

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

RAISA CARVALHO SILVA

**CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO-
ESTRATIGRÁFICO COM FOCO NO RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO DO PRÉ-SAL DO PROSPECTO DE GATO
DO MATO, BACIA DE SANTOS**

NITERÓI

2021

RAISA CARVALHO SILVA

CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO-
ESTRATIGRÁFICO COM FOCO NO RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO DO PRÉ-SAL DO PROSPECTO DE GATO DO
MATO, BACIA DE SANTOS

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. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ

2021

CONSTRUÇÃO DE UM MODELO TECTONO-
ESTRATIGRÁFICA COM FOCO NO RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO DO PRÉ-SAL DO PROSPECTO DE GATO DO
MATO, BACIA DE SANTOS

RAISA CARVALHO SILVA

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 23 de agosto de 2021.

Comissão Examinadora:

Dr. Alexandre Rodrigo Maul (Petrobras)

Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)

Dr. Francisco Romerio Abrantes Junior (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

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

S586c Silva, Raisal Carvalho
Construção de um modelo tectono-estratigráfico com foco no reservatório carbonático do pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos / Raisal Carvalho Silva ; Wagner Moreira Lupinacci, orientador. Niterói, 2021.
111 f. : il.

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

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2021.m.11825849773>

1. Reservatórios Carbonáticos. 2. Bacia de Santos. 3. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Agradecimentos

A longo dessa trajetória, de muito estudo, esforço e empenho, gostaria de agradecer em particular a algumas pessoas que foram fundamentais para a realização de mais esse sonho. Sendo assim, através de palavras sinceras, expresso a importância que elas tiveram nessa conquista. OBRIGADA.

Agradeço acima de tudo a Deus pelas oportunidades que me tem concedido em todos os campos da minha vida, pois sei que foi através Dele que cheguei neste momento que é o ápice do resultado de todo o esforço dedicado até aqui. Agradeço também pelos momentos de adversidades que Ele me deixou passar pois serviram para o meu fortalecimento e aprendizado.

Aos meus pais, Angélica e Firmino, e aos meus irmãos, Roger e Rian, pelo apoio e amor infinito. Que apesar da distância física que nos separa, sempre me apoiaram e encorajaram a seguir meus sonhos e trilhar meu caminho. Obrigada por desejarem sempre o melhor para mim.

Ao meu marido Rafael, pelo amor incondicional, apoio, paciência, dedicação e companheirismo, não só nessa etapa mais ao longo de todos esses anos. Obrigada por embarcar nas minhas loucuras pessoais e profissionais e por me fazer sempre acreditar que eu posso mais do que imagino.

Ao orientador Wagner Lupinacci pela dedicação, parceria, paciência e conhecimento. Sem a sua orientação e companheirismo não teria sido possível finalizar esse trabalho, o nosso trabalho. Obrigada pela confiança e por me atender com paciência todas as vezes que bati em sua porta (ou melhor que te chamei no *WhatsApp*). Muito obrigada por tudo!

Aos queridos amigos Guillermo Rincón, Maria González e Mathieu Morris, obrigada pela amizade incondicional, pelo suporte emocional e pelo apoio e carinho a mim dedicados nesse período. Meu eterno agradecimento por sempre estarem disposto a compartilhar os seus conhecimentos, além do incansável suporte técnico e das discussões que me ajudaram a desenvolver esse trabalho, estando sempre ao meu lado, prontos para me ajudar sempre que necessário. Sem a ajuda de cada um de vocês isso não seria possível.

Ao gestor e amigo Gerardo González por me apoiar, incentivar e permitir que eu conseguisse concluir esse sonho.

A ANP por fornecer os dados utilizados neste mestrado e a EMERSON/PARADIGM por disponibilizar os *softwares* EPOS, SEISEARTH, SKUA-GOCAD e GEOLOG e as licenças necessárias para a realização deste estudo.

Aos membros da banca Francisco, Freire e Maul por aceitarem fazer parte da defesa e contribuir com esta dissertação.

À Universidade Federal Fluminense, instituição onde pude cursar meu mestrado.

Resumo

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* e a principal produtora de hidrocarbonetos do Brasil, com uma área total de mais de 350,000 quilômetros e está localizada na plataforma continental brasileira. Dada a importância de melhor entender e analisar seus reservatórios carbonáticos, foi proposto a criação de um modelo geológico tectono-estratigráfico para o Prospecto de Gato do Mato. Este prospecto está localizado no Alto Externo, região que se encontra os principais reservatórios carbonáticos do pré-sal na Bacia de Santos. Este modelo 3D criado tem como foco o reservatório do pré-sal, o entendimento das principais estruturas encontradas nessa área e suas relações que condicionaram a deposição das rochas carbonáticas. Para analisar as configurações geológicas e desenvolver o modelo tectono-estratigráfico, foram realizados os seguintes passos: (I) criação do projeto, carregamento dos dados e controle de qualidade; (II) geração e análise de atributos sísmicos, que permitiu identificar e caracterizar as terminações sísmicas, e as fácies sísmicas (*debris*, *build up*, plataforma carbonática e fundo de lago), bem como auxiliou na análise tectono-estratigráfica; (III) análise poço-sísmica e correlação de poços, que permitiu compreender que os poços 1-SHELL-23 e 3-SHELL-27-RJS que estão localizados sobre a fácies *build-up* e apresentavam maiores valores de porosidade e permeabilidade do que o poço 1-SHELL-26-RJS, localizado sobre a fácies plataforma carbonática; (IV) interpretação sísmica de horizontes e falhas, que foram utilizados como dados de entrada para a modelagem das superfícies e dos planos de falhas; (V) construção de mapas de isópacas, ilustrando que os poços localizados sobre a fácies *build-ups* apresentavam maior espessura na Formação Barra Velha; e (VI) construção do modelo tectono-estratigráfico, que permitiu realizar a compartimentalização dos blocos, gerando um entendimento tridimensional do Prospecto de Gato do Mato. Este trabalho auxiliou na compreensão de como ocorreu a evolução deposicional e estrutural do pré-sal na área de estudo e forneceu um entendimento tridimensional da influência das falhas na geometria do reservatório. As falhas influenciaram a zona erodida observada na parte superior da Formação Barra Velha, uma vez que essa erosão ocorre principalmente nas bordas das falhas de grande rejeito. Por outro lado, quando são analisadas as localizações das fácies sísmicas do tipo *build-ups*, principal reservatório da área de estudo, observa-se que eles apresentam um *trend* preferencial NNW-SSE, seguindo as falhas de grandes rejeitos.

Palavras-chave: Modelagem tectono-estratigráfica, reservatórios carbonáticos, Formação Barra Velha, Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos.

Abstract

The Santos Basin is the largest Brazilian offshore basin and is currently the main hydrocarbon producer in the country, comprising an area of approximately 350,000 km². Given the importance of understanding and analyzing its carbonate reservoirs, I propose the creation of a tectono-stratigraphic model of the Wildcat Prospect, which is located in the outer high, main region of the presalt carbonate reservoirs in the Santos Basin. The 3D model is focused on the presalt reservoir and the understanding of the main tectonic structures in this area and their relationships that conditioned the carbonate rocks deposition. I perform the following steps to analyze geological configurations and build the tectono-stratigraphic model: (I) Project creation, data loading and quality control; (II) Generation and analysis of seismic attributes, allowing identify and characterize the seismic terminations, seismic facies (debris, build-up, carbonate platform and lake bottom) and assist in tectono-stratigraphic analysis; (III) Well correlation and analysis, helped to understand that the wells 1-SHELL-23 and 3-SHELL-27-RJS are located on build-up seismic facies and have better permoporosity than the well 1-SHELL-26-RJS, located on the carbonate platform facies; (IV) Seismic interpretation of horizons and faults, that were used as input for the modeling of surfaces; (V) Isopach maps, showed that the wells located on the build-ups facies presented greater thickness in the upper part of the Barra Velha Formation; and (VI) Construction of the structural-stratigraphic model, that allowed to perform the compartmentalization of the blocks generating a three-dimensional understanding of the Wildcat Prospect. This study helps to understand the depositional and structural evolution of the presalt and provides a three-dimensional understanding of the influence of faults on the reservoir geometry. Faults influenced the eroded zone observed in the upper portion of Barra Velha Formation, since this erosion occurs mainly at the edges of the large-throw faults. The build-up seismic facies, the main reservoirs in the study area, have a trend NNW-SSE following the large-throw faults.

Keywords: Tectono-stratigraphic modeling, carbonate reservoirs, Wildcat Prospect, Santos Basin.

Sumário

1.	Introdução.....	15
2.	Bacia de Santos.....	17
2.1.	Evolução tectono-estratigráfica.....	20
2.2.	Sistema Petrolífero.....	25
2.3.	Formação Barra Velha.....	26
2.4.	Fácies sísmicas.....	30
2.5.	Prospecto de Gato do Mato.....	37
3.	Atributo Sísmico e fácies Sísmicas.....	39
3.1.	Atributo sísmico.....	39
3.1.1.	<i>Dip steered enhancement</i>	39
3.1.2.	Atributo <i>Relief</i> (TecVA).....	41
3.1.3.	Atributo coerência.....	43
4.	Metodologia.....	44
4.1.	Criação do projeto, carregamento dos dados e controle de qualidade.....	48
4.2.	Geração e análise de atributos sísmicos.....	50
4.3.	Análise e correlação dos poços.....	56
4.4.	Interpretação sísmica do Prospecto de Gato do Mato.....	66
4.5.	Mapas de isópacas.....	69
4.6.	Construção do modelo tectono-estratigráfico.....	70
5.	Resultados e discussão.....	73
5.1.	Atributos sísmicos aplicados no Prospecto de Gato do Mato.....	73
5.2.	Análise e correlação dos poços.....	80
5.3.	Interpretação Sísmica.....	84
5.4.	Mapas de Isópacas.....	92

5.5. Modelo Tectono-Estratigráfico.....	94
6. Conclusões.....	97
7. Referências	99

Lista de Figuras

Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos e detalhe da localização do Prospecto de Gato do Mato (Modificado de Castro, 2019).....	17
Figura 2: Estratigrafia com fases de evolução tectônica e discordâncias do intervalo do pré-sal da Bacia de Santos. Depois de Moreira <i>et al.</i> (2007), Wright & Barnett (2015), Buckley <i>et al.</i> (2015) e Neves <i>et al.</i> (2019).....	19
Figura 3: Linha do tempo da retrospectiva da evolução tectônica e discordâncias do intervalo do pré-sal da Bacia de Santos a partir de Moreira <i>et al.</i>	19
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos até a idade Albiano com as principais discordâncias destacadas. Adaptado de Moreira <i>et al.</i> (2007) e Wright & Barnett (2015).....	20
Figura 5: Linha do tempo com a retrospectiva de alguns trabalhos que foram utilizados para definir o ambiente deposicional da Fm Barra Velha	28
Figura 6: Desenho esquemático representando os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado, onde o <i>Relief</i> sísmico teria ocorrido devido a falhas sin- e pós-deposicionais e; B) Buckley <i>et al.</i> (2015) de plataforma carbonática em ambiente lacustre...	29
Figura 7: Principais tipo de padrões de configurações internas de fácies sísmicas (Compilado de Mitchum <i>et al.</i> , 1977a).	31
Figura 8: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012).	33
Figura 9: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012).	33
Figura 10: Padrões sísmicos encontrados na Formação Barra Velha, Bacia de Santos (Modificado de Neves <i>et al.</i> , 2019).	34
Figura 11: Exemplo de uma plataforma carbonática formada dentro de um lago. Nesta imagem podemos visualizar em que lugar dessa plataforma podemos encontrar os padrões sísmicos descritos. (Fonte: https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/carbonate-platform).....	35

Figura 12: Imagem de <i>mounds</i> carbonáticos encontrados no <i>Pyramid Lake</i> em Nevada, nos EUA. (Fonte: https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/carbonate-platform).....	35
Figura 13: Mapa (base do sal) do contorno da estrutura do bloco do Prospecto de Gato do Mato e a localização do bloco do Prospecto Sul de Gato do Mato. Curva de nível (branco) destacando o valor de aproximadamente 5200 metros, representando o contato óleo-água.	37
Figura 14: Imagem ilustrando como obter <i>Dip</i> e <i>Azimuth</i> . Sendo \mathbf{n} = unidade vetor normal ao refletor; \mathbf{a} = unidade de vetor <i>Dip</i> ao longo do refletor; θ = magnitude do <i>Dip</i> ; φ = <i>dip Azimuth</i> ; ψ = <i>strike</i> ; θ_x = <i>dip</i> aparente no plano xz; e θ_y = <i>dip</i> aparente do plano yz. (modificado de Chopra, 2005).....	40
Figura 15: Demonstração sequencial da geração e aplicação do atributo TecVA em um traço, onde: X é igual ao traço sísmico, Xrms é o traço com média dos valores absolutos das RMSs e Xrms-90 é o traço com o atributo TecVA. (Modificado de Bulhões, 1999).	42
Figura 16: Imagem apresentando que o atributo <i>Relief</i> auxiliou na interpretação das falhas. (Modificado de Dominguez, 2021).	42
Figura 17: Janelas de análise espacial (ou multi-traço) usadas para calcular o atributo coerência onde, W é definido como a janela de análise vertical para o tempo T. (Adaptado de Jesus <i>et al.</i> , 2019).	44
Figura 18: Mapa ilustrando os dados que foram utilizados: Área do projeto, área do levantamento sísmico, área da sísmica utilizada, bloco do Prospecto de Gato do Mato, localização dos poços e as seções e linhas arbitrárias utilizadas para ilustrar os resultados.	46
Figura 19: Fluxo de trabalho aplicado para estudo do Prospecto de Gato do Mato.	47
Figura 20: Dados que foram fornecidos pela ANP carregados no projeto. Nessa imagem é possível observar que a sísmica apresenta boa qualidade e que o limite da área do Prospecto de Gato do Mato, em azul, engloba os poços, confirmando a localização geográfica das informações.	49
Figura 21: Seção sísmica arbitrária passando pelos três poços da área de estudo, ilustrando os marcadores do topo das formações Ariri (rosa), Barra Velha Superior (azul escuro) e Barra Velha Inferior (azul claro).	49

Figura 22: Seção sísmica <i>crossline</i> 1750 ilustrando antes (A) e após (B) a aplicação do <i>Dip Steered Enhancement</i> . Círculo vermelho destaca onde os “sorrisos”, causados pela migração sísmica, foram reduzidos.	51
Figura 23: Seção sísmica de amplitude ilustrando a <i>crossline</i> 1750 (A) com o atributo coerência (B) que foi escolhido neste trabalho.....	54
Figura 24: Seção sísmica de amplitude ilustrando a <i>crossline</i> 1750 (A) com o atributo <i>Relief</i> (TecVa) (B).	55
Figura 25: <i>Crossplot</i> entre porosidade efetiva e resistividade da formação, dos 3 poços, utilizado para determinar a resistividade de água da formação que foi aplicada na equação de Archie.	59
Figura 26: <i>Crossplot</i> entre dados de amostras laterais de porosidade e de permeabilidade e a regressão linear obtida para calcular a permeabilidade ao longo do poço 1-SHELL-26-RJS.	60
Figura 27: Perfis originais e estimados e os dados de amostras laterais de porosidade (pontos vermelhos) e de permeabilidade (pontos azuis).	61
Figura 28: Comparação do volume de argila encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.	63
Figura 29: Comparação da porosidade efetiva encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Formação Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.	64
Figura 30: Comparação da permeabilidade encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.	65

Figura 31: Sessão sísmica ilustrando os refletores e algumas falhas que foram interpretados na área de estudo.....	67
Figura 32: Fluxograma ilustrando as etapas utilizadas para a construção do modelo tectono-estratigráfico tridimensional.....	70
Figura 33: Dados de entrada para a construção do modelo tectono-estratigráfico.....	71
Figura 34: Coluna estratigráfica utilizada para a construção do modelo estrutural tridimensional.....	72
Figura 35: Sessão de amplitude sísmica ilustrando os truncamentos erosivos identificados (círculo pontilhado) e o <i>build-up</i> na borda da falha (seta azul).....	75
Figura 36: Padrões sísmicos identificados (pontilhado rosa) na Fm. Barra Velha e sua comparação entre os atributos gerados.....	76
Figura 37: Co-renderização dos atributos amplitude e coerência destacando as características as fácies <i>build-up</i> e fundo de lago não interpretadas (A) e interpretadas (B); (C) Zoom no <i>build-up</i> ilustrando sua estrutura interna fraturada e uma morfologia cônica; (D) Zoom na fácies fundo de lago ilustrando seus refletores internos com baixa amplitude e plano-paralelos.....	78
Figura 38: (A) Co-renderização do atributo <i>Relief</i> e amplitude sísmica destacando as discontinuidades dos refletores, principalmente do Embasamento Econômico. (B) Co-renderização da sessão sísmica interpretada dos atributos <i>Relief</i> e amplitude sísmica. (C) Sessão sísmica do atributo <i>Relief</i> , delimitado em vermelho a plataforma carbonática e a fácies <i>debris</i> . (D) Sessão sísmica interpretada do atributo <i>Relief</i> . (E) Fácies plataforma carbonática onde seus refletores internos plano paralelos são destacados pelo atributo. (F) Fácies <i>Debris</i> ilustrando como o atributo <i>Relief</i> destaca sua estrutura interna caótica, característico de fácies de retrabalhamento em borda de falhas.....	79
Figura 39: Correlação entre os 3 poços do reservatório da Formação Barra Velha do Prospecto de Gato do Mato.	81
Figura 40: Linha arbitrária passando pelos poços: seção sísmica não interpretada (A) e seção sísmica interpretada (B). Os poços 3-SHELL-27-RJS e o 1-SHELL-23-RJS foram perfurados na fácies sísmica <i>build-up</i> e o poço 1-SHELL-26-RJS foi perfurado sobre o padrão sísmico plataforma carbonática.	83

Figura 41: Linha arbitrária passando pelos poços. Acima observamos a sísmica de amplitude com os marcadores das formações. Abaixo a linha arbitrária com os horizontes e as principais falhas do pré-sal interpretados.	85
Figura 42: Falhas interpretadas no pré-sal ilustrando que o sentido preferencial é N-S.	86
Figura 43: Co-renderização entre os atributos amplitude sísmica e <i>Relief</i> utilizado para evidenciar as discontinuidades e auxiliar na interpretação das falhas: (A) seção não interpretada e (B) seção interpretada.	88
Figura 44: Horizontes interpretados para a construção do modelo tectono-estratigráfico. A discordância do Embasamento Econômico mostra o controle deposicional da seção do pré-sal.	89
Figura 45: Modelo da superfície Base do Sal indicando a localização da fácies sísmica carbonática <i>build-up</i> (linha branca tracejada) e uma linha arbitrária (preto) passando pelos poços (círculos pretos).	90
Figura 46: Mapas dos horizontes, as falhas e as curva de nível. É possível observar que as superfícies Pré-Alagoas, Intra-Alagoas e Base do Sal seguem a mesma morfologia do Embasamento Econômico e as falhas da seção do pré-sal no Prospecto de Gato do Mato têm direção NNO-SSE.	91
Figura 47: Mapas de isópacas ilustrando a variação das espessuras (A) formações Piçarras & Itapema; (B) Parte inferior da Fm. Barra Velha; (C) Parte superior da Fm. Barra Velha; e (D) Fm. Barra Velha. O intervalo na parte superior da Fm. Barra Velha nos poços 1-SHELL-23-RJS e 3-SHELL-27-RJS possuem espessuras maiores que 400 m.	93
Figura 48: Evolução tectono-estratigráfica do Prospecto de Gato do Mato. É possível observar a influência das falhas nas formações e o estilo tectônico de <i>horsts</i> e <i>grabéns</i> no intervalo do pré-sal. Nota-se que as zonas erodidas na parte superior da Formação Barra Velha são influenciadas pelas falhas.	94
Figura 49: Sessão gerada a partir do modelo estratigráfico-estrutural. Podemos notar a influência das falhas na fase rifte e que na parte direita possuem falhas de maior rejeito, evidenciando um aumento de seção das formações Piçarras e Itapema. Também é possível identificar a erosão sofrida (círculo tracejado), pela parte superior da Formação Barra Velha	

(fase *sag*). Vale destacar a presença do build-up, indicado pela seta, e da plataforma carbonática, marcada pelo retângulo tracejado.96

Figura 50: Modelo tectono-estrutural do Prospecto de Gato do Mato com foco no intervalo do pré-sal.96

Lista de Tabelas

Tabela 1: Volumes de coerência que foram gerados de acordo com a mudança dos parâmetros na abertura vertical, espacial e escala de coerência. _____ 53

Tabela 2: Percentis (P10, P50 (mediana) e P90) do volume de argila, porosidade e permeabilidade dos poços, na parte superior da Formação Barra Velha. _____ 84

1. Introdução

A construção de modelos geológicos 3D tem se tornado imprescindível no desenvolvimento da geociência. Essas modelagens envolvem a construção de modelos geométricos tridimensionais, o que permite aperfeiçoar a visualização dos dados e o conhecimento da área de estudo. Além disso, estes modelos permitem uma interpretação integrada de diferentes elementos geológicos e geofísicos como falhas, horizontes estratigráficos, topografia e análise de perfil de poços.

A indústria de óleo e gás tem usufruído bastante de técnicas de modelagem estrutural e estratigráfica, visto que a integração de várias informações, tanto geológicas quanto geofísicas, faz com que a visão tridimensional do reservatório possa minimizar os riscos, os custos e as incertezas inerentes as atividades exploratórias e de produção. Por isso, métodos que possam ajudar a quantificar os riscos de forma realista e confiável tornam-se altamente relevantes para as companhias.

A modelagem tridimensional de bacias sedimentares busca a construção de modelos geológicos elaborados que representem de forma completa a complexidade estrutural e estratigráfica da bacia (Antunes, 2003). Estes modelos são fundamentais para as tomadas de decisão na exploração de uma área (Polson & Curtis, 2010) e possuem diversas aplicações, tais como: a construção de modelos geológicos a partir de diferentes interpretações sísmicas (Bond *et al.*, 2007), otimização da escolha do modelo para minimizar o risco (Refsgaard *et al.*, 2006; Bond *et al.*, 2008); e construção de modelos geomecânicos para auxiliar na perfuração de poços (Xie *et al.*, 2018).

Alguns modelos 3D possuem como foco o intervalo do reservatório e são essenciais para a caracterização dos mesmos. Normalmente, o modelo estrutural do reservatório é limitado pelo topo e base do reservatório e as falhas presentes neste intervalo. Estes modelos 3D são utilizados para a modelagem de propriedades de porosidade, permeabilidade e fácies (Sacco *et al.*, 2007; Ferreira & Lupinacci, 2018; Peçanha *et al.*, 2019; Penna & Lupinacci, 2021) e modelagem de processos geológicos (Ferreira *et al.*, 2021a). Modelos de reservatório permitem compreender e determinar volumes e heterogeneidades de distribuição de propriedades e fácies. Esses modelos auxiliam a planejar de forma mais eficiente o desenvolvimento do campo e a locação de poços, diminuindo os custos e riscos inerentes à perfuração (Bankhead, 2002).

Dada a importância de entender e analisar o modelo estrutural e estratigráfico de forma tridimensional para se obter um conhecimento e entendimento mais abrangente, principalmente de zonas pouco exploradas, a abordagem adotada nesse trabalho se propõe a construir um modelo tectono-estratigráfico do Prospecto Gato do Mato, na Bacia de Santos. Este modelo 3D tem como foco o reservatório pré-sal e poderá ser utilizado em futuras modelagens de propriedades. Serão analisados e correlacionados os poços encontrados na área com o intuito de melhor entender se esses poços estariam localizados em zonas que apresentassem características permoporosas distintas dentro do reservatório. Além disso, foram discutidas as principais estruturas geológicas encontradas e suas relações que condicionaram a deposição das rochas carbonáticas do pré-sal.

2. Bacia de Santos

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* sendo responsável por mais de 60% da produção de hidrocarbonetos do Brasil em 2020 (ANP, 2021). Ela estende-se desde o litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, com uma área de aproximadamente 350.000 km² e cota batimétrica até 3.000m. A Bacia de Santos é limitada a norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio e, a sul, com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis (Moreira *et al.*, 2007) (Figura 1).

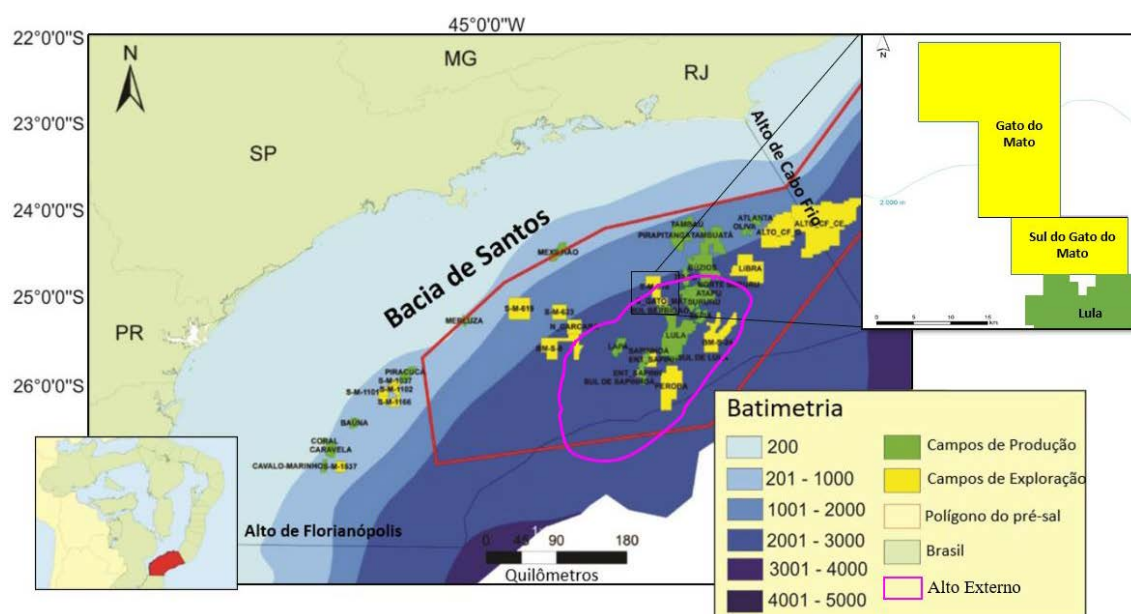


Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos e detalhe da localização do Prospecto de Gato do Mato (Modificado de Castro, 2019)

No decorrer da sua exploração, a Bacia de Santos se tornou conhecida por oferecer diferentes modelos de acumulação, que originaram campos e descobertas comerciais e subcomerciais em variados níveis estratigráficos. Nos dias de hoje, dentre os principais *plays* exploratórios da Bacia de Santos estão os carbonatos Barremiano e Aptiano das formações Itapema e Barra Velha, os carbonatos Albianos da Formação Guarujá, os arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) e os arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Membro Maresias) (Neto, 2019).

A origem e evolução dessa bacia está atrelado aos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana. Sua evolução tectono-estratigráfica é característica de margem passiva, indicados pelos registros geológicos causados por processos como distensão litosférica, estiramento crustal, rompimento de crosta continental, implantação

de crosta oceânica e subsidência termal (Petersohn, 2013). O arcabouço cronoestratigráfico da Bacia de Santos está definido por sequências deposicionais (Moreira *et al.*, 2007).

Apesar de Moreira *et al.* (2007) considerarem as formações em um contexto de margem passiva distribuídos nas fases rifte, pós-rifte e drifte, eles não detalham a questão da evolução tectônica. Sendo assim, com um trabalho baseado na carta estratigráfica proposta por Pereira & Feijó (1994), Chang *et al.* (2008) propõem uma divisão em três fases rifte (sin-rifte I, sin-rifte II e sin-rifte III ou *sag*) semelhante à análise apresentada por Karner & Driscoll (1999) para as bacias marginais do oeste africano.

Entretanto, pode-se correlacionar as fases mencionadas por Chang *et al.* (2008) com as sugeridas por Moreira *et al.* (2007), onde: as fases sin-rifte I e sin-rifte II equivalem à fase rifte e a fase sin-rifte III ou *sag* corresponde à fase pós-rifte. Logo, nota-se que o trabalho de Chang *et al.* (2008) possui melhor detalhamento sobre os parâmetros tectônicos relacionados a cada fase.

A partir de dados sísmicos, Carminatti *et al.* (2009), propõem uma divisão para a sequência do pré-sal em três subunidades limitadas por discordâncias: sequência sin-rifte inferior, sequência sin-rifte superior e sequência *sag*.

Em contrapartida ao que foi proposto por Moreira *et al.* (2007), Chang *et al.* (2008), Carminatti *et al.* (2009), Wright & Barnett (2015) consideram que a parte inferior da Fm. Barra Velha faz parte da fase rifte, sugerindo uma divisão baseada na discordância Intra-Alagoas. Buckley *et al.* (2015), afirmam que é possível identificar em seções sísmicas a evolução da fase rifte para uma fase de quiescência tectônica, destacando a presença de uma fase *sag*. Eles mencionam ainda que a maior parte das falhas extensionais finalizam na base da fase *sag*, podendo estar relacionada à discordância Intra-Alagoas, confirmando o que foi relatado por Wright & Barnett (2015). Outro fator relatado pelos autores é que foi possível reconhecer duas fases de rifteamento separadas pela discordância pré-Alagoas, uma inferior que atingiria as formações Piçarras e Itapema e uma superior que afetaria os carbonatos da Fm. Barra Velha. Sendo assim, a parte superior do rifte estaria relacionada aos carbonatos da Fm. Barra Velha que estão depositados até o limite com a discordância intra-Alagoas, onde começaria a fase *sag* (Figura 2). A Figura 3 ilustra uma linha de tempo com a retrospectiva da evolução

tectônica e discordâncias do intervalo do pré-sal da Bacia de Santos a partir de Moreira *et al.*, 2007 descrito anteriormente.

Tempo (Ma)	Período	Era	Discordâncias	Formações	Evolução Tectônica
110	Cretáceo	Albiano		Guarujá	Drifte
		Aptiano	Base do Sal	Ariri	SAG
Intra-Alagoas			Barra Velha Superior		
120		Barremiano	Pré-Alagoas	Barra Velha Inferior	Rifte Superior
	Hauteriviano		Embasamento Econômico	Itapema	Rifte Inferior
			Piçarras		
130				Camboriú	

Figura 2: Estratigrafia com fases de evolução tectônica e discordâncias do intervalo do pré-sal da Bacia de Santos. Depois de Moreira *et al.* (2007), Wright & Barnett (2015), Buckley *et al.* (2015) e Neves *et al.* (2019).

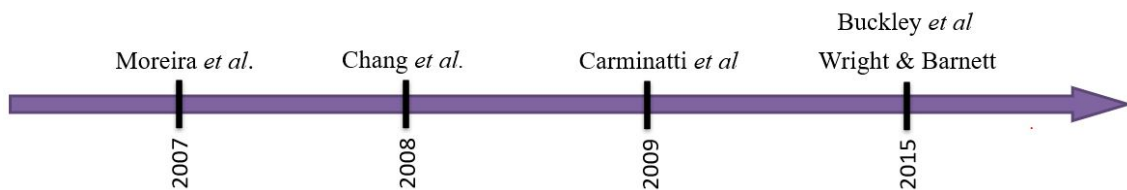


Figura 3: Linha do tempo da retrospectiva da evolução tectônica e discordâncias do intervalo do pré-sal da Bacia de Santos a partir de Moreira *et al.*

A Figura 4 apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Santos até a idade Albiano destacando as principais discordâncias e as fases da evolução tectônica da bacia. Podemos observar que a evolução tectônica está dividida em 4 fases: rifte inferior, que compreende as formações Camboriú, Piçarras e Itapema; rifte superior, que compreende a Formação (Fm.) Barra Velha até o limite com a discordância Intra-Alagoas; Sag, que compreende a parte superior da Fm. Barra Velha, entre a discordância Intra-Alagoas até a Base do Sal, e a Fm. Ariri (seção evaporítica); e drifte/margem passiva, que vai desde o topo da Fm. Ariri até o recente (Moreira *et al.*, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett, 2015; Castro, 2019; Ferreira *et al.*, 2021b).

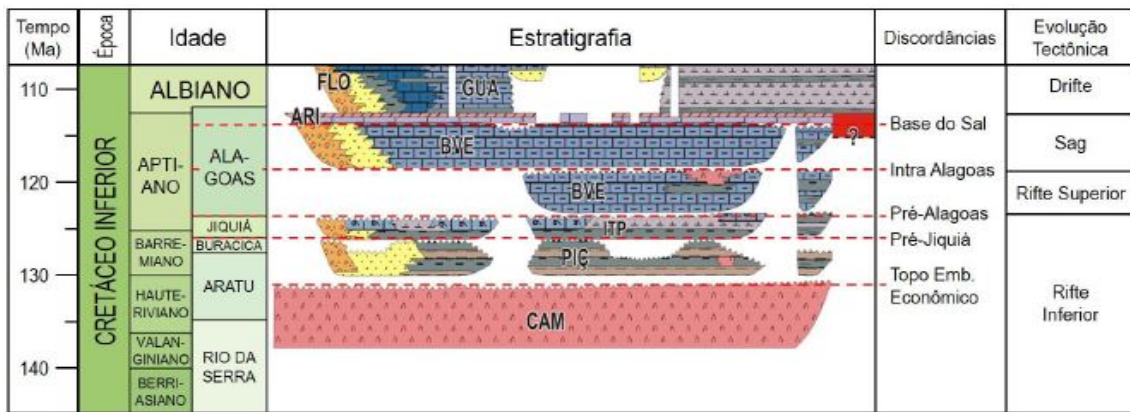


Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos até a idade Albiano com as principais discordâncias destacadas. Adaptado de Moreira *et al.* (2007) e Wright & Barnett (2015).

2.1. Evolução tectono-estratigráfica

A formação e evolução da Bacia de Santos foi originada pelas etapas de ruptura do paleocontinente Gondwana, que gerou o Oceano Atlântico Sul. A Figura 4 apresenta um esquema simplificado da estratigráfica com as fases de evolução tectônica e as discordâncias até o Albiano da Bacia de Santos adotados no presente trabalho e baseado em Pietzsch *et al.* (2018).

A quebra do supercontinente Gondwana, se deu sobre um embasamento complexo e heterogêneo constituído por blocos cratônicos de idade Paleoproterozoica–Arqueana e faixas orogênicas Neoproterozoicas (Heilbron *et al.*, 2008), além de apresentar um revestimento sedimentar paleozoico coberto por rochas vulcânicas eocretáceas (Rigoti, 2015). Segundo Moreira *et al.* (2007), o embasamento cristalino da Bacia de Santos, que aflora na região de São Paulo, e é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana do Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Rigoti (2015) salienta que a formação do Gondwana Ocidental aglutinou diferentes blocos crustais de idades e litologias distintas, gerando um mosaico de terrenos separados por descontinuidades regionais.

De acordo com Rigoti (2015), um enorme extravasamento de magma basáltico teria precedido os processos de rifteamento e formação das bacias marginais do Atlântico Sul, representando o que se denomina de LIP (*Large Igneous Province*) do Atlântico Sul. Os enxames de diques de Florianópolis e da Serra do Mar, ocorrem dentro da LIP do Paraná-Etendeka, onde atravessam o afloramento do embasamento proterozoico entre as

bacias de Santos e do Paraná e formam uma aparente junção tríplice com o enxame de diques de Ponta Grossa, segundo Szatmari & Milani (2016).

Muniz & Bosence (2015) associam o início da fragmentação do Gondwana com o estiramento e afinamento da crosta continental, desencadeando um processo de rifteamento. Vários fatores contribuíram para essa fragmentação onde pode-se destacar os fenômenos controlados por estiramento litosférico (modelo clássico de Mckenzie, 1978), anomalias termais (modelo de Royden & Keen, 1980), atividade termal da Pluma de Tristão da Cunha ocasionando uma faixa mais larga de afinamento crustal (Platô de São Paulo) com menor taxa de estiramento na porção referente à Bacia de Santos (White & Mckenzie, 1989).

Compreender a cinemática de abertura do Oceano Atlântico Sul é fundamental. Szatmari & Milani (2016) sugerem que o rifte do Atlântico Sul começou a se abrir quase simultaneamente ao longo de todo o seu comprimento após o limite Jurássico/Cretáceo, em torno de 145 Ma. De cerca de 145 a 113 Ma, o rifte do Atlântico Sul teria permanecido fechado no Noroeste, mas se alargado como uma cunha ao sul, ao longo da margem leste da América do Sul, por rotação no sentido horário sobre um polo de Euler. Os autores comentam que essa rotação teria sido impulsionada pelo fluxo do manto ascendente abaixo do rifte em abertura no Sudeste. Eles também levantam a hipótese de que, assim como o rifte, a Província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) teria se formado no contexto de estiramento da crosta ao sul, no sentido horário de rotação, sobre um manto anormalmente quente.

Szatmari & Milani (2016) sugerem que o vulcanismo basáltico da SAMP começou quando o rifte progrediu o bastante a fim de que as falhas mais profundas chegassem ao manto litosférico subcontinental extremamente quente, ocasionando uma fusão generalizada. Entretanto, na parte espessa da litosfera não ocorreu o vulcanismo. Essa atividade vulcânica basáltica, conforme comentado pelos autores, teria ocorrido, alternadamente com a sedimentação, até cerca de 113 Ma, previamente a deposição do sal. Moreira et al. (2007) descrevem a Fm. Camboriú como sendo composta por derrames basálticos eo-cretácicos representados por basaltos cinza-escuros, que correspondem ao embasamento econômico da Bacia de Santos. A idade de deposição dessas rochas (130-136,4 Ma) é correlacionável à idade mencionada como sendo o auge dos derrames basálticos da Província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) (Szatmari & Milani, 2016).

Falhas crustais ocorreram durante a deposição dos basaltos da Fm. Camboriú devido ao confinamento dos esforços na porção da crosta que sofreu afinamento. Além disso, a influência de anomalias termais teria sido responsável por induzir o processo de *strain softening* desde o início do rifteamento na Bacia de Santos, levando a formação de zonas soerguidas (ANP/LEBAC, 2003).

O Alto Externo é uma importante configuração do embasamento na Bacia de Santos (Figura 1). Essa feição representa uma estrutura soerguida do embasamento e registra uma transição da deposição vulcanoclástica para uma deposição quase contínua de carbonato durante o Barremiano e o Aptiano (Buckley *et al.*, 2015). As falhas de tendência NE-SW definiram a estrutura deste alto antes que os evaporitos fossem depositados (Carminatti *et al.*, 2008). O Alto Externo é interpretado como uma área de crosta continental mais espessa, o que teria auxiliado na sua manutenção como um paleo-alto, pois os fenômenos de subsidência teriam sido mais efetivos nas áreas onde a crosta continental era mais delgada. Assim, esta estrutura permaneceu como uma feição positiva ao longo de sua história tectônica, onde sua localização distal e a pronunciada elevação impactaram as espessuras deposicionais e os padrões de acumulação que se seguiram, afetando desde a deposição dos carbonatos até os pacotes de sedimentos do Neógeno (Gomes *et al.*, 2009). Tais características teriam favorecido a acumulação dos carbonatos do pré-sal ao proporcionar o isolamento da região de sedimentos clásticos externos (Buckley *et al.*, 2015). Dessa forma, a maioria dos campos de produção e blocos exploratórios da seção pré-sal da Bacia de Santos encontram-se neste Alto Externo.

Os sedimentos terrígenos da Fm. Piçarras depositaram-se discordantemente sobre os basaltos da Fm. Camboriú. A Fm. Piçarras foi depositada durante os andares Aratu Superior e Buracica, e é composta por leques aluviais nas porções proximais e por arenitos, siltitos e folhelhos talco-estevensíticos nas porções lacustres. A deposição desses sedimentos ocorreu desde o estágio inicial até o estágio final de máxima atividade da formação dos meios-grábens (Moreira *et al.*, 2007). Os sedimentos da Fm. Itapema depositaram sobrepostos aos pacotes sedimentares silicilásticos da Fm. Piçarras, sendo separadas pela discordância Jiquiá/Buracica que possui um caráter regional. A Fm. Itapema é representada por *grainstones* a bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica, segundo os mesmos autores.

A sequência barremiana (andares Aratu, Buracica e Jiquiá), composta pelas formações Piçarras e Itapema, é constituída por sedimentos essencialmente continentais. O principal período de deformação da fase rifte ocorreu durante a deposição dessa sequência. Segundo Moreira *et al.* (2007), a deformação foi concentrada nas porções crustais superiores, com a formação de sistemas de falhas com ângulo de caimento menor que das falhas que afetavam os basaltos da Fm. Camboriú (ANP/LEBAC, 2003).

Ainda sob influência dos processos da fase rifte, os sedimentos da parte inferior da Fm. Barra Velha foram depositados (Buckley *et al.*, 2015; Wright & Barnett 2015). Buckley *et al.* (2015) destacam que esses depósitos ilustram uma proeminente geometria de cunha, podendo representar diferenças na taxa de movimentação das falhas que, conseqüentemente, criam espaço de acomodação. Assim, estes autores afirmam que isso pode significar um aumento na taxa de sedimentação na parte superior da Fm. Barra Velha quando comparada às formações Piçarras e Itapema.

Moreira *et al.* (2007) ainda destaca que a parte inferior da Fm. Barra Velha é composta por calcários, e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. Também ocorrem grainstones e packstones compostos por fragmentos dos estromatólitos e bioclastos (ostracodes) associados. Karner (2000) afirma que a discordância Pré-Alagoas se originou em resposta a uma regressão regional que ocasionou a erosão dos blocos de falhas soerguidos. Já Dias (2005) ressalta que esta descontinuidade se originou devido ao deslocamento da deformação axial do sistema rifte. Segundo Moreira *et al.* (2007) o limite superior da Fm. Piçarras com a parte inferior da Fm. Barra Velha é dado pela discordância Pré-Alagoas.

Devido a presença da discordância Intra-Alagoas, a Fm. Barra Velha, formada por sedimentos calcários, pode ser dividida em superior e inferior. Essa discordância não apenas divide os depósitos sedimentares da Fm. Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007), como também marca a transição de fases tectônicas distintas (Wright & Barnett, 2015). De acordo com Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), a discordância Intra-Alagoas separa a Fm. Barra Velha em uma parte inferior, acometida por um regime tectônico característico de rifteamento, e a parte superior inserida em um ambiente característico de fase *sag*. Assim, a parte superior dessa formação foi depositada em um momento de maior quiescência tectônica, contexto da fase *sag*.

Bacias tipo *sag* poderiam ter sua origem associada à compensação isostática devido ao estiramento na base da crosta, sugerindo uma quiescência tectônica (Papaterra, 2010). Contudo, vários autores indicam a presença de falhas afetando os pacotes sedimentares da parte superior da Fm. Barra Velha (Karner & Gamboa, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Thompson *et al.*, 2015). Faria *et al.* (2017) comentam que a presença dessas falhas pode estar relacionada com a reativação de falhas pré-existentes. Ressaltam que a fase *sag*, na totalidade da Bacia de Santos, pode não corresponder a um período de quiescência tectônica. Karner & Gamboa (2007) ainda asseguram que falhas extensionais, que acometem a fase *sag*, se propagam até a base dos evaporitos, o que sugeriria uma deformação extensional ocorrendo até o Aptiano Superior. Portanto, os autores concluem que, apesar da quiescência tectônica prevalecer nas porções proximais da margem sem evidência de deformação, as porções mais distais do rifte continuaram ativas localmente, podendo gerar sucessivamente pequenos movimentos de falhas.

Szatmari & Milani (2016) afirmam que a medida que o rifte foi se abrindo durante a deposição da sequência Barremiano-Aptiano do pré-sal, o vulcanismo basáltico continuou na porção *offshore*, gerando a crista de proto-Walvis. Esta feição contribuiu para barrar o rifte do Atlântico Sul central da abertura do oceano ao sul. Estes mesmos autores adicionam que como o rifte também foi barrado da parte central do Oceano Atlântico no Noroeste, uma bacia rifte endorreica teria sido formada. Na porção sul mais ampla dessa bacia, no Platô de São Paulo, foram depositados, intercalados com derrames basálticos, carbonatos lacustres e argilas de magnésio (Mg) em lagos muito alcalinos e rasos. Como consequência do influxo controlado de água, devido barreira (Cadeia Rio Grande-Walvis) que impedia a ligação entre o oceano e o então golfo Brasil-África, e associado às altas taxas de evaporação decorrentes do clima seco e quente durante esse período, ocorreu a deposição de uma espessa sequência evaporítica (Karner & Gamboa, 2007). Deste modo, durante o Neoaptiano (andar local Alagoas Superior), os evaporitos da Fm. Ariri depositaram sobre a Fm. Barra Velha. A Fm. Ariri consiste em pacotes de halita e anidrita, de mesma escala, embora também ocorram sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silviita (Moreira *et al.*, 2007; Teixeira *et al.*, 2020).

De acordo com Szatmari & Milani (2016) os evaporitos apresentam maior espessura sobre derrames basálticos do Platô de São Paulo, especialmente na Bacia de Santos, onde a espessura (1 e 2 km) e a largura (aproximadamente 700 km) do corpo de sal aumentam para o sul. Sendo assim, os autores afirmam que para obter essa espessura

de evaporitos no espaço de tempo de 0,7 a 1 Ma (Dias, 1998), foi necessário um rápido e contínuo processo de subsidência, provavelmente atribuído ao processo de rifteamento. O movimento contínuo de rotação no sentido horário da América do Sul para oeste, no final do Aptiano, dividiu a bacia de sal entre as margens africana e sul-americana, possibilitando que a Bacia de Santos continuasse no lado brasileiro da abertura do Atlântico Sul (Szatmari & Milani, 2016). Logo, ambiente marinho de margem passiva foi definitivamente instalado, sendo a bacia endorreica invadida pelo mar.

Por fim, a fase de margem passiva (ou drifte) da Bacia de Santos, que se sobrepõe à sessão evaporítica, consiste em sedimentos marinhos depositados do Albiano ao recente, correspondentes aos grupos Camburi, Frade e Itamambuca. Esta fase, que está associada à subsidência térmica e ao tectonismo adiastrófico, apresenta suas formações fortemente afetadas pela tectônica do sal subjacente (Petersohn, 2013).

2.2. Sistema Petrolífero

Além da sequência geração-migração-acumulação que deve ocorrer no momento exato, um sistema petrolífero ativo envolve a existência e o funcionamento síncronos de dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) e de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas-reservatório, rochas selantes e trapas) (Milani *et al.*, 2001). Assim, é necessário que esses elementos e processos ocorram de forma sincronizada para que haja a acumulação de hidrocarbonetos. Além disso, o entendimento do processo de migração é fundamental, uma vez que compreender como funciona o fluxo de fluidos entre a rocha geradora e o reservatório nos permite entender a evolução do sistema petrolífero, sendo a geologia imprescindível nesse processo.

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos consiste de folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade neobarremiana/eoaptiana das formações Piçarras e Itapema. De acordo com Chang *et al.* (2008), as rochas geradoras dessas formações foram depositadas em ambiente lacustre salino no estágio final da fase rifte, no Aptiano. Já os reservatórios da seção pré-sal são formados por rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha e coquinas da Fm. Itapema (Moreira *et al.*, 2007).

As principais trapas dessa seção pré-sal estão associadas aos altos estruturais do embasamento que foram gerados no início da fase rifte. Também nessa fase foram criadas as falhas responsáveis pela migração dos hidrocarbonetos. O selo corresponde ao pacote

evaporítico neo-aptiano/eoalbiano da Fm. Ariri, cuja espessura pode atingir mais de 3.000 m (Moreira *et al.*, 2007).

Vale ressaltar que os principais *leads* do pré-sal dessa bacia se encontram na região conhecida como Alto Externo (Carminatti *et al.*, 2008). Isso se justifica pelo posicionamento distal dessa região que favoreceu elevadas taxas de sedimentação carbonática durante o Aptiano, formando os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha.

2.3. Formação Barra Velha

Segundo Szatmari & Milani (2016), os carbonatos da Fm. Barra Velha correspondem aos maiores reservatórios carbonáticos não-marinhos do mundo, depositados em ambientes lacustres rasos altamente alcalinos, podendo ter mais de 500 m de espessura.

Depositada durante o Aptiano, a Fm. Barra Velha ocorre sobre os sedimentos da Fm. Itapema e está sotoposta à Fm. Ariri, ou seja, limitada pela discordância Pré-Alagoas na base e no topo é limitada pela Base do Sal. A Fm. Barra Velha pode ser dividida, com base na discordância Intra-Alagoas, em uma parte inferior, que representa os carbonatos do rifte superior, e uma parte superior, que constitui os carbonatos da fase *sag* (Wright & Barnett, 2015; Buckley *et al.*, 2015). Wright & Barnett (2015) afirmam que a espessura desta formação varia significativamente ao longo da Bacia de Santos, desde mais de 500 m a menos de 55 m nos altos de blocos de falhas, onde ela pode estar localmente ausente. Tal formação representa o principal reservatório do pré-sal da Bacia de Santos (Szatmari & Milani, 2016).

Várias discussões vêm sendo realizadas na tentativa de definir qual o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha. Para isso, construímos uma linha do tempo (Figura 5) com a retrospectiva de alguns trabalhos que foram utilizados para definir qual o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha. Dentre esses trabalhos vale citar a ideia de Dias (2005), que considera um ambiente deposicional marinho como contexto para a deposição dos carbonatos da Fm. Macabu (Winter *et al.*, 2007), Bacia de Campos, correlata à Fm. Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007), Bacia de Santos. Já Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008), Formigli *et al.* (2009) e Gomes *et al.* (2009) recomendaram um ambiente deposicional transicional, sob influência marinha. Entretanto, Wright & Barnett (2015),

Muniz & Bosence (2015), Tedeschi (2017), Pietzsch *et al.* (2018), Silva (2018) e Gomes *et al.* (2020), contestaram essa informação. Sendo o descarte da influência marinha no tipo de ambiente deposicional um importante marco para o entendimento de como ocorreu a deposição da Fm. Barra Velha, uma vez que carbonatos marinhos contrastam fortemente dos lacustres.

Castro (2019) detalhou em sua revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos que discutem o provável modelo deposicional da Fm. Barra Velha. Entretanto, para o presente trabalho utilizaremos o modelo proposto por Wright & Barnett (2015 e 2017) e Wright & Rodriguez (2018) que consideram o modelo de lago evaporítico hiper-alcálico, raso e conectado, como mostrado na Figura 6. Vale ressaltar que os autores se basearam em um grande volume e variedade de dados da Bacia de Santos (estudos petrográficos, dados isotópicos, perfis de poços, lâminas e seções sísmicas). Além disso, os autores apresentam fortes evidências que corroboram o modelo deposicional por eles proposto, cujos aspectos como a alta alcalinidade e a ausência de influência marinha também são observados por outros autores (Muniz & Bosence, 2015; Wright & Tosca, 2016; Tedeschi *et al.*, 2017; Pietzsch *et al.*, 2018; Silva, 2018; Gomes *et al.*, 2020).

O modelo proposto por Wright & Barnett (2015 e 2017), realizado a partir de descrições sedimentológicas e mineralógicas, afirma que até o momento nenhuma das evidências encontrada por eles apoia a origem marinha. Por outro lado, a ausência de fósseis marinhos, a presença de fósseis não-marinhos com ampla tolerância à salinidade e a ausência de minerais de sulfato como a gipsita e a anidrita, suportavam uma origem lacustre para o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha. Todavia, os mesmos autores afirmam que, apesar da incerteza sobre as condições químicas exatas que produziram os sedimentos da Fm. Barra Velha, pode ser inferido que os lagos da formação eram hiper-alcálicos e propensos à evaporação. Os autores acrescentam que a presença de determinados tipos de minerais de argila ricas em magnésio e a ausência de evaporitos marinhos mais típicos são características de lagos que drenam terrenos ígneos básicos, como os que cercam a Fm. Barra Velha. Logo, com base em um vasto acervo de dados, Wright & Barnett (2015 e 2017) apresentam um modelo de ambiente deposicional de um lago evaporítico raso, extenso e hiper-alcálico que drena terrenos ígneos básicos.

Ademais, de acordo com Wright & Rodriguez (2018) existem evidências sísmicas de terminações *onlap*, sugerindo um tectonismo local, que poderia explicar o extenso

retrabalhamento dos carbonatos e possíveis fácies de *fan-deltas* e *grainstones* com alta porosidade.

Carminatti *et al.* (2009) e Buckley *et al.* (2015), por sua vez, utilizam aspectos geométricos observados nos dados sísmicos para propor um cenário de plataforma carbonática, ainda em ambiente lacustre. Buckley *et al.* (2015) defendem que a deposição é condicionada por um alto estrutural de topo plano, descrevem a presença de uma margem onde se desenvolvem *build-ups* e uma porção de maior inclinação, que é consumida pela erosão num ambiente de mais alta energia e propicia o espessamento e acomodação de clinofórmias e redeposição de sedimentos. A Figura 6 mostra um desenho esquemático representando os modelos deposicionais proposto por Buckley *et al.* (2015), Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018).

Com relação aos *build-ups*, Porta (2015) detalha diferentes tipos não marinhos e os ambientes deposicionais associados que podem coexistir numa mesma bacia, inclusive de origem biótica e abiótica. No modelo desse autor, os *build-ups* associados à ambientes lacustres podem estar relacionados à margem de lago ou a falhas. No caso das falhas, elas atuam como condutos de águas termais e podem ou não alimentar as margens de *horsts*. Embora não trate diretamente dos carbonatos Aptianos das bacias *offshore* brasileiras, o trabalho de Porta (2015) ajuda a compreender muitas feições observadas na Bacia de Santos.



Figura 5: Linha do tempo com a retrospectiva de alguns trabalhos que foram utilizados para definir o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha.

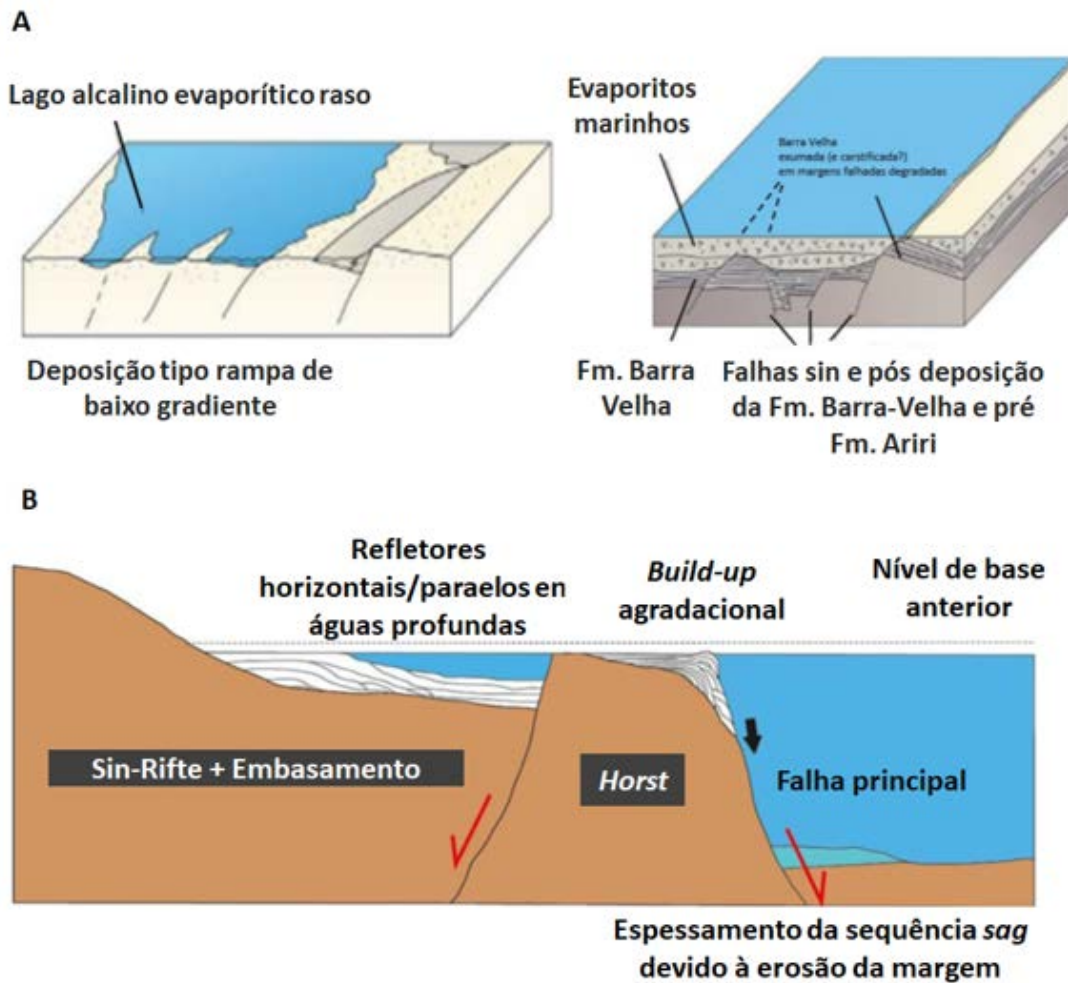


Figura 6: Desenho esquemático representando os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado, onde o *Relief* sísmico teria ocorrido devido a falhas sin- e pós-deposicionais e; B) Buckley *et al.* (2015) de plataforma carbonática em ambiente lacustre.

2.4. Fácies sísmicas

O conceito de fácies sísmicas ou sismofácies foi definido por Brown Jr. & Fisher (1977) como uma unidade tridimensional definida em uma área e constituída por reflexões sísmicas, cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes. Ou seja, uma sismofácies nada mais é do que o registro nas reflexões sísmicas dos fatores geológicos que as formaram como variação da litológica, estratificação, estruturas deposicionais, erosão, entre outros. Portanto, podemos considerar que a análise dessas sismofácies visa o reconhecimento de padrões de reflexões sísmicas e suas inter-relações no interior das unidades sísmicas interpretando os seus significados geológicos (Mitchum Jr. *et al.*, 1977a). Alguns parâmetros sísmicos devem ser considerados para analisar e interpretar os padrões das fácies sísmicas, tais como: continuidade, configuração, geometria, amplitude, frequência, entre outros. A partir da observação desses padrões podemos então associar esses refletores ambientes deposicionais.

Segundo Ribeiro (2001), os parâmetros mais utilizados para caracterizar uma sismofácies, são as configurações internas, que podem ser classificadas como: paralela, subparalela, divergente, progradantes, caótico, transparente, hummocky, lenticular, segmentado e contorcido. A Figura 7 ilustra esses principais tipos de padrões sísmicos, conforme apresentado por Mitchum Jr. *et al.* (1977a). Já a configuração externa, segundo Mitchum Jr. *et al.* (1977b), é a geometria, associada com depósitos sedimentares mais frequentes, como: lençóis, cunhas, bancos, lentes, montiformas e os tipos de preenchimento, que podem ser de canais, calhas, bacia e talude.

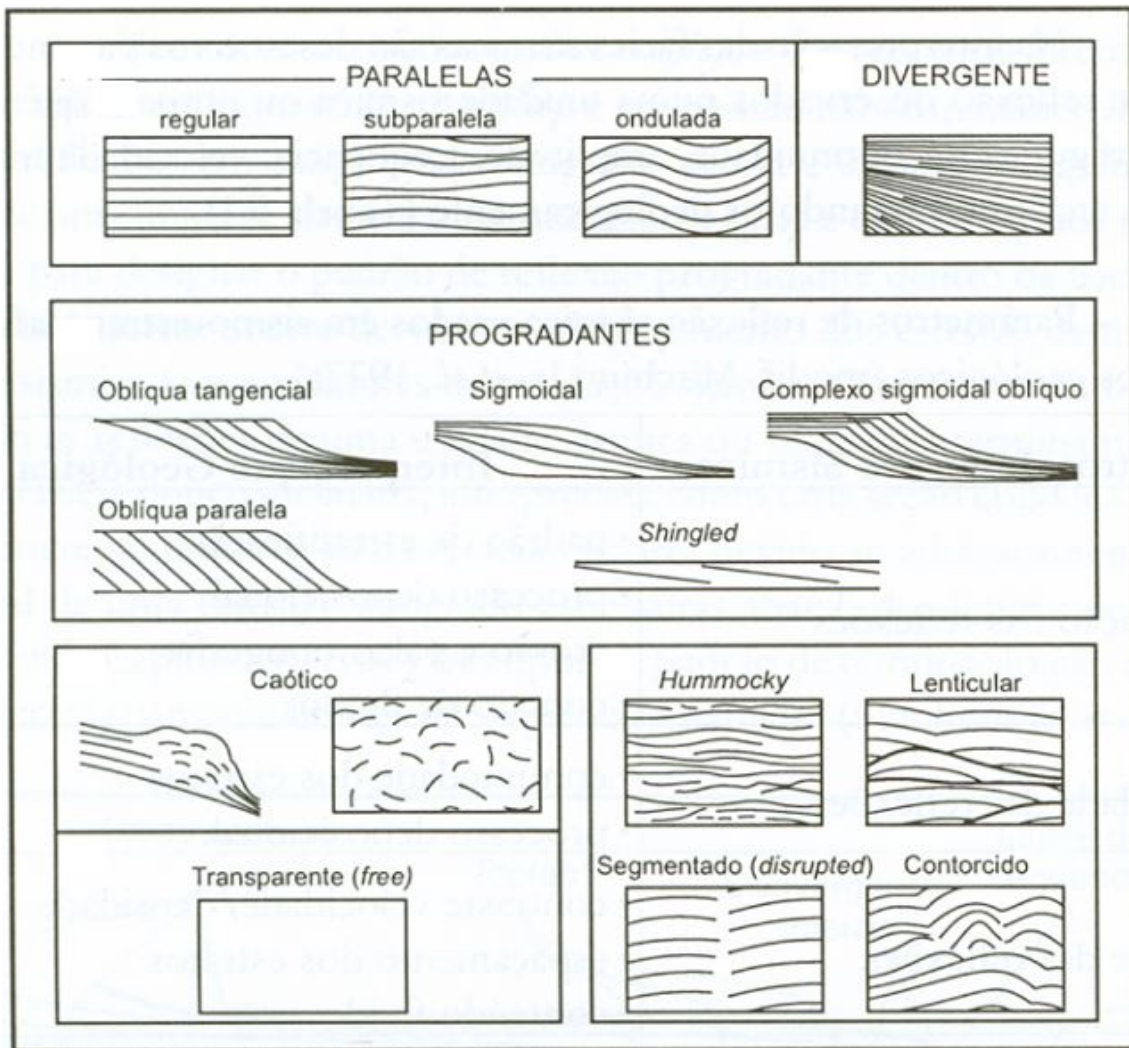


Figura 7: Principais tipo de padrões de configurações internas de fácies sísmicas (Compilado de Mitchum *et al.*, 1977a).

Quando se trata de um ambiente carbonático no pré-sal brasileiro diversos autores identificaram padrões sísmicos característicos desses ambientes (Wright, 2012; Baskin *et al.*, 2013; Buckley *et al.*, 2015; Neves *et al.*, 2019) e realizaram classificações de fácies sísmicas baseadas nesses padrões usando algoritmos de inteligência artificial (Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021b).

Em termos de fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas, Wright (2012) sugeriu que as fácies poderiam ser divididas em quatro grupos principais: 1) *build-ups* carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; 2) fácies de sedimentação carbonática plataformal controlada por topografia e batimetria, apresentando geometrias típicas agradacionais ou progradantes; 3) extensas plataformas carbonáticas formadas por tapetes microbiais que

possuem arquitetura plano-paralela compostas por biohermas ou biostromas; 4) fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago.

A construção de carbonatos lacustres, como é o caso do pré-sal, se caracteriza como mais complexa do que os carbonatos marinhos, sendo controlada por inúmeros fatores como: *input* sedimentar, variações de temperatura, fatores hidrológicos refletindo a interação do clima local, tectônica, geologia de captação e química da água (Herlinger *et al.*, 2017; Wright & Rodriguez 2018). Este último fator desempenha um papel importante em ambientes lacustres devido ao controle que impõe em vários processos, incluindo o desenvolvimento de comunidades microbiais, precipitação de minerais de argila e precipitação abiótica de carbonatos (Pozo & Casas 1999; Wright & Barnett 2015; Herlinger *et al.*, 2017).

Segundo Buckley *et al.* (2015), os modelos para a formação de carbonatos lacustres se concentram em três locais principais para o acúmulo de *build-ups in situ*: biohermas/bioestromas de margens de lagos; biohermas/bioestromas de fundo de lago raso; *build-ups* alimentados por fontes (termais ou hidrotermais). Os *build-ups* interpretados no estudo da margem leste da plataforma do Alto do Pão de Açúcar, na Bacia de Santos, são mais semelhantes à *mounds*/biohermas sedimentares (Baskin *et al.*, 2013). O modelo de posicionamento e a arquitetura interna dessas fácies, de acordo com o trabalho de Wright (2012), são apresentadas nas Figura 8 e Figura 9.

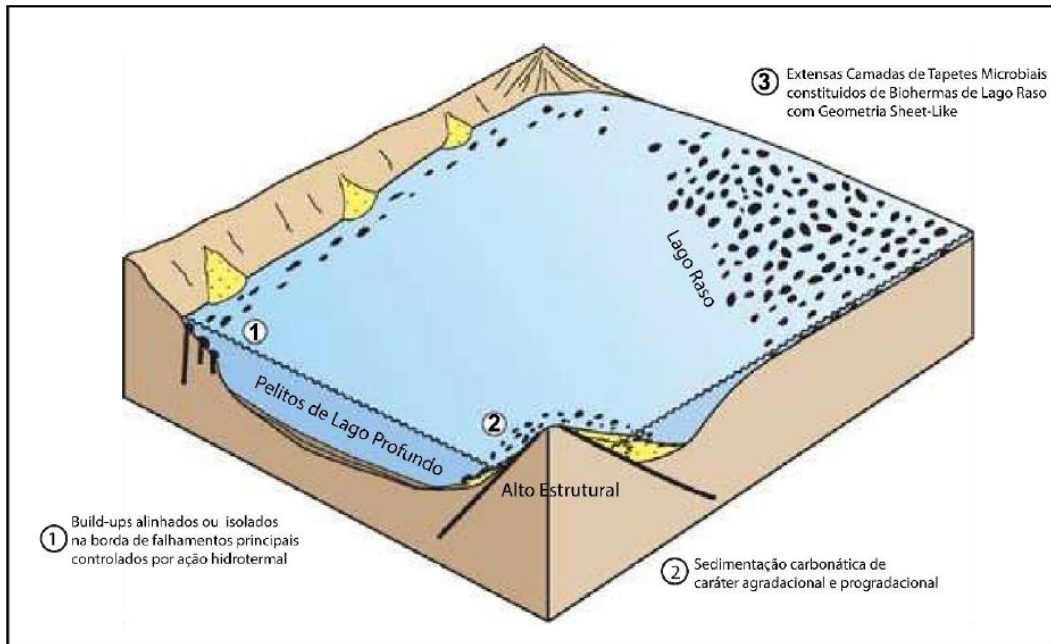


Figura 8: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012).

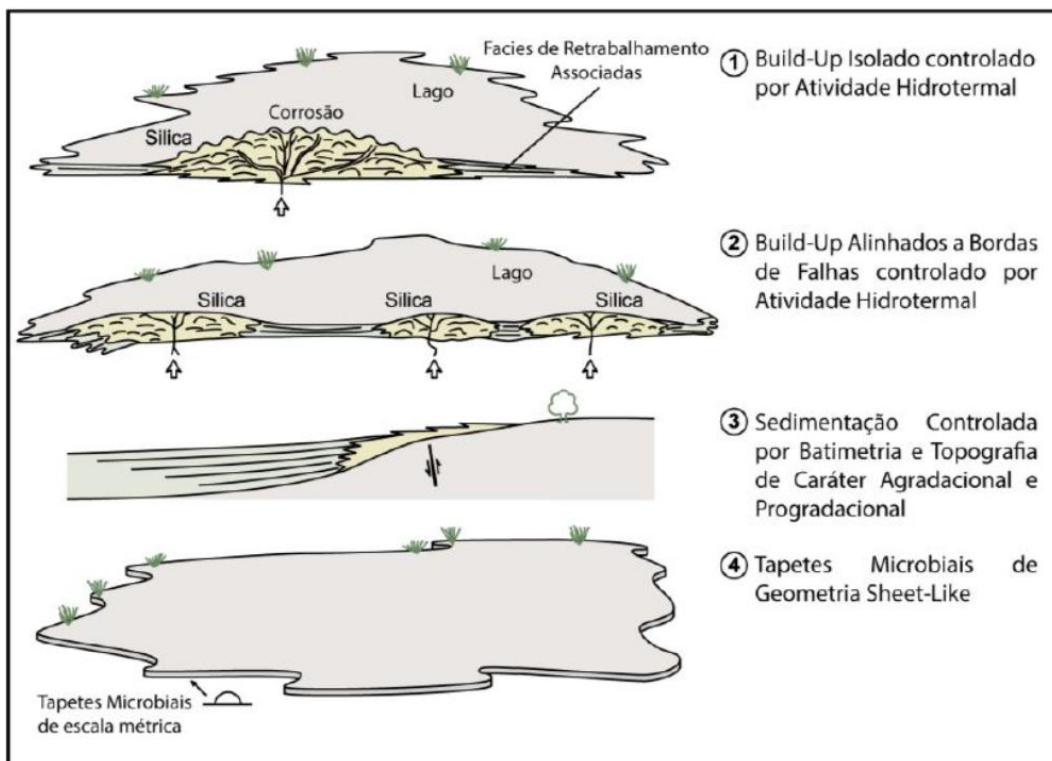


Figura 9: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012).

Faria *et al.* (2017) testaram diferentes cenários deposicionais para uma plataforma carbonática lacustre, realizando uma modelagem sedimentológica-estratigráfica para os

carbonatos da Fm. Barra Velha. De acordo com os autores, os fatores que melhor controlam o modelo de plataforma carbonática lacustre e os principais parâmetros ambientais são a taxa de deposição dos carbonatos e a oscilação no nível do lago.

Trabalhos recentes para caracterizar os padrões sísmicos da Fm. Barra Velha indicam que as principais configurações encontradas são *build-ups* (aqui também referenciados como *mounds* carbonáticos), plataformas carbonáticas, *debris* (fácies de escorregamento) e fácies de fundo de lago (Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Neves *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021b). Essas fácies sísmicas são ilustradas na Figura 10.

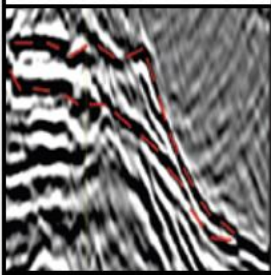
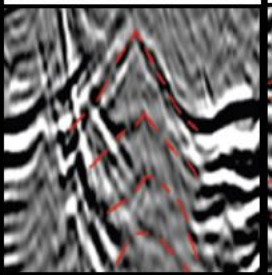
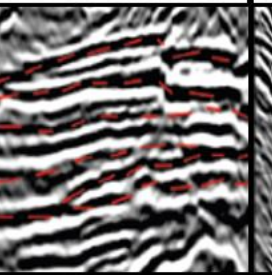
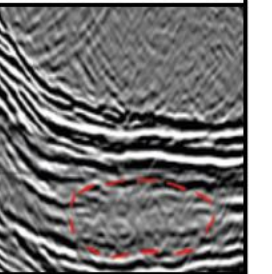
Padrões Sísmicos			
Fácies <i>Debris</i>	Fácies <i>Build-up</i>	Plataforma Carbonática	Fácies Fundo de Lago
			
Geometria progradante com refletores internos caóticos	Geometria cônica com refletores internos caóticos	Quando agradacional apresenta refletores paralelos a sub-paralelos, quando progradacional apresenta formato de lóbulo	Não apresenta geometria e os refletores internos apresentam um padrão transparente.

Figura 10: Padrões sísmicos encontrados na Formação Barra Velha, Bacia de Santos (Modificado de Neves *et al.*, 2019).

Build-ups carbonáticos são caracterizados com geometria externa em formato dômico e geometria interna com refletores caóticos. Padrão sísmico do tipo *debris* exibe uma forma clinoformal na amplitude sísmica e pode frequentemente exibir refletores internos caóticos. As plataformas carbonáticas são caracterizadas por uma intercalação de refletores paralelos a sub-paralelos com truncamento *onlap* e *downlap* onde ocorrem geometria progradante. Fácies de fundo de lago possuem reflexões internas ausente ou caótica (Neves *et al.*, 2019).

A Figura 11 ilustra a localização desses principais padrões sísmicos de uma plataforma carbonática dentro de um ambiente lacustre. Já a Figura 12 representa o mound carbonáticos que podem ser encontrados atualmente no *Pyramid Lake* em Nevada, nos EUA.

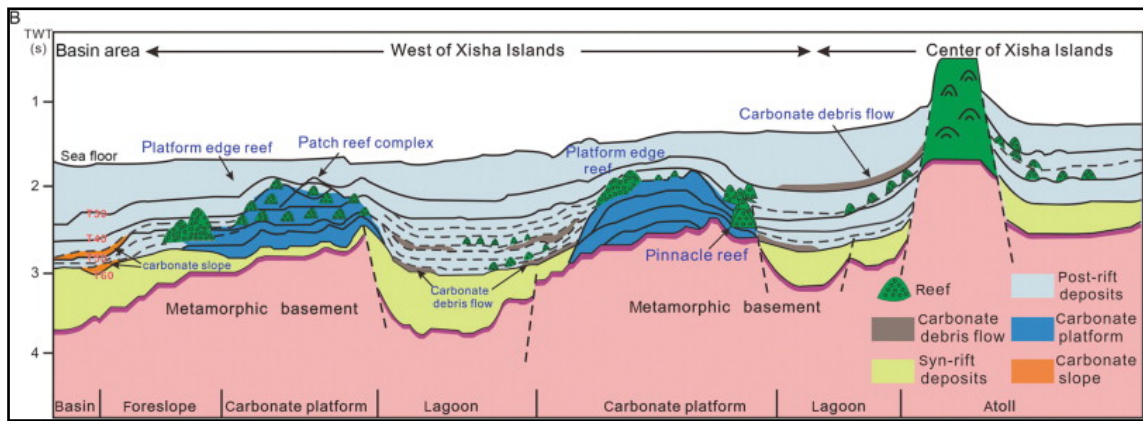


Figura 11: Exemplo de uma plataforma carbonática formada dentro de um lago. Nesta imagem podemos visualizar em que lugar dessa plataforma podemos encontrar os padrões sísmicos descritos. (Fonte: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/carbonate-platform>)

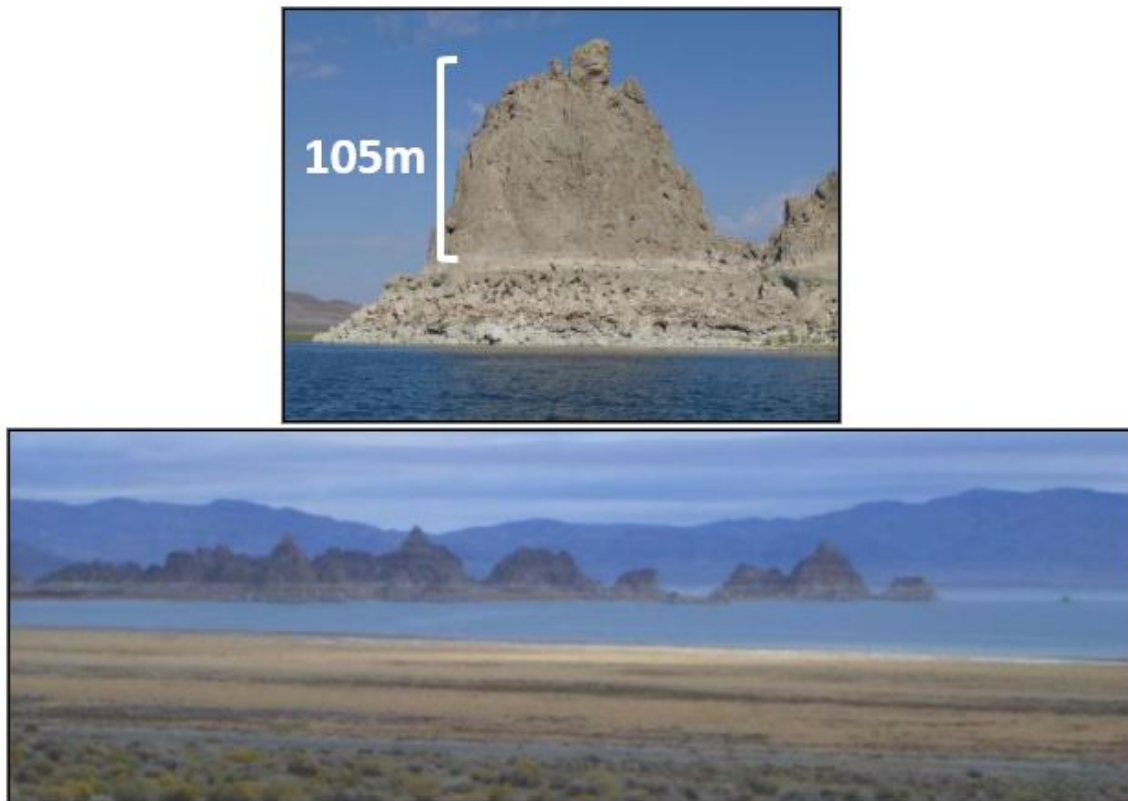


Figura 12: Imagem de *mounds* carbonáticos encontrados no *Pyramid Lake* em Nevada, nos EUA. (Fonte: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/carbonate-platform>).

Jesus *et al.* (2019) desenvolveram um fluxo de trabalho combinando atributos geométricos e decomposição espectral para realizar uma classificação de fácies sísmicas utilizando multiatributo sísmicos. Essa classificação foi guiada na extração de um *geobody* de *mounds* carbonáticos dentro do ambiente complexo da zona do pré-sal.

Ferreira *et al.* (2019) utilizaram uma abordagem para classificação não-supervisionada de fácies sísmica na Formação Barra Velha, Bacia de Santos. A partir de atributos sísmicos, os autores identificaram e isolaram três fácies sísmicas: *build-ups*, plataformas carbonáticas e *debris*, e avaliaram quantitativamente cada fácies sísmica em relação às propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) a partir de perfis de poços disponíveis.

Ferreira *et al.* (2021b) performaram uma classificação de fácies sísmicas com base em uma combinação de atributos estratigráficos e sísmicos estruturais. Essa classificação foi integrada à análise estatística da porosidade e permeabilidade da fácies sísmica que permitiu a caracterização dos reservatórios carbonáticos do pré-sal da Formação Barra Velha no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Esta abordagem foi necessária devido ao alto grau de heterogeneidade e complexidade desses reservatórios, que impactam diretamente em sua porosidade e permeabilidade. A análise das características sísmicas de amplitude, bem como dos resultados da classificação neste trabalho, permitiu a identificação de três diferentes padrões sísmicos dentro da área de estudo: *build-ups*, plataformas carbonáticas e *debris*. Os autores demonstraram que as fácies sísmicas *build-ups* e *debris* ocorrem comumente alinhadas com falhas, exibindo maior porosidade e permeabilidade e, como tal, foram inferidas como os melhores reservatórios.

Diante dos trabalhos mencionados, buscou-se compreender a evolução tectono sedimentar, os padrões sísmicos e suas respostas com relação aos atributos sísmicos encontrados na Formação Barra Velha do Prospecto de Gato do Mato. Além disso, com o auxílio do modelo geológico construído, é discutido como as falhas afetaram o *trend* (ou configuração) dos *build-ups* e da seção do pré-sal.

2.5. Prospecto de Gato do Mato

O bloco exploratório BS-M-518 foi licitado pela Shell (80%) e Total (20%) na 7ª Rodada do Regime de Concessão que ocorreu em 2005. De acordo com o Sumário Executivo das Áreas em Ofertas (ANP, 2017), o Prospecto de Gato do Mato foi confirmado em 2010 com a perfuração do primeiro poço (1-SHELL-23-RJS) (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**), que atingiu a profundidade de 5700 m e apresentou indícios de óleo. Já em 2011, foi perfurado, no extremo norte do bloco, o segundo poço (1-SHELL-26-RJS) que atingiu 5631,5 m, porém não apresentou indícios de óleo. No poço descobridor, o contacto óleo-água foi determinado a 5261,5 m.

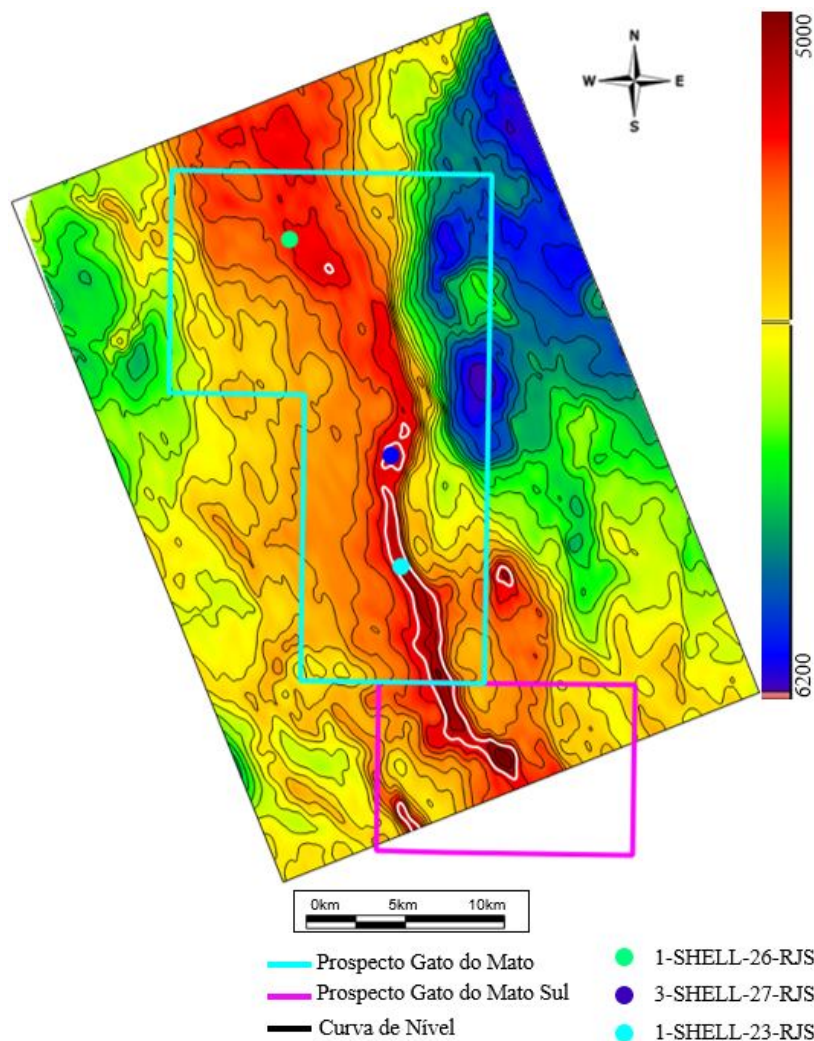


Figura 13: Mapa (base do sal) do contorno da estrutura do bloco do Prospecto de Gato do Mato e a localização do bloco do Prospecto Sul de Gato do Mato. Curva de nível (branco) destacando o valor de aproximadamente 5200 metros, representando o contato óleo-água.

Posteriormente, em 2012, com o intuito de delimitar o tamanho do prospecto, foi perfurado o poço de extensão 3-SHELL-27-RJS (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Este poço, portador de óleo, apresentou contacto óleo-água na mesma profundidade e o mesmo gradiente de pressão que o poço pioneiro 1-SHEL-23-RJS. Foram perfurados 141 m no poço descobridor e no poço de extensão 70,3 m de rocha reservatório.

Os poços apresentaram porosidade variando de 6% a 25%, com média de 11%, identificadas a partir dos perfis de ressonância magnética. Amostras de hidrocarbonetos foram coletadas em três profundidades diferentes do reservatório do Prospecto de Gato do Mato, indicando um fluido muito próximo ao ponto crítico, sendo interpretado como um óleo muito volátil (36 a 40 graus API).

Em 2020, a ANP aprovou a venda de 30% de Sul de Gato do Mato da Shell para a Ecopetrol. Assim, o grupo passou a ser composto por Shell (50% e operação), Ecopetrol (30%) e Total (20%) (<https://petronoticias.com.br/shell-inicia-perfuracao-de-novo-poco-exploratorio-em-sul-de-gato-do-mato/>).

3. Atributo Sísmico e Fácies Sísmicas

3.1. Atributo sísmico

Os atributos sísmicos são muito utilizados quando se realiza uma caracterização estrutural ou estratigráfica, porque nos possibilita ressaltar as características desejadas, que muitas vezes não podem ser identificadas apenas com a amplitude sísmica. A partir da análise de uma série de atributos sísmicos, muitas vezes podemos compreender melhor nossa zona de interesse, seja pelo destaque que esses atributos podem fornecer a certas estruturas e/ou feições identificadas na sísmica, ou simplesmente por possibilitar o aperfeiçoamento hora de interpretar falhas e horizontes, como por exemplo melhorando a continuidade lateral do refletor.

Os atributos sísmicos podem ser classificados de várias formas dependendo da referência de cada autor. Uma dessas classificações são com base na sua relação com a geologia (Taner, 1992). Para o objetivo desse estudo, foi utilizada a classificação em atributos sísmicos físicos e geométricos (Taner, 2001).

Os atributos físicos estão diretamente relacionados à propagação de ondas e litologia. Eles devem ser extraídos a partir de parâmetros físicos de subsuperfície e então relacionados as litologias. Conseqüentemente, esses atributos sísmicos são mais utilizados para classificações litológicas e caracterização de reservatórios (Taner, 2001). Já os atributos geométricos, conforme este mesmo autor, são utilizados para descrever relações espaciais e temporais e podem incluir informações laterais como azimute e continuidade dos refletores. A princípio esse tipo de atributo sísmico foi desenvolvido para ajudar com interpretações estratigráficas. Contudo, eles também são utilizados para caracterizar eventos deposicionais e litológicos.

3.1.1. *Dip steered enhancement*

A morfologia das texturas sísmicas é a base para a maior parte da estratigrafia, onde a identificação das terminações dos refletores e as sutis mudanças do mergulho e do azimute das camadas nos permite inferir algumas feições geológicas como pacotes progracionais ou transgressivos coerentes, zonas caóticas e falhas (Marfurt, 2006). Entretanto, a variabilidade na forma de onda do refletor e o ruído sísmico podem causar

dificuldades na hora de extrair e/ou prejudicar a análise do atributo sísmico (Hesthammer & Fossen, 1997).

Segundo Marfurt (2006), estimativas precisas do mergulho e do azimute dos refletores (Figura 14) são partes fundamentais para construção de atributos geométricos bem como para a filtragem orientada pela estrutura. Além disso, cálculos de coerência sobre uma estimativa de mergulho tem maior resolução lateral e são menos sensíveis as marcas (ruídos) nas sísmicas não solucionadas durante o processamento sísmico.

Francelino (2011) observou que com a aplicação de filtros de orientação estrutural é possível obter uma diminuição significativa na quantidade de ruídos, além de uma melhoria na continuidade, onde os traços de falhas ficam mais contínuos facilitando a interpretação e a visualização de fraturas. Além disso, o autor comenta que utilizar os cubos sísmicos com filtro de mergulho como entrada para atributos de similaridade e de curvatura promove um realce das falhas e fraturas, apresentando traços de falhas mais nítidos e contínuos.

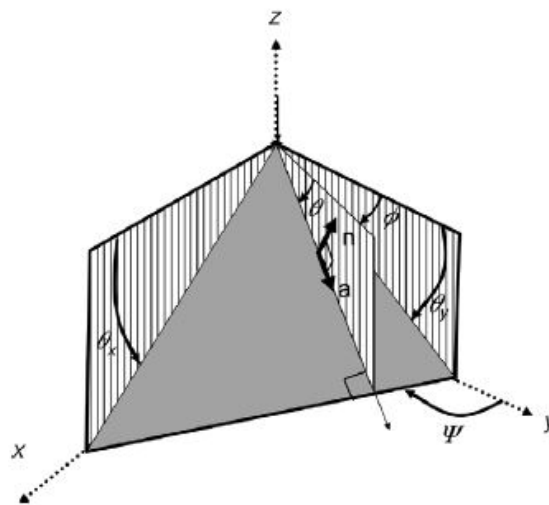


Figura 14: Imagem ilustrando como obter *Dip* e *Azimuth*. Sendo \mathbf{n} = unidade vetor normal ao refletor; \mathbf{a} = unidade de vetor *Dip* ao longo do refletor; θ = magnitude do *Dip*; ϕ = *dip Azimuth*; ψ = *strike*; θ_x = *dip* aparente no plano xz; e θ_y = *dip* aparente do plano yz (modificado de Chopra, 2005).

3.1.2. Atributo *Relief* (TecVA)

O atributo *Relief* é calculado a partir de uma fórmula proposta por Bulhões (1999), denominada de Atributo de Volume de Amplitude (TecVA). Este atributo tem por objetivo melhorar a visualização de descontinuidades, enfatizando pequenas variações na amplitude numa correlação lateral traço a traço. Sua utilização tem como intuito gerar mapas de amplitude e seções sísmicas que demonstrem, tanto quanto possível, a geologia da subsuperfície. Posteriormente, a técnica foi expandida por Bulhões & Amorim (2005) quando passou a ser utilizada tanto em volumes sísmicos no tempo quanto em profundidade, com base na sismocamada elementar, que por definição é a camada de rocha de menor espessura que o dado sísmico consegue imagear.

Nessa técnica pressupõe-se que toda reflexão sísmica positiva ou negativa tem significado geológico e representam interfaces entre camadas. Os eventos coerentes do tipo *tuning* e reverberações indesejáveis, se presentes no dado, serão também ressaltados. Porém, o cálculo é uma média móvel ao longo do traço, o que anemiza esses efeitos indesejáveis (Bulhões & Amorim, 2005).

Em resumo, para o cálculo do atributo *Relief* são necessários os seguintes passos:

1. Cálculo do valor absoluto do traço sísmico (amplitude RMS), promovendo uma estimativa do envelope do traço sísmico.
2. Aplicar o filtro *debias*.
3. Rotação da fase em -90 (transformada de Hilbert).

Segundo Enzila (2018), o atributo TecVa pode ser utilizado para (i) realçar as descontinuidades e a separação dos pacotes ou camadas como contrastes de impedância acústica, auxiliando na interpretação sísmica; (ii) destacar continuidades laterais dos refletores e os contrastes de eventos fracos e fortes; (iii) ressaltar os altos contrastes de impedância acústica e, conseqüentemente, realçar eventos geológicos no dado sísmico; (iv) detalhar as descontinuidades e variações laterais de sismofácies; (v) alinhamento de falhas; (vi) distribuição de possíveis cordões litorâneos e de pequenas canalizações; (vii) definir melhor os canais e lobos sobre os horizontes.

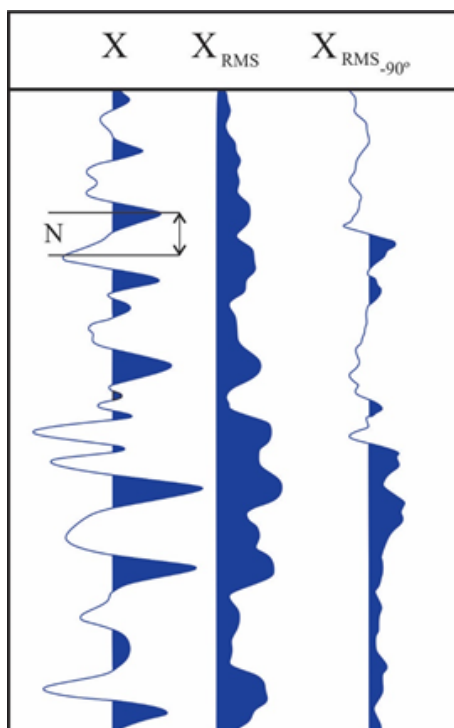


Figura 15: Demonstração sequencial da geração e aplicação do atributo TecVA em um traço, onde: X é igual ao traço sísmico, X_{RMS} é o traço com média dos valores absolutos das RMSs e X_{RMS-90} é o traço com o atributo TecVA. (Modificado de Bulhões, 1999).

Dominguez (2021) evidenciou que a aplicação do atributo TecVA contribui para a identificação e mapeamento das falhas e horizontes e ajuda a destacar as feições associadas a tectônica de sal (Figura 16). Enquanto Schanzembach (2019) e Gomes (2021) destacaram a importância da aplicação desse atributo para visualizar as características estruturais evidenciando falhas geológicas.

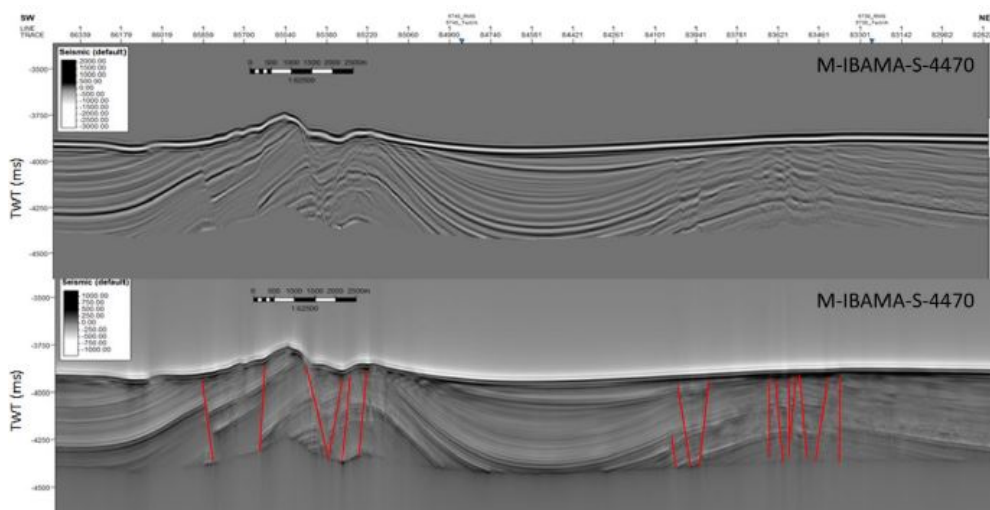


Figura 16: Imagem apresentando que o atributo *Relief* auxiliou na interpretação das falhas. (Modificado de Dominguez, 2021).

3.1.3. Atributo coerência

Atributos de coerência são utilizados há bastante tempo para detecção e mapeamento de falhas e fraturas. Gersztenkorn *et al.* (1999) citam que os primeiros trabalhos utilizando medidas de coerência sísmica datam da década de 1960. Esses atributos são muito utilizados porque permitem extrair características estruturais de dados sísmicos, uma vez que eles medem a similaridade/não-similaridade, descontinuidade/continuidade da sísmica. Isso possibilita compreender a extensão lateral de características geológicas significativas. Além disso, ele também auxilia na visualização das falhas e fraturas.

Segundo Bahorich & Farmer (1995), as descontinuidades traço a traço nos dados sísmicos podem ser devido à presença de falhas ou características estratigráficas, que alteram as características promovendo uma perda de similaridade entre os traços vizinhos. Chopra & Marfurt (2007) destacam que, geologicamente, formas de onda de traços sísmicos altamente coerentes indicam uma litologia lateralmente contínua e que mudanças bruscas na forma de onda podem indicar falhas e fraturas.

O cubo de coerência calculado pelo software Emerson/Paradigm™ quantifica a medição da similaridade local da forma da onda dentro de uma abertura “global” definida no espaço e no tempo utilizando cálculos de mergulho e azimute. O processo fornece mapas precisos da mudança espacial na forma de onda sísmica, que pode estar facilmente relacionada às características geológicas e ambientes deposicionais.

O atributo coerência requer um traço central como a referência para fazer correlações entre traços sísmicos vizinhos usando uma janela de análise vertical (Figura 17). Os resultados do cubo de coerência dependem da qualidade do dado sísmica e da seleção dos parâmetros de processamento ideais, onde mudança nos valores de mergulho, abertura vertical e espacial e algoritmos de processamento podem ressaltar características distintas. Por exemplo, valores com baixa coerência e alta descontinuidade usualmente representam uma mudança geológica significativa, como limite de canal ou falha. Já a zona de baixa coerência poderia representar uma região de deposição caótica ou superfícies erosivas.

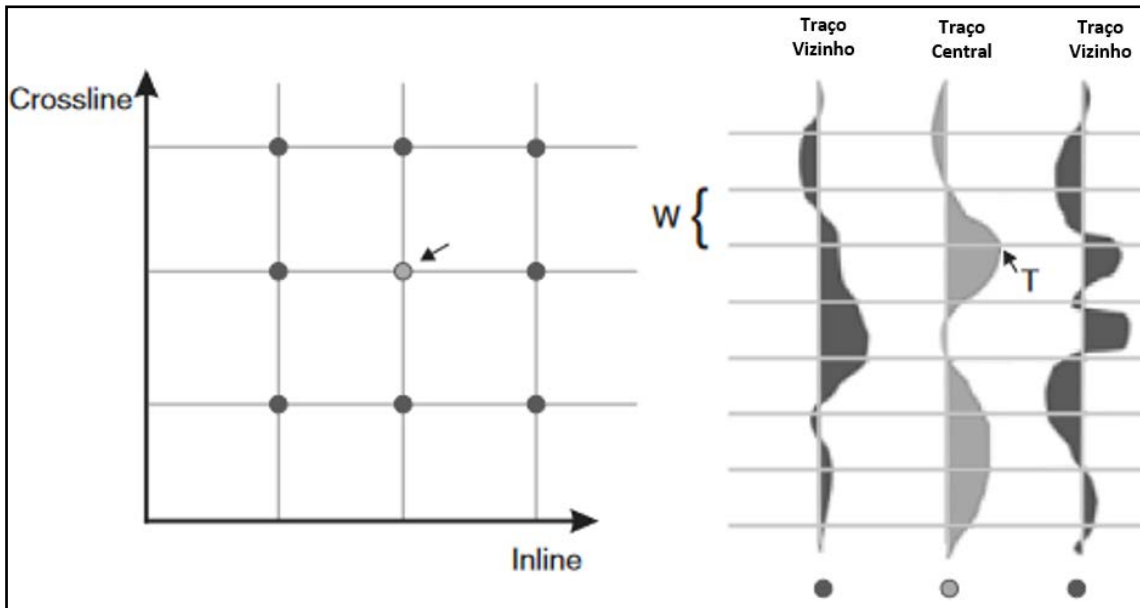


Figura 17: Janelas de análise espacial (ou multi-traço) usadas para calcular o atributo coerência onde, W é definido como a janela de análise vertical para o tempo T . (Adaptado de Jesus *et al.*, 2019).

Lira *et al.* (2018) observaram que a aplicação do atributo coerência ajudou na identificação e visualização de falhas e fraturas, destacando regiões com maior densidade de fraturas, o que pode permitir a construção de um modelo estrutural mais realista diminuindo os riscos exploratórios. Já Ferreira *et al.* (2019) defenderam que a utilização do atributo coerência permitiu identificar e caracterizar fácies sísmicas como plataforma carbonáticas, *build-ups* e *debris*, além de destacar características estruturais. Enquanto, Jesus *et al.* (2019) ressaltaram que o atributo coerência auxilia na identificação de *mounds* carbonáticos, uma vez que eles estão recorrentemente associados a fraturas e falhas.

4. Metodologia

Para a realização desse trabalho foi utilizado um volume sísmico pós-empilhamento migrado em profundidade (PSDM) do Prospecto de Gato do Mato, pertencente ao Bloco BM-S-54, na Bacia de Santos. A sísmica é parte de uma aquisição que abrange uma região maior do que a área de estudo, com um total de aproximadamente 1700km². Entretanto, para fins de estudos acadêmicos na modalidade de mestrado foi realizado o estudo na área do Prospecto de Gato do Mato, com aproximadamente 1100 km².

A área de estudo contém 3 poços, relativamente bem espaçados, contendo informações como: perfil composto, perfis convencionais, amostras laterais, dados direcionais e teste de formação a cabo.

O limite do Prospecto de Gato do Mato, a área total do levantamento sísmico, a área da sísmica usada, a posição dos poços e a localização das seções sísmicas (crosslines 1750, 1630 e 1510) e linha arbitrária passando pelos poços, que foram utilizadas para as análises e discussões dos resultados podem ser analisados na Figura 18. Com o intuito de alcançar os objetivos propostos para esse trabalho, a metodologia empregada foi dividida em cinco fases: (I) Criação do projeto, carregamento dos dados e controle de qualidade; (II) Geração e análise de atributos sísmicos; (III) Análise e correlação de poços; (IV) Interpretação sísmica de horizontes e falhas; (V) Mapas de Isópacas; e (VI) Construção do modelo tectono-estratigráfico.

A Figura 19 mostra o fluxo de trabalho (*workflow*) proposto que permitiu a construção do modelo tectono-estratigráfico da área de estudo. Com base no fluxo utilizado foi possível (I) analisar e identificar os padrões sísmicos de fácies carbonáticas encontradas na zona de interesse; (II) analisar os perfis dos poços e identificando quais deles possuem melhor porosidade e permeabilidade e identificando contato óleo-água; (III) mapear os horizontes e falhas mais representativos do intervalo do pré-sal e (IV) modelar as superfícies e falhas para a construção do modelo tectono-estratigráfico do Prospecto de Gato do Mato.

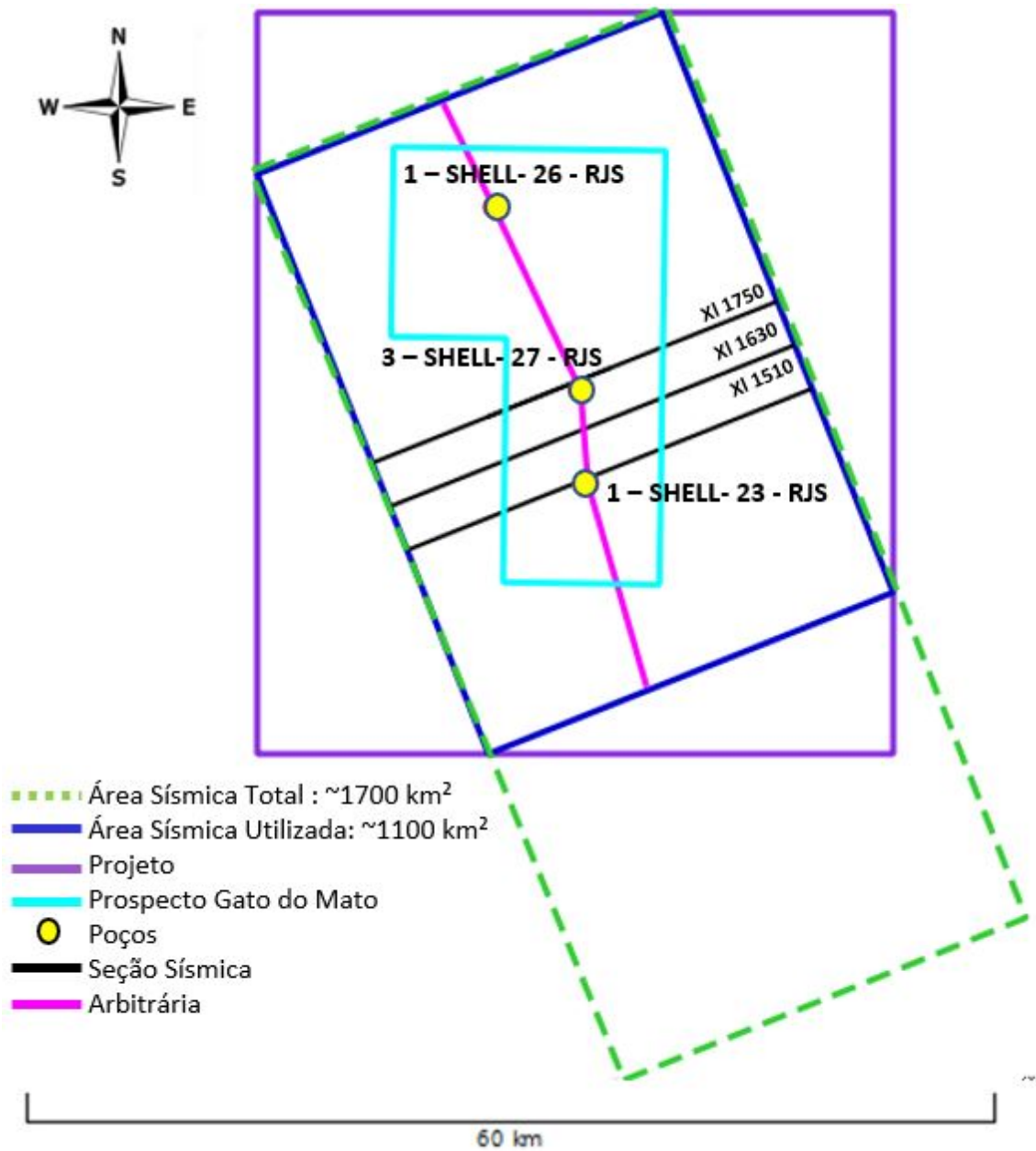


Figura 18: Mapa ilustrando os dados que foram utilizados: Área do projeto, área do levantamento sísmico, área da sísmica utilizada, bloco do Prospecto de Gato do Mato, localização dos poços e as seções e linhas arbitrárias utilizadas para ilustrar os resultados.

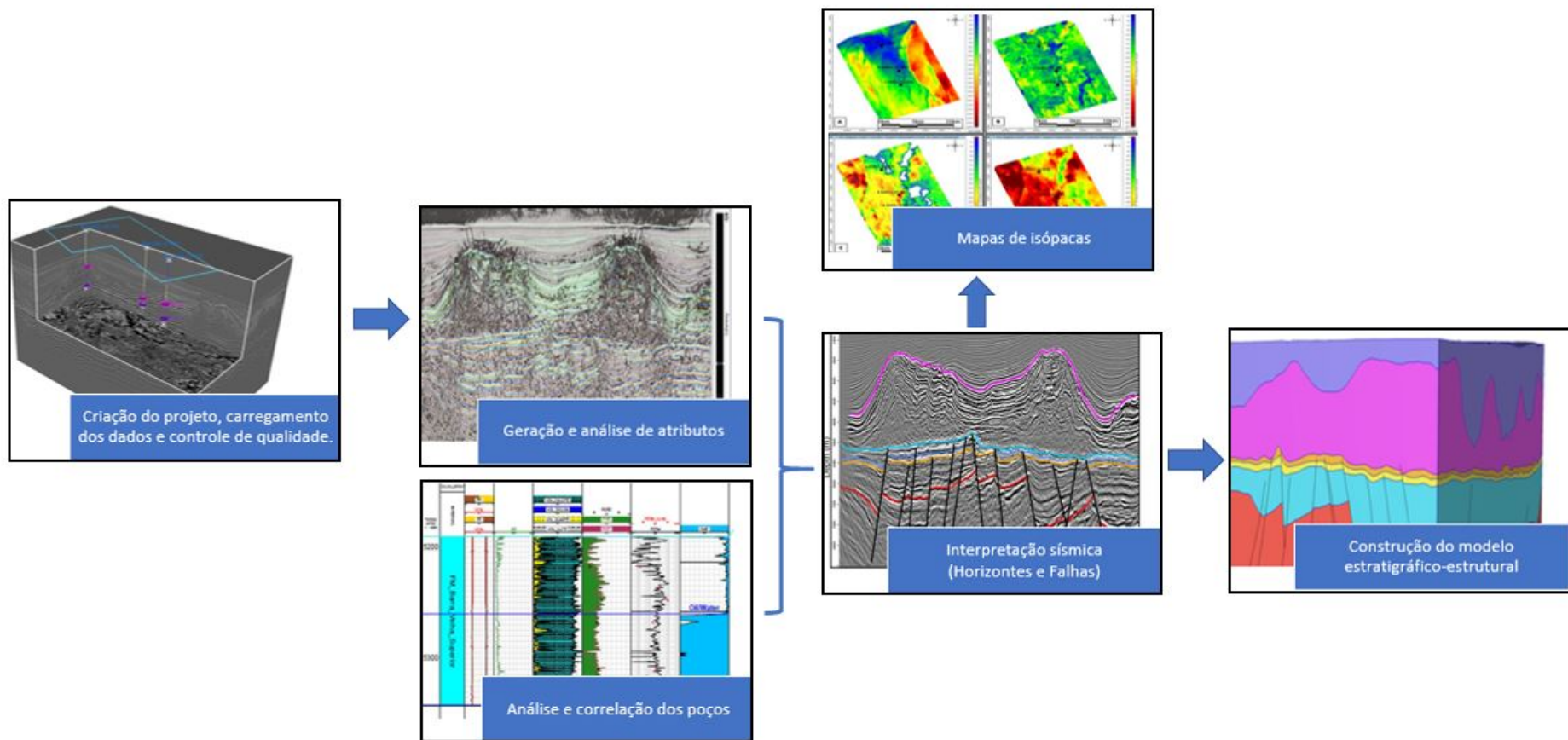


Figura 19: Fluxo de trabalho aplicado para estudo do Prospecto de Gato do Mato.

4.1. Criação do projeto, carregamento dos dados e controle de qualidade

Para poder realizar os objetivos proposto neste trabalho, o primeiro passo foi eleger uma plataforma (*software*) para poder criar o projeto e carregar as informações disponibilizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tanto a sísmica, em formato *sgy*, quanto de poços, em formato *.dlis* e *.txt*. A plataforma escolhida foi o EPOS, banco de dados que permite a integração das informações carregadas entre todas as aplicações pertencentes a Paradigm (Emerson). Dentro das aplicações utilizadas, elegeu-se trabalhar com o Seisearch, para realizar a interpretação sísmica, geração e análise de atributos sísmicos, Geolog para realizar a análise dos poços e o SKUA-GOCAD para realizar a etapa de construção do modelo tectono-estratigráfico.

Após o carregamento dos dados, foi realizado um controle de qualidade das informações carregadas com o intuito de verificar sua localização correta e a qualidade sísmica dos dados adquiridos. Além disso, foram carregados os limites do Prospecto de Gato do Mato em formato *shape file*, para corroborar a localização geográfica das informações de poços e sísmica. A Figura 20 apresenta as informações que foram carregadas no projeto.

Na Figura 21 podemos observar uma linha arbitrária passando pelos poços ilustrando como eles estão distribuídos na área e os seus marcadores geológicos indicando a localização dos topos das Fm. Ariri (em rosa), parte superior da Fm. Barra Velha (Azul claro) e parte inferior da Fm. Barra Velha inferior (azul escuro), nomeadas neste trabalho, respectivamente, como Fm. Barra Velha Superior e Fm. Barra Velha Inferior. Esses marcadores foram utilizados como referência na interpretação sísmica dos horizontes: topo do sal, base do sal e discordância Intra-Alagoas, respectivamente.

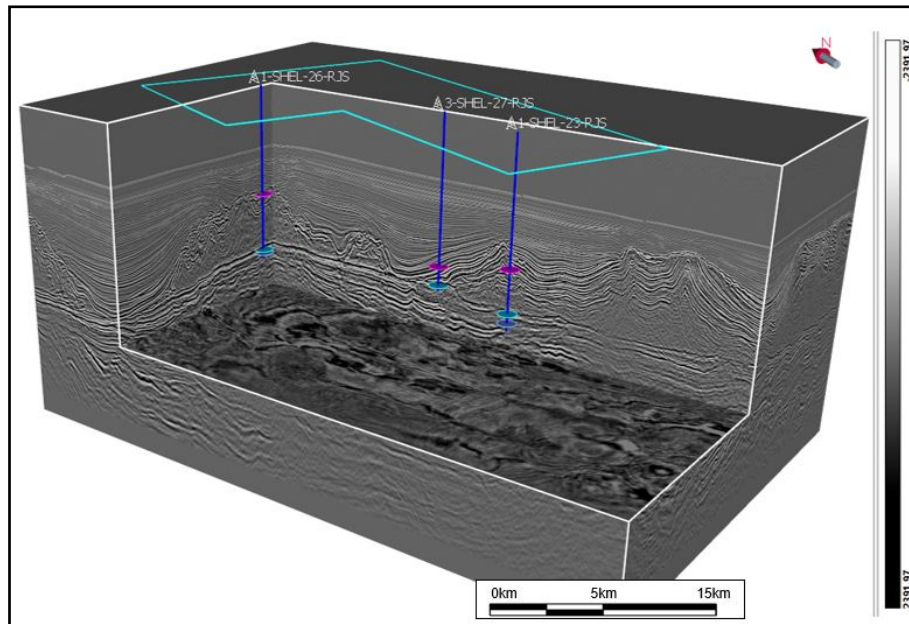


Figura 20: Dados que foram fornecidos pela ANP carregados no projeto. Nessa imagem é possível observar que a sísmica apresenta boa qualidade e que o limite da área do Prospecto de Gato do Mato, em azul, engloba os poços, confirmando a localização geográfica das informações.

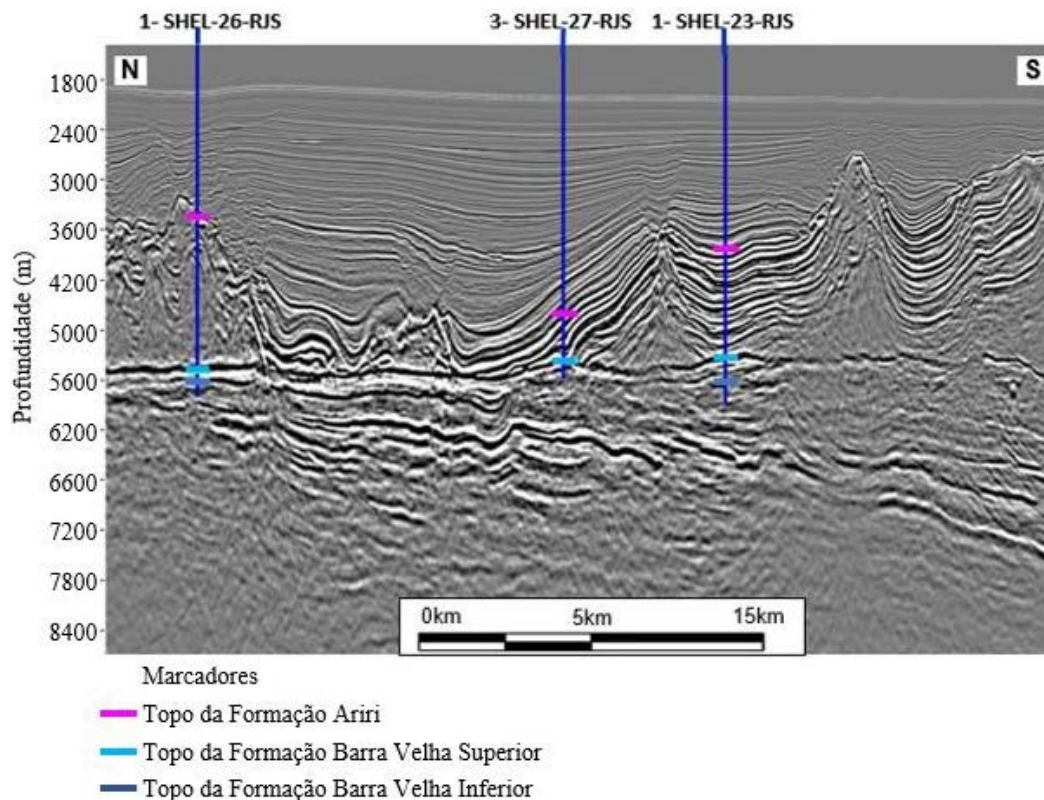


Figura 21: Seção sísmica arbitrária passando pelos três poços da área de estudo, ilustrando os marcadores do topo das formações Ariri (rosa), Barra Velha Superior (azul escuro) e Barra Velha Inferior (azul claro).

4.2. Geração e análise de atributos sísmicos

Atributos sísmicos são ferramentas importantes para inferir informações sobre a geologia a partir de dados de reflexão sísmica (Barnes, 2016). Eles permitem revelar características ocultas e identificar padrões semelhantes, que muitas vezes não podem ser identificados apenas analisando o dado sísmico convencional, ou seja, a sísmica de amplitude. Sendo assim, considerando a importância e relevância que podem ter os atributos em uma caracterização sísmica, para este estudo, foram utilizados os seguintes atributos sísmicos: (a) *Dip Steered Enhancement*, (b) Cubo de coerência (*Eigen*) e (c) *Relief* (TecVa).

(a) *Dip Steered Enhancement*:

Este atributo atua como um filtro sísmico orientado ao mergulho e ao azimute, realizando uma filtragem lateral ao longo das superfícies (Chopra & Marfurt, 2007). Esta filtragem melhora a continuidade lateral dos refletores e remove ruídos. Ele foi utilizado para a redução dos “sorrisos” causados pela migração sísmica. Autores como Francelino (2011) e Lira *et al.* (2018) acreditam que realizar filtros orientados à estrutura é uma etapa importante, uma vez que esses filtros podem eliminar os ruídos que podem afetar a geração de outros atributos a partir da amplitude sísmica. Logo, vale destacar que o *Dip Steered Enhancement* (Figura 22) foi utilizado para melhorar o dado de entrada para a geração do cubo de coerência no intervalo do pré-sal.

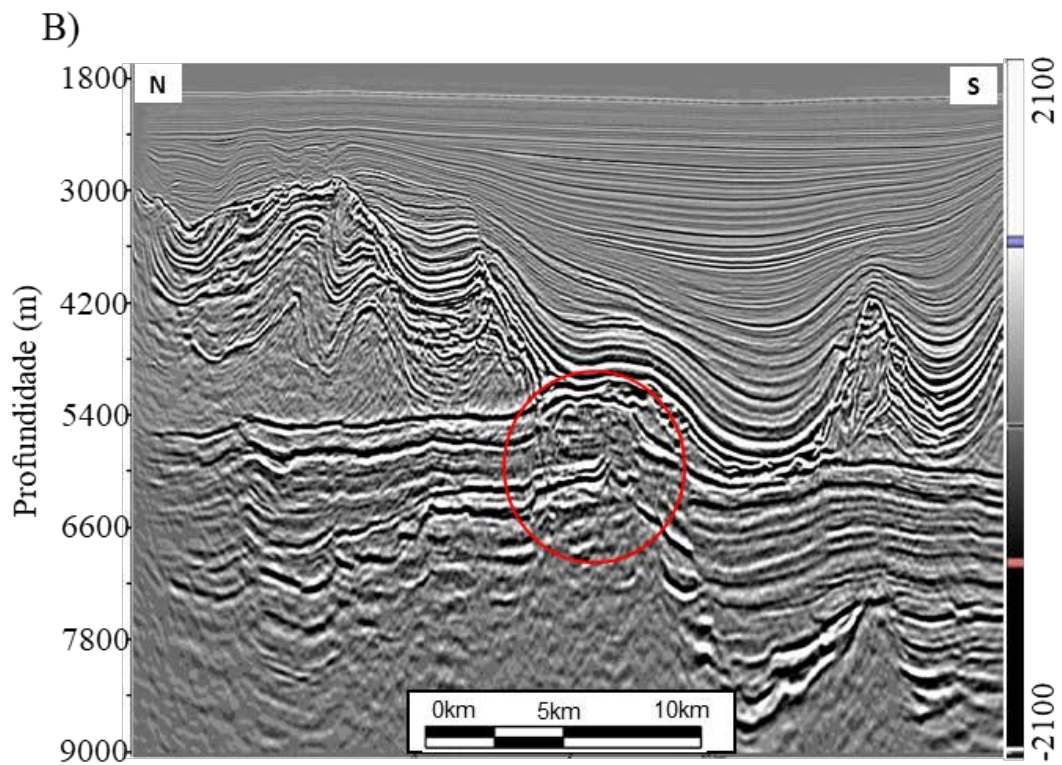
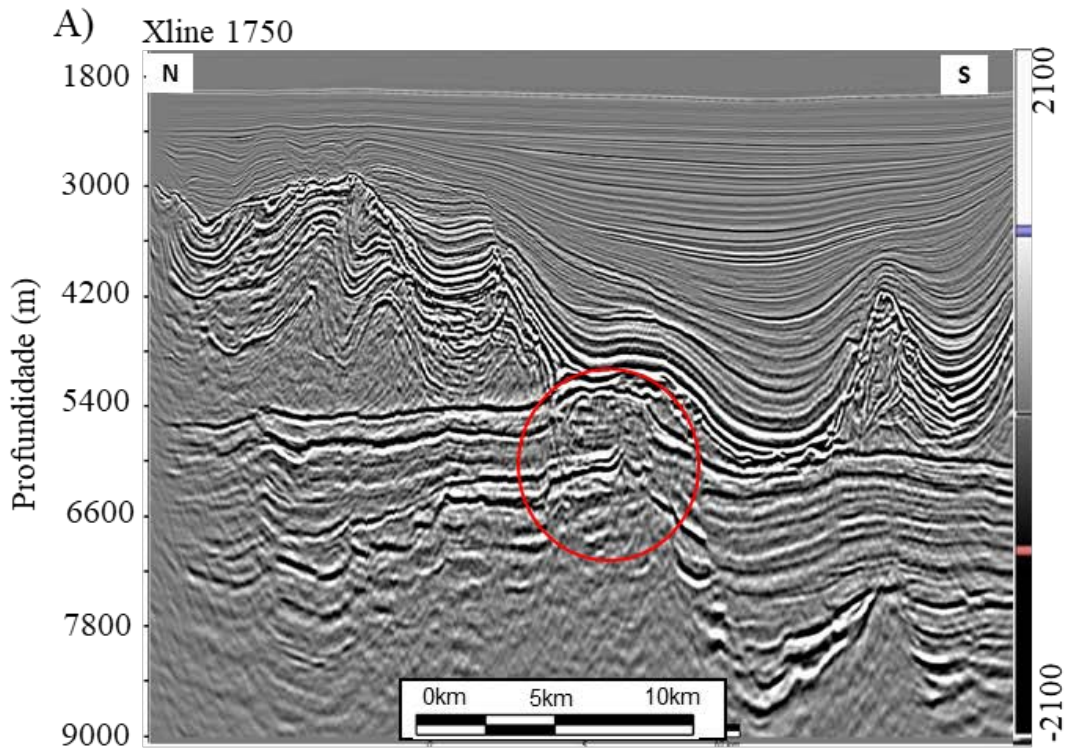


Figura 22: Seção sísmica *crossline* 1750 ilustrando antes (A) e após (B) a aplicação do *Dip Steered Enhancement*. Círculo vermelho destaca onde os “sorrisos”, causados pela migração sísmica, foram reduzidos.

(b) Cubo de coerência (*Eigen*):

Descontinuidades encontradas no dado sísmico podem ser geradas devido à presença de falhas ou características estratigráficas, que alteram os traços sísmicos promovendo uma perda de similaridade entre os traços vizinhos (Bahorich & Farmer, 1995). O atributo coerência permite a análise de características estruturais, uma vez que mede a similaridade ou a não similaridade dos dados sísmicos. Devido a sua função de evidenciar essas zonas de descontinuidades, como falhas e fraturas, o atributo coerência ressaltou as falhas na seção rifte e auxiliou na visualização de zonas fraturas nos carbonatos da Fm. Barra Velha.

Uma boa parametrização para gerar o cubo de coerência é imprescindível, uma vez que modificar corretamente alguns parâmetros pode contribuir para aumentar a continuidade e nitidez das falhas e fraturas. Segundo Lira *et al.* (2018), áreas com descontinuidades estão, de forma geral, associadas a zonas mais fraturadas e/ou mais permeáveis. Portanto, quanto melhor for a definição do volume gerado, maiores as chances de se caracterizar as zonas fraturas do reservatório.

Logo, com o intuito de obter um melhor resultado com o atributo de coerência, foi realizado um estudo modificando alguns parâmetros para identificar qual parametrização geraria o cubo de coerência que melhor ressaltasse as estruturas dentro do reservatório e evidenciasse a continuidade das falhas da fase rifte. Para isso foram gerados volumes de coerência alterando os parâmetros: janela de abertura vertical (parâmetro responsável pela redução do ruído, onde valores menores estão associados a melhoria das características estratigráficas e valores maiores as características estruturais), janela de abertura espacial (janela onde selecionamos o número de *inlines* e *crosslines* que se utilizará para realizar o filtro, ou seja, quantos traços sísmicos serão utilizados no filtro) e fator de escala de saída (parâmetro que distingue melhor descontinuidades de maior coerência melhorando a continuidade do traço).

Como pode ser observado na Tabela 1, foram gerados 12 volumes de coerência após a realização das alterações nos parâmetros. O volume EIG_9x9_1x1_1 (Figura 23) foi selecionado para ser utilizado neste trabalho, uma vez que apresentou os melhores parâmetros que caracterizasse o reservatório, contribuindo para melhorar a visualização das fraturas nas fácies sísmicas do tipo *build-ups*. Além disso, este volume apresentou uma boa resposta para marcar a continuidade das falhas, principalmente no embasamento.

Tabela 1: Volumes de coerência que foram gerados de acordo com a mudança dos parâmetros na abertura vertical, espacial e escala de coerência.

Nome do Volume	Abertura Vertical		Abertura Espacial		Escala da Coerência
	S Half	E Half	<i>Inline</i>	<i>Crossline</i>	Fator de escala de saída
EIG_5x5_1x1_1	5	5	1	1	1
EIG_5x5_1x1_1.5	5	5	1	1	1.5
EIG_5x5_3x3_1	5	5	3	3	1
EIG_5x5_3x3_1.5	5	5	3	3	1.5
EIG_7x7_1x1_1	7	7	1	1	1
EIG_7x7_1x1_1.5	7	7	1	1	1.5
EIG_7x7_3x3_1	7	7	3	3	1
EIG_7x7_3x3_1.5	7	7	3	3	1.5
EIG_9x9_1x1_1	9	9	1	1	1
EIG_9x9_1x1_1.5	9	9	1	1	1.5
EIG_9x9_3x3_1	9	9	3	3	1
EIG_9x9_3x3_1.5	9	9	3	3	1.5

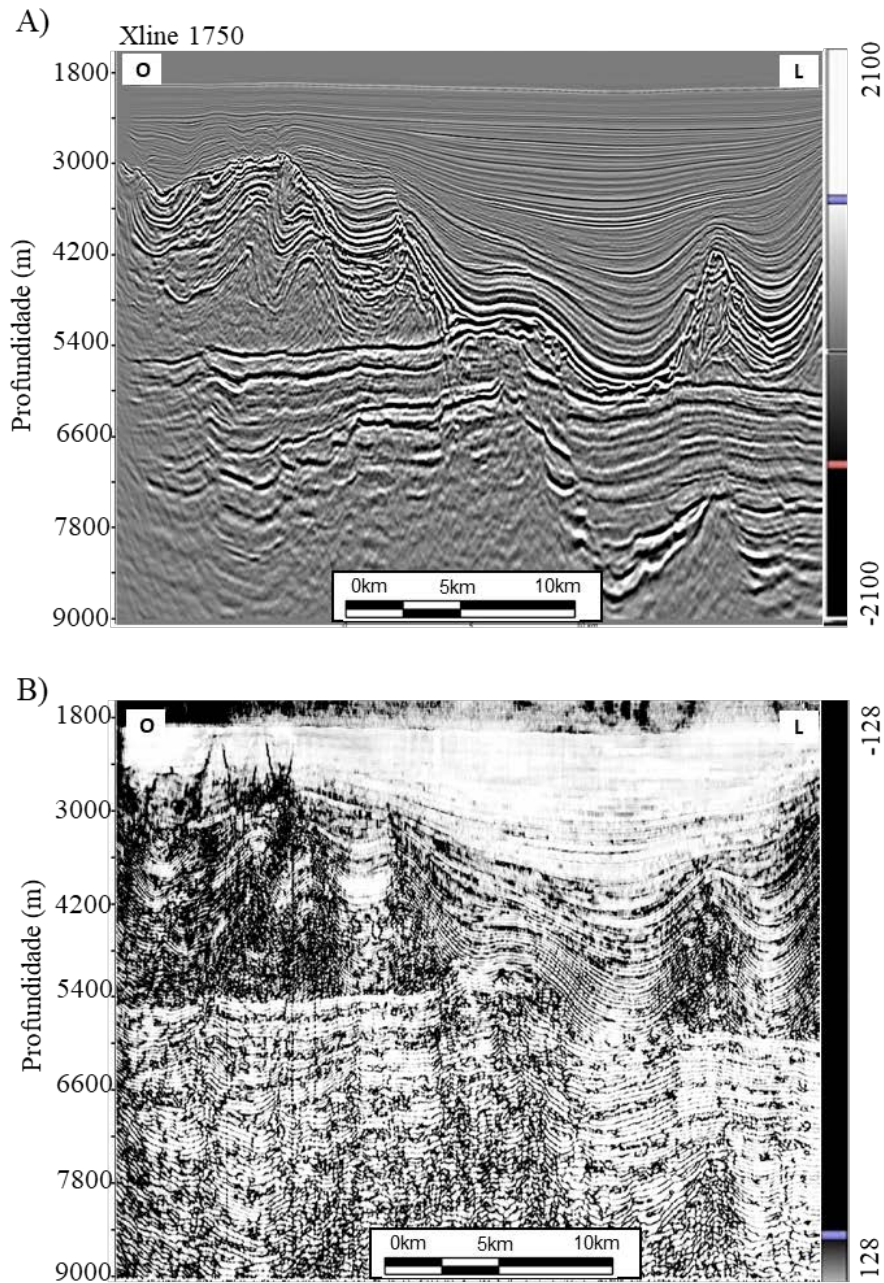


Figura 23: Seção sísmica de amplitude ilustrando a *crossline* 1750 (A) com o atributo coerência (B) que foi escolhido neste trabalho.

(c) Atributo *Relief* (TecVA):

O atributo *Relief* é conhecido na literatura como Atributo de Volume de Amplitude (TecVA) (Bulhões & Amorim, 2005). Este atributo auxilia na visualização de refletores e falhas, ilustrando pequenas variações de amplitude em uma correlação lateral traço-a-traço.

Segundo Enzila (2018), o atributo TecVA em seções verticais é uma ótima opção para ajudar no entendimento da geologia, uma vez que ele realça as discontinuidades e a separação de pacotes ou camadas com contrastes de impedância acústicas similares, além de destacar a continuidade lateral dos refletores. Devido a essas propriedades, este atributo contribuiu para as análises estruturais e estratigráficas na área de estudo, auxiliando no mapeamento das falhas e horizontes e sendo fundamental para a interpretação do embasamento econômico, que se encontrava extremamente falhado e com um refletor de difícil identificação e mapeamento (Figura 24).

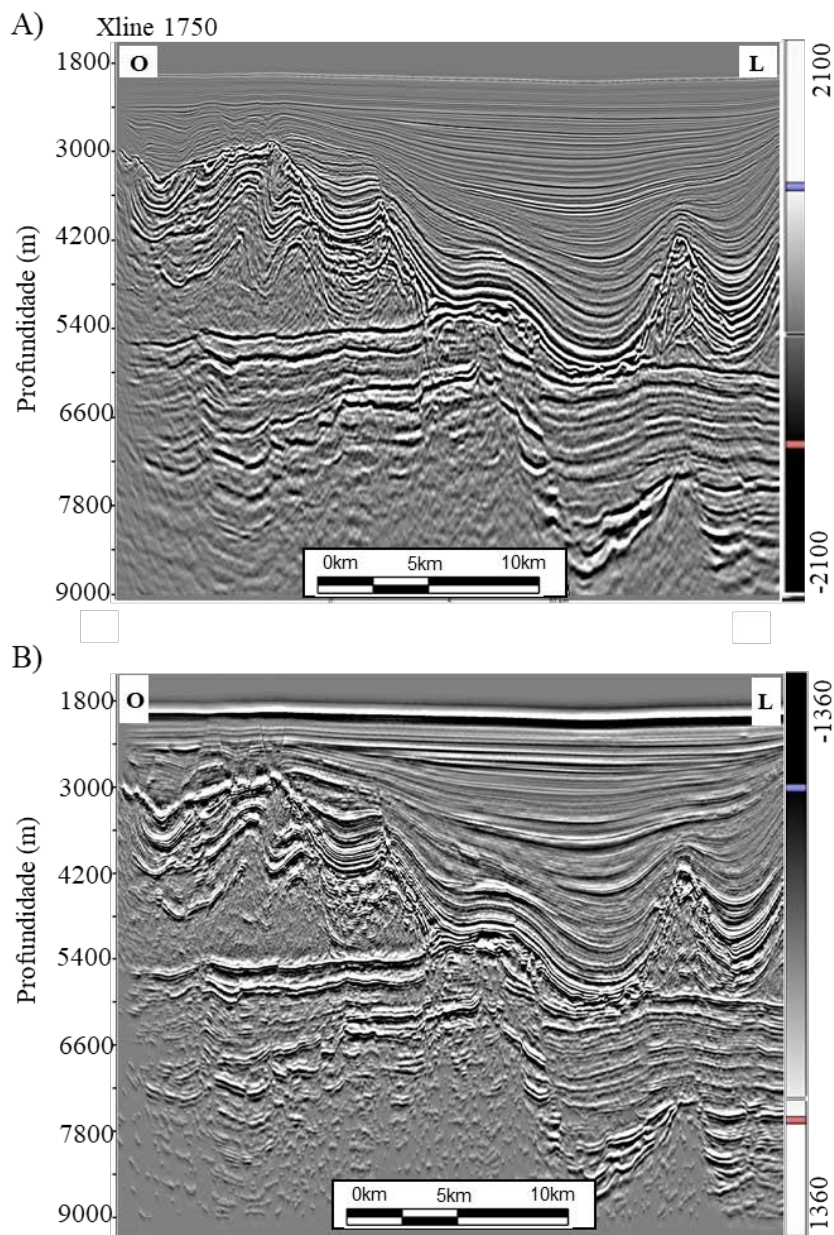


Figura 24: Seção sísmica de amplitude ilustrando a crossline 1750 (A) com o atributo *Relief* (TecVa) (B).

A partir da análise desses atributos foi possível um melhor entendimento da geologia estrutural da área, melhorar a continuidade dos refletores, auxiliando na interpretação de horizontes e falhas, além de ajudar no reconhecimento e delimitação das fácies sísmicas do tipo *build-up*, plataforma carbonática e *debris*.

4.3. Análise e correlação dos poços

Com o intuito de compreender e determinar as zonas com melhores porosidade e permeabilidade do Prospecto de Gato do Mato foi realizada a análise e correlação dos três poços presentes na área de estudo. O enfoque dessa etapa é avaliar os poços e verificar porque alguns deles apresentam melhor porosidade e permeabilidade do que outros e entender por que o poço 1-SHEL-26-RJS foi considerado um poço seco.

Para isso foram desenvolvidas as seguintes etapas: (a) Carregamento dos dados e controle de qualidade; (b) Avaliação determinística; (c) Estimativa da proporção mineral; (d) Cenários das propriedades do reservatório (P10, P50 e P90); e (e) Correlação dos poços.

(a) Carregamento dos dados e controle de qualidade:

A primeira etapa consistiu no carregamento das curvas e na análise da qualidade dos dados para cada poço. Os dados de poços, tais como as curvas, localização e informações sobre desvios, foram carregados no *software* Epos (Emerson). Em seguida, para realizar as avaliações e correlação dos poços os dados foram carregados no *software* Geolog (Emerson), onde verificou-se que o tipo de aquisição de cada uma das curvas dos poços no intervalo do pré-sal foi realizado pelo método a cabo, que corresponde à aquisição dos dados de perfilagem a cabo após a perfuração do poço.

As curvas carregadas foram: raios gama (GR), *caliper* (HCAL), *bitsize* (BS), resistividades (RT, AT10 e AT90), densidade (RHO), neutrão termal porosidade (TNPH) e a ressonância magnética (T2_Dist). Além disso, foram carregadas as informações da ferramenta ECS (*Elemental Capture Spectroscopy*), especificamente as curvas litológicas: litologia carbonato (WCAR), quartzo-feldspato-mica (WQFORMAÇÃO), anidrita (WANH), e argila (WCLA), com o intuito de que pudessem auxiliar no entendimento da distribuição da litologia dentro do poço. Ademais, foram carregados os valores das análises convencionais de porosidade e de permeabilidade determinadas em laboratório através dos dados de amostras laterais.

Em seguida, foi realizada a verificação das profundidades das curvas, uma vez que perfis de poços provenientes de diferentes corridas, muitas vezes não apresentam as mesmas profundidades. Foram ajustadas as profundidades de algumas curvas para que todas ficassem com a mesma referência de profundidade final dentro do reservatório de interesse, ou seja, que estivessem dentro da Fm. Barra Velha. Em algumas curvas de corridas distintas, houve a necessidade de realizar o *merge* entre elas, uma vez que apresentavam profundidade inicial e final diferentes e precisam ser iguais na hora de realizar as avaliações. Em alguns perfis foi necessário retirar alguns *spikes* que poderiam interferir na hora da avaliação.

A análise preliminar do perfil *Caliper* (HCAL) é fundamental para que as informações obtidas da interpretação dos perfis de poços possam ser confiáveis, tendo um importante papel no controle de qualidade das curvas ao fornecer informações sobre o diâmetro do poço, uma vez que informações como zonas de invasão e ou arrombamento podem afetar a resposta dos perfis. Com o intuito de reconhecer possíveis alterações que pudessem comprometer a resposta das ferramentas de aquisição de perfis, foi realizado esse controle de qualidade no perfil *Caliper*, onde não foram identificados nenhuma alteração que pudesse invalidar os perfis analisados.

(b) Avaliação Determinística dos Perfis

Com o intuito de obter informações sobre o volume de argila, porosidade, permeabilidade e a saturação de água foi realizada uma avaliação dos perfis. É importante indicar que o fluido ou lama utilizada durante a perfuração dos três poços foi a base óleo. Foi necessário calcular uma curva de temperatura para todos os poços. Este cálculo foi baseado na interpolação dos valores conhecidos de temperatura da superfície e temperatura do fundo dos poços.

Os próximos passos foram as estimativas do volume de argila (V_{cl}) e da porosidade efetiva (ϕ_{ef}), os quais são fatores determinantes para que uma zona possa ser considerada reservatório ou não. Essas estimativas foram com base nos perfis densidade e neutrão (Bhuyan & Passey, 1994; Paiva *et al.*, 2019) a partir da solução das seguintes equações:

$$RHO = RHO_{ma}(1 - V_{cl} - \phi_{ef}) + RHO_{fl}\phi_{ef} + RHO_{cl}V_{cl}, \quad (1)$$

$$NPHI = NPHI_{ma}(1 - V_{cl} - \phi_{ef}) + NPHI_{fl}\phi_{ef} + NPHI_{cl}V_{cl}, \quad (2)$$

no qual RHO , RHO_{ma} , RHO_{fl} e RHO_{cl} são, respectivamente, o valor lido pela ferramenta de densidade e as densidades da matriz, do fluido e da argila; e $NPHI$, $NPHI_{ma}$, $NPHI_{fl}$ e $NPHI_{cl}$ são, respectivamente, os valores medidos pela ferramenta neutrão na formação, em uma zona 100% calcita, diretamente no fluido e em uma zona 100% argila. Uma vez que o ponto da matriz ($NPHI_{ma}$, RHO_{ma}) foi decidido, usuário é necessário utilizar um ponto para o fluido ($NPHI_{fl}$, RHO_{fl}) para contabilizar a não linearidade das linhas da matriz além do calcário.

É importante mencionar que o método densidade-neutrão estima a argila, podendo ela ser radioativa ou não. A porosidade total (ϕ_t) foi calculada usando a equação:

$$\phi_t = \phi_{ef} + V_{cl}\phi_{tcl}, \quad (3)$$

no qual ϕ_{tcl} é a porosidade medida em uma zona 100% com argila. Para a área de estudo (Fm. Barra Velha), este valor foi obtido em um intervalo interpretado como laminito.

Após estimar os perfis de volume de argila e de porosidades, o passo seguinte foi calcular a saturação de água (S_w). Para o cálculo da saturação de água foi utilizado a equação de Archie (Archie, 1942; Schön, 2015):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}, \quad (4)$$

no qual R_t é a resistividade lida pelo perfil, R_w a resistividade da água de formação, ϕ a porosidade, m o expoente de cimentação, n o expoente de saturação e a o parâmetro de tortuosidade.

A resistividade da água é obtida por meio da análise dos perfis de resistividade na zona reservatório predominantemente preenchido com água da formação ou através do gráfico diagnóstico Pickett (1973). Esse gráfico compara a variação de resistividade em função da variação de porosidade (Figura 25). O gráfico se baseia na equação de Archie, onde os pontos de saturação de água são plotados e o alinhamento permite estimar a saturação de água, a resistividade da água de formação, o expoente de cimentação e parâmetros de matriz para os perfis de densidade e sônico (Asquith & Gibson, 1982). Segundo estes autores, o método consiste na interpretação de dados de perfis e é uma solução gráfica para a equação de Archie em termos de resistividade.

Vale ressaltar que a equação de Archie foi escolhida por ser a mais recomendada em zonas com baixo volume de argila, com até 15% e como estamos trabalhando em um

ambiente carbonático foi julgada ser a mais indicada. Os valores obtidos dos parâmetros foram para o poço 1-SHEK-23-RJS $m = 1,83$, $n = 2$, $R_w = 0,337$ e $a = 1$; para o poço 3-SHELL-27-RJS, $m = 1,83$, $n = 2$, $R_w = 0,178$ e $a = 1$ e para o poço 1-SHELL-26-RJS $m = 1,83$, $n = 2$, $R_w = 0,158$ e $a = 1$ (Figura 25).

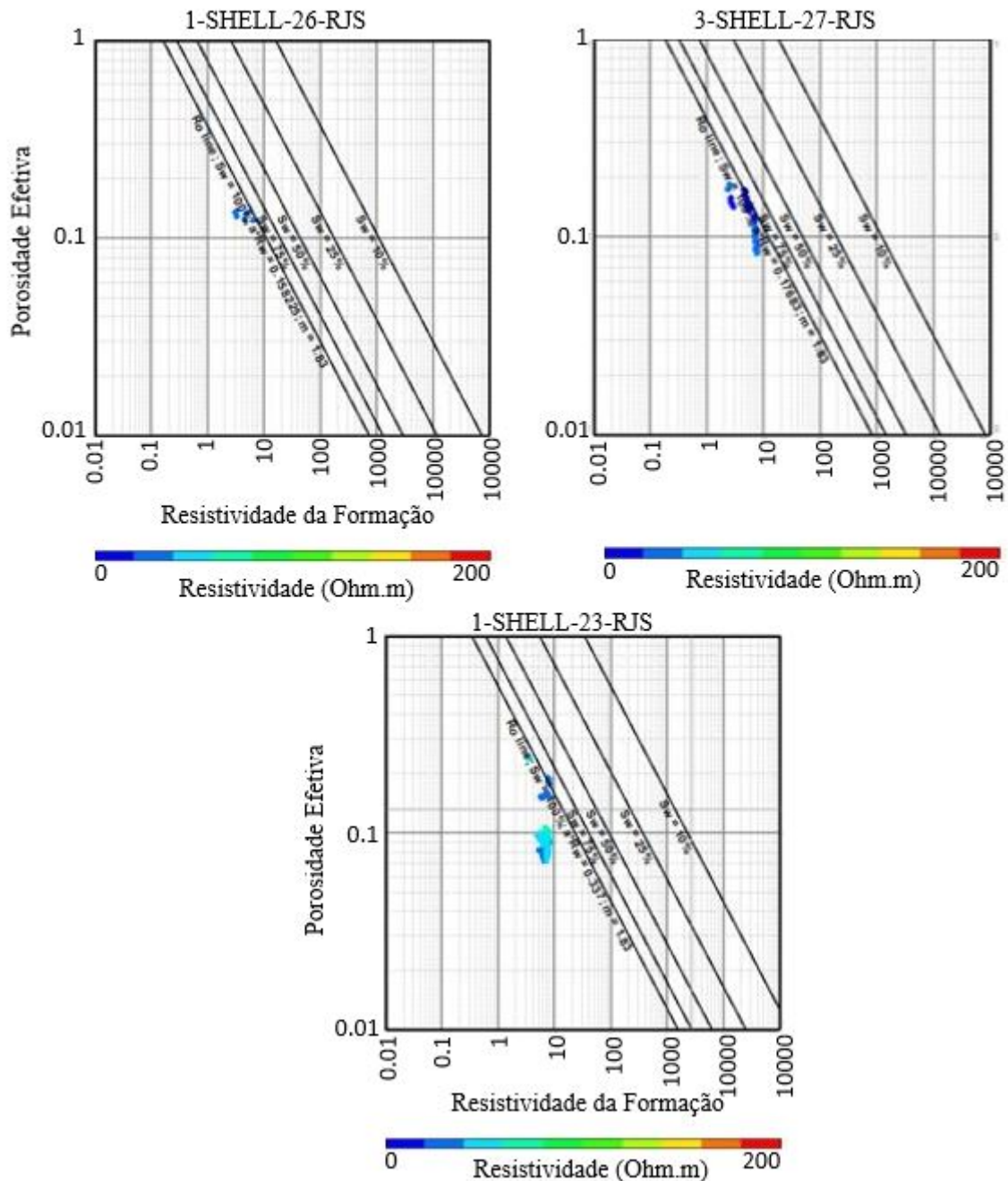


Figura 25: *Crossplot* entre porosidade efetiva e resistividade da formação, dos 3 poços, utilizado para determinar a resistividade de água da formação que foi aplicada na equação de Archie.

Para o cálculo do perfil de permeabilidade foi utilizado o método de Wyllie-Rose (Wyllie & Rose, 1950):

$$K = \frac{P\phi^Q}{S_{wi}^R}, \quad (5)$$

no qual S_{wi} é a água irreduzível e P, Q e R são constantes calibradas a partir de medições em amostras laterais. Este método foi usado para os poços 1-SHEL-23-RJS e 3-SHEL-27-RJS, uma vez que os mesmos apresentaram com valores muito próximos ao obtido pelo laboratório através das amostras laterais com os perfis estimados.

Já para o poço 1-SHEL-26-RJS utilizou-se uma regressão linear através do *crossplot* (Figura 26) entre os valores de permeabilidade e porosidade obtidos através das amostras laterais. Isto foi necessário porque os valores encontrados pelo método de Wyllie-Rose (Wyllie & Rose, 1950), nesse poço, não estavam condizentes com os valores obtidos pelo laboratório, especialmente na Fm. Barra Velha Inferior.

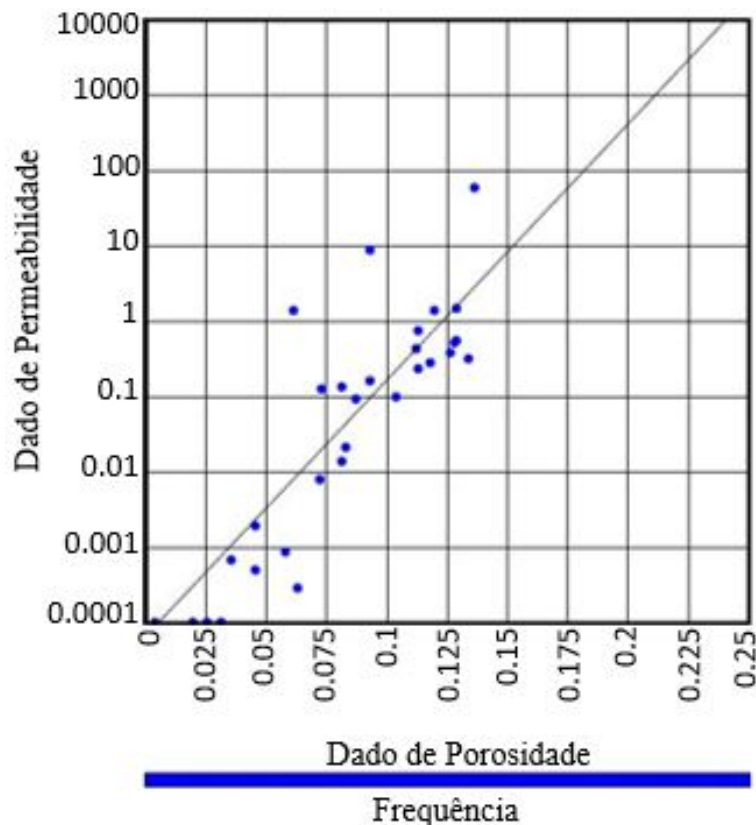


Figura 26: *Crossplot* entre dados de amostras laterais de porosidade e de permeabilidade e a regressão linear obtida para calcular a permeabilidade ao longo do poço 1-SHELL-26-RJS.

Com os cálculos de volume de argila, de porosidade, de permeabilidade e de saturação de água foi possível ter uma melhor avaliação dos poços para analisar a Fm. Barra Velha.

A Figura 27 exemplifica esta análise apresentando os perfis originais e estimados do poço 3-SHEL-27-RJS, com os valores de amostras laterais de porosidade e de permeabilidade, ilustrando uma boa correlação, da maioria dos pontos, com os cálculos realizados.

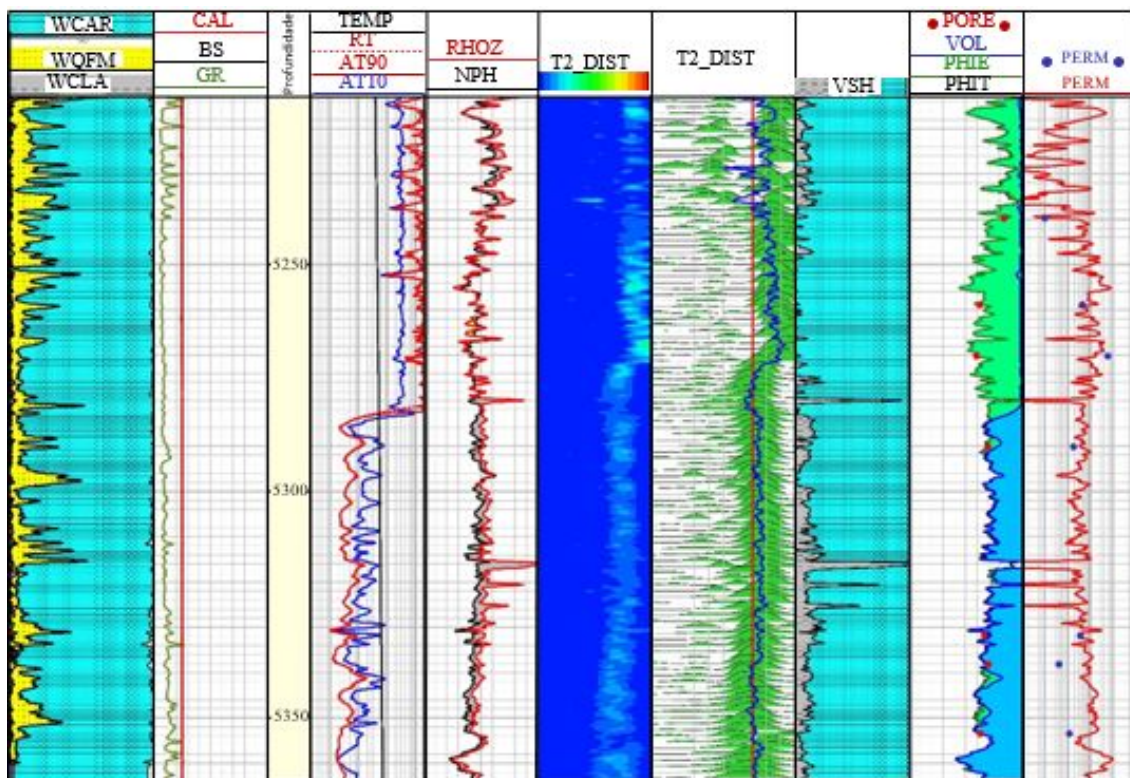


Figura 27: Perfis originais e estimados e os dados de amostras laterais de porosidade (pontos vermelhos) e de permeabilidade (pontos azuis).

Na avaliação dos minerais foram calculados os volumes dos principais minerais encontrados na Fm. Barra Velha, sendo eles calcita, quartzo, ilita e dolomita (Vasquez *et al.* 2019, Mello, 2020). Para isso, gerou-se um modelo multi-mineral considerando apenas os quatro minerais citados anteriormente. Para a realização desse modelo foi utilizada a ferramenta *Multimin* do *software Geolog*. Esta é uma ferramenta de modelagem mineral (ou rocha) e fluido onde um modelo é construído utilizando os minerais e fluidos conhecidos a partir da literatura, de descrições de amostras laterais, testemunhos e análises de *crossplot* da área de estudo.

A análise *Multimin* utiliza o modelo de respostas minerais e fluidos para calcular pseudo-perfis (ou registros previstos). O quanto os pseudo-perfis correspondem aos perfis originais é uma indicação de quão bem o modelo corresponde à realidade. Nessa etapa foi criado um modelo multi-mineral para cada poço, devido às suas peculiaridades.

A partir das curvas dos minerais em conjunto com outros perfis foi possível compreender melhor como os minerais influenciam na porosidade e na permeabilidade. Vale ressaltar que no pré-sal existem outros tipos de argilominerais, tais como argilas magnesianas (Herlinger *et al.*, 2017). Porém, para simplificação dos cálculos, a única argila considerada no sistema foi a illita.

(c) Uma breve análise estatística das propriedades do reservatório (P10, P50 e P90)

Além da análise das curvas, foram gerados histogramas com os valores P10, P50 e P90 das propriedades do reservatório. Os valores de volume de argila (Figura 28), porosidade efetiva (Figura 29) e permeabilidade (Figura 30) foram comparados entre a parte superior e a parte inferior da Fm. Barra Velha com o objetivo de identificar e analisar as diferenças dentro do reservatório, entre os poços, além de verificar como a localização influencia nessas propriedades. Os gráficos foram apresentados nessa seção e os resultados são discutidos no próximo capítulo.

(d) Correlação dos poços

A correlação dos poços teve como objetivo analisar os padrões sísmicos e relacioná-los com as propriedades de reservatório. Além disso, também temos por motivo entender por que o poço 1-SHELL-26-RJS é considerado um poço seco.

Para criar o *template* de correlação dos poços foi utilizado as profundidades *TVD* (*True Vertical Depth*) e os perfis de *bitsize* (BS), *caliper* (HCAL) e raio grama (GR), e os perfis calculados de argila (VOL_ILLITE), dolomita (VOL_DOLOM), quartzo (VOL_QUARTZ), calcita (VOL_CALCITE), porosidade efetiva (PHIE), porosidade total (PHIT), permeabilidade (PERM), saturação de água (SWE) e o contato óleo – água (Óleo/Água).

Volume de Argila

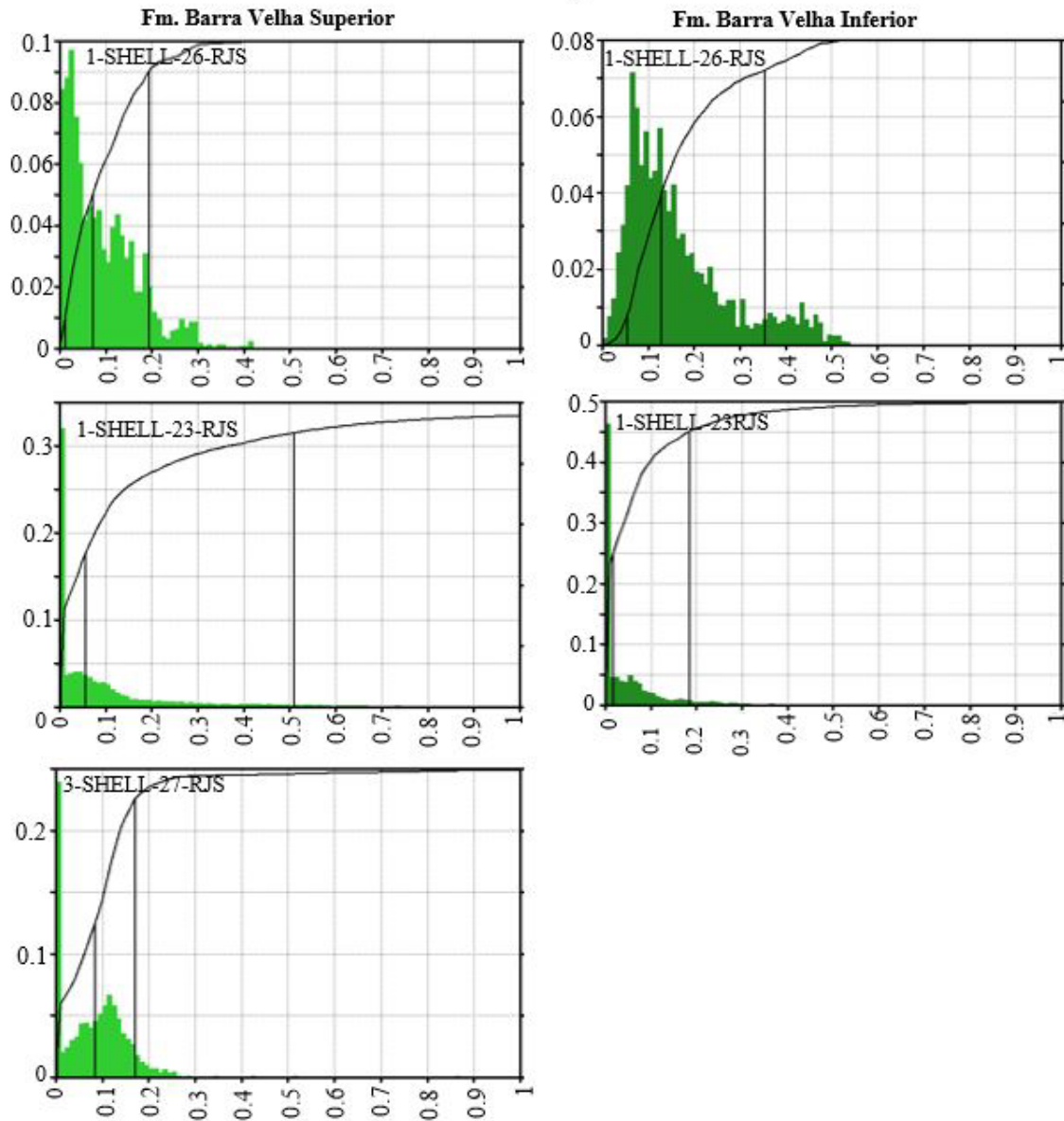


Figura 28: Comparação do volume de argila encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.

Porosidade Efetiva

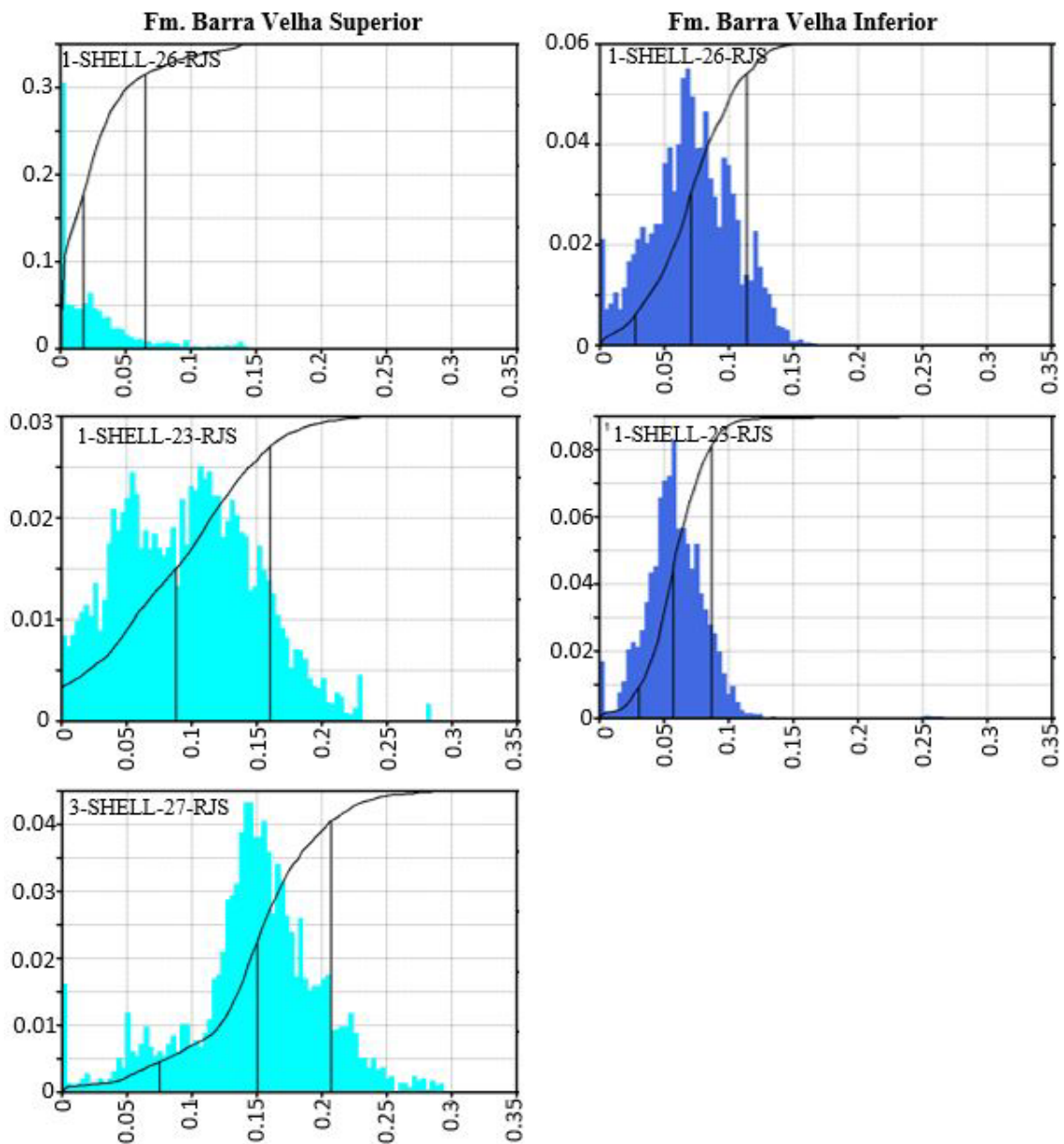


Figura 29: Comparação da porosidade efetiva encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Formação Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.

Permeabilidade

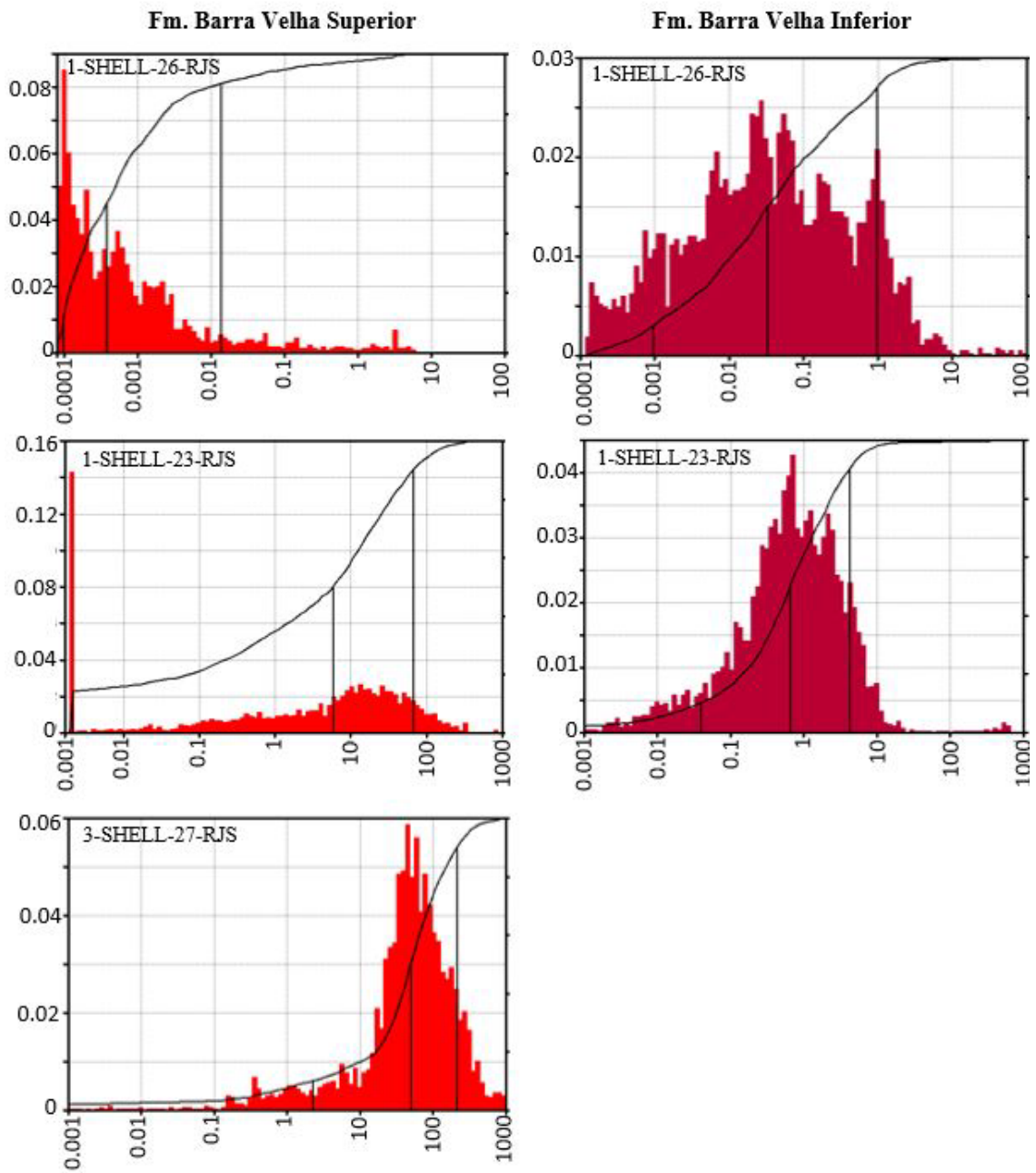


Figura 30: Comparação da permeabilidade encontrado nos 3 poços considerando os percentis P10, P50 e P90 da parte superior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Superior – gráficos a esquerda) e da parte inferior da Fm. Barra Velha (Fm. Barra Velha Inferior – gráficos a direita). A parte inferior da Fm. Barra Velha não foi identificada no poço 3-SHELL-27-RJS.

4.4. Interpretação sísmica do Prospecto de Gato do Mato

A fim de conhecer e determinar as estruturas presentes na área foram interpretadas as principais falhas que afetam o intervalo do pré-sal, ou seja, desde o embasamento até a base do sal. Essa etapa foi realizada no *software* de interpretação sísmica SeisEarth e os espaçamentos tanto entre as *inlines*, seções que cortam o cubo sísmico no sentido Norte-Sul, quanto *crosslines*, seções que cortam o cubo sísmico no sentido Oeste-Leste, são de 25 metros. A interpretação, de modo geral, foi realizada a partir de uma malha regular de *inlines* e *crosslines* que foram adensadas progressivamente, como será apresentado posteriormente para cada horizonte e para as falhas.

Para a interpretação das falhas, foi usado o *merge* dos atributos de amplitude sísmica e *Relief* e, em alguns casos, o *merge* dos atributos de amplitude sísmica e coerência. Esses atributos combinados permitiram uma melhor visualização das discontinuidades, melhorando a interpretação das falhas e, conseqüentemente, dos horizontes influenciados por elas (Figura 31). As falhas presentes no pré-sal foram interpretadas primeiro. Essas falhas foram interpretadas no sentido das *crosslines*, utilizando um espaçamento a cada 10 *crosslines* (250 m). Posteriormente, essas falhas foram utilizadas para a construção do modelo tectono-estratigráfico do Prospecto de Gato do Mato. Não foram observadas falhas expressivas na direção das *inlines*.

Para auxiliar na interpretação dos horizontes, principalmente, as discordâncias Intra-Alagoas, Base do Sal e Topo do Sal, foram utilizados como referências os marcadores dos poços (base e topo da Fm. Ariri e o topo da Fm. Barra Velha) (Figura 21).

A identificação dos horizontes foi baseada na interpretação das terminações dos refletores sísmicos (*onlap*, *downlap*, *toplap* e truncamento erosivo), que são considerados os principais critérios para o reconhecimento de unidades estratigráficas (Mitchum *et al.*, 1977b). Considerando que padrões de terminações de reflexão podem indicar limites de sequência de deposição e tratos de sistema (Brown Jr. & Fisher, 1977), foram interpretados seis horizontes: Embasamento Econômico, Pré-Alagoas, Intra-Alagoas, Base do Sal, Topo do Sal e Fundo do Mar.

Embora o foco do trabalho seja o reservatório do pré-sal, onde estão presentes os horizontes Embasamento Econômico, Pré-Alagoas, Intra-Alagoas e Base do Sal, também foram interpretados os horizontes Topo do Sal e Fundo do Mar, uma vez que foram

necessários para a construção do modelo tectono-estratigráfico. O mapeamento do Embasamento Econômico também teve como objetivo auxiliar na compreensão estrutural da área, uma vez que ele influenciou a deposição dos carbonatos, sendo fortemente afetado pelas falhas. A Figura 31 apresenta uma seção sísmica com os horizontes que foram interpretados.

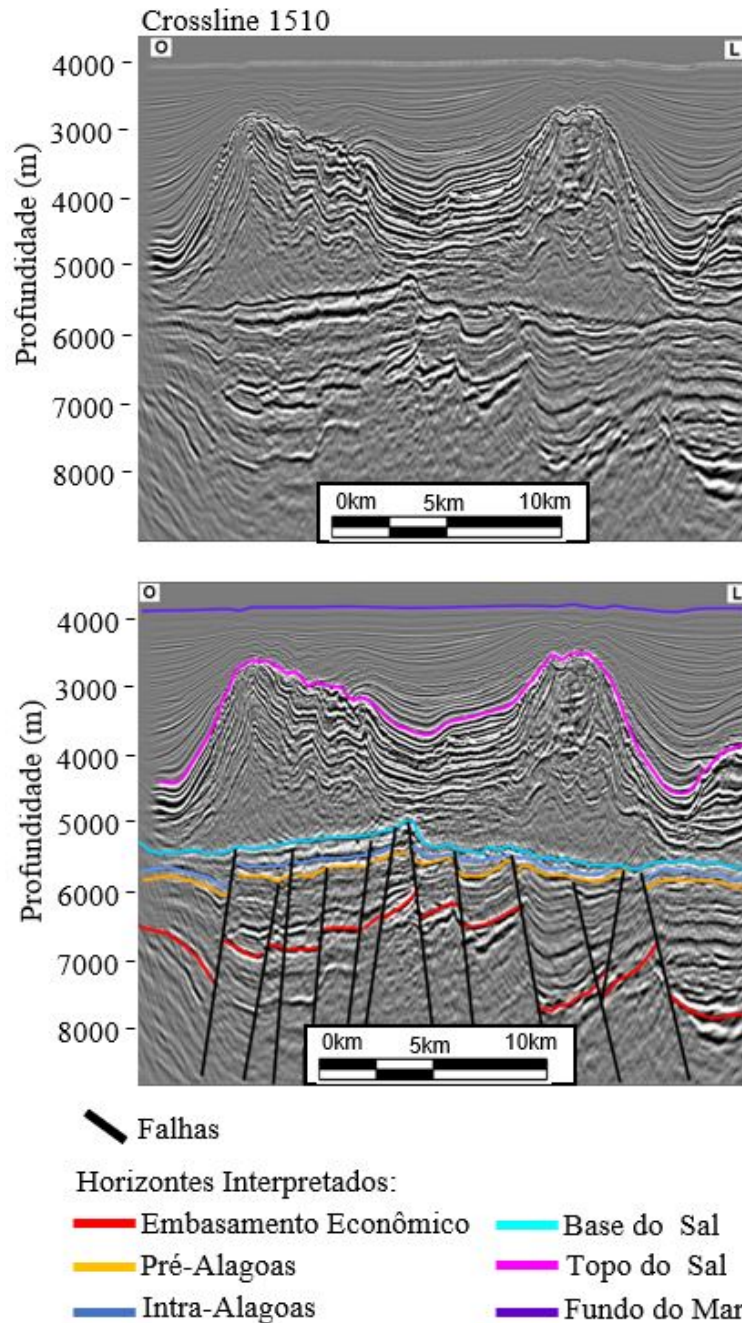


Figura 31: Sessão sísmica ilustrando os refletos e algumas falhas que foram interpretados na área de estudo.

Para iniciar a interpretação dos horizontes tomou-se como referência as *inlines* e *crosslines* que passavam sobre os poços distribuídos na área, considerando os marcadores como uma referência inicial. Entretanto, nem todos os horizontes interpretados possuíam marcadores de referência, uma vez que os poços não chegaram a atingir as discordâncias Pré-Alagoas e Embasamento Econômico.

O Embasamento Econômico foi identificado como um forte refletor de amplitude positiva (pico preto), ou seja, representando a passagem de um meio de menor impedância acústica para um meio com maior impedância acústica. Sua interpretação foi baseada no modelo estrutural de bacias de margem passiva que na fase rifte é caracterizada por *horsts* e *grábens* com falhas normais (Buckley *et al.*, 2015). Inicialmente, a interpretação desse horizonte começou com uma malha regular de 80 x 80 (equivalente a um espaçamento de 2.000 m x 2.000 m) *inlines* por *crosslines* passando por 40 x 40 (equivalente a um espaçamento de 1.000 m x 1.000 m) até chegar a um adensamento de 20 x 20 (equivalente a um espaçamento de 500 m x 500 m). A mesma estratégia de interpretação começando com uma malha regular de 80 x 80 até chegar a 20 x 20 (equivalente a um espaçamento de 500 m x 500 m) foi aplicada às discordâncias Pré-Alagoas e Intra-Alagoas. Vale destacar que a discordância Intra-Alagoas representa a passagem da fase rifte para a fase *sag* (momento de maior quiescência tectônica), então sendo caracterizado por um refletor mais contínuo.

A interpretação da Base do Sal começou com uma malha regular de 64 x 64 (equivalente a um espaçamento de 1.600 m x 1.600 m) e progrediu até chegar em 16 x 16 (equivalente a um espaçamento de 400 m x 400 m). Entretanto, em alguns pontos foi necessário adensar ainda mais a malha, chegando até 4 x 4 (equivalente a um espaçamento de 100 m x 100 m) em algumas regiões. Por apresentar uma certa complexidade nos refletores desse horizonte, em alguns momentos se utilizou de linhas transversais para aprimorar a interpretação.

A interpretação do Topo do Sal foi realizada a partir de uma malha de *inlines* e *crosslines*, a qual foi adensada de maneira progressiva, iniciando a partir de uma malha de 80 x 80 avançando até chegar a uma malha de 40 x 40 (equivalente a um espaçamento de 1.000 m x 1.000 m). Já a interpretação do Fundo do Mar foi realizada utilizando uma ferramenta de propagação por semente, onde colocou-se algumas sementes no refletor

desse horizonte e com um controle de qualidade dos parâmetros e visual, propagou-se essas sementes para gerar o horizonte.

Após finalizar as interpretações dos horizontes, foram geradas as superfícies (*grids*). Os *grids* foram criados a partir do método de interpolação de curvatura mínima, que é considerado um dos métodos mais estáveis e recomendado quando se trabalha com uma malha de interpretação regular. Entretanto, foi necessário realizar a suavização das superfícies geradas para que apresentassem uma melhor estética visual. Foram geradas também curvas de nível para cada um dos mapas.

4.5. Mapas de isópacas

Para entender e analisar a espessura dentro do pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, foram criados mapas de isópacas. Esses mapas representam a espessura da camada em profundidade medida perpendicularmente ao horizonte superior da formação, ou seja, a verdadeira espessura estratigráfica da unidade (Tearpock & Bischke, 1991).

A criação de mapas de isópacas pode ser realizada através da seguinte equação:

$$\text{Espessura estratigráfica (isópaca)} = \frac{\text{TVT (isócrona)}}{(\sin T * \tan B) + \cos T} \quad (6)$$

no qual TVT é a espessura vertical verdadeira, T é o mergulho da superfície superior e B é o mergulho da superfície inferior.

Para o mapa de isópaca das formações Piçarras e Itapema utilizou-se o Embasamento Econômico como superfície inferior e a discordância Pré-Alagoas como superfície superior. Já para a Fm. Barra Velha foram considerados os *grids* do Pré-Alagoas e da Base do Sal. Todavia, como um dos objetivos deste trabalho foi compreender melhor a deposição dessa formação e como estariam relacionadas com os reservatórios, então, para auxiliar nas discussões dos resultados, foram gerados os mapas de isópacas para a parte inferior da Fm. Barra Velha, considerando as discordâncias Pré-Alagoas e Intra-Alagoas, e da parte superior da Fm. Barra Velha, considerando os *grids* Intra-Alagoas e Base do Sal.

4.6. Construção do modelo tectono-estratigráfico

Após a interpretação dos horizontes e falhas foi realizada a geração do modelo estrutural 3D para o Prospecto de Gato do Mato, o que possibilitou um melhor entendimento tridimensional da distribuição e relação espacial das falhas e dos horizontes interpretados. Para isso, foi utilizado o fluxo de trabalho Estrutura e Estratigrafia presente no software SKUA-GOCAD ® (*Subsurface Knowledge Unified Approach* – Emerson-Paradigm).

A metodologia proposta para esse fluxo de trabalho é apresentada na Figura 32 e consiste em: (i) importar os horizontes e falhas interpretados no SeisEarth, (ii) armazenados no banco de dados EPOS, conforme explicado anteriormente, (iii) construir a coluna estratigráfica, organizando os intervalos estratigráficos e a definição do tipo de contato e a relação estratigráfica entre as camadas e, por fim, (iv) executar a construção do modelo estrutural. Dentro do fluxo, a aplicação é incumbida de criar os objetos necessários para a construção do modelo como: superfícies (*T-surfaces*), *grids* e demais informações estruturais necessárias.

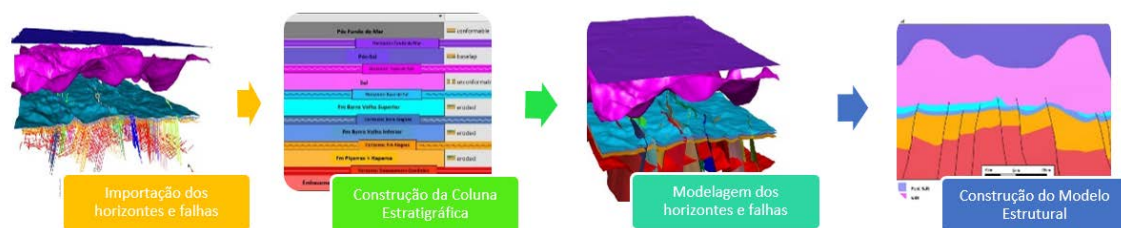


Figura 32: Fluxograma ilustrando as etapas utilizadas para a construção do modelo tectono-estratigráfico tridimensional.

Os dados de entrada utilizados na construção do modelo tectono-estratigráfico foram tanto em formato de *picks* quanto de *grid*. Os horizontes influenciados pelas falhas e/ou erosão (Intra-Alagoas, Pré-Alagoas e Embasamento) foram utilizados no formato de *picks*, enquanto os que não sofriam essa forte influência (Base do Sal, Topo do Sal e Fundo do Mar) utilizou-se as superfícies geradas no SeisEarth no formato *grid*. Para as falhas, os dados de entrada utilizados foram os *picks*. A Figura 33 ilustra os dados de entrada.

Após a seleção dos horizontes e falhas foi realizada a etapa de construção da coluna estratigráfica (Figura 34), 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.

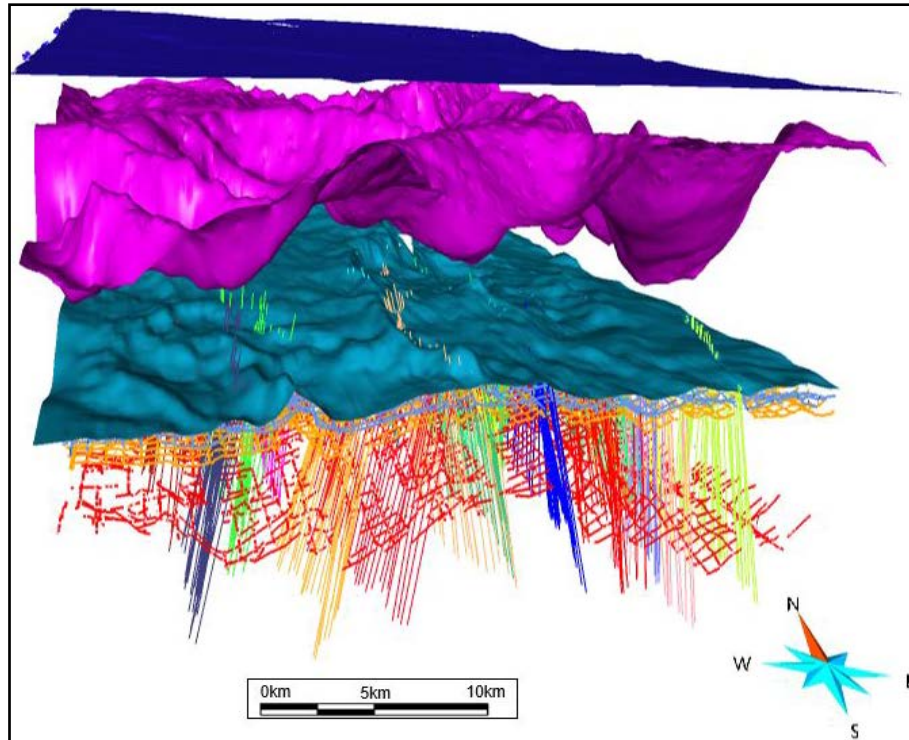


Figura 33: Dados de entrada para a construção do modelo tectono-estratigráfico.

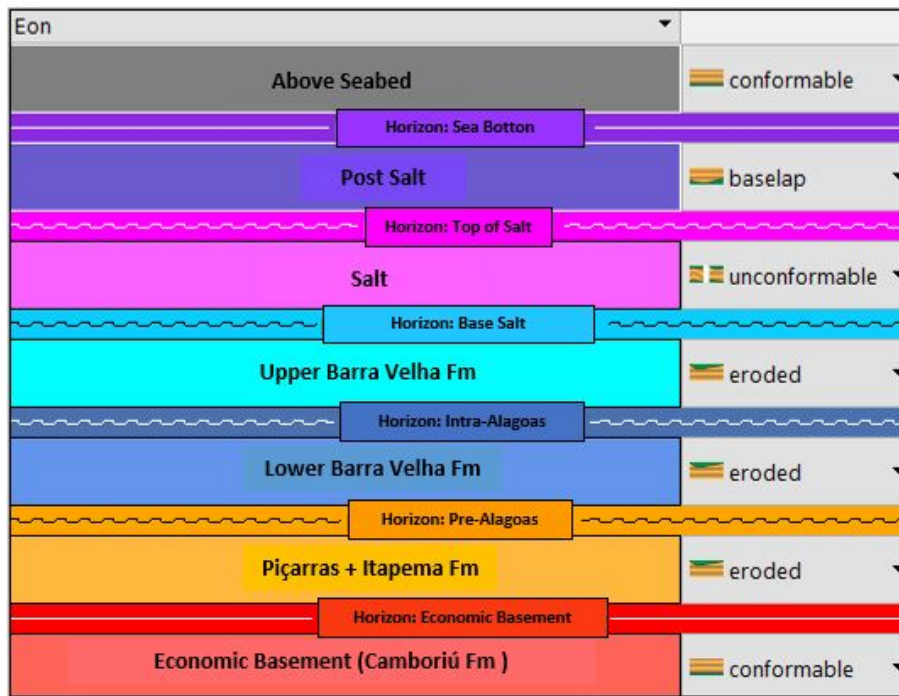


Figura 34: Coluna estratigráfica utilizada para a construção do modelo estrutural tridimensional.

Dentro do fluxo de trabalho é realizada a modelagem dos horizontes e falhas. Nessa etapa as superfícies são geradas respeitando o limite das falhas e dos horizontes de acordo com a coluna estratigráfica, permitindo a compartimentação dos blocos afetados pelas falhas. Realizada a etapa de modelagem dos horizontes e falhas, cria-se o modelo tridimensional tectono-estrutural.

A construção do modelo é baseada na transformada UVT, um sistema de coordenadas paleogeográficas que nos permite utilizar toda a informação geológica disponível, qualquer que seja sua complexidade, para representações geocronológicas de horizontes (Gringarten *et al.*, 2008). T significa tempo estratigráfico e é o eixo vertical do paleoespaço UVT, onde a imagem de todos os horizontes é plana em oposição ao espaço real (X Y Z) (por exemplo, do sísmico). U e V são os outros dois eixos que completam o sistema de coordenadas. Ao construir simultaneamente o volume com as falhas e os horizontes, a tecnologia empregada minimiza a perda de detalhes, honrando os dados disponíveis, sem a necessidade de aproximações, permitindo gerar um modelo mais consistente com a geologia da área.

5. Resultados e discussão

Neste capítulo são abordados os resultados obtidos através do fluxo de trabalho proposto. A metodologia aplicada teve por objetivo compreender e analisar tridimensionalmente a influência das falhas sobre o reservatório e discutir as principais estruturas encontradas e suas relações que condicionaram a deposição das rochas carbonáticas do reservatório do Prospecto de Gato do Mato.

A Figura 18 ilustrou a localização das seções sísmicas utilizadas para a apresentação dos resultados. Foram selecionadas quatro seções sísmicas que atravessam o reservatório no sentido Oeste-Leste, além de uma seção arbitrária, no sentido Norte-Sul, passando sobre os 3 poços.

Atributos sísmicos foram testados, avaliados e selecionados para auxiliarem na interpretação sísmica, análise de estruturas e reconhecimento de padrões sísmicos. Simultaneamente, realizou-se a análise e correlação dos poços para entender melhor sobre a porosidade e permeabilidades do reservatório, assim como a influência da localização dos poços podem ter sobre essas propriedades. Em seguida, as falhas e os horizontes foram interpretados. Depois, mapas de isópacas foram gerados com o intuito de entender e analisar as espessuras estratigráficas das formações e do reservatório do pré-sal. Por último, foi realizada a construção do modelo tectono-estratigráfico tridimensional.

5.1. Atributos sísmicos aplicados no Prospecto de Gato do Mato

A análise dos atributos sísmicos possibilitou uma melhor compreensão e identificação dos padrões sísmicos, permitindo interpretação mais fidedigna da área de estudo, e proporcionou a identificação de algumas terminações como o truncamento erosivo. Essas terminações foram cruciais para evidenciar a erosão a que foi submetida a parte superior da Fm. Barra Velha, início da fase *sag* (Figura 35).

Além disso, a partir da amplitude sísmica, foi possível identificar as principais fácies sísmicas presentes nessa formação e já destacado por Wright (2012), Ferreira *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021b) que são: *build-ups*, com uma geometria externa em formato cônico e fraturamento interno; *debris*, geometria progradante com textura interna caótica característico de facies de retrabalhamento em borda de falhas; plataforma carbonática, caracterizada por refletores plano-paralelos bem definidos intercalando valores de amplitudes negativos e positivos; e fundo de lago, que não apresenta uma

geometria específica e seus refletores internos são caóticos. Essas fácies sísmicas são ilustradas na Figura 36 e as suas respostas dos atributos coerência e *Relief*.

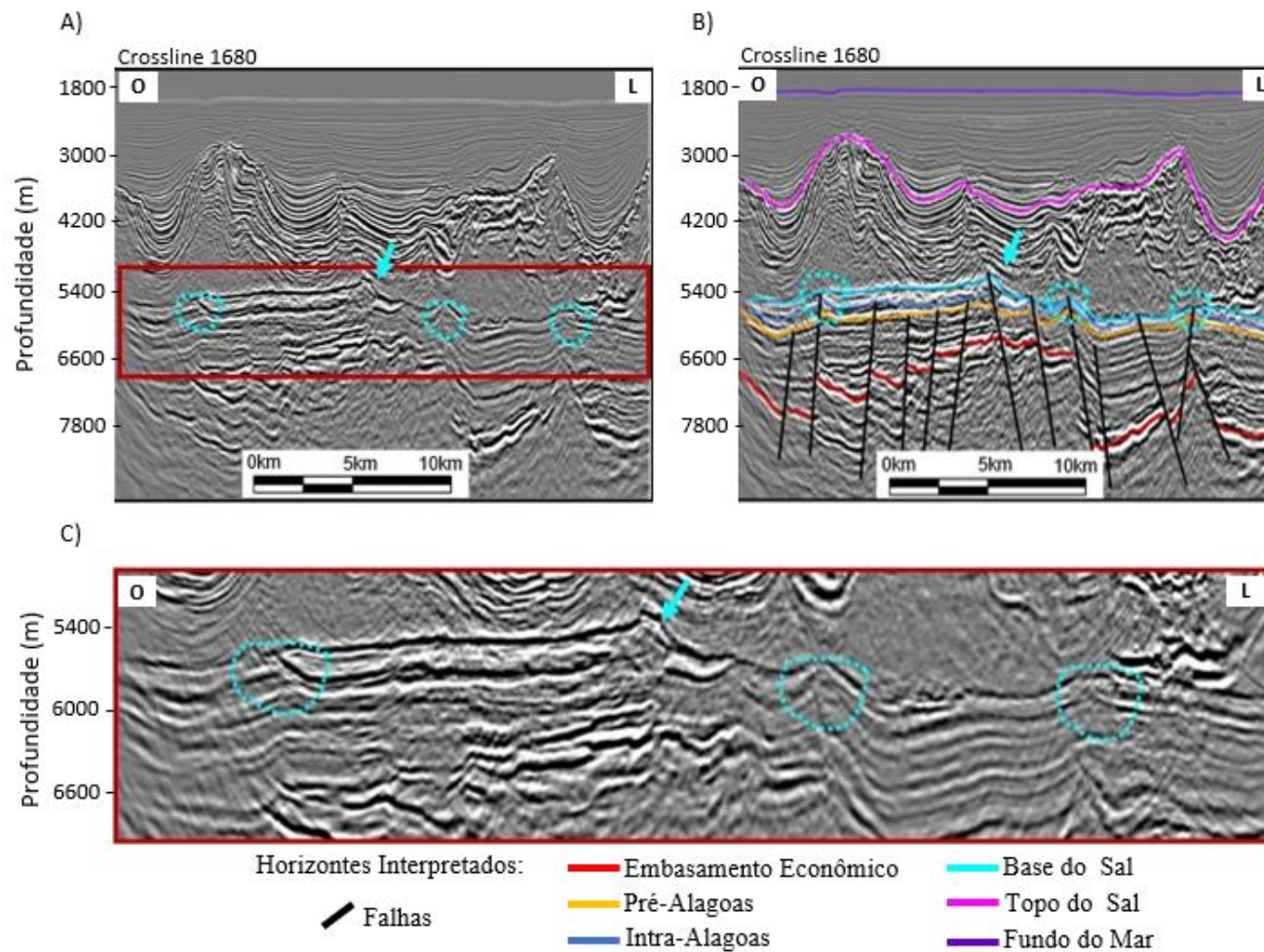


Figura 35: Sessão de amplitude sísmica ilustrando os truncamentos erosivos identificados (círculo pontilhado) e o *build-up* na borda da falha (seta azul).

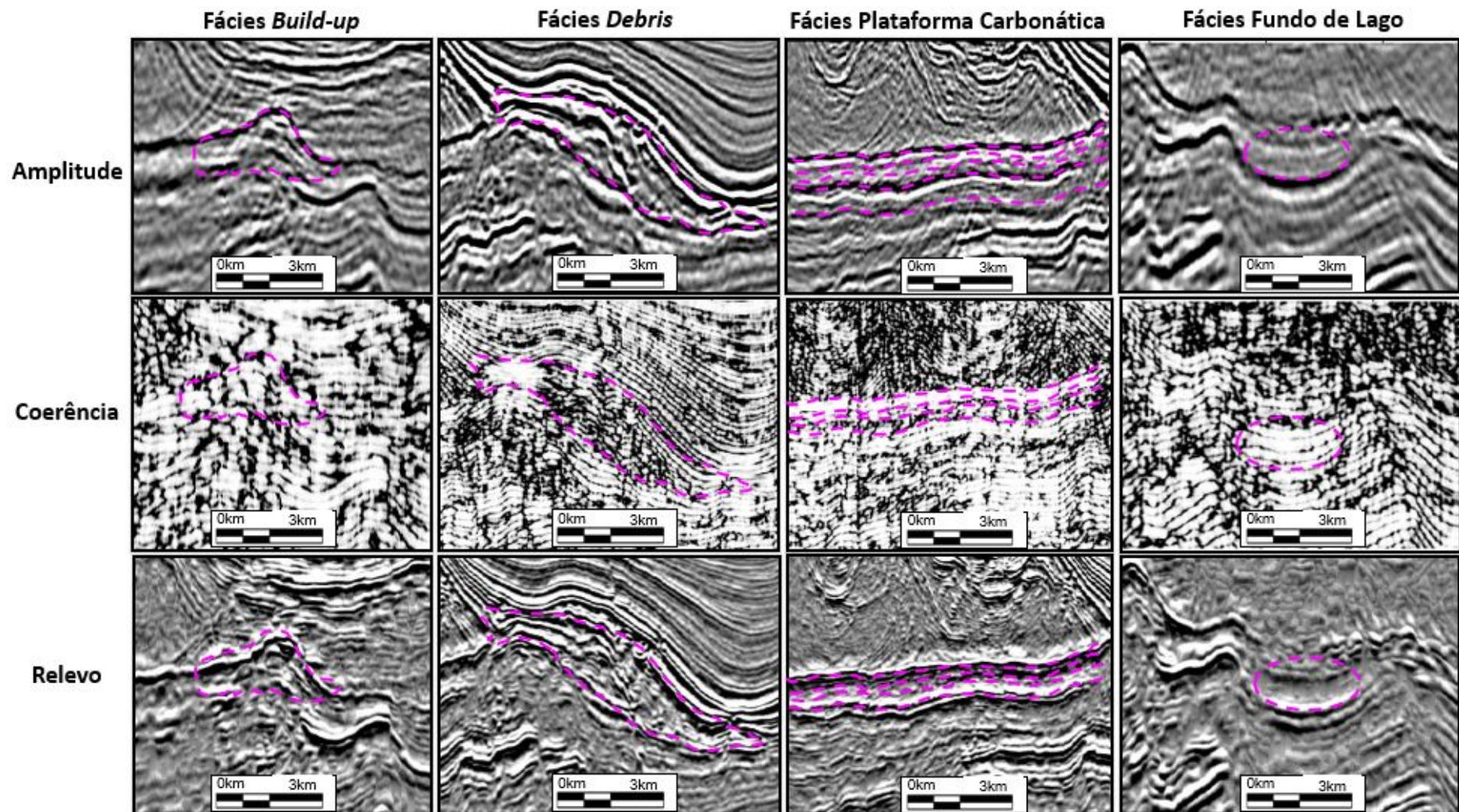


Figura 36: Padrões sísmicos identificados (pontilhado rosa) na Fm. Barra Velha e sua comparação entre os atributos gerados.

O filtro *Dip Steered Enhancement* removeu ruídos e melhorou a continuidade dos refletores. O dado pré-condicionado atenuou os sorrisos de migração. Posteriormente, esse dado foi utilizado como entrada para a geração do cubo de coerência. O atributo coerência é muito sensível a presença de ruídos, por isso é importante ser bem parametrizado para minimizar os *footprints* da sísmica. O cubo de coerência auxiliou nas análises dos padrões sísmicos e ressaltou as características estruturais, evidenciando falhas e as descontinuidades dos refletores interpretados. Além disso, quando co-renderizado com a amplitude sísmica, destacou as fácies *build-up*, apresentando uma geometria externa em formato cônico e fraturamento interno, e a fácies de fundo de lago com uma estrutura interna plano paralela. Essas características das fácies *build-up* e fundo de lago são destacadas na Figura 37. Já quando analisamos a fácies *debris*, utilizando somente o atributo coerência, observamos uma textura interna caótica e muito fraturada na região central desta fácies, enquanto a fácies plataforma carbonática se destaca por seus refletores plano-paralelos bem definidos, ilustrado pela Figura 36.

O atributo *Relief* auxiliou na interpretação do embasamento econômico (topo da Formação Camboriú), que é fortemente influenciado pelas falhas e apresenta refletores muito descontínuos. A co-renderização dos atributos amplitude e *Relief* destacou a continuidade dos refletores e as zonas caóticas. O embasamento econômico foi interpretado como um refletor forte positivo, sendo o limite superior das zonas caóticas e seguindo um modelo estrutural formado por *horsts* e *grábens* com falhas normais (Figura 31).

O atributo *Relief* também ajudou a identificar as fácies sísmicas do tipo *debris* e plataforma carbonática. Sendo a fácies *debris* ilustrada por uma geometria progradante, que destaca um sistema de falhas na parte mais proximal, seguido do padrão caótico nas porções mais distais. Essa feição é bem interessante para fortalecer o agente motor dos *debris flows*. Devido as dimensões dessas falhas, pode condicionar a movimentação das falhas como desencadeador dos fluxos. Já a fácies de plataforma carbonática, é caracterizada por refletores plano-paralelos bem definidos. Esses padrões sísmicos são visualizados na Figura 38.

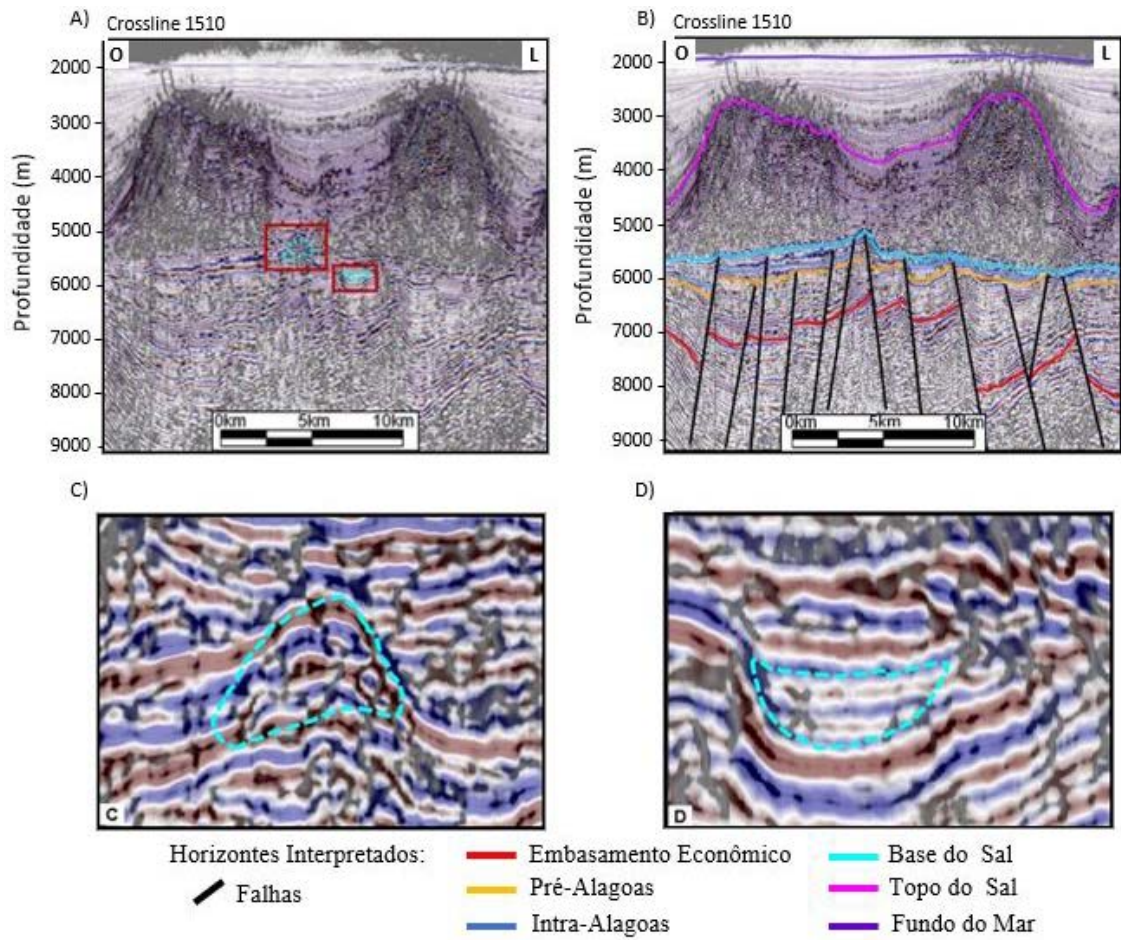


Figura 37: Co-renderização dos atributos amplitude e coerência destacando as características as fácies *build-up* e fundo de lago não interpretadas (A) e interpretadas (B); (C) Zoom no *build-up* ilustrando sua estrutura interna fraturada e uma morfologia cônica; (D) Zoom na fácies fundo de lago ilustrando seus refletores internos com baixa amplitude e plano-paralelos.

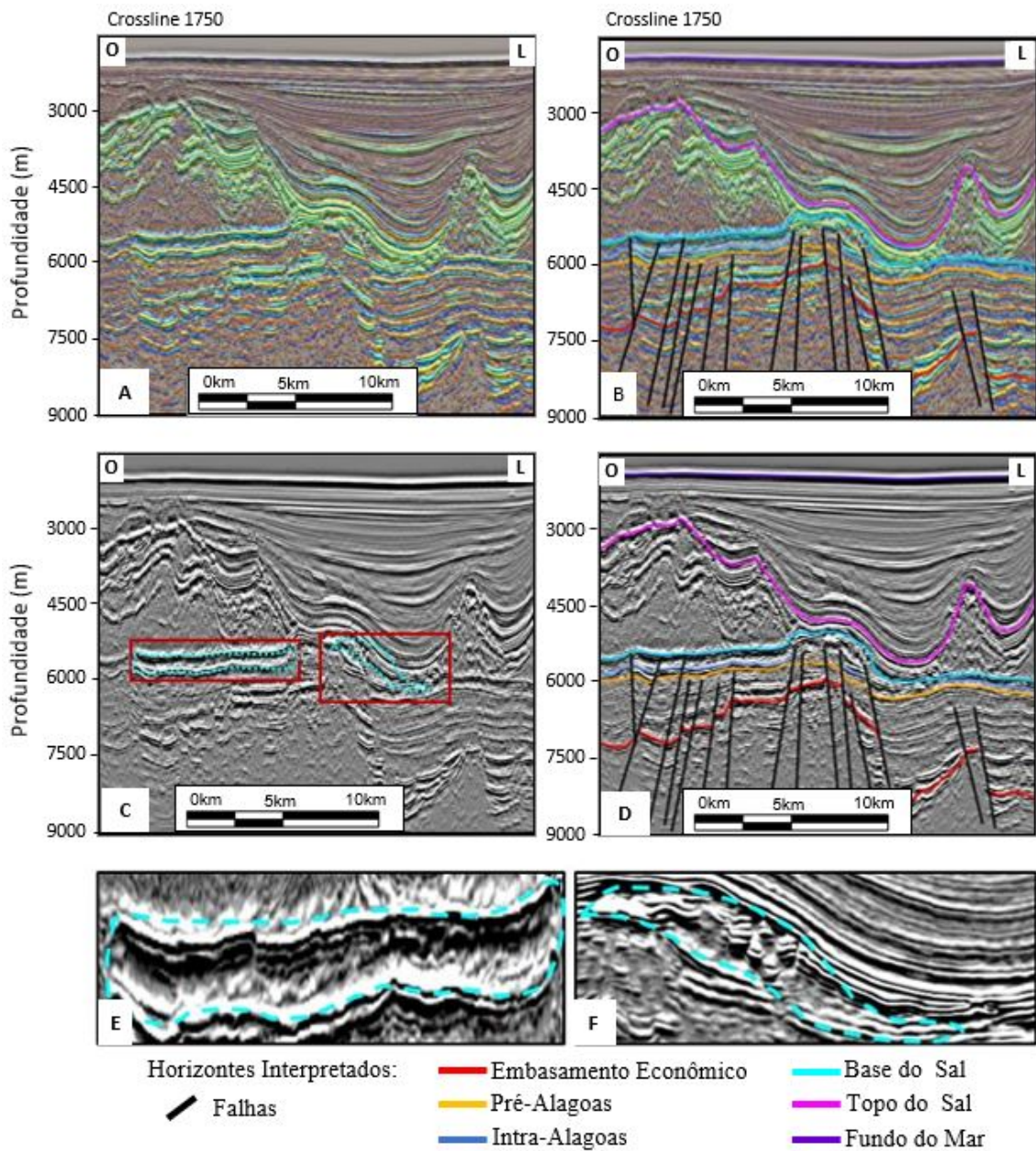


Figura 38: (A) Co-renderização do atributo *Relief* e amplitude sísmica destacando as discontinuidades dos refletos, principalmente do Embasamento Econômico. (B) Co-renderização da sessão sísmica interpretada dos atributos *Relief* e amplitude sísmica. (C) Sessão sísmica do atributo *Relief*, delimitado em vermelho a plataforma carbonática e a fácies *debris*. (D) Sessão sísmica interpretada do atributo *Relief*. (E) Fácies plataforma carbonática onde seus refletos internos plano paralelos são destacados pelo atributo. (F) Fácies *Debris* ilustrando como o atributo *Relief* destaca sua estrutura interna caótica, característico de fácies de retrabalhamento em borda de falhas.

5.2. Análise e correlação dos poços

Os principais objetivos da avaliação e correlação dos poços foram analisar em quais padrões sísmicos na Fm. Barra Velha os poços foram perfurados, avaliar as características permo-porosas na parte superior dessa formação e compreender o porquê de apenas dois dos três poços perfurados na área de estudo possuírem indícios de hidrocarbonetos.

A Figura 39 apresenta a correlação realizada dos três poços no intervalo da Fm. Barra Velha. Nessa correlação é observado que o poço 3-SHELL27-RJS não chega a atingir a parte inferior da Fm. Barra Velha. Podemos notar o Marco Lula no topo da sequência da Fm. Barra Velha nos três poços, que é caracterizado por uma série de ciclos de raseamento e afogamento nos perfis de raios gama (GR), variando em espessura de 20,8 a 28,5 m (Wright & Barnett, 2017a, 2017b; Neves *et al.*, 2019).

Analisando as curvas de volume de minerais calculados foi identificado que a maior parte é composta por calcita, indicando um ambiente carbonático com pouca influência de outros minerais, conforme descrito por Buckley *et al.* (2015). Segundo Vasquez *et al.* (2019), os três minerais principais minerais calcita, dolomita e quartzo/sílica são responsáveis por mais de 95% da composição das rochas do pré-sal brasileiro. Os poços possuem alta concentração de calcita, baixos conteúdos de sílica/quartzo e de argila e não foi constatado a presença de dolomita, apenas localmente em algumas descrições de amostras laterais.

Na parte superior da Fm. Barra Velha dos poços 1-SHELL-26-RJS e 3-SHELL-27-RJS é observado que o conteúdo de sílica contribui para a redução da porosidade e da permeabilidade. Além disso, no primeiro poço 1-SHELL-26-RJS, o conteúdo de sílica é maior quando comparado com os outros poços. O conteúdo de sílica pode estar associado a fluidos hidrotermais, que costumam ser enriquecidos com elementos químicos, como Si, Mg e Na. A presença desses elementos provoca alterações mineralógicas e texturais nas rochas. Esses fluidos podem chegar por falhas e fraturas e têm sua origem relacionada às rochas ígneas (Packard *et al.*, 2001; Neilson & Oxtoby, 2008; Lima & De Ros, 2019; Gamboa *et al.*, 2019).

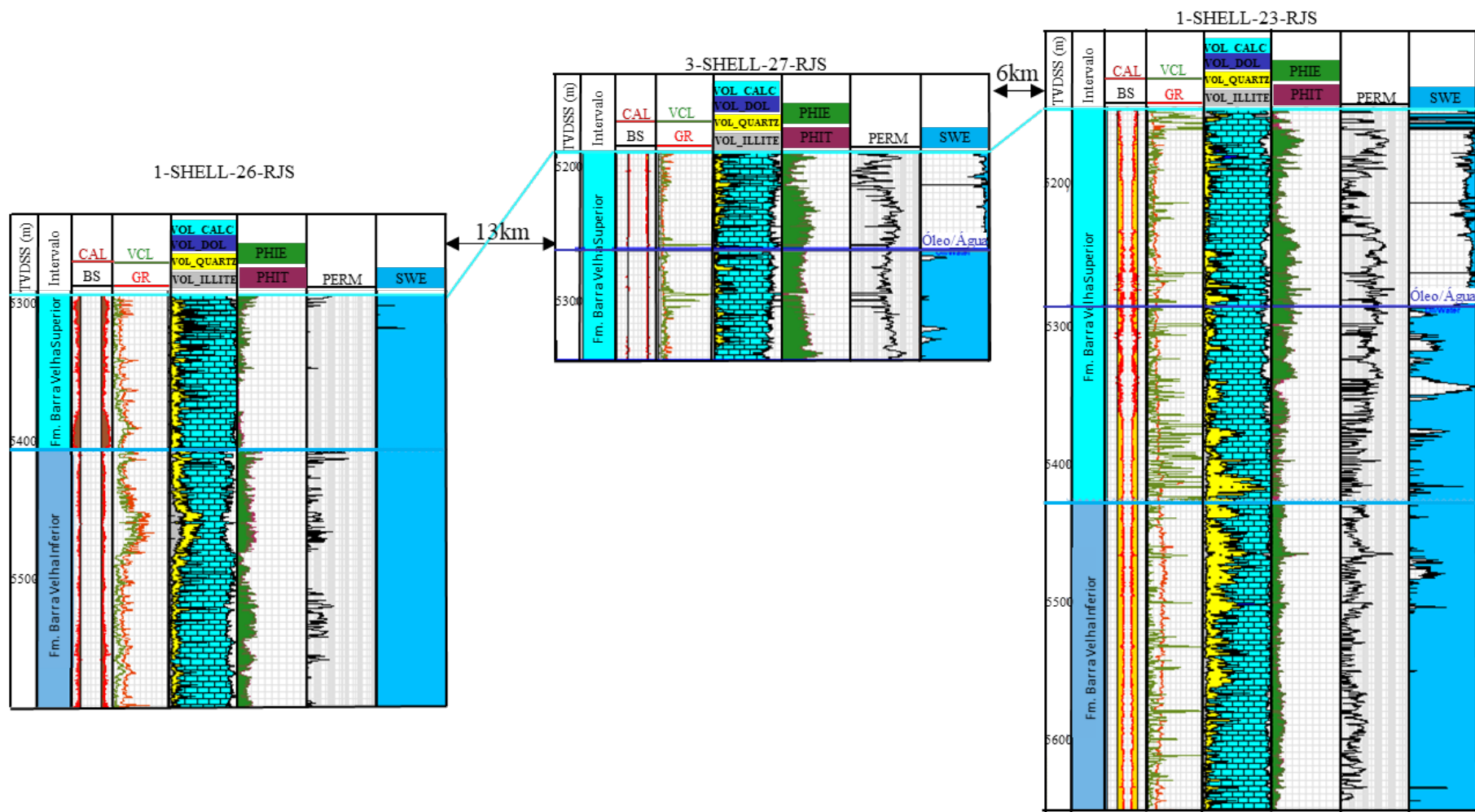


Figura 39: Correlação entre os 3 poços do reservatório da Formação Barra Velha do Prospecto de Gato do Mato.

A avaliação dos poços confirma que o contato óleo-água está na profundidade de 5.261 m para o poço 3-SHELL-27-RJS e a 5.284 m para o poço 1-SHELL-23-RJS, e no poço 1-SHELL-26-RJS o topo da Fm. Barra Velha está abaixo dessa profundidade, ou seja, não apresenta uma coluna de óleo.

A Figura 40 indica que os poços 3-SHELL-27-RJS e 1-SHELL-23-RJS foram perfurados na fácies sísmica *build-up* sobre a plataforma Gato do Mato, onde podemos observar um padrão interno com refletores de baixa amplitude e caóticos. Segundo Gomes *et al.* (2020), a sucessão de fácies é definida por um aumento ascendente nos grãos de *shrub* (baixos valores de GR), semelhante a Wright & Barnett (2015), sugerindo um ciclo de raseamento ascendente em um clima úmido a árido com níveis flutuantes do lago. Nessa sucessão, as rochas reservatório inicialmente contêm uma abundância de grãos de esferulitos, mas tornam-se cada vez mais dominadas por *shrubs* no topo da sequência, todos com conteúdo de lama insignificante.

Já o poço 1-SHELL-26-RJS, por outro lado, está localizado ao norte sobre um padrão sísmico de plataforma carbonática com a intercalação de refletores de alta amplitude. As rochas não reservatórias representam um padrão semelhante, mas são dominadas por lama na base (valores mais altos de Vcl) com grãos de esferulitito crescentes no meio da sucessão, seguidos por *shrub* crescentes no topo de uma sequência (Ferreira *et al.*, 2021a).

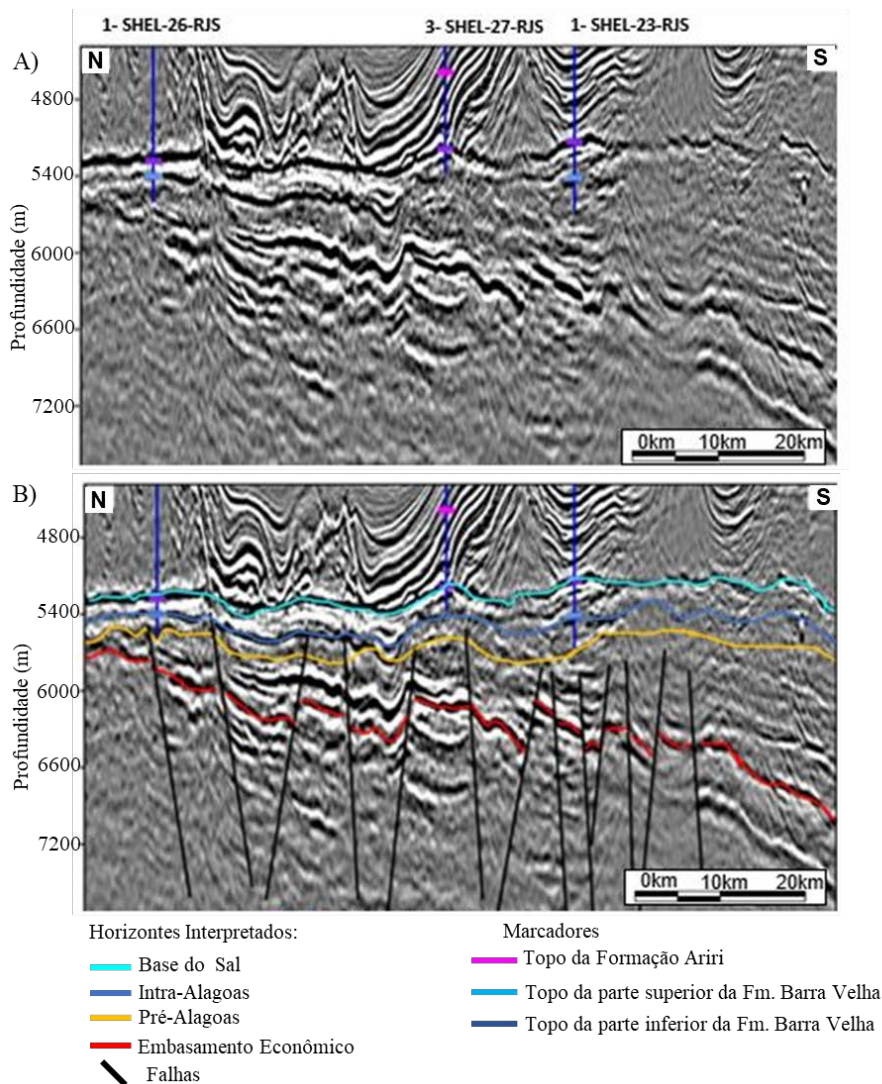


Figura 40: Linha arbitrária passando pelos poços: seção sísmica não interpretada (A) e seção sísmica interpretada (B). Os poços 3-SHELL-27-RJS e o 1-SHELL-23-RJS foram perfurados na fácies sísmica build-up e o poço 1-SHELL-26-RJS foi perfurado sobre o padrão sísmico plataforma carbonática.

Os perfis de porosidade efetiva e permeabilidade apresentam altos valores, que são corroborados com os valores das amostras laterais, indicando uma boa correlação entre as medidas de laboratório e estimadas a partir dos perfis. A

Tabela 2 apresenta os percentuais (P10, P50 e P90) do volume de argila, porosidades e permeabilidade dos poços na parte superior da Fm. Barra Velha. Se observa que os poços 3-SHELL-27-RJS e 1-SHELL-23-RJS apresentam uma maior porosidade, indicando que a fácies carbonática do tipo build-ups possui uma excelente condição de permo-porosidade na área de estudo. Esse tipo de fácies sísmica também foi inferido por Ferreira

et al. (2021b), após avaliação estatística para cada fácies sísmicas, como os melhores reservatórios no Campo de Búzios, também na Bacia de Santos.

Tabela 2: Percentis (P10, P50 (mediana) e P90) do volume de argila, porosidade e permeabilidade dos poços, na parte superior da Formação Barra Velha.

Parte superior da Formação Barra Velha									
	1-SHELL-26-RJS			3-SHELL-27-RJS			1-SHELL-23-RJS		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Volume de Argila	1,17%	7,16%	19,35%	0,41%	8,51%	17,09%	0,31%	5,59%	51,03%
Porosidade	0,11%	1,76%	6,57%	7,54%	15,06%	20,76%	0,29%	8,83%	16,06%
Permeabilidade (mD)	0,0001	0,0003	0,0138	2,243	49,617	213,849	0,002	5,901	66,972

5.3. Interpretação Sísmica

A interpretação sísmica, com enfoque no pré-sal da Bacia de Santos, forneceu informações estruturais da área para se entender a posição espacial dos reservatórios e como estes se relacionavam. A Figura 41 apresenta uma seção arbitrária sobre os poços, no dado sísmico original, com a interpretação dos refletores considerados nesse trabalho, sendo eles: Embasamento Econômico, Pré-Alagoas, Intra-Alagoas, Base do Sal, Topo do Sal e Fundo do Mar, além das principais falhas.

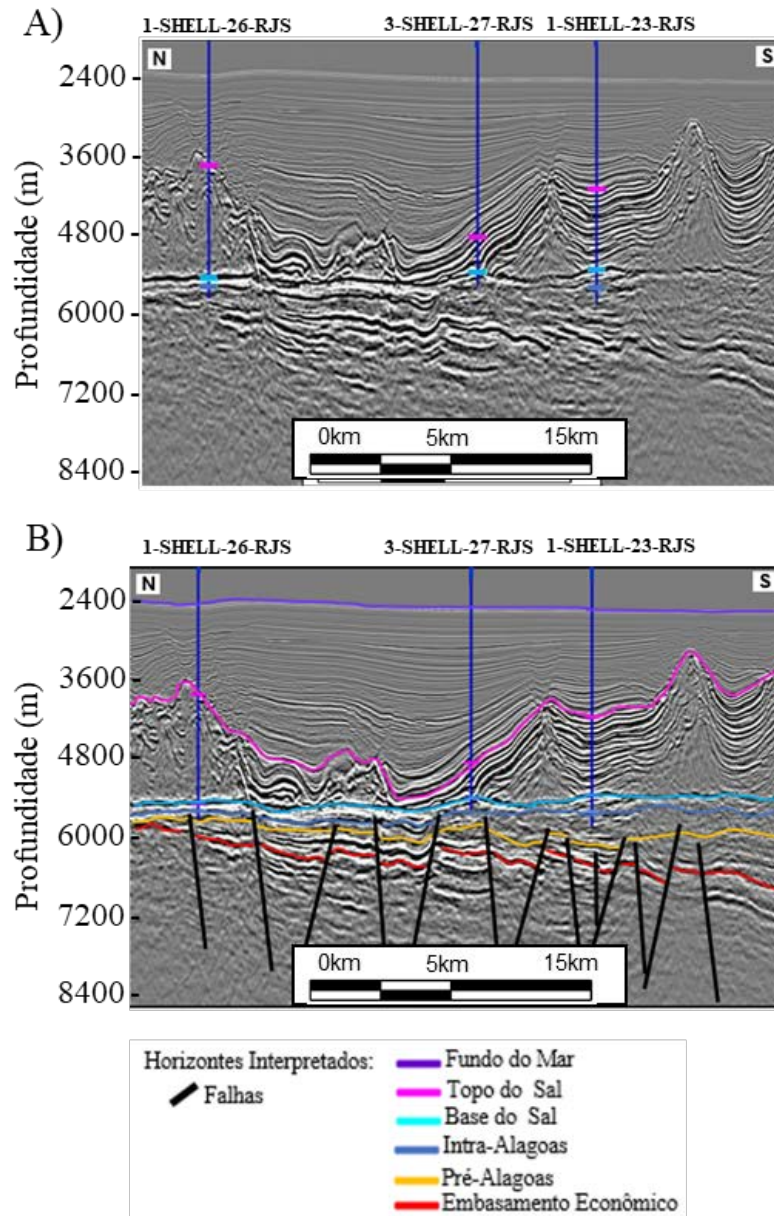


Figura 41: Linha arbitrária passando pelos poços. Acima observamos a sísmica de amplitude com os marcadores das formações. Abaixo a linha arbitrária com os horizontes e as principais falhas do pré-sal interpretados.

Os *grids* das falhas que foram mapeadas no Prospecto de Gato do Mato no intervalo do pré-sal podem ser visualizados na Figura 42. São falhas normais, majoritariamente, de alto ângulo e possuem direção preferencial N-S. O rejeito das falhas varia desde poucos metros até centenas de metros, com aumento de espessura de seção, contra as falhas, nas camadas mais inferiores na seção rifte. A Figura 42 indica que a estruturação do intervalo do pré-sal na área de estudo é formada por *horsts* e grábens, condicionados por muitas falhas normais que possuem direção preferencial N-S. Para

facilitar o mapeamento das falhas foi utilizado a co-renderização de atributos, conforme evidenciado nesta figura, evidenciando assim as discontinuidades da sísmica e auxiliando a sua interpretação.

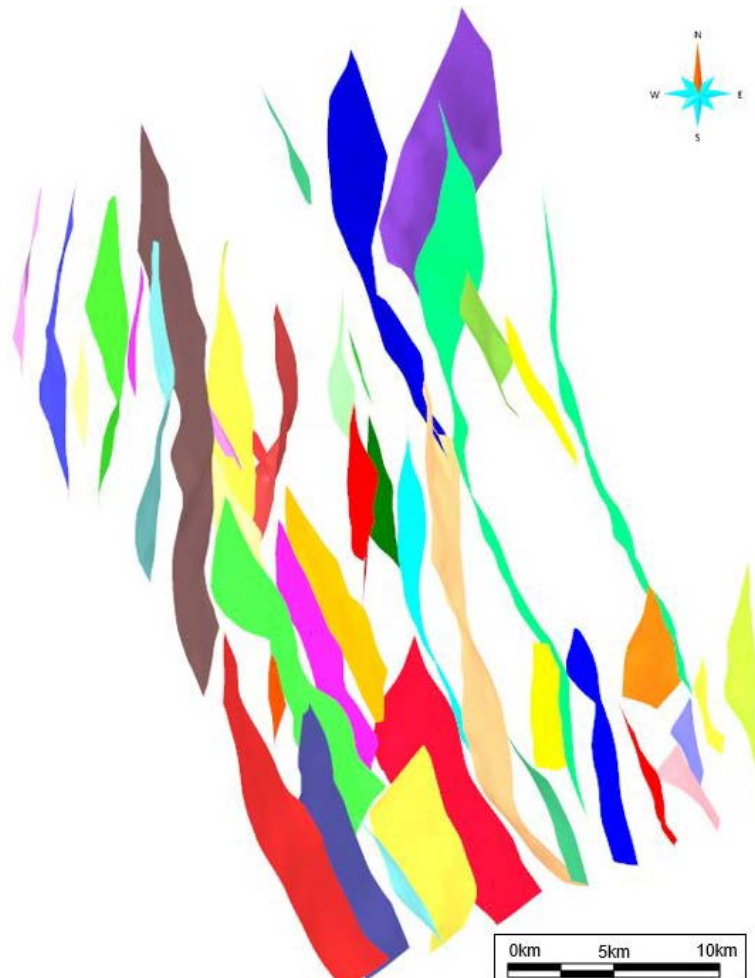


Figura 42: Falhas interpretadas no pré-sal ilustrando que o sentido preferencial é N-S.

O Embasamento Econômico foi considerado como sendo o topo da Fm. Camboriú, que é formado por basaltos atrelados ao riftamento do Gondwana. Acima desta discordância se encontram as formações Piçarras e Itapema, aqui analisadas de forma conjunta. A Fm. Itapema é delimitada pelo topo da discordância Pré-Alagoas. Esta discordância, segundo Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), marca a passagem da fase Rife Inferior com a fase Rife Superior. Estes autores consideram que somente a parte superior da Fm. Barra Velha, delimita na base pela discordância Intra-Alagoas e no topo pela base do sal, pertence a fase *sag*. Essa evolução tectônica já foi abordada na revisão teórica, Capítulo 2, e apresentada na Figura 2. Esta divisão tectônica

é a que foi adotada neste trabalho, devido muitas falhas atravessarem a seção inferior da Fm. Barra Velha na área de estudo. Nessa dissertação, esses intervalos, às vezes, são referenciados como Fm. Barra Velha Inferior (rifte superior) e Fm. Barra Velha Superior (fase *sag*).

Os *picks* dos horizontes mapeados são apresentados na Figura 44. Podemos observar que em algumas regiões a parte superior da Formação Barra Velha sofreu erosão, pois ao interpretar a discordância Intra-Alagoas, foi identificado que em alguns pontos seus refletores terminam como um truncamento erosivo na base do sal, conforme observado na Figura 35 e Figura 49. Nestes casos, a fase *sag* está ausente. Essas regiões ocorrem em algumas zonas do alto estrutural do Embasamento Econômico e próximo de falhas de grande rejeito. Quando se analisa o horizonte da base do sal (base da Formação Ariri), nota-se que algumas falhas chegam a atingir esse horizonte, o que é evidenciado pela sua falta de continuidade. Isto ocorre, principalmente, onde alguns *build-ups* carbonáticos foram identificados próximos dos poços (Figura 44, Figura 45 e Figura 46).

O horizonte da base do sal e uma perspectiva sobre este mapa das principais fácies sísmicas do tipo *build-ups* encontrados na Formação Barra Velha são apresentados na Figura 45. Pode-se notar que existe um *trend* principal dos *build-ups* na direção NNO-SSE, estando alinhados de forma subparalelas à direção de falhas de grande rejeito que se encontram à direita dessas fácies. Essa mesma direção das falhas e dos *build-ups* foi constatada no Campo de Búzios, Bacia de Santos, por Ferreira *et al.* (2021b). Buckley *et al.* (2015), Wright & Barnett (2015) e Zalán *et al.* (2019), que inferiram que os *build-ups* carbonáticos do pré-sal estão relacionados à atividade hidrotermal.

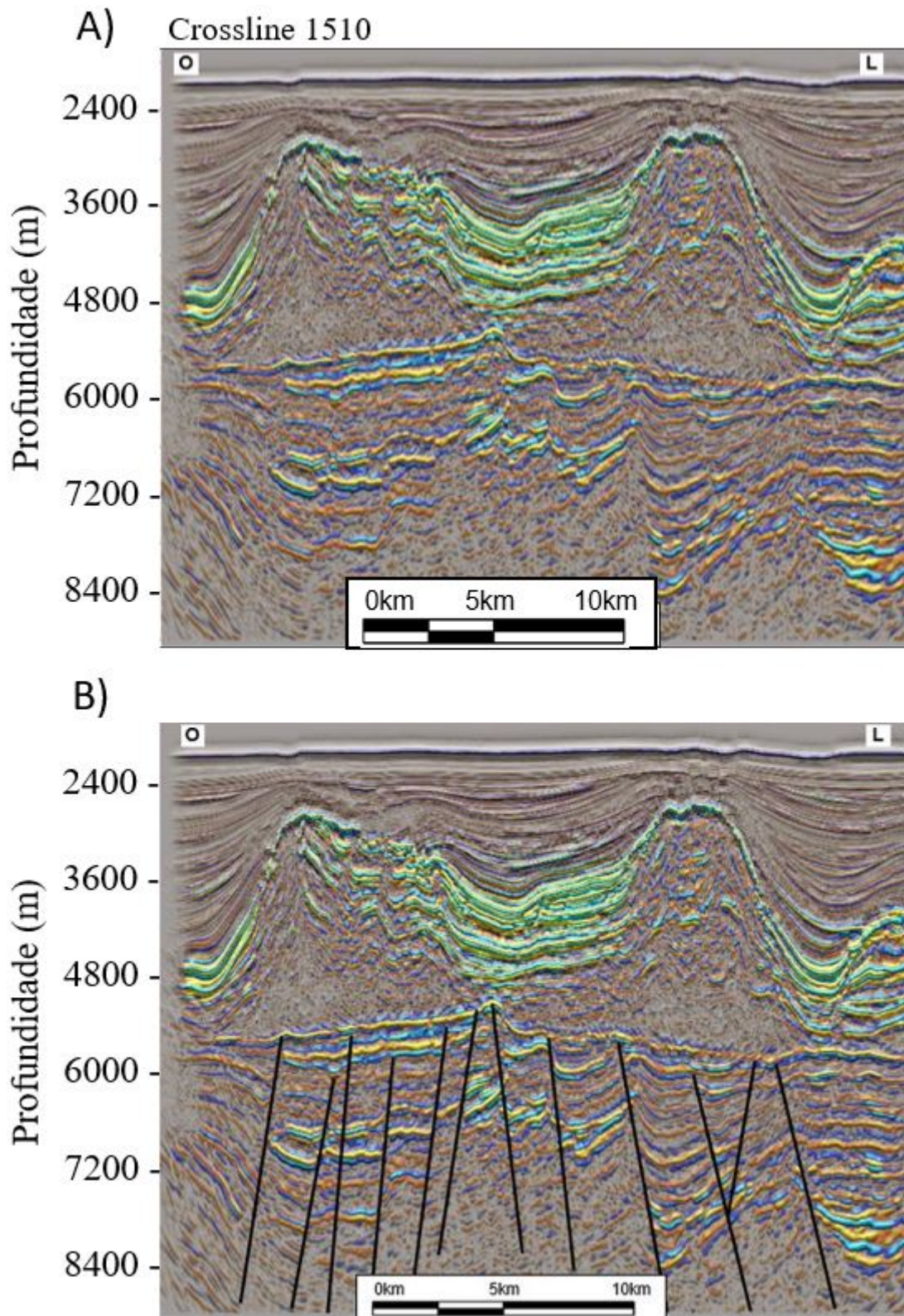


Figura 43: Co-renderização entre os atributos amplitude sísmica e *Relief* utilizado para evidenciar as discontinuidades e auxiliar na interpretação das falhas: (A) seção não interpretada e (B) seção interpretada.

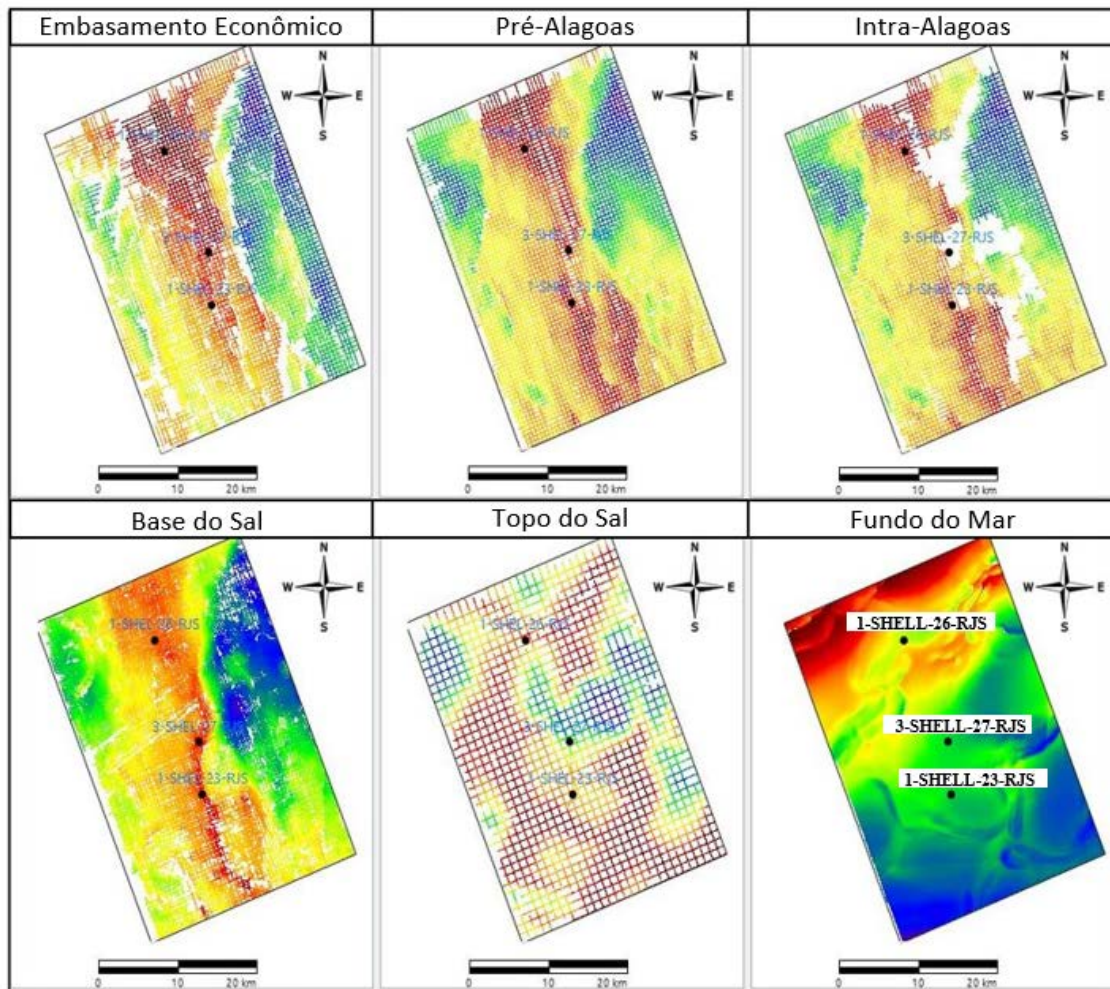


Figura 44: Horizontes interpretados para a construção do modelo tectono-estratigráfico. A discordância do Embasamento Econômico mostra o controle deposicional da seção do pré-sal.

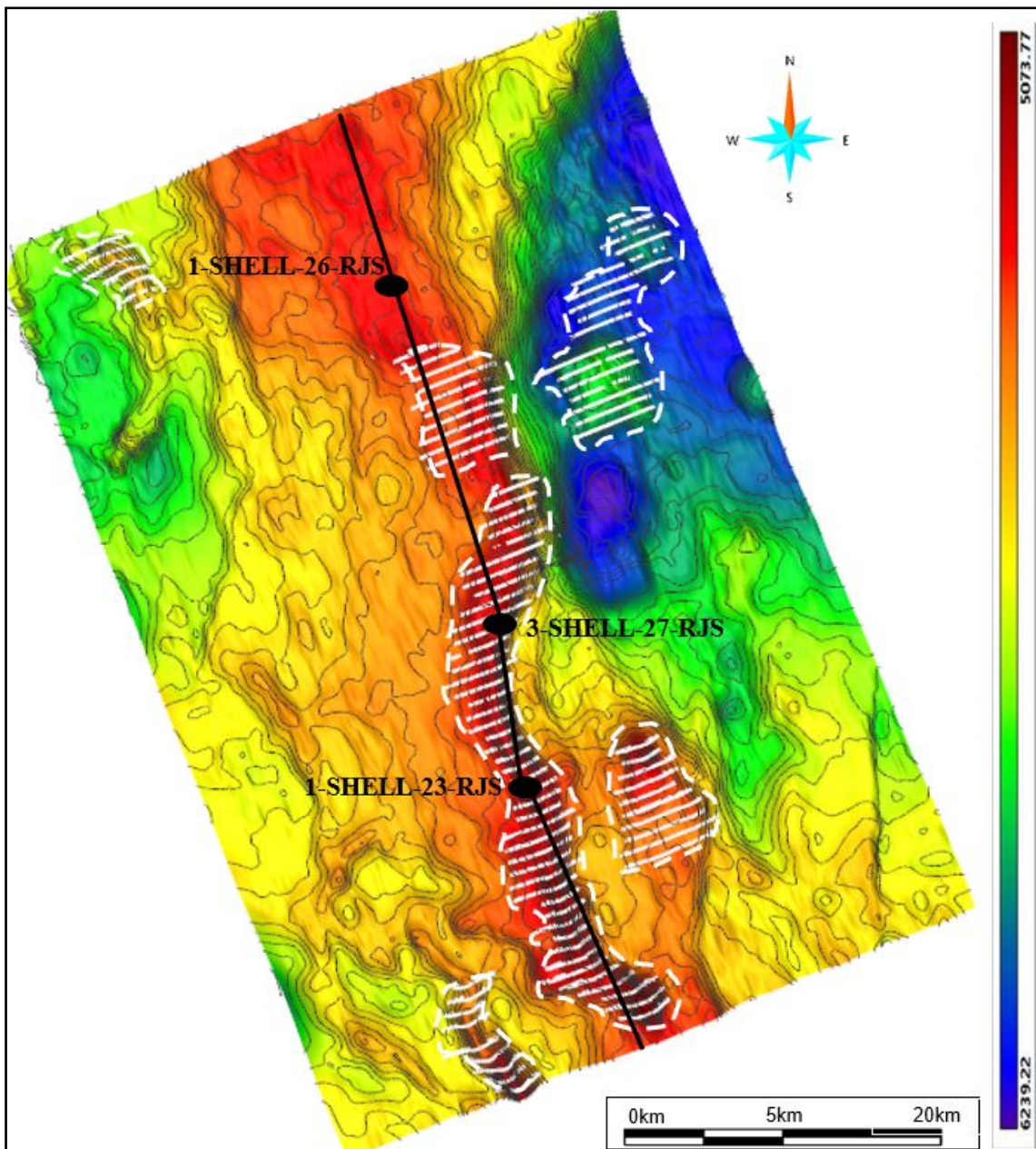


Figura 45: Modelo da superfície Base do Sal indicando a localização da fácies sísmica carbonática *build-up* (linha branca tracejada) e uma linha arbitrária (preto) passando pelos poços (círculos pretos).

A Figura 46 apresenta os mapas dos horizontes gerados e as falhas. Quando se analisa o Embasamento Econômico é possível observar a presença de um alto estrutural, com direção NNO-SSE. Este alto estrutural, nomeado neste trabalho como Plataforma Gato do Mato, condicionou a deposição das formações Piçarras, Itapema e Barra Velha, como ilustram as discordâncias Pré-Alagoas, Intra-Alagoas e Base do Sal.

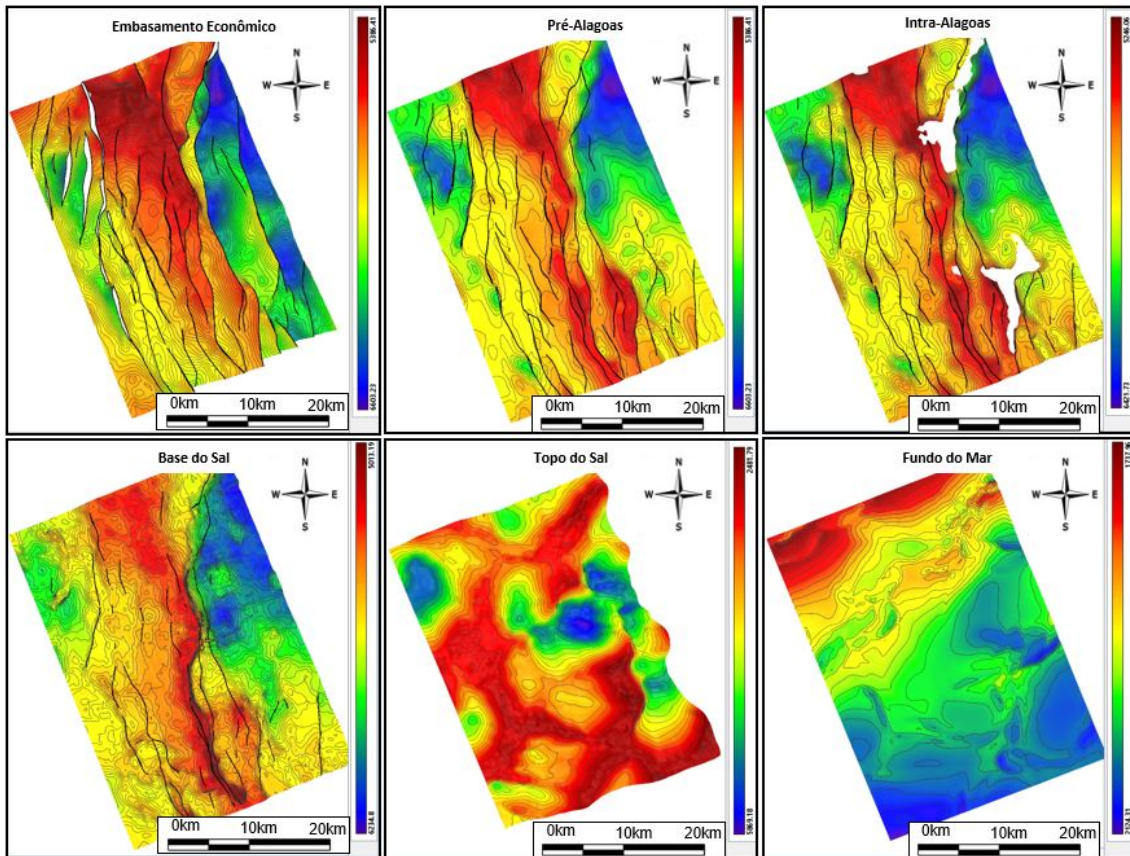


Figura 46: Mapas dos horizontes, as falhas e as curva de nível. É possível observar que as superfícies Pré-Alagoas, Intra-Alagoas e Base do Sal seguem a mesma morfologia do Embasamento Econômico e as falhas da seção do pré-sal no Prospecto de Gato do Mato têm direção NNO-SSE.

As superfícies Pré-Alagoas e Intra-Alagoas seguem a mesma morfologia do Embasamento Econômico e a maioria das falhas que atingem a seção rifte inferior também alcançam a o rifte superior (Figura 46). As maiores diferenças estruturais da superfície do Embasamento Econômico ocorrem a E-NE da Plataforma Gato do Mato (Figura 46). Podemos notar um forte domínio das falhas, que de modo geral, influenciam mais a parte E-NE do prospecto. Nesta região do bloco é que observamos as falhas de maior rejeito, podendo chegar a atingir 1.230 m (Figura 38 e Figura 43). As rochas geradoras (folhelhos das formações Itapema e Piçarras) podem estar localizadas neste

depocentro, essas falhas podem ter sido importantes condutos para a migração dos fluidos até os *build-ups* carbonáticos e o sal é o selo desse sistema petrolífero. Como destacado nos mapas da Figura 46, a oeste da Plataforma Gato do Mato, o gradiente da profundidade é menor, pois o rejeito das falhas é menor.

5.4. Mapas de Isópacas

De acordo com Tearpock & Bischke (1991), mapas de isópacas são úteis para determinar as relações estruturais e deposicionais e para caracterizar paleomorfologias. Já Bishop (1960) argumentou que, através do mapeamento das variações de espessura de um determinado intervalo estratigráfico, é possível identificar a forma de uma bacia, a posição da linha de costa, áreas de elevação e, algumas vezes, a quantidade de elevação vertical e erosão sofridas na região.

A Figura 47 apresenta os mapas de isópacas gerados para a seção pré-sal na área de estudo. 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. Além disso, observa-se na Figura 47-A que as maiores espessuras das formações Piçarras & Itapema estão a leste dos *build-ups* e a parte central da Plataforma Gato do Mato possui a menor espessura dessas formações.

O mapa de isópaca da parte inferior da Formação Barra Velha (Figura 47-B) não apresenta grandes diferenças de espessuras, evidenciando uma certa homogeneidade de espessura, destoando completamente da porção superior da unidade que apresenta áreas bem espessas até completamente erodidas. Quando analisamos a isópaca da parte superior da Formação Barra Velha (Figura 47-C), nota-se que as regiões com maiores espessuras estão localizadas na parte central e a oeste da Plataforma Gato do Mato. Vale ressaltar que os poços 3-SHELL-27-RJS e 1-SHELL-23-RJS estão localizados em áreas com maiores espessuras, chegando até 500 m. Já a região do poço 1-SHELL-26-RJS possui uma espessura bem menor para a parte superior da Formação Barra Velha.

Quando analisamos todo o intervalo da Formação Barra Velha (Figura 47-D), notamos uma grande variação de espessura, desde 50 m até mais que 500 m. Essa mesma variação de espessura já foi reportada por Wright & Barnett (2015) e Sztamari & Milani (2016).

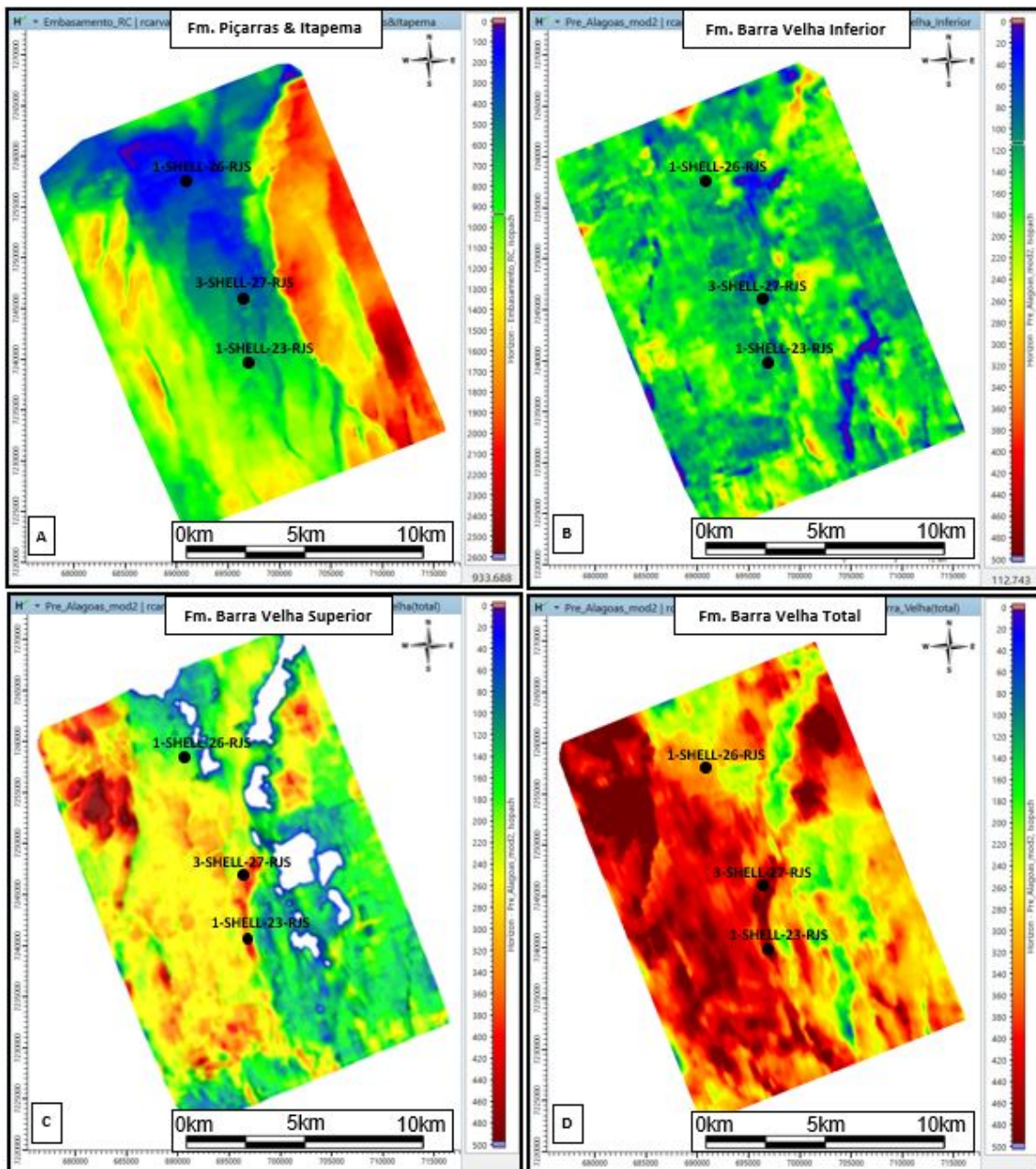


Figura 47: Mapas de isópacas ilustrando a variação das espessuras (A) formações Piçarras & Itapema; (B) Parte inferior da Fm. Barra Velha; (C) Parte superior da Fm. Barra Velha; e (D) Fm. Barra Velha. O intervalo na parte superior da Fm. Barra Velha nos poços 1-SHELL-23-RJS e 3-SHELL-27-RJS possuem espessuras maiores que 400 m.

5.5. Modelo Tectono-Estratigráfico

A modelagem das superfícies (horizontes e falhas) respeitaram a geocronologia e o tipo de camada definido para cada horizonte, respeitando a coluna estratigráfica (limites de sequência) ilustrada na Figura 34. Nessa etapa o modelo é compartimentalizado em blocos.

Na Figura 48 podemos analisar a evolução tectônica-estratigráfica do modelo tridimensional, onde observamos que as falhas influenciam bastante a fase rifte (formações Camboriú, Piçarras & Itapema e Barra Velha Inferior). No Embasamento Econômico, notamos a compartimentalização do alto estrutural do Prospecto de Gato do Mato, que condicionou a deposição dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Figura 46 e Figura 49). O modelo evidencia que as formações Piçarras & Itapema (Azul claro) seguem a estrutura de *horsts* e grábens e destaca que a maioria das falhas também atingem essas formações (Figura 48).

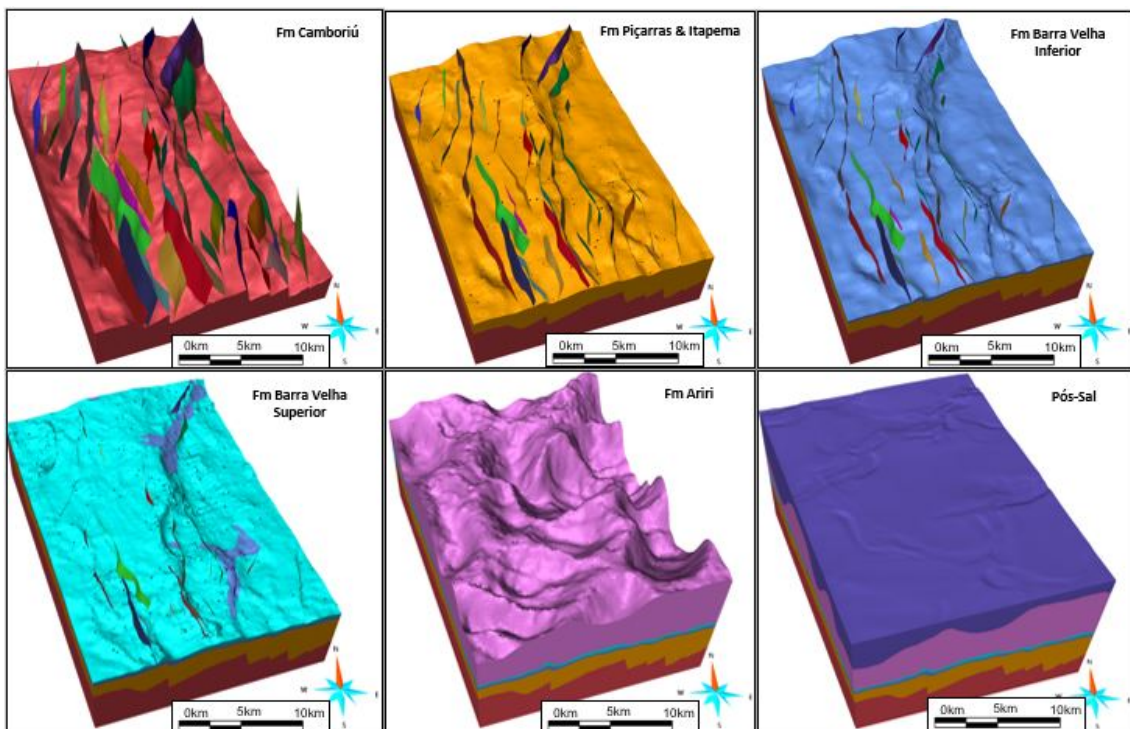


Figura 48: Evolução tectono-estratigráfica do Prospecto de Gato do Mato. É possível observar a influência das falhas nas formações e o estilo tectônico de *horsts* e grábens no intervalo do pré-sal. Nota-se que as zonas erodidas na parte superior da Formação Barra Velha são influenciadas pelas falhas.

A presença de poucas falhas nas discordâncias Intra-Alagoas e Base do Sal (fase *sag*) ilustram um momento de maior aquiescência tectônica. Isso está relacionado com o tempo de deposição, uma vez que havia uma atividade tectônica de menor intensidade. As falhas que atingem a discordância Intra-Alagoas podem ser da fase rifte que foram reativadas. Esta reativação poderia ser responsável pela maior remobilização de fluidos e consequentemente pelo desenvolvimento dos *build-ups* encontrados nessa região (Figura 49). Essa mesma evolução tectônica já foi observada em outras áreas do pré-sal por Buckley *et al.* (2015), Wright & Barnett (2015) e Neves *et al.* (2019).

Vale ressaltar que as áreas erodidas da parte superior da Formação Barra Velha coincidem com a direção das principais falhas (Figura 46, Figura 48 e Figura 49) e os *build-ups* apresentam uma direção NNO-SSE (Figura 45).

Uma visão 2D e uma visão 3D do modelo tectono-estratigráfico do Prospecto de Gato do Mato são ilustradas nas Figura 49 e Figura 50, respectivamente. Na sessão gerada a partir do modelo tectono-estrutural (Figura 49) é possível identificar a erosão sofrida pela parte superior da Formação Barra Velha (fase *sag*) e a presença do *build-up* localizado próximo a borda das falhas, assim como a localização da plataforma carbonática.

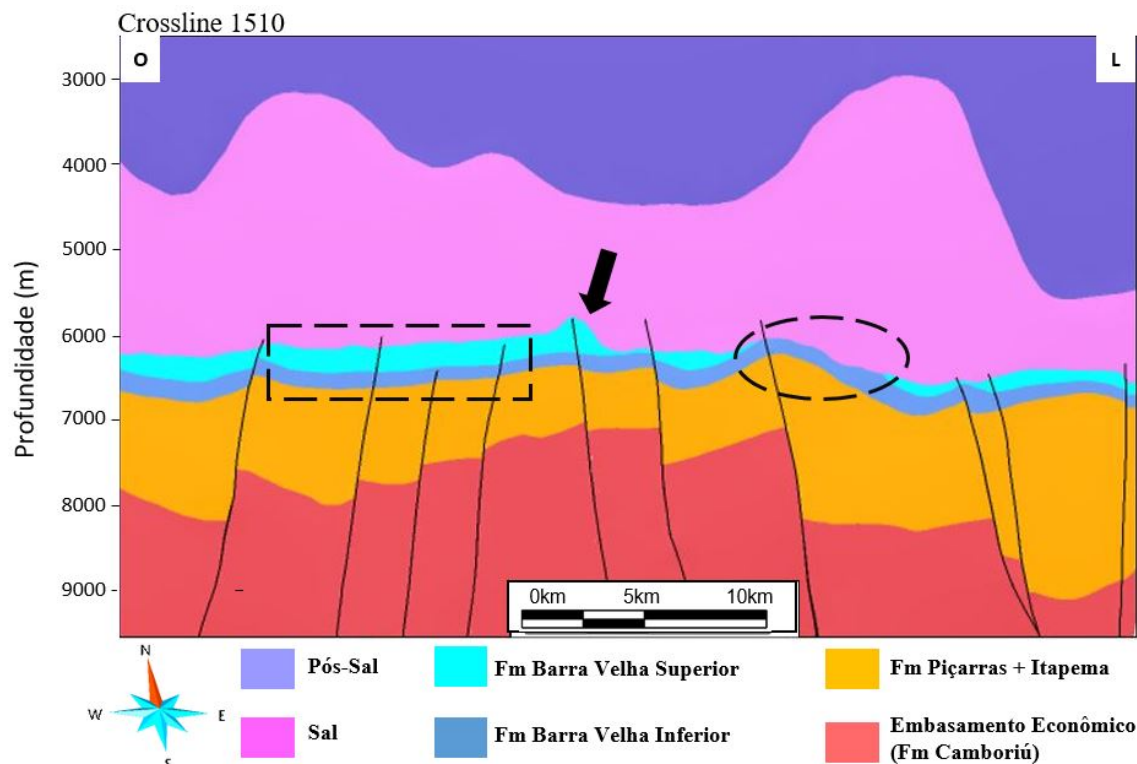


Figura 49: Sessão gerada a partir do modelo estratigráfico-estrutural. Podemos notar a influência das falhas na fase rifte e que na parte direita possuem falhas de maior rejeito, evidenciando um aumento de seção das formações Piçarras e Itapema. Também é possível identificar a erosão sofrida (círculo tracejado), pela parte superior da Formação Barra Velha (fase *sag*). Vale destacar a presença do build-up, indicado pela seta, e da plataforma carbonática, marcada pelo retângulo tracejado.

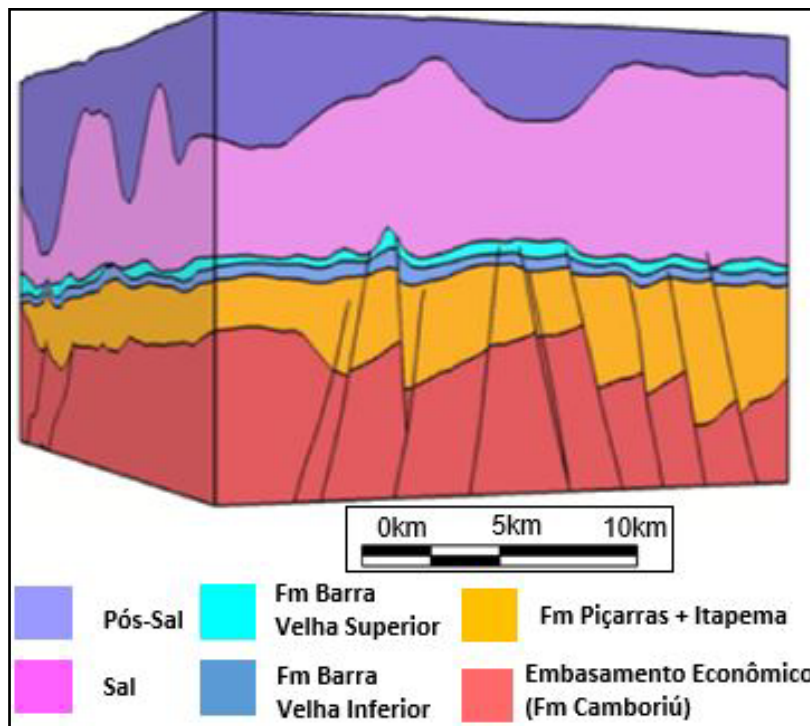


Figura 50: Modelo tectono-estrutural do Prospecto de Gato do Mato com foco no intervalo do pré-sal.

6. Conclusões

A construção do modelo estrutural tridimensional permitiu compreender a extensão e as estruturas que compõem o Prospecto de Gato do Mato, possibilitando um maior entendimento estrutural e estratigráfica do intervalo pré-sal da área de estudo. A partir da interpretação dos horizontes e falhas foi observado que a estruturação do intervalo do pré-sal é formada por *horsts* e grábens, condicionados por falhas normais que possuem direção preferencial NNO-SSE. Devido a essas falhas, uma plataforma carbonática foi formada, denominada de Plataforma Gato do Mato.

A utilização da co-renderização dos atributos sísmicos auxiliou na interpretação das falhas e horizontes. Por ser uma bacia do tipo rifte de margem passiva, o Embasamento Econômico se apresenta muito falhado e a utilização do co-renderização dos atributos amplitude sísmica e *Relief* foi importante na visualização dos padrões caóticos abaixo da Formação Camboriú e os rejeitos das falhas. Os atributos sísmicos também ajudaram no reconhecimento de terminações como truncamento erosivo, sendo crucial 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, momento de maior quiescência tectônica.

Os atributos sísmicos amplitude, coerência e *Relief* auxiliaram na identificação e caracterização dos padrões sísmicos do tipo *build-ups*, plataforma carbonática, *debris* e fundo de lago, que são as principais fácies sísmicas encontrados na Formação Barra Velha da Bacia de Santos. Esses padrões possuem as seguintes características: *build-up* ocorre em altos estruturais, próximos de falhas de grande rejeito e apresenta textura sísmica caótica e geométrica externa cônica bem definida; plataforma carbonática ocorrem nos *horsts* e apresenta refletores plano-paralelos a subparalelos de alta amplitude; *debris*, normalmente, ocorrem nas bordas de falhas e exibem uma geometria progradante com uma textura interna caótica; e fácies de fundo de lago ocorre nos baixos estruturais e possuem uma fácies transparente.

Foi identificado que os *build-ups* carbonáticos mapeados estão alinhados na direção NNO-SSE próximos as falhas de grandes rejeitos e representam o reservatório na área de estudo. Esta última afirmação tem como base a avaliação dos perfis de poços realizada, no qual mostrou que os poços 3-SHELL-27-RJS e 1-SHELL-23-RJS, localizados sobre essas fácies sísmica, possuem altas porosidade e permeabilidades,

principalmente, no intervalo da parte superior da Formação Barra Velha Superior. O poço 1-SHELL-26-RJS, localizado sobre fácies sísmica plataforma carbonática na Formação Barra Velha, possui porosidades e permeabilidades menores e o topo dessa formação se encontra abaixo do contato água-óleo observado nos outros dois poços.

Por fim, a construção do modelo tectono-estratigráfico 3D permitiu compreender as estruturas que compõem o sistema petrolífero do Prospecto de Gato do Mato. Este modelo permitirá a realização de novos estudos, focados no reservatório, tais como, a classificação de fácies sísmicas utilizando multi-atributos sísmicos, realização de inversões sísmicas para a modelagem de propriedades de reservatório, estudo de incertezas e análise de risco exploratório, modelagens de fraturas e de porosidade, estimativas de volumes de reserva e em projetos de simulação de reservatório.

7. Referências

- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBÚSTIVEL. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural: Rio de Janeiro, 125, 40p, 2021.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBÚSTIVEL. 2ª Rodada de Partilha da Produção - Sumário Executivo das Áreas em Oferta, 2017. Disponível em <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/2-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/areas-oferecidas>> Acesso em 17/02/2021.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBÚSTIVEL. 7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção – Pré-sal. 2017. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/7-e-8-rodadas-de-partilha-de-producao-pre-sal> > Acesso em 17/02/2021.
- ANP/LEBAC. Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos – Tomo I. Agência Nacional do Petróleo (Relatório Interno), 170p, 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.
- ARCHIE, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Society of Petroleum Engineers. V. 146-01. 1942.
- ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. Basic well log Analysis for geologists. Oklahoma, Tulsa: AAPG, 216p. 1982.
- BAHORICH, M.; FARMER, S. 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. The Leading Edge, 14: 1053-1058, 1995.
- BANKHEAD, B. Integration: the Key To Reservoir Characterization, Veritas Exploration Services, 2002.
- BARNES, A. Handbook of Poststack Seismic Attributes. (A. Barnes, Ed.) Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 2016.
- 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

Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production. Programme and Abstract Volume, p 70 –71, 2013.

BHUYAN, K., PASSEY, Q. Clay estimation from GR and neutron-density porosity logs. In: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (ed.), Proceedings of the SPWLA 35th Annual Logging Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, pp. 1–15, 1994.

BISHOP, G. H. Subsurface Mapping: New York, John Wiley & Sons, 198p, 1960.

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.
<http://dx.doi.org/10.3997/1365-2397.2008006>.

BROWN JR., L. F.; FISCHER W. L. Seismic Interpretation of Depositional Systems: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins. Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. 1977. AAPG Memoir 26. P. 213-248, 1977.

BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, v. 418, n. 1, p. 175-191, 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.; WOLF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. Offshore Technology Conference, 2009.

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

- CASTRO, T. M. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra - Universidade Federal Fluminense, 2019.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORREA, F. S.; TINTEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, 38, n. 2, p 29–46, 2008
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes — A historical perspective. *Geophysics*, Vol. 70, no. 5 (September-October 2005); Pag. 13SO, 2005.
- CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. USA, SEG books, 464p, 2007.
- COATES G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G. NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services Publication, 1999.
- DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: p 7–25, 2005.
- DIAS, J. L. Análise sedimentológica e estratigráfica do Andar Aptiano em parte da Margem Leste do Brasil e no Platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 208p, 1998.
- DOMINGUEZ, F. C. A. Interpretação Sismoestratigráfica 2d Em Águas Ultraprofundas Das Bacias De Campos E Santos. Dissertação de Mestrado. Niterói, Universidade Federal Fluminense, 2021.
- ENZILA, M. J. E. Atenuação De Reflexões múltiplas e Uso de Atributos Sísmicos para Estudo De Reservatórios. Dissertação de Mestrado. Salvador, Universidade Federal da Bahia, 2018.
- EMERSON - PARADIGM. 2019.
- FARIA, D. L. P.; REIS, A. T.; SOUZA JR., O. G. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modelling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 88, p 676–695, 2017.

- 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.; LUPINACCI, W. M. An Approach for Three-Dimensional Quantitative Carbonate Reservoir Characterization in the Pampo Field, Campos Basin, Offshore Brazil. AAPG Bulletin, 102(11), 2267–2282, 2018. <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. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. AAPG Bulletin, v. 103, no. 4, pp. 997–1012, 2019. doi: 10.1306/10261818055.
- FERREIRA, D. J. A.; DUTRA, H. P. L.; CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. Marine and Petroleum Geology 124:104828. 2021a. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104828>
- FERREIRA, D. J. A.; DIAS, R.M.; LUPINACCI, W. M. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. Journal of Petroleum Science and Engineering. 201:108441. 2021b. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108441>.
- FORMIGLI, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development – The Way Ahead. Offshore Technology Conference, 4–7 May Houston, Texas, 2009.
- FRANCELINO, M. V. A Interpretação e Análise de Atributos do Levantamento Sísmico 3D da Área do Alto de Sirizinho (Bacia Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil). Dissertação de Mestrado. Natal, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.
- GAMBOA, L.; FERRAZ, A.; BAPTISTA, R., SANTOS NETO, E. V. Geotectonic controls on CO₂ formation and distribution processes in the Brazilian presalt Basins: Geosciences, v. 9, no. 6, 252, 2019. <https://doi.org/10.3390/geosciences9060252>.
- GERSZTENKORN, A.; MARFURT, K. J. “Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping.” Geophysics, Vol. 64, N° 5, pp:1468-1479, 1999.

- GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology* 113:104176, 2020.
- GOMES, P.O.; KILDONK, B.; MIKEN, J.; GROW, T.; BARRAGAN, R. The Outer High or the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Presalt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift structures. In: AAPG Search and Discovery Article #10193, 2009.
- GOMES, S. M. L. Caracterização Da Plataforma Carbonática Albiana Do Campo De Linguado, Bacia De Campos, Através Da Interpretação, Inversão Sísmica E Modelagem De Porosidade. Dissertação de Mestrado. Niterói, Universidade Federal Fluminense, 2018.
- GRINGARTEN, E.; ARPAT, B.; HAOUESSE, A.; DUTRANOIS, A.; DENY, L.; JAYR, S.; TERTOIS, A. L.; MALLETT, J.L.; BERNAL, A.; NGHIEM, L. New Grids for Robust Reservoir Modeling. SPE ATCE 2008, Denver, Colorado, USA, 2008.
- HEILBRON, M.; VALERIANO, C. M.; TASSINARI, C. C. G.; ALMEIDA, J.; TUPINAMBÁ, M.; SIGA, O.; TROUW, R. Correlation of Neoproterozoic terranes between the Ribeira Belt, SE Brazil and its African counterpart: comparative tectonic evolution and open questions. *Geological Society, London, Special Publications*, 294, p 211–237, 2008.
- HERLINGER, R. JR.; ZAMBONATO, E. E.; DE ROS, L. F. 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, p 1285–1313, 2017.
- HESTHAMMER, J.; FOSSEN, H. The influence of seismic noise in structural interpretation of seismic attribute maps: *First Break*, 15, 209–219, 1997.
- JESUS, C.; OLHO AZUL, M.; LUPINACCI, W. M.; MACHADO, L. Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. *Interpretation* 7(2):T467–T476, 2019. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2018-0004.1>.
- 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.

- KARNER, G. D. & GAMBOA, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. Geological Society, London, Special Publications, 285, p 15–35, 2007.
- KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: distribution and timing. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (eds), Petroleum Systems of South Atlantic Margins: AAPG Memoir 73. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, p 301–316, 2000.
- LIMA, B. E. M.; DE ROS, L. F. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Presalt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil: Sedimentary Geology, v. 383, p. 55–81, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.01.006>.
- LIRA, M. E. J.; SANTOS, A. R.; BULHÕES, C. F.; FERREIRA, D. G.; TANAKA, A.; CARVALHO, G. J.; BARRETO, C. A. Detecção de Falhas e Fraturas em Reservatórios de Baixa Permeabilidade Utilizando Atributos Geométricos, VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, SGBF, 2018.
- KARNER, G. D.; GAMBOA, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. Geological Society, London, Special Publications, 285, p 15–35, 2007.
- KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: distribution and timing. *In*: Mello, M. R.; Katz, B. J. (eds), Petroleum Systems of South Atlantic Margins: AAPG Memoir 73. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, p 301–316, 2000.
- MARFURT, KURT J. “Robust Estimates of 3D Reflector Dip and Azimuth.” Geophysics 71(4): 29–40, 2006.
- MCKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth Planet. Sci. Lett, 40 (1), p 25–32, 1978.
- MELLO, V. L. 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, 2020.
- MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, vol.18 (3), p 351–396, 2001.

- MITCHUM, J. R. R. M.; VAIL, P. R.; THOMPSON III, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis". In: Payton, C.E. (Ed.). Seismic Stratigraphy applications to hydrocarbon exploration – Memoir 26. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, Part 2, p. 53-62, 1977a.
- MITCHUM, J. R. R. M.; VAIL, P. R.; SANGREE, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: Payton C. E. (Ed). AAPG Memoir 26 - Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 117-133, 1977b.
- MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras 15, p 531–549, 2007.
- MUNIZ, M. C.; BOSENCE, D. W. J. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (Offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 418, p 221– 242, 2015.
- NEILSON, J. E.; OXTOBY, N. H. The relationship between petroleum, exotic cements and reservoir quality in carbonates – A review: Marine and Petroleum Geology, v. 25, no. 8, p. 778–790, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.02.004>.
- 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. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary Evolution. Interpretation 7(4):SH33, 2019.
- PACKARD, J. J.; AL-AASM, I.; SAMSON, I.; BERGER, Z.; DAVIES, J. A Devonian hydrothermal chert reservoir: the 225 bcf Parkland field, British Columbia, Canada: AAPG Bulletin, v. 85, no. 1, 51–84, 2001. <https://doi.org/10.1306/8626C75D-173B-11D7-8645000102C1865D>.
- PEÇANHA, A. A.; LUPINACCI, W. M.; FERREIRA, D. J. A.; FREIRE, A. F. M. A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. J. Petrol. Sci. Eng. 183: 106451, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106451>.

- PAIVA, M. F. B., LUPINACCI, W. M., FREIRE, A. F. M., HANSFORD, J. Comparison of methodologies to estimate the clay content – A case study in the Roncador Field, Campos Basin. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.
- PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil. Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2010.
- PEÇANHA, A.A., LUPINACCI, W.M., FERREIRA, D.J.A., FREIRE, A.F.M., 2019. A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. *J. Petrol. Sci. Eng.* 183, 106451. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106451>.
- PENNA, R.; LUPINACCI, W. M. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. *Marine and Petroleum Geology* 124:104829, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104829>.
- PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil. 1994.
- PETERSOHN, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p, 2013.
- PICKETT, G. R. Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation. *The Log Analyst*, vol 14, no. 4 p 3-11. 1973.
- 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. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: Comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature, *in* G. Della Porta ed., *Microbial carbonates in space and time: Implications for global exploration and production: Geological Society London, Special Publications* 418, 17–68, 2015.

- POSAMENTIER, H. W.; JERVEY, M. T.; VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C.G.ST.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., Van Wagoner, J.C. (Eds.), Sea level changes: na integrated approach. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication 42, pp. 109-124, 1988.
- POZO, M.; CASAS, J. Origin of kerolite and associated Mg clays in palustrine-lacustrine environments. The Esquivias deposit (Neogene Madrid Basin, Spain). Clay Miner. 34, p 395–395, 1999.
- REFSGAARD, J. C.; VAN DER SLUIJS, J. P.; BROWN, J.; VAN DER KEUR, P. A framework for dealing with uncertainty due to model structure error. Advances in Water Resources 29: 1586–1597, 2006.
- RIBEIRO, H. S. Estratigrafia de seqüências : fundamentos e aplicações. Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos. 2001
- 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.
- ROYDEN, L.; KEEN, C. E. Rifting processes and thermal evolution of the continental margin of eastern Canada determined from subsidence curves. Earth and Planetary Science Letters, 51, p 343–361, 1980.
- SACCO, T; SUSLICK, S. B.; VIDAL, A. C. Modelagem geológica 3D do Campo de Namorado utilizando dados de perfilagem de poços verticais. 4 PDPETRO, Campinas. 2007.
- SANCEVERO, S. S. Modelagem sísmica de corpos turbidíticos sintéticos gerados por simulação booleana. Dissertação de Mestrado. Unicamp. 170p. 2003.
- SCHANZEMBACH, G. A. Modelagem De Propriedades De Reservatório Usando Atributos Sísmicos: Um Estudo De Caso No Campo De Baúna, Bacia De Santos. Dissertação de Mestrado. Niterói, Universidade Federal Fluminense, 2019.
- SCHÖN, J., Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos. 1 ed. Rio de Janeiro, Elsevier. 2015.

- 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
- 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* 77:567–596, 2016.
- TANER, M. T.; Attributes Revisited - Rock Solid Images. Houston, Texas (Revised Sep. 2000), P. 3 - 27, 1992.
- TANER, M. T. J. S.; SCHUELKE, R.; O'DOHERTY; AND BAYSAL, E., Seismic attributes revisited: 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1104–1106, 1994.
- TANER, M. T. Seismicattributes, *CSEGRECORDER*, 26(7):49-56, 2001.
- TEDESCHI, L.R. Lower Cretaceous climate records and the correlation between marine and lacustrine settings (Europe and South America). Doctor of Philosophy Thesis. University of Oxford, 2017.
- TEDESCHI, L.R.; JENKYN, H.C.; ROBINSON, S.A.; SANJINÉS, A.E.S.; VIVIERS, M.C.; QUINTAES, C.M.S.P.; VAZQUEZ, J.C. New age constraints on Aptian evaporites and carbonates from the South Atlantic: implications for oceanic anoxic event 1a. *Geology* 45, p. 543–546, 2017.
- TEARPOCK, D. J.; AND BISCHKE, R. E. Applied subsurface geological mapping. Prentice-Hall PTR, pp 488, 1991.
- TEIXEIRA, L.; LUPINACCI, W. M.; MAUL, A. Quantitative seismic-stratigraphic interpretation of the evaporite sequence in the Santos Basin. *Marine and Petroleum Geology* 122: 104690, 2020.
- VASQUEZ, G. F.; MORSCHBACHER, M. J.; DOS ANJOS, C. W. D.; SILVA, Y. M. P.; MADRUCCI, V.; JUSTEN, J. C. R. Petroacoustics and composition of presalt rocks from Santos Basin. *The Leading Edge*, 38(5), 342-348, 2019.
- WHITE, R. S.; MCKENZIE, D. P. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, 94: 7685–7729, 1989.

- 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.
- WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 418 (1), p 209–219, 2015.
- WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. Classifying reservoir carbonates when the status quo simply does not work: A case study from the Cretaceous of the South Atlantic: AAPG Annual Conference and Exhibition, 108–121, 2017a.
- WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. Critically evaluating the current depositional models for the pre-salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil: AAPG Annual Conference and Exhibition: Search and Discovery, 1–40, 2017b.
- WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. Critically Evaluating the Current Depositional Models for the Pre-Salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil. AAPG Search and Discovery, Article #51439, 2017.
- WRIGHT, V. P. TOSCA, N. J. A Geochemical Model for the Formation of the Pre-Salt Reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for Understanding Reservoir Distribution. AAPG Search and Discovery, Article #51304, 2016.
- WYLLIE, M. R. J., ROSE, W. D. Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rocks from electrical log data. Pet Trans AIME 189:105–118, 1950.
- 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.
- ZALÁN, P. V. O Potencial Exploratório do Espelho do Pré-Sal. 2º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil, 2019.