dr. Francisco Romério Abrantes Júnior

Coorientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói - RJ

2022

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

M141i Macedo, Pedro Henrique Cunha de
Interpretação Sísmica e construção de um modelo tectono-
estratigráfico do Campo de Búzios, Bacia de Santos / Pedro
Henrique Cunha de Macedo ; Francisco Romério Abrantes
Júnior, orientador ; Wagner Moreira Lupinacci, coorientador.
Niterói, 2022.
120 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2022.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2022.m.13627071719>

1. Interpretação Sísmica. 2. Modelagem Tectono-
Estratigráfica. 3. Reservatórios Carbonáticos. 4.
Arquitetura Depositional. 5. Produção intelectual. I.
Abrantes Júnior, Francisco Romério, orientador. II.
Lupinacci, Wagner Moreira, coorientador. III. Universidade
Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO- ESTRATIGRÁFICO DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS

Dissertação apresentada por

PEDRO HENRIQUE CUNHA DE MACEDO

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

Aprovada em 6 de julho de 2022.

Comissão examinadora:

Dr. Guilherme Furlan Chinelatto (Membro - UNICAMP)

Prof. Dr. Karen Maria Leopoldino Oliveira (Membro - UFC)

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva (Membro - UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (Coorientador - UFF)

Prof. Dr. Francisco Romério Abrantes Júnior (Orientador - UFF)

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Francisco Romério Abrantes Júnior por me receber como primeiro orientando de mestrado e abraçar a causa. Muito obrigado por cada ensinamento, paciência e companheirismo. Você me ajudou a vivenciar o mestrado e a retirar inúmeras coisas boas desta experiência.

Ao meu coorientador Wagner Moreira Lupinacci, pelo apoio, dedicação, paciência e cuidado. Obrigado por tudo!

À minha amiga Débora Barretto, que apesar de nos conhecermos recentemente, me ajudou imensamente no desenvolvimento deste trabalho, e a sobreviver ao mestrado.

À María González por todo apoio, paciência e compreensão sempre que precisei. Sem você esse trabalho não teria sido o mesmo. Muito obrigado!

Ao Gustavo Santos Quirino por todo amor, carinho e paciência, e por me fazer acreditar que tudo daria certo quando precisei. Veio aí!

À minha prima e irmã Ana Beatriz Macedo por estar presente em momentos de confissão e me ajudar na reta final deste processo.

A todos os professores do Departamento de Geologia e Geofísica que contribuíram com a minha formação, levarei comigo para sempre seus ensinamentos!

À Agência Nacional do Petróleo pela concessão dos dados utilizados neste projeto, muito obrigado!

À Emerson Paradigm, por disponibilizar o *software* Paradigm e as licenças acadêmicas necessárias para a realização deste estudo.

À CAPES, pela concessão de apoio financeiro por meio de bolsa de estudos.

À minha família, meu pai, minhas irmãs, minha tia e minha madrinha. Muito obrigado pelo carinho e por acreditarem sempre em mim. Amo vocês!

E à minha mãe e minha vó, que sei que estão sempre comigo.

RESUMO

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro correspondem a um dos locais mais procurados na indústria para a exploração de óleo e gás devido à sua capacidade de produção. O Campo de Búzios, inserido no contexto geológico da Bacia de Santos, representa atualmente o segundo maior campo de produção do pré-sal brasileiro, caracterizado como destaque devido aos seus resultados em volume de produção. As empresas de óleo e gás estão frequentemente adquirindo novas informações sobre a geologia e as características de reservatórios, para melhorar seu entendimento e, conseqüentemente, otimizar os resultados da produção. Os dados sísmicos e de poços são comumente utilizados em conjunto como uma abordagem útil para compreender a história geológica e fornecer uma boa caracterização do reservatório. Neste trabalho, foi realizada a interpretação sísmica das principais discordâncias da seção do pré-sal do Campo de Búzios na Bacia de Santos, com o auxílio de atributos TecVA, cubo de coerência, *local flatness* e *structural smoothing*, além de informações provenientes de poços e mapas de isópacas para uma melhor compreensão das seções dos reservatórios. Para analisar as configurações geológicas e desenvolver o modelo geológico da área de estudo foram realizados os seguintes passos: (i) criação do projeto, carregamento dos dados e controle de qualidade; (ii) geração e análise de atributos sísmicos para a identificação e interpretação das terminações sísmicas, fácies sísmicas (*debris*, *build-ups*, plataforma carbonática e fundo de lago) e análise tectono-estratigráfica; (iii) correlação poço-sísmica para controle durante a interpretação das principais discordâncias entre as unidades litoestratigráficas (embasamento econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas, e Base do sal); (iv) interpretação sísmica de horizontes e falhas, utilizados como dados de entrada para a modelagem das superfícies e dos planos de falhas; (v) elaboração da arquitetura deposicional do Campo de Búzios, com o intuito de garantir a melhor compreensão das sismofácies e os efeitos do rifteamento relacionado ao embasamento local; (vi) construção de mapas de isópacas; e (vii) construção do modelo tectono-estratigráfico. A definição da distribuição espacial das falhas permitiu verificar sua influência na geometria das sismofácies e realizar inferências sobre o comportamento tectônico e paleodeposicional das unidades carbonáticas do pré-sal. Esta abordagem foi fundamental para o entendimento das diferentes espessuras das sequências deposicionais e a localização de feições paleodeposicionais, como *build-ups* e possíveis bancos de coquinas, permitindo assim a criação de um modelo tectono-estratigráfico conciso. Foi ainda possível estabelecer diferenças estruturais entre porções norte e sul do Campo de Búzios e delimitar um possível evento tectônico distinto na região noroeste do campo.

Palavras-chave: Interpretação sísmica; Modelagem tectono-estratigráfica; Reservatórios carbonáticos; Arquitetura deposicional; Bacia de Santos.

ABSTRACT

The Brazilian pre-salt carbonate reservoirs correspond to one of the most important locations for the oil and gas exploration industry due to their production capacity. The Búzios Field, located in the geological context of the Santos Basin, represents the second largest production field in the Brazilian pre-salt, and is characterized as a highlight due to its results. Oil and gas companies are frequently acquiring new information about the geology and characteristics of reservoirs, to improve their understanding and, consequently, to optimize production results. Seismic and well data are commonly used together as a useful approach to understand the geological history and to provide a good reservoir characterization. In this work, seismic interpretation of the Búzios Field main unconformities was performed in the pre-salt section. We used seismic attributes as TecVA, coherence cube, local flatness and structural smoothing, in addition to information from wells and isopach maps for a better understanding of the reservoir sections. To analyze the geological configurations and develop the geological model of the Búzios Field, the following steps were fulfilled: (i) project creation, data loading and quality control; (ii) generation and analysis of seismic attributes for identification and interpretation of seismic terminations, seismic facies (debris, build-ups, carbonate platform and bottom lake) and tectono-stratigraphic analysis; (iii) well-seismic correlation, to work as controllers during the main unconformities interpretations between lithostratigraphic units (Economic basement, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas, and base of Salt); (iv) seismic interpretation of horizons and faults, used as input data for modelling of faults; (v) development of the Búzios Field depositional architecture, in order to ensure a better understanding of the reservoirs and the effects of rifting related to the local basement; (vi) construction of isopach maps; and (vii) construction of the tectono-stratigraphic model. The definition of faults' spatial distribution made it possible to verify their influence on the seismofacies geometry and to make inferences about the tectonic and paleodepositional behavior of the pre-salt carbonate units. This approach was fundamental for the understanding of different depositional sequences thicknesses and the location of paleodepositional features, such as build-ups and possible coquina banks, thus allowing the creation of a concise tectono-stratigraphic model. It was also possible to establish structural differences between the northern and southern portions of the Búzios Field, and to delimit a possible distinct tectonic event in the northwest region of Búzios.

Keywords: Seismic interpretation, Tectono-stratigraphic modeling, Carbonate reservoirs, Depositional architecture, Santos Basin.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Apresentação	15
1.2	Área de Estudo	19
1.3	Objetivos	20
2	CONTEXTO GEOLÓGICO	22
2.1	Bacia de Santos.....	22
2.1.1	Aspectos Gerais.....	22
2.1.2	Litoestratigrafia.....	27
2.1.3	Evolução Tectono-Sedimentar	32
2.1.4	O sistema petrolífero do Campo de Búzios.....	39
2.2	Estratigrafia de sequências.....	48
2.3	Fácies sísmicas	52
3	METODOLOGIA.....	57
4	RESULTADOS.....	71
4.1	Unidades litoestratigráficas, discordâncias e falhamentos na sucessão Pré-sal do Campo de Búzios.....	71
4.1.1	Formação Camboriú	76
4.1.2	Formação Piçarras	78
4.1.3	Formação Itapema	79
4.1.4	Formação Barra Velha.....	80
4.1.5	Formação Ariri: Seção evaporítica.....	81
4.2	Sismofácies do pré-sal no Campo de Búzios	85
4.3	Arquitetura estratigráfica e sistemas deposicionais.....	94
4.4	Mapa de Isópacas	100
4.5	Construção do modelo tectono-estratigráfico	102
5	DISCUSSÕES.....	107
6	CONCLUSÕES.....	110
7	REFERÊNCIAS	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Bacia de Santos e localização do Campo de Búzios, em amarelo. Setas vermelhas indicam limites estruturais da Bacia, limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio e ao sul pelo Alto de Florianópolis. Fonte: Modificado Petrobras. (2019).....	20
Figura 2: Classificação de Embry & Klovan (1971) para rochas carbonáticas.....	24
Figura 3: Tafofácies baseadas na orientação e classificação das conchas e alguns exemplos de fotografias principais e fotomicrografias de seções delgadas. A-B) Coquinas com orientação paralela à estratificação, B) Coquinas compostas por conchas inteiras ou fragmentadas e intraclastos de coquinas. C-D) Coquinas com orientação oblíqua, D) Coquinas com bolhas brancas, indicando presença de resina. E-F) Coquinas com orientação caótica, F) Coquinas com pelóides, pequenos fragmentos de conchas e intraclastos (Fonte: Chinelatto et al., 2020).....	25
Figura 4: Carbonatos da Formação Barra Velha. A) e B) Crostas de calcita fasciculo-óptica intercaladas (CFC) com depósitos granulares substituídos por dolomita (Dol); (C) Agregados de cristal de calcita divergentes com textura fascicular-óptica; D) Laminações com estevensita (SL) substituídas e deslocadas por dolomita em bloco (BD); E) Esferulitos de calcita com matriz Mg-argilosa, substituída por dolomita; F) Esferulitos de calcita parcialmente silicificados (CS), que atuam substituindo as laminações de Mg-argilosa. Fonte: Lima & De Ros (2019).	26
Figura 5: Litoestratigrafia com atualização de informações sobre a evolução tectônica da Bacia de Santos depois de Moreira <i>et al.</i> (2007), Wright & Barnett (2015) e Buckley <i>et al.</i> (2015) com seção do dado sísmico para indicar as principais discordâncias mapeadas. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019).....	30
Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007).	31
Figura 7: Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional. Foco em vermelho para o Alto Externo de Santos, com identificação do Campo de Búzios. Modificado de Garcia <i>et al.</i> , 2012.....	34
Figura 8: Esquema simplificado sobre fases da quebra do Gondwana e evolução das bacias marginais brasileiras, mostrando a formação das bacias salinas. Adaptado de Kukla <i>et al.</i> (2018).....	35
Figura 9: Determinação das fácies sísmicas e suas características adotadas a partir da interpretação sísmica do embasamento cristalino. Modificada de Strugale <i>et al.</i> (2021).	36
Figura 10: Seção sísmica de oeste a leste, mostrando espaço de acomodação formado devido ao resultado morfológico do embasamento após rifteamento, e falha principal F1 chegando até a base do sal. Adaptado de Buckley <i>et al.</i> (2015).....	37
Figura 11: Correlação entre o Pré-sal das Bacias de Campos e Santos. Modificado de Moreira <i>et al.</i> (2007) e Winter <i>et al.</i> (2007).....	38

Figura 12: Desenho esquemático com os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado, com presença de falhas devido a falhas sin- e pós-deposicionais e; B) Buckley <i>et al.</i> (2015) formação de uma plataforma carbonática em ambiente lacustre, com a disposição dos refletores e influência do embasamento e falhas.....	44
Figura 13: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012). Fonte: Ferreira (2018).....	45
Figura 14: Modelo deposicional do pré-sal da região <i>offshore</i> da bacia de Kwanza proposto por Saller <i>et al.</i> (2016).....	45
Figura 15: A importância da Estratigrafia de Sequências no contexto de pesquisas interdisciplinares e suas aplicações. Modificado de Catuneanu, (2006).....	49
Figura 16: Em a) O conceito de incorformidade em limites de sequências de Sloss <i>et al.</i> (1949). Como muitas discordâncias são potencialmente restritas às margens, o número de sequências mapeadas no centro da bacia é frequentemente menor do que o número de sequências presentes em uma sucessão equivalente à idade ao longo da borda da bacia. Em b) O conceito de sequência conforme definido na estratigrafia sísmica e de sequência. As conformidades correlativas permitem traçar sequências em toda uma bacia sedimentar, independente de escala. Sequências A-G. Catuneanu, 2006.	50
Figura 17: Diferença entre Litoestratigrafia e Sequências estratigráficas. Catuneanu, (2006).....	51
Figura 18: Padrões de configuração de fácies sísmicas, segundo Mitchum Jr. <i>et al.</i> (1977).....	54
Figura 19: Geometrias externas típicas de unidades de fácies sísmicas. Adaptado de Severiano Ribeiro (2001).	55
Figura 20: Etapas realizadas na elaboração do trabalho. Em amarelo, estão as etapas realizadas por pesquisadores do GIECAR, em azul estão exemplificadas as etapas elaboradas durante o presente projeto.....	58
Figura 21: Volume sísmico PSDM utilizado durante a metodologia aplicada, com os poços disponíveis do Campo de Búzios em destaque.	59
Figura 22: Atributo Structural Smoothing. Sísmica original em (a) e resultado após utilização do atributo em (b). Modificado de Pereira, 2009.....	61
Figura 23: Esquema demonstrativo para a aplicação do atributo TecVA em um traço sísmico. X é igual ao traço sísmico, Xrms é o traço com a média dos valores absolutos das RMSs, e Xrms-90 é o traço com o atributo TecVA. (Modificado de Bulhões, 1999).	62
Figura 24: Local Flatness em <i>Time slice</i> , com as indicações de interpretação a partir do uso do atributo. Modificado de Pereira (2009).....	63

Figura 25: Utilização do atributo de coerência. A escala apresenta valores de 0 a 1, onde valores iguais a 1 significam descontinuidades dentro de um evento sísmico contínuo representado pelo valor de 0. Em a) o uso do atributo em seção sísmica, e em b) janelas com aplicação do atributo para estudo estrutural e delimitação de fácies sísmicas, em vermelho.....	64
Figura 26: Grid da Base do Sal no Campo de Búzios. Poços disponíveis marcados em pontos pretos. Poços em branco foram selecionados para integração com sísmica. As seções sísmicas escolhidas estão marcadas em linha preta.	66
Figura 27: Padrões sísmicos presentes no pré-sal da Bacia de Santos (Modificado de Neves <i>et al.</i> , 2019).....	67
Figura 28: Fluxograma ilustrando as etapas utilizadas para a construção do modelo tectono-estratigráfico tridimensional.....	69
Figura 29: Coluna estratigráfica utilizada para a construção do modelo estrutural tridimensional. A característica “eroded” como <i>input</i> foi utilizada para representar descontinuidades.....	70
Figura 30: Sísmica original (A), aplicação do atributo TecVA (B) e do atributo coerência (C) no intervalo de interesse. Embasamento econômico interpretado em vermelho.	72
Figura 31: Aplicação do atributo coerência em <i>depth slice</i> do embasamento econômico, mostrando a continuidade vertical das falhas.	73
Figura 32: Diagrama de Smith, Azimute e Dip das falhas interpretadas na porção sul do Campo de Búzios. Nos diagramas, cada cor representa uma falha interpretada diferente.	75
Figura 33: Diagrama de Smith, Azimute e Dip das falhas interpretadas na porção norte do Campo de Búzios. Nos diagramas, cada cor representa uma falha interpretada diferente.....	75
Figura 34: Terminações sísmicas na seção 3705, indicando os limites entre as principais sismofácies.....	76
Figura 35: Diferenças de profundidade do embasamento (em vermelho na sísmica) no Campo de Búzios, evidenciando zonas mais rasas na parte central do campo que atingem valores próximos de profundidade Z de 6000m, enquanto zonas mais profundas do embasamento atingem valores maiores de 7000m de profundidade.	78
Figura 36: Seções com as principais discordâncias e falhas interpretadas, mostrando a divisão das unidades litoestratigráficas das formações Itapema e Barra Velha. A seção 2785 em (a) mostra o comportamento estrutural ao sul do campo com a predominância de falhas que chegam a atingir a base do sal (F1 e F2); A Seção 3705 em (b) com a passagem do poço 9-BUZ-4-RJS exibe a tendência de amenização do efeito de falhas em região central do campo; e a Seção 4105 (c) evidencia a disposição flat dos	

horizontes da Formação Barra Velha e menor influência de falhas, sobretudo na região norte do campo, na Formação Barra Velha.	83
Figura 37: Resultado dos horizontes interpretados para a construção do modelo tectono-estratigráfico. A discordância do Embasamento Econômico mostra o controle deposicional da seção do pré-sal.....	84
Figura 38: Seção 3705 A) original e B) seção com as principais discordâncias e falhas interpretadas. F1, F2 e F3 correspondem a importantes falhas que são correlacionadas ao longo das <i>crosslines</i> . A figura mostra como foi feita a interpretação da discordância Intra-Alagoas, através da identificação de truncamentos erosivos.	90
Figura 39: Indicação de padrões de embasamento em altos locais da porção norte do Campo de Búzios.	93
Figura 40: Indicação de padrões de embasamento em altos locais e estruturais da porção sul do Campo de Búzios.	94
Figura 41: Seção 2785 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região sul do Campo de Búzios. O termo HGS na figura representa Half-Graben system.	96
Figura 42: Seção 3185 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região sul do Campo de Búzios.	97
Figura 43: Seção 3705 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região central do Campo de Búzios.	97
Figura 44: Seção 3905 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região norte do Campo de Búzios.....	98
Figura 45: Inlines em 4265 e 4685 interpretadas, mostrando mudanças estruturais no sentido Norte-Sul do Campo, da esquerda para a direita.....	98
Figura 46: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 2785, na região sul do campo.....	99
Figura 47: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 3465, na região central do campo.....	99
Figura 48: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 4105, ao norte do campo.	100
Figura 49: Mapas de isópacas ilustrando a variação das espessuras (A) Embasamento econômico; (B) Formação Piçarras; (C) Formação Itapema; e (D) Formação Barra Velha.	101
Figura 50: Evolução tectono-estratigráfica do Campo de Búzios. É possível observar a influência das falhas e o estilo tectônico de horsts e grábens no intervalo do pré-sal.	

Possivelmente, zonas erodidas na parte superior da Formação Barra Velha são influenciadas pelas falhas visualizadas..... 103

Figura 51: Evolução tectono-estratigráfica do Campo de Búzios com cores representando a profundidade. É possível observar a influência das falhas nas formações e o estilo tectônico de horsts e grábensns no intervalo do pré-sal..... 104

Figura 52: Modelo tectono-estrutural do Campo de Búzios com foco no intervalo do Pré-Sal. Evidência da influência das falhas na fase rifte, aumento de espessura das formações Piçarras e Itapema. Também é possível identificar a presença de *build-ups*, indicados pelas setas amarelas, e de plataforma carbonática, marcada pela seta azul. Cada falha possui sua própria cor..... 104

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Atributos e padrões sísmicos do Embasamento.....	86
Tabela 2: Atributos e padrões sísmicos da Formação Itapema.....	87
Tabela 3: Atributos e padrões sísmicos da Formação Barra Velha.....	88
Tabela 4: Síntese dos resultados obtidos após realização da modelagem.	105

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

O setor energético mundial demanda frequentemente novas fontes de energia, sendo a exploração e produção de hidrocarbonetos imprescindível para que o cenário energético continue crescendo. No contexto de exploração de óleo e gás, os reservatórios carbonáticos possuem uma representatividade de cerca de 60% das reservas globais de petróleo (Chopra *et al.*, 2005). Este tipo de reservatório atua como importante fonte de energia e vem sendo amplamente pesquisado por conta da sua representatividade na indústria e por promover a otimização de processos e o melhor aproveitamento na geofísica de exploração. Ao se falar em reservatórios carbonáticos, o termo Pré-sal foi introduzido para caracterizar os reservatórios de hidrocarbonetos situados abaixo das espessas camadas de sais evaporíticos que se encontram na porção *offshore* da margem leste do litoral brasileiro.

Foi em meados dos anos 2000 que o Pré-sal brasileiro foi descoberto, e devido ao seu potencial, despertou grande interesse a nível de exploração econômica com ênfase nas Bacias de Campos e Santos, que atuam até hoje como protagonistas na produção de petróleo nacional devido às suas voluptuosas acumulações de hidrocarbonetos. Por conta de sua relevância, o pré-sal brasileiro é alvo de inúmeros estudos com o intuito de melhorar o entendimento sobre sua geologia, processos de formação, heterogeneidades, funcionamento do sistema petrolífero e, por fim, aumentar a produtividade na exploração de óleo e gás.

Na Bacia de Santos já existiam estudos e resultados de exploração que determinavam a eficiência e a importância em rendimento da bacia a partir dos dados coletados. Outro fator importante que atribui potencial exploratório à bacia são suas semelhanças geológicas e a proximidade com a Bacia de Campos, outro elemento que justifica a condição de bacia promissora (Pereira e Macedo, 1990). Em 2013, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou uma oferta de blocos exploratórios em águas profundas, uma estratégia essencial para a aquisição de informações significativas sobre a região (Petersohn, 2013). A partir desse momento, os dados adquiridos pela

Petrobras e outras empresas possibilitaram maior compreensão das camadas abaixo do sal através, sobretudo, da interpretação sísmica, o que permitiu indicações de possíveis melhores regiões para perfuração e produção. Uma característica interessante do pré-sal é que as enormes acumulações de óleo são consideradas como óleo leve e, por isso, possuem um elevado valor comercial. Dessa forma, as operações e procedimentos de investigação, desenvolvimento e pesquisa continuam muito presentes até hoje. Em abril de 2022 a produção no pré-sal correspondeu a 75,4% da produção total de óleo e gás do Brasil, com destaque para a Bacia de Santos, que foi responsável por 75% dessa produção (Boletim ANP, abril de 2022), designando à bacia um papel de prestígio no que diz respeito a volumes de produção de petróleo. De acordo com boletim de produção de 2022 da ANP, a Bacia de Santos produziu a maior quantidade de óleo nacional onde, especificamente o campo de Búzios, alvo de estudo desta dissertação, apresentou a segunda maior produção de petróleo da bacia, cerca de 581Mbb/d em abril de 2022 (Boletim ANP, abril de 2022).

Para um melhor entendimento da evolução geológica da Bacia de Santos, é necessária a interpretação sísmica de seções 2D e 3D através dos dados sísmicos. Os dados sísmicos fornecem os meios fundamentais para a avaliação preliminar sobre os processos de preenchimento de uma bacia em subsuperfície, geralmente antes da perfuração, em termos de estrutura geral, arquitetura estratigráfica e conteúdo de fluido. Dessa forma, os levantamentos sísmicos se fazem fundamentais na exploração de hidrocarbonetos, pois permitem (1) avaliar o ambiente tectônico e os sistemas paleodeposicionais; (2) identificar potenciais armadilhas de hidrocarbonetos (estruturais, estratigráficas ou mistas); (3) avaliar reservatórios e selos potenciais; (4) avaliar as rochas geradoras e estimar a carga de petróleo na bacia; (5) avaliar a quantidade e a natureza dos fluidos em reservatórios individuais; (6) desenvolver uma estratégia para o planejamento de poços com base em todos os itens anteriores; e (7) melhorar significativamente a gestão de risco na exploração de óleo e gás.

O caráter contínuo dos dados sísmicos representa uma grande vantagem durante a análise estratigráfica em comparação a perfis de poços, testemunhos ou afloramentos, que apesar de precisos, fornecem apenas informações de locais discretos na bacia. Em contraposição, existem limites nos dados sísmicos

quando comparados a perfis de poço, testemunhos ou afloramentos, em termos de resolução vertical, e a natureza da informação que é representada em linhas sísmicas.

A questão sobre a limitação imposta pela resolução vertical tem sido um grande obstáculo ao uso de dados sísmicos na resolução dos detalhes em escala menor, que se faz presente durante o estudo de reservatórios individuais ou elementos deposicionais. Por esta razão, tradicionalmente, os dados sísmicos têm sido considerados úteis para avaliar os estilos estruturais e estratigráficos em larga escala, mas com aplicações limitadas quando se trata de detalhamento, o que limita a constatação de algumas informações no presente trabalho.

A interpretação sísmica qualitativa consiste no reconhecimento de padrões na amplitude sísmica, tornando possível adquirir mais informações sobre o contexto regional, sistemas deposicionais e história tectônica através do dado sísmico, que somado às informações de poços, constituem poderosas ferramentas que permitem ao intérprete inferir esclarecimentos sobre as feições em análise e suas heterogeneidades. Como complemento, outras práticas são utilizadas para contribuir ainda mais com as interpretações realizadas e validar algumas possibilidades, como análise de atributos sísmicos, correlação sísmica-poço e verificação de *logs*.

Para obtenção de informações complementares acerca do ambiente deposicional é comumente realizada a análise sismoestratigráfica, de forma a providenciar considerações-chave a respeito da forma como uma bacia sedimentar foi preenchida (Catuneanu, 2006). Através da soma dessas informações, é possível elaborar modelos geológicos representativos das condições da formação regional e das características dos reservatórios, corroborando para a interpretação integrada de diferentes elementos geológicos e geofísicos, como é o caso de horizontes sísmicos, falhas geológicas, análise de perfis de poços e topografia. Como resultado, esses modelos podem ser utilizados como parâmetros durante tomadas de decisão na indústria, uma vez que tendem a quantificar conhecimentos e diminuir riscos de forma realista.

No Campo de Búzios, na Bacia de Santos, as interpretações sismoestratigráficas existentes em bibliografia indicam a presença de reservatórios carbonáticos formados em ambientes lacustres. O presente trabalho tem como objetivo o reconhecimento destas feições em conjunto com a organização de informações oriundas da interpretação sísmica e a construção de um modelo tectono-estratigráfico que possibilite a validação de ideias a partir da visualização tridimensional da sísmica.

Para contribuir com esta temática, algumas etapas foram executadas, tais como a integração poço-sísmica, interpretação sísmica qualitativa com o foco na sismoestratigrafia, o uso do TecVA, Coerência e *Local Flatness* como atributos sísmicos, a descrição e interpretação da arquitetura deposicional dos reservatórios carbonáticos do Campo de Búzios, e por fim, sua modelagem tectono-estratigráfica.

A modelagem tridimensional de bacias sedimentares tem como objetivo a construção de modelos geológicos representativos que exibem de forma robusta a complexidade estrutural e estratigráfica da bacia (Antunes, 2003). Estes modelos são imprescindíveis para tomar decisões importantes na exploração de uma determinada região (Polson & Curtis, 2010). Além disso, possuem outras aplicações, tais como: a construção de modelos geológicos a partir de interpretações sísmicas distintas (Bond *et al.*, 2007), redução de riscos (Refsgaard *et al.*, 2006; Bond *et al.*, 2008); e auxílio para a perfuração de poços (Xie *et al.*, 2018).

Dada a importância da construção de modelos tridimensionais e suas respectivas análises a partir da visualização de seu comportamento tectono-estratigráfico, resultando na obtenção de entendimentos mais abrangente, principalmente de zonas pouco exploradas, a abordagem adotada nesse trabalho propõe a construção de um modelo tectono-estratigráfico do Campo de Búzios, como continuidade à linhas de pesquisas anteriormente adotadas por integrantes do GIECAR. O foco principal deste modelo 3D são os reservatórios do pré-sal e as respectivas discussões a respeito das principais estruturas geológicas encontradas e suas relações, que provocaram a deposição das rochas carbonáticas do pré-sal.

O histórico dos trabalhos realizados pelo grupo GIECAR no Campo de Búzios possui diversas ramificações, como por exemplo o início da interpretação sísmica ao longo de todo o campo e aplicação de metodologias diversas como foram os casos da avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal por Castro (2019); a classificação de rochas carbonáticas com relação à mineralogia utilizando parâmetros elásticos por Mello (2020), o desenvolvimento de técnicas avançadas para a caracterização 3D de reservatórios por Ferreira (2022). É possível ainda citar a publicação de artigos com resultados bastante significativos a respeito do Campo de Búzios, como Dias *et al.* (2019), Ferreira *et al.* (2021a, 2021b), Castro e Lupinacci (2022); Mello e Lupinacci (2022); Barretto *et al.* (2022); e Macedo *et al.* (2022).

1.2 Área de Estudo

A área de estudo do trabalho está situada no Campo de Búzios, na Bacia de Santos (Figura 1). O Campo de Búzios localiza-se a aproximadamente 200 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 1.940m de espessura e possui área de 852,2 km² (Castro, 2019). Está situado 30 km a leste do Campo de Mero, além de possuir proximidade com o Campo de Atapu e Sépia, e consiste de um dos principais projetos da Petrobras no pré-sal da Bacia de Santos. Considerado como um campo de produção recente, a produção no Campo de Búzios foi iniciada em abril de 2018 por meio da plataforma P-74 (Castro, 2019).

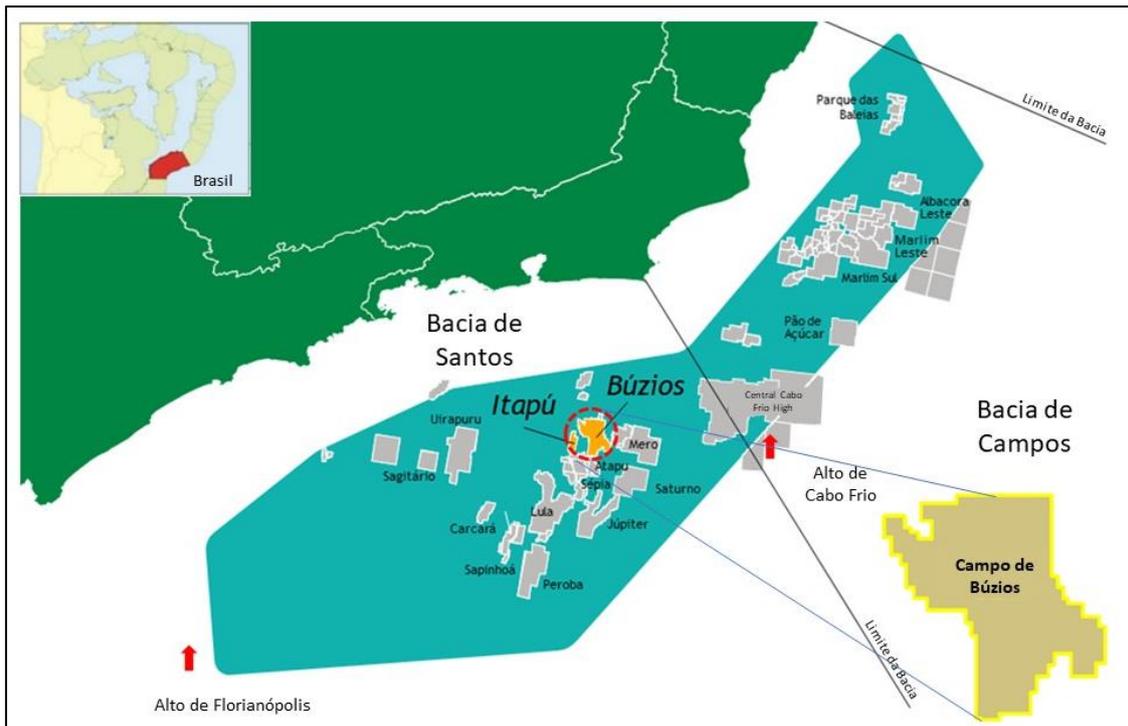


Figura 1: Bacia de Santos e localização do Campo de Búzios, em amarelo. Setas vermelhas indicam limites estruturais da Bacia, limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio e ao sul pelo Alto de Florianópolis. Fonte: Modificado Petrobras. (2019)

1.3 Objetivos

Essa dissertação possui como objetivo principal compreender a evolução das fases rifte e sag e seus respectivos efeitos nos reservatórios carbonáticos na área do Campo de Búzios, por meio da integração de dados, interpretação dos horizontes sísmicos, análise sismoestratigráfica e a interpretação da arquitetura deposicional e modelagem tectono-estratigráfica, além de colaborar para um melhor entendimento dos paleoambientes deposicionais das formações Itapema e Barra Velha. Dentre os objetivos específicos, destacam-se:

- (i) Melhor entendimento dos reservatórios do pré-sal no Campo de Búzios através da interpretação sísmica;
- (ii) Utilização de atributos sísmicos como complemento analítico;
- (iii) Estudo de fácies sísmicas e seleção dos padrões através da análise estrutural;
- (iv) Avaliar diferenças morfológicas do embasamento para verificar seu efeito durante o processo de rifteamento e a consequente sedimentação na bacia;

- (v) Modelamento dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no campo de Búzios levando em consideração os aspectos litoestratigráficos;
- (vi) Elaboração da arquitetura deposicional com ênfase nas sismofácies mais frequentes.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Bacia de Santos

2.1.1 Aspectos Gerais

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* brasileira e atualmente a principal produtora de hidrocarbonetos do país. Esta bacia se estende do litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul, na região sudeste da margem continental brasileira. Seu limite ao norte é o Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Campos, enquanto seu limite ao sul se dá pelo Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas. A Bacia de Santos representa uma área de aproximadamente 350.000 km² e possui uma cota batimétrica de 3.000 m. Esta área é proporcional a quase três vezes o tamanho da Bacia de Campos (Figura 1). A Bacia de Santos possui sua origem e evolução vinculadas aos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana e formação do Oceano Atlântico Sul (Moreira *et al.*, 2007). A evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Santos é característica de margem passiva, que é evidenciado através de inúmeros registros geológicos de processos ocorridos na região, como por exemplo processos de distensão litosférica, estiramento crustal, rompimento de crosta continental, implantação de crosta oceânica e subsidência termal (Petersohn, 2013), e é nesse contexto de margem passiva e pertencente à Bacia de Santos que o Campo de Búzios, alvo do estudo, está inserido.

Dentre os principais campos de exploração da Bacia de Santos estão os campos de Tupi, Sapinhoá, Atapu, Mero e Búzios, dentre outros, que em abril de 2022 obtiveram destaques de produção no Pré-Sal de acordo com o Boletim da ANP – Agência Nacional do Petróleo. Várias descobertas na Bacia de Santos ao longo dos anos permitiram o conhecimento de diferentes modelos de acumulação de hidrocarbonetos, que hoje em dia compõem o quadro de plays exploratórios da bacia, sendo eles (Silva, 2021): (i) os carbonatos do Barremiano e Aptiano das Formações Itapema e Barra Velha; (ii) os carbonatos Albianos da Formação Guarujá; (iii) os arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Membro Maresias); e (iv) os arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açú (Membro Ilhabela).

O Campo de Búzios é considerado um campo supergigante com um volume estimado em torno de 3.058 milhões de barris de óleo equivalente e, em abril de 2022, o excelente resultado de 558 Mbbl/d (Boletim ANP, abril de 2022) foi alcançado pela plataforma de maior produção de petróleo do país. Algumas estimativas mostravam que a capacidade das reservas do Pré-sal na Bacia de Santos seria superior a 100 bilhões de barris (Sauer, 2016), configurando o país entre as cinco maiores reservas mundiais de hidrocarbonetos, o que abriu espaço para atrair as atenções da indústria mundial do petróleo (Sauer e Rodrigues, 2016).

Devido aos números exorbitantes de produção e sua representativa importância econômica, é necessário um bom entendimento dos reservatórios para que a exploração seja precisa e produtiva, sobretudo por conta das dificuldades encontradas nos reservatórios carbonáticos do pré-sal, que são considerados desafiadores devido à sua natureza. Os processos de sedimentação carbonática são extremamente sensíveis a fatores climáticos, hidrodinâmica, tectônica de bacia e morfologia. Esses fatores podem causar efeitos que dificultam o processo de entendimento, como por exemplo a heterogeneidade vertical e lateral em fácies sísmicas (Porta, 2015), bem como os processos diagenéticos que atuam fortemente nas rochas carbonáticas. Em relação à porosidade, rochas carbonáticas apresentam tanto porosidade primária quanto secundária, onde a porosidade primária é resultado da deposição original da rocha. Todavia, ao se tratar de rochas carbonáticas, a porosidade secundária é muito frequente, sobretudo devido a processos de dissolução, dolomitização e fraturamento, caracterizando assim o estudo de porosidade extremamente necessário e complexo a nível de determinação de como e onde estão localizados os melhores reservatórios. O mais importante desses processos é a solução da calcita ou da dolomita através da presença de fluidos, que podem gerar cavidades que variam de poros pequenos até grandes cavernas (Rosa *et al.*, 2006). Deste modo, é possível assumir que esse tipo de rocha não possui natureza de fácil compreensão.

No geral, rochas carbonáticas podem ser encontradas em literatura de acordo com a classificação de Embry & Klovan (1971), que propõem a subdivisão dessas rochas de forma a levar em consideração o ambiente e

energia de deposição, conforme exposto na Figura 2. De acordo com os autores, os ambientes deposicionais de baixa energia reproduzem na rocha uma resposta de maior conteúdo de sedimentos de granulometria fina, que passam a conter lama, como é o caso de *mudstones*, que por se tratarem de rochas com menos de 10% de grãos, e mais dominados por conteúdo lamoso, não constituem bons reservatórios. Por outro lado, ao levar em consideração o aumento de energia do ambiente deposicional, há ocorrência da diminuição do conteúdo de sedimentos finos, que passam a se misturar com sedimentos de maior granulometria, como é o caso dos *packstones*, sendo estes possibilitados de desempenhar papel de rochas reservatório quando o sistema petrolífero é favorável para isso. Quando o ambiente se torna desfavorável ao acúmulo de sedimentos finos, isto é, maior aumento de energia de sedimentação e a não ocorrência de deposição de finos, surgem os chamados *grainstones*, que constituem bons reservatórios no geral.

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

Figura 2: Classificação de Embry & Klovan (1971) para rochas carbonáticas.

Na Bacia de Santos, os principais reservatórios são encontrados nas coquinas - um tipo de rocha sedimentar nomeada como bioacumulados, compostas principalmente por conchas e seus fragmentos, da Formação Itapema (Moreira *et al.*, 2007), e nas fácies carbonáticas da Formação Barra Velha, cujas rochas principais que atuam como reservatórios são os *shrubs* esferulíticos e os *grainstones*, com características de fácies de retrabalhamento (Gomes *et al.*, 2020). A Figura 3 a seguir mostra essas rochas nos exemplos de Chinelatto *et al.* (2020), que exibem as coquinas da Formação Itapema onde é possível visualizar o espaço entre os grãos dessas rochas, que funciona como espaço de preenchimento de hidrocarbonetos.

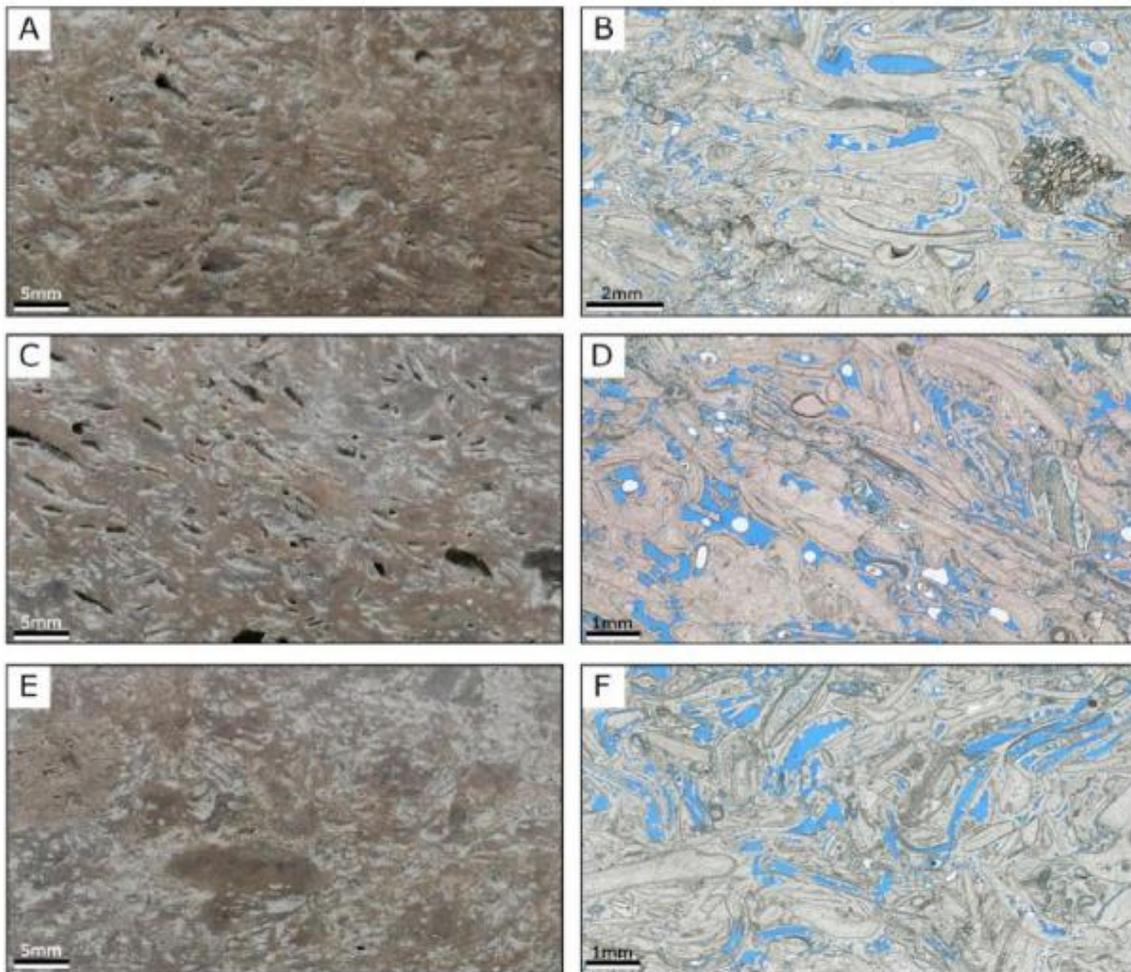


Figura 3: Tafofácies baseadas na orientação e classificação das conchas e alguns exemplos de fotografias principais e fotomicrografias de seções delgadas. A-B) Coquinas com orientação paralela à estratificação, B) Coquinas compostas por conchas inteiras ou fragmentadas e intraclastos de coquinas. C-D) Coquinas com orientação oblíqua, D) Coquinas com bolhas brancas, indicando presença de resina. E-F) Coquinas com orientação caótica, F) Coquinas com pelóides, pequenos fragmentos de conchas e intraclastos (Fonte: Chinelatto et al., 2020).

Já a Figura 4 exhibe os carbonatos da Formação Barra Velha, de acordo com Lima & de Ros (2019). Estes dois intervalos específicos, as Formações Itapema e Barra Velha, constituem o alvo de estudo a nível de reservatório deste trabalho. Nas figuras 3 e 4 é interessante mencionar a observação em microscópio com e sem polarizador, de forma a realçar comportamentos mineralógicos e também espaços porosos. Na Figura 3 por exemplo, as fotos são em luz natural (sem polarização). Dessa forma, os espaços vazios preenchidos por resina aparecem na cor azul devido ao pigmento da resina. Com a utilização do polarizador, esses espaços vazios ficam escuros, como no caso da figura 4B.

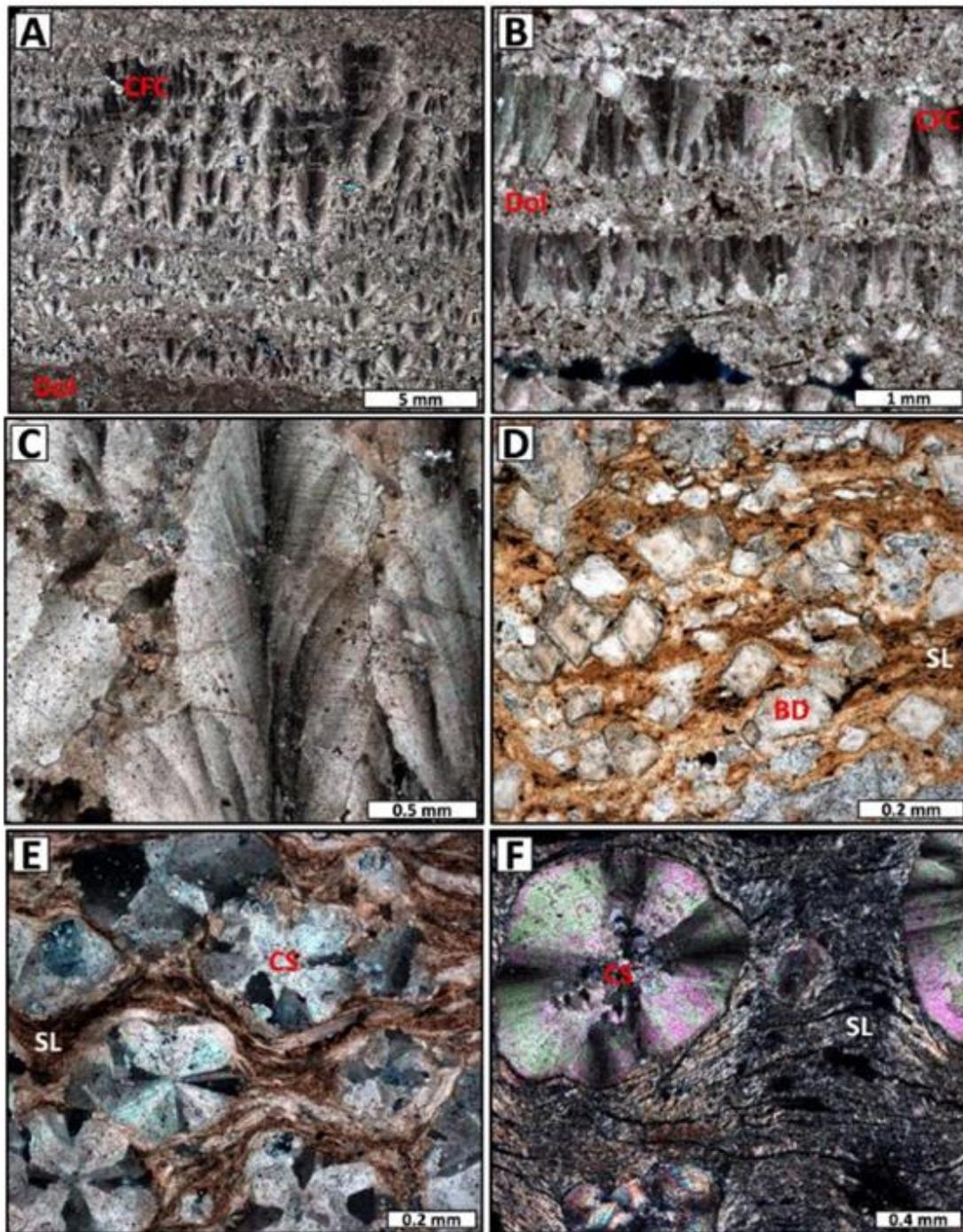


Figura 4: Carbonatos da Formação Barra Velha. A) e B) Crostas de calcita fasciculo-óptica intercaladas (CFC) com depósitos granulares substituídos por dolomita (Dol); (C) Agregados de cristal de calcita divergentes com textura fascicular-óptica; D) Laminações com estevensita (SL) substituídas e deslocadas por dolomita em bloco (BD); E) Esferulitos de calcita com matriz Mg-argilosa, substituída por dolomita; F) Esferulitos de calcita parcialmente silicificados (CS), que atuam substituindo as laminações de Mg-argilosa. Fonte: Lima & De Ros (2019).

2.1.2 Litoestratigrafia

A Bacia de Santos possui como uma das principais referências a carta estratigráfica de Moreira *et al.* (2007), que apresenta as unidades litoestratigráficas da bacia levando em conta sua evolução tectonoestratigráfica e suas principais características (Figura 6). De acordo com os autores, que deram ênfase à individualização de sequências deposicionais, o registro sedimentar da bacia foi dividido em três supersequências: rifte, pós-rifte e drifte. A fase rifte apresenta esforços de extensão devido a separação entre as placas Sul-Americana e Africana, a partir do Cretáceo Inferior; a fase pós-rifte foi responsável por criar as condições ideais para a acumulação da sequência evaporítica que estendia desde a Bacia de Santos até a bacia de Sergipe-Alagoas (Mohriak, 2003; 2012), sequência esta que se depositou acima das seções rifte e sag, selando-as. Durante a fase drifte houve importante fase de subsidência termal, que possibilitou o aprofundamento da bacia (Mohriak, 2012), e a instalação do oceano pleno com a deposição dos sedimentos carbonáticos e posteriormente siliciclásticos (Gamboa *et al.*, 2008). É válido ressaltar que trabalhos recentes que possuem como objetivo reavaliar e propor novas classificações tectônicas geralmente estão voltados às fases anteriores à abertura do Oceano Atlântico Sul, de maneira a não compreender a fase de margem passiva/drifte, que não é discutida por exemplo neste trabalho. Logo, todos os estudos que sugerem atualizações nas fases de evolução tectônica, os fazem nas fases rifte e pós-rifte de Moreira *et al.* (2007), onde se encontra o *play* do pré-sal.

Moreira *et al.* (2007) assumiram a Formação Guaratiba (Pereira & Feijó, 1994) como uma categoria de Grupo, sendo este composto por cinco formações, tal que três estão inseridas na fase rifte (formações Camboriú, Piçarras e Itapema) e duas na pós-rifte (formações Barra Velha e Ariri). Para o trabalho proposto, o intervalo de interesse referente ao pré-sal é abrangido pelas unidades litoestratigráficas situadas entre o embasamento econômico e a base do sal, na seguinte sequência: Formação Camboriú, Formação Piçarras, Formação Itapema, Formação Barra Velha, e Formação Ariri.

Acima do embasamento encontra-se a Formação Piçarras, depositada durante os andares Aratu Superior e Buracica, e é composta por leques aluviais conglomeráticos e arenitos polimíticos nas porções proximais e por arenitos, siltitos e folhelhos nas porções lacustres (Moreira *et al.*, 2007). Ainda de acordo com os autores, a deposição da Formação Piçarras teve duração desde o estágio inicial até o estágio final de tectonismo responsável pela formação dos meio-grábens.

Acima dos sedimentos silicilásticos da Formação Piçarras, depositam-se de forma destoante os sedimentos da Formação Itapema, que de acordo com Moreira *et al.* (2007), é representada por *grainstones* a bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ambos ricos em matéria orgânica. Desta maneira existe o senso comum de entendimento que a sequência barremiana composta pelos andares Aratu, Buracica e Jiquiá, constituída pelas formações Piçarras e Itapema, é representada por sedimentos de caráter continental. Foi durante a deposição dessa sequência que ocorreu o principal período de formação da fase rifte (Moreira *et al.*, 2007). A deformação inicial que originou a fase rifte teve como principal zona de concentração de forças as porções crustais superiores, gerando falhas com ângulos de caimento menor que o das falhas do embasamento da Formação Camboriú (ANP/LEBAC, 2003).

Durante as etapas finais dos processos da fase rifte depositaram-se os sedimentos da parte inferior da Formação Barra Velha (Wright & Barnett, 2015; Buckley *et al.*, 2015). Buckley *et al.* (2015) apontam que na região do Alto do Pão de Açúcar na Bacia de Santos, ocorreram processos que resultaram em diferenças na taxa de movimentação das falhas, que conseqüentemente, criaram espaço de acomodação. Deste modo, os autores explicam que pode ter acontecido um aumento na taxa de sedimentação na parte superior da Formação Barra Velha, comparativamente às formações Piçarras e Itapema.

A discordância Pré-Alagoas determina o limite superior da Formação Itapema com a parte inferior da Formação Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007), onde Karner (2000) afirma que tal discordância foi ocasionada devido à uma regressão regional que resultou na erosão de blocos de falhas soerguidos. De

acordo com Moreira *et al.* (2007), a parte inferior da Formação Barra Velha é constituída por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais, além de ocorrência de *grainstones* e *packstones* compostos por fragmentos dos estromatólitos e bioclastos (ostracodes) associados. Os depósitos sobrejacentes seriam os sedimentos da parte superior da Formação Barra Velha, que são compostos por calcários estromatolíticos e laminitos microbiais intercalados a folhelhos.

Entretanto, é importante citar que existem discussões a respeito da natureza microbiana e o processo de formação desses carbonatos. Por exemplo, a divergência de ideias entre os autores Terra *et al.*, (2010), Wright & Barnett (2015), assim como as definições propostas por Muniz & Bosence (2015) e Herlinger *et al.* (2017), entre outros. Essas discussões são abordadas mais adiante na seção 2.1.4, sobre o sistema petrolífero do Campo de Búzios.

A divisão que delimita a Formação Barra Velha entre Inferior e Superior tem sua origem na presença da discordância Intra-Alagoas. Essa descontinuidade divide os depósitos sedimentares da Formação Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007), e marca a mudança de fases tectônicas distintas, diferenciando o Rifte Superior da fase sag (Wright & Barnett, 2015). As características atribuídas à Formação Barra Velha Inferior são de depósitos afetados por um regime tectônico característico de rifteamento, enquanto os depósitos que constituem a Formação Barra Velha Superior são vistos como pertencentes a um contexto de fase sag, marcada pelo desenvolvimento de uma ampla depressão flexural termal da crosta continental e atividades tectônicas escassas.

Apesar de Moreira *et al.* (2007) inserirem as formações em um contexto de margem passiva com os processos tectônicos oriundos e distribuídos nas fases rifte, pós-rifte e drifte, não são detalhadas algumas questões da evolução tectônica no trabalho dos autores. Houveram atualizações da carta proposta pelos autores através do contínuo estudo de outros pesquisadores, principalmente em termos das características e divisões do arcabouço tectônico.

Dessa forma, a subdivisão adotada neste trabalho divide a Formação Barra Velha em Inferior e Superior, tal que a Formação Barra Velha inferior ainda

está inserida em contexto de rifte tardio. Todavia, Buckley *et al.* (2015) apontam em estudos sísmicos que muitas falhas extensionais terminam na base da fase sag, e que esta pode ser correlacionada à discordância Intra-Alagoas. As fases de evolução tectônica adotadas por Buckley *et al.* (2015) são exibidas na Figura 5.

O presente trabalho utilizará como base a distribuição de fases de evolução tectônica para a Bacia de Santos da seguinte forma: rifte inferior – formações Camboriú, Piçarras e Itapema; rifte superior – Formação Barra Velha Inferior até o limite com a discordância Intra-Alagoas; fase sag – Formação Barra Velha Superior (a partir da discordância Intra-Alagoas até a base do sal) até o topo da Formação Ariri; drifte/margem passiva – topo da Formação Ariri até o recente.

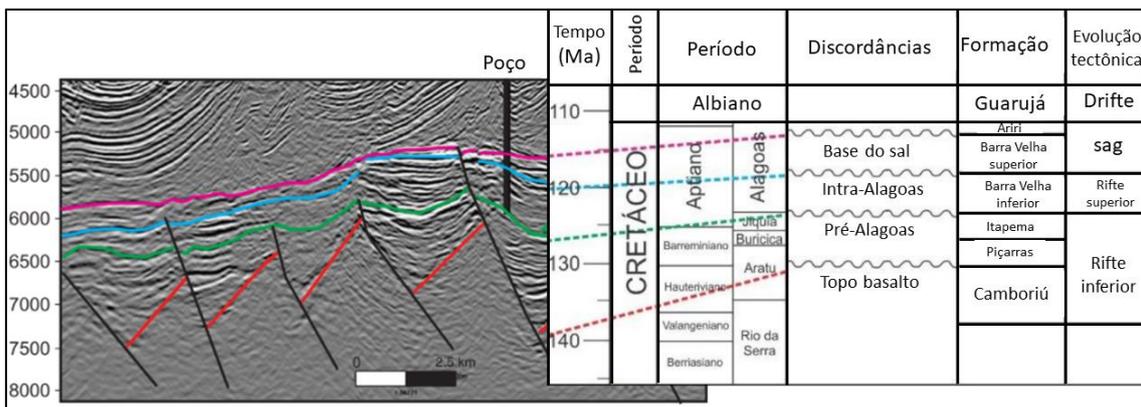


Figura 5: Litoestratigrafia com atualização de informações sobre a evolução tectônica da Bacia de Santos depois de Moreira *et al.* (2007), Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015) com seção do dado sísmico para indicar as principais discordâncias mapeadas. Fonte: Neves *et al.* (2019).

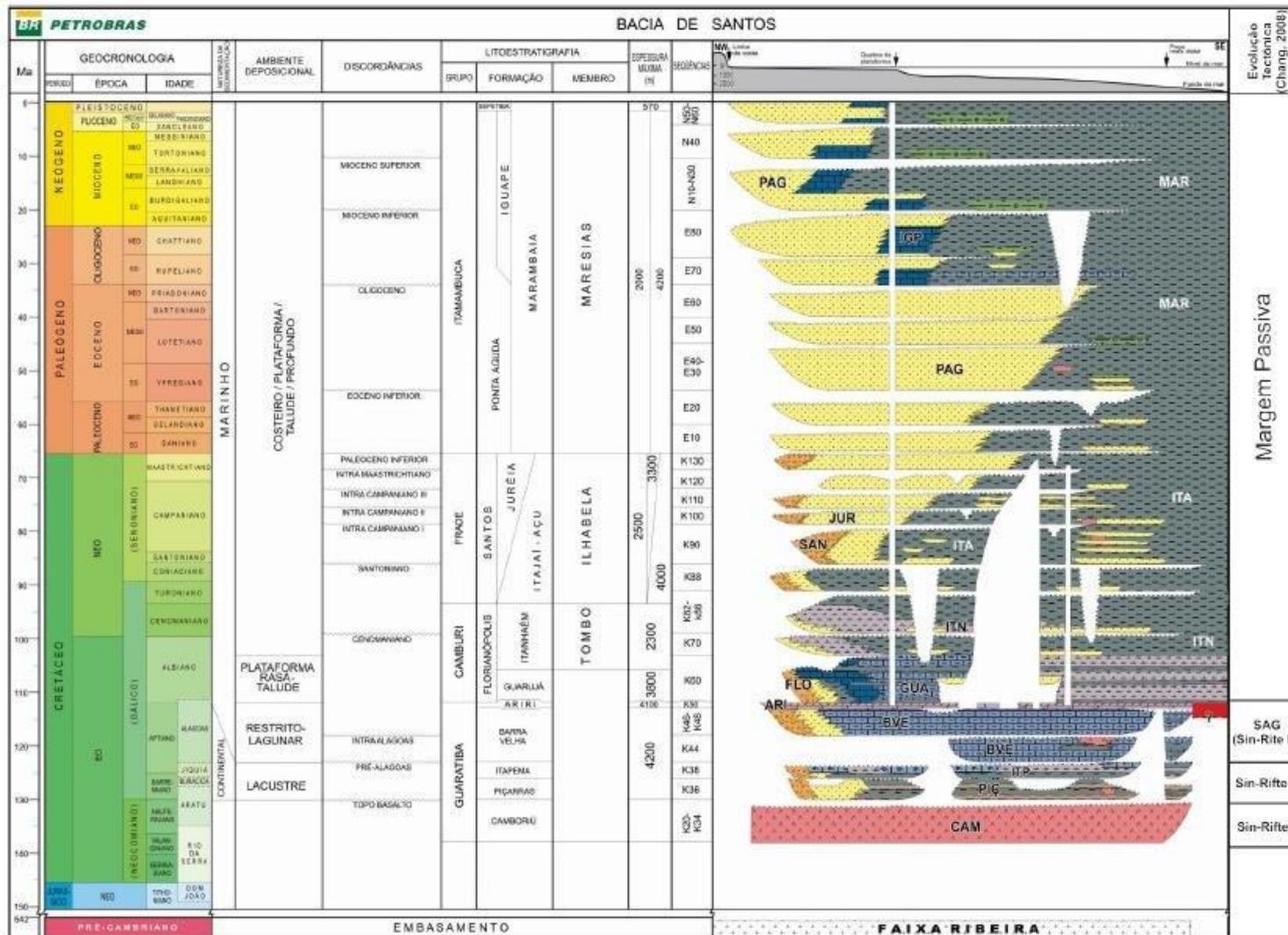


Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).

2.1.3 Evolução Tectono-Sedimentar

Como foi citado anteriormente, a Bacia de Santos possui sua origem e evolução provenientes dos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana, que ocasionaram na formação do Oceano Atlântico Sul. O embasamento cristalino da Bacia de Santos, gerado no contexto do amalgamento do Gondwana, é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana do Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa da Ribeira (Moreira *et al.*, 2007), e pode ser considerado como um embasamento bastante complexo e heterogêneo. Rigoti (2015) ainda afirma que o embasamento possui revestimento sedimentar paleozoico com rochas vulcânicas eocretáceas. O autor também apontou que a formação do Gondwana Ocidental gerou aglutinação de blocos crustais distintos de idades e litologias diferentes, resultando em um mosaico descontínuo e misto.

Em relação ao processo de rifteamento, Muniz e Bosence (2015) descrevem que a sequência de eventos tectônicos que causaram a fragmentação do Gondwana teria se iniciado a partir do processo de alongamento e afinamento da crosta continental, desencadeando o processo de abertura do oceano Atlântico. Essa fragmentação consistia em um processo misto controlado por adelgaçamento litosférico e presença de anomalias térmicas. De acordo com Almeida *et al.* (2013), a principal zona de sutura durante a separação teria ocorrido seguindo o *trend* atual da Faixa Ribeira, que seria a zona de fraqueza primária. Outro efeito ocorrido durante a fase rifte foi a contribuição e influência das anomalias térmicas na região da Bacia de Santos, que teriam sido responsáveis por induzir o processo de suavização de deformações desde o início da ruptura, levando ao desenvolvimento de áreas elevadas (ANP / LEBAC, 2003).

A importância de se compreender os diferentes processos relacionados à fase rifte é a influência durante a deposição das camadas sedimentares subjacentes. A título de exemplo, Standlee *et al.* (1992) afirmam que o momento de abertura inicial do Gondwana teria acontecido sobre uma junção triplíce de diques provenientes de províncias magmáticas antigas (diques de Florianópolis, diques da Serra do Mar, e diques de Ponta Grossa), também

associada ao *hotspot* de Tristão da Cunha/Arco de Ponta Grossa, com relevante vulcanismo eo-cretácico associado a formação de domos e erosão sobre plumas do manto.

Um efeito importante da ação termal da Pluma de Tristão da Cunha foi gerar uma faixa mais larga de afinamento crustal, denominada Platô de São Paulo, de forma a possuir uma menor taxa de estiramento onde se encontra a Bacia de Santos (White & Mckenzie, 1988). Como consequência, o Platô de São Paulo apresenta uma elevação da margem continental, cuja batimetria é vista como mais rasa (cerca de 3.500m), além de ser intrinsecamente controlada pelas estruturas do embasamento.

De acordo com Strugale *et al.* (2021), a ruptura do Gondwana seguiu zonas principais de fraturamento de acordo com a disposição do embasamento. Em regiões onde o embasamento era mais rígido e homogêneo a fragmentação se tornou mais dificultosa e com menos presença de falhas e blocos rotacionados, enquanto em zonas cuja composição do embasamento era mais heterogênea, teria havido maior ocorrência de falhas e seriam as direções preferenciais do processo de ruptura. Essas diferentes disposições da composição do embasamento são importantes devido ao efeito tardio causado na bacia: a disposição de sistema horst-grábens com maior ou menor mergulho e a diferença de formação de espaço de acomodação para as camadas subjacentes, sobretudo das Formações Piçarras e Itapema, em diferentes setores da bacia. Assim sendo, em regiões cujo embasamento poderia ser considerado heterogêneo durante o rifteamento, a ação das falhas seria mais representativa no sentido de causar grandes mergulhos e rejeitos, de forma a consequentemente gerar maiores espaços de acomodação para futuro preenchimento da bacia.

É importante ainda ressaltar uma feição do embasamento na Bacia de Santos que é o Alto Externo, sendo esta uma estrutura soerguida do embasamento que registra uma variação da deposição vulcanoclástica inicial para uma deposição de carbonato durante o Barremiano e o Aptiano (Buckley *et al.*, 2015). O Alto Externo de Santos se inicia na área norte da bacia e se torna proeminente na parte central da bacia, onde segundo Carminatti *et al.* (2008), as

falhas de tendência NE-SW definiram as estruturas deste alto anteriormente à deposição dos evaporitos. Ainda de acordo com o autor, o Alto Externo é interpretado como uma área de crosta continental menos estirada, o que acabou beneficiando sua disposição de isóbata mais rasa, uma vez que eventos de subsidência teriam sido mais efetivos nas áreas onde a crosta continental era mais fina.

O Alto Externo permaneceu uma feição positiva ao longo de sua história tectônica, cujo efeito de sua localização distal e a relevante elevação impactaram as espessuras deposicionais e os padrões de acumulação futuros, influenciando a deposição dos carbonatos primeiramente, mas também os pacotes de sedimentos do Neógeno (Gomes *et al.*, 2009). É de grande importância para a Bacia de Santos que essas características foram responsáveis por favorecer a acumulação dos carbonatos do pré-sal devido à ação de isolar a região de sedimentos clásticos externos (Buckley *et al.*, 2015), e é por esse motivo que grande parte dos campos de produção e blocos exploratórios da seção pré-sal da Bacia de Santos estão localizados neste alto, inclusive o Campo de Búzios (Figura 7).

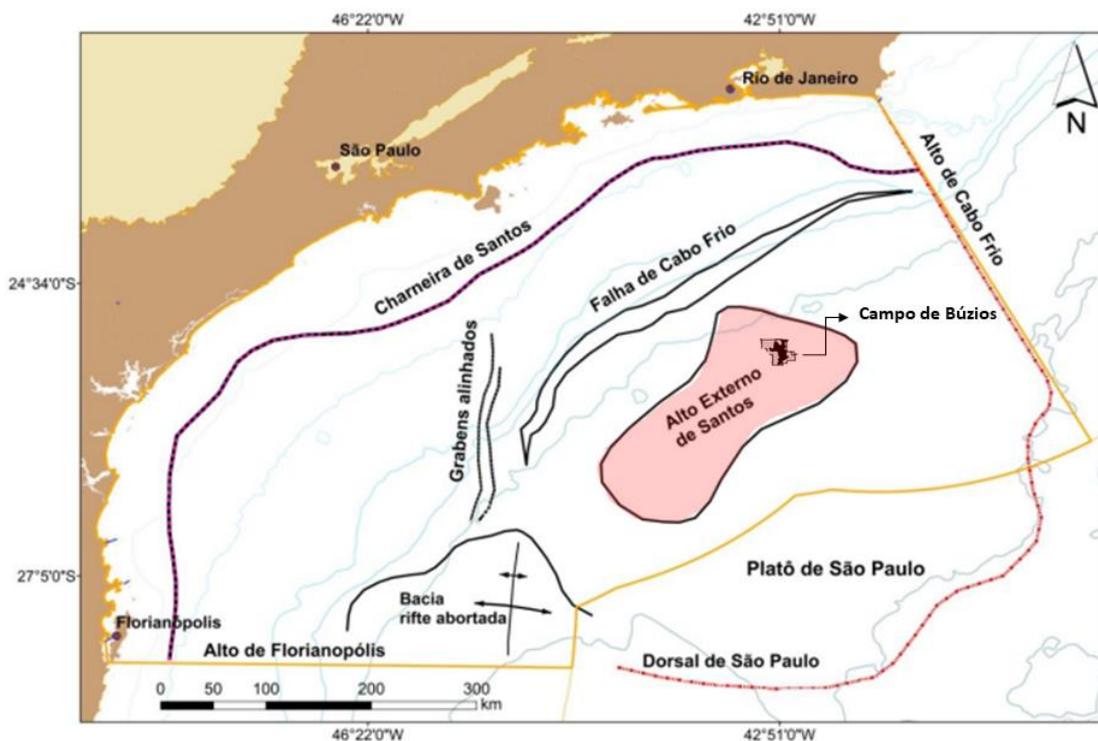


Figura 7: Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional. Foco em vermelho para o Alto Externo de Santos, com identificação do Campo de Búzios. Modificado de Garcia *et al.*, 2012.

Kukla *et al.* (2018) reafirmam este conceito de ruptura e inferem como data de início da abertura do novo continente aproximadamente durante o início do Cretáceo, e em seguida apresentam o conceito e importância de bacias salinas, dentre elas, com o exemplo da Bacia Salina de Santos (Figura 8).

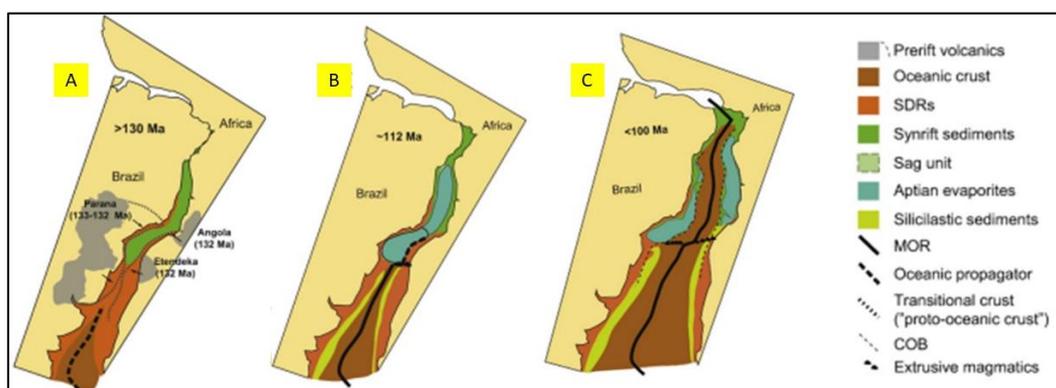


Figura 8: Esquema simplificado sobre fases da quebra do Gondwana e evolução das bacias marginais brasileiras, mostrando a formação das bacias salinas. Adaptado de Kukla *et al.* (2018).

Durante o processo de rifteamento principal, a porção noroeste do que se tornaria a margem continental brasileira permaneceu por ora fechada, enquanto uma cunha foi estendida para o sul durante a abertura do Atlântico Sul, ao longo do leste da América do Sul (Szatmari e Milani, 2016). Essa diferença durante o processo de rifteamento causou diferenças posteriores no processo de preenchimento da bacia. Segundo os autores, onde a litosfera era espessa, o vulcanismo capaz de modificar consideravelmente o preenchimento da bacia estaria ausente e o pico das atividades ígneas provocando derrames basálticos estaria por volta de 130 Ma. Outro efeito provocado durante a fase rifte foi a reativação de falhas no embasamento pré-cambriano (Mohriak, 2008).

No geral, para grande parte de estudos realizados, a geometria e composição do embasamento cristalino é negligenciado ou simplesmente considerado homogêneo em modelos numéricos e tectonoestratigráficos durante a representação de processos de rifteamento. Em contraposição, Strugale *et al.* (2021) apontam que as diferentes composições do embasamento representam um fator determinante para a forma como ocorre o processo de rifteamento. Os autores exploram as relações entre a heterogeneidade do embasamento, sua nucleação, desenvolvimento e estilo estrutural das falhas formadas, tal que, a partir do mapeamento de estruturas do embasamento com a interpretação

sísmica, determinaram fácies sísmicas capazes de distinguir o possível comportamento do embasamento (Figura 9).

Onde o embasamento é heterogêneo, o material pré-existente pode ter sido reativado durante o processo de rifteamento quando sua orientação era favorável ao sentido da abertura, produzindo falhas conforme a direção da extensão acontecia, enquanto o material constituinte do embasamento de ângulo mais baixo foi cortado por falhas. Por outro lado, nas regiões onde o embasamento era homogêneo e mais estável, possivelmente apenas as falhas formadas anteriormente, durante a formação Gondwana, permaneceram ativas durante o rifteamento.

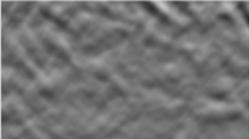
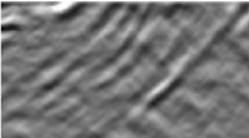
Fácies	Nome	Assinatura sísmica	Descrição
SF1	Homogêneo		Baixa amplitude (transparente), frequência moderada a alta, reflexões caóticas a anastomosadas
SF2	Moderadamente heterogêneo		Amplitude moderada a alta, frequência baixa a moderada, reflexões anastomosadas a sub-paralelas, alguns intervalos apresentam coerência
SF3	Extremamente heterogêneo		Amplitude e frequência de moderadas a altas, reflexões paralelas ou sub-paralelas, alta anisotropia

Figura 9: Determinação das fácies sísmicas e suas características adotadas a partir da interpretação sísmica do embasamento cristalino. Modificada de Strugale *et al.* (2021).

Através da definição de três fácies sísmicas (SF1, SF2, SF3), o objetivo dos autores foi de representar contrastes entre o grau de amplitude sísmica e organização interna dos refletores, indicando embasamento heterogêneo, moderadamente heterogêneo, e homogêneo. Dessa forma, é possível inferir mais informações a partir da disposição estrutural do embasamento e qual seu impacto na deposição das camadas subjacentes, com mais ou menos espaço de acomodação devido ao efeito das falhas geradas durante o rifteamento (Figura 9).

Ao falar de modo geral sobre a Supersequência Rifte, cujo preenchimento de sedimentos se deu subjacente ao embasamento fragmentado, esta é

composta por materiais siliciclásticos continentais, oóides de talco-estevensita com coquinas intercaladas e folhelhos ricos em matéria orgânica das Formações Piçarras e Itapema, constituídos por sedimentos essencialmente continentais (Szatmari & Milani, 2016). Foi durante a fase rifte que os sedimentos do fundo da Formação Barra Velha foram depositados (Buckley *et al.*, 2015). Esses depósitos apresentam uma geometria de cunha proeminente, o que pode representar diferenças na taxa de movimentação das falhas que, conseqüentemente, criaram diferentes espaços de acomodação na Bacia de Santos (Figura 10). Assim, os autores afirmam que isso pode representar um aumento na taxa de sedimentação no topo da Formação Barra Velha quando comparada às formações Piçarras e Itapema.

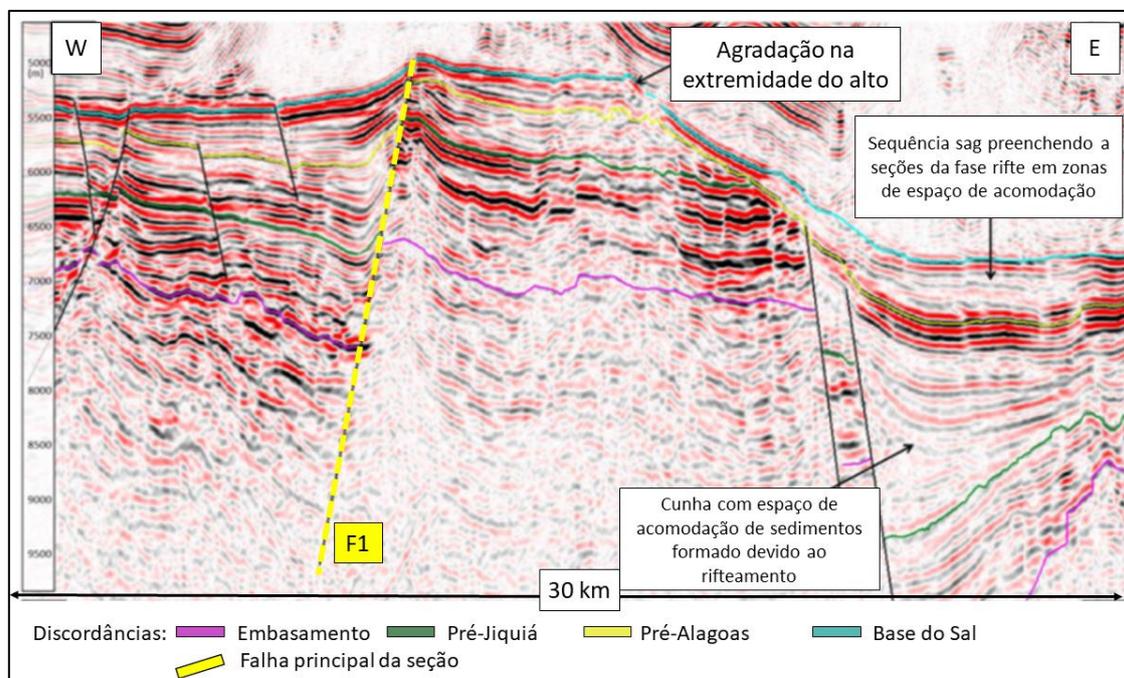


Figura 10: Seção sísmica de oeste a leste, mostrando espaço de acomodação formado devido ao resultado morfológico do embasamento após rifteamento, e falha principal F1 chegando até a base do sal. Adaptado de Buckley *et al.* (2015).

A Sequência Pós-Rifte, também conhecida como fase Sag, é representada pela Formação Barra Velha Superior, que se caracteriza pela ocorrência de calcários microbianos, fácies retrabalhada e laminitos depositados em ambiente lacustre durante o Aptiano. Vale ressaltar que a Formação Itapema ainda não recebe a atenção necessária no que diz respeito aos estudos realizados sobre as características de seus reservatórios. É importante citar que a principal fonte de informações e tentativas de correlação de dados são os

reservatórios de coquinas provenientes de análogos e formações correlatas, que é o caso da Formação Coqueiros, na Bacia de Campos (Figura 11).

Já a Formação Barra Velha recebe maior concentração de estudos, onde também possui uma unidade correlata na Bacia de Campos, que é o caso da Formação Macabu (Figura 11), de acordo com Moreira *et al.* (2007). No passado, foi atribuído um ambiente deposicional marinho à Formação Macabu (Winter *et al.*, 2007), o que provocou de início a sugestão de que a Formação Barra Velha teria sido formada em ambiente deposicional transicional sob influência marinha (Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008). Porém, Wright & Barnett (2015) contestaram a presença de influência marinha nos depósitos da Formação Barra Velha através de vários indicadores, como ausência de fósseis marinhos; marcando um fator chave para maior compreensão desta formação e suas peculiaridades, tendo em vista que os carbonatos da formação foram gerados em ambiente lacustre ao invés de marinho, cuja deposição se mostra mais complexa.

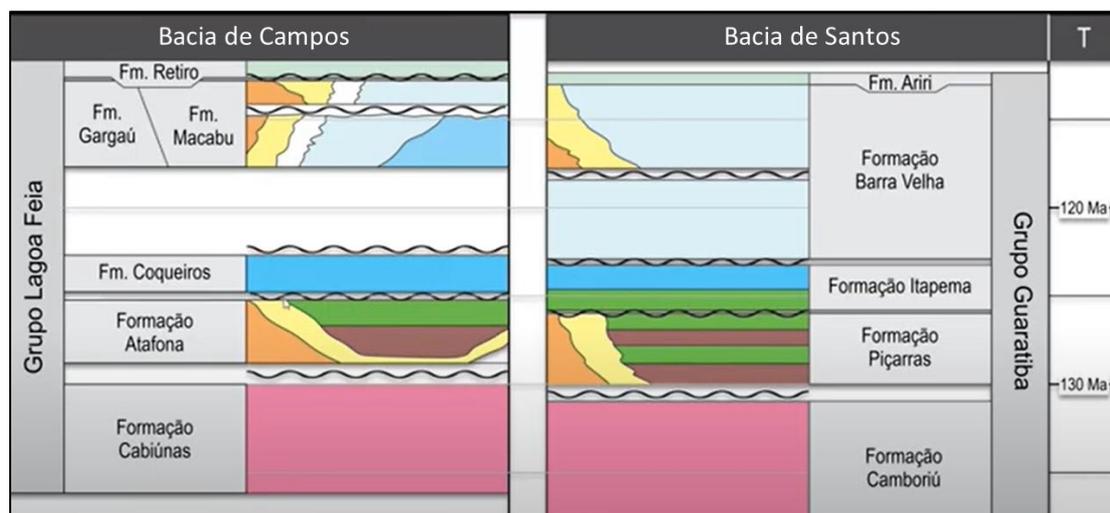


Figura 11: Correlação entre o Pré-sal das Bacias de Campos e Santos. Modificado de Moreira *et al.* (2007) e Winter *et al.* (2007).

Pietzsch *et al.* (2018) também apontam que os indícios de atividade hidrotermal na Bacia de Campos poderiam insinuar que na Bacia de Santos pudesse acontecer o mesmo, (Souza *et al.*, 2018), de forma a fornecer uma explicação viável para a procedência hidrotermal dos carbonatos na Formação Barra Velha. Contudo, ao considerar que tenha ocorrido atividade hidrotermal, os autores apontam que não se deve afirmar que todos os depósitos

compreendidos na formação representam *build-ups* carbonáticos associados a falhas. Pelo contrário, os autores apontaram que a recarga de água do subsolo que alimenta o lago provavelmente adveio através de canais condutores espalhados pelo fundo do lago, e que a infiltração poderia não ser ligada a eles. Conseqüentemente, *build-ups* relacionados a falhas podem ter se formado, embora longe de zonas falhadas os fluidos provavelmente se misturaram com o corpo principal de água, de forma a contribuir para a composição química e isotópica das rochas carbonáticas.

Acima da Formação Barra Velha, foram depositados durante o Neoptiano (Andar local Alagoas Superior), os evaporitos da Formação Ariri, formação que consiste em espessos pacotes de halita e anidrita, e também com a presença em alguns momentos de sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007). De acordo com Dias (1998), o tempo estipulado para a deposição dos evaporitos é de 0,7 a 1 Ma. Szatmari & Milani (2016) levam em consideração o mesmo que ocorreu com os carbonatos lacustres do pré-sal tenha acontecido durante a deposição dos evaporitos, onde estes atingiram sua maior espessura acima de derrames basálticos do Platô de São Paulo, principalmente em sua porção sul, que corresponde à Bacia de Santos. É ainda enfatizado que tanto a espessura quanto a largura do corpo de sal aumentam sentido para o sul, onde chegam a atingir, respectivamente, 1 e 2 km de espessura e cerca de 700 km de largura na Bacia de Santos, numa área próxima do extremo sul do Platô de São Paulo. Para depositar espessuras tão vultosas de evaporitos a taxas muito altas em um curto espaço de tempo, Szatmari & Milani (2016) afirmam que o proeminente e contínuo processo de subsidência capaz de produzir a depressão profunda na qual o sal foi depositado também teria que ter sido possibilitado por rifteamento.

2.1.4 O sistema petrolífero do Campo de Búzios

Um sistema petrolífero deve possuir a sequência constituída por geração, migração e acumulação para que se torne bem-sucedido na produção de hidrocarboneto, de tal forma que o funcionamento síncrono destes três fatores ocorra. Além disso, é imprescindível a presença de rochas capeadoras, que são peças-chave para um sistema petrolífero de sucesso em conjunto com

elementos geológicos estruturais e estratigráficos que atuam como trapas (Milani *et al.*, 2000). Uma vez que todos esses aconteçam de forma concomitante, o sistema petrolífero está completo.

A etapa de geração de hidrocarbonetos como um todo é resultado da transformação da matéria orgânica, com o auxílio do fluxo de calor proveniente do interior da Terra, onde partes de organismos se depositam nos fundos de lagos e/ou mares e são decompostos por bactérias, obtendo como produto final o hidrocarboneto. Uma rocha geradora precisa possuir quantidade e qualidade de matéria orgânica adequadas, para que quando submetida ao estágio de evolução térmica, necessário para degradação do querogênio, o petróleo seja gerado. As rochas geradoras são normalmente constituídas de material detrítico de granulometria muito finas ricas em querogênio, como por exemplo folhelhos ou calcilitos, sendo dessa forma depositados em paleoambientes sedimentares de baixa energia.

O querogênio é uma forma de ocorrência de carbono orgânico fundamental para a produção de hidrocarboneto, podendo ser classificado de acordo com seu tipo com base nas razões de hidrogênio/carbono e oxigênio/carbono (I, II ou III), o que pode determinar a forma como o hidrocarboneto se apresenta na bacia. Por exemplo, o querogênio do tipo I possui o maior potencial para geração de petróleo, em seguida o tipo II, com um potencial moderado para a geração de óleo e gás, e por fim o tipo III, que possui um baixo potencial para a geração de óleo. No geral, a origem para cada tipo de querogênio é: Tipo I, com origem em matéria orgânica lacustre e marinha; Tipo II com matéria orgânica marinha e mista; e o tipo III, com origem em matéria orgânica continental. Esse fator explica a presença de hidrocarboneto em forma de óleo presente nos reservatórios do Campo de Búzios, na Bacia de Santos.

A etapa de migração é fundamental para que o produto da geração se desloque, seja armazenado e não se perca, sendo esta uma fase importante de ser compreendida na geologia local pois o fluxo de fluidos entre a rocha geradora e a rocha reservatório permite o entendimento de toda a evolução da bacia. É necessário que em seguida o caminho de migração seja interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica.

A etapa de migração é dividida de duas formas: migração primária e migração secundária. Durante a migração primária ocorre o processo de expulsão do petróleo da rocha geradora, cujos fatores controladores desse fenômeno são incertos. É aceito que o processo de expulsão de fluidos da rocha ocorra devido a um gradiente de pressão em resposta à contínua compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo. Como consequência, o aumento de pressão produz microfaturas na rocha geradora e permite a passagem do fluido e o consequente alívio de pressão, formando um ciclo. A migração secundária diz respeito ao percurso que o óleo faz através de uma rocha porosa e permeável, até o momento em que é interceptado por uma armadilha geológica. Esse fluxo é dito como um fluxo em fase contínua uma vez que depende do gradiente de pressão devido à compactação, da pressão capilar e da fluabilidade na rocha (força vertical resultante da diferença de densidade entre o petróleo e a água).

As rochas-reservatório atuam na captação e armazenamento dos fluidos produzidos no sistema petrolífero, e possuem como propriedades principais porosidade e permeabilidade, que as permitem realizar o aprisionamento de hidrocarboneto. Existe uma série de rochas capazes de atuar como reservatório, dentre elas arenitos, calcarenitos, rochas sedimentares permeáveis com porosidade intergranular, folhelhos e carbonatos com fraturas.

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos possui como rochas geradoras os folhelhos de origem lacustre ricos em matéria orgânica das formações Piçarras e Itapema (idade neobarremiana/eoaptiana), depositados na fase rifte. Já as rochas reservatório no campo de Búzios consistem de carbonatos da Formação Barra Velha e coquinas da Formação Itapema, que são rochas carbonáticas formadas a partir de conchas inteiras ou parcialmente fragmentadas e transportadas (Pettijohn, 1957). Durante o transporte, essas conchas são fragmentadas devido à abrasão e bioerosão. No geral, as coquinas ocorrem do Cambriano até o Holoceno, e durante o Meso-Cenozoico dominadas por bivalves e fragmentos. As coquinas podem ser encontradas tanto em águas costeiras quanto profundas, e são capazes de estar presentes em ambiente marinho aberto, marinho restrito e sistemas lacustres. A maior parte das coquinas recentes são interpretadas como depósitos de ambientes rasos e com

alta energia, e muitas vezes podem estar associadas a fontes hidrotermais (Carvalho *et al.*, 2000).

Na seção do pré-sal as coquinas da Formação Itapema são compostas principalmente por conchas de bivalves. Essas rochas foram classificadas como *rudstones*, *grainstones*, *packstones* e *wackestones*, podendo apresentar conteúdo siliciclástico, e são intercaladas com *mudstones* e argilas ricas em matéria orgânica, arenitos e conglomerados (Moreira *et al.*, 2007), e estão em sua maioria localizadas em altos estruturais, seguindo ciclos de transgressão e regressão. Cada ciclo se inicia com a deposição de fácies lamosas (*mudstones*) em sistema de trato transgressivo, em seguida ocorre a deposição de *packstones*, *grainstones* e *rudstones* (Muniz, 2013).

A Formação Barra Velha possui como rochas reservatórios carbonatos não marinhos depositados em ambientes lacustres rasos e altamente alcalinos (Szatmari & Milani, 2016). A Formação Barra Velha está sobreposta à Formação Itapema e foi depositada durante o Aptiano e está sotoposta à Formação Ariri. Dessa forma, é limitada pela base através da discordância Pré-Alagoas e pelo topo através da base do sal.

Uma característica importante da Formação Barra Velha é sua subdivisão entre Barra Velha Inferior e Barra Velha Superior, divididas pela discordância Intra-Alagoas. A parte inferior é constituída por carbonatos provenientes da fase rifte enquanto a parte superior é constituída pelos carbonatos da fase *sag* (Wright & Barnett, 2015). Os autores afirmaram que a espessura da Formação Barra Velha possui variações ao longo da Bacia de Santos, tal que em certas regiões a espessura chega a 500m enquanto pode chegar a menos de 50m em altos estruturais, devido a possibilidade de ocorrência de erosão.

A Formação Barra Velha Superior é representada por calcários e coquinas lacustres que caracterizam sucessões carbonáticas essencialmente não marinhas precipitadas quimicamente. A origem lacustrina para os depósitos sin-rifte carbonáticos na bacia são: (1) ausência de faunas marinhas stenohalina (ex.: braquiópodes, equinodermatas, cefalópode e briozoários), (2) flutuações rápidas de salinidade se comparadas a sequências marinhas (baseadas em mudanças nas assembleias faunais durante o tempo); (3) ausência de feições sedimentares

indicativas de processos que ocorrem em meios marinhos (correntes de maré e/ou forte ação das ondas), (4) assembleias verticais e laterais complexas, típicas de contextos lacustrinos e/ou mudanças climáticas de alta frequência, o que aumenta o grau de heterogeneidade (5) presença de minerais como estevensita (Bertani & Carozzi, 1985; Abrahão & Warne, 1990) que são indicadores químicos de ambientes não marinhos.

Com base em sísmica e trabalhos anteriores, Wright & Barnett (2015, 2017) apresentam um modelo de ambiente deposicional de um lago evaporítico raso, hiper-alcalino e extenso que drena terrenos ígneos básicos, propiciando a deposição da Formação Barra Velha. Entretanto, diferente do modelo adotado por Wright & Barnett (2015, 2017), o modelo de Buckley *et al.* (2015) e Faria *et al.* (2017), seria uma plataforma carbonática lacustre, e mostram que a identificação de carbonatos lacustres se concentra em três feições principais em coexistência com *build-ups* (biohermas/bioestromas de margens de lagos; biohermas/bioestromas de fundo de lago raso; *build-ups* alimentados por fontes, termais ou hidrotermais), conforme ilustrado na Figura 12.

No que concerne à fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas que desempenham papel importante no sistema petrolífero ao conter as principais rochas reservatório do pré-sal, foi proposto por Wright (2012), em tentativa de melhor compreender seus possíveis modos de formação, arquitetura, composição e diagênese, que as fácies poderiam ser divididas nos quatro grupos principais: (I) *build-ups* carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; (II) fácies de sedimentação carbonática plataformal, controladas pela topografia e batimetria e com caráter agradacional ou progradacional, podendo apresentar fluxos de *debris* e cliniformes; (III) extensas plataformas carbonáticas com arquitetura plano-paralela compostas; (IV) fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago. Os modelos para fácies carbonáticas de Wright (2012) são exibidos na Figura 13.

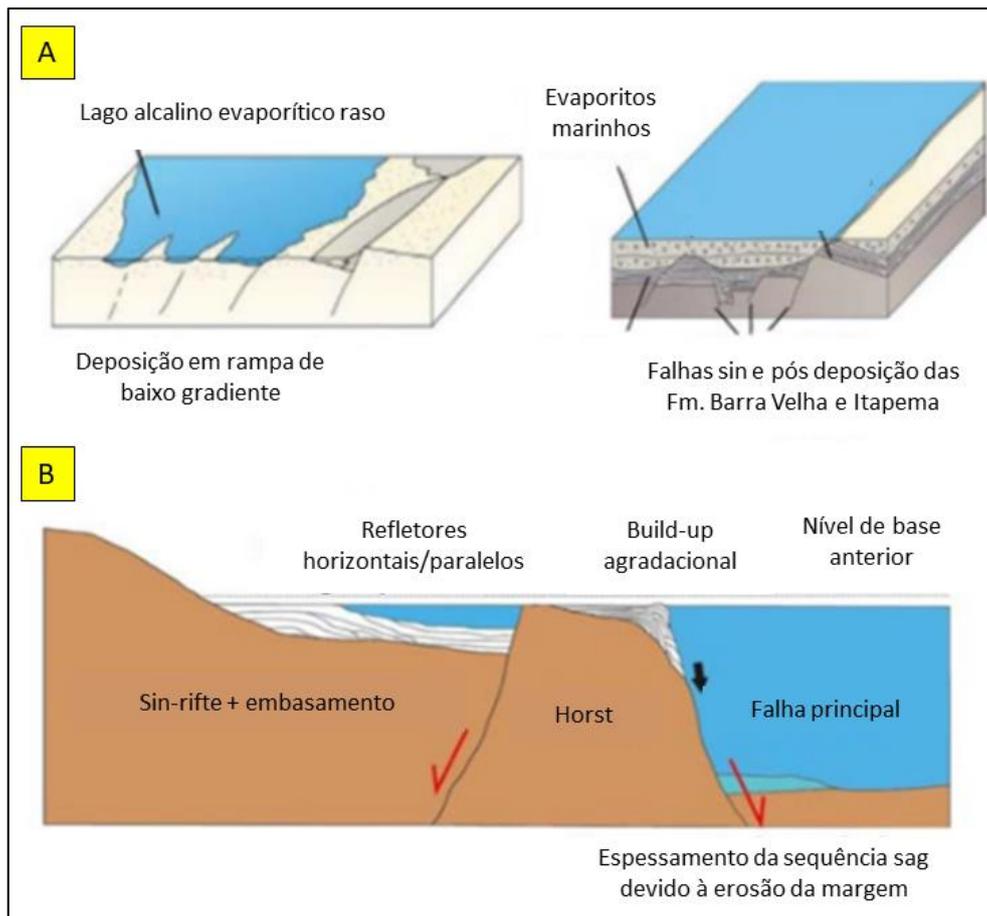


Figura 12: Desenho esquemático com os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alkalino, raso e conectado, com presença de falhas devido a falhas sin- e pós-deposicionais e; B) Buckley *et al.* (2015) formação de uma plataforma carbonática em ambiente lacustre, com a disposição dos refletores e influência do embasamento e falhas.

De acordo com Wright (2012), as rochas identificadas na seção sag que são relacionadas as sismofácies de plataformas carbonáticas e build-ups alinhados a falhas foram: *shrubby boundstones* e *grainstones* esferulíticos e com intraclastos, onde os *grainstones* representam as melhores fácies reservatório, mesmo quando intercaladas com *wackstones* e *packstones* com grãos de calcita e dolomita intergranular. Ainda de acordo com o autor, essas fácies são mais comuns nas bordas flexurais dos falhamentos principais. Em sismofácies de *build-ups* isolados predominam *boundstones* de origem microbial, que são intercalados com *wackstones*, *packstones* e *grainstones* constituídos de fragmentos de microbialitos. Por fim, as sismofácies presentes em regiões mais profundas da fase *sag* são compostas por *mudstones* estevensíticos, com ou sem presença de esferulitos. Uma seção esquemática de um modelo geológico da sedimentação da margem conjugada africana no pré-sal sin-rifte e sag, na

região *offshore* da bacia de Kwanza, proposta por Saller *et al.* (2016) pode ser visualizada na Figura 14.

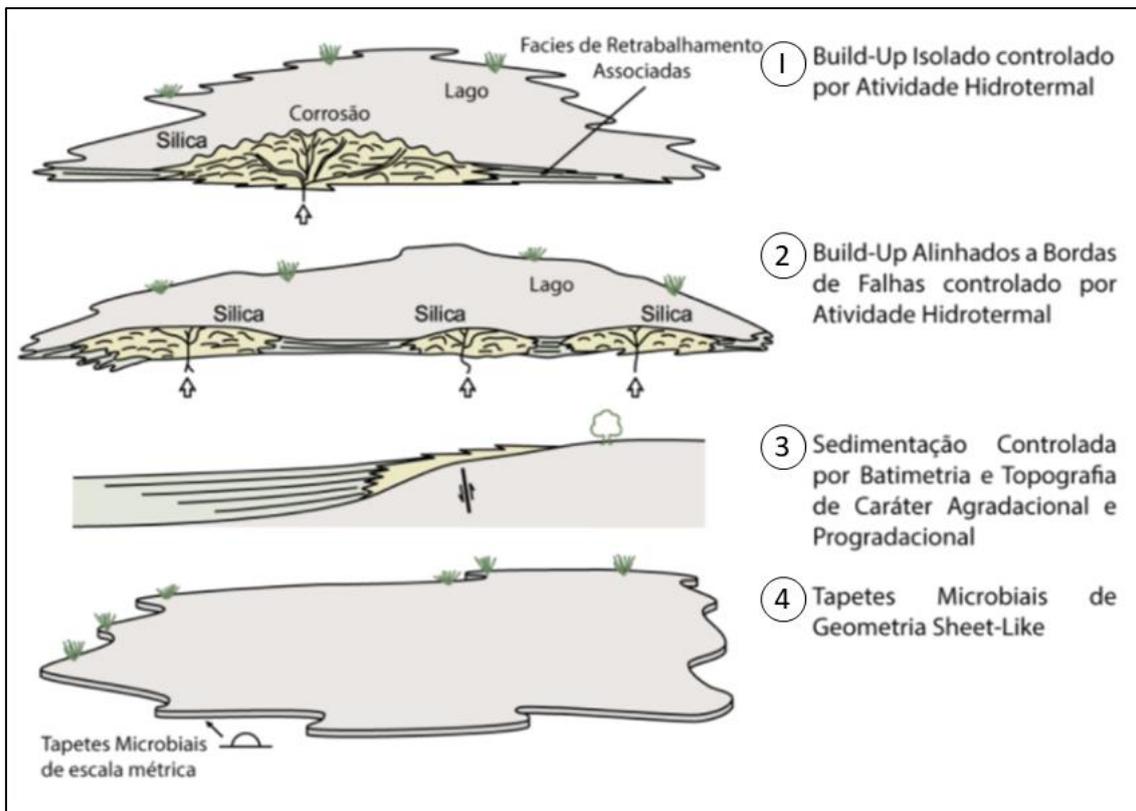


Figura 13: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012). Fonte: Ferreira (2018).

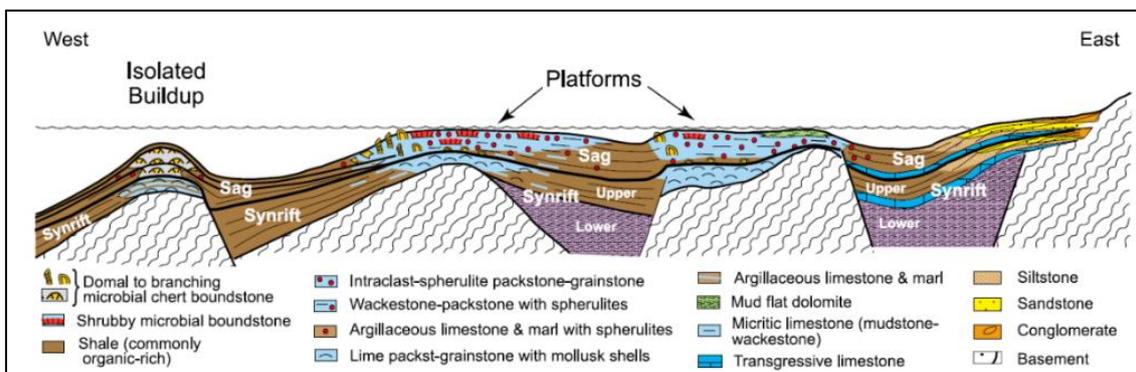


Figura 14: Modelo deposicional do pré-sal da região *offshore* da bacia de Kwanza proposto por Saller *et al.* (2016).

Apesar da origem das rochas reservatório existentes nas formações Barra Velha ser atualmente bem reconhecida como origem lacustre e ausência de influência marinha, o processo de formação dessas rochas ainda gera grande debate. Os autores Terra *et al.* (2010) realizaram uma descrição sobre as grandes variedades de fácies carbonáticas que podem ser encontradas em bacias brasileiras, com a tentativa de abranger principalmente as rochas do pré-

sal. A partir de seu trabalho, eles classificaram tais rochas levando em consideração uma série de diversas classificações clássicas existentes, como as encontradas em Dunham (1962) e Embry & Klovan (1971), introduzindo novas denominações e adaptando alguns termos quando julgaram necessário. Dessa maneira, Terra *et al.* (2010) formularam a seguinte divisão para as rochas carbonáticas analisadas: 1) elementos não ligados durante a deposição: *mudstones*, *wackestones*, *packstones*, *grainstones*, *floatstones*, *rudstones*, bioacumulados e brechas; 2) elementos ligados durante a formação ou *in situ*: *boundstones*, estromatólitos, estromatólitos arborescentes, estromatólitos arbustiformes, estromatólitos dendriformes, trombólitos, dendrolitos, leiólitos, esferulititos, travertinos e tufas; 3) elementos ligados ou não durante a formação: laminitos, laminitos lisos e laminitos crenulados; 4) textura deposicional irreconhecível: calcário cristalino e dolomitos. Essas classificações levam em consideração forte influência microbialítica na origem destas rochas carbonáticas. A exemplo, os autores reportam a presença de estromatólitos arborescentes (*shrubs*) e texturas esferulíticas, que consideram ser de origem microbial. Por este motivo, os carbonatos da Formação Barra Velha são informalmente denominados de “microbialitos” ou “microbialitos do pré-sal” (Wright & Barnett, 2015).

Entretanto, os autores Wright & Barnett (2015) realizaram uma análise de 1.400 m de testemunhos e 3.400 lâminas na Formação Barra Velha com os dados provenientes de vários poços com o intuito de determinar suas principais fácies, e chegaram a constatações de que evidências macro e microscópicas de processos microbiais produzindo os carbonatos nesta formação são raras. O estudo destes autores aponta que rochas com origem microbial representam menos de 1% da espessura dos depósitos sedimentares.

Muniz & Bosence (2015) estudaram os reservatórios da Formação Macabu, que são correlatos à Formação Barra Velha, e argumentam que eles são “parcialmente microbialíticos” enquanto Herlinger *et al.* (2017) adotam a proposição de Wright & Barnett (2015) e afirmam que a maior parte dos depósitos carbonáticos da Formação Macabu foi quimicamente precipitada. Wright & Barnett (2015) apontam que embora atualmente não existem muitas evidências diretas do efeito dos processos microbiais na formação das texturas

dominantes na Formação Barra Velha, não seria adequado excluir qualquer influência microbialítica. Como justificativa interessante, os autores Wright & Rodriguez (2018) apontam que nos 10 metros mais altos da Formação Barra Velha, em toda a Bacia de Santos, pode ser encontrada uma série de nove picos no perfil de raios gama, o denominado Marco Lula. Estes marcos representam ciclos de *shallowing-upwards* que de forma bastante incomum contêm texturas microbiais.

De todo caso, Wright & Barnett (2015) declaram que devido à rara ocorrência de feições microbiais, a formação Barra Velha não deveria ser considerada como resultado de processos de origem microbial. Todavia, é válido destacar que no caso dos estromatólitos encontrados na formação Barra Velha, eles geralmente não apresentam fósseis microbiais preservados, o que torna bastante dificultosa a identificação de origem biótica (Grotzinger & Rothman, 1996). Silva (2018) indica que existe a possibilidade de que os carbonatos da Formação Barra Velha sejam resultado do desenvolvimento conjunto entre processos bióticos e abióticos, com eventual predominância de um processo sobre o outro. Desta forma, a origem dos carbonatos da Formação Barra Velha estabelece um tema polêmico e que ainda gera constante discussão.

Ainda a respeito da discussão do sistema petrolífero, as principais trapas do sistema petrolífero do Campo de Búzios estão associadas aos altos estruturais, gerados no embasamento durante a fase rifte. A rocha selante consiste de pacotes evaporíticos da Formação Ariri (idade neoaptiano/eoalbiano), com espessuras chegando até 2.000 m (Moreira *et al.*, 2007). Além disso, os evaporitos da Formação Ariri possuem um papel importante para a existência do play pré-sal, não somente pelas suas excelentes propriedades selantes, mas também devido ao fator profundidade, que consiste na alta condutividade térmica dos evaporitos. Essa propriedade é determinante para viabilizar a transferência de calor do topo dos reservatórios para porções mais rasas superiores, de forma a desacelerar o craqueamento térmico dos hidrocarbonetos em grandes profundidades na bacia (Mello *et al.*, 1995).

Em síntese, as rochas reservatório do pré-sal estão localizadas nas formações Itapema e Barra Velha. A Formação Itapema é representada por

grainstones e bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, xistos carbonáticos e xistos escuros ricos em matéria orgânica, que por vezes também funcionam como rochas geradoras. A Formação Barra Velha é composta por carbonatos depositados em ambiente lacustre com uma multiplicidade de fácies, desde *boundstones* e *grainstones* até *mudstones*. A Formação Itapema é limitada na parte inferior pela discordância Pré-Jiquiá (126,4 Ma) e no topo pela discordância Pré-Alagoas, enquanto a Formação Barra Velha é limitada na parte inferior pela discordância Pré-Alagoas e no topo pela base do sal (Moreira *et al.*, 2007).

2.2 Estratigrafia de sequências

A importância do processo de análise estratigráfica torna-se evidente ao tentar identificar as superfícies estratigráficas na sísmica. A estratigrafia ainda acaba por encorajar a integração de conjuntos de dados e métodos de pesquisa. Dessa forma, a abordagem estratigráfica resulta em uma melhor compreensão de como as unidades estratigráficas, os tratos de fácies e os elementos deposicionais se relacionam no tempo e no espaço dentro das bacias sedimentares.

A maioria dos critérios envolvidos na interpretação de superfícies estratigráficas gira em torno da natureza genética das fácies que estão em contato através da superfície em análise, o que, por sua vez, requer uma boa compreensão dos processos e ambientes deposicionais (Catuneanu, 2006).

A estratigrafia de sequências é uma ótima abordagem para entender o desenvolvimento de sistemas sedimentares, e também traz um novo componente de previsibilidade de fácies que é particularmente atraente para pesquisas orientadas para a indústria. Portanto, a estratigrafia de sequências tem um importante componente de interpretação embutido (Figura 15) que aborda questões como a reconstrução dos controles alogênicos no momento da sedimentação e previsões de fácies em áreas ainda inexploradas. Sua aplicação no Campo de Búzios favorece a elaboração de um posterior modelo geológico servindo como *input* de informações.

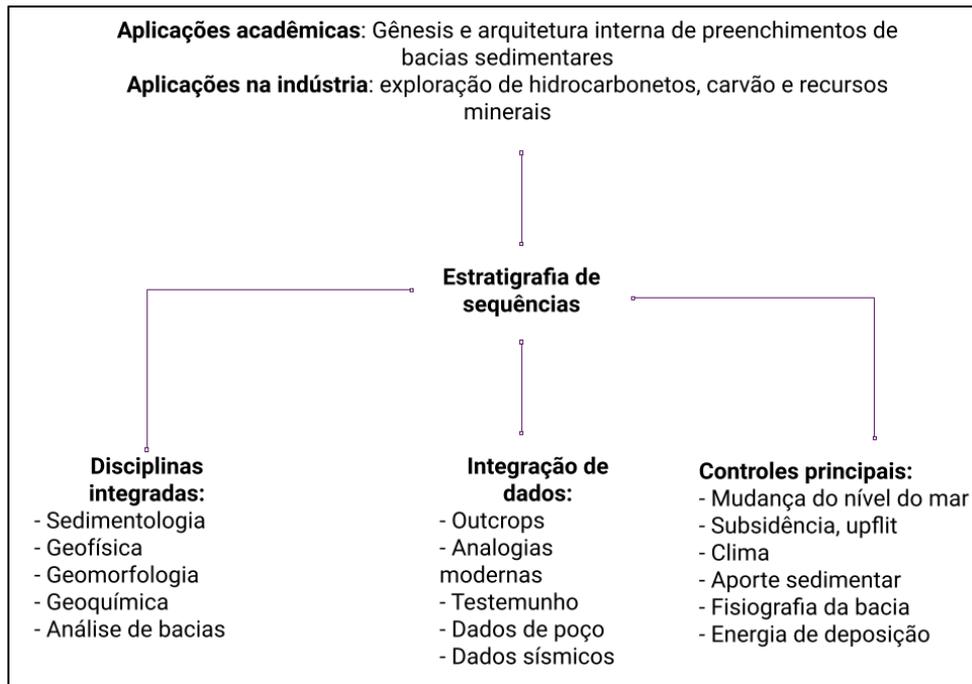


Figura 15: A importância da Estratigrafia de Sequências no contexto de pesquisas interdisciplinares e suas aplicações. Modificado de Catuneanu, (2006).

O termo "sequência" foi introduzido por Sloss *et al.* (1949) para designar uma unidade estratigráfica limitada por discordâncias subaéreas. Era um termo regional, mas o significado de uma "sequência" estratigráfica foi subsequentemente expandido para incluir qualquer "sucessão relativamente adaptável de estratos geneticamente relacionados" (Mitchum 1977).

As sequências delimitadas por discordâncias promovidas por Sloss (1963) e Wheeler (1964) forneceram à comunidade geológica unidades mapeáveis informais que poderiam ser usadas para correlação estratigráfica e subdivisão do registro de rocha em pacotes geneticamente relacionados de estratos. Dessa forma, ao se levar em consideração os carbonatos, não poderiam ser diferentes. A aplicação da análise sismoestratigráfica é capaz de distinguir os estratos e gerar respostas.

Ainda de acordo com Sloss (1963), como muitas discordâncias são potencialmente restritas às margens da bacia, o número de sequências mapeadas no centro da bacia é frequentemente menor do que o número de sequências presentes em uma sucessão de idade equivalente ao longo da borda da bacia (Figura 16).

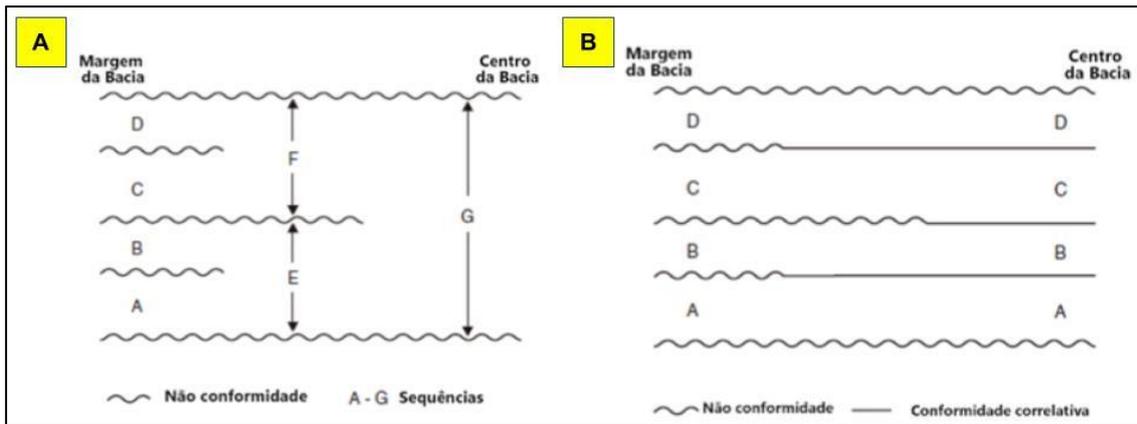


Figura 16: Em a) O conceito de incorfomidade em limites de sequências de Sloss *et al.* (1949). Como muitas discordâncias são potencialmente restritas às margens, o número de sequências mapeadas no centro da bacia é frequentemente menor do que o número de sequências presentes em uma sucessão equivalente à idade ao longo da borda da bacia. Em b) O conceito de sequência conforme definido na estratigrafia sísmica e de sequência. As conformidades correlativas permitem traçar sequências em toda uma bacia sedimentar, independente de escala. Sequências A-G. Catuneanu, 2006.

O termo sistema deposicional é uma noção convencional definida com base na configuração deposicional e no ambiente. Trato de sistema e sequências são termos estratigráficos de sequência bastante específicos, definidos em relação ao nível de base e às curvas transgressivas-regressivas. É importante ainda notar que a aplicação e definição dos conceitos estratigráficos de sequência independem da escala.

Se faz importante enfatizar a diferença inerente entre a litoestratigrafia e a estratigrafia de sequência, já que ambas analisam a mesma sucessão sedimentar, mas com foco em diferentes aspectos estratigráficos ou propriedades da rocha (Figura 17). A litoestratigrafia trata da litologia dos estratos e de sua organização em unidades com base no caráter litológico. A Litoestratigrafia fornece apenas informações descritivas da distribuição litológica, que em alguns casos podem combinar os produtos da sedimentação de vários ambientes deposicionais; enquanto a estratigrafia de sequências permite entendimento do sistema deposicional ao levar em consideração informações complementares, como trato de fácies por exemplo. Neste trabalho ambas serão levadas em consideração.

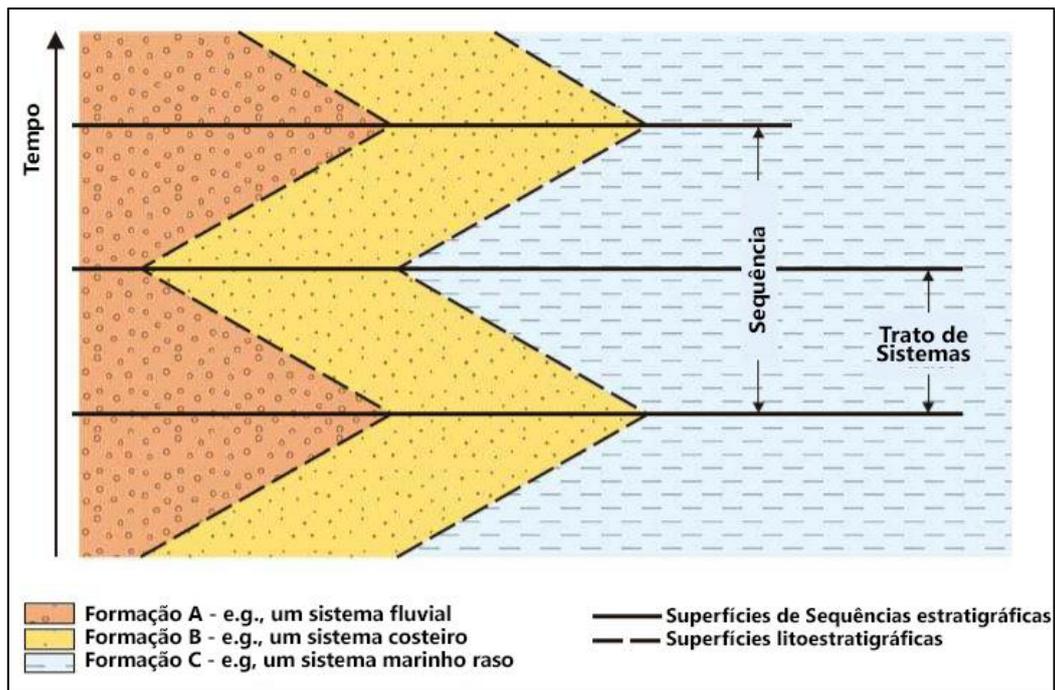


Figura 17: Diferença entre Litoestratigrafia e Sequências estratigráficas. Catuneanu, (2006).

Na tentativa de tentar mapear a conexão entre as mudanças verticais e laterais de fácies observadas em afloramentos e subsuperfície, é importante o uso da Lei de Walther, que estabelece que em uma sucessão vertical, a passagem gradual entre duas fácies sugere que elas estejam associadas, isto é, geradas em ambientes deposicionais lateralmente contínuos, ao passo que um contato abrupto ou erosivo pode indicar intervalos de não-deposição ou mudanças significativas no ambiente deposicional. Esta lei se caracteriza como um princípio fundamental da estratigrafia, que permite ao geocientista visualizar mudanças laterais previsíveis de fácies com base nos perfis verticais observados em seções 1D, como pequenos afloramentos, testemunhos ou perfis de poços.

As superfícies estratigráficas não são necessariamente mais fáceis de observar do que os contatos mais diacrônicos que marcam as mudanças laterais e verticais. As principais interrupções no registro estratigráfico estão associadas a estágios de reorganização tectônica das bacias e, portanto, com mudanças na direção de inclinação através dos limites das sequências. O questionamento natural a se fazer é por onde começar a interpretação estratigráfica em uma sessão, sobretudo, carbonática.

De acordo com Catuneanu *et al.* (2011) dois conceitos importantes definidos são espaço de acomodação e padrão de empilhamento. O conceito de espaço de acomodação denomina regiões geométricas de concavidade que possuem espaço de preenchimento disponível para os sedimentos gerados pela bacia ou por outros mecanismos posteriores, ou seja, pelos mecanismos de formação de bacias, ou posteriormente através de isostasia glacial, peso dos sedimentos e compactação (Jervy, 1988; Catuneanu, 2006; Miall, 2010; Posamentier & Allen, 1999).

A arquitetura dos depósitos sedimentares de uma bacia pode gerar formas e aspectos diferenciados, que são denominados padrões de empilhamento, sendo estes controlados principalmente por mudanças no nível do mar relativo (Catuneanu *et al.*, 2011). Os padrões ainda variam devido a sua relação entre espaço de acomodação, aporte de sedimentos e comportamento dos sedimentos como em regressão normal, regressão forçada e transgressão. Regressões normais ocorrem quando o aporte de sedimentos ultrapassa o espaço de acomodação existente, e é distinta em dois padrões, sendo padrões agradacionais ou progradacionais. Quando o nível do mar desce muito rápido, ocorre erosão e mudança no nível de base, caracterizando o evento como regressão forçada, enquanto a transgressão indica o avanço do mar em relação ao continente. Regressões normais visualizadas após acontecimento de regressões forçadas definem os tratos de sistema de mar baixo, e quando ocorrem após transgressões, caracterizam os tratos de sequência de mar alto (Catuneanu *et al.*, 2011). Um trato de sequência não corresponde necessariamente a uma sequência deposicional, uma vez que tratos de sequência diversos podem ser observados internamente às sequências deposicionais (Catuneanu *et al.*, 2011).

2.3 Fácies sísmicas

O estudo das fácies sísmicas, em conjunto com o bom entendimento da análise sismoestratigráfica evidencia características estruturais regionais importantes que devem ser levadas em consideração em projetos de exploração. O contexto carbonático apresenta alguns aspectos geométricos bem

característicos, como por exemplo as plataformas carbonáticas, que têm sido alvo de estudos ao longo dos anos devido sua importância para a exploração e produção de hidrocarbonetos.

O conceito de fácies sísmicas, ou sismofácies, foi definido pelos autores Brown Jr. & Fisher (1977), para representar uma unidade tridimensional definida em uma área, e formada por reflexões sísmicas cujos parâmetros próprios sejam diferenciados das fácies adjacentes. Uma sismofácies então significa um registro dos fatores geológicos que formaram certos aspectos determinantes presentes na reflexão sísmica, como por exemplo estratificação, variação da litologia, erosão, estruturas deposicionais etc.

Ao buscar analisar esses fatores presentes na reflexão sísmica é possível sintetizá-los no que é denominado padrões de reflexões sísmicas, tal que seja viável entender suas relações com outros padrões e interpretar seus significados geológicos (Mitchum *et al.*, 1977). É necessário ainda considerar parâmetros sísmicos como geometria, continuidade, configuração interna, amplitude e frequência para interpretar os padrões de fácies sísmicas, e então, associar as informações à ambientes deposicionais.

Os parâmetros mais utilizados para caracterizar sismofácies são as configurações internas: paralela, subparalela, divergente, progradante, caótico, *hummocky*, lenticular segmentado e contorcido, e transparente (Ribeiro, 2001). A Figura 18 exemplifica esses parâmetros de configuração interna, objeto de estudo deste trabalho.

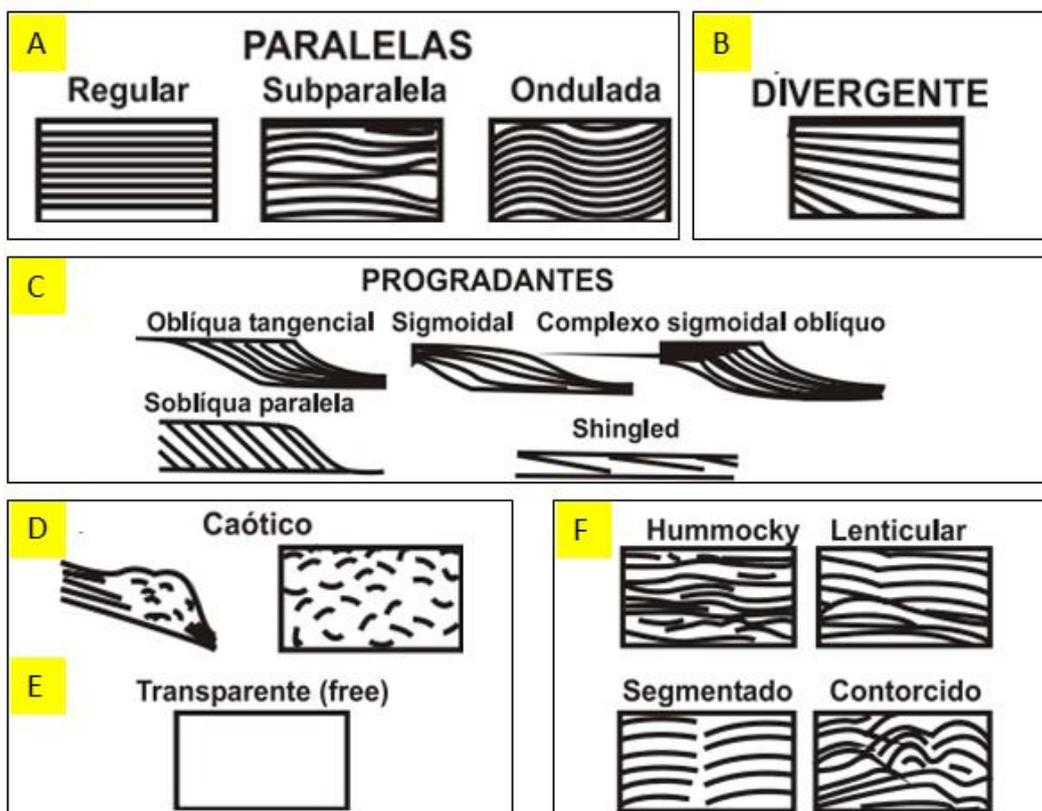


Figura 18: Padrões de configuração de fácies sísmicas, segundo Mitchum Jr. *et al.* (1977).

Ao se comentar sobre a configuração externa, de acordo com Mitchum *et al.* (1977), deve ser utilizada como termo representativo para a geometria associada com depósitos sedimentares mais frequentes, como é o caso de lençóis, cunhas, bancos, lentes, e conseqüentemente seus tipos de preenchimento, que podem ser de canais, calhas, bacia e talude (Figura 19).

Sob condições de fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas, Wright (2012) sugeriu que as fácies poderiam ser divididas em quatro grupos principais, sendo eles: *build-ups* carbonáticos controlados sobretudo por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; fácies de sedimentação carbonática plataformal, controladas por topografia e batimetria, com presença de geometrias típicas agradacionais ou progradantes; plataformas carbonáticas extensas formadas por tapetes microbiais delimitados por arquitetura plano-paralela; e por fim, fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago.

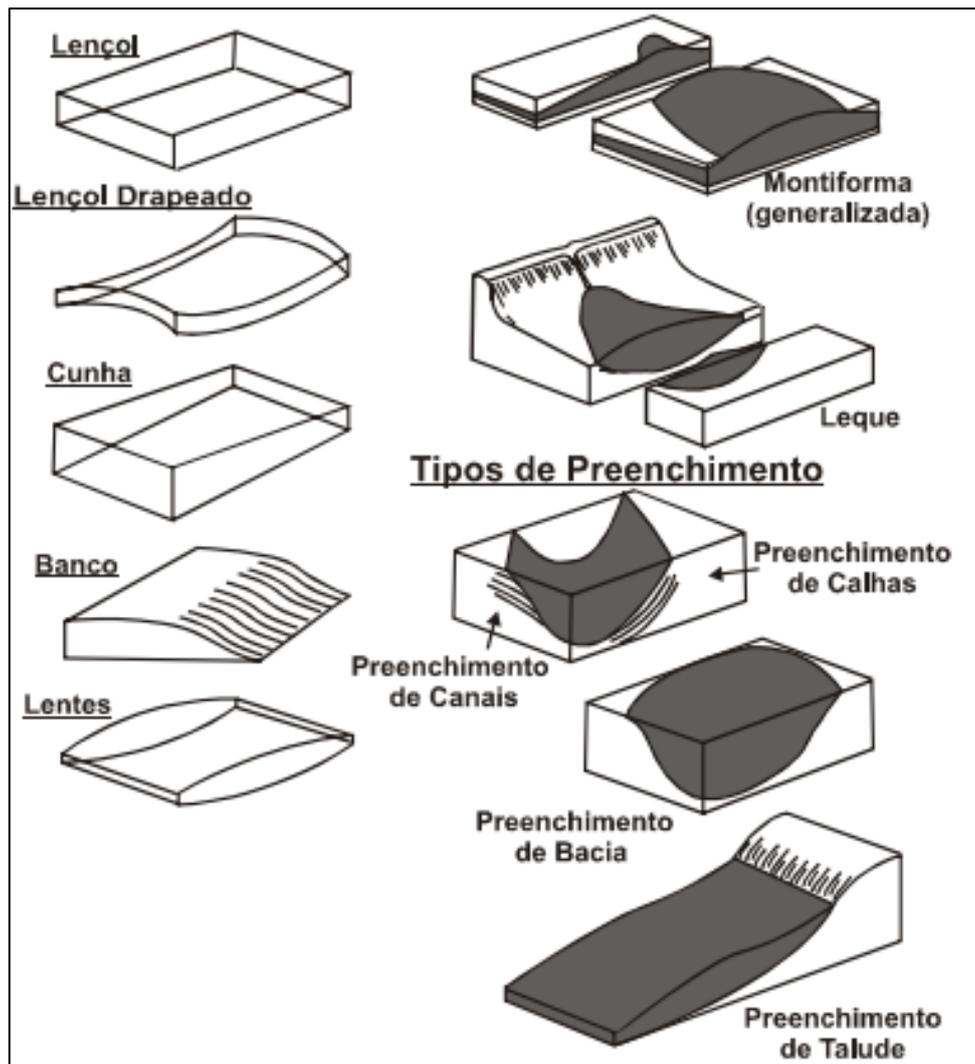


Figura 19: Geometrias externas típicas de unidades de fácies sísmicas. Adaptado de Severiano Ribeiro (2001).

No caso do pré-sal, a formação de carbonatos lacustres, é vista como mais complexa do que os carbonatos marinhos por conta de sua natureza instável devido a fatores como *input* sedimentar, variações de temperatura, fatores, tectônica, e química da água. A química da água por exemplo encarrega um papel determinístico em ambientes lacustres devido ao controle que impõe sobre o desenvolvimento de comunidades microbiais, determina a precipitação de minerais de argila e precipitação abiótica ou biótica de carbonatos (Wright & Barnett 2015). Deste modo, é essencial a determinação das terminações sísmicas como forma de auxílio para a caracterização de reservatório.

Ferreira *et al.* (2021b) performaram uma classificação de fácies sísmicas utilizando uma combinação de atributos ao nível de estudo estrutural e estratigráfico. A classificação resultante foi integrada à uma análise estatística

da porosidade e permeabilidade das fácies sísmicas, proporcionando melhorias para a caracterização dos reservatórios carbonáticos do pré-sal da Formação Barra Velha no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Esta abordagem foi utilizada devido ao alto grau de complexidade e heterogeneidade desses reservatórios, fatores que causam interferências diretas e mudanças em sua porosidade e permeabilidade. A análise das características sísmicas de amplitude, em junção com os resultados da classificação neste estudo, permitiu a identificação de três padrões sísmicos dentro da área de estudo: *build-ups*, plataformas carbonáticas e fluxos *debris*. Os autores ainda demonstraram que as fácies sísmicas do tipo *build-ups* e *debris* ocorrem comumente alinhadas com falhas, e tendem a exibir melhores valores de porosidade e permeabilidade, sendo estes os locais mais propícios a serem inferidos como os melhores reservatórios.

3 METODOLOGIA

Para este estudo foi usado um volume sísmico pré-empilhamento migrado em profundidade, em que foi aplicada uma série de etapas apresentadas na Figura 20, com o objetivo de se obter as melhores formas de caracterizar os reservatórios do Campo de Búzios, na Bacia de Santos. Os dados utilizados no presente trabalho foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP. As etapas iniciais do fluxo de trabalho exibidas em amarelo na presente metodologia foram iniciadas por pesquisadores anteriores do Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios – GIECAR.

A presente metodologia segue o intuito de contribuir como continuidade aos estudos pré-estabelecidos pelo grupo como forma de complementar as informações sobre o Campo de Búzios, utilizando de informações adquiridas previamente através da colaboração de outros pesquisadores. As etapas inéditas provenientes deste trabalho são exibidas em azul na Figura 20. Em conjunto com o volume sísmico, foram utilizados dados de 15 poços disponibilizados que auxiliaram na interpretação sísmica a partir da identificação dos marcadores de topo das formações.

Após tratamentos iniciais do dado utilizando as informações de amarração poço-sísmica, o próximo passo consistiu na aplicação de atributos sísmicos, técnicas que auxiliam na caracterização de reservatórios devido a sua capacidade de ressaltar características de acordo com a vontade do intérprete, de forma a possibilitar enxergar coisas que antes não estavam visíveis apenas na amplitude sísmica. Geralmente, são utilizados mais de um atributo durante a avaliação sísmica, e frequentemente é feito o *merge* entre eles para melhor compreensão da zona de interesse. Os atributos sísmicos são divididos entre atributos físicos e geométricos (Taner, 2001).

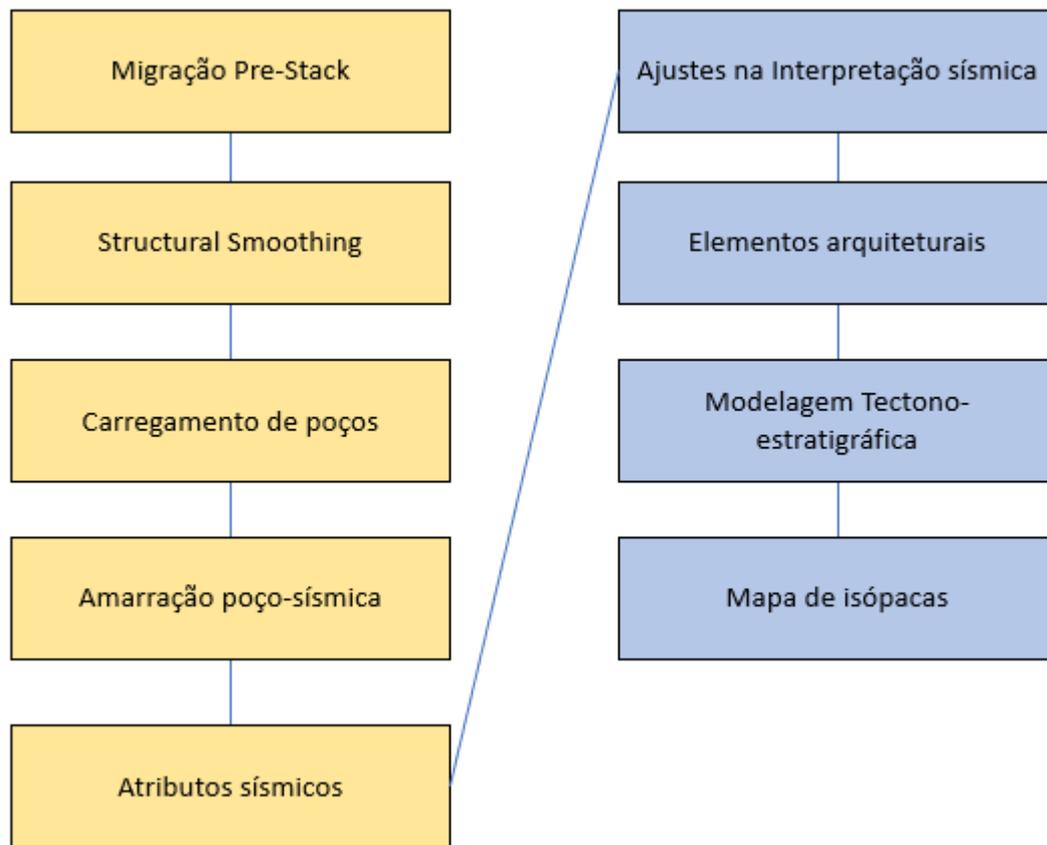


Figura 20: Etapas realizadas na elaboração do trabalho. Em amarelo, estão as etapas realizadas por pesquisadores do GIECAR, em azul estão exemplificadas as etapas elaboradas durante o presente projeto.

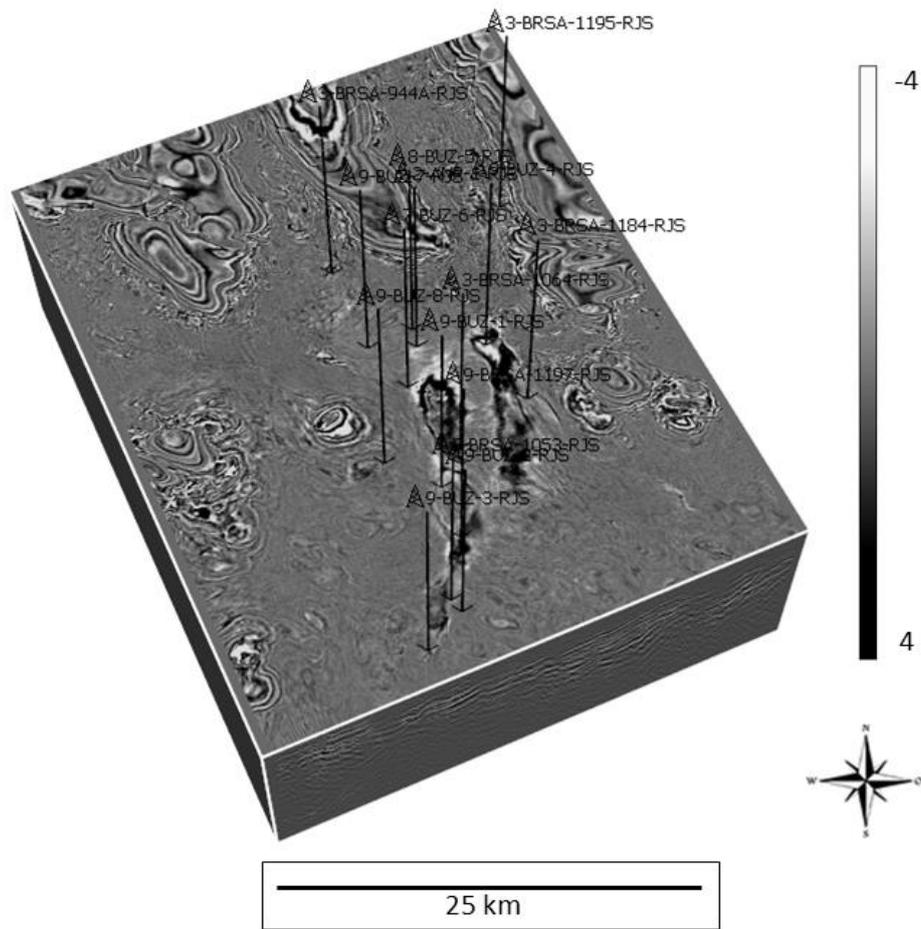


Figura 21: Volume sísmico PSDM utilizado durante a metodologia aplicada, com os poços disponíveis do Campo de Búzios em destaque.

Enquanto os atributos físicos são relacionados à propagação de ondas e litologia, os atributos geométricos são usados para descrição de relações temporais e espaciais, com a possibilidade de visualização de informações laterais e continuidade dos refletores. Os atributos físicos são bastante utilizados para caracterização de reservatórios enquanto os atributos geométricos têm o intuito de auxiliar em interpretações estratigráficas.

Com o intuito de melhorar a imagem das seções sísmicas, foi aplicado o *Structural Smoothing* de forma a reduzir ruídos existentes, melhorar a resolução e continuidade dos eventos na sísmica e diminuir os *smiles* provenientes das etapas de migração (Figura 22). Esse atributo aplica um filtro gaussiano para reduzir o conteúdo de ruído dos dados de *input* realizando uma filtragem orientada e calcula a orientação local de cada refletor, além de executar o filtro considerando a orientação estimada, melhorando a resolução vertical e horizontal (Randén *et al.*, 2003). Além disso, o *Structural Smoothing* é bastante

utilizado para condicionar os dados sísmicos para uso em ferramentas de interpretação automática, uma vez que a continuidade dos refletores é aprimorada, levando a uma maior estabilidade de *pickings*. Para este trabalho, foi aplicado o filtro mediano e depois uma janela vertical (1x1) para que evitar a perda de resolução vertical. A janela lateral foi aplicada com filtro (1,5 x 1,5) (x,y).

Em seguida, foi aplicado o atributo sísmico TecVA proposto por Bulhões (1999), que é calculado a partir da amplitude absoluta ou RMS, e utiliza o princípio da sismocamada elementar (camada de rocha de menor espessura que o dado consegue imagear). Sua utilização é capaz de gerar mapas de amplitude de forma a demonstrar a geologia em subsuperfície e pode ser utilizado tanto no tempo quanto em profundidade.

A técnica leva em consideração que toda reflexão sísmica, positiva ou negativa, possui significado geológico e representação entre camadas. O que o atributo faz é ressaltar os eventos de reflexão (Figura 23), embora também os eventos indesejados como ruídos tendem a ser menos ressaltados através da aplicação de sua execução em forma de média móvel ao longo do traço: após o cálculo do valor absoluto do traço (amplitude RMS) e sua estimativa do envelope do traço sísmico, é aplicado o filtro *debias*, e por fim uma rotação da fase em -90 (transformada de Hilbert).

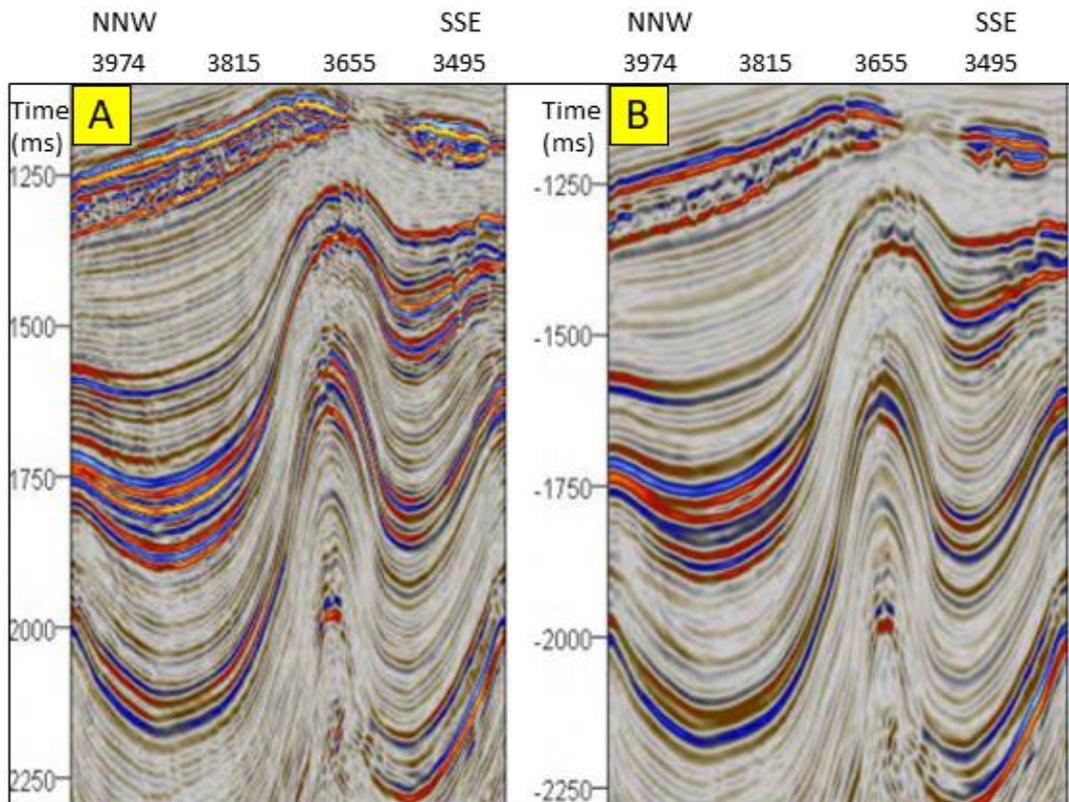


Figura 22: Atributo Structural Smoothing. Sísmica original em (a) e resultado após utilização do atributo em (b). Modificado de Pereira, 2009.

O TecVA pode ser aplicado em duas formas: convencional, para visualização em mapa, ou rotacionada, para geração de seções verticais e seu uso neste trabalho ajudou durante a etapa de análise estrutural e estratigráfica, com o intuito de melhorar a visualização dos refletores e das falhas, ao mostrar pequenas variações de amplitude. Seu uso também foi importante para interpretação do embasamento econômico devido à sua enorme quantidade de falhas e dificuldade de mapeamento desse horizonte.

O atributo *local flatness* fornece maior facilidade de visualização de locais no dado onde o sinal sísmico possui características planas. Os refletores sísmicos planos e subplanos no geral apresentam valores baixos com o atributo, enquanto estruturas não planas geram anomalias. Por ser um atributo que não varia com a amplitude, ele é capaz de produzir a mesma resposta para a mesma assinatura sísmica, seja em uma região de baixa ou alta amplitude (Randen e Sønneland, 2005). Dessa forma, o atributo é bastante utilizado para visualização de estruturas internas, além de auxiliar na avaliação de padrões sísmicos e identificação de falhas e fraturas.

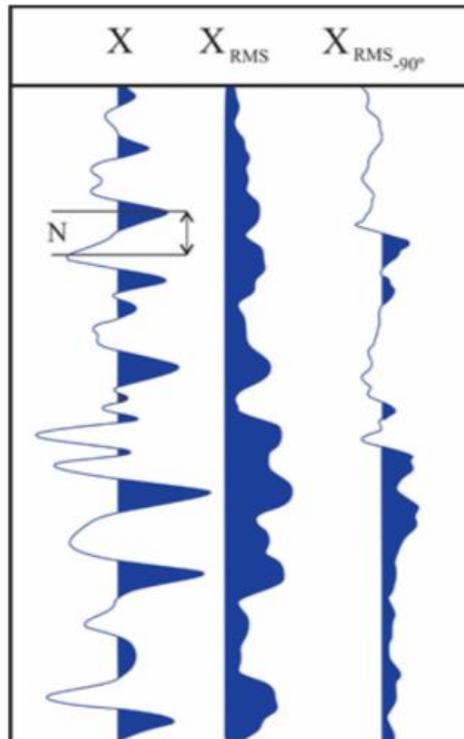


Figura 23: Esquema demonstrativo para a aplicação do atributo TecVA em um traço sísmico. X é igual ao traço sísmico, X_{RMS} é o traço com a média dos valores absolutos das RMSs, e $X_{RMS_{90}}$ é o traço com o atributo TecVA. (Modificado de Bulhões, 1999).

O atributo não se refere a eventos sísmicos horizontais e não inclinados, mas sim, ao grau em que a estimativa local é plana. Se for plano, não há discontinuidades; caso contrário, uma mudança é detectada. O cubo de *output* possui uma escala entre 0 e 1, o que significa localmente plano e não plano, respectivamente.

O uso do *local flatness* foi sobretudo com foco na análise da Formação Barra Velha, portanto, limitado por suas desconformidades superior e inferior, uma vez que é nessa formação que estão inseridas plataformas carbonáticas. O objetivo foi então, facilitar a identificação de onde ocorrem plataformas carbonáticas de forma a auxiliar posteriormente na construção do modelo geológico. Por possuir refletores com deposição paralela a subparalela, o *local flatness* apresenta valores baixos em plataformas carbonáticas, significando pouca ou nenhuma variação vertical. O oposto quando o atributo apresenta múltiplas anomalias, possivelmente relacionadas à presença de acúmulos e estruturas de fluxo de *debris*. O resultado também resulta na perspectiva da estrutura interna e da quantidade de fraturas e falhas no arranjo de sedimentos (Figura 24).

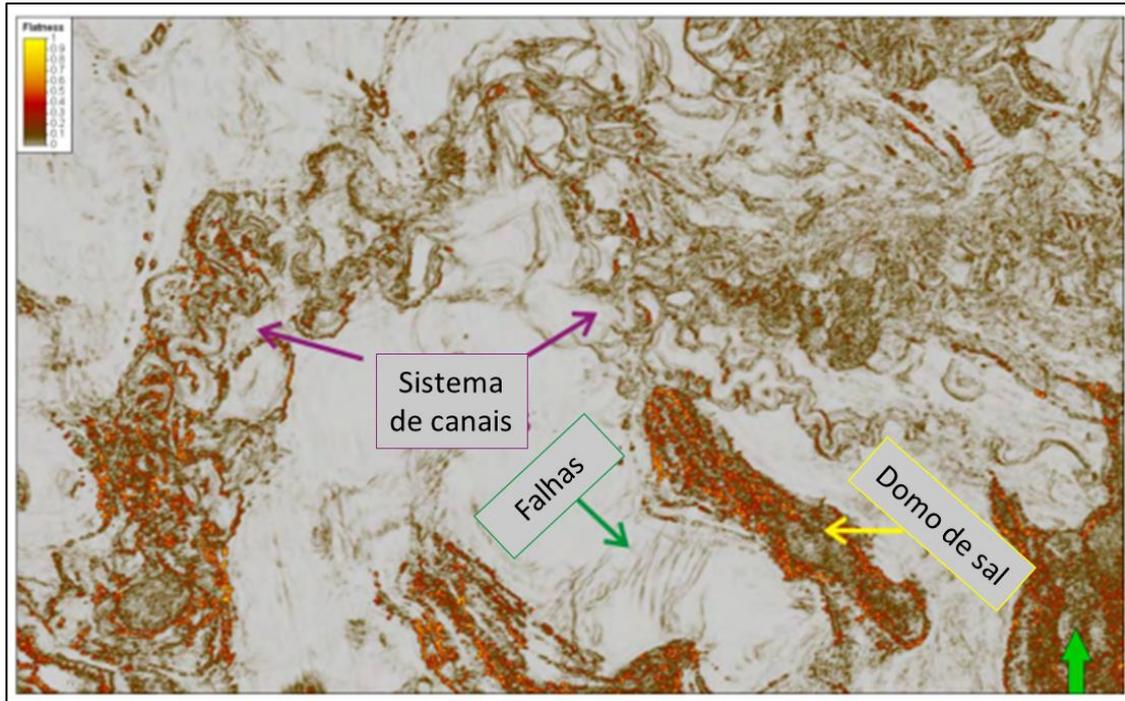


Figura 24: Local Flatness em *Time slice*, com as indicações de interpretação a partir do uso do atributo. Modificado de Pereira (2009).

Como existem descontinuidades encontradas no dado sísmico que podem ser geradas por causa de falhas ou características estratigráficas, os traços sísmicos podem ser alterados, o que acaba promovendo uma perda de similaridade entre os traços vizinhos (Bahorich & Farmer, 1995). Por esse motivo, o próximo passo foi uma tentativa de melhorar a visualização de falhas e sua continuidade vertical utilizando o atributo de Coerência (Eigen de alta resolução), principalmente devido à dificuldade de mapear falhas sobretudo na região oeste do dado, de forma a beneficiar na etapa de modelagem uma vez que esse atributo mede a similaridade ou a não similaridade dos dados sísmicos. O atributo é utilizado pois apresenta uma melhor detecção de descontinuidades de acordo com as definições inseridas pelo usuário (Figura 25). Como resultado da aplicação do atributo, é obtido um cubo sísmico com escala de valores de 0 a 1, onde valores iguais a 1 significam descontinuidades dentro de um evento sísmico contínuo representado pelo valor de 0.

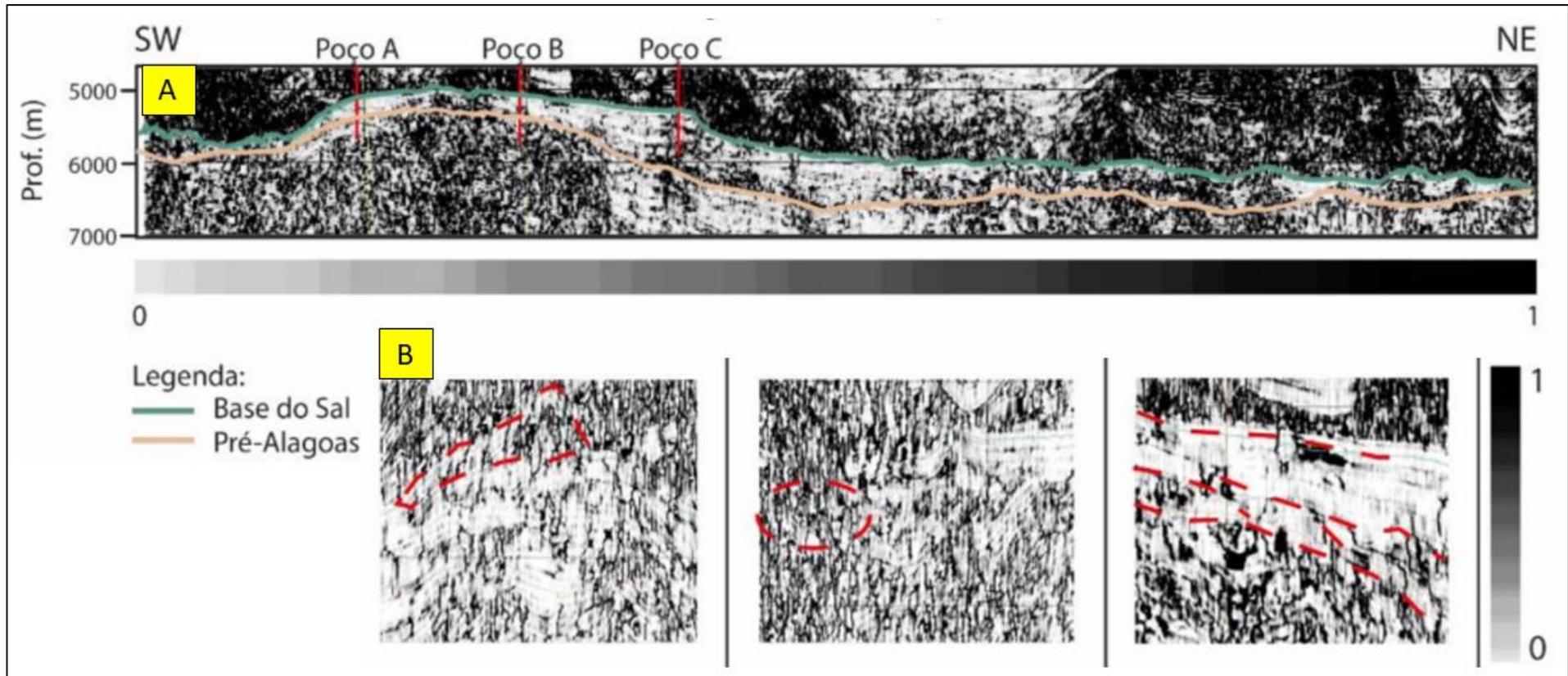


Figura 25: Utilização do atributo de coerência. A escala apresenta valores de 0 a 1, onde valores iguais a 1 significam descontinuidades dentro de um evento sísmico contínuo representado pelo valor de 0. Em a) o uso do atributo em seção sísmica, e em b) janelas com aplicação do atributo para estudo estrutural e delimitação de fácies sísmicas, em vermelho.

Foi gerado um cubo de coerência após alteração dos seguintes parâmetros: janela de abertura vertical (parâmetro responsável pela redução do ruído, tal que os valores menores são associados a melhoria das características estratigráficas enquanto os valores maiores referem-se às características estruturais), janela de abertura espacial (onde é possível selecionar o número de *inlines* e *crosslines* para o filtro) e fator de escala de saída (parâmetro que diferencia melhor descontinuidades de maior coerência, o que ajuda a melhorar a continuidade de cada traço).

Em seguida, foi feito o estudo de amplitude no cubo sísmico. Os dados sísmicos forneceram informações sobre o contexto regional, sistema deposicional, história tectônica e permitiram inferir características geológicas e heterogeneidades, favorecendo um melhor entendimento da bacia. As principais seções interpretadas são mostradas na Figura 26.

A interpretação sísmica qualitativa, somada ao uso dos atributos *Local Flatness*, *TecVA* e *Coerência* foi realizada de modo a esclarecer os aspectos geológicos regionais da região de estudo. Em primeira mão, foi realizada a interpretação das falhas geológicas para evidenciar a compartimentalização dos blocos altos e baixos gerados durante o processo de rifteamento, atribuindo a característica Horst-Graben à bacia.

Durante a próxima etapa, foram interpretados os horizontes sísmicos das principais discordâncias da bacia: Embasamento econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas, Intra-Alagoas (em algumas *crosslines* mandatórias apresentadas) e Base do Sal. Essas informações serviram como guia para a elaboração da arquitetura deposicional do Campo de Búzios, que constitui o agrupamento de elementos-chave que representam os padrões sísmicos encontrados ao longo campo e presentes na literatura, sintetizando características importantes como comportamento do sinal sísmico e geometria estrutural. Essa etapa tem como intuito servir como guia para futuras pesquisas na região.

De acordo com Neves *et al.* (2019), os *build-ups* possuem característica geométrica cônica e com os refletores sísmicos internos caóticos, localizados em altos estruturais. As fácies de plataforma carbonática apresentam refletores de alta amplitude, paralelos e subparalelos, enquanto as fácies de fundo de lago

geralmente não apresentam geometria e seus refletores internos apresentam padrão transparente, estando localizados em lagos. O fluxo de *debris* é reconhecido por geometrias cliniformes, tipicamente localizadas em planos de falha normais. Sua amplitude frequentemente exhibe arranjo interno caótico, como é possível visualizar na Figura 27.

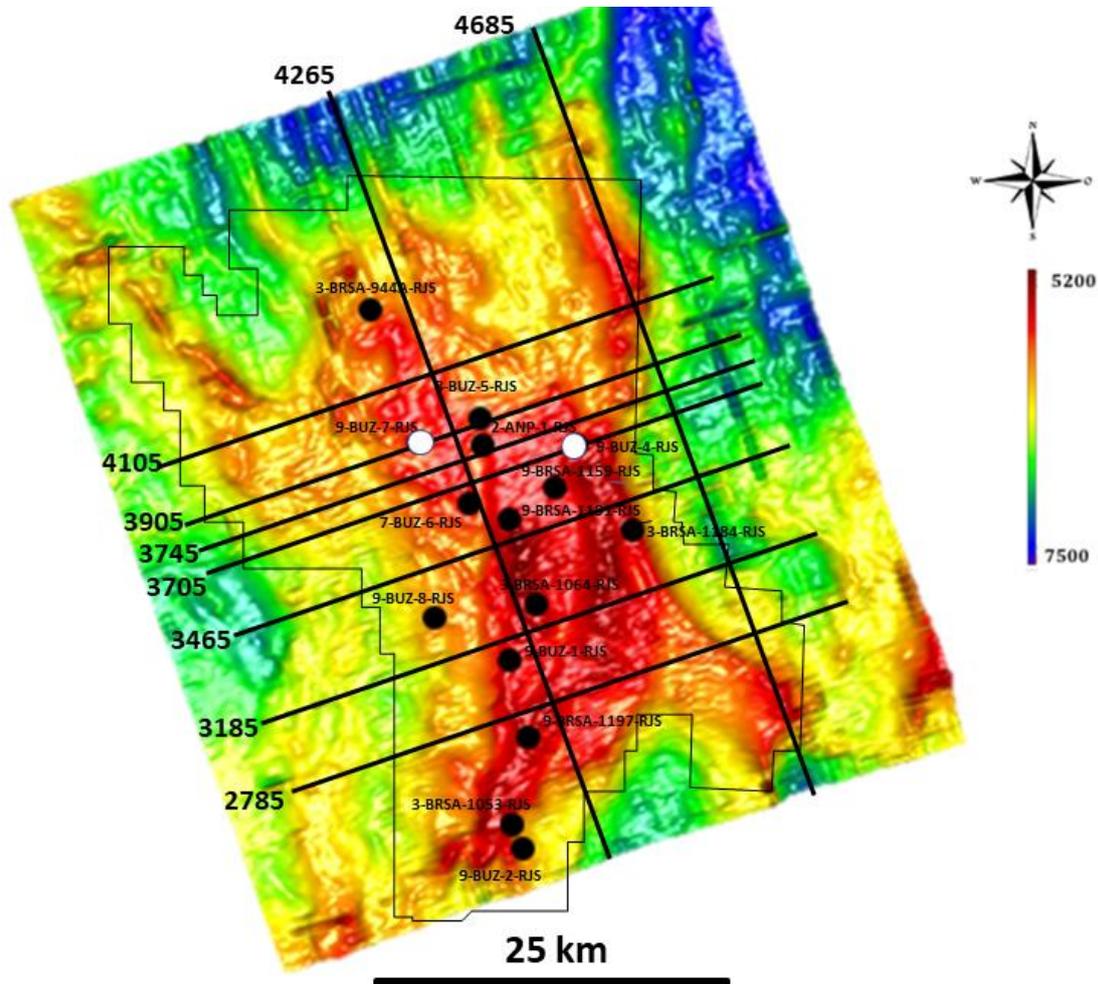


Figura 26: Grid da Base do Sal no Campo de Búzios. Poços disponíveis marcados em pontos pretos. Poços em branco foram selecionados para integração com sísmica. As seções sísmicas escolhidas estão marcadas em linha preta.

Após avaliar e validar as principais fácies sísmicas presentes em cada seção, juntamente com a avaliação sismoestratigráfica e do sinal sísmico, foi elaborada uma tabela com a arquitetura deposicional do Campo de Búzios. Essa tabela foi realizada com base em Neves (2019) e Ferreira (2021) com o intuito de exemplificar as fácies mais representativas do Campo de Búzios, assim como sua assinatura sísmica, resposta de velocidade e interpretação estrutural, de forma a incluir ainda o embasamento como alvo de estudo além dos

reservatórios carbonáticos. O objetivo de estudar as principais características do embasamento nas seções escolhidas foi verificar o efeito estrutural do embasamento durante a deposição das camadas sobrejacentes, e realizar a tentativa de validar o estudo de heterogeneidade das feições conforme as fácies sísmicas se apresentam.

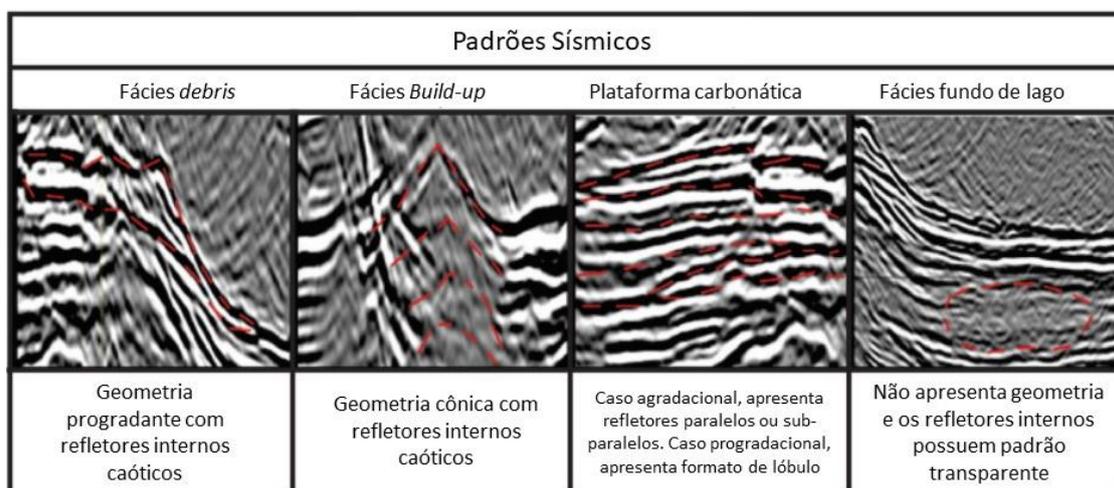


Figura 27: Padrões sísmicos presentes no pré-sal da Bacia de Santos (Modificado de Neves *et al.*, 2019).

Posteriormente, foi feita a modelagem tridimensional da bacia, cujo objetivo principal foi o entendimento da complexidade contida na região de estudo através de sua visualização. Neste trabalho, o modelo 3D gerado possui como foco o intervalo dos reservatórios das formações Itapema e Barra Velha, além das características geomorfológicas e estruturais da Formação Piçarras e do Embasamento Econômico.

A Modelagem tectônica estratigráfica, com o *input* das informações da interpretação dos horizontes e falhas, foi realizado para melhorar o entendimento espacial tridimensional da distribuição e relação espacial das falhas e horizontes. O modelo estrutural dos reservatórios é limitado pelo topo e base de cada reservatório, assim como suas falhas presentes, de forma a possibilitar a continuidade vertical de falhas. Para a construção do modelo, foi necessário seguir um fluxo de trabalho que consistiu em quatro etapas, de acordo com a Figura 28: (1) importação dos horizontes e falhas previamente interpretados; (2) construção da coluna estratigráfica; (3) modelagem dos horizontes e falhas; e (4) construção do modelo estratigráfico.

Após a seleção dos horizontes e falhas foi realizada a etapa de construção da coluna estratigráfica (Figura 29), onde especifica-se as principais informações estratigráficas (ordem cronológica das camadas, contato entre as camadas e superfícies erosivas) para classificar a sucessão de eventos tectônicos e sedimentares e ser usada como referência para a construção do modelo tectono-estratigráfico.

Em seguida, a modelagem dos horizontes e falhas é baseada na transformada UVT, que é um sistema de coordenadas paleogeográficas que permite utilizar as informações geológicas disponíveis (Gringarten *et al.*, 2008). Ao analisar a sigla, T significa tempo estratigráfico, sendo o eixo vertical do paleoespaço, de tal forma que ao impor a imagem de todos os horizontes de forma plana, esta é obtida de forma oposta ao espaço real XYZ. U e V completam o sistema de coordenadas, onde ao construir de forma simultânea o volume com as falhas e horizontes, existe uma minimização para a perda de detalhes. Dessa forma, o produto final não necessita realização de aproximações e consiste de um modelo condizente com a geologia da área.

Logo após, foram gerados mapas de isópacas para cada intervalo entre os horizontes principais previamente interpretados, com o intuito de definir a variação de espessura de sedimentação e compreender melhor sua deposição, e assim, confirmar algumas informações presentes em bibliografia. Mapas de isópacas representam a espessura de cada camada em profundidade, para a Formação Itapema e para a Formação Barra Velha, medidas de forma perpendicular ao horizonte limítrofe superior de cada formação. Dessa forma, é obtida a espessura estratigráfica verdadeira da unidade (Tearpock & Bischke, 1991).

A equação utilizada para a construção do mapa de isópacas é:

$$\text{Espessura estratigráfica (Isópaca)} = \frac{TVT \text{ (isócrona)}}{\sin(T) * \tan(B) + \cos(T')} \quad (1)$$

onde TVT é a espessura vertical verdadeira, T representa o mergulho da superfície superior enquanto B representa o mergulho da superfície inferior. Para o mapa de Isópacas da Formação Itapema foi utilizada como superfície inferior a descontinuidade Pré-Jiquiá e como superfície superior a descontinuidade Pré-

Alagoas. Para o mapa de isópacas da Formação Barra Velha, foi utilizada como superfície inferior a descontinuidade Pré-Alagoas e como superfície superior a base do sal.

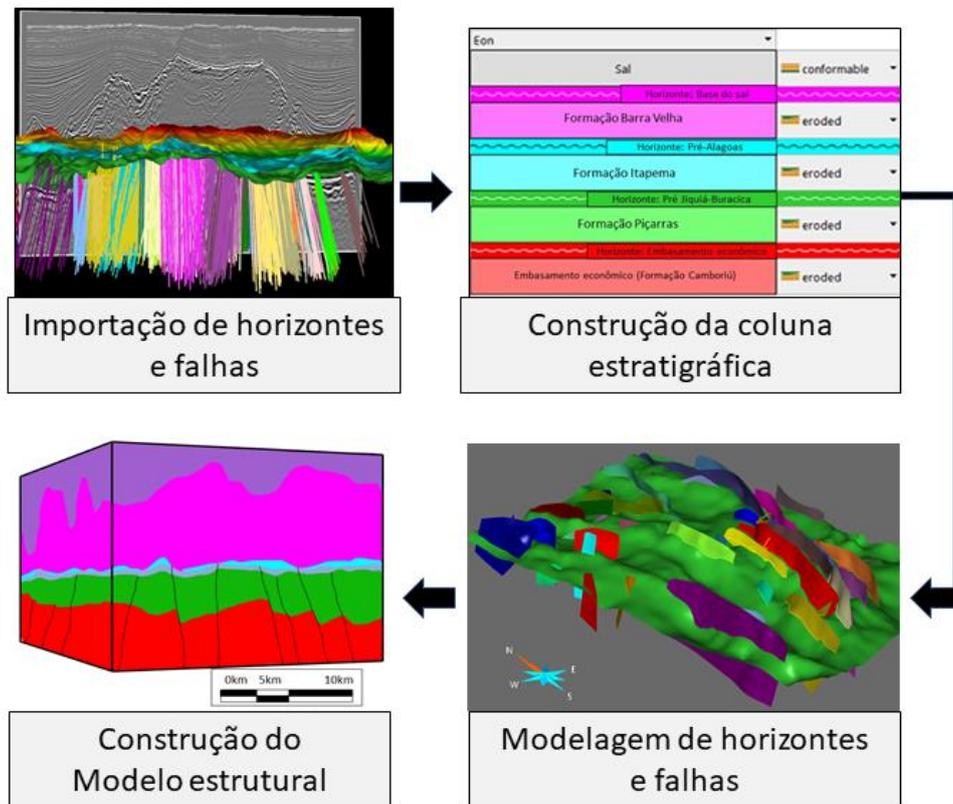


Figura 28: Fluxograma ilustrando as etapas utilizadas para a construção do modelo tectono-estratigráfico tridimensional.



Figura 29: Coluna estratigráfica utilizada para a construção do modelo estrutural tridimensional. A característica “eroded” como *input* foi utilizada para representar descontinuidades.

4 RESULTADOS

Neste Capítulo são abordados os resultados obtidos pelo fluxo de trabalho proposto, sendo os principais objetivos: (i) analisar e compreender as condições de sedimentação nos ambientes deposicionais das rochas carbonáticas reservatório das formações Itapema e Barra Velha; e (ii) verificar a influência das principais falhas sobre os reservatórios carbonáticos do Campo de Búzios como uma tentativa de compreender os efeitos gerados durante a sedimentação. Ao todo, foram selecionadas sete seções sísmicas do Campo de Búzios no sentido Oeste-Leste (*crosslines*) e duas no sentido Norte-Sul (*inlines*) (Figura 26). Duas dessas seções contém os poços 9BUZ-4-RJS e 9BUZ-7-RJS.

4.1 Unidades litoestratigráficas, discordâncias e falhamentos na sucessão Pré-sal do Campo de Búzios

As unidades litoestratigráficas interpretadas no Campo de Búzios, tomando por base as características sísmicas e as discordâncias regionais, foram: (i) Embasamento econômico; (ii) Formação Piçarras; (iii) Formação Itapema; (iv) Formação Barra Velha; e (v) seção evaporítica (Figura 28). Essas unidades foram delimitadas a partir da interpretação das seguintes discordâncias da seção pré-sal da Bacia de Santos: (a) topo do embasamento; (b) Discordância Pré-Jiquiá; (c) Discordância Pré-Alagoas; e (d) Base do sal. É importante ressaltar que durante esta etapa os poços disponíveis no Campo de Búzios foram utilizados como parâmetros de controle para a delimitação dos limites de topo e base para cada unidade litoestratigráfica, considerando os marcadores como um referência inicial, de forma a garantir com maior precisão a subdivisão das unidades principais da bacia e gerar melhores resultados para o estudo.

As falhas estruturais e seus efeitos na deposição dos sedimentos em cada unidade foram levadas em consideração devido ao condicionamento resultante na disposição dos refletores sísmicos representativos de cada discordância, bem como sua continuidade vertical e lateral. Durante o trabalho foram interpretadas 76 falhas entre as seções a cada 40 *crosslines*, com o espaçamento de aproximadamente 500 metros. As figuras 29 e 30 mostram os atributos TecVA e coerência utilizados durante a interpretação das falhas.

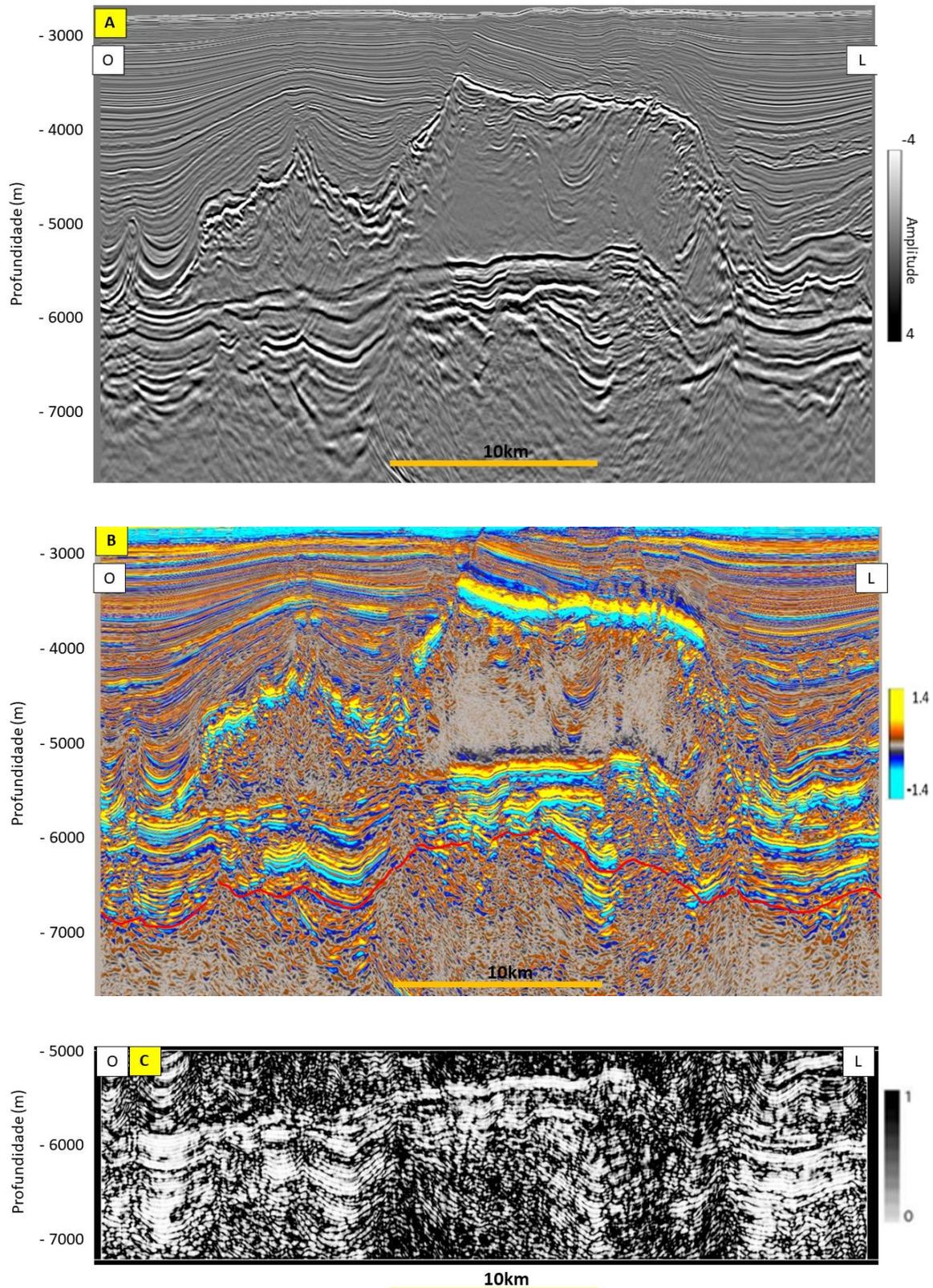


Figura 30: Sísmica original (A), aplicação do atributo TecVA (B) e do atributo coerência (C) no intervalo de interesse. Embasamento econômico interpretado em vermelho.

Durante essa etapa foi possível verificar a compartimentação das unidades litoestratigráficas devido aos padrões de falhamentos que seguem

diferentes zonas instituídas sobretudo pela forma como o embasamento foi fraturado durante a fase rifte da bacia. É possível visualizar a formação de blocos alojados sob a forma de grábens, semi-grábens e horsts, por conta dos processos de rifteamento (Figuras 31, 32 e 33). O embasamento econômico é a unidade litoestratigráfica que apresentou a maior quantidade de falhas estruturais, de forma a controlar toda a sedimentação subjacente de forma descontínua ao longo da sucessão pré-sal. Outro papel de grande relevância dessas falhas consistiu na formação de altos estruturais em algumas regiões, que são condições apropriadas para a precipitação/deposição de carbonatos das formações Itapema e Barra Velha.

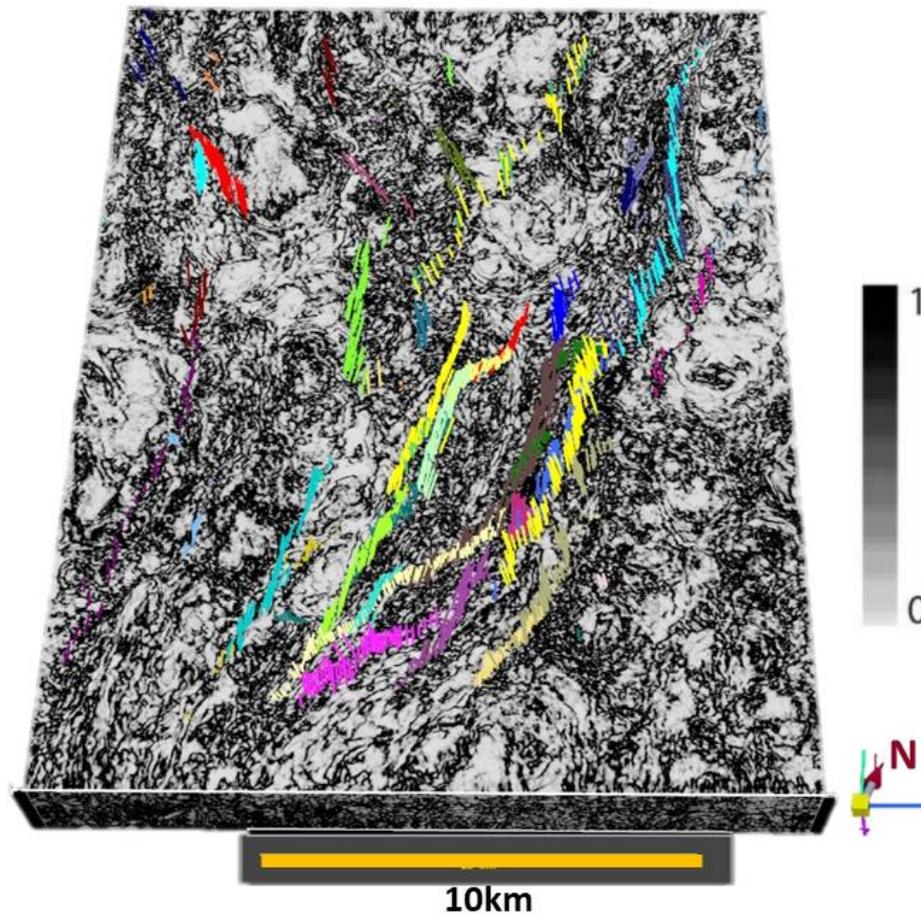


Figura 31: Aplicação do atributo coerência em *depth slice* do embasamento econômico, mostrando a continuidade vertical das falhas.

Em uma tentativa de observar diferenças estruturais ao longo do Campo de Búzios, a Figura 32 mostra o comportamento das falhas na porção sul através do diagrama de Smith, azimute e dip das falhas, enquanto a Figura 33 mostra as

mesmas informações para a porção norte do campo. É possível notar as seguintes diferenças entre as falhas existentes nas porções sul e norte do campo: (1) em relação à densidade de falhas, a concentração das falhas no sul do campo corresponde a um alinhamento mais controlado do que na porção norte do campo; (2) em relação ao azimute, as falhas ao sul do campo possuem tendência de maior controle estrutural com alinhamento N-S do que na porção norte do campo, que apresenta falhas com variações azimutais de diferentes ângulos; e (3) em relação ao mergulho das falhas, na porção sul aparentam mergulhos menores em comparação com a porção norte do campo, que apresenta falhas com maiores mergulhos.

Essas três informações, somadas às extensões verticais observadas de cada falha, permitem inferir que existe uma distinção preferencial de algumas falhas na porção norte do campo, principalmente a oeste (Figura 31), que exhibe falhas com maiores variações de mergulho e azimute, sendo possível verificar nos diagramas apresentados na Figura 33. Desta forma, é muito provável que nesta região tenham ocorrido eventos tectônicos distintos do evento principal ao longo de todo restante do Campo de Búzios. Essa mudança de comportamento estrutural pode ter ocasionado um aumento na taxa de sedimentação na parte superior da Formação Barra Velha, comparativamente às formações Piçarras e Itapema.

Ao longo da área de estudo, os falhamentos podem ser diferenciados em falhas sin-deposicionais geradas durante a fase rifte e falhas produzidas por reativações tectônicas, em eventos posteriores à sedimentação. É importante ressaltar que os falhamentos sin-sedimentares têm papel fundamental no controle do espessamento dos depósitos carbonáticos e distribuição das áreas de coquinas e geometria das plataformas carbonáticas, pois determinam a intensidade da subsidência regional (Horschutz *et al.*, 1990; Castro, 2006), além da intensidade de falhamentos proporcionar zonas de fraqueza ou de ação de fluidos hidrotermais.

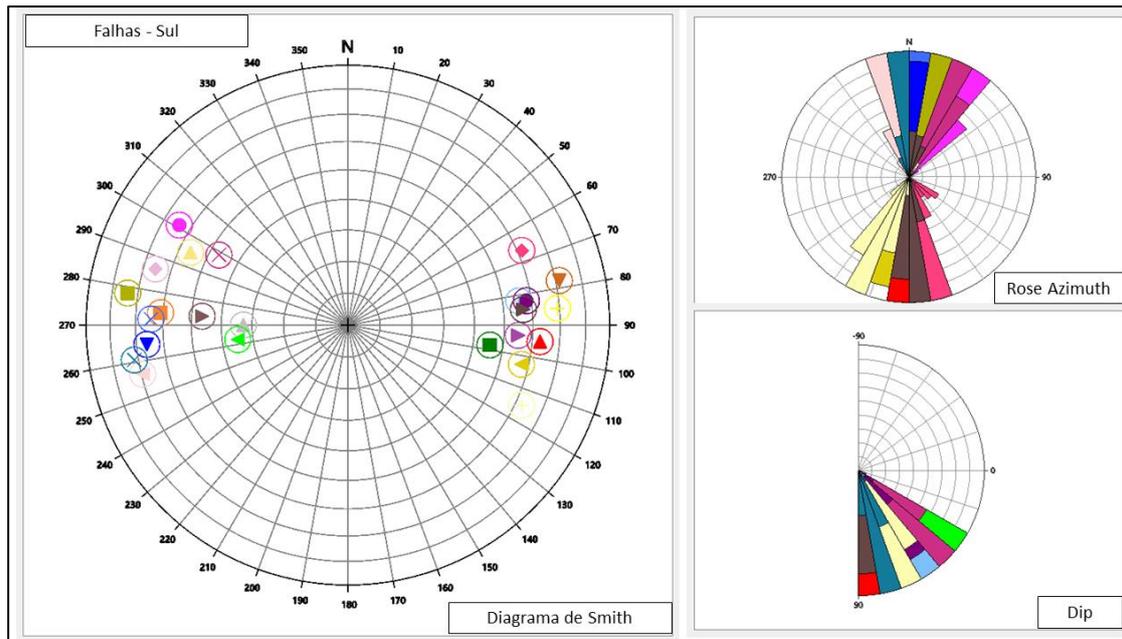


Figura 32: Diagrama de Smith, Azimute e Dip das falhas interpretadas na porção sul do Campo de Búzios. Nos diagramas, cada cor representa uma falha interpretada diferente.

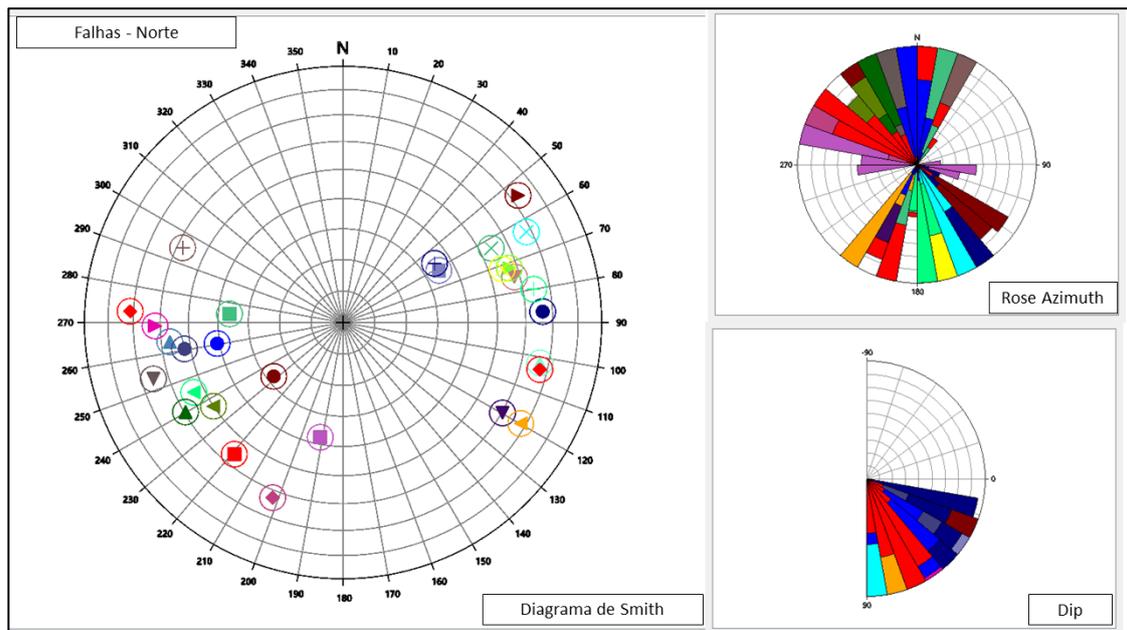


Figura 33: Diagrama de Smith, Azimute e Dip das falhas interpretadas na porção norte do Campo de Búzios. Nos diagramas, cada cor representa uma falha interpretada diferente.

O estudo das terminações dos refletores sísmicos foi realizado como forma de determinar as respostas sísmicas provenientes de cada unidade litoestratigráfica e suas principais fácies sísmicas. A interpretação das terminações como *onlap*, *downlap*, *toplap* e truncamentos erosivos, também formulou principais critérios para o reconhecimento da arquitetura deposicional (Figura 34).

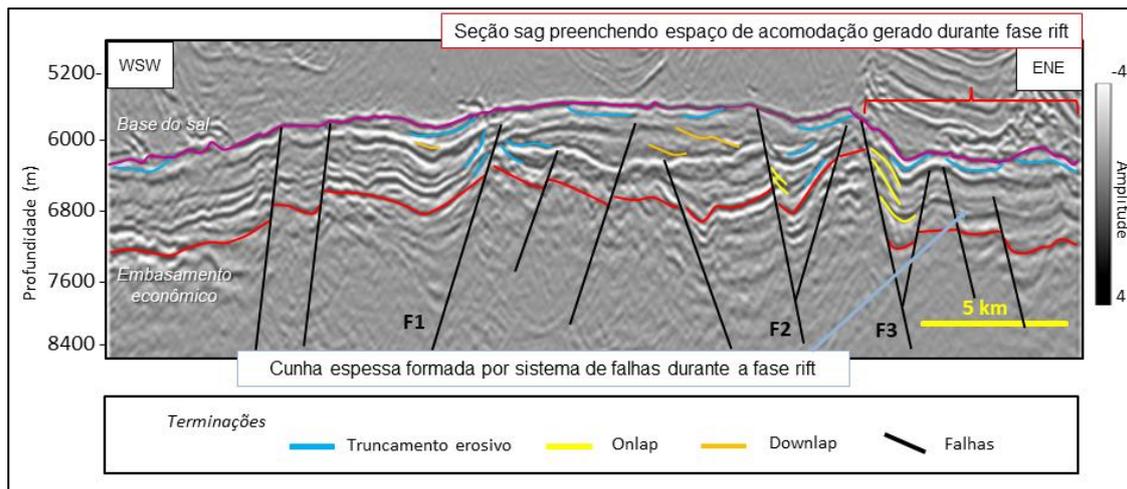


Figura 34: Terminações sísmicas na seção 3705, indicando os limites entre as principais simofácies.

4.1.1 Formação Camboriú

A Formação Camboriú é a unidade litoestratigráfica que representa o embasamento econômico, sendo este constituído por basaltos formados durante a fase de rifteamento do Gondwana durante a abertura do Atlântico (Moreira *et al.*, 2007). A discordância que separa o embasamento da Formação Piçarras é o topo da Formação Camboriú, discordância que apresenta um forte refletor de amplitude positiva (pico preto), que representa a passagem de um meio de menor impedância acústica para um meio com maior impedância acústica.

Além do estudo de amplitudes, para auxiliar nas discussões das seções sísmicas, foram utilizados perfis de poço (profundidade, cáliber, resistividade, densidade e raios gama (GR) como ferramentas secundárias para delimitar as discordâncias e unidades litoestratigráficas.

O atributo TecVA (Bulhões e Amorim, 2005) auxiliou na interpretação do embasamento. Este atributo foi co-renderizado com a amplitude sísmica e permitiu melhorar a caracterização das fácies sísmicas abaixo do topo do embasamento. Além disso, a TecVa também destacou as falhas da seção do pré-sal.

As falhas são bastante consistentes ao longo de toda a fase rifte, e esses aspectos têm influência no controle da sedimentação na seção do pré-sal, onde as principais falhas ainda podem atuar como condutores de fluidos. A partir do

embasamento, a orientação das falhas é N-S, podendo atingir grandes valores de rejeito (Figura 34).

É possível visualizar um comportamento bastante irregular do embasamento ao longo de todo o Campo de Búzios, sendo a Formação Camboriú então caracterizada como a formação mais afetada pela fase de rifteamento durante a abertura do Gondwana. Durante a interpretação desta unidade, a presença da configuração horst-gráben é bastante evidente devido as falhas estruturais, que atuam como parâmetros de definição de regiões elevadas e rebaixadas.

Apesar da não homogeneidade do comportamento da formação Camboriú, é possível visualizar que a porção ao norte do campo apresenta diferenças estruturais em relação às porções central e sul do campo. A concentração de falhas aumenta no sentido de norte a sul, causando produtos estruturais bastante diversificados ao longo de todo o campo. Ao norte, o embasamento possui tendência de se apresentar mais contínuo devido à menor presença de falhas, ao mesmo tempo em que são identificadas regiões de altos estruturais possivelmente associados à condução de fluidos em limites de falhas, sobretudo nas extremidades a leste e oeste do campo. O embasamento na região central atinge as profundidades mais rasas (atinge valores próximos de 6000m de profundidade), enquanto em regiões ao sul e norte a profundidade tende a ser maior, onde ultrapassa muitas vezes a profundidade de 7000m (Figura 35). Entretanto, a região sul possui maior presença de altos estruturais proporcionados pelo maior número de falhas. Esses altos provocados pelo efeito do rifteamento são essenciais para a história de formação dos carbonatos no Campo de Búzios.

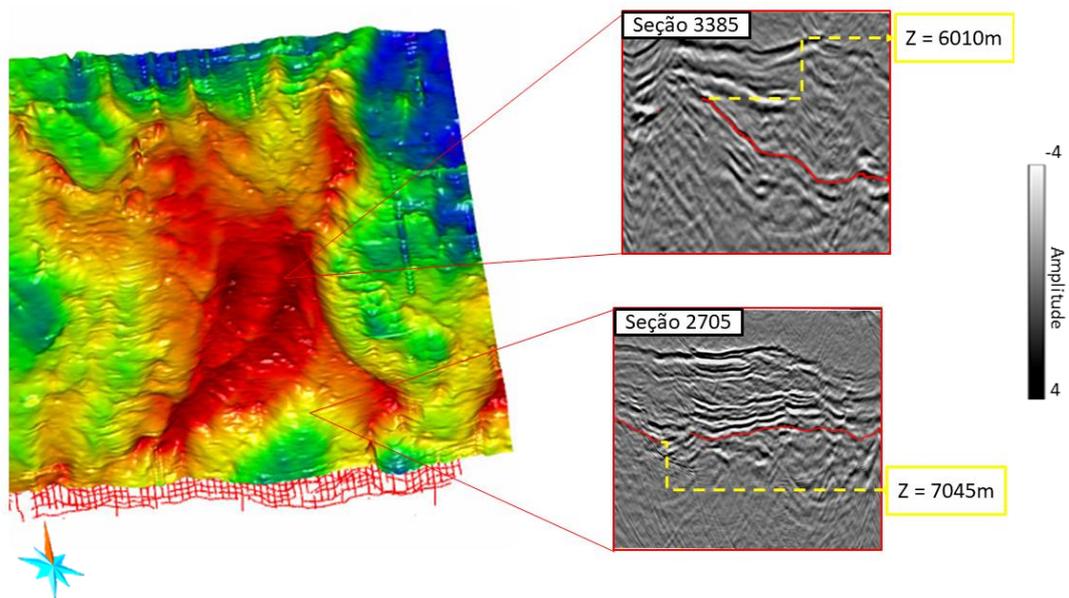


Figura 35: Diferenças de profundidade do embasamento (em vermelho na sísmica) no Campo de Búzios, evidenciando zonas mais rasas na parte central do campo que atingem valores próximos de profundidade Z de 6000m, enquanto zonas mais profundas do embasamento atingem valores maiores de 7000m de profundidade.

4.1.2 Formação Piçarras

Sobrepondo o embasamento econômico ocorre a base da Formação Piçarras, presente no segmento sin-ripte da bacia (A Figura 36 mostra a Formação Piçarras entre as discordâncias Embasamento e Pré-Jiquiá). Nesta unidade os refletores observados apresentam de média a baixa amplitude, com configurações subparalelas e onduladas de média continuidade e baixa frequência, representando depósitos de sedimentos clásticos.

O comportamento estrutural desta unidade acompanha o embasamento, de forma a possuir as regiões mais rasas de sedimentação acima dos altos estruturais, que são constituídos pelos altos do embasamento. A Formação Piçarras é a unidade que apresenta as maiores variações de espessura em todo o Campo de Búzios, devido aos processos de sedimentação estarem diretamente relacionados a atividade tectônica que gerou diferentes taxas de acomodação em um sistema com grande aporte sedimentar. Esta relação ocorre pelo fato de a Formação Piçarras encontrar-se depositada diretamente acima da Formação Camboriú, possibilitando uma forte influência das falhas do embasamento. A porção com as mudanças mais significativas de espessura são

encontradas nas porções central e sul do Campo de Búzios devido ao rebaixamento local do embasamento, acompanhando a tendência das falhas, onde chega a atingir espessuras entre 650 a 1000 metros. Em contraposição, ao norte do campo são encontradas as menores espessuras desta unidade devido à maior estabilidade do embasamento nas porções centrais das seções sísmicas, enquanto nas porções terminais de cada seção, onde há presença de altos, ainda é possível visualizar grandes espessuras que chegam a atingir valores de 800 metros de espessura, sobretudo próximo às bordas de grandes falhas que geram baixos locais (Figura 36).

4.1.3 Formação Itapema

O contato entre as formações Piçaras e Itapema é marcado pela discordância Pré-Jiquiá, com um contraste sísmico de amplitude negativo. A Formação Itapema é representada por *grainstones* bioclásticos (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, que às vezes também funcionam como rochas geradoras (Castro, 2019). Essa unidade é limitada ao topo pela discordância Pré-Alagoas, que a separa da Formação Barra Velha.

A espessura da Formação Itapema varia bastante ao longo do Campo de Búzios, sobretudo devido à disposição de falhas de grande rejeito que são bastante presentes na unidade, devido esta pertencer a fase sin-rifte da bacia. As falhas atuam de forma a condicionar elevações locais e geram zonas preferencias de deposição de sedimentos, gerando maiores espessuras da unidade em determinadas áreas influenciadas pela tectônica.

A espessura da Formação Itapema varia de acordo com o comportamento do embasamento, que de forma geral, possui maiores efeitos das falhas sobre esta unidade nas porções central e sul do campo. Essa variação pode ter sido responsável pela formação de bancos de coquinas em regiões mais altas que seriam alvos a nível exploratório. O comportamento da Formação Itapema na parte sul do campo mostra que sua espessura aumenta em regiões de baixos estruturais ou próximo a bordas de falhas, chegando a atingir valores de 600 a 800 metros de espessura, enquanto possui valores menores sobre regiões de

altos estruturais, com valores de até menos de 100 metros (Figura 36). De maneira geral, a espessura da Formação Itapema apresenta menores valores no norte do Campo de Búzios, principalmente acima dos altos estruturais ou altos locais, que em determinadas porções podem estar ausentes devido a provável exposição e erosão. Entretanto, nas áreas próximas às falhas ou nos baixos estruturais, as espessuras possuem valores mais significativos. Na porção extremo norte do campo, um comportamento semelhante à região sul volta a aparecer, onde é possível encontrar espessuras de cerca de 600 metros, cujos sedimentos foram depositados em regiões profundas de baixos estruturais.

4.1.4 Formação Barra Velha

A passagem da Formação Itapema para a Formação Barra Velha é marcada pela discordância Pré-Alagoas, que delimita a base da Formação Barra Velha e seu refletor sísmico é visto como de alta amplitude. É importante ressaltar a presença de uma discordância interna da Formação Barra Velha interpretada em algumas seções do trabalho, denominada de Intra-Alagoas, que corresponde a uma subdivisão da unidade em Barra Velha Inferior e Barra Velha Superior (esta discordância não é detalhada nesta monografia). O limite superior da Formação Barra Velha é representado pela base do sal.

A Formação Barra Velha possui maiores espessuras na porção sul do Campo de Búzios, nas regiões de borda de falhas e em zonas mais profundas, acompanhando o comportamento estrutural da bacia e podendo atingir valores em torno de 400 metros. Por outro lado, apresenta menores espessuras em locais acima de altos estruturais, em torno de 120 metros. Na porção norte da área, devido à menor concentração de falhas, a espessura desta unidade tende a ser mais estável, embora seja modificada quando se encontra acima de altos locais, onde a espessura atinge valores baixos. Em determinadas regiões é possível visualizar feições de erosão na Formação Barra Velha devido a presença de truncamentos erosivos que vão de encontro à base do sal. Essas menores espessuras da unidade ao norte da bacia podem apresentar valores de cerca de 80 metros de espessura.

Os sistemas de falhas geralmente cortam as sucessões sedimentares da Formação Barra Velha Inferior, enquanto na porção superior da unidade, estes truncamentos são escassos ou ausentes. No entanto, quando é possível identificar a presença de falhas truncando toda a parte superior da Formação Barra Velha, ele se estende até atingir a base do sal (Figura 36 – A). Embora a porção inferior da Formação Barra Velha possua maior influência da tectônica, sua parte superior apresenta muitas vezes a disposição *flat* dos refletores, algo que fica bastante evidente na sísmica (Figura 36 - C). Na porção sul do Campo de Búzios as falhas tendem a atingir mais a base do sal. Estas falhas podem ser interpretadas como efeitos tardis da fase rifte que atingem a Formação Barra Velha Superior ou sin-deposicionais resultantes de reativação tectônica local. A passagem entre Barra Velha inferior e Barra Velha superior pode ser visualizada (apesar de não interpretada nas figuras) mais facilmente pelos horizontes dispostos horizontalmente que truncam sistemas de falhas e marcam uma mudança de comportamento dos refletores ao longo da unidade. Na porção norte do Campo de Búzios, é possível observar este aspecto como um contato erosivo da parte superior da Formação Barra Velha contra a base do sal.

Em síntese, a Figura 36 mostra o comportamento estrutural citado previamente: a diferença do comportamento das falhas ao sul do Campo, que se mostram bastante significativas e que possuem bastante influência em todo pacote sedimentar desde o embasamento até a base do sal; e a tendência de suavização da ação dessas falhas ao se passar para a porção norte do campo, cujas configurações de refletores internos, sobretudo da Formação Barra Velha, são dispostos como mais organizados e possuem maior continuidade horizontal e menor variação.

4.1.5 Formação Ariri: Seção evaporítica

O contato entre a Formação Barra Velha e a sucessão evaporítica é marcado pela superfície denominada de Base do sal, cujo refletores se apresentam com alta amplitude e continuidade moderadamente fácil de ser interpretada. Em algumas regiões, é possível identificar truncamentos erosivos no Barra Velha Superior, cujos refletores terminam de encontro a base do sal. Além disso, ainda é possível verificar feições de halocinese, característica

dominante do comportamento das camadas de sal que causa modificações na estratificação interna do sal de acordo com sua movimentação ascendente. A identificação da Base do sal delimita a zona de interesse deste trabalho, cujas modelagens não levam em consideração as camadas de sal sobrepostas à Formação Barra Velha. O resultado da composição da malha de horizontes interpretados durante esta etapa, e que foram utilizados como input para a modelagem tectono-estratigráfica, são exibidos na Figura 37.

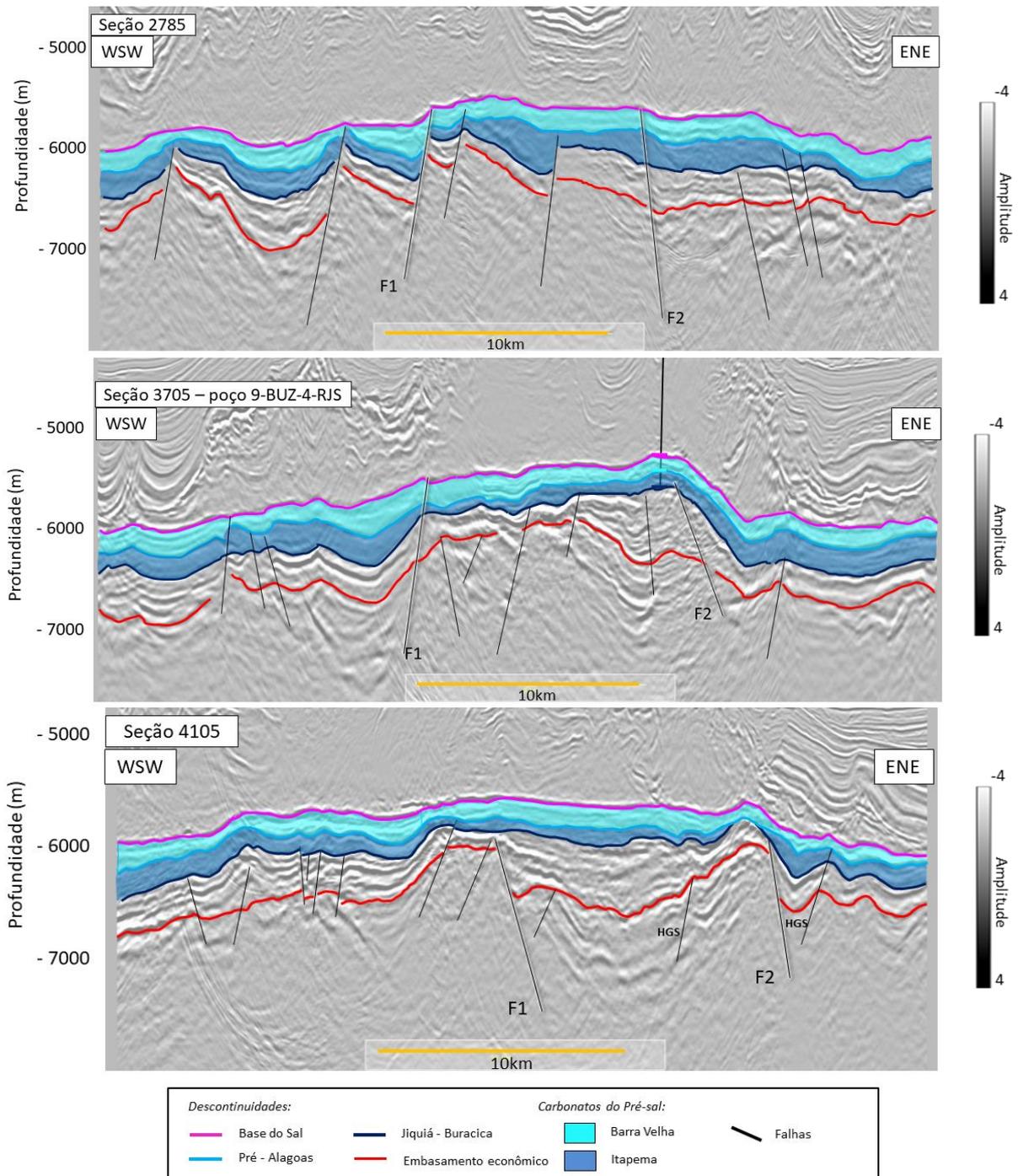


Figura 36: Seções com as principais discordâncias e falhas interpretadas, mostrando a divisão das unidades litoestratigráficas das formações Itapema e Barra Velha. A seção 2785 em (a) mostra o comportamento estrutural ao sul do campo com a predominância de falhas que chegam a atingir a base do sal (F1 e F2); A Seção 3705 em (b) com a passagem do poço 9-BUZ-4-RJS exibe a tendência de amenização do efeito de falhas em região central do campo; e a Seção 4105 (c) evidencia a disposição flat dos horizontes da Formação Barra Velha e menor influência de falhas, sobretudo na região norte do campo, na Formação Barra Velha.

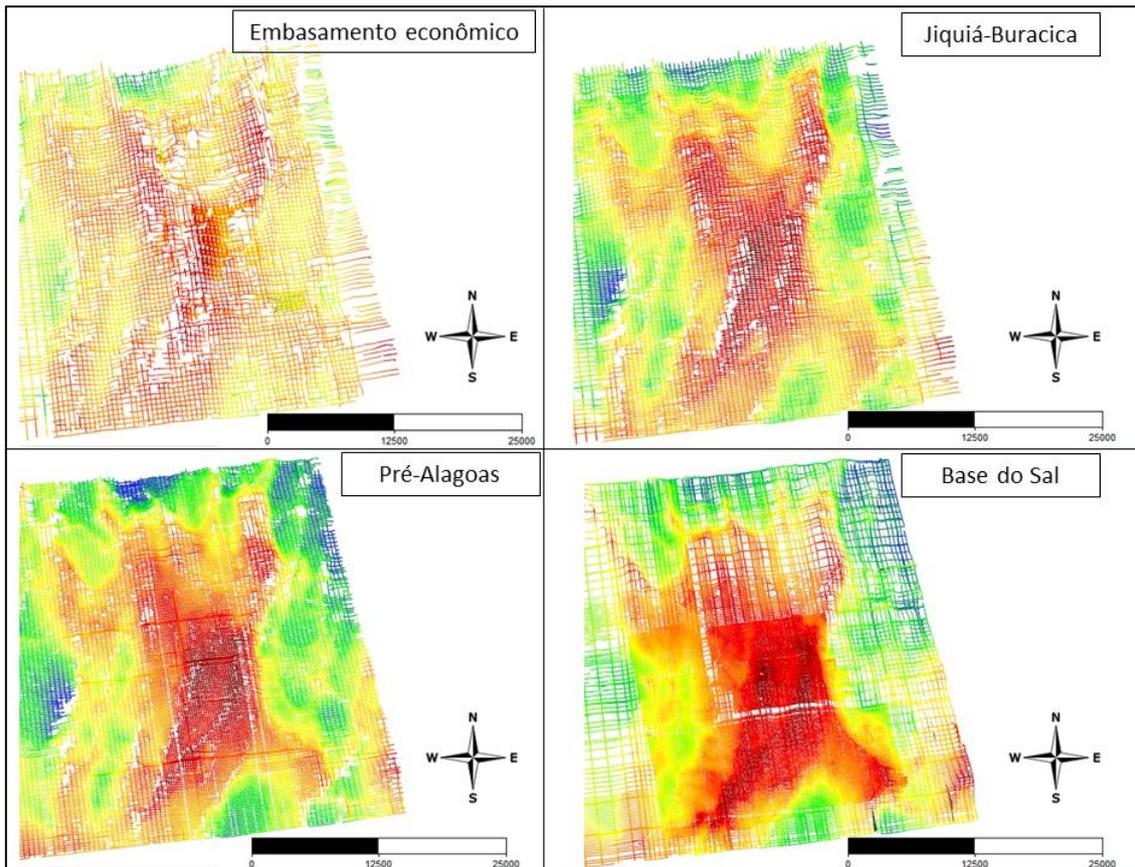


Figura 37: Resultado dos horizontes interpretados para a construção do modelo tectono-estratigráfico. A discordância do Embasamento Econômico mostra o controle deposicional da seção do pré-sal.

4.2 Sismofácies do pré-sal no Campo de Búzios

Após a revisão de modelos conceituais dos reservatórios existentes das formações Itapema e Barra Velha, e da análise estrutural das unidades litoestratigráficas compreendidas no intervalo pré-sal do Campo de Búzios, foi realizado um estudo dos padrões sísmicos usando alguns dos atributos gerados por Barretto *et al.* (2022), através dos recursos disponíveis no *software* Epos (Paradigm®), e que permaneceram como dados à disposição do grupo de pesquisa GIECAR/UFF. As características estratigráficas e estruturais da área de estudo foram analisadas usando os atributos de amplitude, eigen de alta resolução, *local flatness* e o TecVA.

A partir da análise dos atributos sísmicos foram identificados quatro padrões sísmicos característicos dos sistemas deposicionais, onde as falhas são determinantes para o aparecimento das seguintes fácies: *build-ups*, fácies de escorregamento, fundo de lago e fluxo *debris* (Tabela 2 e Tabela 3). As representações tipos desses padrões sísmicos e suas feições nas seções podem ser vistas nas tabelas 1, 2 e 3, que apresentam os atributos e padrões sísmicos identificados nas Formações Camboriú (embasamento), Itapema e Barra Velha.

Em relação ao embasamento, foi realizado o estudo de sismofácies que apresentam características de refletores caóticos e de baixa amplitude em determinados locais, ou de baixa amplitude e aspecto transparente em outras regiões. Desta forma, a tentativa de diferenciação do comportamento do embasamento conforme sua natureza composicional foi realizada como pode ser visto na tabela 1, que apresenta as diferentes sismofácies, e nas figuras 39 e 40, que mostram a localização preferencial dos três possíveis tipos de comportamento do embasamento: (1) homogêneo; (2) moderadamente heterogêneo; e (3) heterogêneo.

Tabela 1: Atributos e padrões sísmicos do Embasamento.

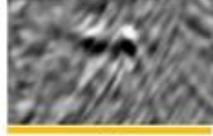
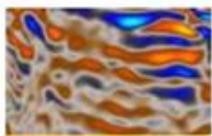
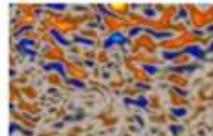
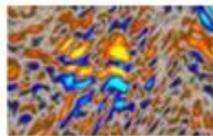
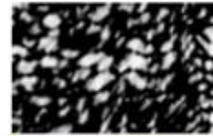
Atributos	Padrões sísmicos - Embasamento			Escala
	Homogêneo	Moderadamente heterogêneo	Heterogêneo	
Amplitude	 4km	 4km	 4km	
TecVA	 4km	 4km	 4km	
Coerência	 4km	 4km	 4km	
Descrição	Baixa amplitude (transparente), frequência moderada a alta, reflexões caóticas a anastomosadas	Amplitude moderada a alta, frequência baixa, reflexões anastomosadas a sub-paralelas, alguns intervalos apresentam coerência	Amplitude e frequência de moderadas a altas, reflexões com inclinação, alta anisotropia	
Seção	3705	4025	5065	
Profundidade (m)	7400	6780	7020	

Tabela 2: Atributos e padrões sísmicos da Formação Itapema.

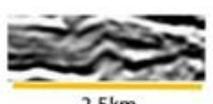
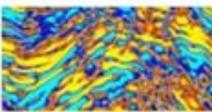
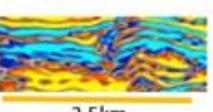
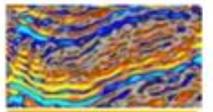
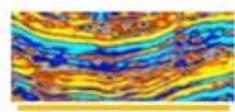
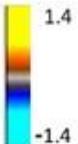
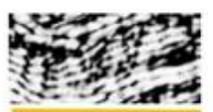
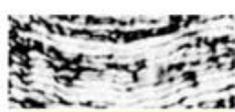
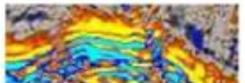
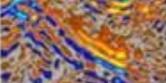
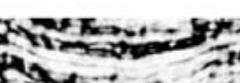
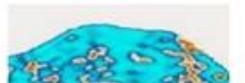
Atributos	Padrões sísmicos - Formação Itapema				Escala
	Mounds	Plataformas carbonáticas	Fluxo debris	Fundo de lago	
Amplitude	 3km	 2,5km	 4km	 4km	
TecVA	 3km	 2,5km	 4km	 4km	
Coerência	 3km	 2,5km	 4km	 4km	
Descrição refletores	Configuração de refletores convexos Descontínuo / semi – contínuo Amplitude moderada a alta	Reflexões subparalelas ou paralelas Alta continuidade Alta amplitude	Refletores semi-contínuos Amplitude moderada a alta Sigmoides Refletores semi-contínuos Amplitude moderada a alta	Refletores paralelos ou semi-paralelos Contínuos Baixa amplitude	
Seção	Seção 4105	Seção 3745	Seção 3465	Seção 3705	

Tabela 3: Atributos e padrões sísmicos da Formação Barra Velha.

Atributos	Padrões sísmicos - Formação Barra Velha				Escala
	Build-ups	Plataformas carbonáticas	Fluxo debris	Fundo de lago	
Amplitude	 3km	 5km	 4km	 4km	
TecVA	 3km	 5km	 4km	 4km	
Coerência	 3km	 5km	 4km	 4km	
Local flatness	 3km	 5km	 4km	 4km	
Descrição refletores	Configuração de refletores convexos Descontínuo / semi – contínuo Amplitude moderada a alta	Reflexões subparalelas ou paralelas Alta continuidade Alta amplitude	Refletores semi-contínuos Amplitude moderada a alta Sigmoides Refletores semi-contínuos Amplitude moderada a alta	Refletores paralelos ou semi-paralelos Contínuos Baixa amplitude	
Seção	Seção 3705	Seção 2825	Seção 3185	Seção 3705	

Os principais padrões sísmicos das formações Itapema e Barra Velha são descritos como plataformas carbonáticas, debris e fundo de lago, além de *build-ups* na Formação Barra Velha e banco de coquinas presentes em *mounds* na Formação Itapema (Tabelas 2 e 3). Os padrões sísmicos de *build-ups* carbonáticos apresentam geometria cônica e reflexão interna caótica, sendo encontrados sobretudo nas bordas de plataformas associadas aos falhamentos de direção SW-NE (Figura 38). Essas áreas estão relacionadas muitas vezes ao controle por atividade hidrotermal nas bordas de grandes falhas estruturais (Wright, 2012). Existe ainda a possibilidade do aparecimento destes padrões em altos locais posicionados em regiões de baixos estruturais, são os classificados *build-ups* isolados (Figura 38 - B). Os altos estruturais permitem uma grande espessura dos depósitos carbonáticos, podendo significar importantes regiões de interesse econômico devido a presença de falhas contínuas favoráveis à migração de hidrocarbonetos até estes reservatórios da Formação Barra Velha. As litologias associadas a esse padrão sísmico são os *shrubs* e esferulitos (Ferreira *et al.*, 2021a).

De maneira geral, os *build-ups* carbonáticos associados às falhas estruturais podem ser vistos com maior frequência ao sul do campo de Búzios devido à maior densidade de falhas. Nesta região também são comuns feições de truncamento erosivo entre a Formação Barra Velha e o contato com a base do sal. Por outro lado, os *build-ups* isolados estão mais presentes na porção norte do campo e possuem maiores espessuras.

Os fluxos de detritos ou *debris* apresentam uma geometria progradante com refletores internos caóticos, geralmente são interpretados como resultados de processos de movimento de massas em escarpas íngremes. Esse padrão sísmico é sempre identificado em direção as porções mais baixas em bordas de plataformas limitadas por falhas, indicando uma maior relação com a atividade tectônica. Outra possibilidade de 'gatilho' dos fluxos de massa é uma relação com fácies retrabalhadas por ondas e erosão sub-aérea em épocas de rebaixamento do nível d'água dos lagos da fase *sag* (Porta, 2015). As litologias que são possíveis de serem encontradas nesse tipo de padrão sísmico são *grainstones*, *packstones* e *wackestones* com intraclastos de *shrubs* e esferulitos.

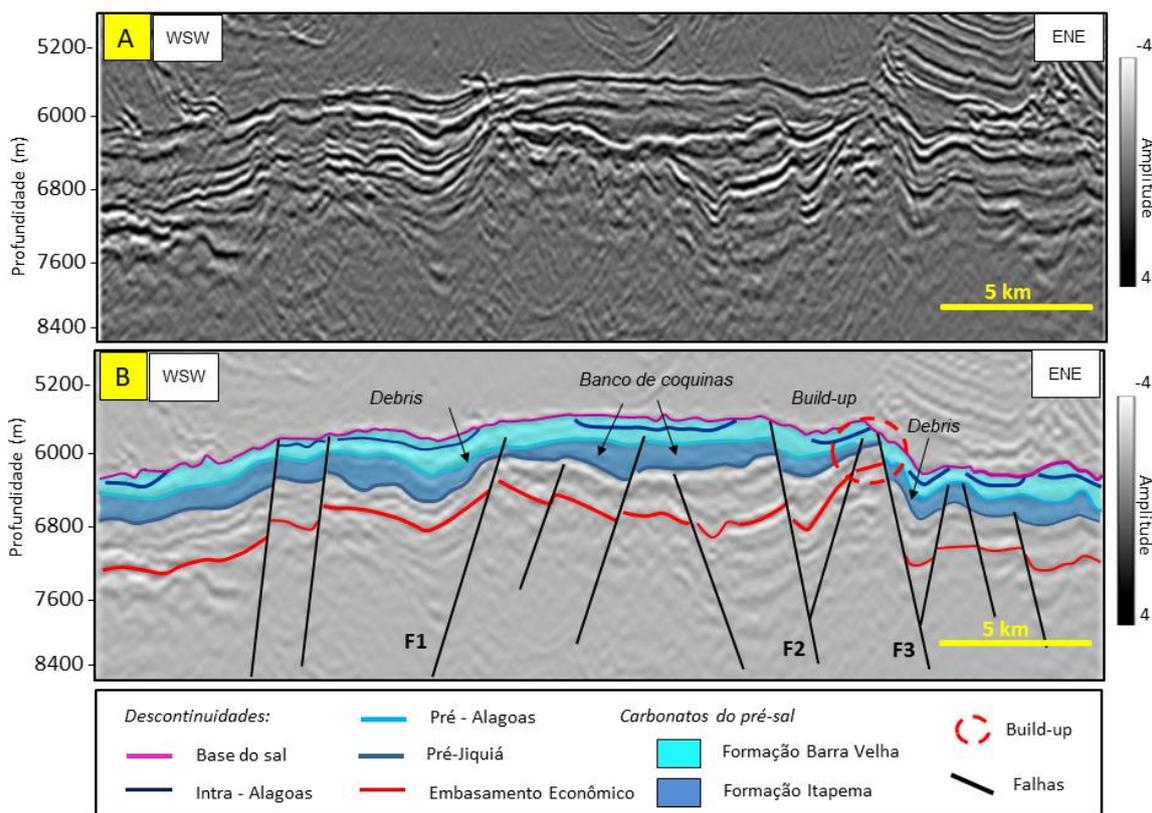


Figura 38: Seção 3705 A) original e B) seção com as principais discordâncias e falhas interpretadas. F1, F2 e F3 correspondem a importantes falhas que são correlacionadas ao longo das *crosslines*. A figura mostra como foi feita a interpretação da discordância Intra-Alagoas, através da identificação de truncamentos erosivos.

O padrão *debris* é bastante expressivo na Formação Itapema, que é principalmente evidenciado no segmento sul do Campo de Búzios. Por outro lado, para a direção norte do campo a ocorrência deste padrão diminui, mas continua sempre associado à proximidade de falhas. Uma importante ocorrência de fluxo de *debris* é visualizada na porção noroeste do Campo de Búzios, devido a influência de falhas que fogem da orientação preferencial da atividade tectônica principal do campo, cujas falhas são de orientação NE-SW.

Na Formação Barra Velha, os fluxos de *debris* estão distribuídos, principalmente na região sul, nas extremidades laterais das seções, isto é, nas porções oeste e leste. É ainda possível visualizar que na porção sul este padrão é mais presente em comparação à Formação Barra Velha encontrada do norte do Campo de Búzios, onde apresentam menor frequência de ocorrência e tendem a exibir mergulhos menores dos refletores. Todavia, a região noroeste do campo apresenta *debris* com grandes inclinações, associado às falhas de orientação distinta da orientação principal. No geral, este tipo de padrão sísmico

é mais evidente na Formação Itapema por ação da atividade tectônica da fase rifte.

Os padrões sísmicos de plataforma carbonática são caracterizados por refletores paralelos a sub-paralelos com padrões agradacionais/progradacionais, em regiões planas ou em estruturas de rampa suave. Estas feições ocorrem tanto acima de altos estruturais, provavelmente associados a fluidos hidrotermais, quanto em baixos estruturais, controlados pela topografia e batimetria. Para melhor entendimento e identificação desse padrão, o atributo *local flatness* foi o que melhor apresentou resposta (Tabela 3).

Na Formação Itapema, as plataformas carbonáticas ocorrem com maiores extensões na região norte do Campo de Búzios, devido à grande estabilidade estrutural. Na porção central do campo, é possível verificar a presença deste padrão acima de uma extensa elevação estrutural sob forma de plataformas rasas (Figura 42, Figura 43). Além disso, a porção noroeste do campo apresenta estes padrões em regiões baixas, formadas provavelmente a partir da ação das falhas de orientação distinta. Do mesmo modo, na Formação Barra Velha a presença de plataformas carbonáticas mais extensas é localizada na região norte do campo. Porém, pode-se apontar que a ocorrência deste padrão tem maior predominância ao longo da Formação Barra Velha, pois em praticamente toda sua extensão é marcada por áreas de plataformas. É importante destacar que na porção noroeste a plataforma apresenta espessuras bastante significativas, chegando a atingir mais de 300 m.

Em relação às plataformas carbonáticas encontradas em regiões de altos estruturais, a sedimentação provavelmente foi gerada a partir de precipitação esferulítica ou *shrubs*, enquanto as regiões de baixo estrutural que apresentam plataformas carbonáticas estejam associadas a sedimentação pelítica (Ferreira, 2018).

As fácies de fundo de lago são controladas pelas falhas estruturais, que tendem a criar zonas com maiores espaços de acomodação. Este padrão não apresenta uma geometria bem definida e possuem reflexões internas ausentes (transparentes) ou caóticas. Na Formação Itapema, as fácies de fundo de lago são bastante visíveis no segmento sul do campo, cujas estruturas horst-graben

favorecem o acúmulo de sedimentos nestas regiões mais profundas. Em contraposição, devido à maior estabilidade estrutural na porção norte, essas feições são menos presentes, dando lugar às plataformas rasas (Figura 41, Figura 42, Figura 43 e Figura 44). A porção central do campo evidencia o aparecimento de fácies de fundo de lago nas extremidades oeste e leste das seções, devido à proximidade de falhas e contato com rampas de escorregamento, tanto da Formação Itapema quanto da Formação Barra Velha.

A Formação Barra Velha exhibe este padrão com maior frequência de ocorrência na porção sul do campo, principalmente no Barra Velha Inferior. Isto ocorre devido à continuidade vertical de falhas mais recorrentes, que atravessam esta unidade. Já a região norte do campo possui menos ocorrências de padrão de fundo de lago. Entretanto, nas proximidades de altos locais, a presença deste padrão é bem marcada, uma vez que o mergulho causado pela morfologia nas proximidades destes altos gerou diferença a estrutural necessária para promover o surgimento de fundos de lagos. De todo modo, a unidade litoestratigráfica que apresenta maior presença de fácies de fundo de lago é a Formação Itapema.

O padrão típico do embasamento é a ausência de reflexões internas ou a presença de reflexões caóticas, sendo diferenciados três tipos principais de sismofácies (Tabela 1): (i) homogêneo; (ii) moderadamente heterogêneo; e (iii) heterogêneo. O comportamento dos três tipos de padrão encontrados está correlacionado com a composição e presença de zonas de fraqueza devido à natureza desta unidade. É possível verificar que em zonas de falhas, ou regiões de altos estruturais, é maior a presença do tipo heterogêneo, enquanto regiões com maior estabilidade estrutural aparentam possuir maior concentração do tipo homogêneo ou moderadamente heterogêneo (Figura 39, Figura 40).

É interessante verificar que em zonas de concentração de altos locais delimitados por sequência de falhas, o padrão do embasamento verificado é o tipo heterogêneo, que também é bastante presente na porção sul do Campo de Búzios, enquanto a porção central apresenta maiores evidências do tipo homogêneo e moderadamente heterogêneo. É possível verificar na Figura 39 que a sequência de altos delimitados por falhas na região leste do campo apresenta padrão de comportamento heterogêneo do embasamento, sendo,

portanto, uma possível contribuição à existência de fluidos hidrotermais que 'alimentaram' esses altos estruturais.

Entretanto, ao se analisar a porção sul do campo, na Figura 40, nota-se que o comportamento heterogêneo do embasamento é visto nos altos da porção leste. Em contraposição, o embasamento apresenta padrão moderado ou próximo do homogêneo no alto estrutural indicado na região oeste. Uma possibilidade para essa diferença no comportamento da amplitude do embasamento nessas regiões talvez seja a extensão lateral dessas elevações. Quanto mais extenso lateralmente é o alto estrutural, maior a tendência de apresentar o padrão homogêneo ou moderado para o embasamento, enquanto o padrão heterogêneo possui maior ocorrência em altos locais e pouco extensos.

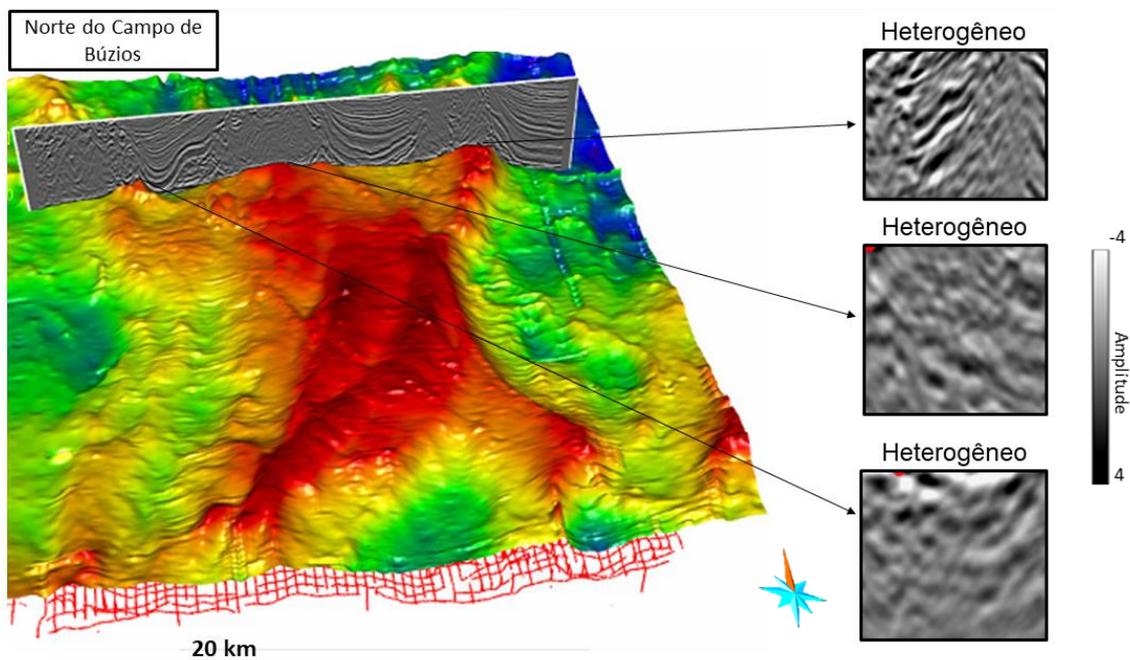


Figura 39: Indicação de padrões de embasamento em altos locais da porção norte do Campo de Búzios.

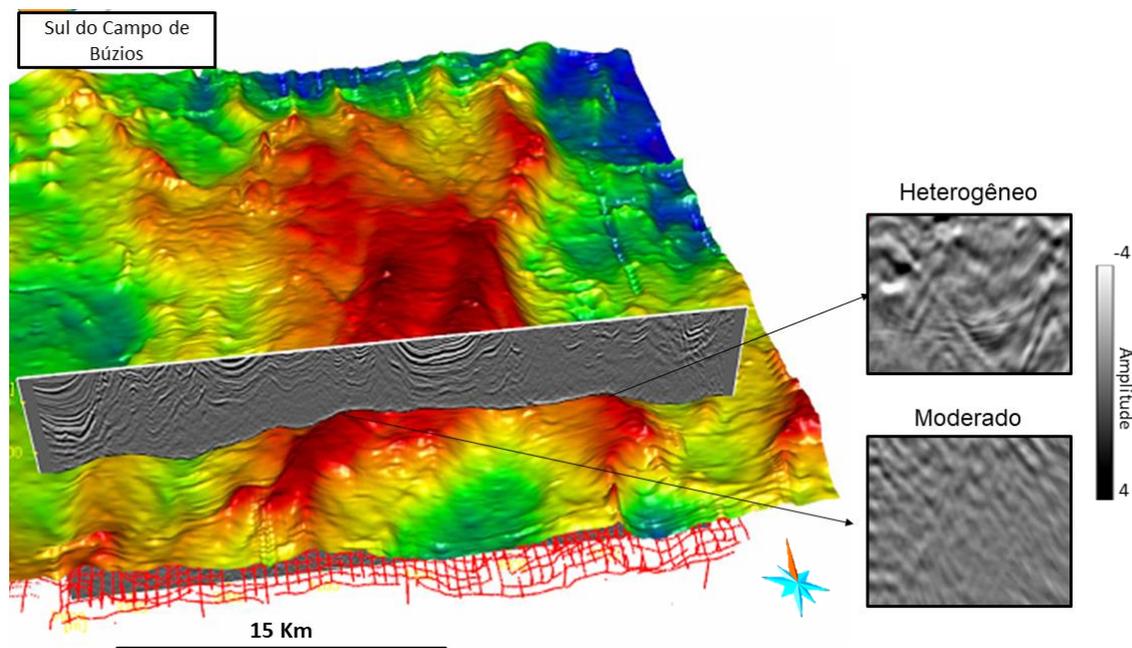


Figura 40: Indicação de padrões de embasamento em altos locais e estruturais da porção sul do Campo de Búzios.

4.3 Arquitetura estratigráfica e sistemas deposicionais

As rochas carbonáticas do pré-sal do Campo de Búzios apresentam sistemas deposicionais com diferentes configurações quando comparamos as formações Itapema e Barra Velha. Como mostrado nos tópicos anteriores, o controle tectônico e distribuição dos conjuntos de falhas do embasamento contribuem significativamente para estas diferentes configurações paleogeográficas. A Formação Itapema é marcada por bancos de coquinas que atuam como reservatórios de alta qualidade (Castro, 2019). A identificação de sigmoides e zonas com a presença de escorregamentos marcam evidências de tectonismo ao analisar a continuidade lateral dos refletores. As zonas com redução de espessura desta formação são identificadas em altos locais, aumentando a possibilidade de presença destes bancos de coquinas formados a partir de momentos de alta energia. Enquanto nas regiões de baixos é possível inferir depósitos de fácies de baixa energia, como folhelhos, siltitos e margas. A marcação da passagem entre regiões de maior elevação para as regiões mais baixas é feita a partir da interpretação de fluxo de detritos (*debris*), que acompanham as falhas. As fácies de baixa energia ocorrem devido ao aumento

da profundidade das fácies que se organizam de acordo com a influência estrutural das falhas principais, que marcam a passagem para região com fácies de fundo de lago (Figura 46, Figura 47, Figura 48). Os depósitos de fundo de lago são caracterizados como depósitos de baixa energia ricos em sedimentos finos e como consequência, tendem a não apresentar boas condições permo-porosas para exploração de hidrocarbonetos.

Na Formação Barra Velha, quando possível verificar a diferenciação entre Barra Velha Inferior e Superior, é notória a diferença tectono-estrutural entre as duas, uma vez que a primeira possui maiores influências provenientes da fase rifte, enquanto a segunda é caracterizada pela fase *sag*. Esses aspectos diferenciam o ambiente de sedimentação nesta unidade, de forma que a tendência é o aparecimento de fácies características de maior energia de deposição ao longo do Barra Velha Inferior, como é o caso de fluxos de *debris*.

A região que apresenta os refletores com caráter plano-paralelos mais evidentes estão localizados nas regiões central e norte do campo, sobre altos estruturais ou *build-ups* locais. Nas extremidades das seções sísmicas, a formação possui continuidade lateral, mas irregularidade na disposição dos sedimentos, resultado da presença de falhas afetando a bacia, sobretudo na região sul. Pode-se inferir que essas regiões mais elevadas se tratam de possíveis plataformas carbonáticas cuja sedimentação estabelecida sob predomínio de alta energia contribui para condições permo-porosas dessas rochas, alvos a nível exploratório.

Ao longo da Formação Barra Velha é possível verificar a passagem de regiões altas para localidades com maiores profundidades através da presença de fluxos de *debris* e possíveis rampas de escorregamento, que marcam ainda depósitos de fundo de lago nas partes mais profundas. Acima dessas rampas, podem ser encontradas plataformas carbonáticas, instaladas posteriormente durante períodos em que o ambiente se encontrava mais estável. Dessa forma, é possível visualizar a presença de fluxos *debris* e rampas de escorregamento entre as porções mais rasas, de maior energia de deposição, e mais profundas, com menor energia de deposição (presença de fácies de fundo de lago).

Na porção norte do campo é possível ver maiores extensões de plataformas carbonáticas, com menor incidência de rampas de escorregamento e maior estabilidade dos horizontes, que se apresentam bastante paralelos, característicos de quiescência tectônica, sobretudo na parte superior do Barra Velha (Figura 48). Nas extremidades oeste e leste das seções *crosslines* (Figura 41, Figura 42) pode-se verificar horizontes que apresentam mergulho elevado, devido ao comportamento do embasamento fraturado, o que em algumas ocasiões gera a possibilidade de formação das plataformas mais profundas e sedimentação de fundo de lago. Ainda é possível verificar *debris* próximo às falhas, mas ao comparar com as seções ao sul, possuem menos influência tectônica.

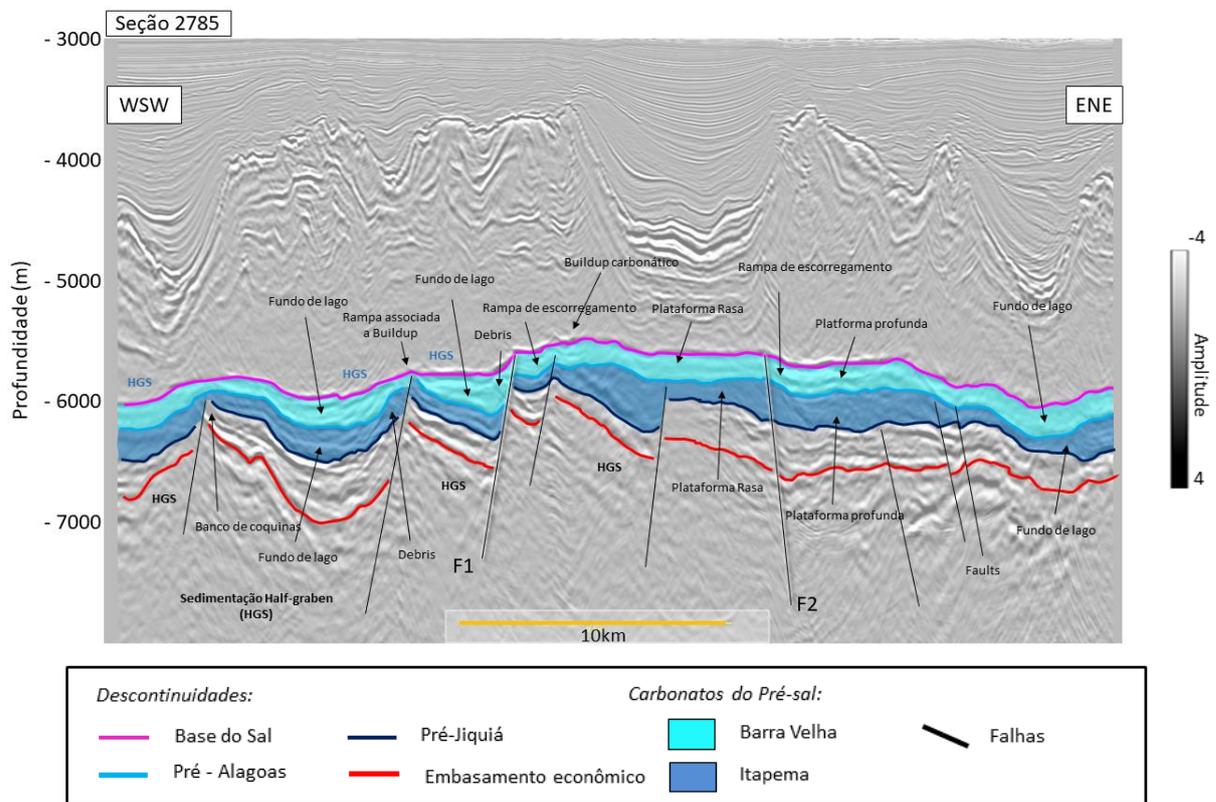


Figura 41: Seção 2785 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região sul do Campo de Búzios. O termo HGS na figura representa Half-Graben system.

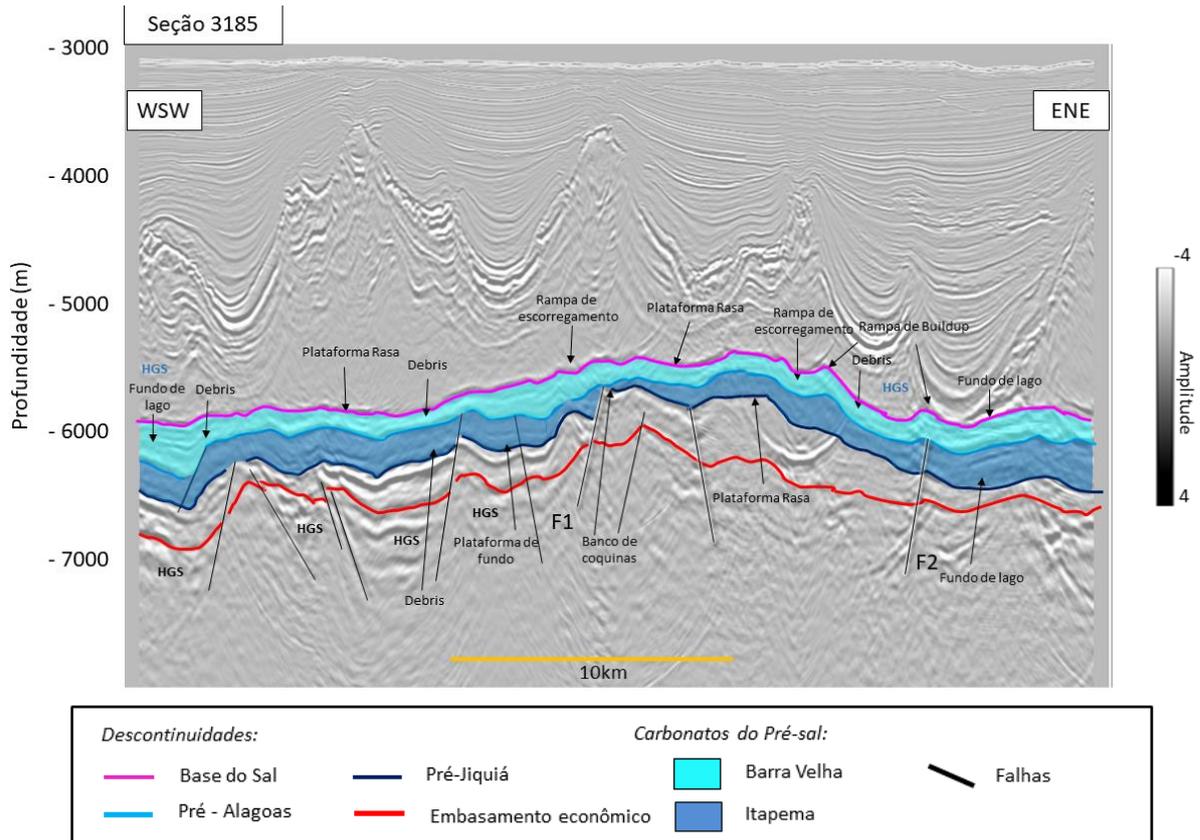


Figura 42: Seção 3185 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região sul do Campo de Búzios.

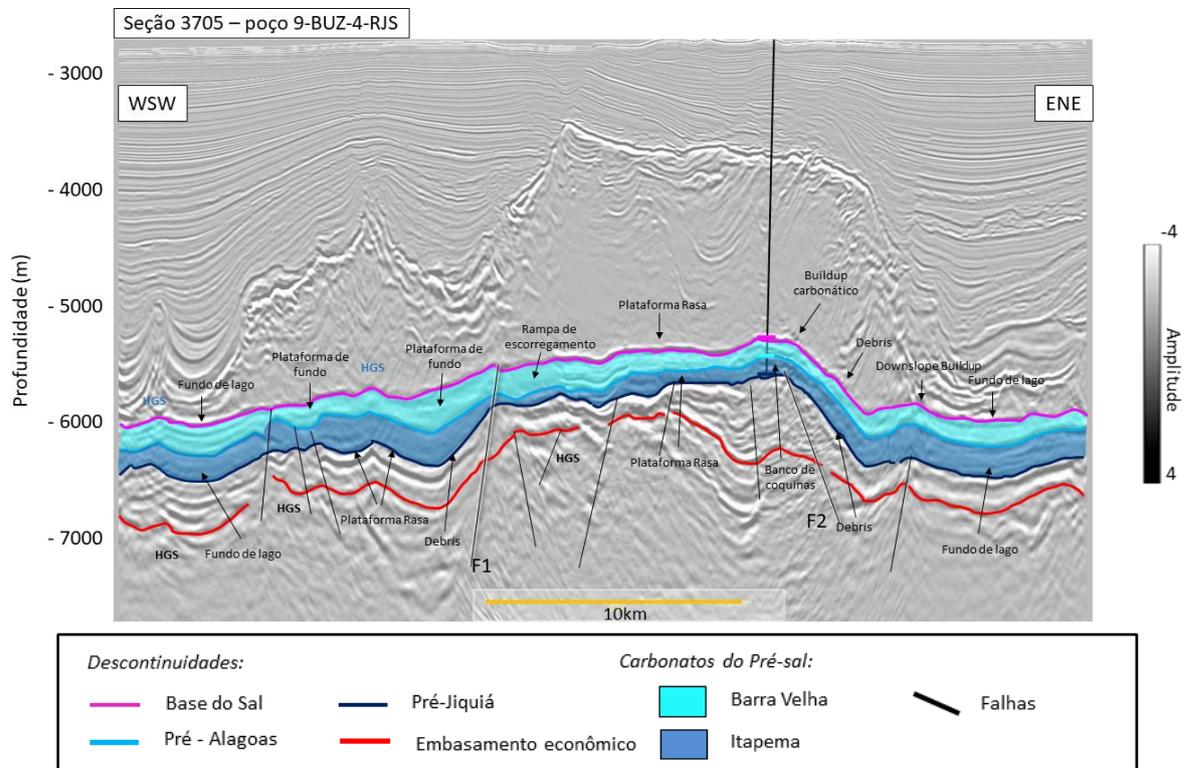


Figura 43: Seção 3705 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região central do Campo de Búzios.

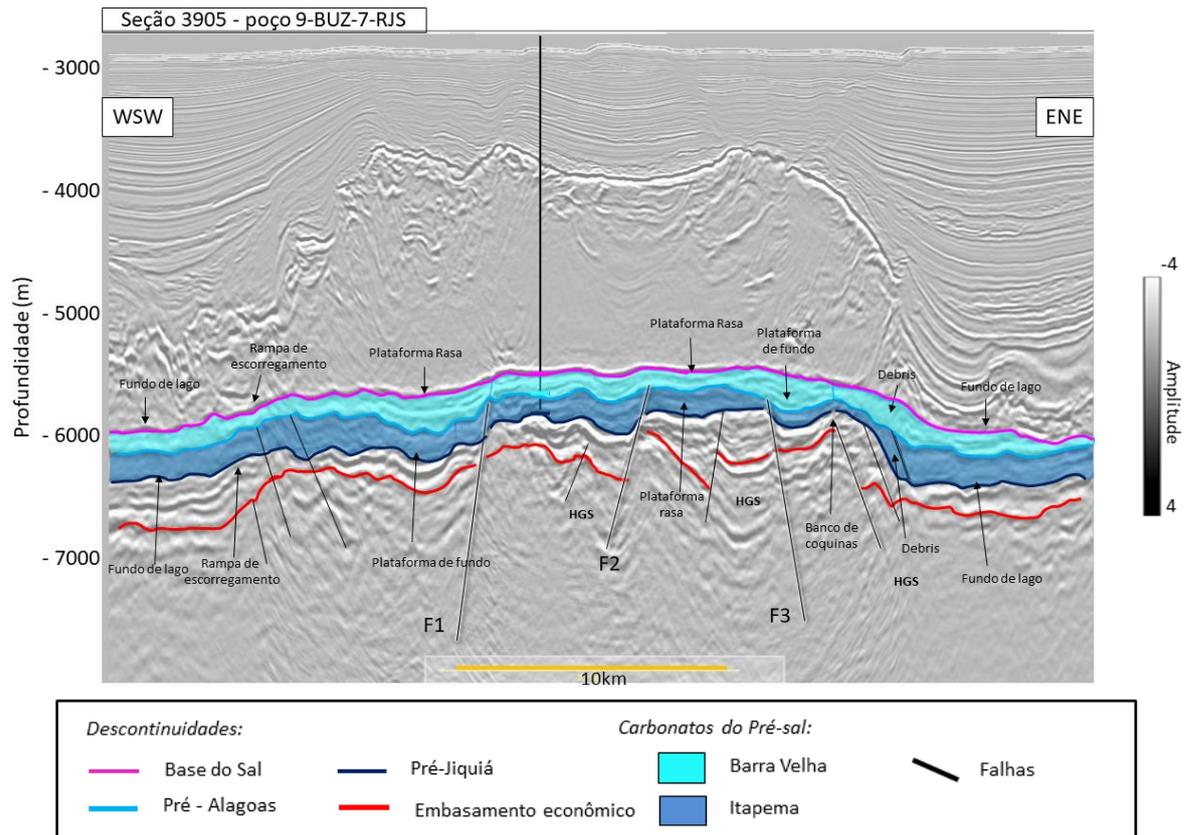


Figura 44: Seção 3905 interpretada, mostrando as principais estruturas deposicionais na região norte do Campo de Búzios.

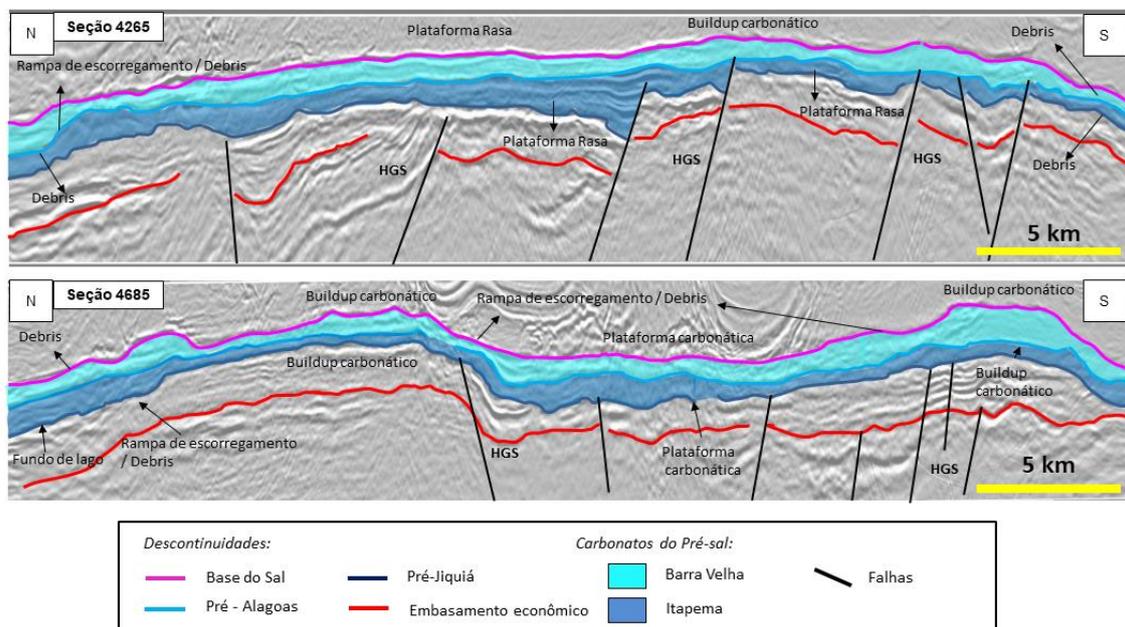


Figura 45: Inlines em 4265 e 4685 interpretadas, mostrando mudanças estruturais no sentido Norte-Sul do Campo, da esquerda para a direita.

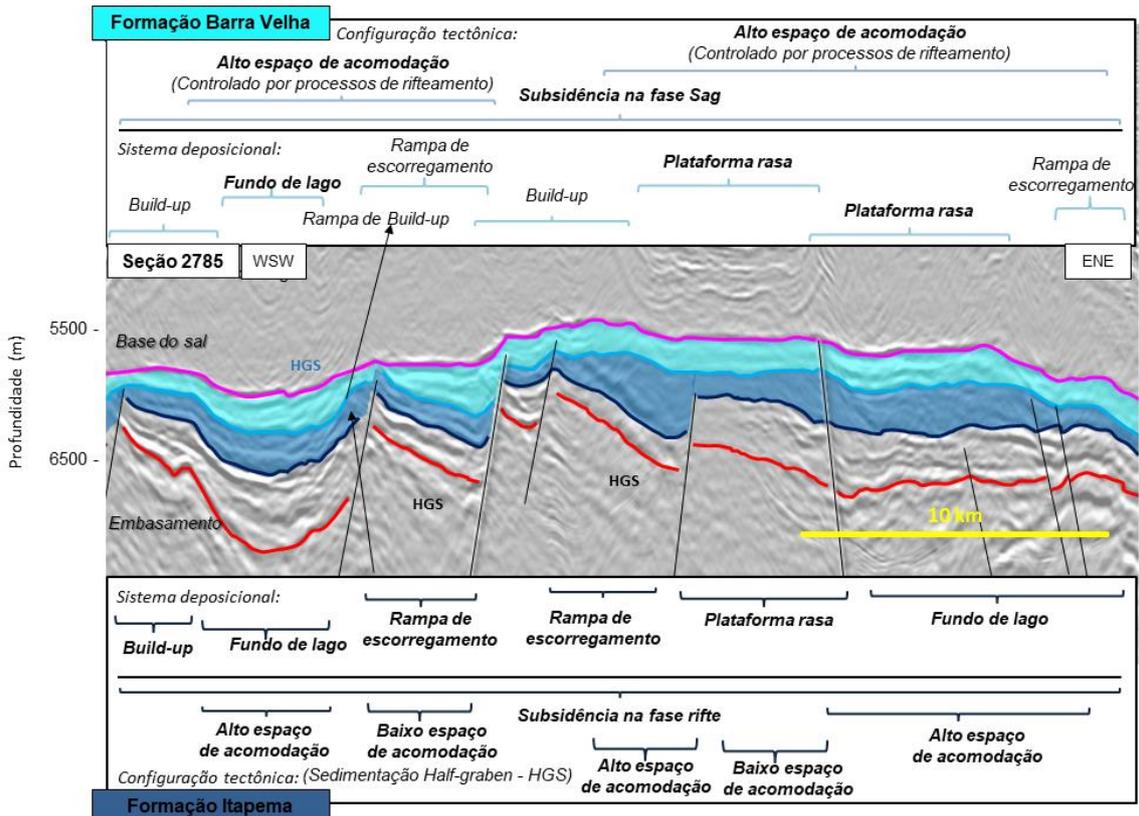


Figura 46: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 2785, na região sul do campo.

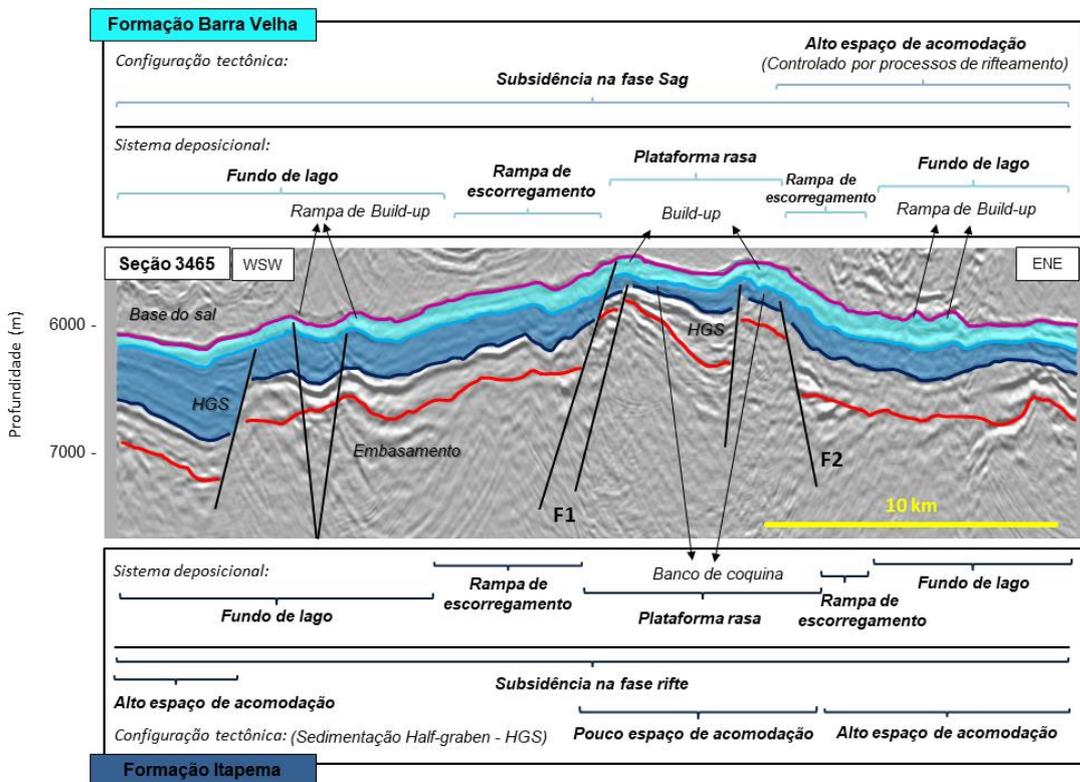


Figura 47: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 3465, na região central do campo.

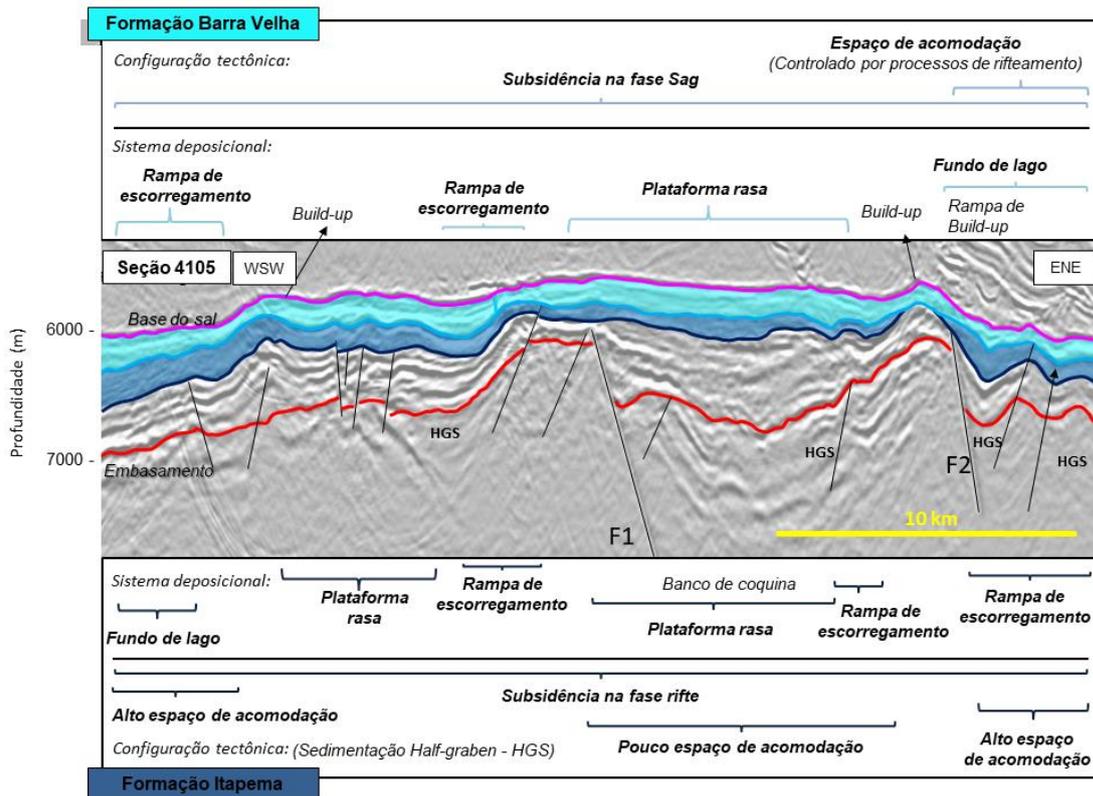


Figura 48: Arquitetura deposicional do Campo de Búzios, representativo para a seção 4105, ao norte do campo.

4.4 Mapa de Isópacas

Os mapas de isópacas são capazes de fornecer informações sobre um determinado horizonte sísmico, e quando combinado com outras informações geológicas, permite interpretar a atividade e a história desta unidade ao longo do tempo. Um mapa de isópacas concentra-se em um horizonte especial escolhido e permite a análise de espessura de uma sequência deposicional, e por esse motivo foi utilizado nesse trabalho como parâmetro de avaliação do comportamento das discordâncias em relação ao espaço de acomodação.

Com base nos mapas de isópacas (Figura 49) foi possível analisar a espessura de cada intervalo de reservatório, as formações Itapema e Barra Velha, e assim compreender melhor suas fases de deposição ao longo do tempo, o que se caracteriza como uma etapa importante para a fase seguinte, a modelagem tectono-estratigráfica.

Na Figura 49 são mostrados os mapas de isópacas no Campo de Búzios. Esta figura evidencia que as formações Piçarras e Itapema foram fortemente

influenciadas pela morfologia do embasamento e por uma sedimentação diferencial nos horsts e grábens. A Figura 49-A mostra as espessuras do embasamento, que são caracterizadas por bastante descontinuidade e amplamente influenciado por falhas estruturais, que delimitam as porções de maiores espessuras nas regiões central e sudeste do campo. Observa-se na Figura 49-B que as maiores espessuras das formações Piçarras estão na parte central e norte do Campo de Búzios, enquanto para a Formação Itapema, Figura 49-C, as maiores espessuras seguem o alinhamento na porção central, porém, existe uma região com acentuada diminuição de espessura na região central (possivelmente bancos de coquinas e plataformas rasas), marcada pela cor azul.

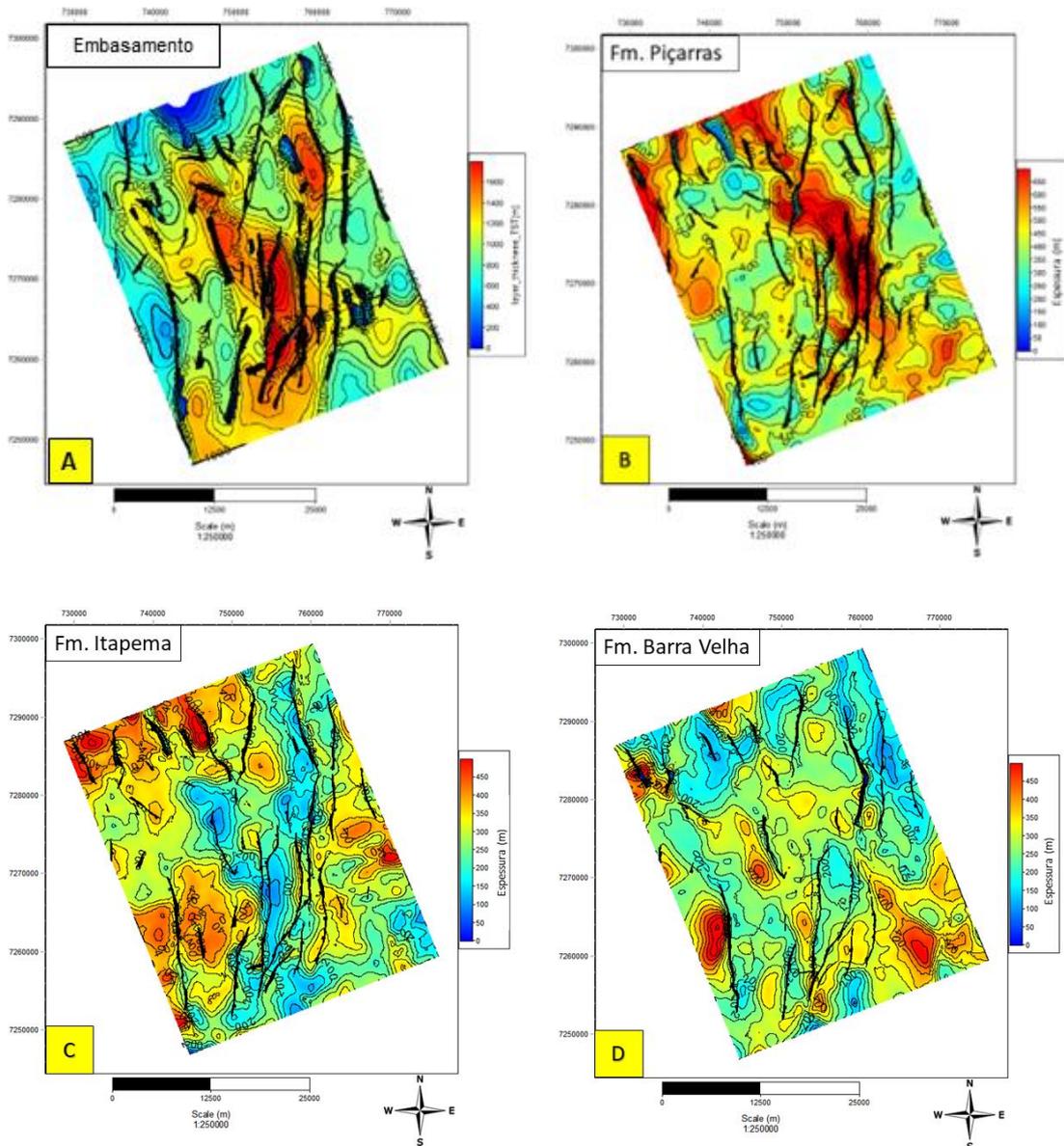


Figura 49: Mapas de isópacas ilustrando a variação das espessuras (A) Embasamento econômico; (B) Formação Piçarras; (C) Formação Itapema; e (D) Formação Barra Velha.

É possível visualizar a sudeste da Figura 49-D um aumento na espessura da Formação Barra Velha, com a presença de *mounds* que tendem a melhorar as características permoporosas.

Szatmari & Milani (2016) também apontam que há um aumento na ocorrência de reservas de petróleo no sul da Bacia de Santos. Segundo os autores, as principais razões para isso são o aumento da quantidade de rochas geradoras para o sul com o alargamento e aumento de profundidade da fase rifte. Esse aumento de espessura também é exibido na Figura 49-B e 49-C.

4.5 Construção do modelo tectono-estratigráfico

A modelagem das superfícies (horizontes e falhas) foi realizada de forma a respeitar a geocronologia e o tipo de camada definido para cada horizonte, além da coluna estratigráfica determinada pelos principais limites de sequência. Nessa etapa o modelo resultante se mostra compartimentalizado em blocos representativos. Na Figura 50 é possível analisar a evolução tectônica-estratigráfica do modelo tridimensional, onde pode-se observar que as falhas são muito presentes durante a fase rifte (formações Camboriú, Piçarras, Itapema e Barra Velha Inferior). Ao avaliar o Embasamento Econômico, é possível notar a compartimentalização de altos estruturais que condicionam a deposição dos reservatórios carbonáticos das formações Itapema e Barra Velha. O modelo ainda ressalta que as formações Piçarras e Itapema seguem a estrutura de horsts e grábens proporcionados pela configuração estrutural do embasamento, e destaca que a maioria das falhas também atingem essas formações, e determinam as zonas mais rasas e mais profundas dessas unidades litoestratigráficas, que possuem maiores variações comparativamente à Formação Barra Velha (Figura 51).

A presença de poucas falhas na Formação Barra Velha até a discordâncias da Base do Sal (região de fase *sag*) determina um período de maior quiescência tectônica (Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett, 2015; Castro, 2019). Esse fator tem relação com o tempo de deposição devido à menor taxa de atividade tectônica sin-deposicional. Entretanto, algumas falhas ainda atingem o topo da Formação Barra Velha, o que gera a discussão da possibilidade da existência de falhas que apesar de serem provenientes da fase

rifte, foram reativadas. O processo de reativação de falhas pode ter sido responsável pela maior remobilização de fluidos, promovendo então o desenvolvimento de *build-ups* locais encontrados nessa região (Figura 52). Alguns autores indicam o processo de evolução tectônica na Bacia de Santos e outras áreas do pré-sal de forma similar, como é o caso de Wright & Barnett (2015), Buckley *et al.* (2015), e Neves *et al.* (2019). É possível visualizar que os segmentos erodidos da Formação Barra Velha que estão em contato com a Base do sal sob formas de truncamento coincidem com a direção das principais falhas e os *build-ups* possuem direção NNO-SSE (Figura 38, Figura 50, Figura 51, Figura 52). A Tabela 4 exibe a síntese dos resultados obtidos a partir da elaboração do modelo tectono estratigráfico elaborado.

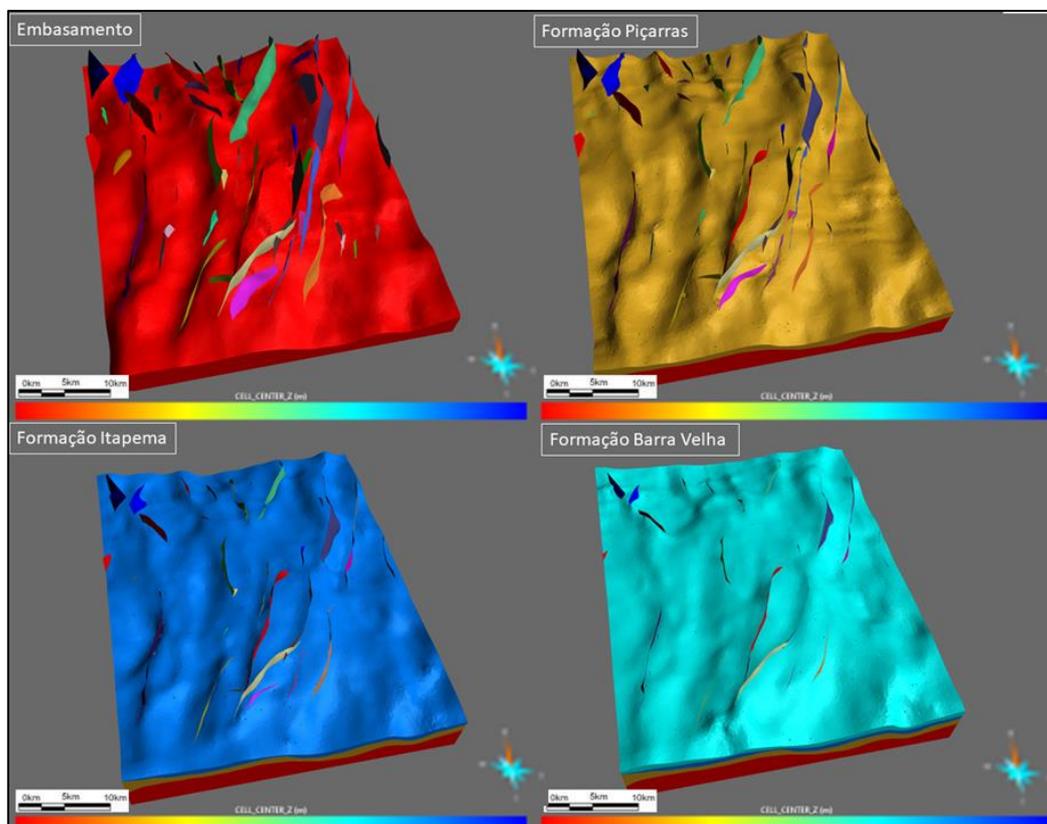


Figura 50: Evolução tectono-estratigráfica do Campo de Búzios. É possível observar a influência das falhas e o estilo tectônico de horsts e grábens no intervalo do pré-sal. Possivelmente, zonas erodidas na parte superior da Formação Barra Velha são influenciadas pelas falhas visualizadas.

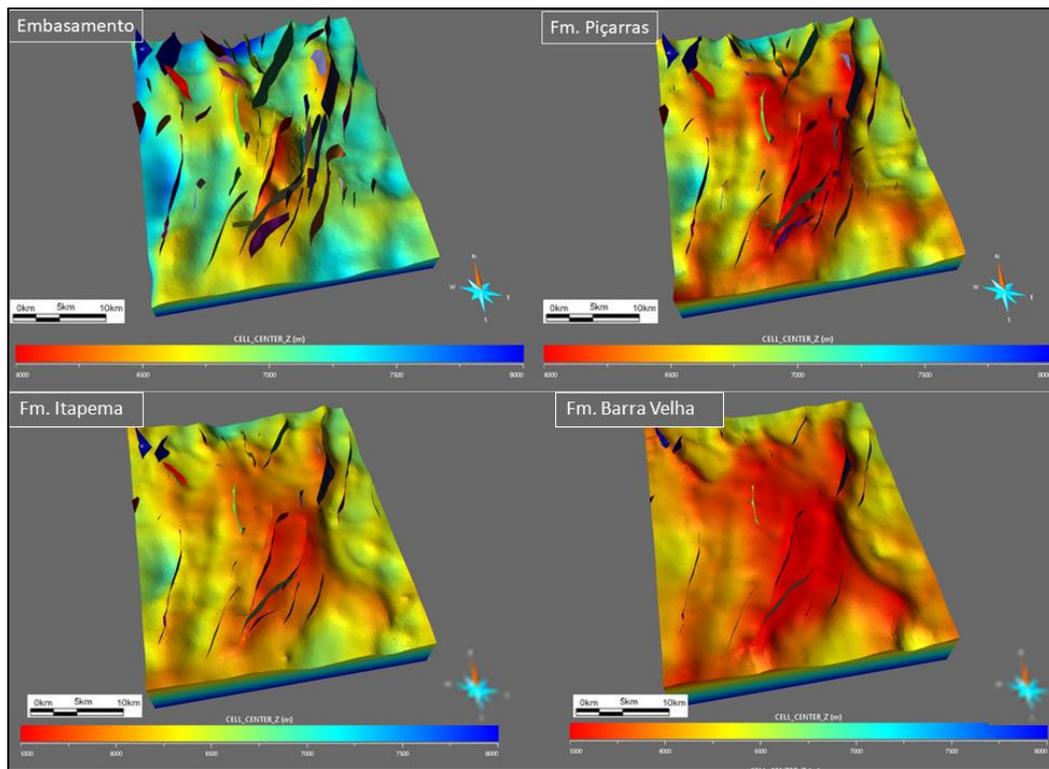


Figura 51: Evolução tectono-estratigráfica do Campo de Búzios com cores representando a profundidade. É possível observar a influência das falhas nas formações e o estilo tectônico de horsts e grábensns no intervalo do pré-sal.

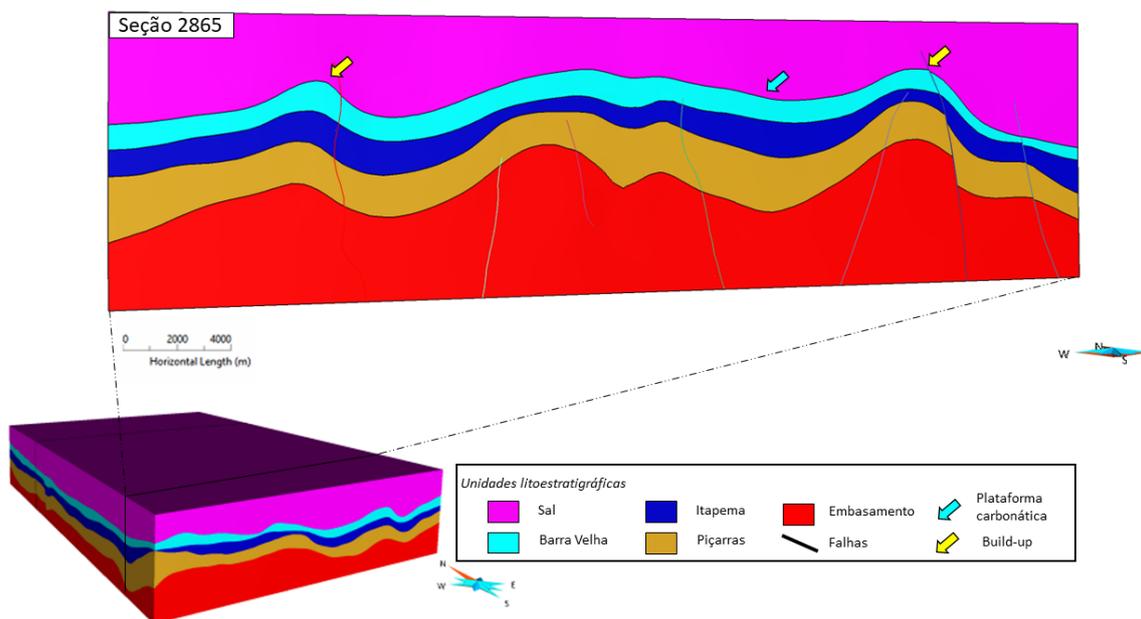
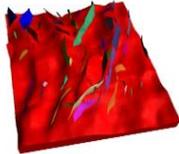
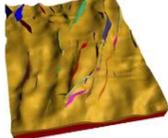
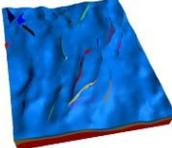
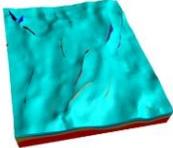


Figura 52: Modelo tectono-estrutural do Campo de Búzios com foco no intervalo do Pré-Sal. Evidência da influência das falhas na fase rifte, aumento de espessura das formações Piçarras e Itapema. Também é possível identificar a presença de *build-ups*, indicados pelas setas amarelas, e de plataforma carbonática, marcada pela seta azul. Cada falha possui sua própria cor.

Tabela 4: Síntese dos resultados obtidos após realização da modelagem.

Unidades Litoestratigráficas			
Embasamento	Fm. Piçarras	Fm. Itapema	Fm. Barra Velha
			
Unidade com maior quantidade de falhas	Apresenta as maiores variações de espessura do campo	Espessura aumenta ao sul e próximo a bordas. Em regiões mais elevadas, a espessura diminui	Maiores espessuras ao sul do campo. Menores espessuras em altos locais (Truncamentos erosivos)
Presença de altos na parte central e sul	Porções central e sul apresentam mudanças mais significativas de espessura, sobretudo próximo a falhas	Sedimentação segue configuração proposta pelo embasamento	Menor influência das falhas, mas algumas chegam ainda até a base do sal
Parte central com regiões mais rasas	Sedimentação segue configuração proposta pelo embasamento	Bastante marcada pela presença de falhas	Divisão entre BV inferior e superior (disposição flat dos refletores) através da descontinuidade Intra-Alagoas
Região ao sul com maior presença de falhas e altos	Altamente marcada pela presença de falhas	Segue configuração horst-graben	Ao norte possui comportamento de maior continuidade lateral
Ao sul embasamento mais heterogêneo, enquanto ao norte tende a ser mais homogêneo	Configuração horst-graben	Bancos de coquinas em regiões mais altas que seriam alvos a nível exploratório. Há a presença de debris marcando a continuidade lateral entre as duas fácies extremas.	A passagem entre a Fm. Barra Velha e a base do sal é marcada por refletor contínuo de alta amplitude

Além dos resultados supracitados, um artigo foi produzido e submetido à revista *Brazilian Journal of Geophysics* e intitulado como “*Application of Seismic Architecture Interpretation in Pre-salt Carbonate Reservoirs of the Buzios Field, Santos Basin, Offshore Brazil*”. O artigo se encontra como Anexo 1 deste trabalho.

5 DISCUSSÕES

No contexto estrutural do Campo de Búzios, foi possível verificar durante o trabalho que o intervalo pré-sal no Campo de Búzios possui sistemas horst-gráben, característicos de bacias extensionais, amplamente falhado por sistemas de falhas N-S originadas durante a fase rifte e com grande extensão vertical, chegando algumas vezes até a base do sal em certas regiões (A Figura 50 – C mostra falhas que atravessam o topo da Formação Barra Velha, isto é, atingem a base do sal). Além disso, um grande sistema de falhas possui papel de extrema importância para o Campo de Búzios, tal que as falhas atuam como controladores de todo o sistema deposicional subjacente, provocando zonas com grande espaço de acomodação e permitindo a formação de altos estruturais que são peças-chave na geração de reservatórios carbonáticos. Ao longo das seções ao sul do campo, pôde-se observar maior influência das falhas em grande parte das unidades litoestratigráficas, sobretudo nas formações Itapema e Barra Velha, cujas falhas em determinados locais chegam a atingir a base do sal. Foi possível ainda constatar que em alguns locais ocorre truncamento erosivo do Barra Velha Superior com a base do sal, indicando a possibilidade de exposição aérea e/ou erosão dos sedimentos. Em contraposição, a porção norte do campo apresentou menor influência das falhas, principalmente na Formação Barra Velha.

Ainda sobre as falhas, houve a identificação de um possível evento tectônico distinto do evento principal que originou as falhas de orientação WNW-ESE do campo, uma vez que a região noroeste da área de estudo apresenta falhas com dip e azimuth distintos, como indicados no diagrama de Smith e verificado através da interpretação das falhas. Desse modo, pode-se inferir que ocorreram processos que resultaram em diferenças na taxa de movimentação das falhas, que conseqüentemente, criaram espaço de acomodação em determinadas porções do campo. Por exemplo, este fato poderia explicar um aumento na taxa de sedimentação na parte superior da Formação Barra Velha, comparativamente às formações Piçarras e Itapema na região noroeste.

A análise dos padrões sísmicos presentes no embasamento, definindo três possibilidades de respostas para a amplitude, ajudaram na tentativa de

entendimento do comportamento estrutural do embasamento e as falhas subsequentes formadas na porção rifte ao levar em consideração sua composição. As observações mais relevantes foram as respostas para o padrão sísmico heterogêneo que estão mais ligadas a regiões de altos locais, com menor extensão lateral, como é o caso da sucessão de *build-ups* associados a falhas e fluidos hidrotermais da região nordeste do campo (como previamente discutido por Buckley *et al.*, 2015).

Através da identificação dos parâmetros sísmicos, foi possível reconhecer informações sobre o ambiente deposicional, a origem dos sedimentos e o contexto geológico em que as fácies sísmicas foram depositadas. É possível notar que ambas as formações, tanto Piçarras quanto Itapema, apresentam mergulhos em seus refletores, indicadores de mudança estrutural e resultados da ação das principais falhas. Em algumas localidades, é possível visualizar a formação de altos estruturais acima de locais que apresentam grande espessura da Formação Piçarras. Essas localidades podem significar uma região de interesse devido ao acúmulo de matéria orgânica sotoposta quando em conjunto com presença de falhas, que podem ser favoráveis para migração de hidrocarboneto para os reservatórios das Formações Itapema e Barra Velha. As maiores espessuras do intervalo do reservatório estão localizadas nos altos estruturais da fase rifte, indicando condições paleoambientais mais favoráveis para o desenvolvimento das fácies carbonáticas.

Foi possível constatar que a maior parte das coquinas são interpretadas como depósitos de ambientes rasos e com alta energia, e muitas vezes podem estar associadas a fontes hidrotermais. Outra importância das coquinas seria devido a sua espessura, por atribuir à Formação Itapema uma resposta importante na discussão da origem dos carbonatos dessa formação. Um dos fatores que torna possível caracterizar a Formação Itapema como lacustre é a grande espessura desses reservatórios em determinados pontos, uma vez que em literatura não existem pacotes tão espessos desses sedimentos devido a processos químicos de dissolução que podem ocorrer na água do mar.

Como apontado por diversos autores como Ferreira *et al.* (2021a, 2021b), Neves *et al.* (2019), entre outros, os *build-ups* e *debris* tendem a exibir melhores

valores de porosidade e permeabilidade, uma vez que conforme caracterizados através da análise de padrões sísmicos e atributos, os sistemas deposicionais intrínsecos a esses padrões são resultados de alta energia de deposição.

Fácies de fundo de lago apresentaram características de baixa energia de deposição, o que permite inferir a possibilidade de piores indicadores de porosidade e permeabilidade, conforme proposto por Silva (2021). Desta forma, essas fácies que se encontram em regiões de maior profundidade podem ser caracterizadas como alvos secundários para exploração.

6 CONCLUSÕES

A construção do modelo estrutural tridimensional permitiu compreender a extensão e as principais estruturas que compõem o Campo de Búzios, de forma a permitir melhor entendimento do intervalo pré-sal da área de estudo. A utilização da co-renderização dos atributos sísmicos auxiliou na interpretação das falhas e horizontes na sísmica, que por ser uma bacia do tipo rifte de margem passiva, o Embasamento Econômico se apresenta bastante marcado por falhas estruturais. Deste modo, a utilização do co-renderização dos atributos TecVA e amplitude sísmica foi importante na visualização dos padrões caóticos abaixo da Formação Camboriú e os rejeitos das falhas.

Os atributos sísmicos também auxiliaram no reconhecimento de terminações como truncamento erosivo, *onlaps* e *downlaps*, sendo o primeiro de papel fundamental para evidenciar áreas que sofreram erosão na parte superior da Formação Barra Velha, início da fase *sag*. Foi observado que o horizonte da Base do Sal é atingido por uma quantidade menor de falhas, delimitando um período quiescência tectônica. Os atributos sísmicos amplitude, coerência e TecVA facilitaram a identificação e caracterização dos padrões sísmicos do tipo *build-ups*, plataforma carbonática, *debris* e fundo de lago, que são as principais fácies sísmicas encontrados nas formações Itapema e Barra Velha da Bacia de Santos.

As características dos padrões analisados apontam que *build-ups* ocorrem em altos estruturais, próximos de falhas de grande rejeito e apresentam textura sísmica caótica e geométrica externa cônica bem definida; as plataformas carbonáticas ocorrem nos horsts e apresentam refletores plano-paralelos a subparalelos de alta amplitude; o padrão *debris* possui tendência de ocorrer nas bordas de falhas e exibem uma geometria progradante com uma textura interna caótica; e por fim, fácies de fundo de lago ocorrem nos baixos estruturais e revelam uma fácies transparente. Esses padrões listados possibilitaram a formulação da arquitetura deposicional do Campo de Búzios.

Por último, a elaboração do modelo tectono-estratigráfico 3D permitiu compreender as estruturas que compõem o sistema petrolífero do Campo de Búzios. Este modelo produzido poderá ser utilizado em conjunto com a

arquitetura deposicional desenvolvida para a realização de novos estudos, focados no reservatório, como por exemplo, a classificação de fácies sísmicas utilizando multi-atributos, classificação de fácies para análise estrutural do embasamento, modelagem de propriedades de reservatório, análise de risco exploratório, modelagens de falhas e estudo para diferenciação de falhas sin-deposicionais e falhas de reativação, estudos de porosidade, e por fim, classificação carbonática em função dos sistemas deposicionais principais encontrados.

7 REFERÊNCIAS

- ABRAHÃO, D., Warme, J. E. (1990). Lacustrine and Associated Deposits in a Rifted Continental Margin-Lower Cretaceous Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Offshore Brazil. In: Katz, B. J. (Eds.). Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs, AAPG Memoir, 50, 287-305. doi: <https://doi.org/10.1306/M50523C18>.
- ANP. 2022. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Desenvolvimento e Produção, abril. 2022.
- ALMEIDA, G. O. R. Petrofísica experimental: Uma ferramenta para caracterização de reservatórios de petróleo. Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo. Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.
- ANTUNES, P. T. S. Modelagem Numérica Tridimensional Visando o Estudo de Tensões Na Bacia do Recôncavo Via Método dos Elementos Finitos. Tese de Doutorado. Programa de Engenharia Civil/COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.
- BAHORICH, M.; FARMER, S. 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. *The Leading Edge*, 14: 1053-1058, 1995.
- BARNES, A. Handbook of Poststack Seismic Attributes. (A. Barnes, Ed.) Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 2016.
- BARRETTO, D. R.; MACEDO, P. H. C.; LUPINACCI, W. M.; SILVA, R. C. 2022. Unsupervised machine learning for seismic facies classification applied in presalt carbonate reservoirs of the Búzios Field, Brazil. Conference: 2nd SEG Latin America Virtual Student Conference.
- BASILE, C.; MONTEVERDE, D. Bedding attitudes as a sequence stratigraphy proxy: A case study from borehole images, Integrated Ocean Drilling Program Leg 313, Hole M28. *Geosphere*, Geological Society of America, 2012, 10 (2), pp.207-220. [ff10.1130/GES00856.1](https://doi.org/10.1130/GES00856.1)ff. [ffhal-00987007](https://doi.org/10.1130/GES00856.1)
- BASKIN, R. L.; DRISCOLL, N.W.; WRIGHT, V. P. Controls on lacustrine microbialite distribution in Great Salt Lake, Utah. In: VINING, B., GIBBONS, K., MORGAN, W., BOSENCE, D., LE HERON, D., LE BER, E.; PRITCHARD, T. (eds) *Microbial 100 Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*. Programme and Abstract Volume, p 70 –71, 2013.
- BERTANI, R. T., Carozzi, A. V. (1985a). Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos basin, offshore Brazil: rift valley stage lacustrine carbonate reservoirs – I. *J. Pet. Geol.*, 8(1), 37–58.
- BERTANI, R. T., Carozzi, A. V. (1985b). Lagoa feia formation (lower cretaceous), Campos basin, offshore Brazil: rift valley stage lacustrine carbonate

reservoirs - *Il. J. Pet. Geol.*, 8(1), 199 - 220. doi:
<https://doi.org/10.1111/J.1747-5457.1985.TB01011.X>.

BOND, C. E.; GIBBS, A.D.; SHIPTON, Z.K.; JONES, S. What do you think this is?: 'conceptual uncertainty' in geoscience interpretation. *GSA Today*, 17: 4–10, 2007. <http://dx.doi.org/10.1130/GSAT01711A.1>.

BOND, C. E., SHIPTON, Z. K., GIBBS, A. D., JONES, S. Structural models: optimizing risk analysis by understanding conceptual uncertainty. *First Break* 26, 65–71, 2008. doi: <http://dx.doi.org/10.3997/1365-2397.2008006>.

BROWN Jr., R. E., and W. L. Fisher, 1977, Seismic stratigraphy interpretation of depositional surfaces: examples from Brazilian rift and pull-apart basins, in C. E. Payton, ed., *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration: Oklahoma*, American Association of Petroleum Geologists, 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*, 418, p 1–17, 2015.

BULHÕES, É. M. Técnica “VOLUME DE AMPLITUDE” para mapeamento de feições estruturais. 6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. cp215). European Association of Geoscientists & Engineers. Agosto, 1999.

BULHÕES, É. M.; AMORIM, W. N. Princípio da Sismocamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. cp-160). European Association of Geoscientists & Engineers. Setembro, 2005.

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L.; WOLF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. In: *Offshore Technology Conference*, Houston, TX, OTC 20124, 2009.

CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. A. P. New exploratory frontiers in Brazil. In: *19th World Petroleum Congress*, Madrid, 2008.

CARVALHO, M. D., Praça U. M., Telles, A. C. S. (2000). Bioclastic carbonate lacustrine facies molds in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. In: Gierlowskikordesch, E. H., Kelts, K. R. (Eds). *Lake Basins through Space and Time*, Tulsa: AAPG Studies in Geology, 46, 245-256

CASTRO, J. C. (2006). Evolução do conhecimento sobre as coquinas reservatório da Formação Lagoa Feia no trend Badejo-LinguadoPampo, Bacia de Campos. *Geociências*, 25(2), 175-186. Recuperado de <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/106791>.

CASTRO, T. M. 2019. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF.

- CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. 2022. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- CATUNEANU, O., 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier, Amsterdam, pp. 386.
- CATUNEANU et. al., 2011. *Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature*. *Newsletters on Stratigraphy*. Vol. 44/3, pp. 173–245. Stuttgart, November 2011. doi: <http://dx.doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>.
- CHINELATTO, G. F.; BELILA, A. M. P; BASSO, M.; SOUZA, J. P. P.; VIDAL, A. C. 2020. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. *Marine and Petroleum Geology* 116: 104317. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104317>.
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes — A historical perspective. *Geophysics*, Vol. 70, no. 5 (September-October 2005); Pag. 13SO, 2005.
- DIAS, R. M.; Lupinacci, W. M.; Castro, T. M.; Santos, M. A.C. 2019. Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field Santos Basin. *First EAGE Workshop on Presalt Reservoir: from Exploration to Production*, doi: 10.3997/2214-4609.201982009.
- DIAS, J. L., Oliveira, J. Q., Vieira, J. C. (1988). Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore Brazil. *Revista Brasileira de Geociencias*, 18, 252–260. Recuperado de <http://bjg.siteoficial.ws/1988/n3/dias.pdf>.
- DUNHAM, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W. E. *Classification of Carbonate Rocks*. Tulsa: AAPG Memoir, 1, 108–122.
- EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19, p 730–781, 1971.
- FERREIRA, D. J. A. Advanced techniques for 3D reservoir characterization: models for the Buzios Field, Santos Basin. Tese de doutorado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2022.
- FERREIRA, D. J. A. Classificação de sismofácies utilizando multi-atributos sísmicos aplicada em reservatórios carbonáticos no pré-sal da Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2018.
- FERREIRA, D. J. A.; Dias, R.M.; Lupinacci, W. M., 2021b. Seismic Pattern Classification Integrated with Permeability-Porosity Evaluation for Reservoir Characterization of Presalt Carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal Petroleum Science and Engineering*. DOI:10.1016/j.petrol.2021.108441

- FERREIRA, D. J. A.; Dutra, H. P. L.; Castro, T. M.; Lupinacci, W. M., 2021a. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. *Marine and Petroleum Geology*, v. 124, p. 104828, 2021.
- FERREIRA, D. J. A., Lupinacci, W.M., 2018. An approach for three-dimensional quantitative carbonate reservoir characterization in the Pampo field, Campos Basin, offshore Brazil. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 102, 2267–2282. <https://doi.org/10.1306/04121817352>.
- FERREIRA, D. J. A.; LUPINACCI, W. M.; NEVES, I. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; FERRARI, A. L.; GAMBOA L. A. P. (2019). Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, 103(4), 997–1012. <https://doi.org/10.1306/10261818055>.
- GAMBOA, L. A. P., Machado, M.A.P., Silveira, D.P., Freitas, J.T.R., e Silva, S.R.P. (2008). Evaporitos estratificados no Atlântico Sul. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S. Anjos (Orgs.). *Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras* (pp. 91-163). São Paulo: Beca Edições.
- GARCIA, S. F. M.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F.; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 42, n.2, p. 433-450, 2012.
- GRINGARTEN, E.; ARPAT, B.; HAOUESSE, A.; DUTRANOIS, A.; DENY, L.; JAYR, S.; TERTOIS, A. L.; MALLET, J.L.; BERNAL, A.; NGHIEM, L. New Grids for Robust Reservoir Modeling. *SPE ATCE 2008*, Denver, Colorado, USA, 2008.
- GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. (2020). Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Presalt. *Marine and Petroleum Geology*, 104176. <https://doi:10.1016/j.marpetgeo.2019.104176>.
- GOMES, P. O.; KILDONK, B.; MIKEN, J.; GROW, T.; BARRAGAN, R. The Outer High or the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift structures. In: *AAPG Search and Discovery Article #10193*, 2009.
- GROTZINGER, JOHN P. & ROTHMAN, DANIEL H. An abiotic model for stromatolite morphogenesis. *Nature*, 383(6599), p 423–425, 1996.
- HERLINGER, R.; Zambonato E. E.; Ros, L. F. 2017. Influence of Diagenesis On the Quality of Lower Cretaceous Pre-salt Lacustrine Carbonate Reservoirs from Northern Campos Basin, Offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*; 87 (12): 1285–1313. Doi: <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.70>.
- JERVEY, M. T., 1988, Quantitative geological modelling of siliciclastic rock sequences and their seismic expression, in Wilgus, C.K., Has-tings, B.S., Kendall, C.G. St. C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., and Van Wagoner, J.C.,

eds., *Sea-level Research: An Integrated Approach*: SEPM Special Publication 42, p. 47--69.

- 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 Publication, 153, p 11–40, 1999.
- KETZER, J. M., Morad, S., Amorosi, A., 2003b. Predictive diagenetic clay-mineral distribution in siliciclastic rocks within a sequence stratigraphic framework. In: Worden, R.H., Morad, S. (Eds.), *Clay Mineral Cements in Sandstones*, International Association of Sedimentologists Special Publication, vol. 34, pp. 43e61.
- KUKLA, P. A., Strozyk, F. & Mohriak, W.U. 2018. South Atlantic Salt Basins - Witnesses of Complex Passive Margin Evolution. *Gondwana Research*, 41-57.
- LIMA, B., DE ROS, L. F., 2019. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology* 383: 55-81. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.01.006>
- MACEDO, P. H. C.; BARRETTO, D. R.; ABRANTES Jr, F. R.; NEVES, I. A.; LUPINACCI, W. M. Application of Seismic Architecture Interpretation in Pre-salt Carbonate Reservoirs of the Buzios Field, Santos Basin, Offshore Brazil. *Revista Brasileira de Geofísica*. DOI: 10.22564/rbgf.v39i3.2110
- MELLO, U. T.; KARNER, G.D.; ANDERSON, R.A. Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rock. *Marine and Petroleum Geology*, vol.12 (7), p 697–716, 1995.
- MELLO, V. L. (2020). *Classificação de Rochas Carbonáticas do Pré-sal com Relação à Composição Mineralógica a partir de Parâmetros Elásticos*. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - Universidade Federal Fluminense.
- MELLO, V. L.; LUPINACCI, W. M., 2022. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- MIALL, A. D., 2010. *The Geology of Stratigraphic Sequences*, second ed. Springer-Verlag, Berlin, 522 pp.
- MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. 2000. Sedimentary Basins of South América. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. *Tectonic Evolution of South America*. Rio de Janeiro, In-Fólio Produção Editorial.
- MITCHUM Jr, R. M. *et al.* (1977) *Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in*

- depositional sequences. In: Payton, C.E. (ed.). *Seismic Stratigraphy – Application Hydrocarbon Exploration*. Tulsa, AAPG, 53-62 (Memoir # 26).
- MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V. ; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P., 2007, *Bacia de Santos: Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, no. 2, p. 531–549.
- MOHRIAK, W. U. (2003). *Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira*. In: L.A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R.M. Vidotti, J.H. Gonçalves (eds.). *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil* (pp. 87-165). Serviço Geológico do Brasil – CPRM. MOHRIAK, W.; NEMCOK, M.; ENCISO, G.; 2008. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. 294. Geological Society, London, Special Publications, pp. 365–398.
- MOHRIAK, W. U. (2012). *Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo*. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (Orgs.). *Geologia do Brasil* (pp. 481-496). São Paulo: Beca Edições.
- MUNIZ, M. C. (2013). *Tectono-Stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian Continental Rift Carbonates in Southern Campos Basin, Brazil* (Tese de Doutorado). Royal Holloway University of London, Londres. 301 p. Recuperado de https://pure.royalholloway.ac.uk/portal/files/16724893/moises_calazans_muniz_phd._thesis.pdf.
- MUNIZ, M. C., Bosence, D. W. J. (2015). Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. In: Bosence, D. W. J., Gibbons, K. A. (Eds.). *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*, London: Geological Society Special Publications, 418 p. doi: <http://dx.doi.org/10.1144/SP418.10>.
- NEVES, I. A.; LUPINACCI, W. M.; FERREIRA, D. J. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; OLIVEIRA, L. O. A.; AZUL, M. O.; FERRARI, A. L.; GAMBOA, L. A. P., 2019. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary Evolution Interpretation. 7(4): SH33. DOI: 10.1190/int-2018-0237.1.
- PEREIRA, L. A. G. R. Seismic attributes in hydrocarbon reservoirs characterization. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de Aveiro.
- PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J., 1994. *Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras* 8 (1), 219-234.
- PETERSOHN, E. *Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta*. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p, 2013.
- PETTIJOHN, F. J. *Sedimentary rocks*. 2.ed. New York: Harper Brothers, 1957, 718p.

- PIETZSCH, R.; OLIVEIRA, D. M.; TEDESCHI, L. R.; QUEIROZ NETO, J. V.; FIGUEIREDO, M.; VAZQUEZ, J. C.; SOUZA, R. S. Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 507, p 60–80, 2018.
- POLSON, D.; CURTIS, A. Dynamics of uncertainty in geological interpretation. *Journal of the Geological Society, London*, 167: 5–10, 2010. <http://dx.doi.org/10.1144/0016-76492009-055>.
- PORTA, G. D. 2015 Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*, 418p.
- POSAMENTIER, H. W., Allen, G.P., 1999. Siliciclastic sequence stratigraphy e concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology* 7, 210.
- RANDEN, T., Sonneland, L., Carrilat, A., Valen, T., Skov, T., Pedersen, S., Rafaelsen, B., Elvebakk, G. (2003). Preconditioning for optimal 3D stratigraphical and structural inversion. EAGE 65th Conference & Exhibition, Norway.
- RANDEN, T., Sønneland, L., 2005. Atlas of 3D seismic attributes, pp. 23–46. https://doi.org/10.1007/3-540-26493-0_2.
- RIGOTI, C. A. Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria. Dissertação de Mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- ROSA, A. J; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro, Interciência, 2006
- SALLER, A., Rushton, S., Buambua, L., Inman, K., McNeil, R., and Dickson, J. T. (2016). Pre-Salt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *AAPG Bull.* 100, 1135–1164. doi: 10.1306/02111615216
- SOUZA, L.S.; SGARBI, G.N.C. 2016. Bacia de Santos: De promissora a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 48, Porto Alegre, 2016. Resumos, Porto Alegre, Sociedade Brasileira de Geologia, p. 278-279.
- SAUER, I.L. (2016). O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: Melf, A.J., Campos, D.A., e Umberto, G.C (Orgs.). Recursos Minerais do Brasil: problemas e desafios (pp. 308-322). Academia Brasileira de Ciências.
- SAUER, I.L., e Rodrigues, L.A. (2016). Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, 30(88), 185-229. doi: 10.1590/s0103-40142016.30880014.

- SEVERIANO RIBEIRO, H.J.P., 2001. Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações. São Leopoldo, RS, Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 428 p.
- SILVA, A. P. P. Estudo de reservatórios carbonatados em dois poços do pré-sal da Bacia de Santos: caracterização faciológica e diagenética, síntese comparativa integrada. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ. 2018
- SILVA, R. C., Lupinacci, W. M., Farias, M. de L. A. G., Rincon, G., Moriss, M. (2021). Construction of a Tectono-Stratigraphic Model of the Wildcat Prospect, Santos Basin. In 2nd SEG Latin America Virtual Student Conference.
- SLOSS, L. L. 1963. Sequences in the cratonic interior of North America. Geological Society of America Bulletin, 74:93-114.
- SLOSS, L. L., Krumbein, W. C., Dapples, E. C., 1949. Integrated facies analysis. In: Longwell, C.R. (Ed.), Sedimentary Facies in Geologic History. Geological Society of America Memoirs, vol. 39, pp. 91e124.
- STANDLEE, L. A.; BRUMBAUGH, W. D.; CAMERON, N. R. Controlling factors in the initiation of the South Atlantic Rift System. Elf Aquitaine Memoir, 13, p 141–152, 1992.
- STRUGALE, M.; SCHMITT, R. S.; CARTWRIGHT, J. 2021. Basement geology and its controls on the nucleation and growth of rift faults in the northern Campos Basin, offshore Brazil. Basin Res. 2021;00:1–28. <https://doi.org/10.1111/bre.12540>
- 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, vol. 77, p 567–596, 2016.
- TANER, M. T. Seismic attributes, CSEG recorder, 26(7):49-56, 2001.
- TEARPOCK, D. J.; AND BISCHKE, R. E. Applied subsurface geological mapping. PrenticeHall PTR, pp 488, 1991.
- TERRA, G., Spadini, A., França, A., Sombra, C., Zambonato, E., Juschaks, L., Arienti, L., Erthal, M., Blauth, M., Franco, M., Matsuda, N., Carramal da Silva, N., Moretti, P., Davila, R., Souza, R., Tonietto, S., Anjos, S., Campinho, V., Winter, W. (2010). Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. Boletim de Geociências da Petrobras, 18, 9-29. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/296485124_Classificacao_de_rochas_carbonaticas_aplicavel_as_bacias_sedimentares_brasileiras.
- THOMAS, J. E. "Fundamentos de Engenharia de Petróleo". Editora Interciência, 2004.

- WALKER, R.G. 1992. Facies, facies models and modern stratigraphic concepts. In: Walker, R. G., James, N.P. (Eds.), *Facies Models: Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada, St. Johns, NF, pp. 1–14.
- WHEELER, H. E., 1964, Baselevel, lithosphere surface, and time-stratigraphy: *Geological Society of America Bulletin*, 75, 599–610, doi: 10.1130/0016-7606(1964)75[599: BLSAT]2.0.CO;2.
- WHITE, N., AND MCKENZIE, D., 1988, Formation of the “steer’s head” geometry of sedimentary basins by differential stretching of the crust and mantle: *Geology*, v. 16, p. 250–253.
- WINTER, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro. V. 15, n. 2, p. 511-529.
- WRIGHT, V. P., Barnett, A. J. (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418, 208–219. doi: <https://doi.org/10.1144/SP418.3>
- WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. *Geological Society, London, Special Publications*, 370, p 39–47, 2012.
- WRIGHT, V. P., & RODRIGUEZ K. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt ‘microbialite’ reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model: *First Break*, 36, p 71–77, 2018.
- XIE, J., QIU, K., ZHONG, B., PAN, Y., SHI, X., WANG, L. Construction of a 3D Geomechanical Model for Development of a Shale Gas Reservoir in the Sichuan Basin. *SPE Drill & Compl* 33(4): 275–297, 2018.

**ANEXO 1 - Application of Seismic Architecture Interpretation in Pre-salt
Carbonate Reservoirs of the Búzios Field, Santos Basin, offshore Brazil
(BrJG)**

APPLICATION OF SEISMIC ARCHITECTURE INTERPRETATION IN PRE-SALT CARBONATE RESERVOIRS OF THE BUZIOS FIELD, SANTOS BASIN, OFFSHORE BRAZIL

Pedro Henrique C. de Macedo ^{1*}, Débora R. Barretto ¹, Francisco R. Abrantes Junior ^{1,2},
Igor de Andrade Neves ^{1,3} and Wagner Moreira Lupinacci ^{1,2}

ABSTRACT. The Brazilian pre-salt carbonate reservoirs, in deep water, are examples of interesting places for oil and gas industry exploration due to their high production capacity. Oil and gas companies are often collecting information about the geology and the reservoir's characteristics to improve its understanding and consequently optimize the production results. Seismic interpretation is mandatory for the understanding of geology, always pondering reducing the risks during exploration. Seismic and well data are commonly used together as a useful approach to comprehend the geological history and provide a good reservoir characterization. In this paper, we performed the seismic interpretation of the pre-salt carbonate reservoirs of the Buzios Field, Santos Basin, and used seismic attributes to obtain a better comprehension, as the TecVA attribute. Also, we generated isopach maps for a better understanding of reservoir intervals. As a result, we achieved a better definition of fault distribution and tectonic behavior, as well as determined the main interval thickness and the possibility of build-up and coquina bank occurrence.

Keywords: seismic interpretation, reservoir characterization, pre-salt.

RESUMO. Os reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro, em águas profundas, consistem em um dos locais mais procurados pela indústria de energia devido à sua capacidade de produção. Empresas de óleo e gás estão frequentemente adquirindo novas informações sobre a geologia e a caracterização de reservatórios, para melhorar seu entendimento e, conseqüentemente, otimizar os resultados da produção. Dados sísmicos e de poços são comumente usados juntos como uma abordagem útil para compreender a história geológica e fornecer uma boa caracterização do reservatório. A interpretação sísmica é obrigatória para o entendimento da geologia, sempre pensando em reduzir os riscos durante a exploração e a produção, auxiliando na compreensão da história geológica, além de fornecer informações necessárias para a caracterização do reservatório. Neste trabalho, realizamos a interpretação sísmica das principais discordâncias da seção do pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos, com o auxílio do atributo TecVA. Mapas de isópacas também foram gerados para um melhor entendimento das seções dos reservatórios. Como resultados, obtivemos uma melhor definição da distribuição de falhas e comportamento tectônico, bem como determinamos a espessura do intervalo principal e a localização de possíveis *build-ups* e bancos de coquinas.

Palavras-chave: interpretação sísmica, caracterização de reservatórios, pré-sal.

Corresponding author: Wagner Moreira Lupinacci

¹Universidade Federal Fluminense (UFF), Exploratory Interpretation and Reservoir Characterization Group (GIECAR), Department of Geology and Geophysics, Niterói, RJ, Brazil – E-mails: pmacedo@id.uff.br; debora_barretto@hotmail.com; fabrantes@id.uff.br; igorgeol@gmail.com; wagnerlupinacci@id.uff.br

²National Institute of Science and Technology of Petroleum Geophysics (INCT-GP/CNPq), Niterói, RJ, Brazil

³PRI/O, Rio de Janeiro, RJ, Brazil

INTRODUCTION

The Santos Basin represents the largest pre-salt exploration and production area in Brazil. Currently, it accounts for more than 70% of the country's oil and gas production (ANP, 2021). In this context, the Buzios Field is considered a super-giant field with an estimated volume in place of 3,058 million barrels of oil equivalent. In January 2021, the outstanding result of 146,524 Bbl/d was achieved by the platform with the highest oil production in the country. In this Basin, the main reservoirs are the inner coquinas (a type of sedimentary rock composed mainly by shells and their fragments) of the Itapema Formation and the spherulitic, laminated deposits, shubs, and reworked facies of the Barra Velha Formation (Gomes et al., 2020). The carbonate sedimentation processes are extremely sensitive to climatic factors, hydrodynamics, basin tectonics and morphology. These differences might cause vertical and lateral heterogeneity effects in seismic facies (Porta, 2015).

Castro (2019) showed that the Itapema Formation in the Buzios Field is less influenced by the presence of fine grain sediments and has better permeabilities than the Barra Velha Formation. Both formations are important pre-salt exploration targets and have quite different sedimentary-tectonic contexts.

The objective of this work is to understand the evolution of the rift and sag phases in the Buzios Field area from seismic data analysis. Furthermore, this paper intends to collaborate for a better understanding of the paleoenvironments and tectonic settings of the Itapema and Barra Velha formations, Barremian-Aptian succession of the Santos Basin.

Geological Setting

The Santos Basin is located in the southeastern Brazilian margin, bounded by the Campos Basin at the North, and the Pelotas Basin at the South. Santos Basin is one of the most extensive offshore Brazilian basins, with an area of 352,000 km², and a current water depth of up to

3,000 m. The main structural features are the Cabo Frio High to the Northeast and the Florianópolis Platform to the Southwest, the Santos hinge line to the West, which marks the external (western) limit of the salt (Ariri Formation), and the São Paulo plateau to the East (Moreira et al., 2007). The Buzios Field is located in the Santos Basin (Fig. 1).

According to Moreira et al. (2007), the geological history of the Santos Basin can be divided into three phases: Rift, Post-rift and Drift. The Rift phase displays extension efforts of separation between the South American and African plates, which started from the Lower Cretaceous. Muniz and Bosence (2015) describe that the sequence of tectonic events that caused the fragmentation of Gondwana would have started from the stretching and thinning process of the continental crust, triggering a rifting process. This fragmentation consisted of a mixed process controlled by lithospheric stretching and thermal anomalies.

The breakup of Gondwana occurred over a complex and heterogeneous basement, composed of Paleoproterozoic–Archaean age cratonic blocks and Neoproterozoic orogenic rocks (Heilbron et al., 2008), in addition to presenting a Paleozoic sedimentary coating covered by Eocretaceous volcanic rocks. As stated by Moreira et al. (2007), the crystalline basement of the Santos Basin, generated in the context of Gondwana's amalgamation, is characterized by granites and gneisses from Precambrian age of the Coastal Complex and metasediments of the Ribeira Belt (Moreira et al., 2007). During the main rifting process, around 145 Ma, the northwestern portion remained closed while a wedge was extended to the South, along the east of South America (Szatmari and Milani, 2016). According to the authors, volcanism would have been absent where the lithosphere was thick.

An important consequence during the rift phase was the space-forming mechanism for sedimentary accommodation in an extensional tectonic setting, and widespread normal fault generation due to the mechanical subsidence process, causing reactivation of faults in the Precambrian basement (Mohriak et al., 2008).

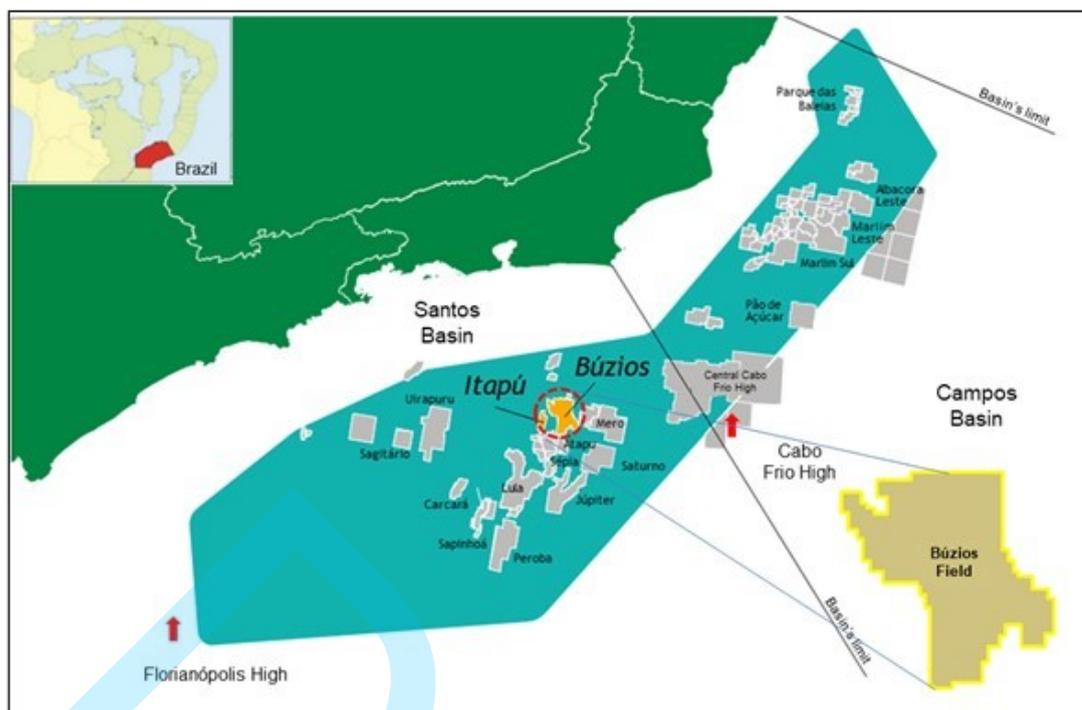


Figure 1 - Location map of the Búzios Field.

Strugale et al. (2021) point out that the different basement compositions represent another determining factor for the way the rifting process takes place. Where the basement is heterogeneous, the pre-existing fabric was reactivated whenever its orientation was favorable, producing faults as the extension direction rotates, whereas low to very low angle basement fabric were cross-cut by rift faults. Where the basement was homogeneous and more stable, only the previous formed faults remained active throughout the rifting. Another effect observed was the contribution and influence of thermal anomalies in the region of the Santos Basin, which would have been responsible for inducing the strain softening process since the beginning of the rift, leading to the development of uplifted areas (ANP/LEBAC, 2003). The importance of understanding the different processes related to the rifting phase relies on comprehending its influence during the deposition of the overlying sedimentary layers.

The rift super-sequence is composed of continental siliciclastic, talc-stevensite ooids with interbedded lacustrine coquinas and organic-rich shales of the Piçarras and Itapema formations, consisting of essentially continental sediments (Szatmari and Milani, 2016). As opposed to what was proposed by Moreira et al. (2007), Wright &

Barnett (2015) state that the lower part of the Barra Velha Formation belongs to the rift phase. During the rift phase, the sediments from the bottom of the Barra Velha Formation were deposited. These deposits show a prominent wedge geometry, which may represent differences in the fault movement rate that consequently created space for accommodation (Buckley et al., 2015). Thus, they state that this may represent an increase in the sedimentation rate at the base of the Barra Velha Formation when compared to the Piçarras and Itapema formations.

The post-rift sequence, also known as the sag phase, is represented by the Upper Barra Velha Formation, which is characterized by shales, spherulite, laminated deposits and reworked facies (Gomes et al., 2020) precipitated in non-marine carbonate successions (Wright & Barnett 2015). The absence of unambiguous palaeoecologically significant fossils, together with the presence of the mineral stevensite rather than marine-derived evaporates (sulphates and chlorides), indicates an alkaline lacustrine setting with a volcanic source area (Wright & Barnett 2015).

In short, the pre-salt reservoir rocks are mainly in the Itapema and Barra Velha formations.

The Itapema Formation is represented by grainstones to bivalves (coquinas), wackestones and bioclastic packstones, carbonate shales, and dark shales rich in organic matter, which sometimes also work as source rocks. The Barra Velha Formation is composed of carbonates deposited in a lacustrine environment with a multiplicity of facies from boundstones and grainstones to mudstones. The Itapema Formation is limited at the bottom by the Jiquiá/Buracica unconformity (126.4 M.y.) and at the top by the Pré-Alagoas unconformity, while the Barra Velha Formation is limited at the bottom by the Pré-Alagoas unconformity and at the top by the Base of Salt (Moreira et al. 2007).

METHODOLOGY

The seismic data provide information about the regional context, depositional systems, tectonic history and allow inferring geological features and heterogeneities, favoring better understanding of sedimentary basins. The interpretation of seismic reflection terminations (onlap, downlap, toplap and erosive truncations) is the main criteria for the recognition of stratigraphic units. They are essential to better understand the resulting processes, allowing foreseeing the current geological behavior (Mitchum et al., 1977). We performed the identification of seismic parameters to recognize information about the depositional environment, source of sediments and the geological context, in which the seismic facies were deposited.

In carbonate rocks, due to the high heterogeneity of these rocks, the integration of well and seismic data is essential for the reservoir characterization. The steps used to develop this work are summarized in Figure 2. The seismic data used consist of a PSDM volume (prestacked depth migration), on which we apply a structural smoothing filter to remove part of migration smile noises. The parameterization was a median filter, with a vertical window (5mx5m) not to lose the vertical

resolution and a lateral window of (7.5m x 7.5) (x,y). Then, we interpreted four important unconformities in the pre-salt zone: (i) Economic basement; (ii) Jiquiá-Buracica unconformity (Piçarras and Itapema Formations); (iii) Pré-Alagoas unconformity (top of coquina deposits and the boundary between Itapema and Lower Barra Velha Formations); (iv) Intra-Alagoas unconformity, which separates the Lower Barra Velha from Upper Barra Velha; and (v) the Base of the Salt. Data from 15 wells (Fig. 3) helped in the seismic interpretation based on the identification of the boundaries between the lithostratigraphic units. We selected well 9-BUZ-4-RJS through section BB' to represent the identification of the main unconformities (and formation boundaries) and for analysis of depositional environment (Fig. 3). Previous works were also fundamental for a better understanding of the sedimentary-tectonic history of the study area (Castro, 2019; Ferreira et al., 2021a, 2021b).

The seismic attribute TecVA (Bulhões and Amorim, 2005) was applied to highlight reflection events, which is calculated from the absolute amplitude or RMS (Fig. 4). After calculating the absolute value of the trace (RMS amplitude) and its estimation of the seismic trace envelope, the debias filter is applied, and finally a phase rotation at -90° (Hilbert transform).

RESULTS AND DISCUSSION

The pre-salt succession of the Santos Basin was described in this work based mainly on the (i) identification of seismic reflection terminations and the (ii) interpretation of regional unconformities and faults (Figs. 5, 6, 7 and 8). We recognize in Figure 5 the erosional truncations as reflectors that end on the base of the salt, as a result of possible erosion, especially in the region at the east of the F1 fault, which caused a strong tilt in the strata. We also visualized the amount of onlap markings, present mainly in the region of a build-up, to the East (Fig. 6). It is noted that the

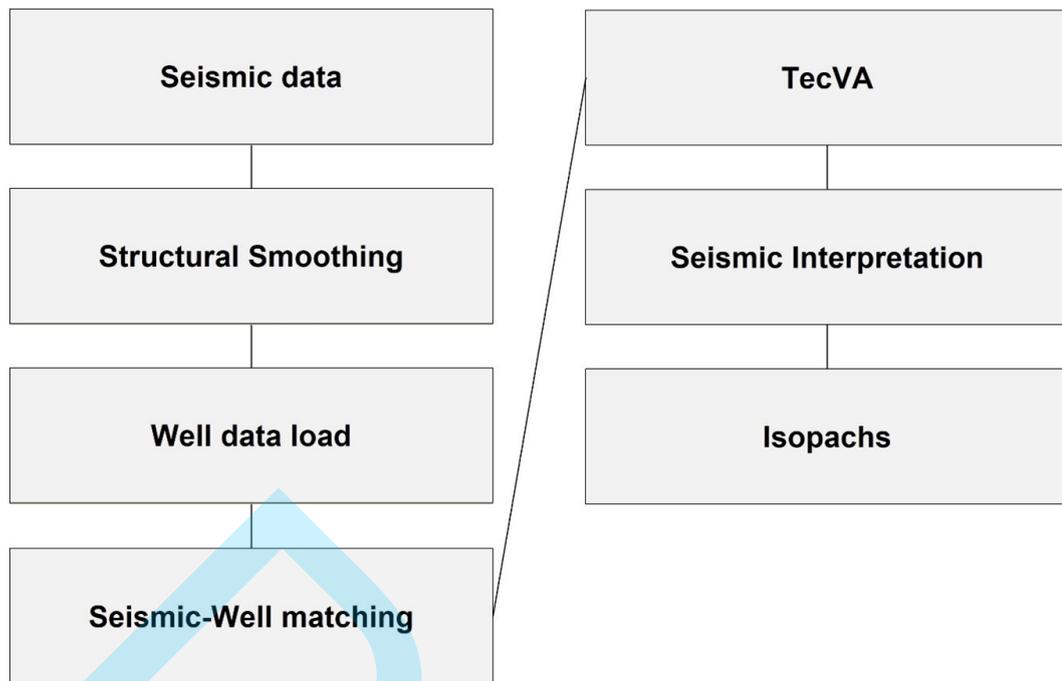


Figure 2 - Location map of the Buzios Field.

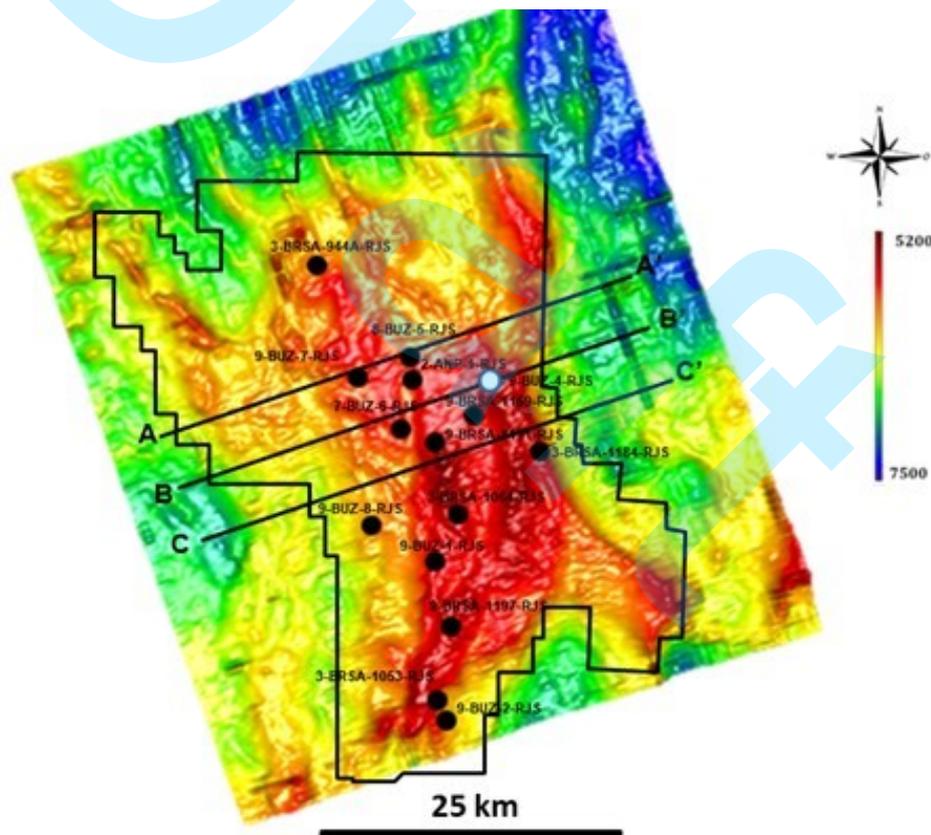


Figure 3 - Location map of the Buzios Field.

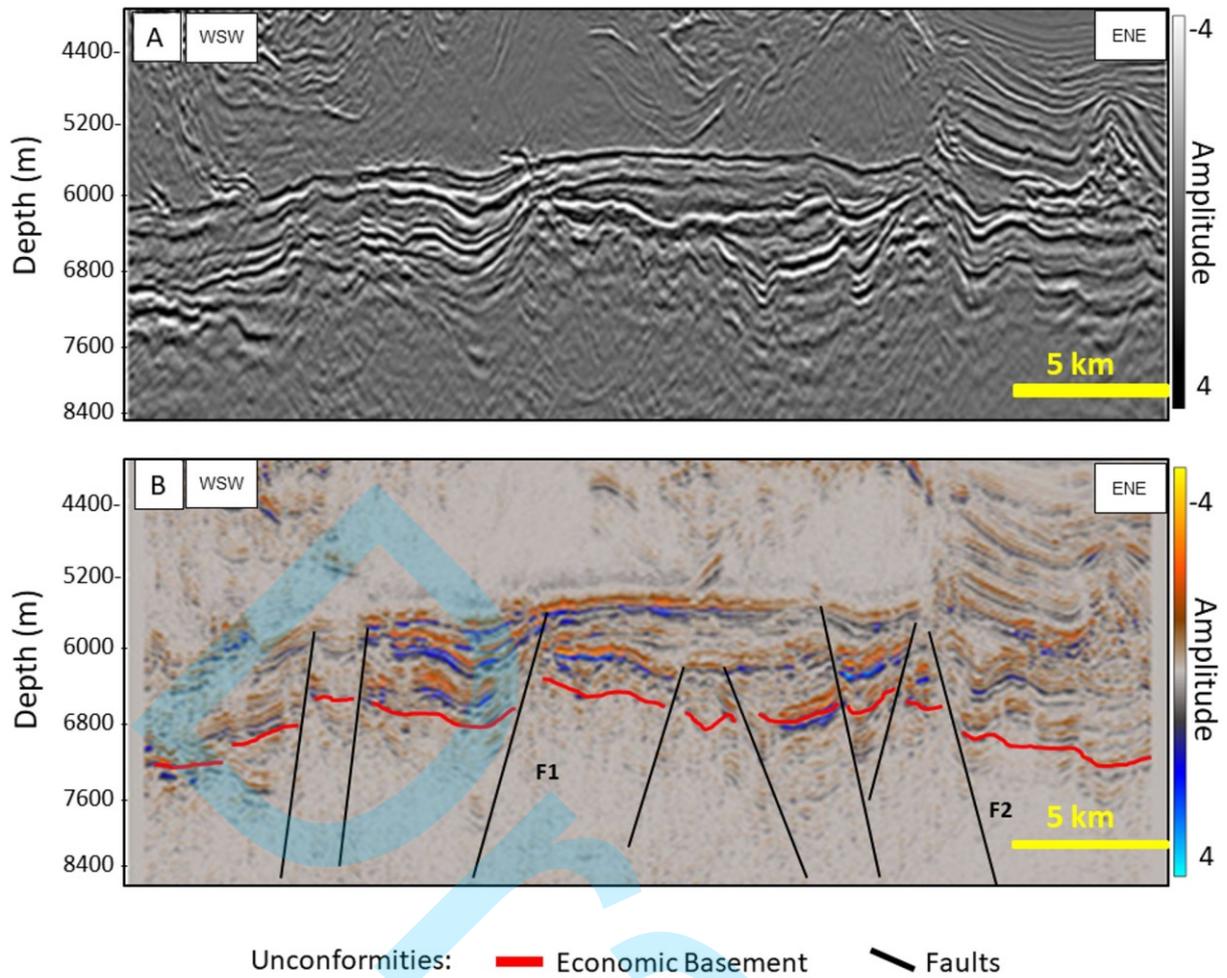


Figure 4 - Section AA'. Original Seismic (A) and TecVA attribute (B) with Economic basement (red) and main faults (black) highlighted.

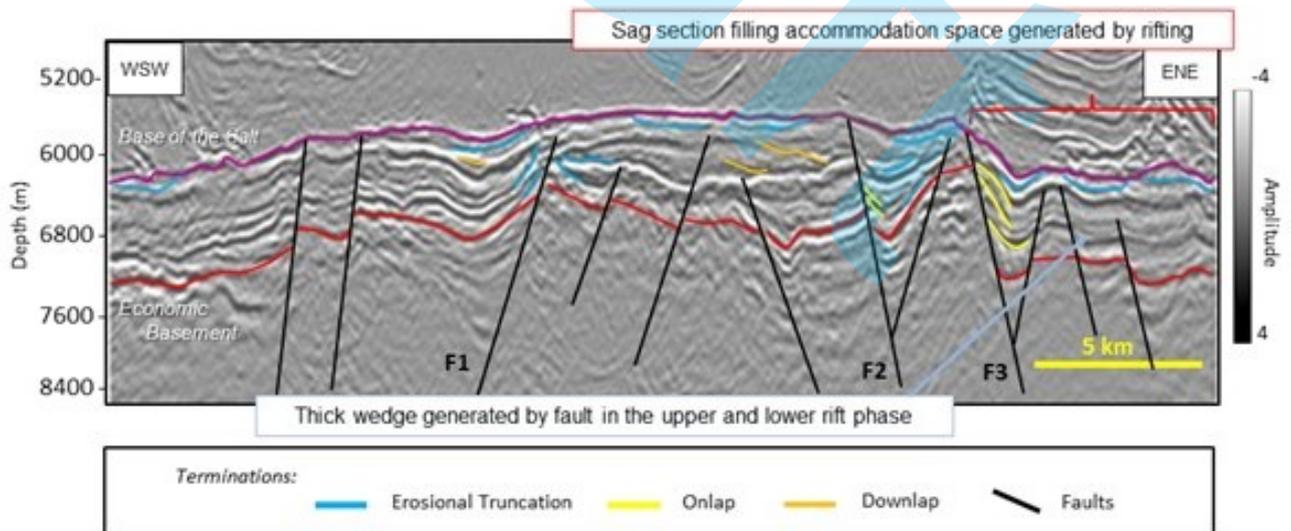


Figure 5 - Section AA'. Schematic stratigraphic sequences and angular relationships defining the boundaries of the stratigraphic units.

horizontal strata ends against an inclined surface, being in this case a possible build-up (Figs. 5 and 6). This onlap configuration is very present in places with faults (F2-F3 in Fig. 6) that were generated during the rifting process, which has influence on the formation of accommodation space and generation of wedges in the synrift interval (Fig. 5). It is worth mentioning the possibility of apparent onlaps, terminations that previously presented downlap characteristics, but which underwent a change in geometry due to tectonic activity in half-graben systems, causing a new disposition of the lateral layers as a consequence (Hart, 2000).

The Economic Basement was interpreted as a high amplitude reflector due to the high impedance contrast of the basalts with the siliciclastic deposits of the Piçarras Formation. The TecVA attribute helped during the interpretation of this surface (unconformity). This attribute allowed improving the characterization of the seismic facies below the basement, which is characterized as chaotic of low amplitude. In addition, TecVa also highlighted the faults of the pre-salt section (Fig. 4B). The typical pattern of the basement is the absence of internal reflections or the presence of chaotic reflections. The pre-salt interval in the Buzios Field has horst-graben systems, characteristic of extensional basins (Figs. 5, 6, 7 and 8). The faults are very consistent along the entire rift pre-salt rift succession. These two aspects have influence on geological sedimentation, and the faults might act as fluid conductors (Moreira et al., 2007; Szatmari & Milani, 2016) throughout the studied sections. In these seismic sections, the fault's orientation is N-S and can reach up to 2 km of displacement. In the syn-rift segment (below Intra-Alagoas unconformity), we observed medium to low amplitude reflectors, with subparallel and wavy configurations of medium continuity and low frequency, representing deposits of clastic sediments of the Piçarras Formation.

The next unconformity interpreted was Jiquiá-Buracica that delimits the lower Itapema Formation. The probable coquinas were

interpreted as lacustrine deposits located at structural highs, deposited under shallow and high-energy conditions (Figs. 6 and 7) (Chinelatto et al., 2020). The Itapema Formation presented progradational to chaotic seismic facies during the seismic interpretation. Debris flows were also identified according to seismic reflection terminations added to the amplitude information, a possible result of the fragmented configuration due to the rifting process.

In the Pre-Alagoas unconformity interpretation, we observed higher amplitudes within plane-parallel seismic facies. The Barra Velha Formation is also subdivided into upper and lower Barra Velha, where the lower one is affected by a characteristic rifting tectonic regime and is described by reworked facies, with rudstones and grainstones being the prevailing facies (Arienti et al., 2018). The upper one, beneath the salt, shows a predominance of flat arrangement in situ facies, portraying a sag phase (tectonic quiescence) (Wright & Barnett, 2015; Neves et al., 2019; Silva, 2021). Because of this aspect, the layers are conformable.

We recognized the transition between lake bottom patterns of the upper rift phase passing upward to aggradational / progradational carbonate platform during the sag phase, indicating distal facies at the base of the sequence, which can be attributed to the fault development in the region during the Barra Velha Formation deposition. This fact helps to corroborate that the tectonic quiescence expected for the sag phase is not that much of a truth indicating that the upper section of the Barra Velha could be subdivided into upper rift and sag phases, which was proposed by Wright & Barnett (2015), Neves et al. (2019), and Silva (2021).

It is visualized in Figure 6 that the coquina bank is limited by two normal faults, F1 and F2, sectioning the coquina bank in the central part of a structural high. Figure 7 displays a structural high controlled by faults F1 and F3 and represents a preferential zone of coquinas formation, observed in well 9-BUZ-4-RJS. As can be seen between faults F2 and F3 (Fig. 6),

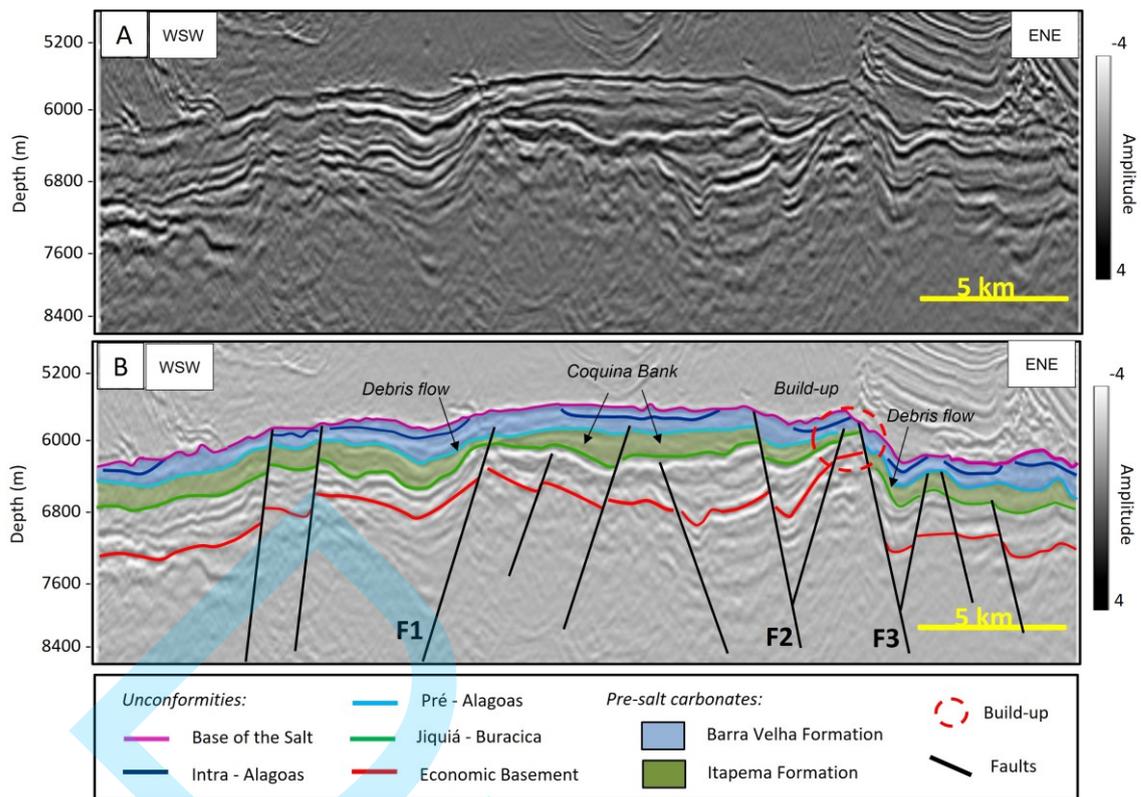


Figure 6 - Seismic section AA' with unconformities and faults interpretation. F1, F2, F3 represent important faults. F1-F2 develop the compartmentalization of the inferred coquina bank. F1 and F3 show its extension to the base of the salt. It is also possible to recognize a build-up in the East (dashed red circle) and a Horst-Graben configuration.

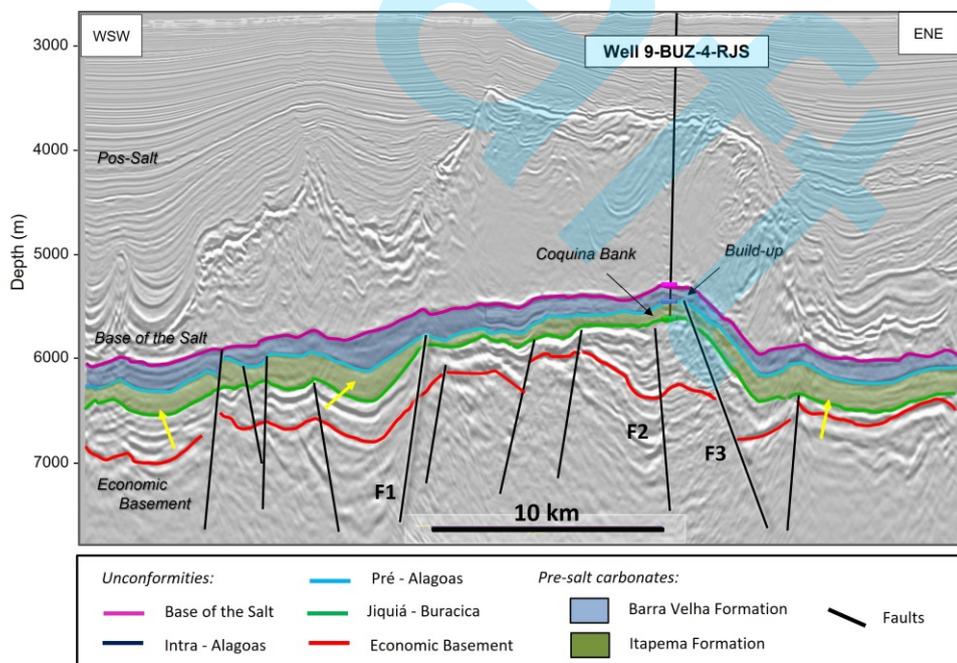


Figure 7 - Seismic section BB' with unconformity and fault interpretation. The black vertical line shows well 9-BUZ-4-RJS, which provided information during the interpretation of the main unconformities. The yellow arrows indicate a thickness increase of the Itapema interval due to the tectonics.

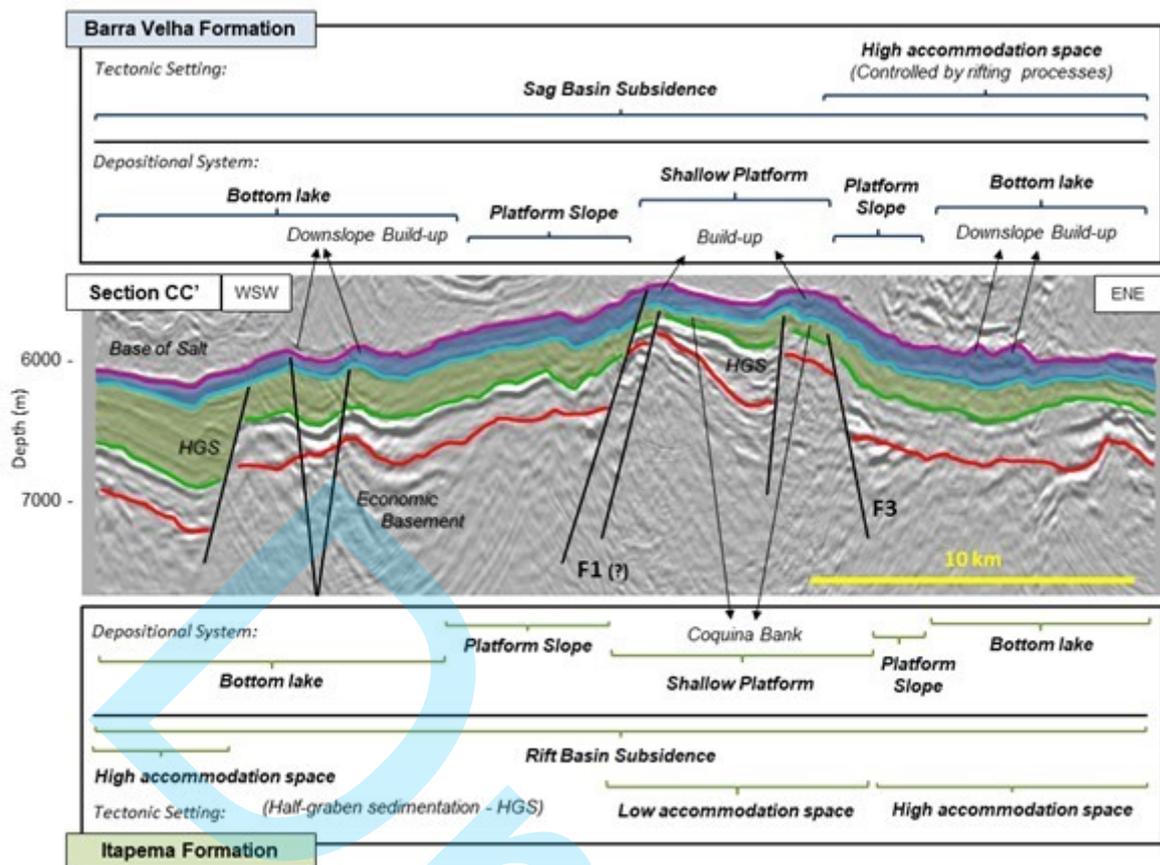


Figure 8 - Architectural analysis of the seismic section CC', highlighting the depositional system distribution and tectonic settings of the Barra Velha and Itapema formations.

the thickness of the Barra Velha Formation was increased. We point out this effect as an accommodation space creation. The Sag phase is assigned as a period of tectonic quiescence. However, we can notice faults that reach the Base of the Salt (Figs. 6 and 7), leading to the discussion about the presence of some tectonic activity in this period.

Architectural differences between Barra Velha and Itapema formations, especially related to the thickness and strata geometry, can be observed in the Buzios Field (Fig. 8). The Itapema Formation exhibits fragmented asymmetric sections bounded by faults, internally presenting apparent onlap reflectors. All studied sections present this geometry and can be interpreted as half-graben structures formed during the rift phase (Figs. 6, 7, and 8). It is noted that the rifting configuration as horsts and grabens is mandatory for space creation in the structural lows and displays a huge space for sedimentation. In the central region of section CC' there is a structural high that controls the

nearest sedimentation and allows the creation of a carbonate platform in a shallow zone. F3 marks another break caused by tectonics, which changes the sedimentation of the Itapema Formation to a bottom lake sedimentation.

Comparatively, Barra Velha Formation also displays facies controlled by tectonics, with F1 reaching the base of the salt. The sedimentation shows pathways modified due to tectonics, but the layers are more continuous than the ones in Itapema Formation. The space creation was more homogeneous than the one described in the Itapema succession. The Barra Velha platform was bounded by main faults and the development of build-ups (Fig. 8). The platform slope exhibits low inclination angles and the bottom lake areas are quite widespread. The shallow platform allowed a greater deposition of carbonate sediments. It is important to highlight that fault F1 reaches the base of the salt, which leads us to a discussion about the possibility of tectonics during the sag phase at upper Barra Velha.

We identified the following seismic patterns during interpretation:

1. Carbonate build-ups probably controlled by hydrothermal activity at the edge of faults;
2. Carbonate platform sedimentation controlled by topography and bathymetry, presenting aggradational or progradational character;
3. Extensive carbonate platforms with plane-parallel architecture present in the structural highs;
4. Debris flow (to the right of F3, Fig. 6), correlated to the tectonics.

The carbonate mounds are often recognized presenting an internal low-amplitude reflector behavior, with great possibility to be an excellent reservoir (Jesus et al. 2019; Ferreira et al., 2019, 2021a). The build-ups display aggradational geometries that are overlapped and overlain by evaporates (Figs. 5 and 6). Above the Barra Velha Formation, during the Neoptian, the evaporites of the Ariri Formation were deposited. The base of the salt has a high amplitude characteristic and acts as the hydrocarbon seal at the region.

An isopach map provides information on a geological horizon and, when combined with other geological information, it can help the geologist interpret the tectonic activity and the history of this layer and its time segment. The isopach map focuses on a special horizon and allows thickness analysis. Based on the isopach maps (Fig. 9), we analyzed the thickness of each reservoir interval, Itapema and Barra Velha strata, to better understand their deposition phases over time, which is characterized as an important step for future modeling.

To the Southeast, we see a thickness increase of the Barra Velha Formation (Fig. 9A), with probable mounds. At this location, the creation of accommodation space was very high. Figure 9B displays a thickness increase at the central part of Itapema Formation, at the same place where we observed a probable coquina bank restricted to the structural highs

between the main faults. This configuration shows that the basic architecture and distribution of the shallow platforms and bottom lake areas remained similar (with some differences) during the deposition of these two lithostratigraphic units. However, the zones of high and low accommodation space vary with the tectonic context (Fig. 8): (i) heterogeneous in the Itapema Formation, due to development of half-graben structures; and (ii) very homogeneous in the Barra Velha Formation due to the dominance of sag basin dynamics (high accommodation regions controlled by rifting processes can be identified related to the lower Barra Velha sedimentation). Szatmari and Milani (2016) also point out that there is an increase in the occurrence of oil reserves at the south of the Santos Basin. According to the authors, there is an increase of thickness to the South with the widening and deepening of the rift. This pattern was also observed for the study area.

CONCLUSIONS

Evidence of faults affecting the upper rift and sag sections in the location of the studied seismic sections indicates that the tectonic activity is at least locally controlling the sag phase sedimentation in some segments of the Buzios Field. We identified seismic patterns as carbonate build-ups, probably controlled by hydrothermal activity at the edge of faults, and carbonate platform sedimentation, controlled by topography and bathymetry, presenting aggradational or progradational character with plane-parallel architecture in the structural highs. Debris flows are correlated to the tectonics and there are platform slopes close to the main faults, indicating the horst-graben system. The coquinas found towards the top of the Itapema Formation are associated with structural highs, influenced by faults acting as depositional controllers. The thickness of the Barra Velha Formation increases along the section due to the geological behavior and tectonic activity. The thickness and geological structure of the Itapema Formation are more affected by the

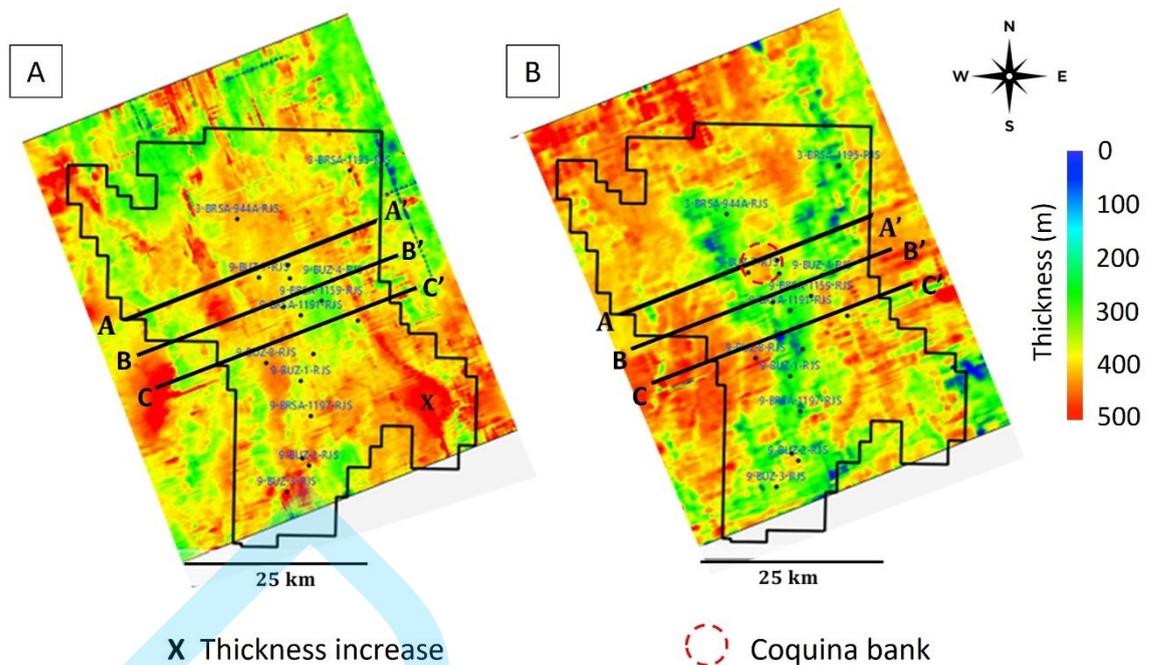


Figure 9 - Isopachs showing the thickness variation of Barra Velha (A) and Itapema (B) formations. AA', BB', and CC' are the seismic sections and the X point in the Barra Velha isopach map (A) displays a thickness increase, with a possibility of carbonate mounds. The red circle in (B) displays the interpreted coquina bank in the Itapema Formation.

faults than they are in Barra Velha Formation, which displays more plan-parallel facies. We observe an improvement of thickness of both formations from the North to the South, as can be seen at the isopach maps, and comparing sections AA' and CC'. It might indicate more favorable environmental conditions for the development of carbonate facies due to development of shallow zones.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank the anonymous revisors for dedicating time to improve this manuscript with constructive comments. The authors would like to thank the Brazilian Petroleum Agency for providing the seismic and well data used in this research and Emerson-Paradigm for providing academic environment software access for the development of this study. The authors are grateful to the Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP/CNPq), Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro (FAPERJ), and the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) for the support to this research.

REFERENCES

- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2021. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Desenvolvimento e Produção, jan. 2021, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.
- ANP/LEBAC. 2013. Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos – Tomo I. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Laboratório de Estudos de Bacias. Internal Report, 170 pp, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.
- ARIENTI LM, SOUZA RS, VIANA S, CUGLIERI MA, SILVA RP, TONIETTO S; PAULA L, GIL JA. 2018. Facies Association, Depositional Systems, and Paleophysiographic Models of the Barra Velha Formation, Pre-Salt Sequence – Santos Basin, Brazil. In: AAPG Annual Convention & Exhibition 2018, Salt Lake City, Utah.
- BUCKLEY JD, BOSENCE DW & ELDERS CF. 2015. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 418: 1–17. DOI: 10.1144/SP418.13

- BULHÕES EM & AMORIM WN. 2005. Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (TecVA). In: 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF. Salvador, BA, Brazil, p. 11–14. DOI: 10.1190/sbgf2005-275
- CASTRO TM. 2019. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Buzios, Bacia de Santos. Master Dissertation (Postgraduate Program in Dynamics of Oceans and Earth) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brazil, 182 pp.
- CHINELATTO GF, BELILA AMP, BASSO M, SOUZA JPP, VIDAL AC. 2020. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 116: 104317. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104317
- FERREIRA DJA, LUPINACCI WM, NEVES IA, ZAMBRINI JPR, FERRARI AL & GAMBOA LAP. 2019. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, 103(4): 997–1012. DOI: 10.1306/10261818055
- FERREIRA DJA, DIAS RM & LUPINACCI WM. 2021a. Seismic Pattern Classification Integrated with Permeability-Porosity Evaluation for Reservoir Characterization of Presalt Carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal Petroleum Science and Engineering*, 201: 108441. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108441
- FERREIRA DJA, DUTRA HPL, CASTRO TM, LUPINACCI WM. 2021b. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. *Marine and Petroleum Geology*, 124: 104828. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104828
- GOMES JP, BUNEVICH RB, TEDESCHI LR, TUCKER ME & WHITAKER FF. 2020. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Presalt. *Marine and Petroleum Geology*, 113: 104176. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.104176
- HART BS. 2000. 3-D Seismic Interpretation: A Primer for Geologists. SEPM (Society for Sedimentary Geology) Short Course 48: 123. DOI: 10.2110/scn.00.01
- HEILBRON M, VALERIANO CM, TASSINARI CCG, ALMEIDA J, TUPINAMBÁ M, SIGA O & TROUW R. 2008. Correlation of Neoproterozoic terranes between the Ribeira Belt, SE Brazil and its African counterpart: comparative tectonic. *Geological Society, London, Special Publications*, 294(1): 211–237. DOI: 10.1144/SP294.12
- JESUS C, OLHO AZUL M, LUPINACCI WM, MACHADO L. 2019. Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. *Interpretation*, 7(2): T467–T476. DOI: 10.1190/INT-2018-0004.1
- MITCHUM JRRM, VAIL PR & SANGREE JB. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: Payton C. E. (Ed). *AAPG Memoir 26 - Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 117–133. DOI: 10.1306/M26490C8
- MOHRIAK W, NEMCOK M & ENCISO G. 2008. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*: 294: 365–398. DOI: 10.1144/SP294.19
- MOREIRA JLP, MADEIRA CV, GIL, JA & MACHADO MAP. 2007. Bacia de Santos: *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2): 531–550.
- MUNIZ, MC, BOSENCE, DWJ. 2015. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (Offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418: 221–242. DOI: 10.1144/SP418.10
- NEVES IA, LUPINACCI WM, FERREIRA DJA, ZAMBRINI JPR, OLIVEIRA LOA, OLHO AZUL M, FERRARI AL & GAMBOA LAP. 2019. Presalt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, 7(4): SH33. DOI: 10.1190/int-2018-0237.1

- PORTA GD. 2015 Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. In: BOSENCE DWJ, GIBBONS KA, LE HERON DP, MORGAN WA, PRITCHARD T, VINING BA (Eds.). *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*. Geological Society, London, Special Publication, 418. 17–68.
- SILVA RC. 2021. Construção de um modelo tectono-estratigráfico com foco no reservatório carbonático do pré-sal do Prospecto Gato do Mato, Bacia de Santos. Master Dissertation (Postgraduate Program in Dynamics of Oceans and Earth) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brazil. 112 pp.
- STRUGALE M, SCHMITT RS & CARTWRIGHT J. 2021. Basement geology and its controls on the nucleation and growth of rift faults in the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Basin Research* 33: 1906–1933. DOI: 10.1111/bre.12540
- SZATMARI P, & MILANI EJ. 2016. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift: *Marine and Petroleum Geology*, 77: 567–596. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.06.004
- WRIGHT VP & BARNETT AJ. 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418: 209–219. DOI: 10.1144/SP418.3

P.H.C.M. Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Formal analysis, Writing – original draft, Writing – revising & editing, Visualization. **D.R.B.** Software, Validation, Investigation, Writing – revising & editing, Visualization. **F.R.A.J.** Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Investigation, Writing – original draft, Writing – revising & editing, Visualization, Supervision. **I.A.N.** Methodology, Validation, Investigation. **W.M.L.** Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Investigation, Writing – original draft, Writing – revising & editing, Visualization, Supervision.

Received on December 8, 2021 / Accepted on April 7, 2022