



Beatriz Giacoia Gripp

**Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase
no embasamento econômico**

**Trabalho Final de Curso
Geologia**

**UFRJ
Rio de Janeiro
2023**



UFRJ

Beatriz Giacoia Gripp

**Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase no
embasamento econômico**

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

Orientadores:

Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Coorientadores:

Dr. Fernando Antonio Pereira da Silveira Neves

Dra. Nathalia Helena Secol Mattos

Rio de Janeiro

Junho de 2023

GRIPP, Beatriz Giacoia

Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase no embasamento econômico / Beatriz Giacoia Gripp - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2023.

xx, 000 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2023.

Orientadores: Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida,

Dr. Fernando Antonio Pereira da Silveira Neves, Dra. Nathalia Helena Secol Mattos

1. Geologia. 2. Paleontologia e Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase no embasamento econômico.

Beatriz Giacoia Gripp

Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase no embasamento econômico

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

Orientador:

Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida,
UFRJ

Coorientadores:

Dr. Fernando Antonio Pereira da Silveira Neves
Dra. Nathalia Helena Seicol Mattos

Aprovada em: 30.06.2023

Por:

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

Prof. Dr. André Ribeiro (UFRJ)

Prof. Dra. Natasha Santos Gomes Stanton (UERJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2023

Dedico este trabalho a todos os meus familiares, tanto os que estão comigo quanto aqueles que já deixaram o plano terreno.

Agradecimentos

Dedico esse trabalho a todos aqueles que passaram pela minha vida e participaram da minha evolução pessoal e profissional. Em especial, agradeço à minha família, que nunca mediu esforços para me proporcionar as melhores oportunidades nessa vida. Sem o apoio incondicional de vocês eu não teria chegado aonde cheguei: aqui e agora, prestes a me tornar Geóloga.

Agradeço aos meus orientadores, Borghi, Fernando, Nathalia e Pedro pelas trocas de conhecimento durante a pausa para o café e pelas reuniões recheadas de dúvidas e ensinamentos e incentivos. Em especial à Nathalia, por toda paciência e dedicação oferecidas desde sua chegada ao laboratório. Sem dúvidas, foi um momento de virada importantíssimo na minha vida profissional.

Ao Lagesed e ao Projeto Pré-Sal pela oportunidade única de desenvolver ciência e conquistar novos conhecimentos cada dia mais.

Agradeço de todo o meu coração aos meus pais, Carmem e Alexandre, por sempre me apoiarem nas minhas decisões e por investirem nos meus sonhos. Obrigada por todo o carinho, amor e orientação que vocês sempre me ofereceram. Às minhas irmãs, Letícia e Viviane, que tanto amo e com quem divido algumas das memórias mais gostosas da minha vida. Amo vocês até o planeta mais distante. Agradeço também ao Miguel, por todo carinho e atenção.

Aos meus avós, Anita, Jayro, Julieta e Pedro, e aos meus padrinhos Juracy e Eliasib, que sempre estiveram ao meu lado comemorando minhas vitórias e me apoiando nos meus fracassos. Sem o apoio de vocês, direto ou oferecido através dos meus pais, eu não chegaria aonde cheguei. Especialmente a você vó Ita, que está me acompanhando de onde a senhora estiver, obrigada por tudo.

Aos meus amigos e parceiros de jornada universitária, Diana, Letícia, Rebecca, Rafa, Rodrigo e Fred, obrigada por fazerem esses anos se tornarem um pouco mais leves e agradáveis.

Por fim, agradeço à minha namorada, Barbara, por todo companheirismo que compartilhamos ao longo desses primeiros seis anos juntas. Obrigada por toda compreensão, carinho e paciência. Obrigada por sempre me incentivar e me apoiar em todos os momentos da minha vida. Obrigada por ser minha parceira de vida.

Finalizo reiterando meus mais sinceros agradecimentos pela contribuição de cada um de vocês nesses 24 anos de vida, 6 de faculdade e 2 de Lagesed!

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”.

– Marthin Luther King

Resumo

GRIPP, Beatriz Giacoia. **Mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos com ênfase no embasamento econômico**. 2023. xx, 000 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A Bacia de Santos, localizada na margem sudeste do Brasil, é a bacia sedimentar offshore com a maior produção de petróleo do país, principalmente no intervalo do Pré-Sal. Os reservatórios encontrados nessa bacia são compostos por carbonatos litologicamente distintos, como coquinas (Formação Itapema) e microbialitos (Formação Barra Velha), depositados em sistemas lacustres de riftes desenvolvidos durante a quebra do paleocontinente Gondwana no Cretáceo Inferior. Com o intuito de analisar a bacia sob uma perspectiva regional, foi necessário recorrer a técnicas de imageamento indireto, como a interpretação sísmica 2D. Este trabalho propôs a geração de um mapa regional da Formação Camboriú, o embasamento econômico da Bacia de Santos. A partir da associação entre as seções sísmicas interpretadas sob o auxílio dos atributos sísmicos *Instantaneous Frequency* e *RMS Amplitude* e os dados gravimétricos e magnetométricos, foi possível identificação de quatro sub-regiões de destaque na bacia: o Alto Externo e três baixos estruturais, o Rife Abimael e dois depocentros localizados nas porções NW e NE da bacia. Esse último se destaca por apresentar características importantes para a existência de um sistema petrolífero de interesse, como a existência de um bom selo formado por sal espesso e contínuo e a proximidade do limite entre a crosta continental e a crosta oceânica, região em que o grau geotérmico costuma ser mais elevado, favorecendo a geração de gás. Assim, considerando a importância dos estudos sobre a Bacia de Santos em diversas escalas, este trabalho busca agregar novos conhecimentos acerca do intervalo Pré-sal da bacia, com foco no embasamento econômico, e sob o ponto de vista da interpretação sísmica 2D.

Palavras-chave: Bacia de Santos; Sísmica 2D; Formação Camboriú.

Abstract

GRIPP, Beatriz Giacoia. **2D seismic mapping of the Santos Basin Pre-salt interval with emphasis on the economic basement**. 2023. xx, 000 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The Santos Basin, located on the southeast margin of Brazil, is the offshore sedimentary basin with the highest oil production in the country, mainly in the Pre-Salt interval. The reservoirs found in this basin are composed of lithologically distinct carbonates, such as coquinas (Itapema Formation) and microbialites (Barra Velha Formation), deposited in rift lacustrine systems developed during the breakup of the Gondwana paleocontinent in the Lower Cretaceous. In order to analyze the basin from a regional perspective, it was necessary to use indirect imaging techniques, such as 2D seismic interpretation. This work proposed the generation of a regional map of the Camboriú Formation, the economic basement of the Santos Basin. It was possible to identify four prominent sub-regions in the Santos Basin, based on the integration of seismic sections interpreted with the aid of Instantaneous Frequency and RMS Amplitude seismic attributes, and the gravimetric and magnetometric data: the Outer High and three structural lows, the Abimael Rift and two depocenters located in the NW and NE portions of the basin. The latter stands out for presenting important characteristics for the existence of a petroleum system of interest, such as the occurrence of a good seal formed by thick and continuous salt layer and the proximity to the boundary between the continental and the oceanic crusts, a region where the geothermal degree is usually higher, favoring gas generation. Thus, considering the importance of the studies about the Santos Basin in several scales, this work seeks to add new knowledge about the Pre-salt interval of the basin, focusing on the economic basement from the point of view of 2D seismic interpretation.

Keywords: Santos Basin; 2D seismic; Camboriú Formation.

Lista de figuras

Figura 1 - Gráfico da evolução da produção de petróleo no Brasil entre março de 2022 e fevereiro de 2023 destrinchando a produção por mês de acordo com a origem. Modificado de ANP, 2023.	14
Figura 2 - (A) Gráfico de distribuição da produção de petróleo por bacia no Brasil, com destaque para as bacias de Santos e Campos, responsáveis por 98% da produção de petróleo no país. (B) Gráfico de distribuição da produção de gás natural por bacia no Brasil, com destaque para as bacias de Santos, Campos e Solimões. Modificado de ANP, 2023.....	14
Figura 3 - Localização da Bacia de Santos na margem sudeste continental brasileira. A área em cinza representa o território continental brasileiro. O polígono vermelho representa os limites da Bacia de Santos. O polígono tracejado verde representa o chamado polígono do Pré-sal que corresponde ao limite dentro do qual há ocorrência sabida de hidrocarbonetos. Os polígonos azuis representam os campos de produção de petróleo na região. O polígono preto representa a área dos mapas gerados neste trabalho.	17
Figura 4 – Fluxo de progresso do trabalho realizado destacando cada etapa em ordem cronológica.	18
Figura 5 - Seções comparativas da (A) sísmica em amplitude; (B) sísmica com aplicação do atributo Instantaneous Frequency; e (C) sísmica com aplicação do atributo Amplitude RMS.	21
Figura 6 - (A) Carta Cronoestratigráfica de Moreira et al. (2007), com o polígono vermelho destacando o intervalo de estudo deste trabalho: a seção Pré-sal da Bacia de Santos. (B) Seção geológica regional da Bacia de Santos com destaque para a camada evaporítica aptiana (em rosa) e a elevação do embasamento na região do Platô de São Paulo, onde está localizado o Alto Externo de Santos. Modificado de De Carvalho e Fernandes (2021).	25
Figura 7 - Esquema ilustrando a evolução da margem leste brasileira e suas cinco fases segundo Moriak (2004). (a) a primeira fase representa o início dos processos extensionais da separação América do Sul – África; (b) o segundo estágio marca o início da fase sin-rifte, com aumento no estiramento litosférico e extrusão de lavas basálticas. (c) a terceira fase marca o início da fase sag de quiescência tectônica e subsidência termal posterior ao final da fase rifte. É marcada pela discordância Intra-Alagoas que representa o momento de ruptura continental do Gondwana; (d) o quarto estágio representa a fase drifte, momento em que se inicia a intrusão da crosta oceânica. Por fim, a quinta e última fase (e) é marcada pela acumulação de sedimentos siliciclásticos marinhos de águas profundas. Retirado de Mohriak (2004).	29

Figura 8 - Tabela estratigráfica comparando a nomenclatura utilizada neste trabalho, compilada no trabalho de Buckley et al., 2015 e a classificação proposta por Moreira et al., 2007 (Modificado de Buckley et al. 2015).....	31
Figura 9 - Mapa ilustrando a localização da bacia de Santos e algumas das principais feições de seu arcabouço regional: Alto de Cabo Frio, Platô de São Paulo, Alto de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo (Retirado de Fernandez, 2017).	36
Figura 10 - Mapa indicando algumas das principais estruturas da Bacia de Santos. Convenções indicadas na figura 7: (1) cota batimétrica (m); (2) contato geológico ou limite do continente; (3) isópacas (km); (4) limite externo da zona de sal em subsuperfície; (5) zona de fratura ou falhamento, (6) falha normal; (7) alinhamento magmático; (8) dique do Cretáceo Inferior; (9) dique do Permo-Triássico ao Jurássico inferior; (10) orientação das estruturas no embasamento; (11) bacia sedimentar; (12) rochas ígneas terciárias; (13) rochas alcalinas e álcali-cálcicas; (14) basalto do Cretáceo Inferior na região costeira sul-sudeste, em subsuperfície; (15) basalto do Cretáceo Inferior no Banco de Abrolhos, em subsuperfície; (16) basaltos na Bacia do Paraná. Retirado de Almeida et al., 1996.	38
Figura 11 - Mapa da base do sal na região do Alto Externo da Bacia de Santos. O contorno azul define a contorno da estrutura do Alto Externo; já o contorno preto define as duas estruturas individuais do Alto Externo: o Alto do Pão de Açúcar (em vermelho) na porção SW do mapa e, na porção NE, o Alto de Tupi (Retirado de Gomes et al., 2009).....	40
Figura 12 - Seção sísmica regional ao longo do Alto Externo da Bacia de Santos mostrando os altos de Tupi e Pão de Açúcar (Retirado de Gomes et al., 2009).....	41
Figura 13 - Mapa indicando a posição da calha axial (ASA) cuja terminação norte coincide com as áreas das primeiras lagoas de sal mapeadas com dados sísmicos 3D, sugerindo que teria agido como um conduto para águas marinhas do oceano ao sul. Note-se que se trata de uma calha relativamente estreita cuja colocação inicial teria sido reta, sendo posteriormente deslocada por lineamentos de falha noroeste-sudeste (traço transversal preto) em períodos de deformação crustal. Retirado de Gamboa et al., 2021.....	42
Figura 14 - (A) Anomalia Bouguer residual obtida por filtragem com corte no comprimento de onda de 500 km. (B) Interpretação das estruturas: Linha branca grossa corresponde aos limites entre a crosta oceânica (CO) e a crosta continental atenuada (CCA); contornos de traços brancos grossos indicam os altos magnéticos associados com altos do embasamento vulcânico (AEV); traço branco fino indica o eixo de espalhamento abortado (ASA); linha pontilhada branca (com convergência de setas) indica o eixo de um “vale” gravimétrico correspondente à extensão a nordeste do eixo ASA; duplo traço amarelo corresponde à Zona de Fratura de Florianópolis	

(ZFF); DSP indica a posição da Dorsal de São Paulo associada à ZFF; LCO indica o limite continente-oceano; traço preto fino indica lineamentos magnéticos e/ou gravimétricos na direção noroeste-sudeste transversais às estruturas norte-sul do manto elevado (rifte norte-sul). (C) Campo magnético total. (D) Interpretação das estruturas; ver descrição do item (B). Modificado e retirado de Gamboa et al., 2021.	43
Figura 15 - Geometria de aquisição sísmica marinha: configuração da fonte e do receptor mostrando as frentes de onda, os raios (perpendiculares às frentes de onda) e o ângulo de incidência que aumenta com a distância que atinge um anteparo. Retirado de Simm e Bacon (2014).	45
Figura 16 - Esquema do levantamento sísmico marinho ilustrando o comportamento das ondas sísmicas ao identificar feições com características geológicas distintas, como a interface entre duas camadas e uma falha. Modificado de Yoo et al. (2016).....	46
Figura 17 - Modelo ilustrando a aquisição sísmica e seus receptores de acordo com o tipo de aquisição. Retirado de Gerhardt (1998).....	47
Figura 18 - Categorização dos atributos sísmicos feita por Barnes (2016). Em vermelho são destacados os dois atributos sísmicos utilizados neste trabalho: Instantaneous Frequency e Amplitude RMS. Modificado de Barnes (2016).	49
Figura 19 - Representação do padrão SEG normal para a polaridade da wiggle.	50
Figura 20 - Gráfico de susceptibilidade magnética média em rochas específicas. Modificado de Keary et al. (2009).	52
Figura 21 - Esquema de um aerolevantamento. Retirado de Ribeiro et al. (2014).	54
Figura 22 - Localização da malha sísmica interpretada e dos poços utilizados. Destaque para o polígono do Rifte Abimael em preto na porção sul da Bacia de Santos e para as seções AA', BB' e CC'. Os círculos coloridos representam os poços utilizados neste trabalho e estão identificados de acordo com a legenda. O polígono vermelho representa os limites da Bacia de Santos.	56
Figura 23 - Seção sísmica AA' ilustrando em (A) o dado sísmico pré-interpretação; e em (B) as falhas interpretadas na seção (eixo vertical em metros).	57
Figura 24 - Seção sísmica AA' das falhas interpretadas com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros).	58
Figura 25 - Seção sísmica AA' das falhas interpretadas com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros).	58
Figura 26 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação	

- Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha..... 60
- Figura 27 - Seção sísmica BB' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha..... 60
- Figura 28 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha. 61
- Figura 29 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha. 61
- Figura 30 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rife Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo. 62
- Figura 31 - Representação de um dos poços consultados neste trabalho, ilustrando o contato entre a anidrita da base do sal e o topo da Formação Barra Velha. Esse é um dos principais fatores que justificam o forte contraste de impedância acústica entre as camadas. 64
- Figura 32 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rife Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo. 65
- Figura 33 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem à depocentros. O Rife Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo..... 68
- Figura 34 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha

é representado pela cor azul; o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.	70
Figura 35 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.	70
Figura 36 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.	71
Figura 37 - Mapa de contorno estrutural do topo da crosta oceânica em profundidade. A ocorrência dessa superfície está restrita à região do Rifte Abimael. No inset map o polígono vermelho representa a Bacia de Santos; o polígono preto representa a área de estudo e o polígono azul representa a área onde foi mapeada a crosta oceânica.....	71
Figura 38 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo.....	73
Figura 39 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.	76
Figura 40 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.	77
Figura 41 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.	78
Figura 42 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.	79
Figura 43 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono B.	81
Figura 44 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono B.	82
Figura 45 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono B.	83

Figura 46 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono B.	84
Figura 47 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.	86
Figura 48 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.	87
Figura 49 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.	88
Figura 50 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.	89
Figura 51 - Mapa de contorno estrutural do topo da crosta oceânica em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.	90
Figura 52 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.	92
Figura 53 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.	93
Figura 54 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.	94
Figura 55 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.	95
Figura 56 - Mapa de anomalia magnética gerado a partir dos dados magnetométricos da Bacia de Santos fornecidos pelo Projeto Pré-Sal I do Lagesed. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos.	99
Figura 57 – Dados de anomalias gravimétricas Bouguer da Bacia de Santos fornecidos pelo Projeto Pré-Sal I do Lagesed. Os polígonos brancos correspondem aos blocos exploratórios da Bacia de Santos. O círculo branco destaca a resposta gravimétrica na região do Rifte Abimael.	99
Figura 58 - Mapa de contorno estrutural da descontinuidade de Moho. A área tracejada englobada pelas duas linhas azuis na parte oriental delinea o manto exumado (na altura do rifte e da ruptura). A oeste, a crosta continental estende-se por baixo dos pacotes sedimentares da	

margem passiva atlântica até aflorar na zona terrestre adjacente. O domínio da crosta oceânica estende-se a leste e a sul das linhas azuis. Retirado de Zalán et al. (2011). 103

Lista de tabelas

Tabela 1 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono A.	75
Tabela 2 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono B.	80
Tabela 3 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono C.	85
Tabela 4 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono D.	91

Sumário

Resumo.....	i
<i>Abstract</i>	ii
Lista de figuras.....	iii
Lista de tabelas.....	x
1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Apresentação e objetivos.....	13
1.2 Localização.....	17
2. MATERIAIS E MÉTODOS.....	18
3. GEOLOGIA REGIONAL.....	23
3.1 Bacia de Santos.....	23
3.2 Evolução tectônica do intervalo Pré-Sal.....	25
3.3 Estratigrafia da Bacia de Santos.....	32
3.4 Arcabouço estrutural.....	35
3.4.1 Alto de Cabo Frio.....	37
3.4.2 Alto de Florianópolis e Zona de Fratura de Florianópolis (ZFF).....	37
3.4.3 Charneira de Santos.....	39
3.4.4 Alto Externo.....	39
3.4.5 Rifte Abimael.....	41
3.4.6 Platô de São Paulo.....	43
4. REVISÃO CONCEITUAL.....	45
4.1 Sísmica de Reflexão.....	45
4.1.1 Atributos Sísmicos.....	48
4.1.2 Mapeamento de horizontes sísmicos.....	49
4.2 Magnetometria.....	50
4.2.1 Métodos de Aquisição e Aeromagnetometria.....	52
4.3. Gravimetria.....	53
4.3.1 Aquisição e Aerogravimetria.....	53
5. RESULTADOS.....	55
5.1 Mapeamento de falhas.....	57
5.2 Horizontes Sísmicos interpretados.....	59
5.2.1 Topo do Embasamento econômico.....	59
5.2.2 Topo da Formação Barra Velha.....	63

5.2.3 Topo da Formação Ariri	66
5.2.4 Horizontes mapeados na região do Rifte Abimael	69
5.3 Mapa de espessura do sal.....	72
5.3.1 MAPAS DE CONTORNO ESTRUTURAL E MAPA DE ESPESSURA DO SAL NAS SUB-REGIÕES	74
5.3.1.1 Sub-região A.....	74
5.3.1.2 Sub-região B	80
5.3.1.3 Sub-região C – Rifte Abimael	85
5.3.1.4 Sub-região D – Alto Externo de Santos.....	91
6. DISCUSSÃO	96
6.1 Geofísica do Rifte Abimael	96
6.2 Sub-regiões da bacia.....	100
6.3 Morfologia do sal e condições para a existência de reservatórios de hidrocarbonetos	101
7. CONCLUSÕES	104
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107

1. INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e objetivos

A descoberta de acumulações de hidrocarbonetos nos carbonatos da Formação Barra Velha do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos, em 2006, representou um enorme avanço exploratório na bacia (Carminatti *et al.*, 2008). Este fato elevou a Bacia de Santos para o principal foco exploratório no Brasil, dado o potencial identificado no sistema petrolífero Pré-sal, especialmente na região do Alto Externo (Gomes *et al.*, 2009).

Nos últimos anos, a produção total de hidrocarbonetos do intervalo Pré-sal ultrapassou a produção dos reservatórios turbidíticos do Pós-sal e das bacias terrestres somados (Figura 1). Em fevereiro de 2023, a produção total do Pré-sal foi de 3,268 Mboe/d, representando 78,1% de toda a produção nacional, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil (ANP, 2023). A Bacia de Santos segue como a principal produtora de hidrocarbonetos do país, tendo alcançado a marca de 3,188 Mboe/d no mesmo mês, totalizando cerca de 76% da produção nacional de petróleo (Figura 2A) e 77% de gás natural (Figura 2B) (ANP, 2023).

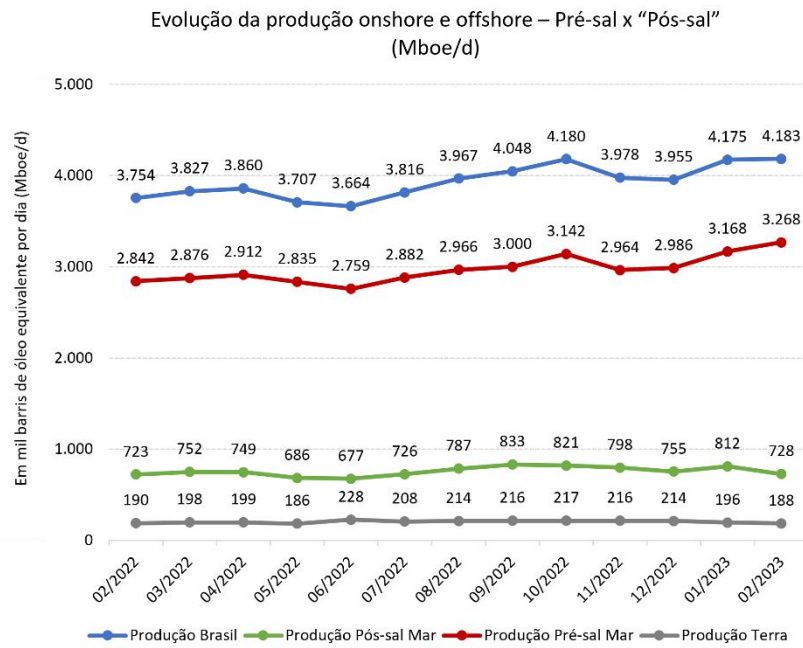


Figura 1 - Gráfico da evolução da produção de petróleo no Brasil entre março de 2022 e fevereiro de 2023 destrinchando a produção por mês de acordo com a origem. Modificado de ANP, 2023.

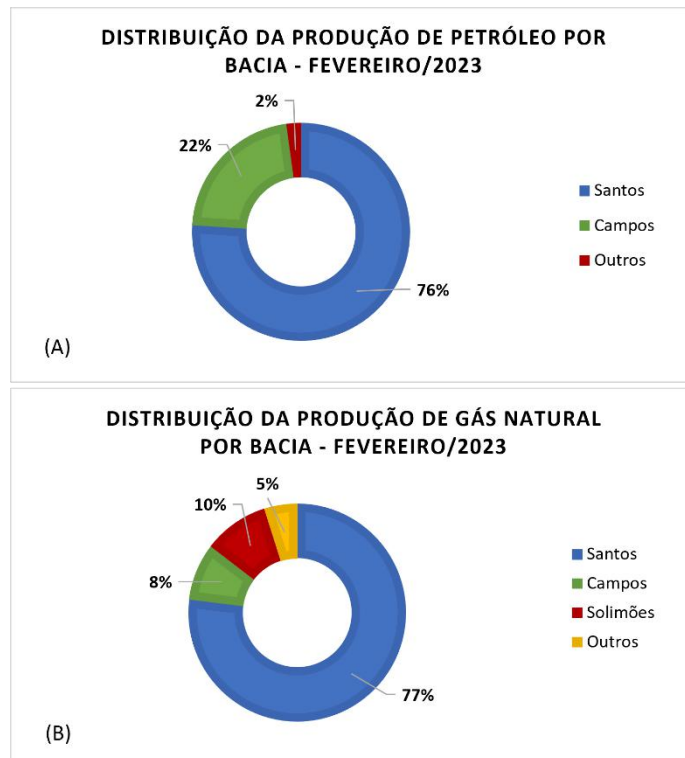


Figura 2 - (A) Gráfico de distribuição da produção de petróleo por bacia no Brasil, com destaque para as bacias de Santos e Campos, responsáveis por 98% da produção de petróleo no país. (B) Gráfico de distribuição da produção de gás natural por bacia no Brasil, com destaque para as bacias de Santos, Campos e Solimões. Modificado de ANP, 2023.

Por apresentar números tão expressivos, o intervalo Pré-sal das bacias sedimentares *offshore* da margem leste brasileira têm sido foco de intensos investimentos e estudos.

Apesar da grande quantidade de estudos realizados na Bacia de Santos (Meisling *et al.*, 2001; Mohriak, 2001; Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2009; Zalán *et al.*, 2011; Buckley *et al.*, 2015; Wright & Tosca, 2016; Gamboa *et al.*, 2021), os trabalhos cujo foco incide sobre o embasamento econômico ainda são restritos, dada a complexidade física de alcançar essa unidade, tanto por métodos indiretos quanto por meio de poços. Dentre aqueles que se debruçam sobre o embasamento econômico, muitos recorrem aos métodos potenciais de magnetometria e/ou gravimetria, reduzindo a quantidade daqueles que são pautados em dados sísmicos 2D.

Com o intuito de descobrir novas regiões onde ocorra a acumulação de hidrocarbonetos, busca-se ampliar o conhecimento acerca da bacia, de seu preenchimento sedimentar e dos mecanismos tectono-sedimentares que influenciam no sistema petrolífero. Nesse contexto, faz-se necessário observar a morfologia do embasamento, uma vez que este é responsável por moldar a acomodação dos estratos a ele sobrepostos – sendo, na Bacia de Santos, justamente o foco do interesse exploratório, as camadas do intervalo Pré-sal.

Sabe-se que a magnetometria e a gravimetria medem a resposta das rochas ao serem expostas, respectivamente, a um campo magnético e um campo gravitacional. Já a sísmica de reflexão mede o tempo de resposta de ondas elásticas. Em associação, esses três métodos indiretos permitem uma interpretação mais completa para a área de estudo, visto que estará baseada em um conjunto de dados mais robustos. Tendo isso em vista, entende-se que este trabalho pode contribuir para a literatura ao realizar o mapeamento sísmico 2D do intervalo Pré-sal da bacia, com ênfase no embasamento econômico, sob o auxílio dos dados magnetométricos e gravimétricos da região.

Sendo assim, tendo como base um conjunto de dados sísmicos 2D do tipo KPSDM (*Kirchhoff prestack depth migration*) da Bacia de Santos, fornecido pela ANP, este trabalho tem como objetivo principal a tentativa de mapear, em escala regional, o topo do embasamento econômico com o intuito de descrever a morfologia dessa unidade e, assim, entender a evolução tectono-estratigráfica do intervalo Pré-sal. Além disso, pretende-se também interpretar a base e o topo do sal e, com isso, gerar mapas de contorno estrutural para o topo de cada um desses horizontes (embasamento econômico, base e topo do sal) e um mapa de isópacas do pacote evaporítico. Esta tarefa caracteriza um desafio geofísico em função da dificuldade em torno da diferenciação entre o topo do embasamento econômico e o topo do embasamento cristalino - exceto quando há dados de poços que penetram essas profundidades. Isso ocorre uma vez que o contraste de impedância acústica entre os basaltos do embasamento econômico e os granitos e gnaisses do embasamento cristalino é muito baixo.

Secundariamente, tem-se por objetivo a identificação da morfologia do embasamento econômico à nível regional e o estabelecimento das relações entre este e a morfologia do sal. Além disso, deseja-se olhar atentamente para a região do Rifte Abimael que, de acordo com trabalhos realizados na região (Mohriak, 2001; Gamboa *et al.*, 2021), teve papel fundamental na definição do cenário deposicional da bacia ao permitir a circulação das águas oriundas da Bacia de Pelotas, à sul.

1.2 Localização

A Bacia de Santos (Figura 3) está localizada na região sudeste da margem continental brasileira entre os paralelos 23° e 28° S. Trata-se de uma bacia offshore, com uma área de aproximadamente 350.000 Km² abrangendo os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A Bacia de Santos está delimitada a norte pelo Alto de Cabo Frio, separando-a da Bacia de Campos, e a sul pelo Alto de Florianópolis que a separa da Bacia de Pelotas (Moreira *et al.*, 2007).

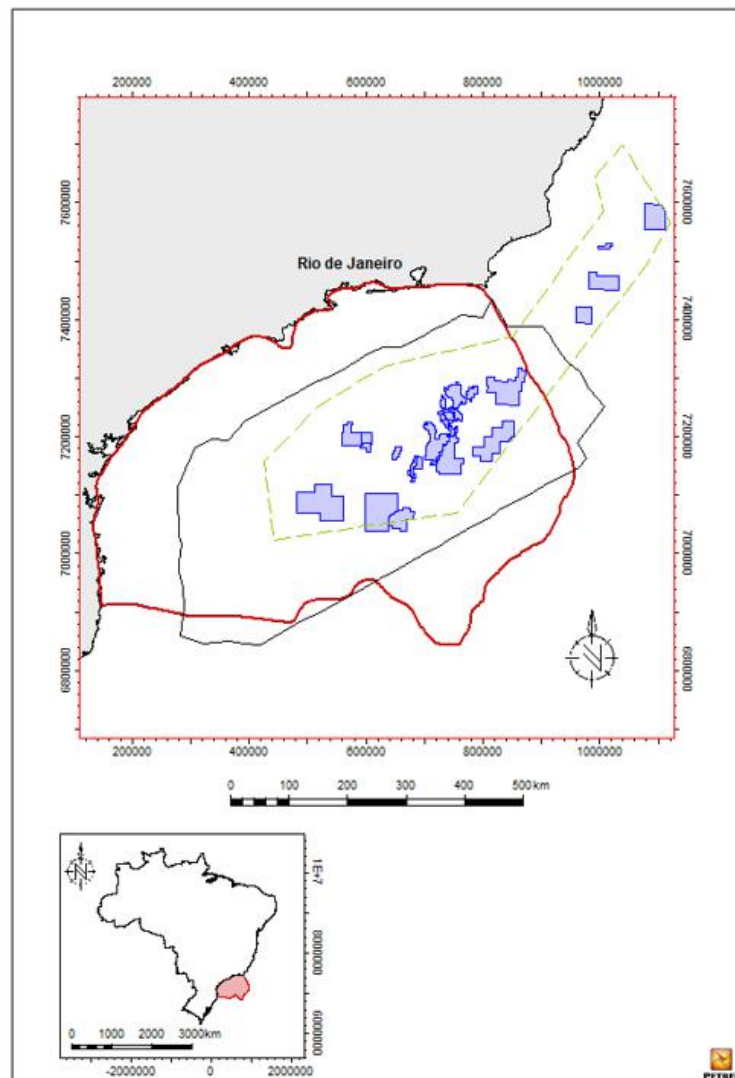


Figura 3 - Localização da Bacia de Santos na margem sudeste continental brasileira. A área em cinza representa o território continental brasileiro. O polígono vermelho representa os limites da Bacia de Santos. O polígono tracejado verde representa o chamado polígono do Pré-sal que corresponde ao limite dentro do qual há ocorrência sabida de hidrocarbonetos. Os polígonos azuis representam os campos de produção de petróleo na região. O polígono preto representa a área dos mapas gerados neste trabalho.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O conjunto de dados sísmicos 2D e os dados de poços utilizados neste trabalho são de domínio público, disponibilizados pela ANP por meio de seu Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), para fins acadêmicos.

Neste trabalho foram utilizados os dados de profundidade dos topos das formações Camboriú, Barra Velha e Ariri de 16 poços e um conjunto de dados sísmicos 2D, em profundidade, que se estende por uma área de 242.113,08 Km² na Bacia de Santos. O presente estudo foi desenvolvido considerando as seguintes etapas (Figura 4):

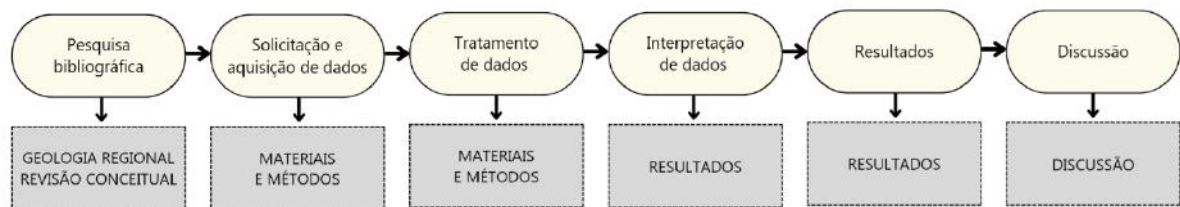


Figura 4 – Fluxo de progresso do trabalho realizado destacando cada etapa em ordem cronológica.

1) Pesquisa bibliográfica: Levantamento de trabalhos acadêmicos realizados a respeito da área de interesse e que explorem os principais tópicos abordados no presente trabalho. Deseja-se com isso compreender melhor o contexto geológico da bacia, bem como os conceitos de sísmica de reflexão, magnetometria e gravimetria. Dessa forma, torna-se possível realizar uma interpretação sísmica dos horizontes de interesse fundamentada na teoria.

2) Solicitação e aquisição de dados: A escolha dos dados que seriam solicitados à ANP foi feita por meio de pesquisa no *site* GeopostTM, o qual fornece informações técnicas acerca do cenário de óleo e gás brasileiro, como malhas sísmicas e poços existentes em território nacional. A etapa seguinte consistiu na solicitação da malha sísmica “R0258_2D_SPEC_PSDM_BM_S”,

contendo 222 linhas sísmicas na direção *strike* e *dip*, e dos dados de 16 poços perfurados na Bacia de Santos para auxiliar no desenvolvimento deste trabalho.

3) Tratamento de dados: Os arquivos SGY recebidos passaram por uma etapa de controle de qualidade que contou com as seguintes etapas: (1) posicionamento geográfico das linhas sísmicas; (2) correção da polaridade dos dados sísmicos para SEG-Y normal; (3) *misties* entre as linhas sísmicas usando o fundo do mar como referência; e (4) equalização das amplitudes sísmicas usando ganhos. Feito isto, as linhas sísmicas foram importadas para o software de interpretação sísmica Petrel¹. Também foram adicionados os dados de interesse relacionados aos poços: (1) localização e (2) profundidade do topo de cada um dos estratos perfurados, com foco para as formações Camboriú, Barra Velha e Ariri, respectivamente, o embasamento econômico, a base e o topo do sal. Ainda nesta etapa foi analisada a distribuição espacial das 222 linhas sísmicas recebidas, das quais foram selecionadas 34 para serem interpretadas. A escolha foi feita de forma a criar uma malha com espaçamentos relativamente regulares em ambas as direções NE-SW e NW-SE. Por fim foram carregadas diversas figuras georreferenciadas escolhidas a partir da bibliografia levantada a fim de reunir informações importantes para o trabalho – como mapas de profundidade do embasamento econômico (Freitas *et al.*, 2022) e mapas com a localização de diferentes feições da bacia (Fernandez, 2017; Gamboa *et al.*, 2021).

4) Interpretação de dados: Foi realizada inteiramente no software Petrel. O projeto sísmico criado foi georreferenciado utilizando-se o Datum geográfico SIRGAS 2000 23S. Para isso, foi carregado no projeto a malha sísmica 2D em formato SEG-Y e os dados de topos estratigráficos dos poços.

¹ Petrel 2020 TMSchlumberger

A partir disso, foram identificados os horizontes sísmicos de interesse deste estudo, sendo eles os topos do embasamento econômico e das formações Barra Velha (base do sal) e Ariri (topo do sal). Além disso, foram também identificados diversos *fault sticks* que auxiliaram no rastreamento da continuidade dos horizontes interpretados. Os dados de poços foram de grande contribuição nessa etapa, ao confirmarem com razoável precisão a conformidade entre a interpretação sísmica e a profundidade dos topos estratigráficos. A partir da identificação dos horizontes sísmicos de interesse foram gerados mapas de contorno estrutural e mapas de espessura do sal.

Para auxiliar na interpretação (Figura 5A) foram utilizados os atributos *Instantaneous Frequency* (Figura 5B) e Amplitude *RMS* (Figura 5C) no software Petrel. O primeiro atributo auxilia no rastreamento da continuidade dos refletores e destaca regiões descontínuas e falhadas, enquanto o segundo indica anomalias de amplitude isoladas ou extremas – os pontos brilhantes que acabam por evidenciar a existência de falhas.

Outro grande auxílio fornecido à interpretação sísmica foi dado pelos mapas de métodos potenciais fornecidos pelo Projeto Pré-sal do Lagesed. Os dados de magnetometria e gravimetria foram adquiridos concomitantemente ao levantamento sísmico por navio, ou seja, todos esses dados fazem parte da mesma malha. Os mapas de magnetometria e de gravimetria foram utilizados para investigar áreas nas quais a reflexão sísmica observada destoava daquilo que era observado nos arredores. Assim, as anomalias de magnetometria e gravimetria auxiliaram na localização de pontos onde, possivelmente, não se tratava do embasamento econômico, mas sim de um corpo distinto, tratado como sendo crosta oceânica.

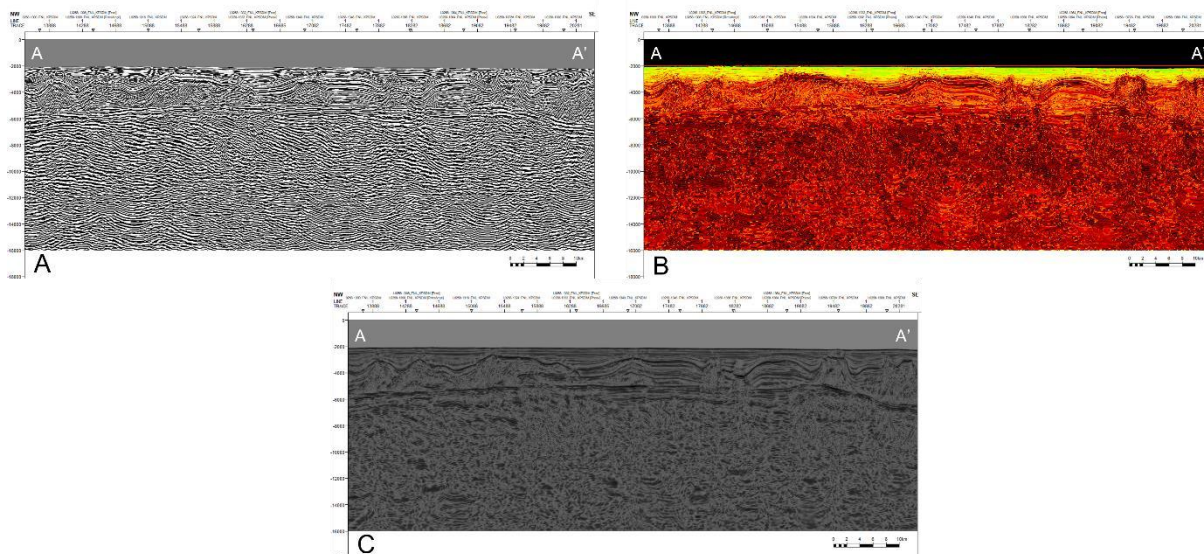


Figura 5 - Seções comparativas da (A) sísmica em amplitude; (B) sísmica com aplicação do atributo Instantaneous Frequency; e (C) sísmica com aplicação do atributo Amplitude RMS.

5) Resultados - Mapas gerados: Tendo em mãos a sísmica em profundidade, foi possível gerar mapas regionais de contorno estrutural a fim de representar a topografia das unidades de interesse e, assim, auxiliar no entendimento da evolução tecto-estratigráfica do intervalo estudado. Os horizontes sísmicos interpretados correspondem ao topo do embasamento econômico e ao topo das formações Barra Velha e Ariri. Também foi gerado um mapa de contorno estrutural para o horizonte sísmico interpretado como sendo, possivelmente, crosta oceânica, o qual está restrito aos limites do Rifte Abimael, na porção sul da bacia. Em seguida, foi gerado um mapa regional de espessura (isópacas) do sal. Foram realizadas interpretações para cada um dos mapas gerados. A interpretação do principal mapa gerado neste trabalho, o mapa de contorno estrutural do embasamento econômico, culminou na delimitação de quatro sub-regiões/polígonos que se destacavam por caracterizar altos e baixos estruturais na região. A fim de observar melhor os horizontes representativos do embasamento econômico, da base e do topo do sal em cada um desses polígonos, foram gerados outros 17 mapas para compor este trabalho, sendo: (a) 13 de contorno estrutural – contemplando o embasamento econômico, a

base e o topo do sal em cada sub-região, além da crosta oceânica de forma restrita ao polígono do Rifte Abimael; e (b) 4 de espessura do sal, um para cada sub-região delimitada.

6) Interpretação dos resultados obtidos: Nesta última etapa foram realizadas as interpretações acerca da (1) geofísica na região do Rifte Abimael; (2) das feições observadas nas sub-regiões, bem como a topografia de cada horizonte em seu respectivo mapa estrutural; e (3) da morfologia do sal à nível regional e em cada sub-região, e como isso pode ser associado à existência de reservatórios de hidrocarbonetos.

3. GEOLOGIA REGIONAL

3.1 Bacia de Santos

A Bacia de Santos, formada há cerca de 130 M.a. (Larson and Ladd, 1973), teve sua origem na ruptura do megacontinente Gondwana, inicialmente por meio do processo de rifteamento, evoluindo para uma bacia de margem continental passiva (Mohriak *et al.*, 1995). Como uma manifestação tardia do *breakup* continental, volumosos derrames de basaltos toleíticos oriundos das manifestações iniciais da pluma mantélica Tristão da Cunha deram origem à Província Magmática Paraná-Etendeka (Maia *et al.*, 2003; Svensen *et al.*, 2018). Seus registros são encontrados na Bacia do Paraná e nas bacias de margem costeira do Sul e Sudeste brasileiro: Pelotas, Santos, Campos e Espírito Santo (Mohriak *et al.*, 1995).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos é formado essencialmente por granitos e gnaisses pré-cambrianos do Complexo Costeiro e rochas metassedimentares da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Esse cinturão orogênico, formado durante o Neoproterozoico-Cambriano, é resultado da colisão do paleocontinente Congo-São Francisco com a porção sudoeste do Cráton de Angola (Heilbron *et al.*, 2008).

O embasamento econômico de uma bacia é assim chamado por caracterizar rochas abaixo das quais as chances de encontrar recursos minerais econômicos é mínima. No caso da Bacia de Santos, o embasamento econômico é caracterizado pelos basaltos toleíticos da Província Magmática Paraná-Etendeka, correspondentes à Formação Camboriú. Essas rochas datam de cerca de 138 M.a. (Fodor and Vetter, 1984) e encontram-se sotopostas ao preenchimento sedimentar de praticamente toda a Bacia de Santos. Os basaltos da Formação Camboriú são holocristalinos, de coloração cinza-escura, e apresentam granulação média e textura ofítica (diabásio). Os principais constituintes dessas rochas são plagioclásio e piroxênio – majoritariamente augita, comumente pouco alterados (Moreira *et al.*, 2007).

O preenchimento sedimentar da Bacia de Santos (Figuras 6A e 6B) tem como base a Formação Piçarras, composta por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos continentais depositados durante o Barremiano. Sobrepostos à Formação Piçarras, ocorrem os arenitos, folhelhos escuros e as coquinas da Formação Itapema, depositados durante as primeiras incursões marinhas na bacia entre o Neobarremiano e o Eoaptiano. Em seguida ocorrem os depósitos carbonáticos Aptianos de lagos continentais alcalinos rasos (Moreira *et al.*, 2007) da Formação Barra Velha, onde estão localizados os principais reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos. Acima da Formação Barra Velha, ocorre a seção evaporítica Neoaptiana fortemente estratificada da Formação Ariri, composta por halita, anidrita e outros sais complexos como taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita (Moreira *et al.*, 2007).

Os depósitos do Pós-sal correspondem aos grupos Camburi e Frade, depositados ainda no Cretáceo, e Itamambuca, cuja deposição teve início no Paleógeno. Esses grupos são representados por sedimentos siliciclásticos e carbonáticos de águas rasas, com margas, folhelhos, conglomerados, siltitos, diamictitos e arenitos turbidíticos nas porções mais profundas da bacia (Moreira *et al.*, 2007).

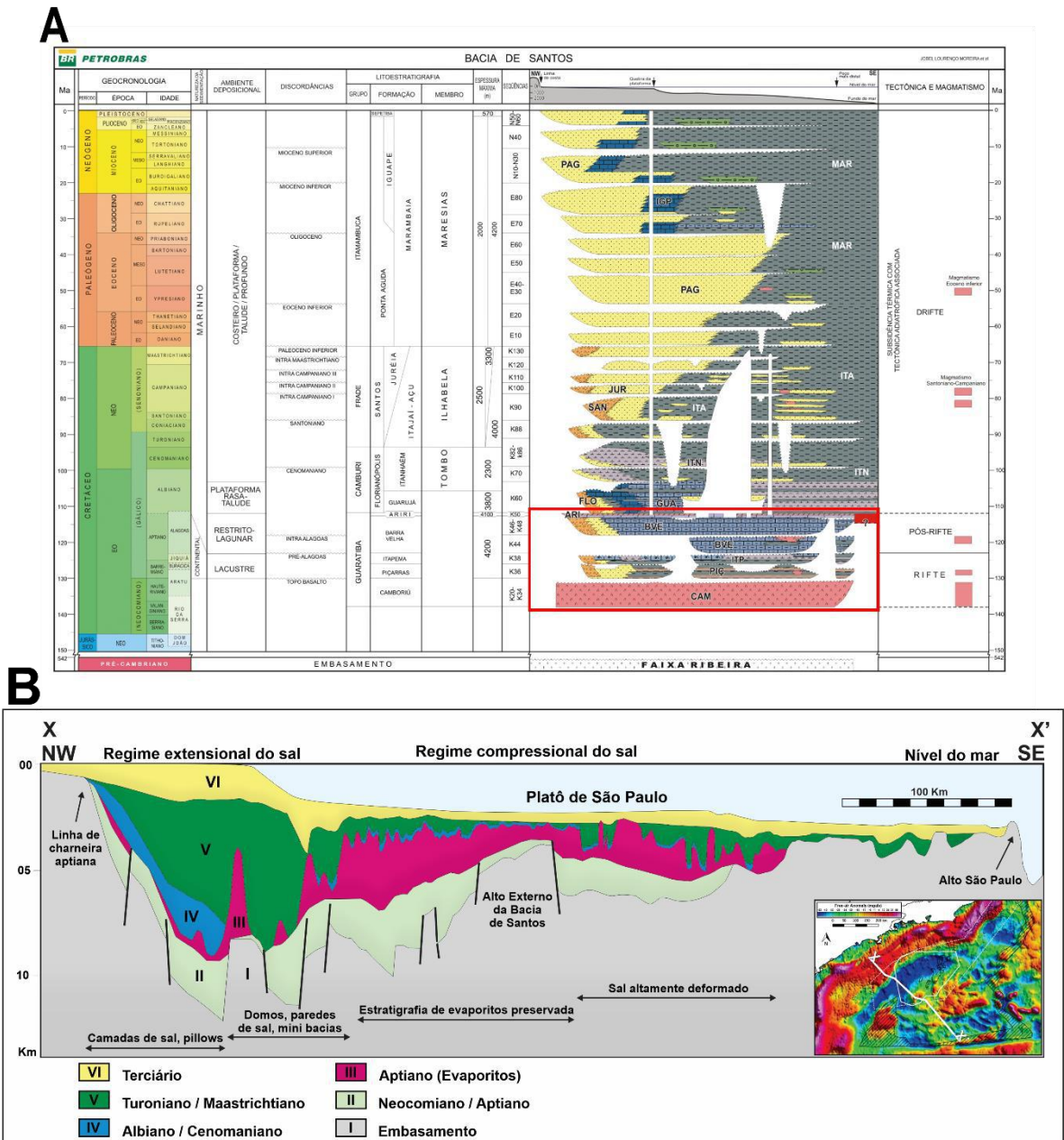


Figura 6 - (A) Carta Cronoestratigráfica de Moreira et al. (2007), com o polígono vermelho destacando o intervalo de estudo deste trabalho: a seção Pré-sal da Bacia de Santos. (B) Seção geológica regional da Bacia de Santos com destaque para a camada evaporítica aptiana (em rosa) e a elevação do embasamento na região do Platô de São Paulo, onde está localizado o Alto Externo de Santos. Modificado de De Carvalho e Fernandes (2021).

3.2 Evolução tectônica do intervalo Pré-Sal

Ao tratar da evolução de bacias do tipo rifte, como as bacias da margem leste brasileira, os mecanismos predominantes mudam de acordo com a fase de evolução do momento: (1) durante a fase rifte, a tectônica é o principal fator controlador da geração de espaço de

acomodação sedimentar e da evolução de sistemas e eventos deposicionais; ao passo em que (2) durante a fase sag os mecanismos de subsidência termal e a carga flexural assumem o protagonismo na bacia.

Atualmente, no que se refere à formação dessas bacias, o modelo geral adotado baseia-se em conceitos tectonofísicos propostos por McKenzie (1978). Este admite que haja estiramento litosférico e afinamento tanto da crosta quanto da litosfera durante a fase rifte, seguido por uma fase de subsidência termal atrelada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera.

Baseando-se em conceitos da estratigrafia de seqüências, como nos trabalhos clássicos de Mitchum *et al.* (1977) e Vail (1987), em associação à interpretação tectônica, discordâncias angulares e erosivas de cunho regional separam diferentes seqüências sedimentares, as quais são hierarquicamente agrupadas em (mega-, super-) seqüências geneticamente relacionadas às fases evolutivas pré-rifte, sin-rifte, transicional e margem continental passiva (Asmus & Ponte, 1973; Cainelli & Mohriak, 1998).

No trabalho de Mohriak (2004), a evolução da margem leste brasileira é dividida em cinco fases (Figura 7), ao longo da qual são observados diferentes padrões de tectônica e sedimentação (Cainelli & Mohriak, 1998). De forma resumida, essas fases são marcadas por:

- i) fase pré-rifte: compreende o início dos processos extensionais precursores da separação América do Sul – África. O modelo conceitual admite um pequeno soerguimento astenosférico acompanhado de um afinamento litosférico regionalmente distribuído (Mohriak, 2004). Em associação, surgem falhas incipientes na crosta superior que controlam a deposição sedimentar, que ocorre de maneira ampla e pouco espessa (Figura 7A). Representante da fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, esta fase precede o rifteamento do Atlântico Sul e,

portanto, não são encontrados seus registros na Bacia de Santos, restringindo-se à Bacia do Paraná (Milani & Zalán, 1999);

- ii) fase sin-rifte: seu início é marcado pelo aumento no estiramento litosférico que coincide com o clímax da extrusão de lavas basálticas. Falhas que afetam toda a crosta continental culminam na formação de semi-grábens (Figura 7B), preenchidos por sedimentos continentais lacustres de idade Neocomiana-Barremiana, com excelente potencial gerador para hidrocarbonetos (Abrahão & Warme, 1990). Ao final do rifteamento há novamente um aumento da extensão litosférica marcado por grandes falhas que rotacionam os blocos de rifte já formados (Figura 7C). A fase sin-rifte também é associada à erosão de blocos de rifte, registrada pela discordância regional Pré-Alagoas que separa ambientes de deposição tipicamente continental de ambientes transicionais e marinhos (Mohriak, 2004). O final da fase rifte é marcado pela discordância Intra-Alagoas e registra o momento de ruptura continental do Gondwana.
- iii) fase sag: Seu estabelecimento está relacionado ao início de um estágio de quiescência tectônica relativo ao final da fase rifte (Figura 7C). Segundo Henry & Brumbaugh (1995), essa fase é marcada por significativos registros de sedimentos pouco afetados por falhas. A megasequência transicional relacionada à fase *sag* é marcada pelas primeiras tentativas de ingressões marinhas vindas do Sul, recobrando os sedimentos depositados no Neocomiano-Barremiano. A sedimentação durante o Aptiano culminou com a deposição de espessas camadas evaporíticas em razão do clima árido e da cíclica evaporação em ambiente de golfo alongado (Mohriak, 2004);
- iv) fase drifte: fase da margem continental passiva tem início a partir da intrusão de crosta oceânica (Figura 7D) ao final dos episódios de rifteamento, provavelmente

em função da focalização do estiramento litosférico, antes distribuído por uma área ampla, para um centro de espalhamento localizado (Harry & Sawyer, 1992). A megassequência marinha inicia-se por sedimentação majoritariamente carbonática dominada por águas rasas no Albiano. Ao final deste período, adentrando o Cenomaniano e Turoniano, a acumulação de sedimentos siliciclásticos marinhos de águas profundas se torna predominante (Figura 7E).

A análise do modelo geral de evolução tectônica de bacias de margem passiva acima exposto, consagrado a partir dos conceitos tectonofísicos de McKenzie (1978), mostra como uma criteriosa e detalhada divisão de fases tectônicas permite uma compreensão mais completa da história evolutiva da bacia. Isto é, ao avaliar elementos estruturais e estratigráficos, tanto as generalizações quanto o foco em apenas um estágio podem prejudicar uma interpretação de qualidade dos intervalos estudados.

EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

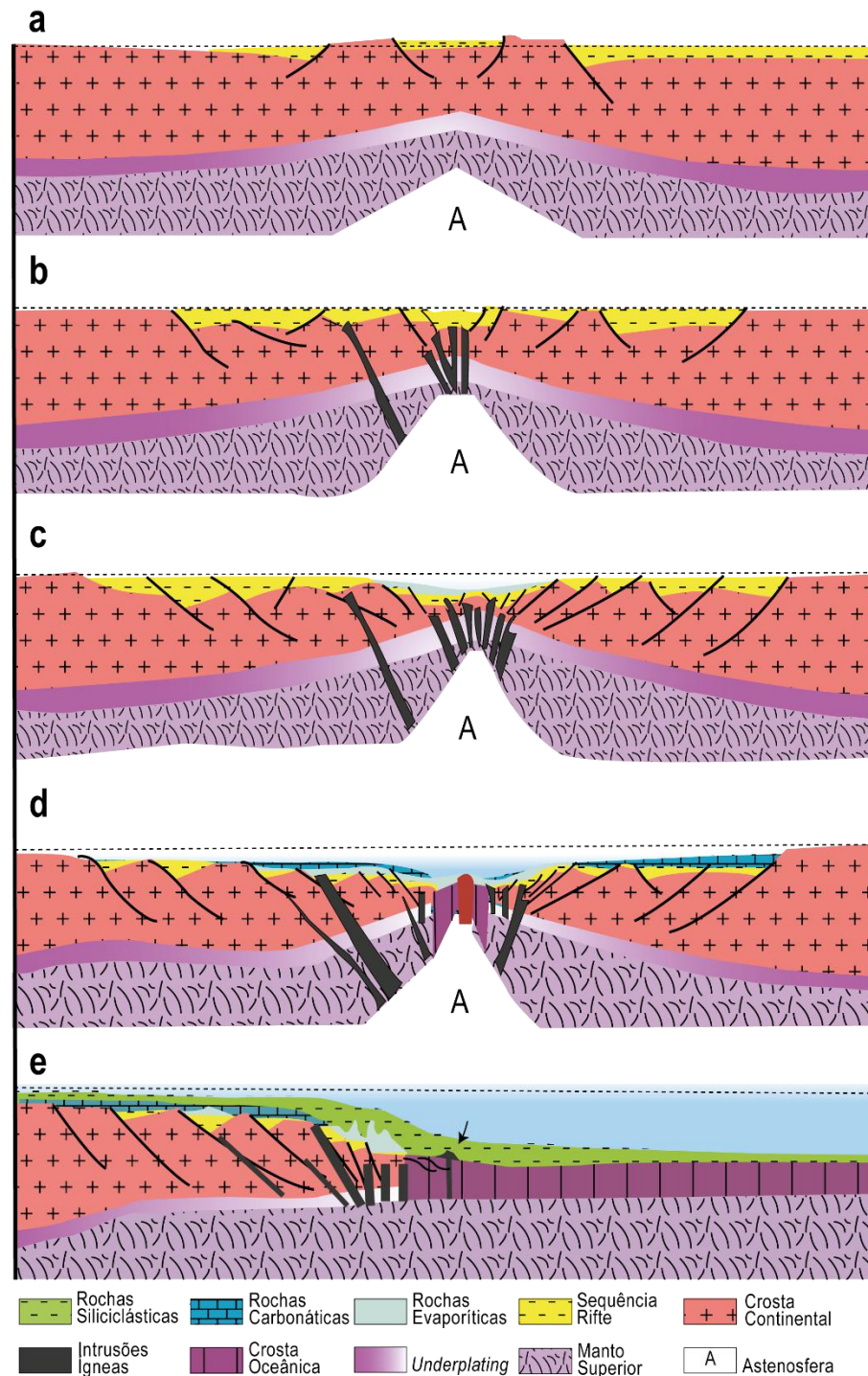


Figura 7 - Esquema ilustrando a evolução da margem leste brasileira e suas cinco fases segundo Moriak (2004). (a) a primeira fase representa o início dos processos extensionais da separação América do Sul – África; (b) o segundo estágio marca o início da fase sin-rifte, com aumento no estiramento litosférico e extrusão de lavas basálticas. (c) a terceira fase marca o início da fase sag de quiescência tectônica e subsidência termal posterior ao final da fase rifte. É marcada pela discordância Intra-Alagoas que representa o momento de ruptura continental do Gondwana; (d) o quarto estágio representa a fase drifte, momento em que se inicia a intrusão da crosta oceânica. Por fim, a quinta e última fase (e) é marcada pela acumulação de sedimentos siliciclásticos marinhos de águas profundas. Retirado de Moriak (2004).

Tendo isso em vista, optou-se por desenvolver este trabalho a partir do entendimento da evolução tectônica da bacia de Santos sob a ótica de quatro estágios. Isso diverge do trabalho de Moreira *et al.* (2007), pautado na compreensão da evolução tectônica do intervalo Pré-Sal da Bacia de Santos em três estágios: as sequências Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

A decisão por não se basear na evolução tectônica de Moreira *et al.* (2007) pode ser entendida a partir do trabalho de Bosence (1998). Este destaca que a classificação em fases pré-rifte, sin-rifte e pós-rifte deve ser aplicada exclusivamente quando leva-se em consideração a análise do rifte, ou seja, quando este é o foco de estudo. Do contrário, há o risco de generalizar a história evolutiva dos intervalos estudados, uma vez que estes não serão analisados de forma criteriosa e detalhada dentro da história da bacia, mas sim classificados apenas como anterior ou posterior a um referencial de interesse. No caso da fase pré-rifte, esta não será abordada neste trabalho uma vez que não são encontrados registros desse intervalo na bacia de Santos, estando restritos à Bacia do Paraná (Milani & Zalán, 1999).

No trabalho de Moreira *et al.* (2007), os autores propõem a elevação da antiga Formação Guaratiba à categoria de Grupo, compreendendo cinco formações: Camboriú, Piçarras, Itapema, Barra Velha e Ariri. Destas, as três primeiras estão inseridas na fase rifte, ao passo em que as duas últimas são representativas da fase pós-rifte. A deposição de sedimentos da fase rifte está compreendida entre os andares locais Rio da Serra superior e Jiquiá, enquanto os sedimentos da fase pós-rifte foram depositados durante o andar Alagoas (Moreira *et al.*, 2007). Dessa forma, neste trabalho será adotada a mesma nomenclatura utilizada por diversos trabalhos como Carminatti *et al.* (2008), Gomes *et al.* (2009) e Buckley *et al.* (2015): Sin-rifte inferior, Sin-rifte superior, Sag e Drifte (Figura 8). Esses intervalos são separados por discordâncias regionais mapeáveis em reflexões sísmicas.

Kusznir & Karner (2007) propuseram que o rifte na Bacia de Santos fosse separado em duas fases: sin-rifte inferior, de idade Barremiana a Eoaptiana, e sin-rifte superior, de idade

aptiana. Segundo Karner (2000), a seção sin-rifte marca a ocorrência de falhamentos normais no embasamento, responsáveis por acomodar a subsidência mecânica regional relacionada à ruptura continental. Essa fase é marcada por falhas sintéticas e antitéticas (Buckley *et al.*, 2015).

Nesta classificação, a primeira discordância regional observada, conhecida como discordância Sin-Rifte (Kuchle e Scherer, 2010), é o topo dos basaltos da Formação Camboriú. O topo desta unidade litoestratigráfica é o foco de estudo deste trabalho e marca o início da seção sin-rifte inferior. As formações Piçarras e Itapema compõem os depósitos desta fase, de idade Barremiana a Eoaptiana, até a discordância Pré-Alagoas (DPA de Moreira *et al.*, 2007). Acima desta encontra-se a seção sin-rifte superior, que corresponde a porção inferior da Formação Barra Velha, de idade Aptiana. Sobreposta a esse intervalo está a sequência sag, também de idade Aptiana, representada pela porção superior da Formação Barra Velha e pela Formação Ariri. Por fim são encontrados os depósitos da fase drifte que correspondem ao intervalo pós-sal da bacia, cuja deposição teve início no Albiano.

Sistema	Estágio	Discordâncias	Formação	Evolução da Bacia (Buckley, et al. 2015)	Evolução da Bacia (Moreira, et al. 2007)
Cretáceo (parte)	Albiano (parte)		Unidades Pós-Sal	Drifte	Drifte
	Aptiano	Alagoas	Ariri	Sag	Pós-Rifte
			Barra Velha		
	Barremiano	Jiquiá	Itapema	Sin-Rifte Superior	
		Buracica			
	Hauteriviano	Aratu	Piçarras	Sin-Rifte Inferior	Rifte
	Valanginiano	Rio da Serra	Camboriú		
	Berriasiano			Embasamento Cristalino	
			Topo do Basalto		

Figura 8 - Tabela estratigráfica comparando a nomenclatura utilizada neste trabalho, compilada no trabalho de Buckley *et al.*, 2015 e a classificação proposta por Moreira *et al.*, 2007 (Modificado de Buckley *et al.* 2015).

A sequência sin-rifte cretácea da Bacia de Santos é considerada seu principal intervalo gerador de hidrocarbonetos (Formação Itapema). As estruturas formadas pelo rifte têm orientação predominante NE-SW, subparalela às estruturas mais antigas do continente. Essas estruturas constituem falhas que delimitam feições do tipo grabens, horsts e meio-grabens na bacia (Stanton *et al.*, 2014). O rifteamento da Bacia de Santos permitiu a formação de trapas e rotas de migração de fundamental importância para o sucesso do sistema petrolífero do pré-sal desta bacia.

3.3 Estratigrafia da Bacia de Santos

A Formação Camboriú também é conhecida como o embasamento econômico da bacia e é representada pelos basaltos eocretáceos sotopostos ao preenchimento sedimentar da bacia (Moreira *et al.*, 2007). O topo desses basaltos marca o início do intervalo sin-rifte inferior.

A Formação Piçarras, conhecida informalmente como sequência talco-estevensítica, teve sua deposição iniciada no Barremiano. Seu registro está compreendido entre a discordância sin-rifte, na base, e a discordância intrabarremiana de 126,4 Ma, no topo (Moreira *et al.*, 2007). Litologicamente, sua composição indica uma deposição em ambiente de leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos formados por fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, nas porções proximais (Moreira *et al.*, 2007). Essa deposição é possibilitada pelo soerguimento do *footwall* do meio-graben (Kuchle e Scherer, 2010). Já nas porções lacustres, predominam arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica (Moreira *et al.*, 2007). A ocorrência de sedimentos mais finos nas porções mais distais e central da bacia é uma resposta à subsidência do *hangingwall* (Kuchle e Scherer, 2010).

Na sequência, ainda na seção sin-rifte inferior, estão os registros da Formação Itapema, cujos sedimentos foram depositados do Neobarremiano ao Eoaptiano. Seu limite inferior é dado pela discordância intrabarremiana de 126,4 Ma, e seu limite superior pela discordância Pré-

Alagoas (Moreira *et al.*, 2007), sendo essa o topo da sequência sin-rifte inferior. Essa unidade caracteriza-se por intercalações de calcirruditos (coquinas) e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica nas porções mais proximais. As coquinas são formadas por fragmentos de conchas de pelecípodes, frequentemente dolomitizados e/ou silicificados. As porções mais proximais da bacia são representadas por leques aluviais de conglomerados e arenitos (Moreira *et al.*, 2007). Em dados sísmicos 3D (Moreira *et al.*, 2007), este intervalo apresenta refletores plano-paralelos ou em forma de cunha, além de pouca variação de espessura, apesar de ainda revelar forte controle estrutural.

De acordo com Kuchle e Scherer (2010), o contexto de clímax do rifteamento reflete o momento de máxima atividade tectônica e de altas taxas de criação de espaço na bacia. Em contraste, o aporte sedimentar é relativamente baixo nessa fase, uma vez que enquanto o pulso tectônico e a criação de espaço são instantâneos, o aporte sedimentar é atrasado em função do tempo necessário para erosão e transporte até o local de deposição (Kuchle e Scherer, 2010). Ainda segundo esses autores, é neste momento que ocorre a maior expansão do sistema lacustre na porção central da bacia. Nesse sentido, é plausível associar este contexto de clímax tectônico com o momento de deposição dos sedimentos que caracterizam a Formação Itapema, intervalo correspondente a um ambiente lacustre já estabelecido de acordo com a carta estratigráfica de Moreira *et al.* (2007).

Segundo Mohriak (2003), o período posterior à deposição da Formação Itapema foi marcado pelo aumento das incursões marinhas provenientes da porção sul do Oceano Atlântico na bacia, em um ambiente transicional entre continental e marinho raso. A transposição da barreira vulcânica representada pelo Alto de Florianópolis, somada às condições climáticas vigentes na época e ao ambiente do tipo golfo alongado, propiciaram a precipitação de rochas carbonáticas.

A Formação Barra Velha, de idade Aptiana, corresponde ao principal reservatório de hidrocarbonetos do intervalo pré-sal na bacia de Santos. É subdividida em Barra Velha inferior e superior, sendo a fase sin-rifte superior restrita à porção inferior. Os depósitos do Barra Velha inferior foram depositados sobre a discordância Pré-Alagoas, enquanto a discordância Intra-Alagoas os separa do Barra Velha superior. Essa última, de 117 M.a., corresponde a um refletor sísmico de forte impedância acústica positiva de caráter regional e é síncrona a registros de derrames basálticos encontrados na bacia (Moreira *et al.*, 2007). Os depósitos da porção inferior da Formação Barra Velha compreendem estromatólitos, laminitos e calcários microbiais nas porções proximais e folhelhos nas porções distais (Moreira *et al.*, 2007). Como pontuado por Mohriak (2003), esse intervalo corresponde a um ambiente transicional entre continental e marinho raso.

Durante a fase sag (Carminatti *et al.*, 2008), a evolução da bacia é marcada pela grande quiescência tectônica, iniciando a fase de subsidência termal (Buckley *et al.*, 2015). Depositada sobre a discordância de 117 M.a., a porção superior da Formação Barra Velha é caracterizada pela presença de calcários microbiais intercalados a folhelhos depositados em ambiente transicional, como é o caso da porção inferior desta formação. É composta, nas porções proximais, por leques aluviais de arenitos e conglomerados (Moreira *et al.*, 2007).

Os evaporitos da Formação Ariri foram depositados em uma fase dominada por salmouras alcalinas e ambientes de lagos rasos com altas taxas evaporíticas, com eventos de rara baixa alcalinidade (Wright & Tosca, 2016). Os depósitos evaporíticos Neoaptianos desta unidade marcam o início do influxo periódico de águas marinhas e continentais na bacia, o que resultou na precipitação de sal nos principais depocentros criados durante a subsidência termal da bacia (Buckley *et al.*, 2015). De acordo com Dias (1998), o tempo estimado de deposição para os evaporitos é de 0,7 a 1 Ma, apesar da taxa de acumulação ainda ser consideravelmente imprecisa em função da alta mobilidade da halita. Os evaporitos da Formação Ariri são

majoritariamente constituídos por halita e anidrita. Em menor quantidade, há registro de sais mais solúveis tais como taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita. O limite superior desta unidade é dado pela discordância com os sedimentos siliciclásticos e carbonáticos das formações Florianópolis e Guarujá no limite Aptiano/Albiano (Moreira *et al.*, 2007).

Por fim, ocorrem os registros da fase drifte (Albiano – Recente), representada por todo o preenchimento sedimentar do intervalo pós-sal da bacia de Santos. A fase drifte é caracterizada pela subsidência flexural da bacia em função da significativa redução da atividade das falhas normais, resultando na criação de espaço de acomodação mais uniforme. Nesta fase, a sedimentação é de origem marinha e engloba os grupos Camburi (formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém), Frade (formações Santos, Juréia e Itajaí-Açu) e Itamambuca (Moreira *et al.*, 2007). Esta fase marca também o fim da transição de crosta continental para oceânica (Mohriak, 2003), culminando na individualização das placas sul-americana e africana (Riccomini *et al.*, 2012) e decretando o término da bacia evaporítica (Mohriak, 2003).

3.4 Arcabouço estrutural

As feições estruturais encontradas no assoalho oceânico na região pertencente à Bacia de Santos tiveram seu desenvolvimento com o processo tafrogênico do paleocontinente Gondwana (Pereira & Macedo, 1990). Suas principais estruturas são resultado dos eventos tectônicos relacionados ao processo de rifteamento atuantes, não só durante a fase de estiramento crustal anterior ao rifteamento, como também na fase posterior, principalmente relacionados à deformação por halocinese (Pereira & Macedo, 1990).

As principais estruturas geradas durante o processo de rifteamento da Bacia de Santos caracterizam-se por uma série de falhas normais sintéticas e antitéticas de direção NE a NNE próprias do regime distensivo, afetadas por zonas de transferências dextrais de direção NW, adquirindo direção E-W na transição crosta continental-oceânica (Meisling *et al.*, 2001). Essas

falhas influenciaram a configuração geométrica da bacia, erosão e acumulação sedimentar, geração de trapas estruturais e migração de hidrocarbonetos (Demercian e Szatmari, 1999; Mohriak, 2004), de forma que esses processos afetassem a seção sedimentar das fases sin-rifte e sag da bacia.

Na sequência, o processo de halocinese que atua na bacia desde o Albiano ao Recente (Guerra & Underhill, 2012) é caracterizado por um regime distensivo na porção proximal da bacia e um regime compressivo na porção distal da bacia. A tectônica do sal está ligada à formação de falhas lítricas e de crescimento que afetam majoritariamente a seção drifte da bacia (Figueiredo, 1983), sendo responsável pela formação de falhas de crescimento nesse intervalo.

A Figura 9 ilustra os principais elementos estruturais relacionados aos processos de estiramento crustal na região da Bacia de Santos, apresentados aqui do mais raso para o mais profundo.

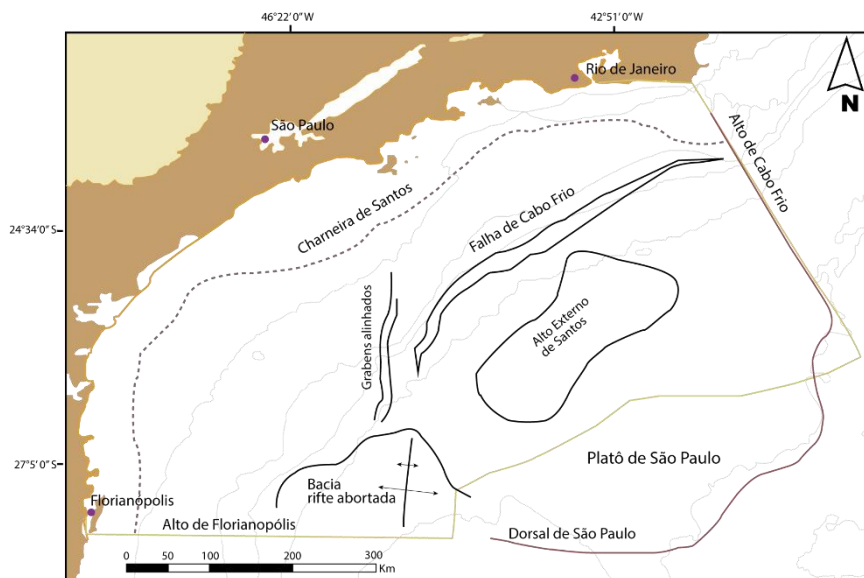


Figura 9 - Mapa ilustrando a localização da bacia de Santos e algumas das principais feições de seu arcabouço regional: Alto de Cabo Frio, Platô de São Paulo, Alto de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo (Retirado de Fernandez, 2017).

3.4.1 Alto de Cabo Frio

O Alto de Cabo Frio (Figura 9) é uma porção elevada do embasamento associada a eventos tectonomagmáticos pós-rifte (Santoniano ao Eoceno) que limita as Bacias de Santos e Campos (Mohriak e Paula, 2005). Estende-se por toda a plataforma continental e pelo Platô de São Paulo servindo como barreira à sedimentação entre as bacias de Campos, ao norte, e Santos, ao sul (Figura 9).

Na região do Alto de Cabo Frio, localizado próximo à cidade homônima no estado do Rio de Janeiro, são encontradas grandes concentrações magmáticas. Essas são caracterizadas por rochas magmáticas extrusivas e intrusivas em níveis estratigráficos diferentes (Mizusaki & Mohriak, 1992; Oreiro, 2006) e de composição levemente alcalina.

3.4.2 Alto de Florianópolis e Zona de Fratura de Florianópolis (ZFF)

O Alto de Florianópolis (Figura 9), com direção aproximada WNW-ESE, prolonga-se em direção a Plataforma de Florianópolis (Gonçalves *et al.*, 1979). Também perpendicular à margem continental, mais à leste, encontra-se a Dorsal de São Paulo. Essas feições em conjunto formam um lineamento de construções vulcânicas com direção E-W denominado Lineamento de Florianópolis (Gamboa, 1977; Kumar *et al.*, 1977), responsável por delimitar estruturalmente as bacias de Santos, a norte, e Pelotas, a sul (Machado *et al.*, 2010).

No Aptiano, o Alto de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo formaram uma barreira estrutural (Figura 9) que restringiu a livre circulação marinha nessa região, propiciando a formação de espessos pacotes evaporíticos na bacia de Santos (Leyden *et al.*, 1976; Kumar *et al.*, 1977).

A Zona de Fratura de Florianópolis (Figura 10) marca o limite estrutural entre as Bacias de Santos e Pelotas e é considerada a extensão do Alto de Florianópolis em direção ao oceano.

A topografia do fundo oceânico na Zona de Fratura de Florianópolis é caracterizada por uma grande diferença de elevação, representando um “*ridge jump*” (Gomes *et al.*, 2009). Segundo Zalán *et al.*, 2011, o desenvolvimento dessa zona de fratura pode ter contribuído para que o manto litosférico exumado aflorasse na região sul da bacia.

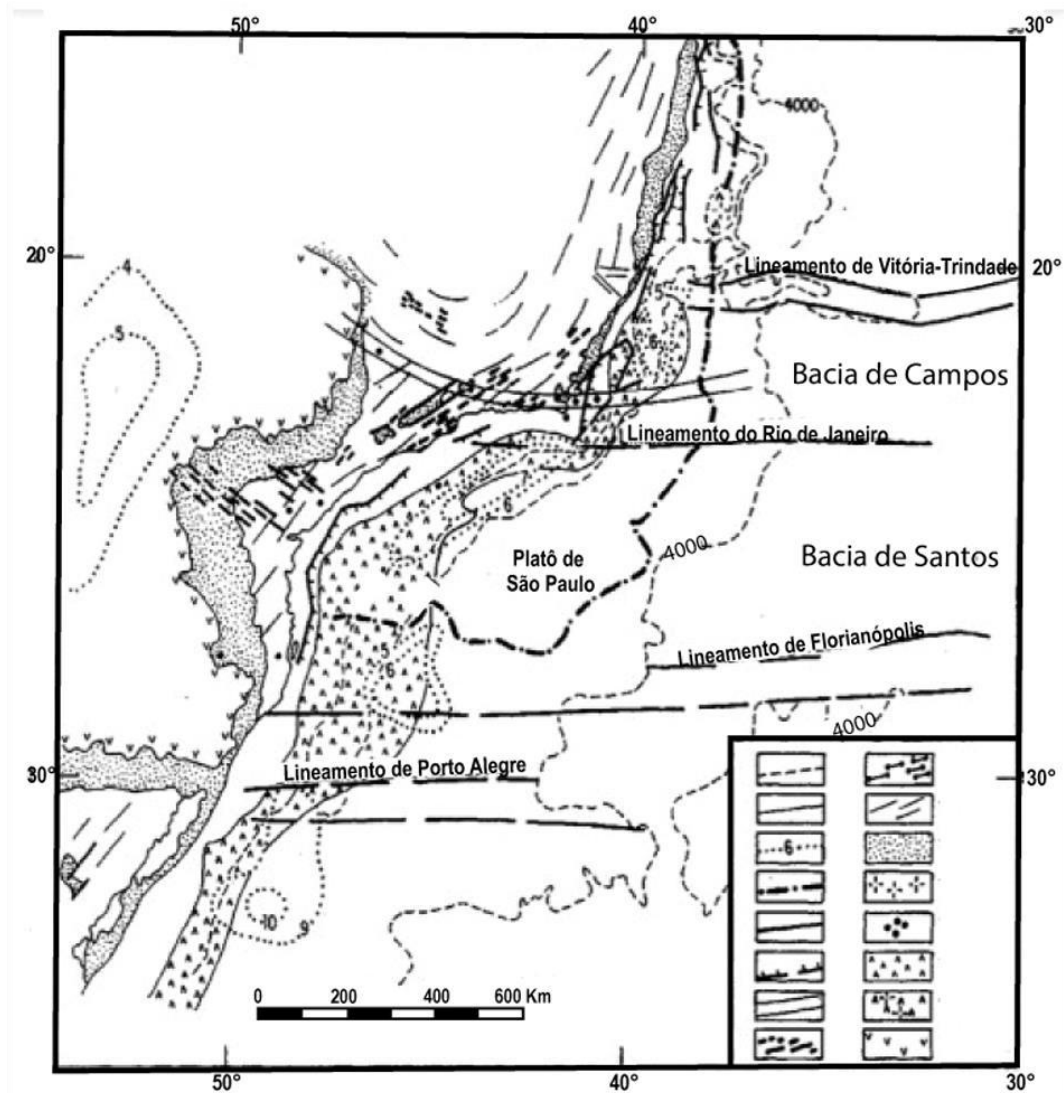


Figura 10 - Mapa indicando algumas das principais estruturas da Bacia de Santos. Convenções indicadas na figura 7: (1) cota batimétrica (m); (2) contato geológico ou limite do continente; (3) isópacas (km); (4) limite externo da zona de sal em subsuperfície; (5) zona de fratura ou falhamento, (6) falha normal; (7) alinhamento magmático; (8) dique do Cretáceo Inferior; (9) dique do Permo-Triássico ao Jurássico inferior; (10) orientação das estruturas no embasamento; (11) bacia sedimentar; (12) rochas ígneas terciárias; (13) rochas alcalinas e álcali-cálcicas; (14) basalto do Cretáceo Inferior na região costeira sul-sudeste, em subsuperfície; (15) basalto do Cretáceo Inferior no Banco de Abrolhos, em subsuperfície; (16) basaltos na Bacia do Paraná. Retirado de Almeida *et al.*, 1996.

3.4.3 Charneira de Santos

A sedimentação na Bacia de Santos pode ser dividida em duas partes em função de sua localização: uma área mais proximal e uma área mais distal. Isso ocorre em função da existência de um sistema de falhas normais com mergulhos sintéticos, localizado próximo à zona litorânea, o qual se comporta como uma charneira.

Esta feição tectônica, que apresenta direção coincidente à linha de costa (Alves, 2002) e limita os mergulhos suaves do embasamento a oeste, dos mais acentuados a leste (Moreira *et al.*, 2007), é denominada de Charneira de Santos ou Charneira Cretácea (Figura 9), uma vez que confina a sedimentação Cretácea à porção leste da bacia (Nunes *et al.* 2004).

3.4.4 Alto Externo

O Alto Externo da Bacia de Santos (Figuras 11 e 12) é o mais proeminente e extenso alto intra-bacinal da região (Gomes *et al.*, 2009) e está localizado na parte central da área que permaneceu anexada ao Brasil, à leste do rifte abortado de Abimael (Carminatti *et al.*, 2008).

Esta feição estrutural de orientação NE-SW inicia-se de forma descontínua na parte norte da bacia e torna-se consideravelmente proeminente na porção central, onde a base do sal aparece em profundidade incomumente rasa. As falhas com direção NE-SW foram responsáveis por definir a estrutura deste planalto antes mesmo dos evaporitos serem depositados sobre ele (Carminatti *et al.*, 2008).

O Alto Externo apresenta, em sua totalidade, crosta continental espessa que se manteve relativamente alta em contraste com as áreas adjacentes, de crosta mais afinada e profunda (Carminatti *et al.*, 2008). O Alto Externo apresenta um fechamento em quatro direções de 12.000 km² de área no nível Aptiano, sendo totalmente coberto por uma espessa camada de selos evaporíticos. A estrutura do embasamento na região é definida por uma série de blocos

falhados formados ao longo da fase sin-rifte inferior, os quais foram soerguidos e erodidos durante o Barremiano tardio (Gomes *et al.*, 2009).

Morfologicamente destacam-se duas estruturas individuais no Alto Externo (Modica e Brush, 2004), representadas pelos Alto de Tupi e Alto do Pão de Açúcar (Figuras 11 e 12). O primeiro é a menor das duas estruturas do sistema, com cerca de 1.100 km² de área, e ocorre segmentado por uma série de falhas sintéticas. O Alto do Pão de Açúcar é segmentado por falhas antitéticas e representa a maior das duas estruturas, com 6.000 km² de área. Ambos os altos estruturais são separados por uma grande zona de transferência de direção NW-SE (Gomes *et al.*, 2009). Tanto o Alto de Tupi quanto o Alto do Pão de Açúcar são estruturas que provavelmente concentraram a migração de petróleo e gás gerado no espesso intervalo pré-sal sobre extensas áreas adjacentes (Gomes *et al.*, 2009).

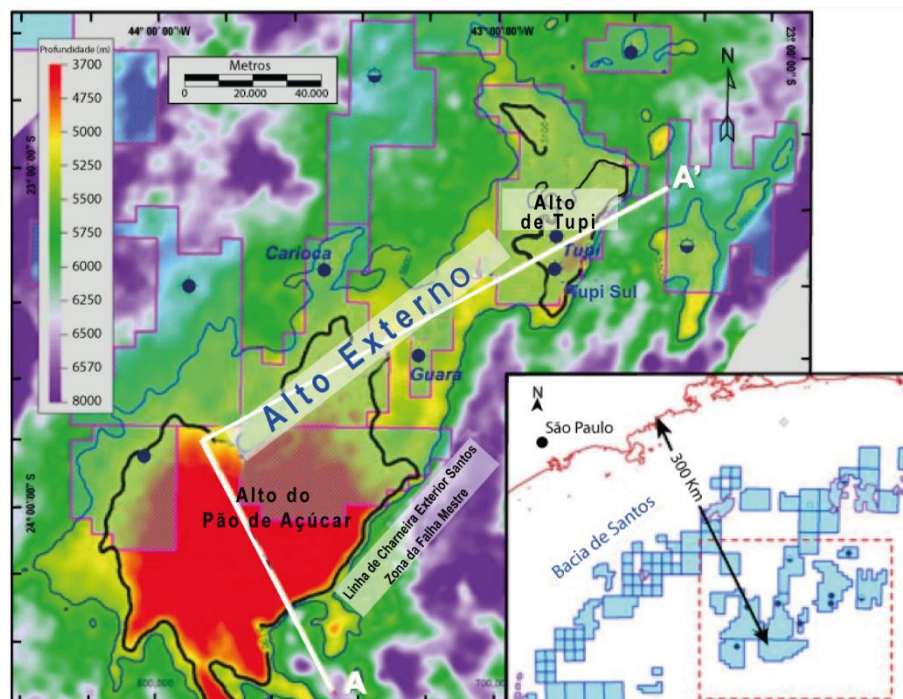


Figura 11 - Mapa da base do sal na região do Alto Externo da Bacia de Santos. O contorno azul define a contorno da estrutura do Alto Externo; já o contorno preto define as duas estruturas individuais do Alto Externo: o Alto do Pão de Açúcar (em vermelho) na porção SW do mapa e, na porção NE, o Alto de Tupi (Retirado de Gomes *et al.*, 2009).

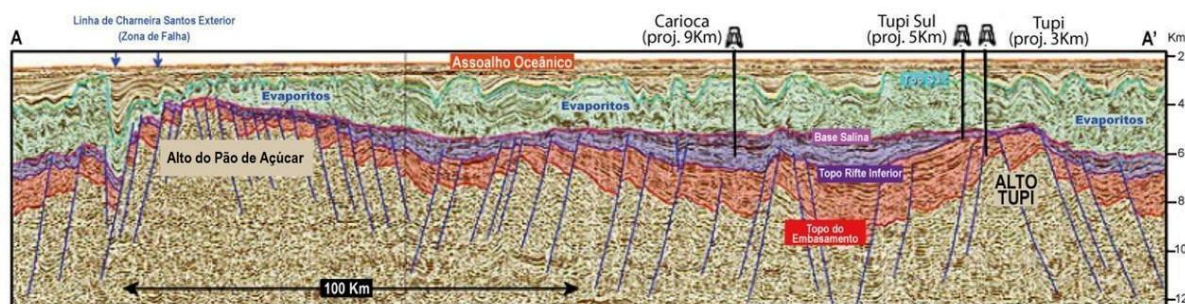


Figura 12 - Seção sísmica regional ao longo do Alto Externo da Bacia de Santos mostrando os altos de Tupi e Pão de Açúcar (Retirado de Gomes *et al.*, 2009).

3.4.5 Rifte Abimael

A Bacia de Santos guarda uma complexa história no que se refere à evolução do rifte (Meisling *et al.*, 2001; Gamboa *et al.*, 2021). Em função desse complexo processo de rifteamento, foi formado um centro de expansão de fase inicial (Figura 13), denominado eixo de dispersão abortado (ASA, do inglês, *aborted spreading axis*) por Gamboa *et al.* (2021), mas originalmente descoberto por Mohriak (2001). Na sísmica 3D, dados de alta qualidade fornecem uma imagem bastante esclarecedora quanto à existência do ASA (Gamboa *et al.*, 2021). Com isso, torna-se possível mapear a calha central, uma feição limitada a leste por um alinhamento de elevações vulcânicas e conhecida como o Rifte Abimael.

Em seus trabalhos, Meisling *et al.* (2001); Mohriak (2001); Carminatti *et al.* (2008); Gomes *et al.* (2009); Zalán *et al.* (2011), Gamboa *et al.* (2021) e Ferreira (2021) interpretaram uma anomalia positiva proeminente na região como resultado de uma elevação do manto. Essa feição, uma anomalia de formato triangular que se fecha em direção ao norte, é facilmente observada em mapas de anomalias gravimétricas e magnéticas (Figuras 14A e 14B; Figuras 14C e 14D) (Mohriak, 2001; Carminatti *et al.*, 2008; Gamboa *et al.*, 2021).

Essa configuração da calha constitui um fator determinante na sedimentação da Bacia de Santos (Gamboa *et al.*, 2021). Em sua porção norte é encontrada uma fina cobertura sedimentar que carece de sal Aptiano espesso, sugerindo um fluxo constante de água oceânica.

O centro de expansão abortado continua para o norte, estendendo-se pela crosta continental como um gráben estreito até aproximadamente a metade da Bacia de Santos. Esta área deprimida provavelmente serviu de caminho para as primeiras incursões marinhas na Bacia de Santos, quando a água fluiu para o norte vinda da Bacia de Pelotas, a sul (Mohriak, 2001; Gamboa *et al.*, 2021).

Dessa forma, a possibilidade de mapear uma série de áreas mais profundas alinhadas a partir dos dados gravimétricos reforça a importância dessa feição na definição da circulação inicial de água e do cenário deposicional dos sedimentos aptianos na restrita Bacia de Santos (Gamboa *et al.*, 2021).

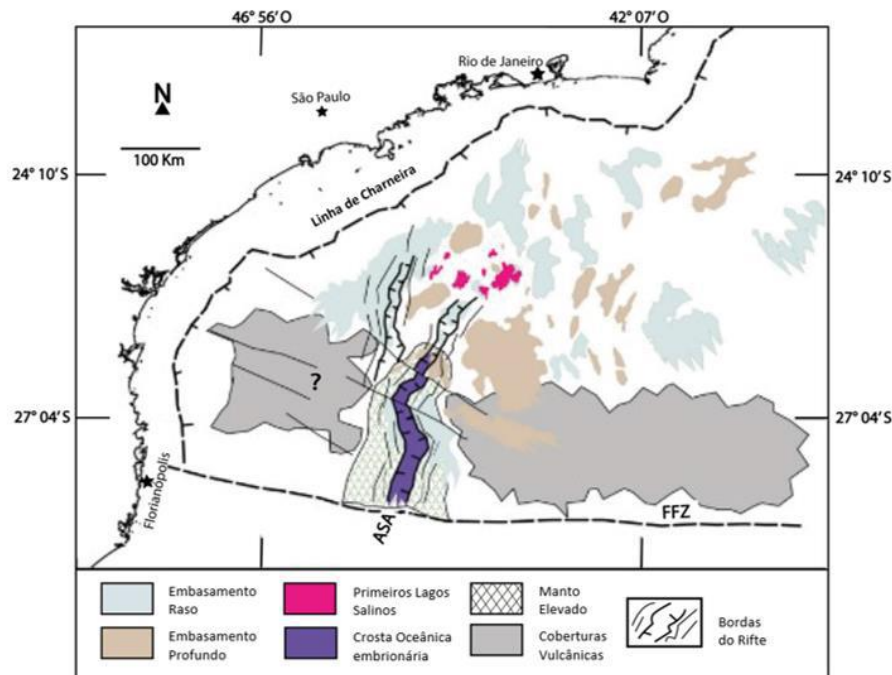


Figura 13 - Mapa indicando a posição da calha axial (ASA) cuja terminação norte coincide com as áreas das primeiras lagoas de sal mapeadas com dados sísmicos 3D, sugerindo que teria agido como um conduto para águas marinhas do oceano ao sul. Note-se que se trata de uma calha relativamente estreita cuja colocação inicial teria sido reta, sendo posteriormente deslocada por lineamentos de falha noroeste-sudeste (traço transversal preto) em períodos de deformação crustal. Retirado de Gamboa *et al.*, 2021.

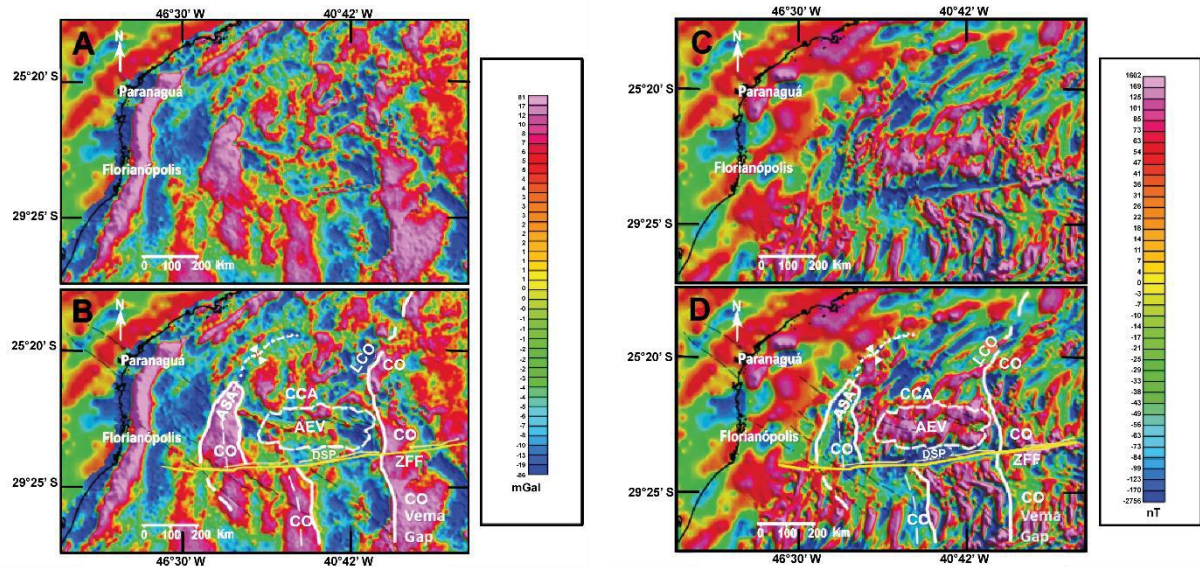


Figura 14 - (A) Anomalia Bouguer residual obtida por filtragem com corte no comprimento de onda de 500 km. (B) Interpretação das estruturas: Linha branca grossa corresponde aos limites entre a crosta oceânica (CO) e a crosta continental atenuada (CCA); contornos de traços brancos grossos indicam os altos magnéticos associados com altos do embasamento vulcânico (AEV); traço branco fino indica o eixo de espalhamento abortado (ASA); linha pontilhada branca (com convergência de setas) indica o eixo de um “vale” gravimétrico correspondente à extensão a nordeste do eixo ASA; duplo traço amarelo corresponde à Zona de Fratura de Florianópolis (ZFF); DSP indica a posição da Dorsal de São Paulo associada à ZFF; LCO indica o limite continente-oceano; traço preto fino indica lineamentos magnéticos e/ou gravimétricos na direção noroeste-sudeste transversais às estruturas norte-sul do manto elevado (rifte norte-sul). (C) Campo magnético total. (D) Interpretação das estruturas; ver descrição do item (B). Modificado e retirado de Gamboa *et al.*, 2021.

3.4.6 Platô de São Paulo

O Platô de São Paulo (Figura 10) é uma proeminente elevação marginal que se estende por cerca de 1000 km desde o sul da cadeia Vitória-Trindade até a Dorsal de São Paulo. Sua largura também aumenta de 125 até 550 km no sentido N-S (Nunes *et al.*, 2004), desde o litoral do estado do Espírito Santo até Santa Catarina. A topografia irregular do Platô de São Paulo é devido à halocinese durante o Aptiano e pela presença de rochas do embasamento aflorantes (Kumar e Gamboa, 1979). Seu limite externo, marcado por uma escarpa relativamente íngreme, corresponde ao limite leste dos depósitos evaporíticos (Leyden *et al.*, 1976), propagando-se para além do limite oficial da bacia.

Karner (2000) indica que o Platô de São Paulo está localizado sobre um limite continental-oceânico; enquanto Kumar e Gamboa (1979) sugere a existência de uma cadeia

vulcânica de direção NE-SW na porção distal do platô, associada a um centro de espalhamento abortado implantado sobre crosta continental estirada (Rifte Abimael) (Figura 13). O limite entre crosta continental e crosta oceânica ocorre logo após o Platô de São Paulo, apresentando provável manto exumado no entorno leste do platô (Moreira *et al.*, 2007; Zalán *et al.*, 2011).

A partir da evolução geológica da bacia de Santos e do Platô de São Paulo, Kumar e Gamboa (1979) concluíram que essas regiões são estruturalmente contínuas e que a área ocupada pelo platô foi um depocentro que evoluiu para um platô marginal desde o término da deposição evaporítica no Atlântico sul.

4. REVISÃO CONCEITUAL

Este trabalho propõe um mapeamento do embasamento da Bacia de Santos a partir da interpretação de dados sísmicos 2D complementados por dados magnetométricos e gravimétricos. Assim sendo, os referenciais teóricos sobre os quais serão substanciados os argumentos propostos neste trabalho baseiam-se em preceitos da Sísmica de Reflexão, Magnetometria e Gravimetria.

4.1 Sísmica de Reflexão

A sísmica de reflexão é um método geofísico indireto de exploração em e subsuperfície. De acordo com Simm e Bacon (2014), os dados sísmicos são adquiridos por meio de fontes e receptores acústicos que, respectivamente, emitem ondas elásticas e registram o tempo de retorno da onda refletida (Figura 15). Estes podem ser organizados em arranjos de diferentes tipos de geometria sísmica a depender das necessidades do estudo e do ambiente de trabalho.

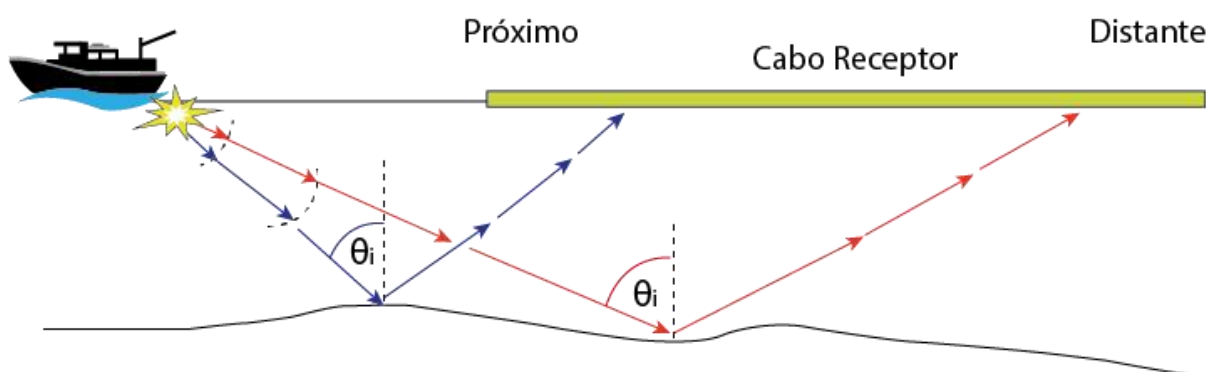


Figura 15 - Geometria de aquisição sísmica marinha: configuração da fonte e do receptor mostrando as frentes de onda, os raios (perpendiculares às frentes de onda) e o ângulo de incidência que aumenta com a distância que atinge um anteparo. Retirado de Simm e Bacon (2014).

Segundo Yilmaz (2001), a sísmica de exploração consiste em 3 estágios principais, sendo eles: aquisição de dados, processamento e interpretação. A partir disso, torna-se possível a identificação, em alta definição, de feições e características geológicas (Figura 16) da região amostrada, permitindo a delimitação de áreas propensas à acumulação de hidrocarbonetos. A

densa amostragem em área e profundidade, associada a boa resolução vertical e horizontal, fazem deste método uma ferramenta de análise na exploração de óleo e gás amplamente usada pela indústria (Hübscher & Gohl, 2014).

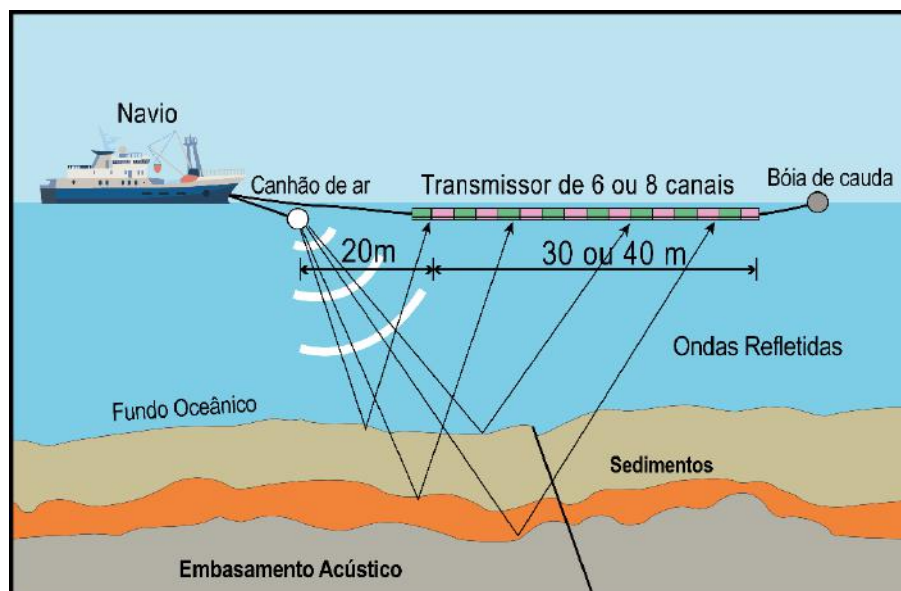


Figura 16 - Esquema do levantamento sísmico marinho ilustrando o comportamento das ondas sísmicas ao identificar feições com características geológicas distintas, como a interface entre duas camadas e uma falha. Modificado de Yoo et al. (2016).

Durante a fase de aquisição, a onda elástica é gerada por uma fonte artificial e propaga-se sob a forma de ondas sísmicas em subsuperfície. Ao atingir interfaces geológicas, sejam elas estruturas geológicas ou camadas de rocha com diferentes composições mineralógicas e densidades, parte da onda incidente é refletida e registrada pelos receptores (Capucci, 2011), os quais convertem o sinal sísmico em sinal elétrico (Hübscher & Gohl, 2014).

Na aquisição marinha de dados sísmicos, os receptores são chamados hidrofones, ao passo em que nas aquisições terrestres são conhecidos como geofones (Figura 17). Normalmente, as reflexões registradas nos receptores mais próximos têm ângulos de incidência mais baixos do que as registradas nos receptores distantes (Simm e Bacon, 2014).

O arranjo dos receptores influencia no tipo de aquisição, sendo 2D quando arranjados em uma linha ou 3D quando distribuídos de forma bidimensional sobre a superfície a ser amostrada, resultando em um cubo sísmico (Yilmaz, 2001).

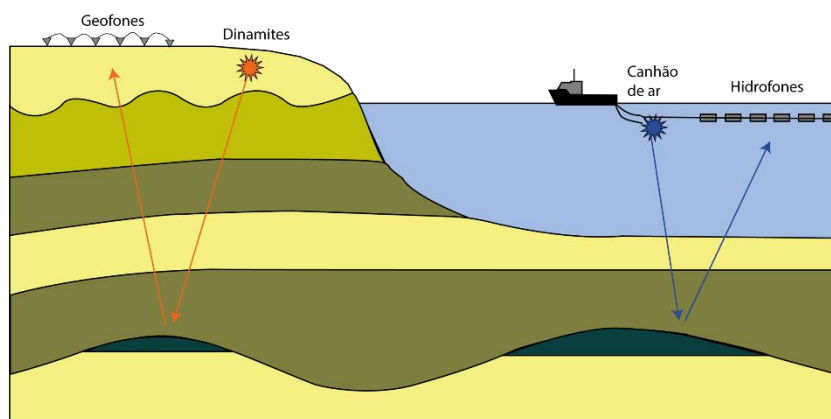


Figura 17 - Modelo ilustrando a aquisição sísmica e seus receptores de acordo com o tipo de aquisição. Retirado de Gerhardt (1998).

A coleta dos dados sísmicos recebidos junto à ANP foi realizada dentro das seguintes características:

- Fonte de emissão de onda sísmica: pistolas de ar com intervalo de 37,5 unidades de medida entre os pontos;
- Arranjo padrão para a aquisição feito com 8 pistolas de ar distribuídas em 3 sub-arranjos de 15 metros de comprimento e 16 metros de largura;
- Cada grupo de receptores formado por 16 geofones com espaçamento de 27,34 metros entre si;
- Profundidade de amostragem de 5 metros e profundidade máxima atingida de 16 km.

A etapa de processamento visa o tratamento do dado bruto com o intuito de transformá-lo em um produto adequado para a realização de interpretações. Para isso, o dado passa por diversos processos incluindo a filtragem, o empilhamento de dados sísmicos e a remoção de ruídos. Estes são responsáveis por corrigir os erros inerentes ao levantamento sísmico. No caso deste trabalho, o dado sísmico processado recebido junto à ANP passou pela migração do tipo KPSDM, sigla para “migração em profundidade pré-empilhamento do tipo Kirchhoff” – do inglês, *Kirchhoff Prestack Depth Migration*.

Por fim, a etapa de interpretação sísmica consiste na análise dos dados gerados na etapa de processamento. Dessa forma, torna-se possível a identificação e mapeamento de feições estruturais e estratigráficas em escala regional (bacia) e local (porções específicas da bacia), de forma a gerar produtos que representem a geologia da área do levantamento. Além do entendimento da evolução tectono-estratigráfica, a interpretação sísmica permite a identificação de possíveis áreas de acumulação de hidrocarbonetos, sendo desta maneira uma ferramenta imprescindível para a indústria de óleo e gás.

4.1.1 Atributos Sísmicos

De acordo com Chopra e Marfurt (2007), atributos sísmicos são ferramentas utilizadas para inferir a geologia em dados sísmicos de reflexão, geralmente sensíveis às características da geologia ou dos reservatórios aos quais estão sendo associados – como no caso de falhas, discordâncias e topos de camadas. Dessa forma, seus objetivos são quantificar a amplitude e as características morfológicas capturadas pelo dado sísmico por meio de cálculos determinísticos geralmente efetuados por um software.

Para Barnes (2016), os atributos sísmicos atuam como filtros que removem uma característica do dado sísmico em prol de revelar outra. Estes quantificam e descrevem dados sísmicos, podendo ser categorizados de acordo com seu significado (Figura 18).

Neste trabalho foram utilizados os atributos *Instantaneous Frequency* e *Amplitude RMS*. O primeiro representa a amplitude média da *wavelet* e tem como finalidade rastrear a continuidade dos refletores, sendo capaz de destacar regiões descontínuas e falhadas, uma vez que estas aparecem como zonas de frequência mais baixa (Schlumberger, 2015).

Já o Amplitude RMS – sigla para *root mean square* – é um atributo que indica anomalias de amplitude isoladas ou extremas (Chen & Sidney, 1997). É uma ferramenta clássica para a detecção de pontos brilhantes (*bright spots*) – que podem revelar a ocorrência de

hidrocarbonetos. No entanto, apesar de ter sido escolhido com o intuito de localizar possíveis acumulações de óleo, esse atributo foi de grande auxílio na identificação de falhas. Isto ocorreu uma vez que as discontinuidades dos refletores apareciam na sismica como regiões mais claras, evidenciando as falhas.

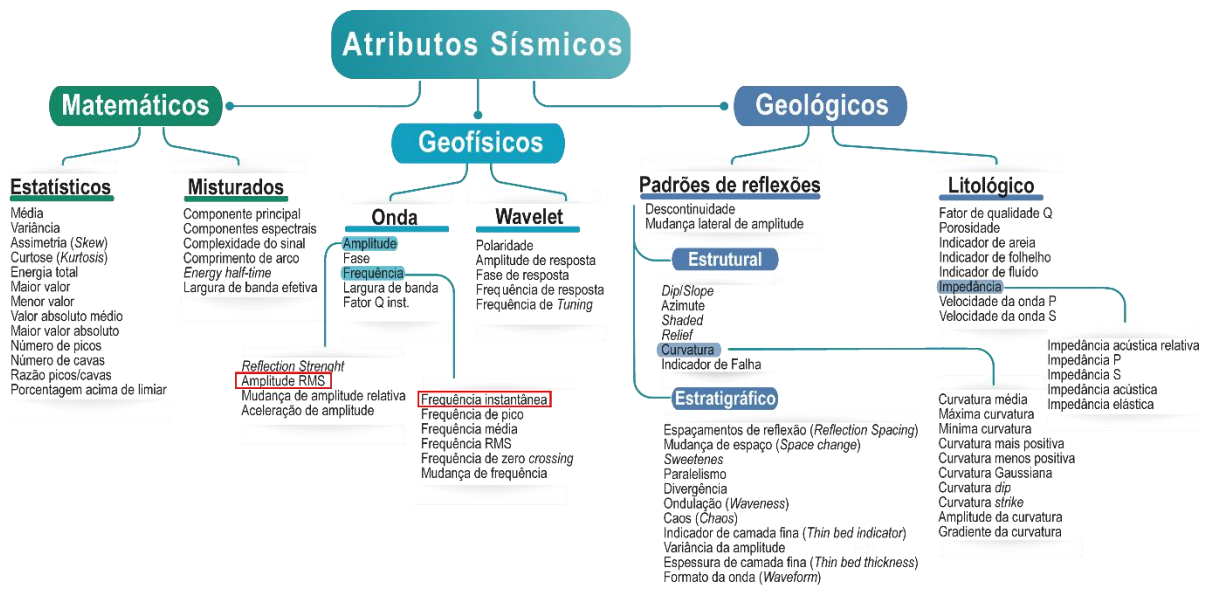


Figura 18 - Categorização dos atributos sísmicos feita por Barnes (2016). Em vermelho são destacados os dois atributos sísmicos utilizados neste trabalho: Instantaneous Frequency e Amplitude RMS. Modificado de Barnes (2016).

4.1.2 Mapeamento de horizontes sísmicos

Um horizonte sísmico consiste em um refletor lateralmente contínuo que apresenta as mesmas características acústicas. Esse sinal indica a existência de uma interface entre duas camadas de sedimentos com diferentes propriedades físicas (Sheriff, 1991).

As diferentes propriedades físicas dos meios, tais como as variações de densidade e de velocidade de propagação de onda – a impedância acústica, são de suma importância na sismica uma vez que exercem forte influência no sinal dos refletores sísmicos.

O mapeamento dos horizontes sísmicos é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. No entanto, faz-se necessária a integração com dados de poços e topos de formação, a fim de aumentar o nível de certeza da interpretação. A identificação e

mapeamento de estruturas em subsuperfície permitem a confecção de mapas e seções geológicas, auxiliando na melhor compreensão da área de estudo.

No dado sísmico utilizado neste estudo, a polaridade dos traços sísmicos segue o padrão SEG normal. Sendo assim, a polaridade positiva é representada pelo pico preto da *wiggle*, definindo um aumento da impedância acústica na sísmica (Figura 19). Neste trabalho, esse comportamento é observado em dois momentos diferentes, nos quais duas camadas de densidades distintas são separadas por uma interface de interesse: (1) na base e no topo da Formação Ariri (evaporitos sotopostos a sedimentos siliciclásticos e sobrepostos a carbonatos); e (2) no topo da Formação Camboriú (basaltos sotopostos a arenitos e conglomerados).



Figura 19 - Representação do padrão SEG normal para a polaridade da wiggle.

4.2 Magnetometria

A magnetometria é um método geofísico indireto que permite medir a intensidade e direção do campo magnético da Terra. Essa técnica é amplamente utilizada na exploração de hidrocarbonetos e na caracterização de estruturas geológicas (Revil & Weis, 2010). O campo magnético terrestre é resultado da interação de correntes elétricas entre os núcleos interno e externo da Terra. A magnetometria permite a identificação de estruturas geológicas, como falhas e dobramentos, a partir da investigação de variações locais do campo magnético terrestre.

Isto se deve ao fato de cada tipo de rocha apresentar uma assinatura magnética única (Telford *et al.*, 1990).

O levantamento magnetométrico é realizado por meio de sensores embarcados em aviões, navios ou veículos terrestres que medem o campo magnético ao longo de uma trilha. Também é possível realizar medidas a partir de sensores posicionados em superfície ou instalados em profundidades subterrâneas. Em ambos os casos, os dados coletados são posteriormente processados e interpretados para produzir mapas tridimensionais da região em questão (Keys & Jaclynn, 2004).

A resposta magnética das rochas e dos minerais é determinada pela quantidade e pela susceptibilidade dos materiais magnéticos presentes. A susceptibilidade magnética é uma medida da resposta magnética de um material a um campo magnético externo, e é um parâmetro fundamental das rochas na prospecção magnética. De maneira geral, os principais tipos de comportamentos magnéticos conhecidos são: diamagnetismo, paramagnetismo e ferromagnetismo, em ordem crescente de susceptibilidade (Firmino, 2007).

Estes materiais se diferenciam sob dois aspectos: o sentido de seu campo magnético ao serem submetidos a um campo externo e seu comportamento após retirá-lo. Os materiais diamagnéticos apresentam campo magnético em sentido contrário ao qual foram submetidos, ao passo em que o campo magnético dos materiais paramagnéticos e ferromagnéticos se alinham a ele. No que se refere ao comportamento após a retirada do campo externo, o campo dos materiais diamagnéticos e paramagnéticos é removido, enquanto os materiais ferromagnéticos mantêm seu magnetismo. São exemplares de minerais diamagnéticos, paramagnéticos e ferromagnéticos, respectivamente, quartzo e calcita; olivina e anfibólio; e magnetita e hematita.

Segundo Keary *et al.* (2009), o caráter magnético das rochas é moldado de acordo com o percentual desses tipos de minerais presentes nelas. Sendo assim, a susceptibilidade

magnética diminui de acordo com a sequência: rochas básicas, rochas ácidas e rochas sedimentares – as quais são praticamente transparentes nesse método. As rochas metamórficas apresentam comportamento magnético variado (Figura 20).

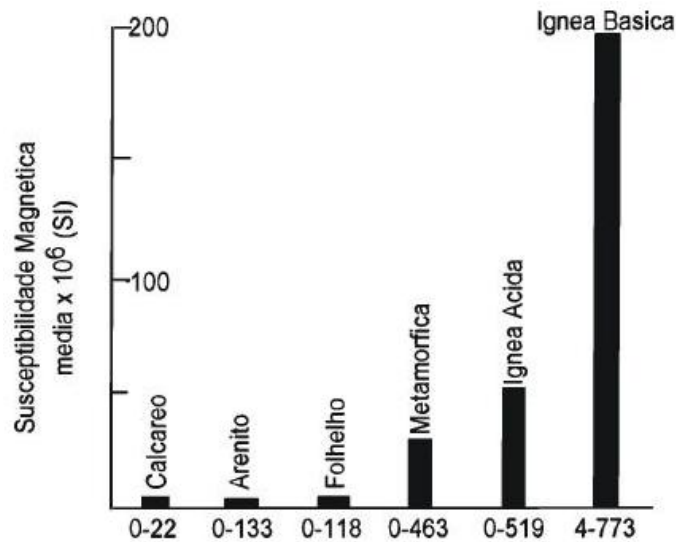


Figura 20 - Gráfico de susceptibilidade magnética média em rochas específicas. Modificado de Keary et al. (2009).

4.2.1 Métodos de Aquisição e Aeromagnetometria

Os levantamentos magnetométricos podem ser adquiridos por via terrestre, marinha e aérea, sendo o último capaz de cobrir áreas mais amplas. Os dados utilizados neste trabalho foram adquiridos no mar, da mesma forma que os dados sísmicos.

O levantamento aeromagnetométrico é amplamente utilizado na indústria do petróleo. Atualmente, os levantamentos são realizados por aeronaves de pequeno porte ou ainda por VANTs – veículos aéreos não tripulados, aos quais é acoplado o equipamento responsável pela medição, o magnetômetro.

4.3. Gravimetria

A gravimetria é um método geofísico indireto que se baseia na medição das variações do campo de gravidade terrestre (Torge, 1989). Ao recorrer a este método, deseja-se identificar e caracterizar anomalias de maior ou menor densidade existentes no campo medido em superfície. Tais anomalias são provocadas por estruturas geológicas ou corpos rochosos com diferentes densidades (Telford *et al.*, 1990).

A interpretação do campo perturbador torna-se mais complicada uma vez que o dado obtido contém o efeito integral de todas as massas da Terra. Com o auxílio de informações topográficas, geológicas e geofísicas, as influências das massas conhecidas podem ser removidas do dado original. Em particular, procedimentos de filtragem são utilizados para separar os grandes comprimentos de onda (campo regional) e os curtos comprimentos de onda (campo residual) das anomalias (Gupta & Ramani, 1980). O recurso mais utilizado na literatura – inclusive neste presente trabalho – como nos trabalhos de Meisling *et al.* (2001) e Gamboa *et al.* (2021) é a anomalia Bouguer. Essa é caracterizada pela correção da gravidade medida para os efeitos gravitacionais conhecidos ou modelados em uma escala planetária (Pasteka *et al.*, 2017).

4.3.1 Aquisição e Aerogravimetria

Os levantamentos gravimétricos podem ser classificados em quatro categorias: terrestres, marítimos, aéreos e por satélite. Em qualquer um desses casos, é necessário se fazer o levantamento topográfico de toda a área levantada, a fim de possibilitar a correção dos dados devido a diferenças de altura e latitude (Araújo, 2007).

O uso da aerogravimetria é largamente difundido na indústria do petróleo por cobrir grandes áreas em um relativo curto espaço de tempo. Isso se aplica especialmente nos *plays* em que há presença de sal, devido ao seu grande contraste de densidade, em quase todas as profundidades, com os sedimentos circundantes – positivo quando raso, negativo quando

profundo (Greene and Bresnahan, 1998). Esses levantamentos são realizados, na maioria das vezes, utilizando aeronaves de pequeno porte acopladas dos sensores geofísicos específicos, os gravímetros.

Os levantamentos são feitos em linhas de voo paralelas entre si, cortadas perpendicularmente por linhas de controle sobre a região de estudo, com uma altitude pré-definida (Figura 21). O comprimento dessas linhas e o espaçamento da malha condicionará a resolução da profundidade e da extensão lateral das feições geológicas a serem investigadas. Quanto menor for o espaçamento entre as linhas de voo mais precisa será a medição e melhor a resolução (Araújo, 2007).

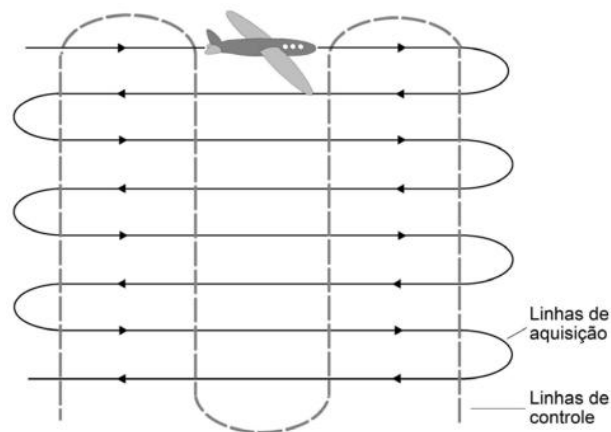


Figura 21 - Esquema de um aerolevanteamento. Retirado de Ribeiro et al. (2014).

5. RESULTADOS

Os resultados gerados neste trabalho serão apresentados neste capítulo da seguinte forma: (1) Mapeamento de falhas; (2) Horizontes sísmicos interpretados; (3) Geração de mapas de contorno estrutural e mapas de isópacas dos evaporitos, de caráter regional.

Nota-se que os dados sísmicos 2D utilizados geram uma limitação para os resultados obtidos, uma vez que a sísmica utilizada é de qualidade aquém do ideal, bem como o espaçamento entre as linhas sísmicas, o qual é maior do que o desejável.

Os horizontes sísmicos de interesse foram mapeados ao longo da área de estudo (Figura 22) e interpolados para gerar superfícies de contorno estrutural, em profundidade vertical real (TVD). Esses horizontes estão representados em seções sísmicas (Figura 22) – e em mapas de contorno estrutural.

Os mapas de contorno estrutural de caráter regional gerados neste trabalho abrangem uma área de 242.113,08 Km² de extensão, costa afora da Charneira de Santos.

Foram criados mapas de contorno estrutural a partir dos horizontes interpretados utilizando métodos de interpolação convergentes com 500 m de incremento de *grid* para cada superfície e mantendo as tendências gerais em áreas com poucos dados e honrando os detalhes em áreas com abundância de informação sísmico-estratigráfica. Nestes mapas, as cores frias da escala colorimétrica representam as cotas mais profundas e as cores mais quentes as cotas mais elevadas.

Em seguida, foi gerado um mapa de isópacas dos evaporitos com base na espessura real entre o topo das formações Ariri e Barra Velha. Para esse mapa, também foi utilizado o incremento de *grid* de 500 m.

Todos os mapas apresentados neste capítulo foram feitos no *software* Petrel 2020 da TMSchlumberger.

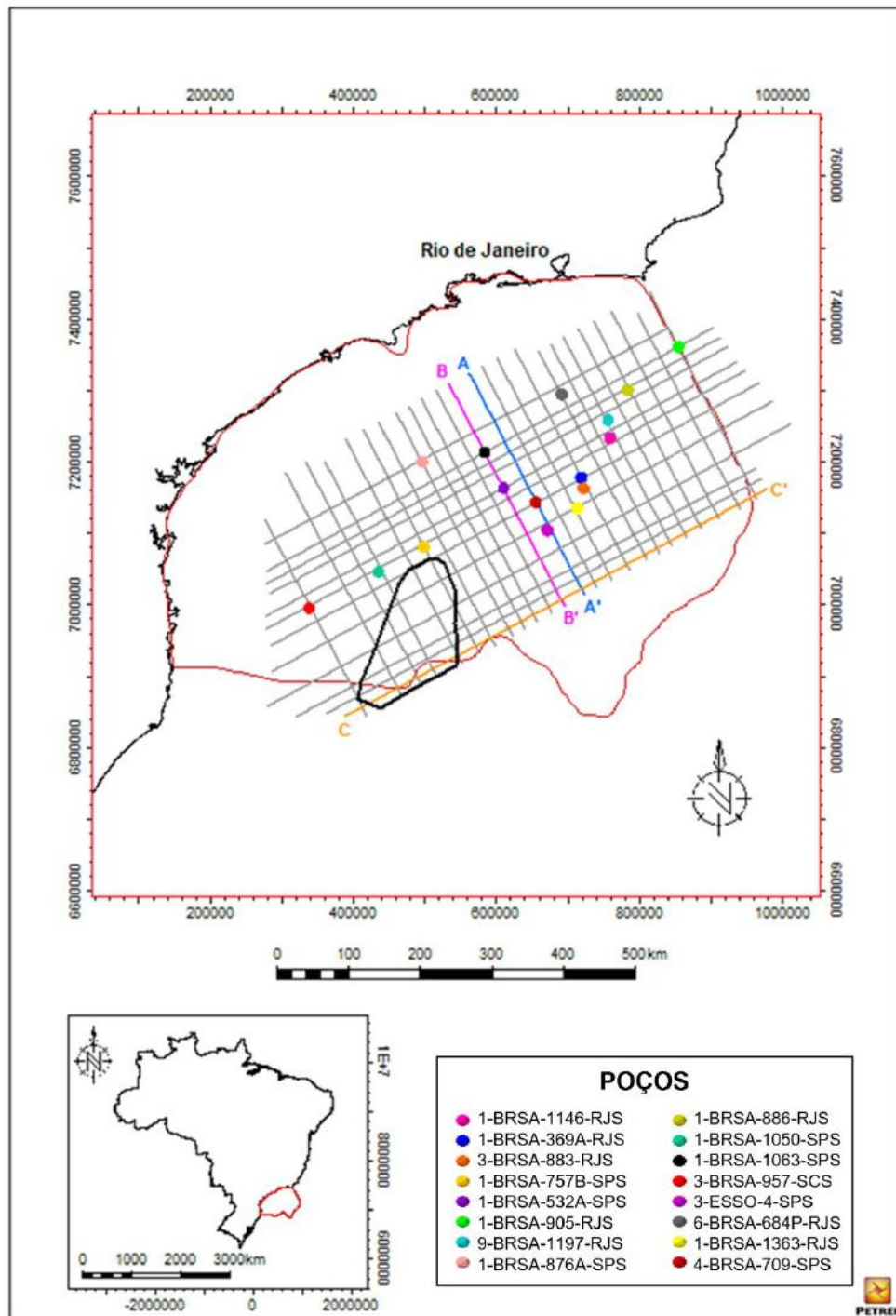


Figura 22 - Localização da malha sísmica interpretada e dos poços utilizados. Destaque para o polígono do Rifte Abimaél em preto na porção sul da Bacia de Santos e para as seções AA', BB' e CC'. Os círculos coloridos representam os poços utilizados neste trabalho e estão identificados de acordo com a legenda. O polígono vermelho representa os limites da Bacia de Santos.

5.1 Mapeamento de falhas

Foram interpretados mais de mil *fault sticks* na seção pré-sal da bacia – alguns dos quais estão ilustrados nas Figuras 23A e 23B – com auxílio dos atributos *Instantaneous Frequency* e *Amplitude RMS* (Figuras 24 e 25).

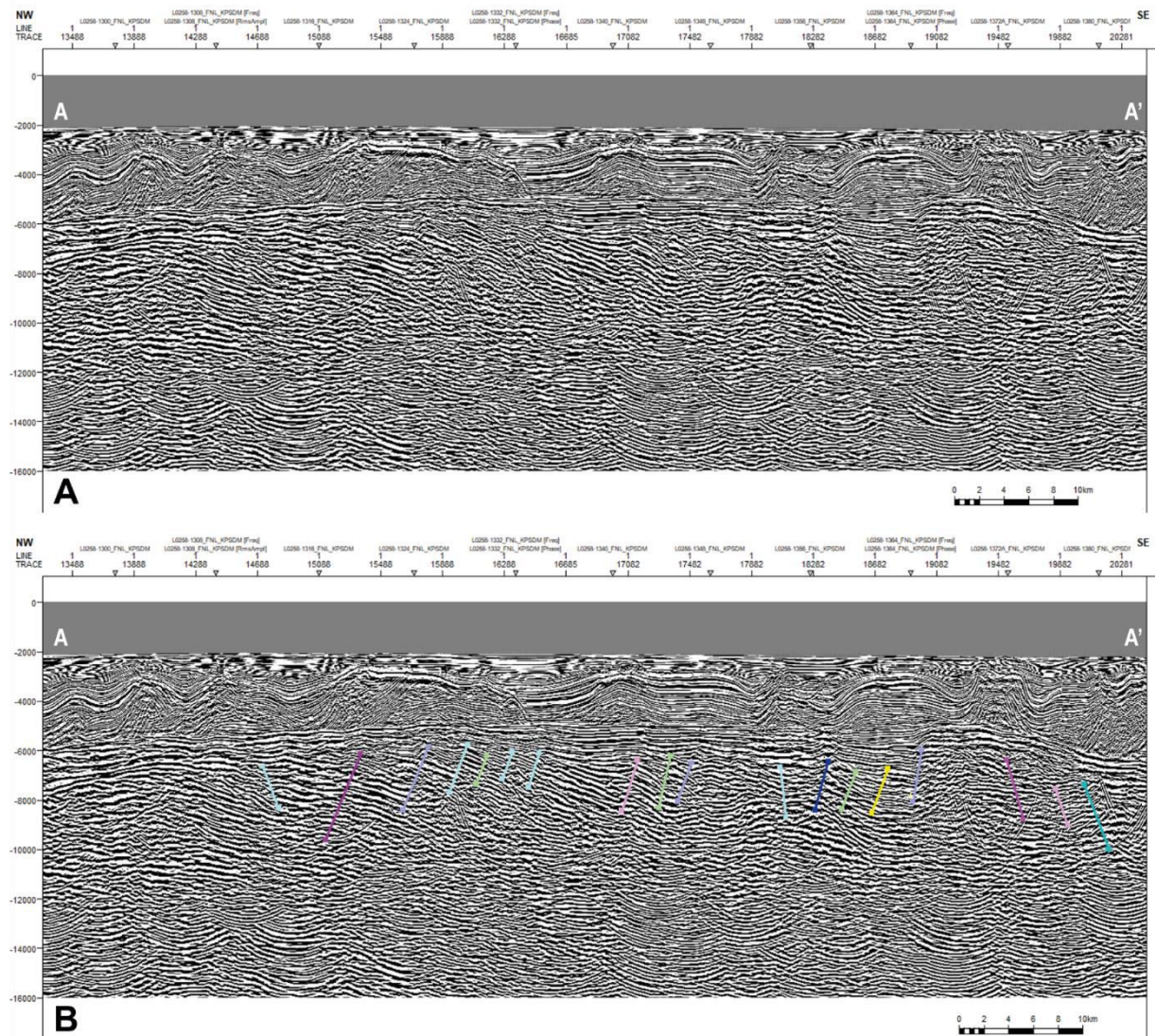


Figura 23 - Seção sísmica AA' ilustrando em (A) o dado sísmico pré-interpretação; e em (B) as falhas interpretadas na seção (eixo vertical em metros).

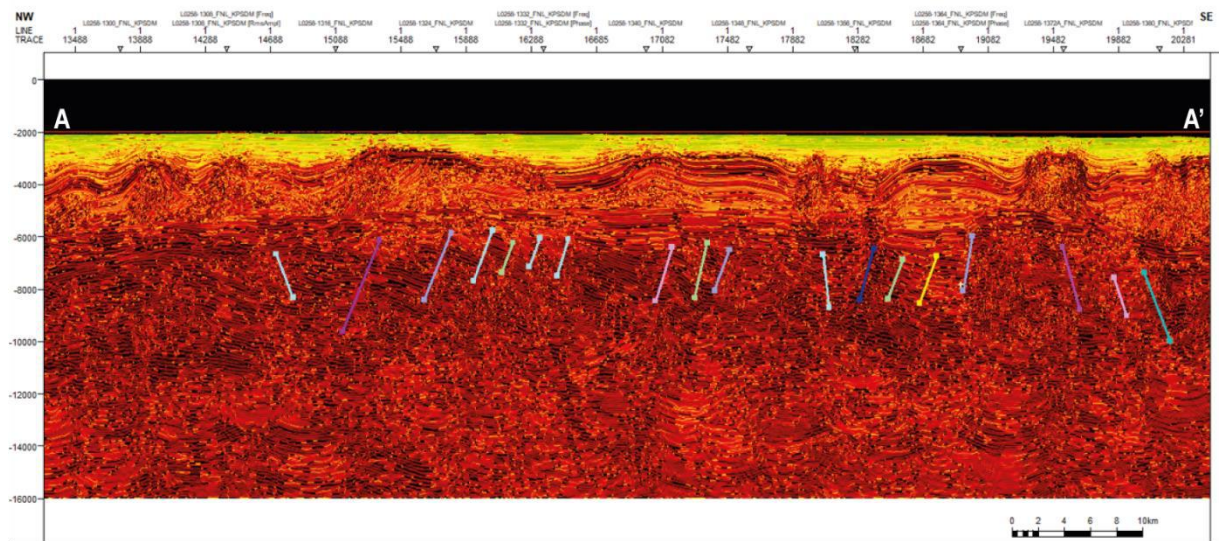


Figura 24 - Seção sísmica AA' das falhas interpretadas com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros).

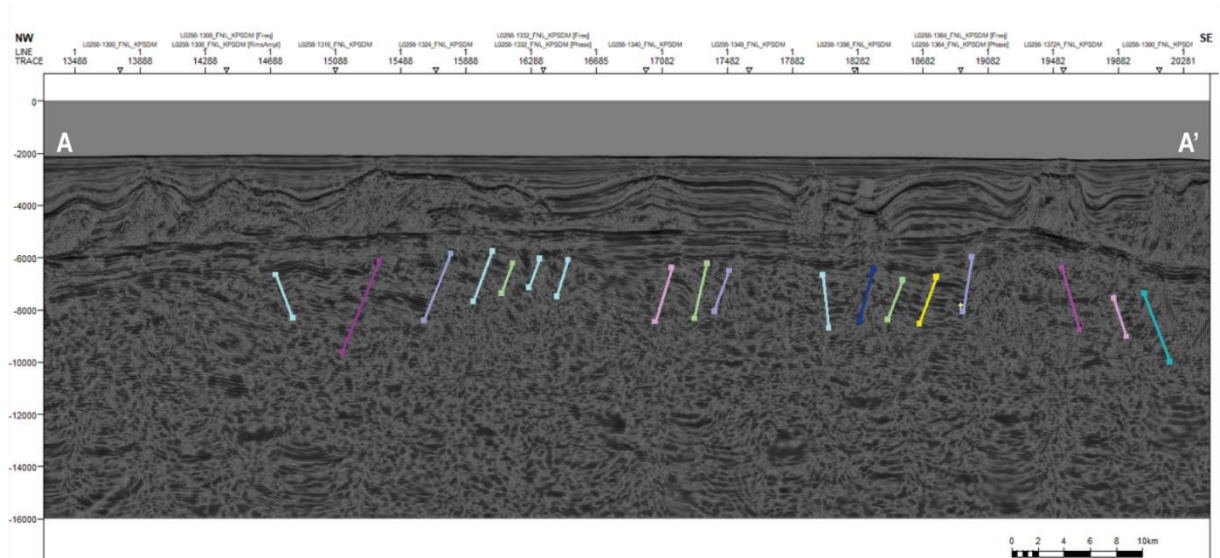


Figura 25 - Seção sísmica AA' das falhas interpretadas com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros).

5.2 Horizontes Sísmicos interpretados

5.2.1 Topo do Embasamento econômico

O mapeamento do horizonte correspondente ao topo do embasamento econômico (Figuras 26 e 27) foi realizado a partir dos dados de amplitude em profundidade, e com o auxílio dos atributos *Instantaneous Frequency* e Amplitude *RMS* (Figuras 28 e 29). Além disso, os dados dos poços 1-BRSA-757B-SPS, 1-BRSA-532A-SPS e 1-BRSA-369A-RJS, os quais atingem a profundidade deste horizonte, foram utilizados na comparação entre seus marcadores estratigráficos e a interpretação realizada.

O horizonte correspondente ao topo do embasamento econômico (Figuras 26 e 27), caracteriza-se por um refletor de alta amplitude positiva com continuidade lateral variando de boa a média. Formado por basaltos, este intervalo apresenta resposta sísmica marcada por padrões de reflexão interna caóticos e de baixa amplitude. Além disso, é notável que a morfologia dessa superfície está condicionada à topografia dos estratos subjacentes. Isto torna-se evidente pelos altos estruturais do embasamento que são reproduzidos pelos intervalos superiores (Figuras 26, 27, 28 e 29).

O mapa estrutural do embasamento econômico na região estudada (Figura 30), em profundidade, mostra variação topográfica de -3.200 m a -12.300 m, com profundidade média de cerca de -8.200 m.

No mapa de contorno estrutural do embasamento econômico foi identificada a existência de quatro sub-regiões distintas que se destacam na bacia (Figura 30). As regiões A e B correspondem a depocentros, ao passo em que a região C corresponde ao Rifte Abimael (Gamboa *et al.*, 2021). A área delimitada pelo polígono D corresponde ao Alto Estrutural de Santos (Carminatti *et al.*, 2008).

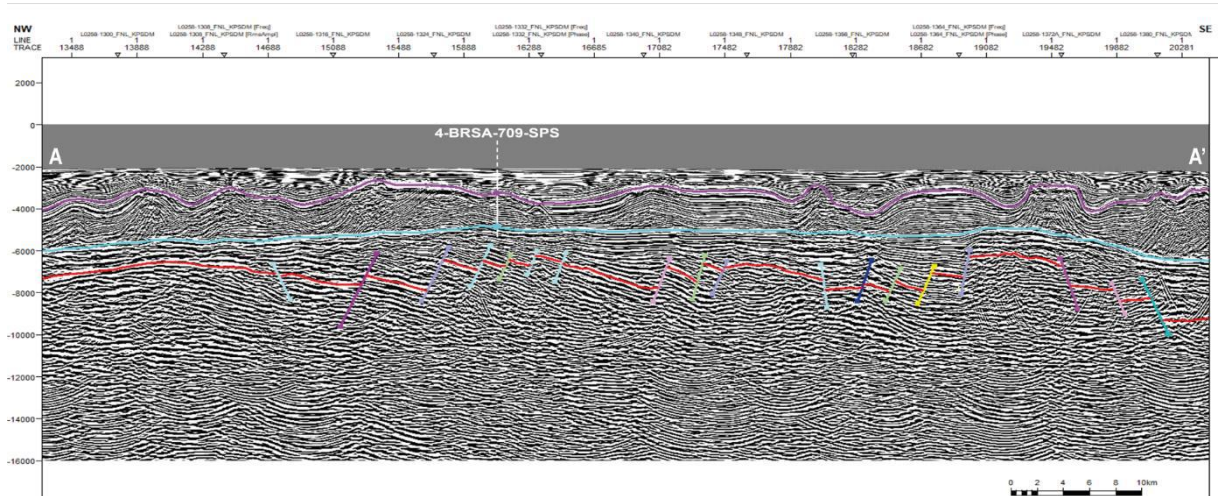


Figura 26 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Arari é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha.

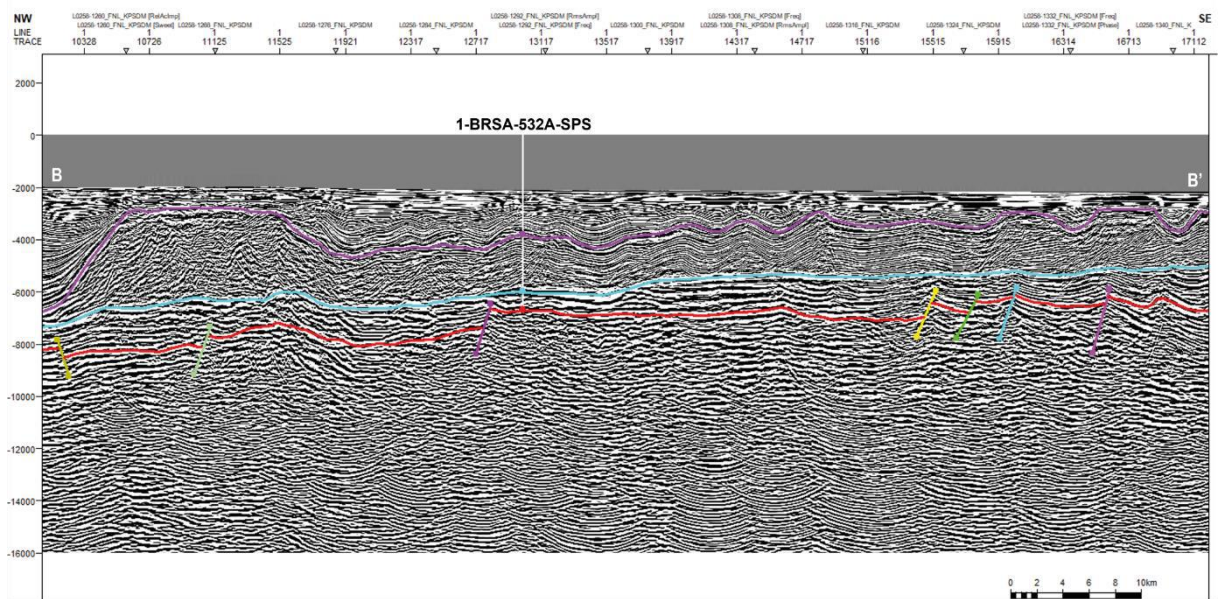


Figura 27 - Seção sísmica BB' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Arari é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha.

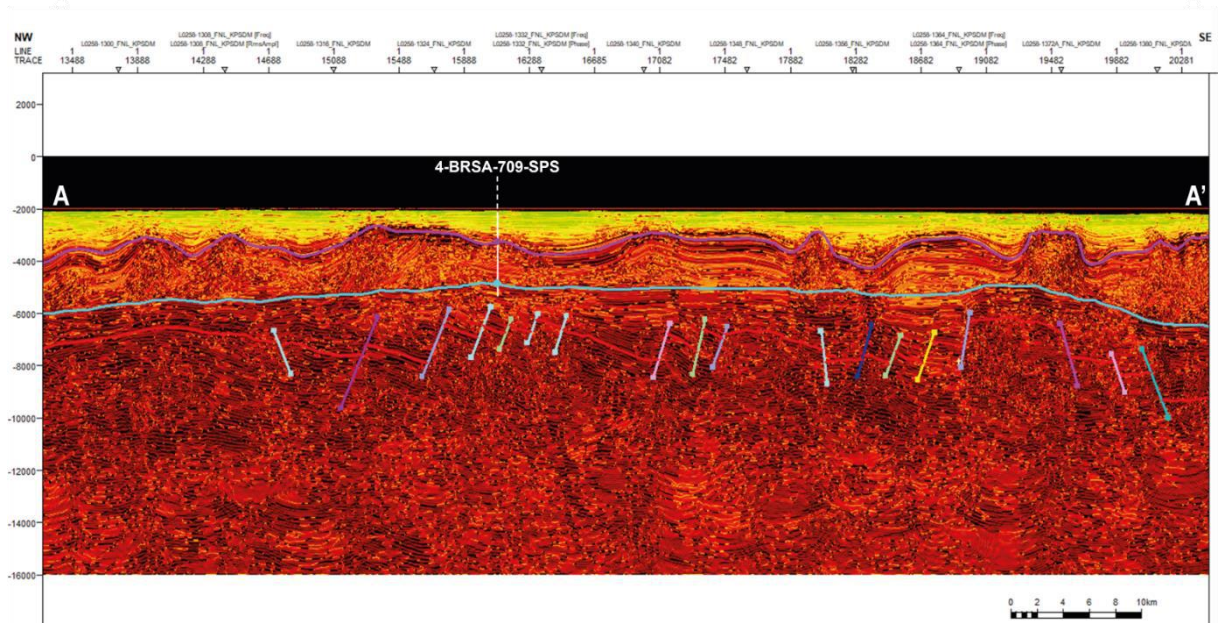


Figura 28 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha.

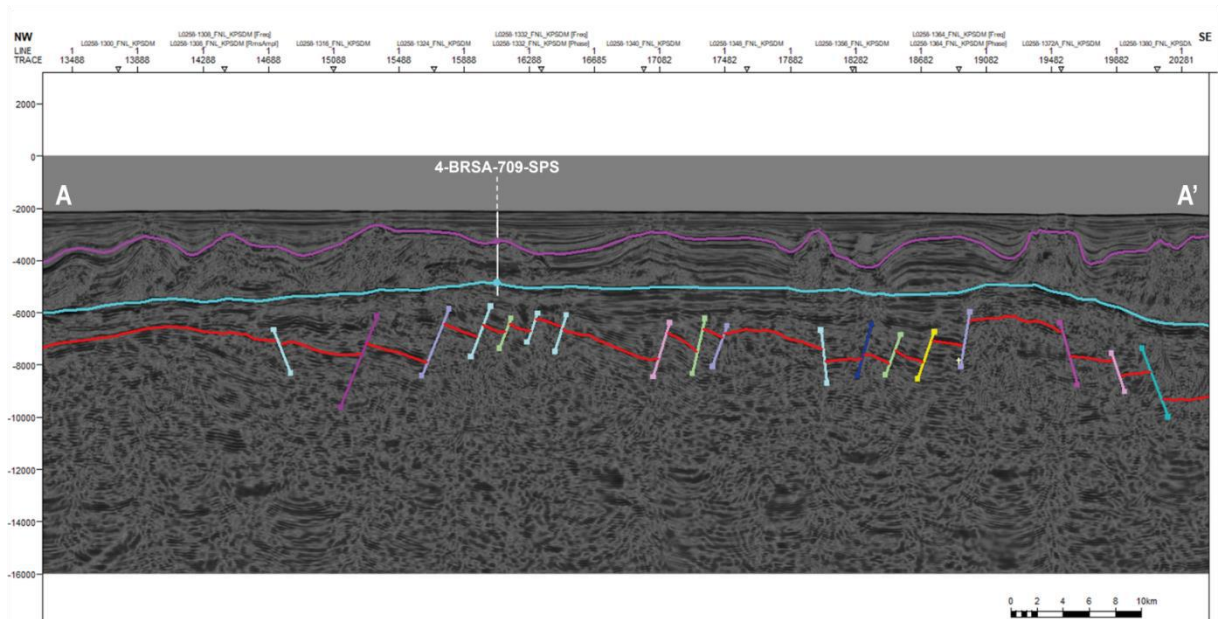


Figura 29 - Seção sísmica AA' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros). Na sísmica e no poço, o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; e o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha.

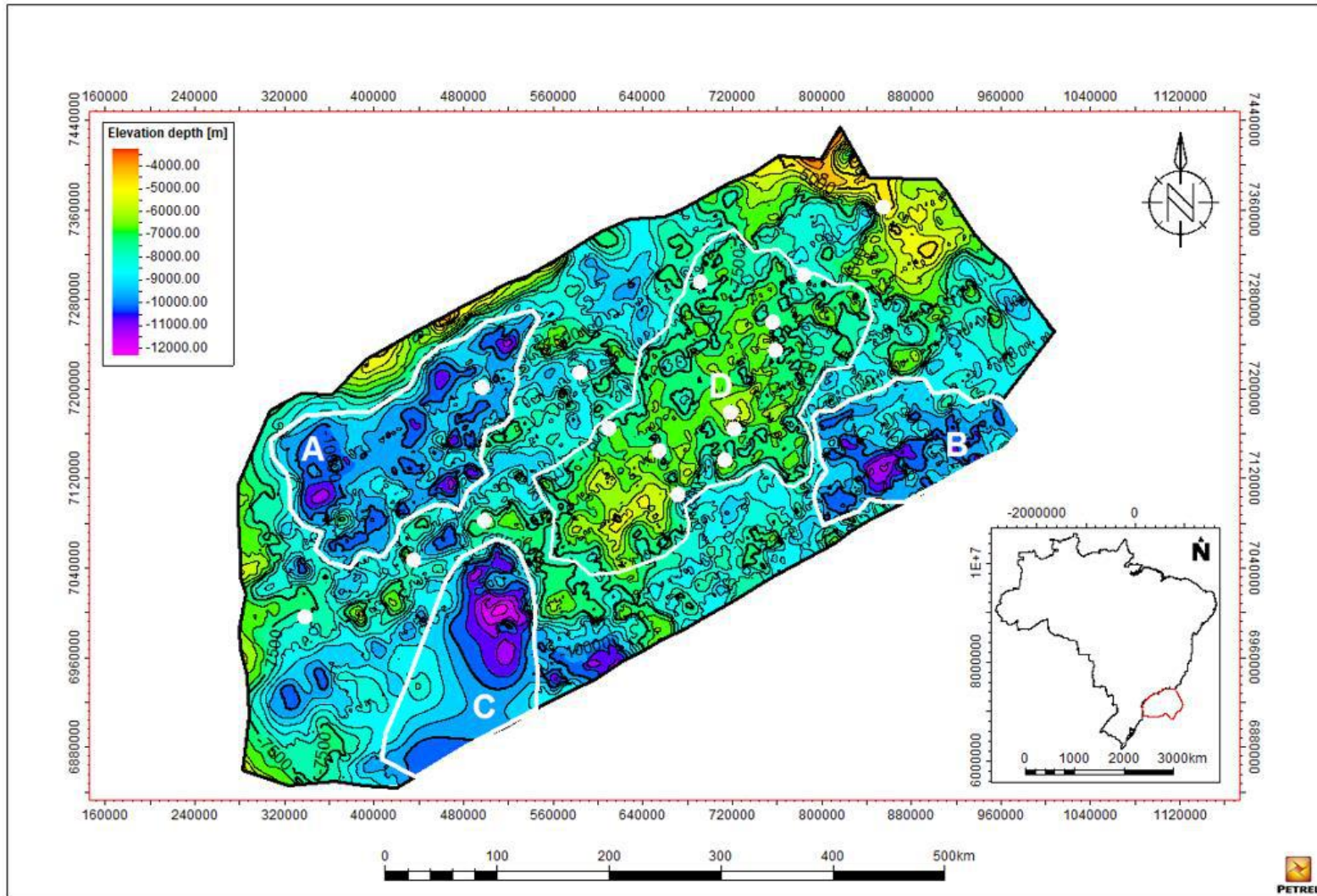


Figura 30 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo.

5.2.2 Topo da Formação Barra Velha

O horizonte sísmico equivalente ao topo da Formação Barra Velha (Figuras 26, 27, 28 e 29) corresponde a um refletor positivo de forte amplitude e impedância acústica positiva. Este caracteriza-se por uma boa continuidade lateral, sendo facilmente reconhecido e rastreável ao longo das seções que compõem a malha sísmica interpretada neste trabalho. As sismofácies dessa formação correspondem, majoritariamente, a refletores subparalelos.

O forte contraste de impedância acústica observado neste refletor é em função da presença de uma camada de anidrita de poucos metros na base do sal. Esse fato é observado em diferentes pontos da sísmica, bem como no perfil de composto de diferentes poços (Figura 31) na região.

No que diz respeito à morfologia dessa superfície, é notória sua relação direta com a topografia do embasamento econômico, acompanhando os altos e baixos estruturais.

O mapa estrutural do topo da Formação Barra Velha na região (Figura 32) apresenta variação topográfica de -1.900 m a -11.100 m, com profundidade média de -6.800 m. O mapa desse horizonte sísmico, concordante com a base do sal, apresenta semelhanças geométricas com o mapa do embasamento econômico, dada a sua influência no arranjo estrutural dos estratos superiores.

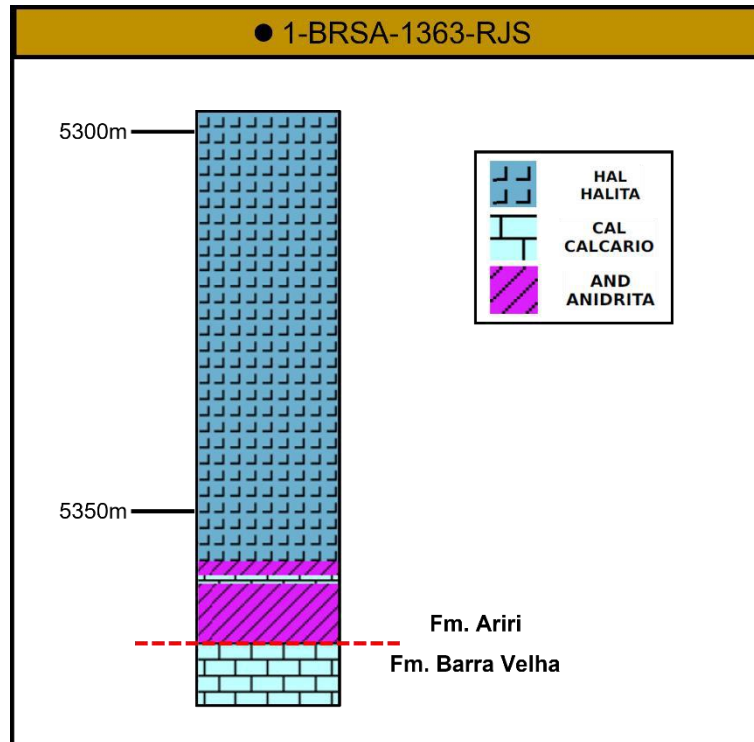


Figura 31 - Representação de um dos poços consultados neste trabalho, ilustrando o contato entre a anidrita da base do sal e o topo da Formação Barra Velha. Esse é um dos principais fatores que justificam o forte contraste de impedância acústica entre as camadas.

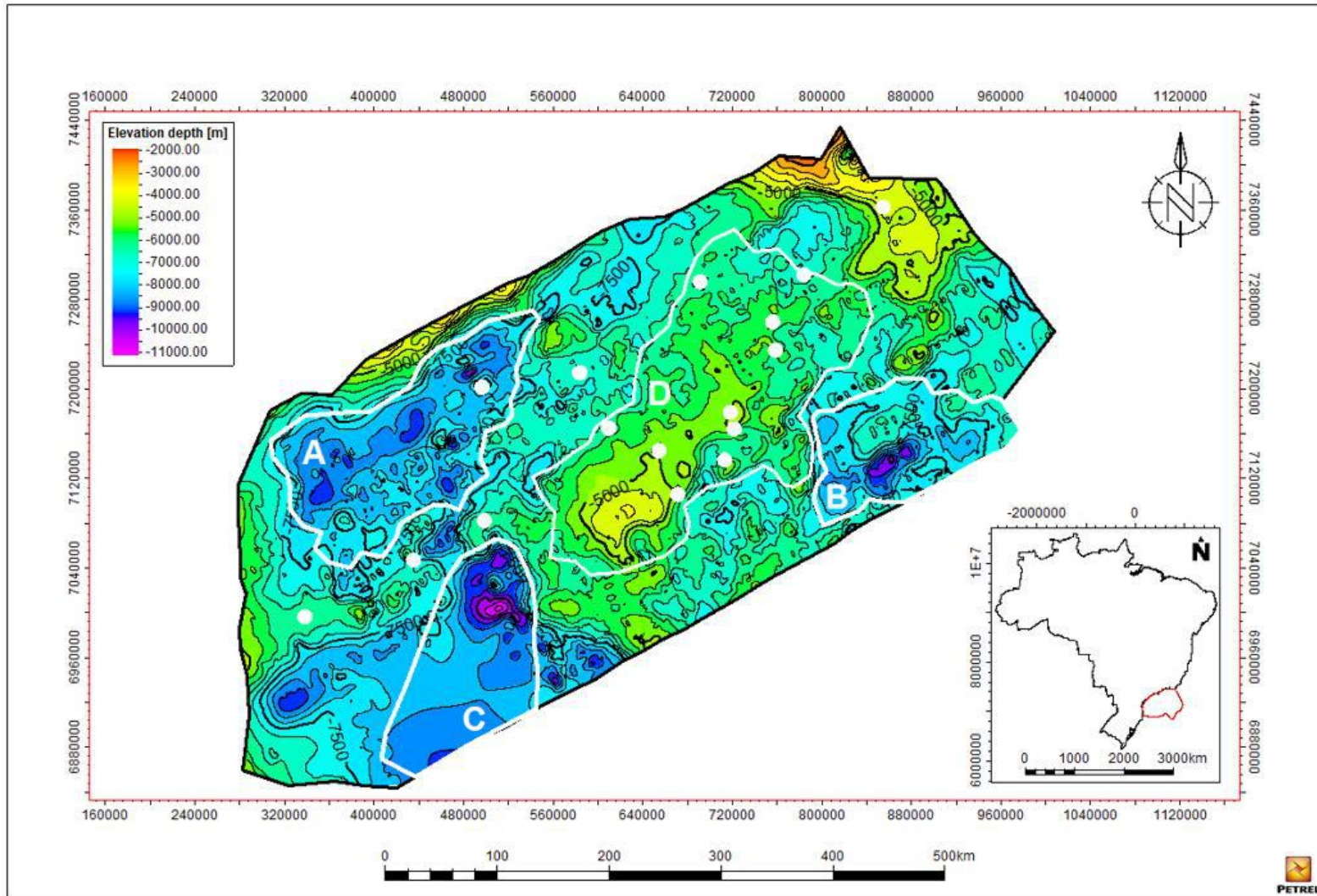


Figura 32 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo.

5.2.3 Topo da Formação Ariri

Na sísmica, o topo da seção evaporítica da Bacia de Santos (Figuras 26, 27, 28 e 29), corresponde a um refletor positivo de forte amplitude. Esse horizonte sísmico apresenta ótima continuidade lateral, sendo o refletor mais fácil de ser reconhecido e mapeado na área de estudo. Isto é consequência de duas características marcantes desse intervalo: o elevado contraste de impedância acústica com a camada superior e a morfologia deste horizonte.

Este primeiro fator é função da sobreposição dos folhelhos, margas e arenitos da Formação Guarujá aos evaporitos da Formação Ariri, rochas que apresentam valores de densidade discrepantes, sendo os sais muito mais densos. Quanto à morfologia, este horizonte se destaca dos demais por ser relativamente ondulado em toda sua extensão, seja no sal estratificado ou quando este se apresenta como domos. Assim, este é raramente observado em uma trajetória próxima de ser considerada retilínea.

Este horizonte sísmico, intensamente deformado e falhado devido à halocinese, é caracterizado por três tipos de sismofácies: (1) refletores ondulados de alta e média amplitude; (2) refletores transparentes e apresentando baixo contraste de impedância acústica – visível na parte interna dos diápiros e; (3) refletores plano-paralelos contínuos com alto contraste de impedância acústica – em função das estratificações internas do sal.

O mapa estrutural da Formação Ariri na região de estudo (Figura 33) apresenta variação topográfica de -41 m a -10.700 m, com profundidade média de -5.000 m. Essa superfície de contorno estrutural do topo do sal permite a identificação de duas feições distintas para os evaporitos da bacia: o sal estratificado e o sal diapírico. Isso é observado pela continuidade da escala colorimétrica para o primeiro caso, em contraponto a ocorrências nas quais as cores do mapa mudam abruptamente.

Além disso, chama atenção o fato de algumas regiões se apresentarem com cores frias representativas de um dos extremos da escala. Isso pode indicar tanto a ocorrência de sal em profundidades especialmente elevadas quanto, mais provavelmente, a sua ausência.

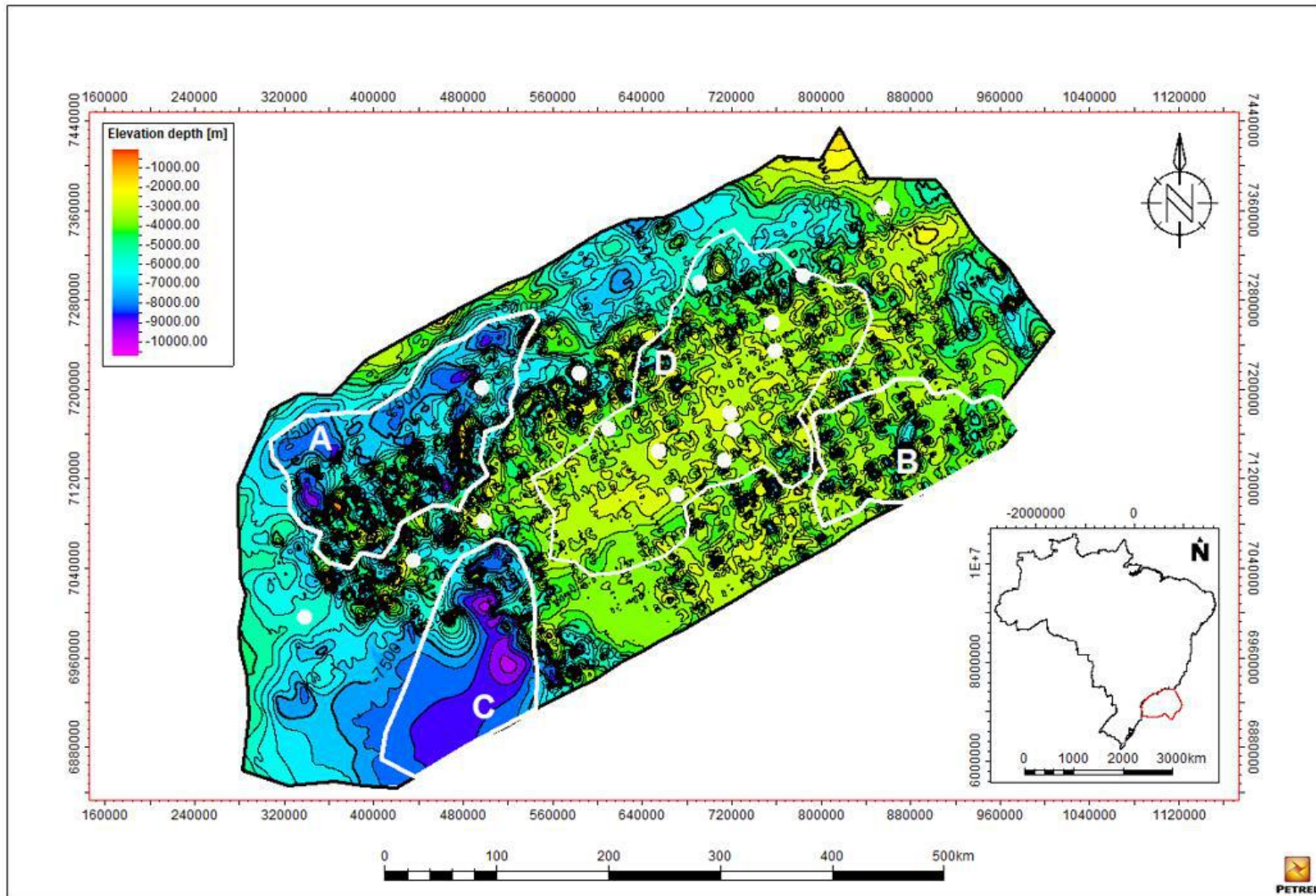


Figura 33 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem à depocentros. O Rife Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo.

5.2.4 Horizontes mapeados na região do Rifte Abimael

Na região do Rifte Abimael (Figura 22), o mapeamento dos horizontes sísmicos correspondentes às formações Ariri e Barra Velha, e o embasamento econômico restringiu-se à porção norte. No restante da área do Rifte Abimael foi identificado apenas um refletor de alta amplitude positiva, com boa a média continuidade lateral, cujos padrões de reflexão interna são caóticos e de baixa amplitude, assemelhando-se ao horizonte sísmico da Formação Camboriú.

No entanto, a ausência de sedimentos sobrepostos ao horizonte em questão, associada aos dados de magnetometria e gravimetria da área, despertaram a dúvida quanto à possibilidade de que esse horizonte não correspondesse ao topo do embasamento econômico.

A consulta ao trabalho de Gamboa *et al.*, 2021 a respeito do chamado eixo de dispersão abortado possibilitou uma melhor compreensão acerca da dúvida levantada, culminando na mudança de interpretação a respeito das rochas da região, as quais passaram a ser interpretadas como parte da crosta oceânica aflorante (Figuras 34, 35 e 36).

Note que não é possível fazer qualquer afirmação concreta a respeito desse horizonte interpretado como crosta oceânica uma vez que não há poços na região para que seja feita uma amarração com a interpretação sísmica.

O mapa estrutural da crosta oceânica gerado neste trabalho restringe-se à porção sul da Bacia de Santos, inserido na área do Rifte Abimael (Figura 37). Este ocupa uma área de 12.817,84 km² de extensão, ao longo da qual apresenta variação topográfica de -6.500 m a -10.500 m, com profundidade média de cerca de -8.800 m.

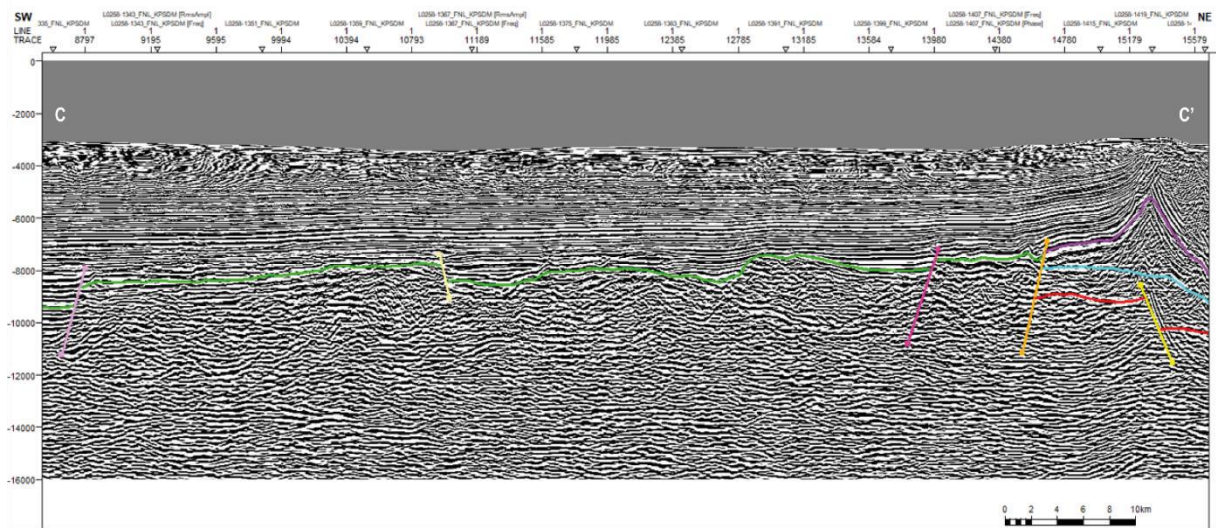


Figura 34 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.

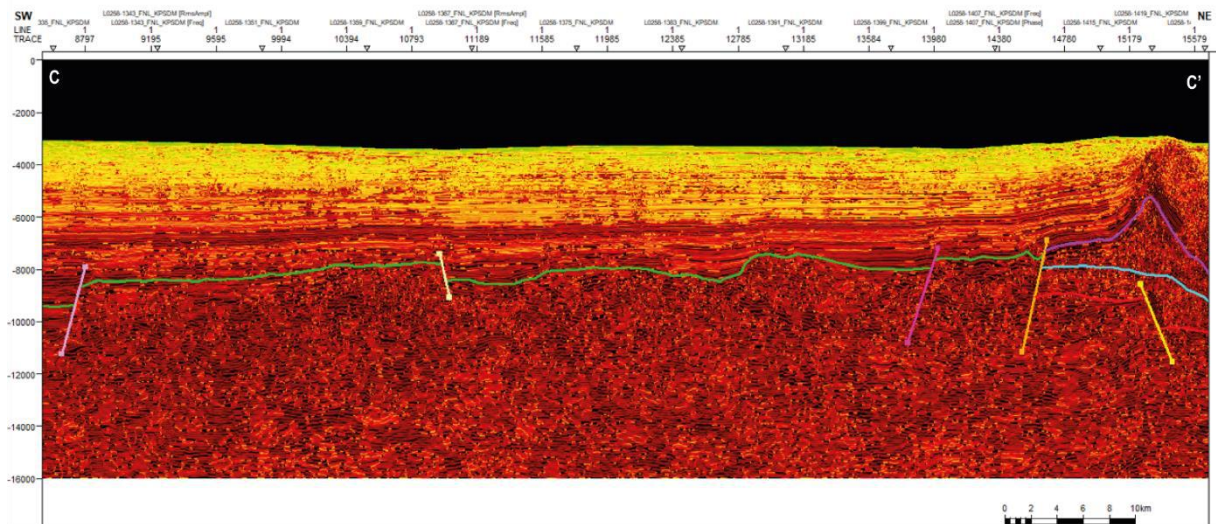


Figura 35 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Instantaneous Frequency (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.

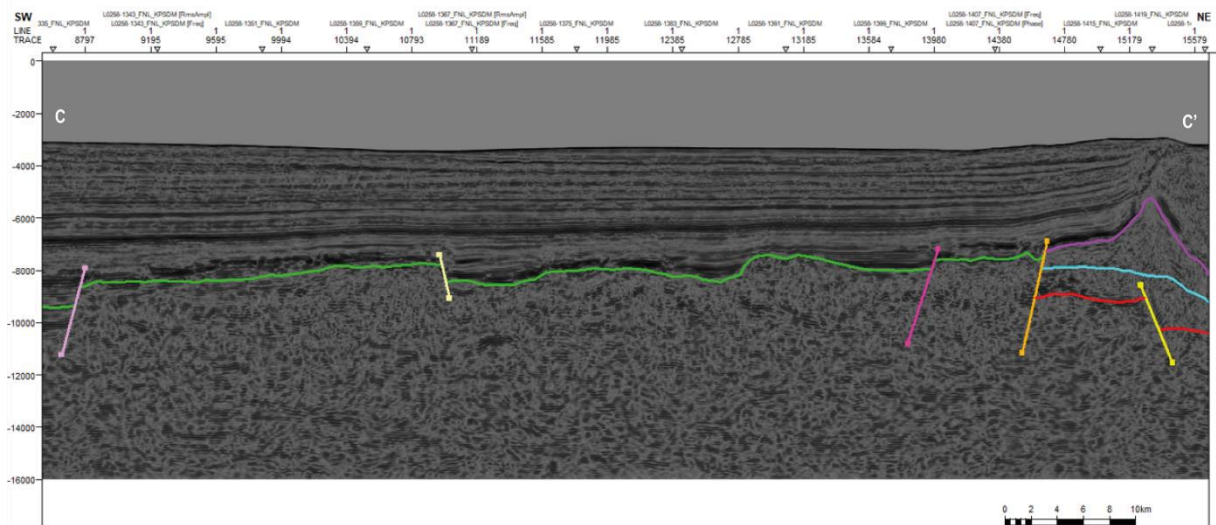


Figura 36 - Seção sísmica CC' dos horizontes interpretados com auxílio do atributo Amplitude RMS (eixo vertical em metros). Na sísmica o topo da Formação Ariri é representado pela cor roxa; o topo da Formação Barra Velha é representado pela cor azul; o topo do embasamento econômico é representado pela cor vermelha; e, em destaque, o topo da crosta oceânica é representado pela cor verde.

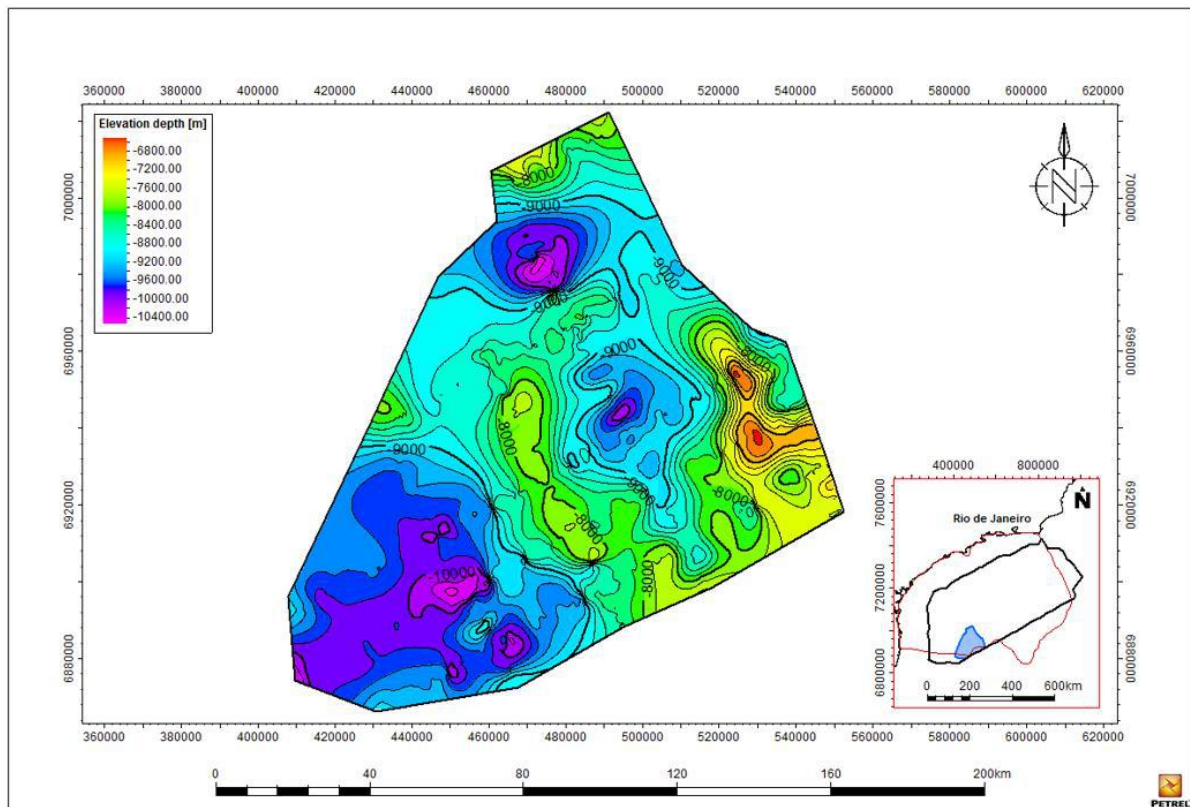


Figura 37 - Mapa de contorno estrutural do topo da crosta oceânica em profundidade. A ocorrência dessa superfície está restrita à região do Rife Abimael. No inset map o polígono vermelho representa a Bacia de Santos; o polígono preto representa a área de estudo e o polígono azul representa a área onde foi mapeada a crosta oceânica.

5.3 Mapa de espessura do sal

O mapa de isópacas dos evaporitos foi obtido a partir dos mapas das formações Barra Velha e Ariri e corresponde à superfície de espessura do sal da Bacia de Santos (Figura 38).

Esse mapa revela a espessura real do sal que preenche a bacia, uma vez que é utilizada a distância mais curta entre as superfícies de topo e base, obtendo assim a espessura estratigráfica – e não vertical – do intervalo.

O mapa de espessura do sal assemelha-se muito ao mapa de contorno estrutural da Formação Ariri no que se refere à existência de duas feições distintas: camadas estratificadas de sal menos espessas e diápiros salinos mais destacados .

A espessura do sal na Bacia de Santos apresenta um amplo intervalo de valores registrados, os quais variam de 0 a 7.900 m de espessura, com espessura média de 1.600 m. Os valores negativos pressupõem a existência de locais onde não há registro de sal sobreposto ao topo da Formação Barra Velha.

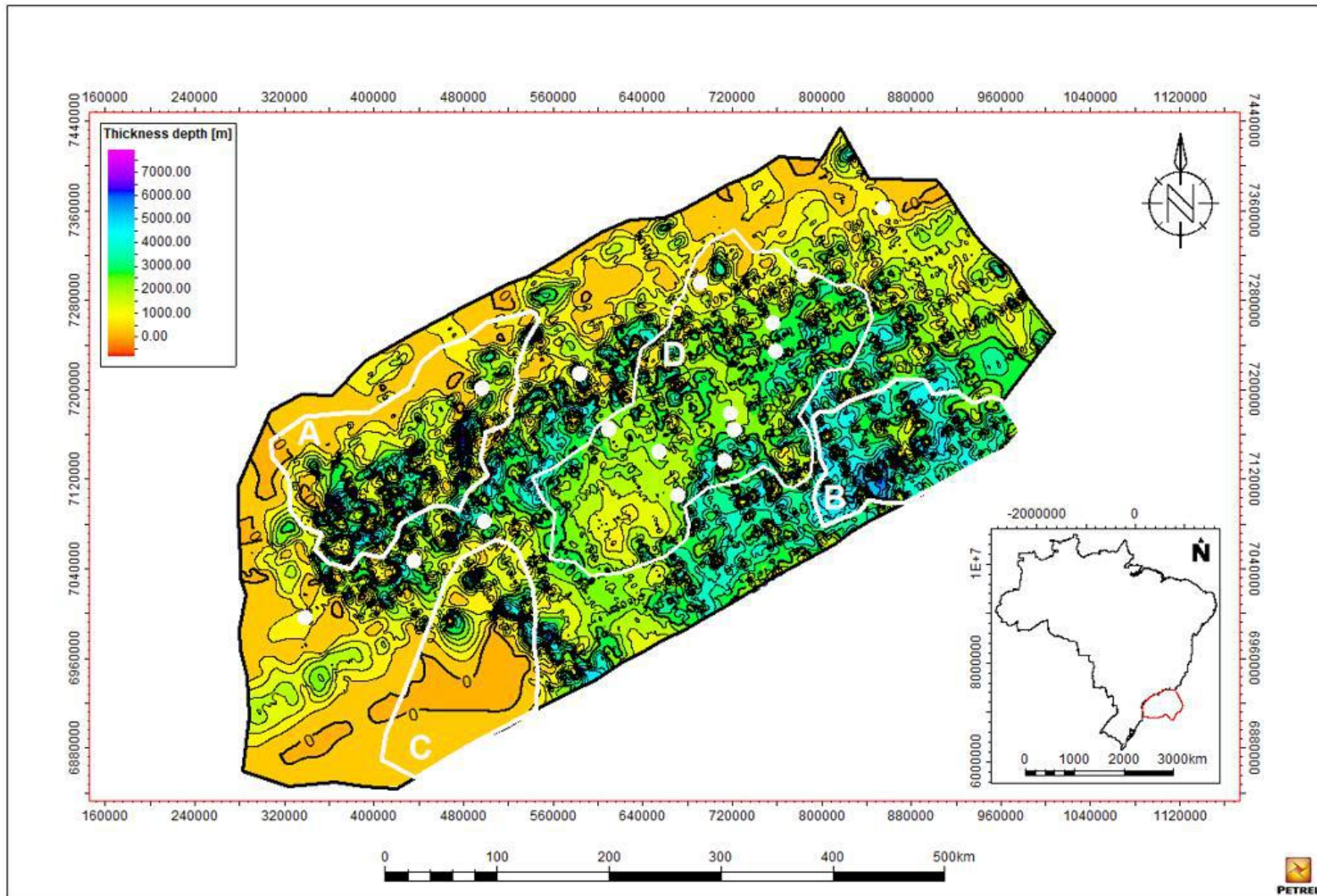


Figura 38 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área de estudo.

5.3.1 MAPAS DE CONTORNO ESTRUTURAL E MAPA DE ESPESSURA DO SAL NAS SUB-REGIÕES

Ao gerar o produto de principal interesse deste trabalho – o mapa de contorno estrutural do Embasamento econômico – foi notada a existência de quatro áreas de destaque caracterizadas pelos expressivos valores na profundidade do embasamento econômico. Trata-se de três baixos e um alto estrutural de caráter regional.

Tendo isso em vista, foi considerada importante a investigação da morfologia das demais superfícies e do pacote evaporítico em cada uma dessas áreas. Isso culminou na definição de quatro polígonos distintos que marcam os limites de cada sub-região de acordo com a morfologia apresentada pelo embasamento econômico – dado o interesse especial neste horizonte.

Essas sub-regiões foram denominadas A, B, C e D, e estão apresentadas individualmente neste tópico junto com as informações consideradas relevantes para cada área e os mapas de contorno estrutural e de espessura do sal gerados.

Os mapas estruturais para cada polígono, bem como os mapas de isópacas foram gerados da mesma forma que os de escala regional, com mudança apenas no incremento de *grid*, de 500 m para 250 m.

5.3.1.1 Sub-região A

Localizada na porção noroeste da área estudada, a sub-região A corresponde a um polígono de 25.811,777 Km² de área. Dentre todos os poços utilizados neste trabalho, apenas o poço 1-BRSA-876A-SPS está localizado dentro dos limites deste polígono.

Na Tabela 1 são exibidas as principais informações obtidas de cada uma das superfícies geradas dentro do polígono A. Em seguida, os mapas são apresentados nas Figuras 39, 40, 41 e 42.

Tabela 1 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono A.

Horizonte estratigráfico	Varição de profundidade	Profundidade média
Topo do Embasamento econômico	-7.500 m a -11.300 m	-9.600 m
Topo da Fm. Barra Velha	-5.700 m a -9.900 m	-8.100 m
Topo da Fm. Ariri	+259 m a -9.600 m	-6.400 m
Mapa de espessura	Varição de espessura	Espessura média
Espessura do sal	0 m a +8.700 m	+1.500 m

Este polígono representa um baixo estrutural na região, no qual é possível observar (1) elevadas profundidades para o embasamento econômico; (2) semelhanças entre as superfícies da Formação Barra Velha e o embasamento econômico; (3) e brusca variação lateral de profundidade do topo da Formação Ariri, e de espessura do pacote evaporítico.

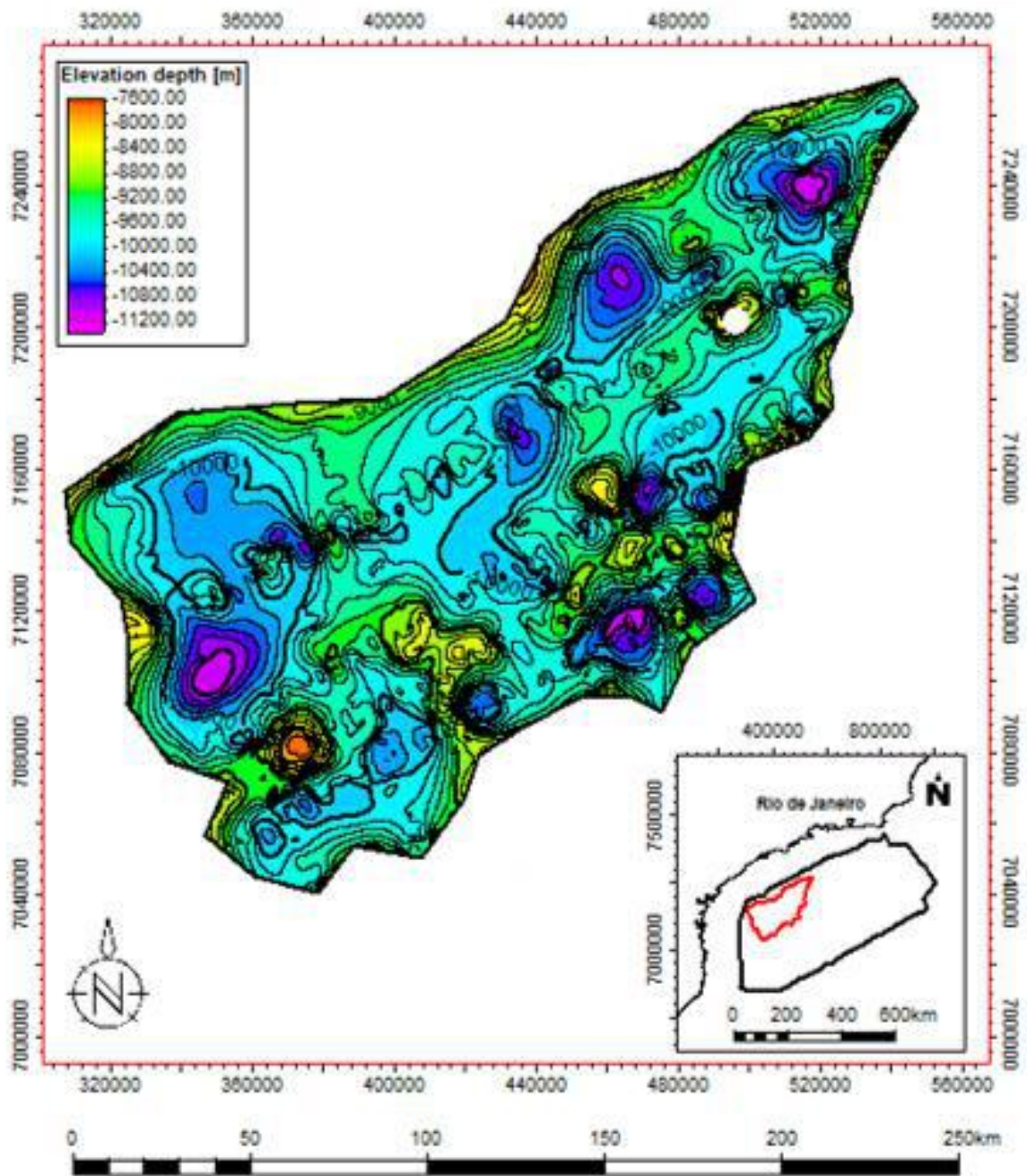


Figura 39 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.

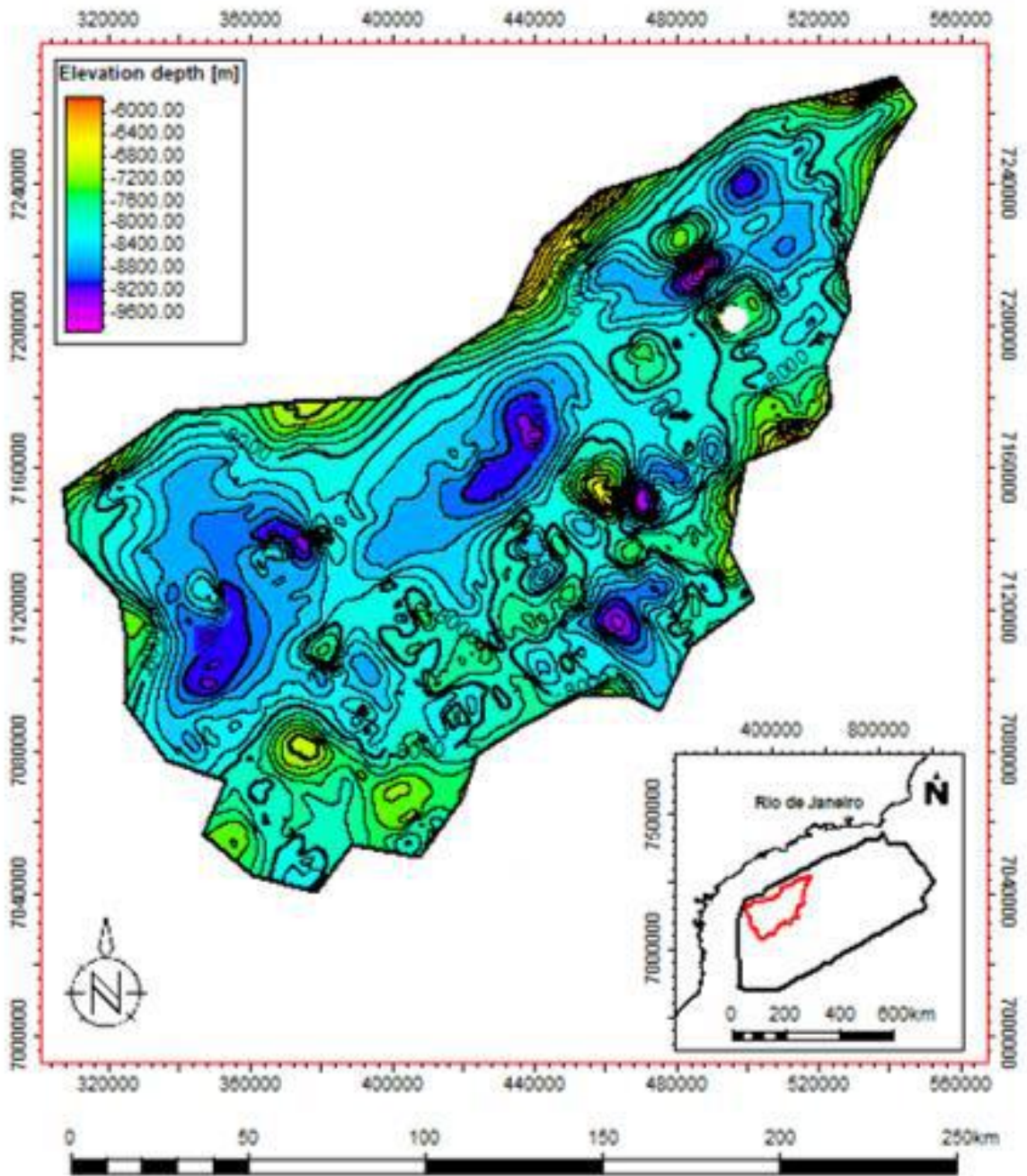


Figura 40 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.

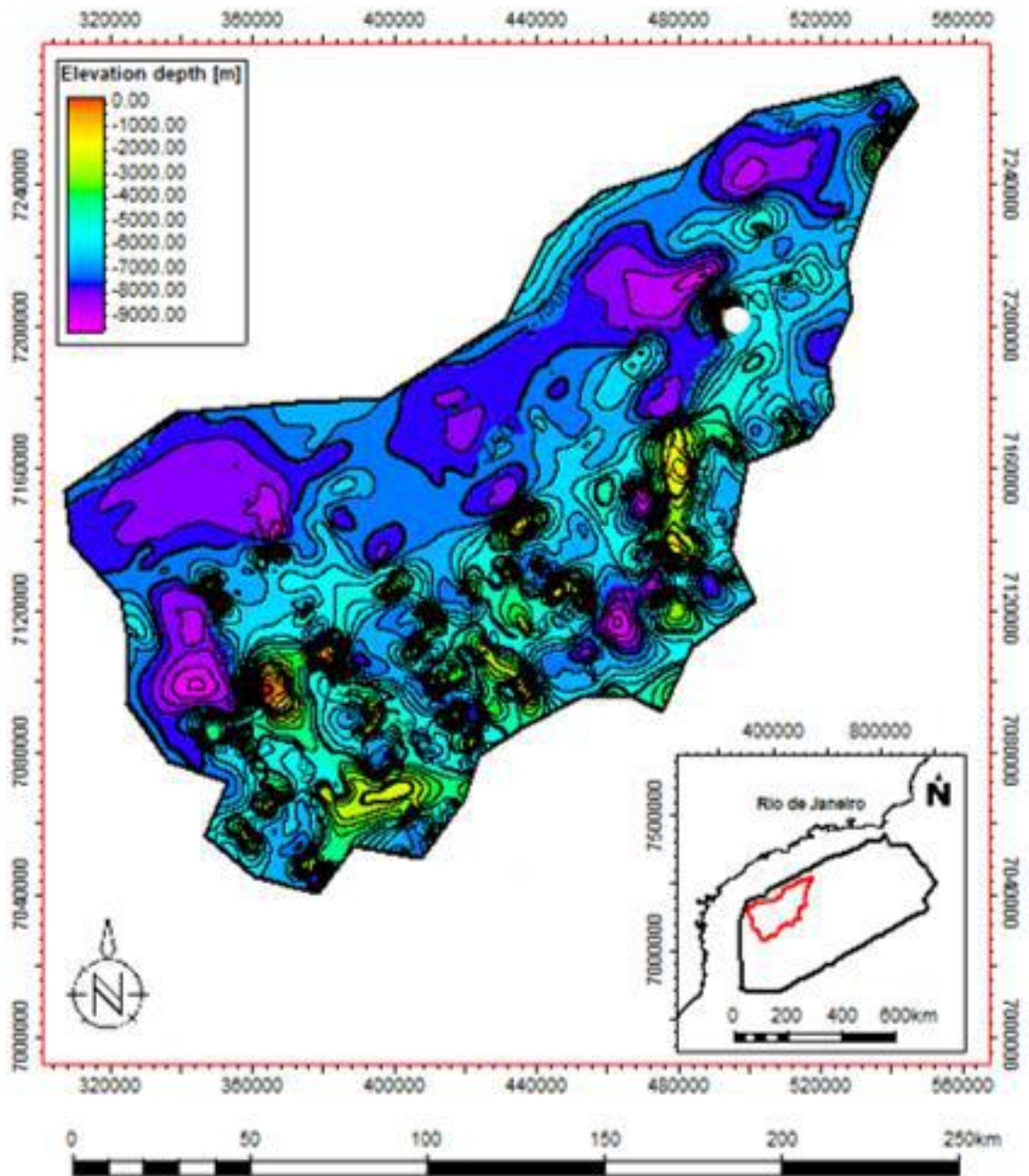


Figura 41 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.

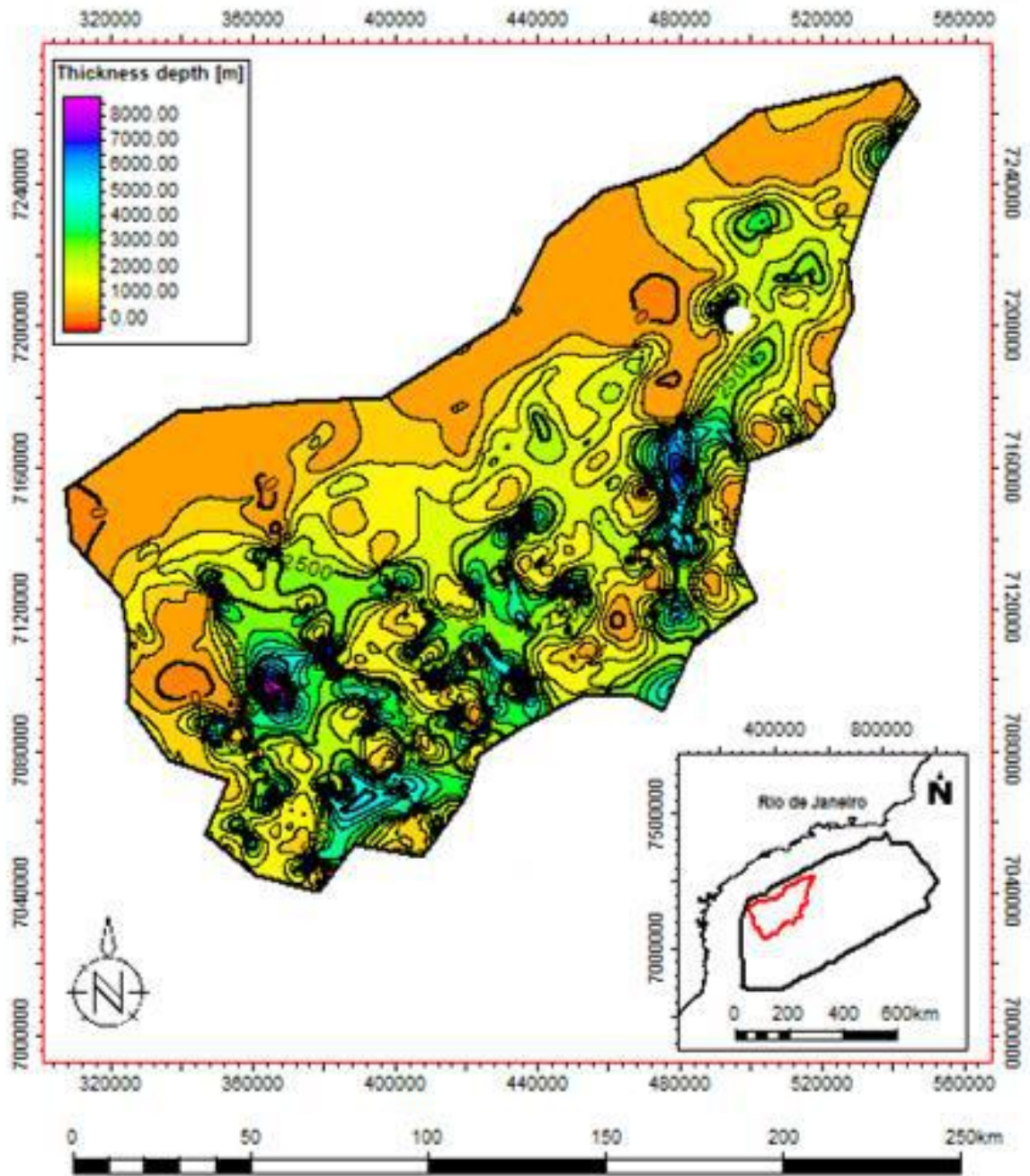


Figura 42 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono A. O círculo branco representa o único poço localizado na área.

5.3.1.2 Sub-região B

Localizada na porção nordeste da área estudada, a sub-região B corresponde a um polígono de 14.823,712 Km² de área.

Na Tabela 2 são exibidas as principais informações obtidas de cada uma das superfícies geradas dentro do polígono B. Em seguida, os mapas são apresentados nas Figuras 43, 44, 45 e 46.

Tabela 2 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono B.

Horizonte estratigráfico	Variação de profundidade	Profundidade média
Topo do Embasamento econômico	-7.200 m a -11.600 m	-9.600 m
Topo da Fm. Barra Velha	-6.100 m a -10.100 m	-7.600 m
Topo da Fm. Ariri	-2.400 m a -9.100 m	-4.100 m
Mapa de espessura	Variação de espessura	Espessura média
Espessura do sal	+47 m a +7.100 m	+3.400 m

Este polígono representa um baixo estrutural na região, no qual é possível observar (1) brusca variação de profundidade do embasamento econômico na porção central, (2) com o mapa da Formação Barra Velha evidenciando ainda mais isso; (3) e continuidade na distribuição espacial e na espessura do sal, com variações indicativas da existência de diápiros ocorrendo de forma pontual.

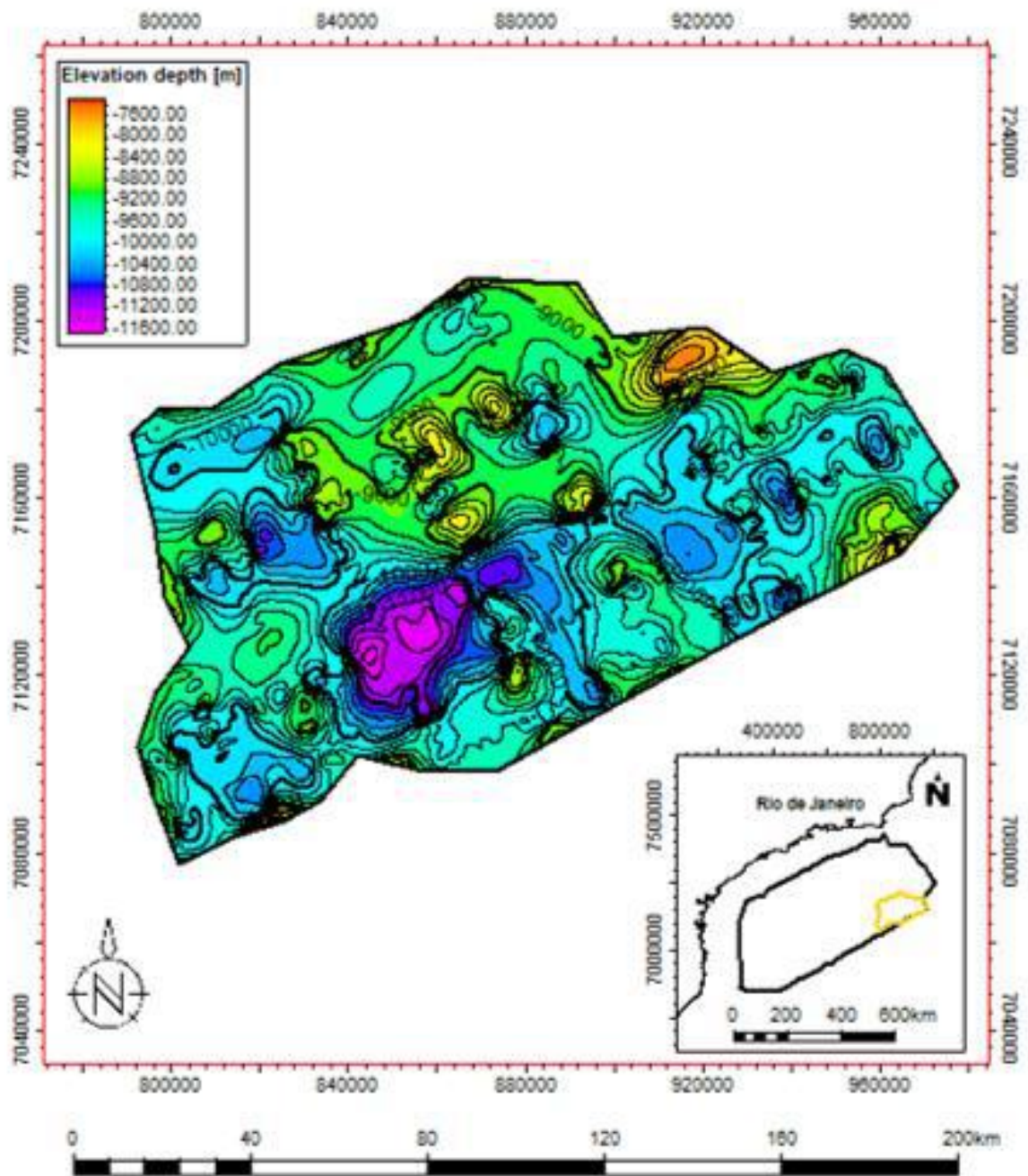


Figura 43 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono B.

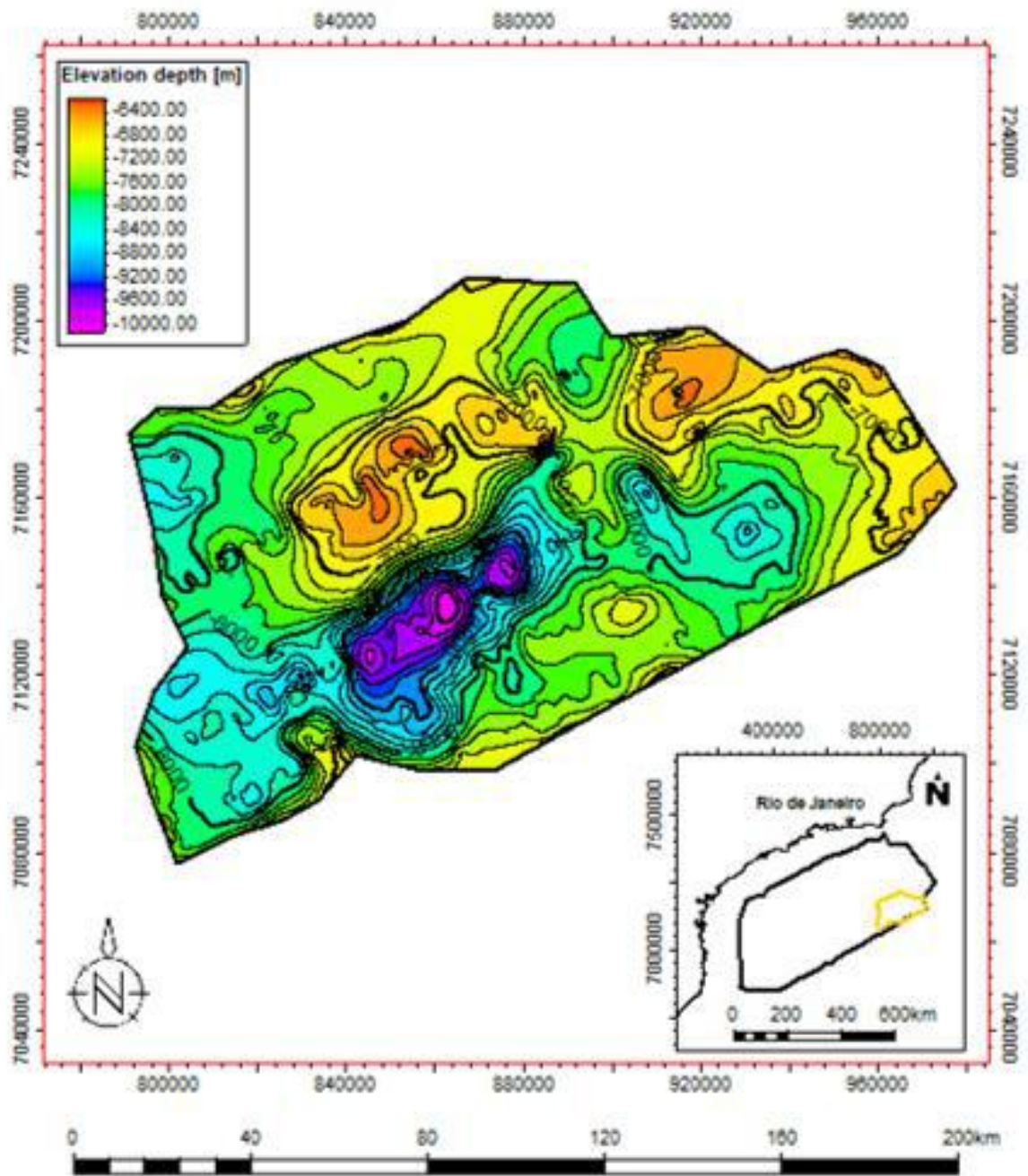


Figura 44 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono B.

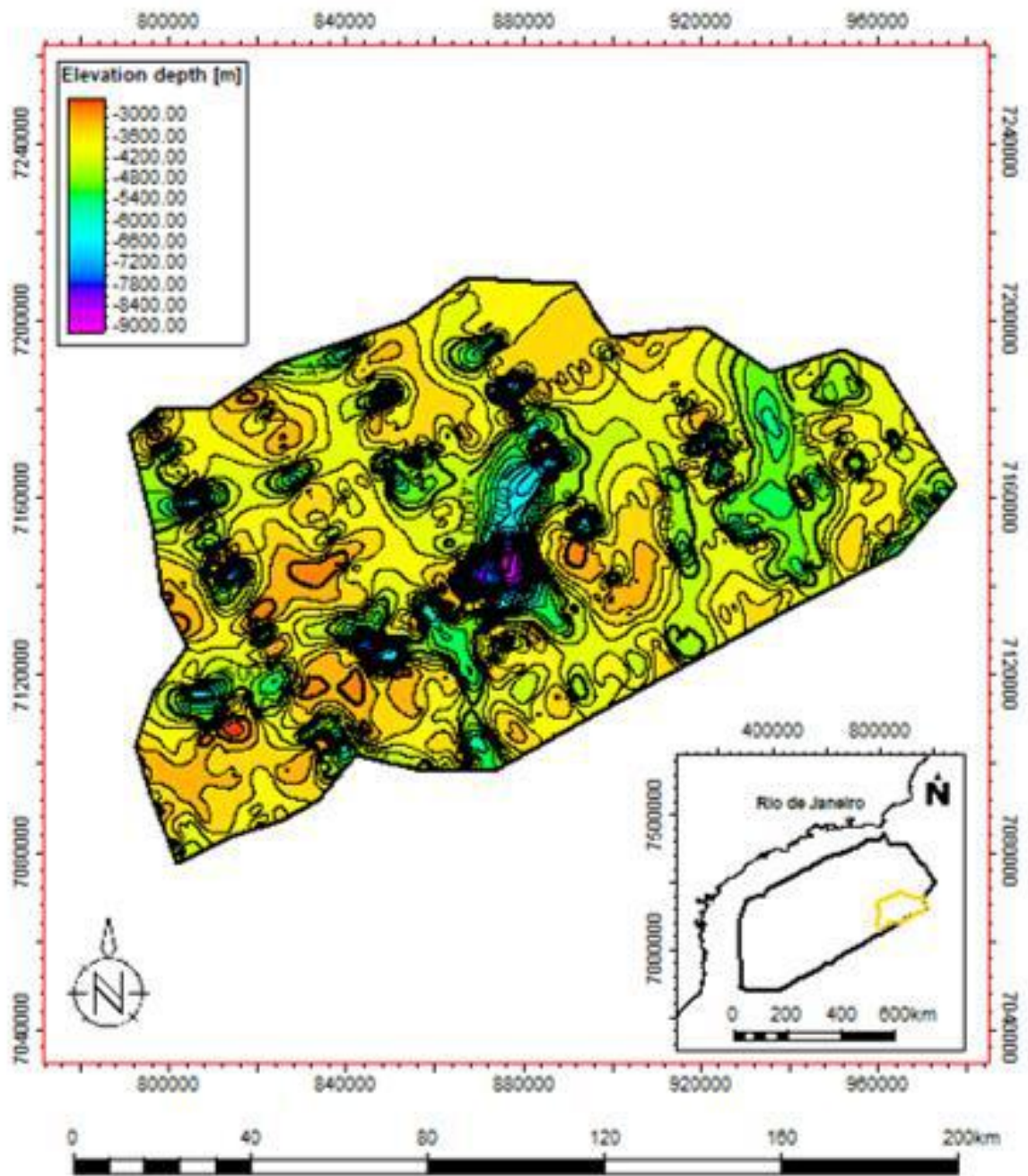


Figura 45 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono B.

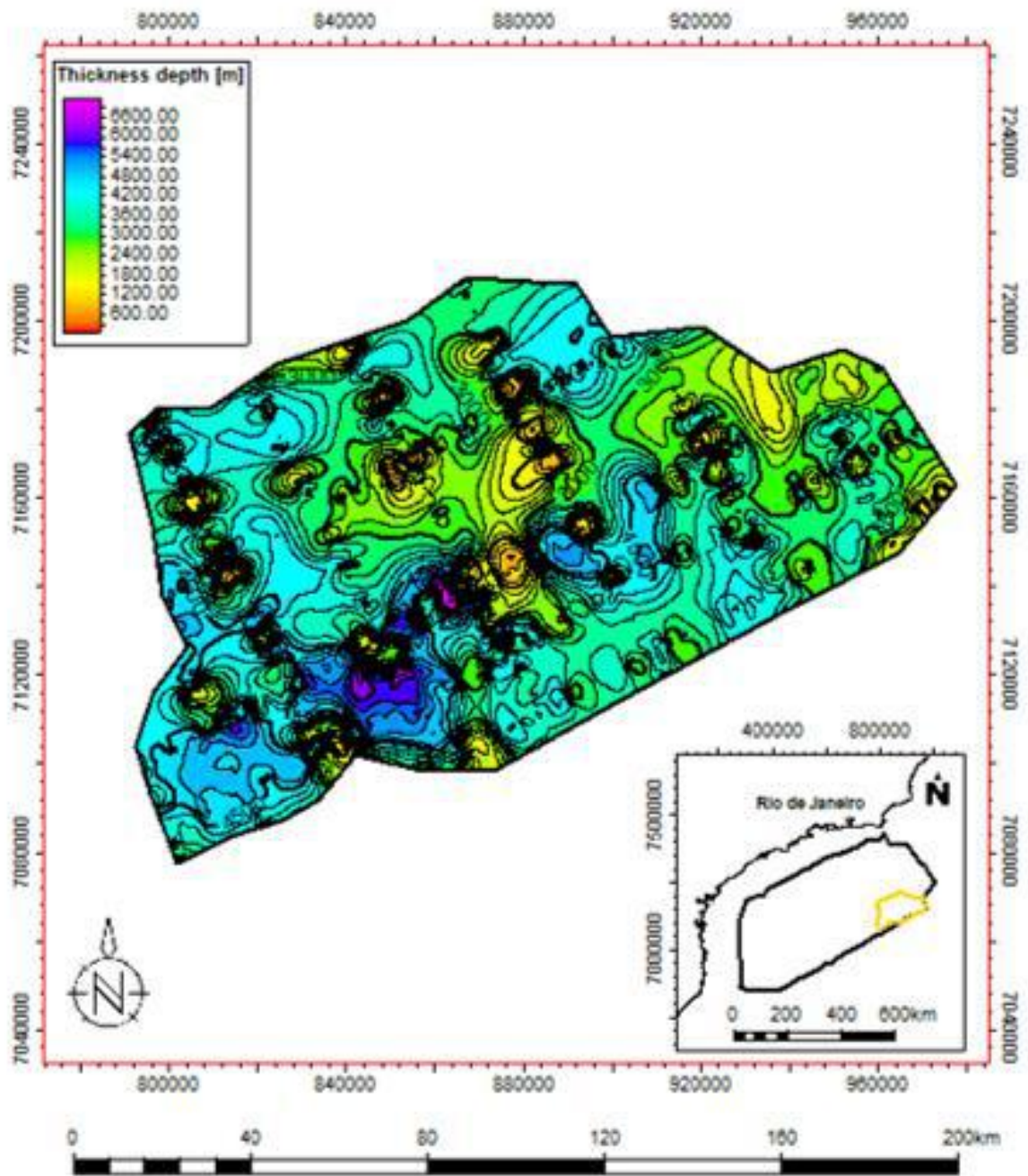


Figura 46 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono B.

5.3.1.3 Sub-região C – Rifte Abimael

Localizada na porção sul da área estudada, a sub-região C corresponde a um polígono de 18.056,824 Km² de área e é conhecida como Rifte Abimael.

Na Tabela 3 são exibidas as principais informações obtidas de cada uma das superfícies geradas dentro do polígono C. Em seguida, os mapas são apresentados nas Figuras 47, 48, 49, 50 e 51.

Tabela 3 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono C.

Horizonte estratigráfico	Variação de profundidade	Profundidade média
Topo do Embasamento econômico	-7.700 m a -12.200 m	-9.700 m
Topo da Fm. Barra Velha	-6.500 m a -11.000 m	-8.600 m
Topo da Fm. Ariri	-2.200 m a -10.200 m	-7.800 m
Topo da crosta oceânica	-6.400 m a -10.600 m	-8.600 m
Mapa de espessura	Variação de espessura	Espessura média
Espessura do sal	0 m a +6.600 m	+809 m

Este polígono representa um baixo estrutural na região, mas difere-se dos demais por um importante fator: a ocorrência tanto das unidades do Grupo Guaratiba, na porção norte, quanto da possível crosta oceânica na porção centro-sul. Isso pode ser observado nos mapas em função das cores que pouco variam em determinadas porções, indicando a ausência de registro daquela litologia na área. Isso ocorre em: (1) na porção centro-sul dos mapas das formações Ariri e Barra Velha, e embasamento econômico, e do mapa de isópacas do sal; (2) e na porção norte do mapa de contorno estrutural da crosta oceânica.

Além disso, destacam-se novamente as elevadas profundidades atingidas pelo embasamento econômico, visto que ultrapassam os 12.000 m de profundidade na região.

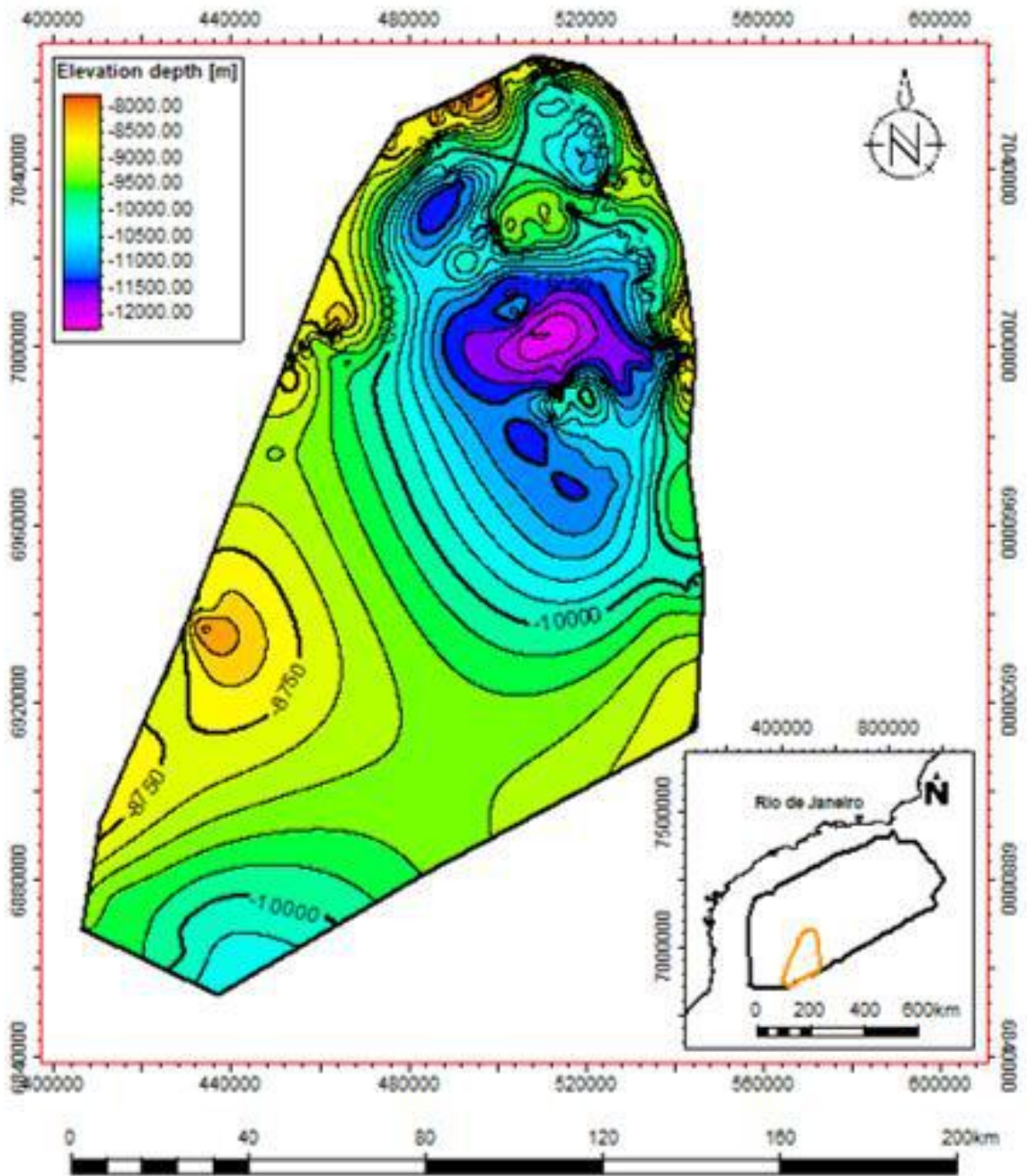


Figura 47 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono C – Rifte Abimael.

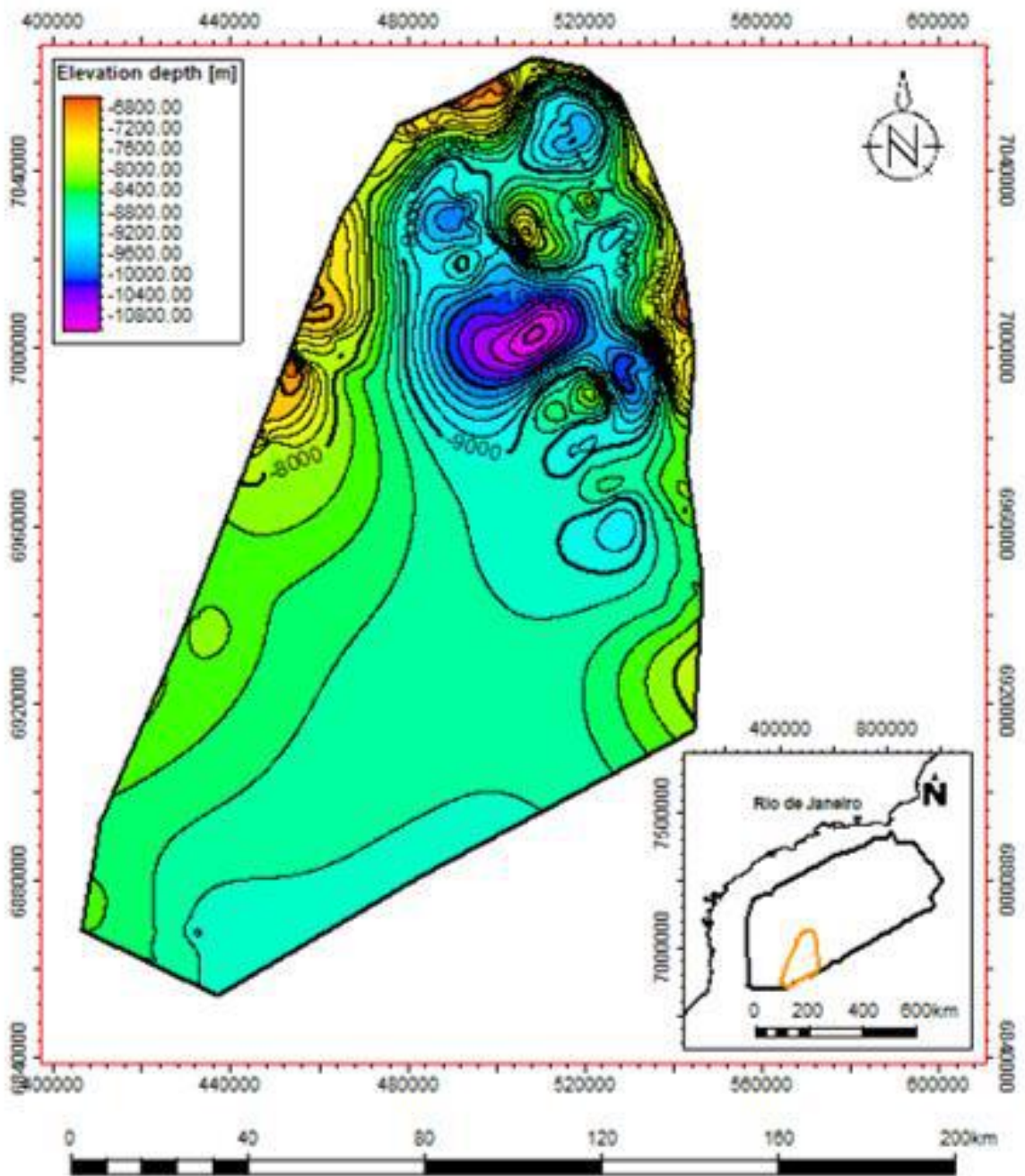


Figura 48 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono C – Rife Abimael.

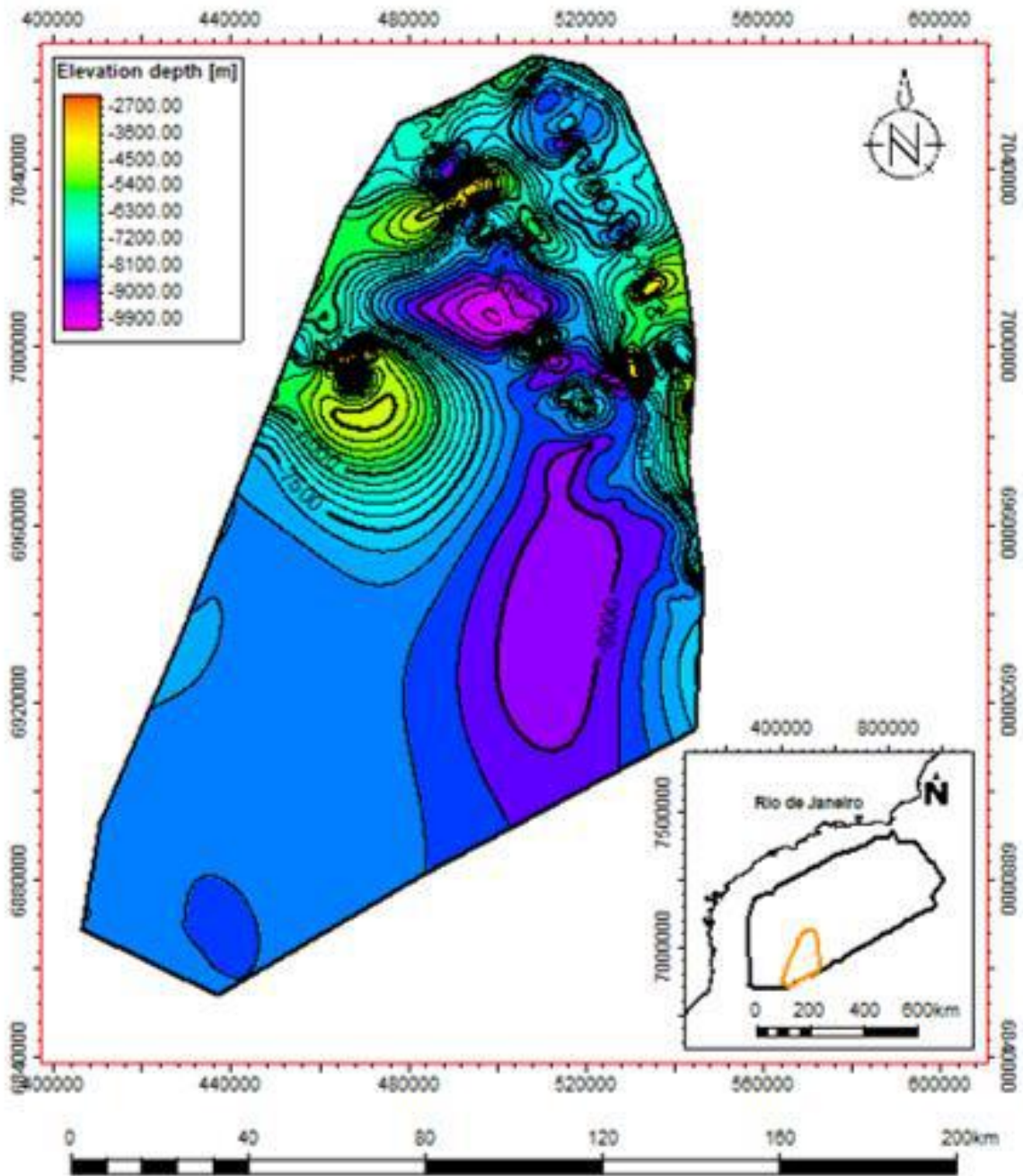


Figura 49 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono C – Rife Abimael.

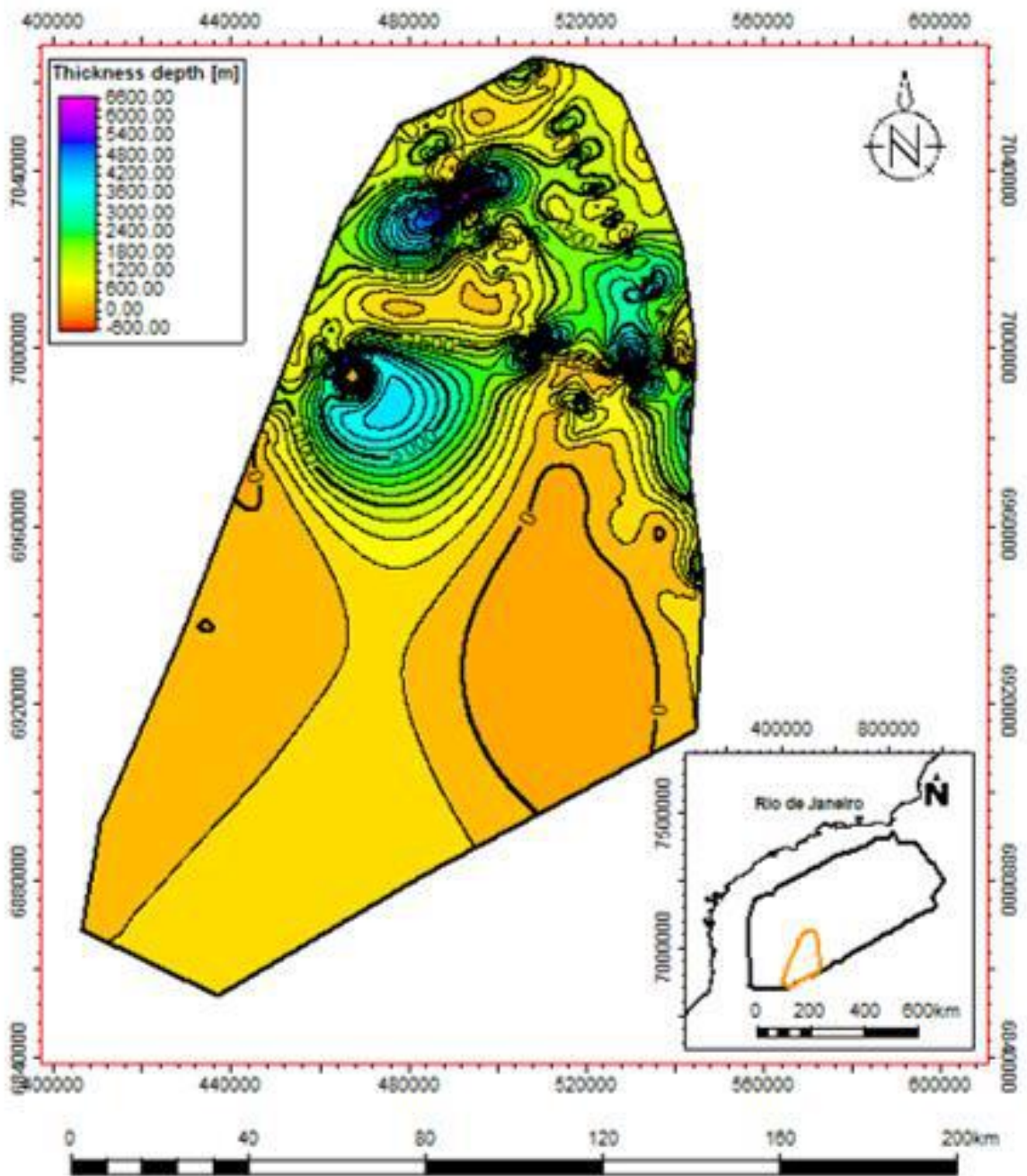


Figura 50 - Mapa de espessura do sal (isopacas) em profundidade no polígono C – Rife Abimael.

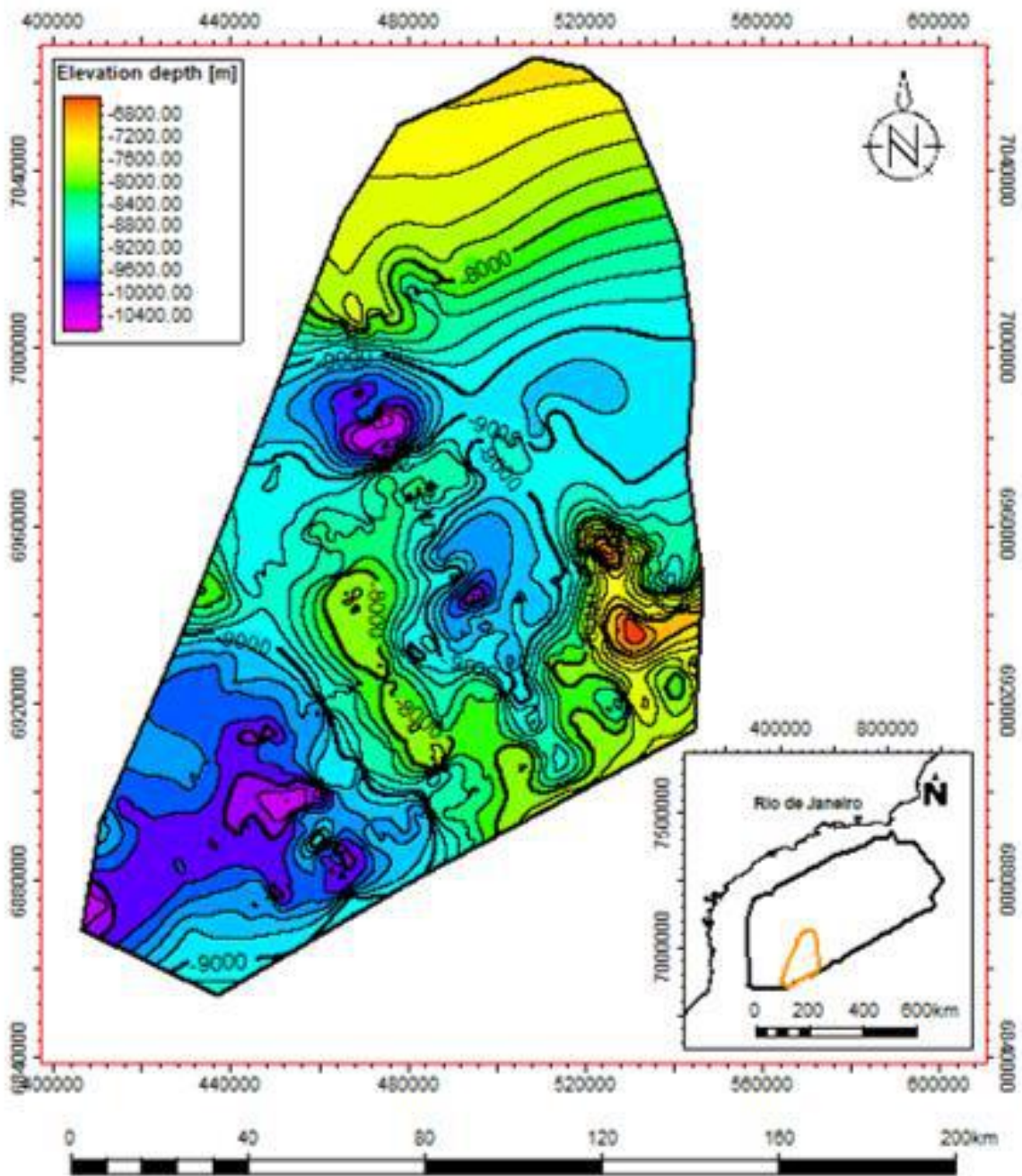


Figura 51 - Mapa de contorno estrutural do topo da crosta oceânica em profundidade no polígono C – Rife Abimael.

5.3.1.4 Sub-região D – Alto Externo de Santos

Localizada na porção central da área estudada, a sub-região D corresponde a um polígono de 45.146,382 Km² de área e é conhecida como o Alto Externo de Santos. Nela estão localizados os poços 1-BRSA-1146-RJS, 1-BRSA-369A-RJS, 3-BRSA-883-RJS, 1-BRSA-532A-SPS, 9-BRSA-1197-RJS, 1-BRSA-886-RJS, 3-ESSO-4-SPS, 6-BRSA-684P-RJS, 1-BRSA-1363-RJS e 4-BRSA-709-SPS. Estes poços correspondem a mais da metade do total de poços utilizados neste trabalho, dada a importância dessa área na exploração de hidrocarbonetos.

Em conformidade com o que foi descrito na literatura a respeito do Alto Externo, o polígono C gerado neste trabalho apresenta orientação NE-SW. Além disso, destaca-se o fato da base do sal se tornar consideravelmente proeminente em sua porção centro-sul, onde atinge profundidades incomumente rasas.

Na Tabela 4 são exibidas as principais informações obtidas de cada uma das superfícies geradas dentro do polígono D. Em seguida, os mapas são apresentados nas Figuras 52, 53, 54 e 55.

Tabela 4 - Informações retiradas dos mapas de contorno estrutural e de espessura elaborados para o polígono D.

Horizonte estratigráfico	Variação de profundidade	Profundidade média
Topo do Embasamento econômico	-4.600 m a -9.400 m	-7.100 m
Topo da Fm. Barra Velha	-3.800 m a -7.800 m	-5.700 m
Topo da Fm. Ariri	-2.200 m a -6.900 m	-3.600 m
Mapa de espessura	Variação de espessura	Espessura média
Espessura do sal	0 m a +4.600 m	+2.000 m

Nesta área é possível observar (1) as profundidades mais baixas registradas para o embasamento econômico; (2) a presença de um alto destacado na porção sul do mapa de contorno estrutural do topo embasamento econômico – o Alto de Tupinambá; (3) e a pouca

variação lateral tanto na profundidade do topo da Formação Ariri quanto na espessura do pacote evaporítico.

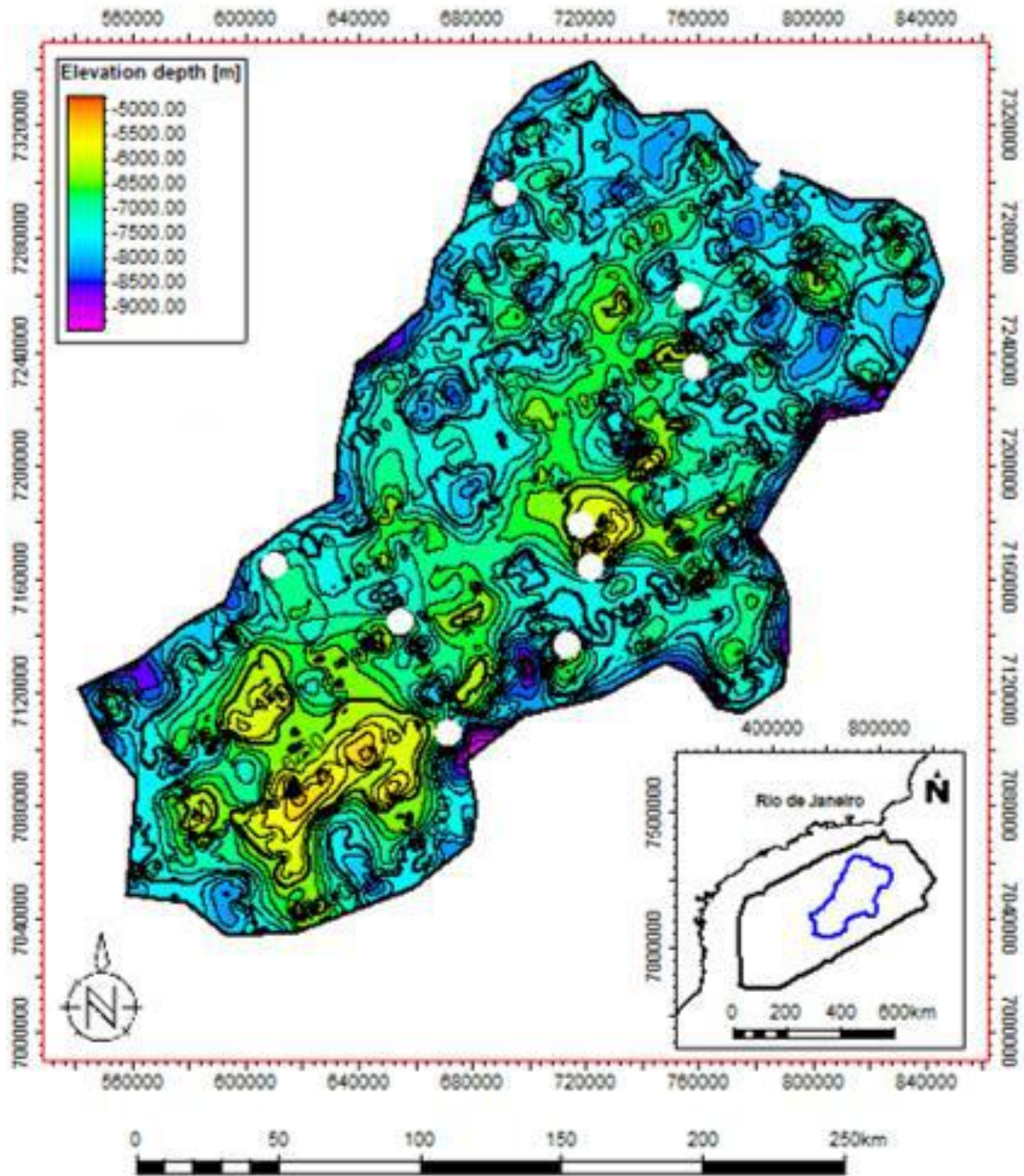


Figura 52 - Mapa de contorno estrutural do topo do Embasamento Econômico em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.

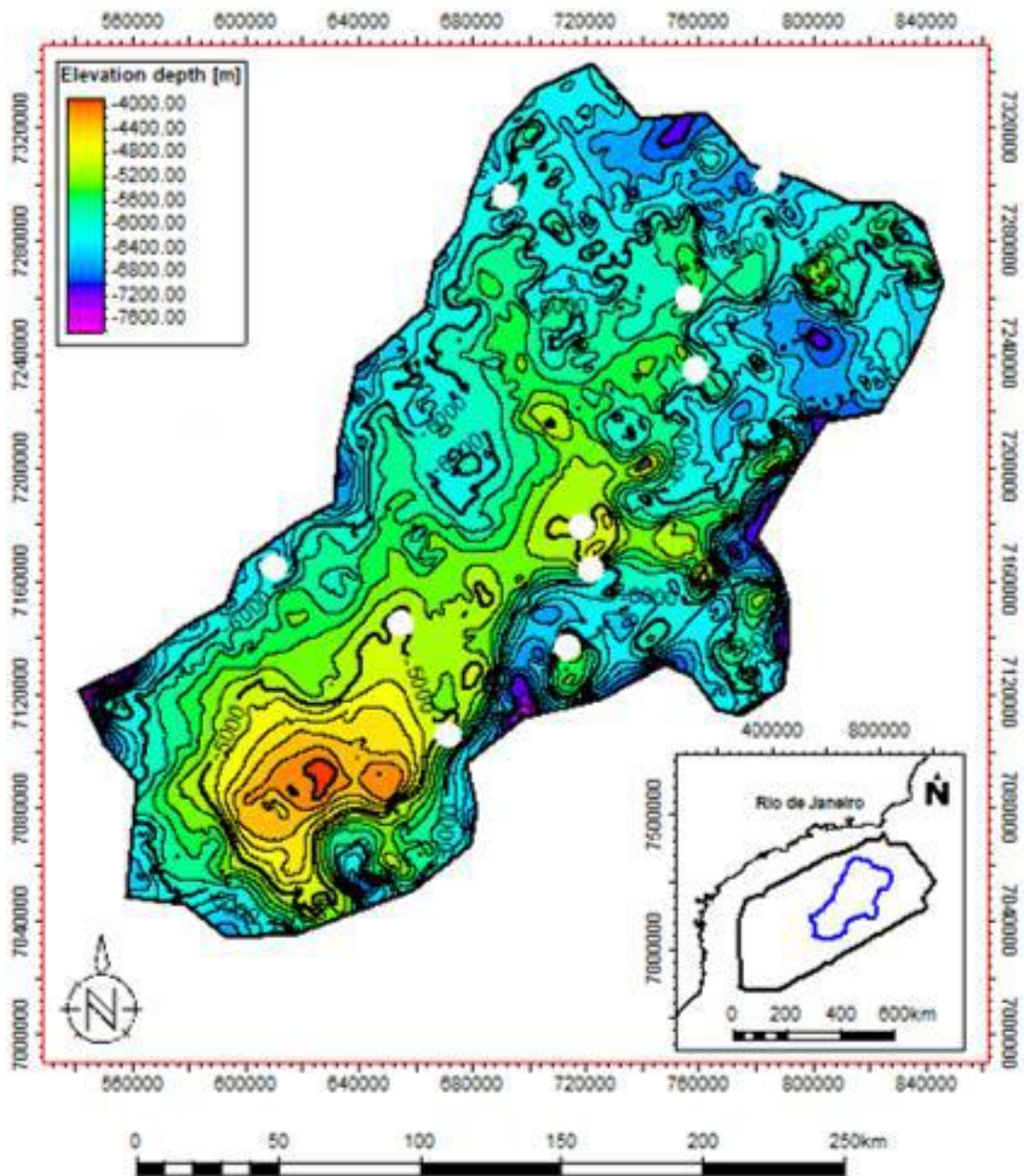


Figura 53 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Barra Velha em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.

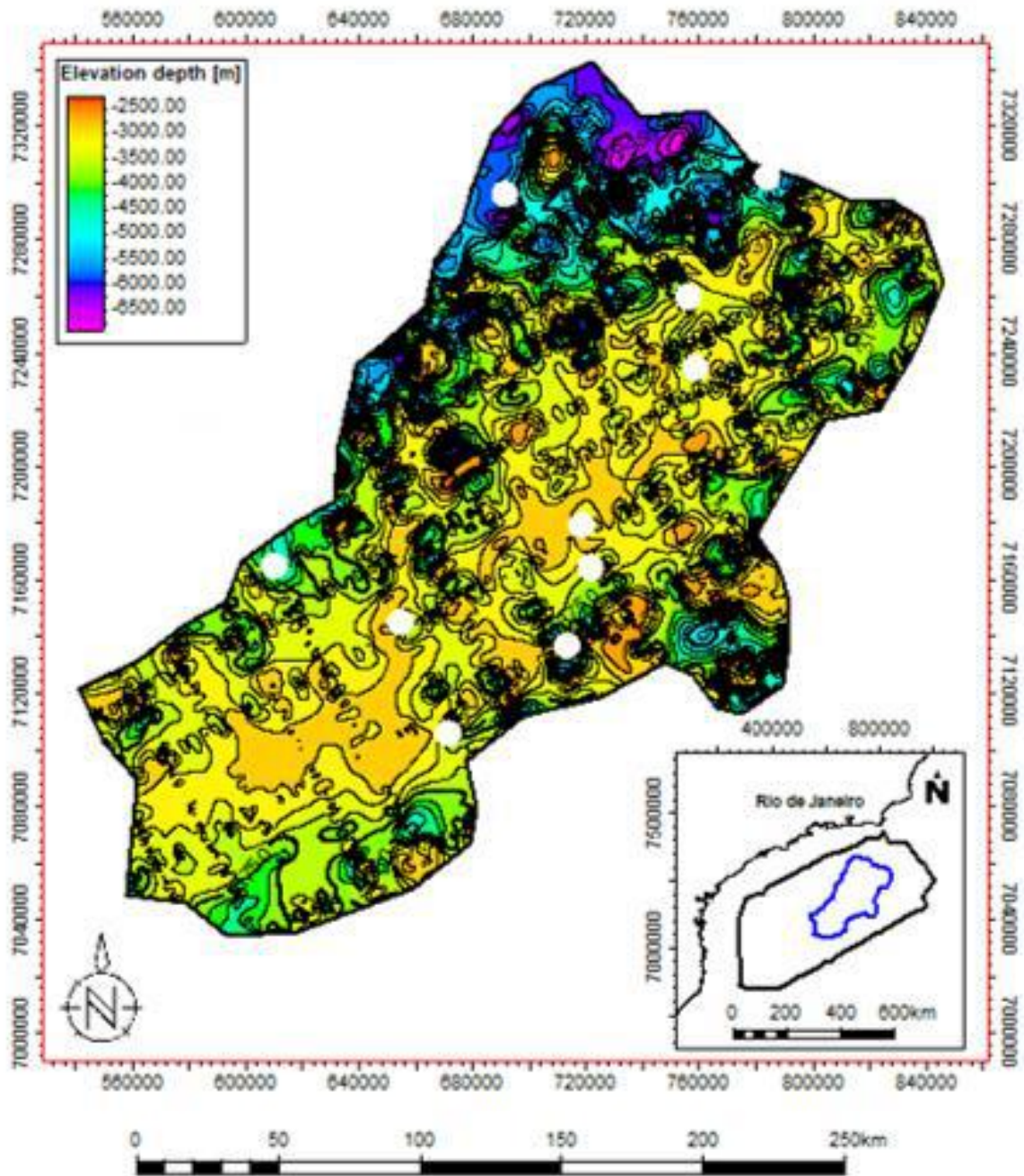


Figura 54 - Mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.

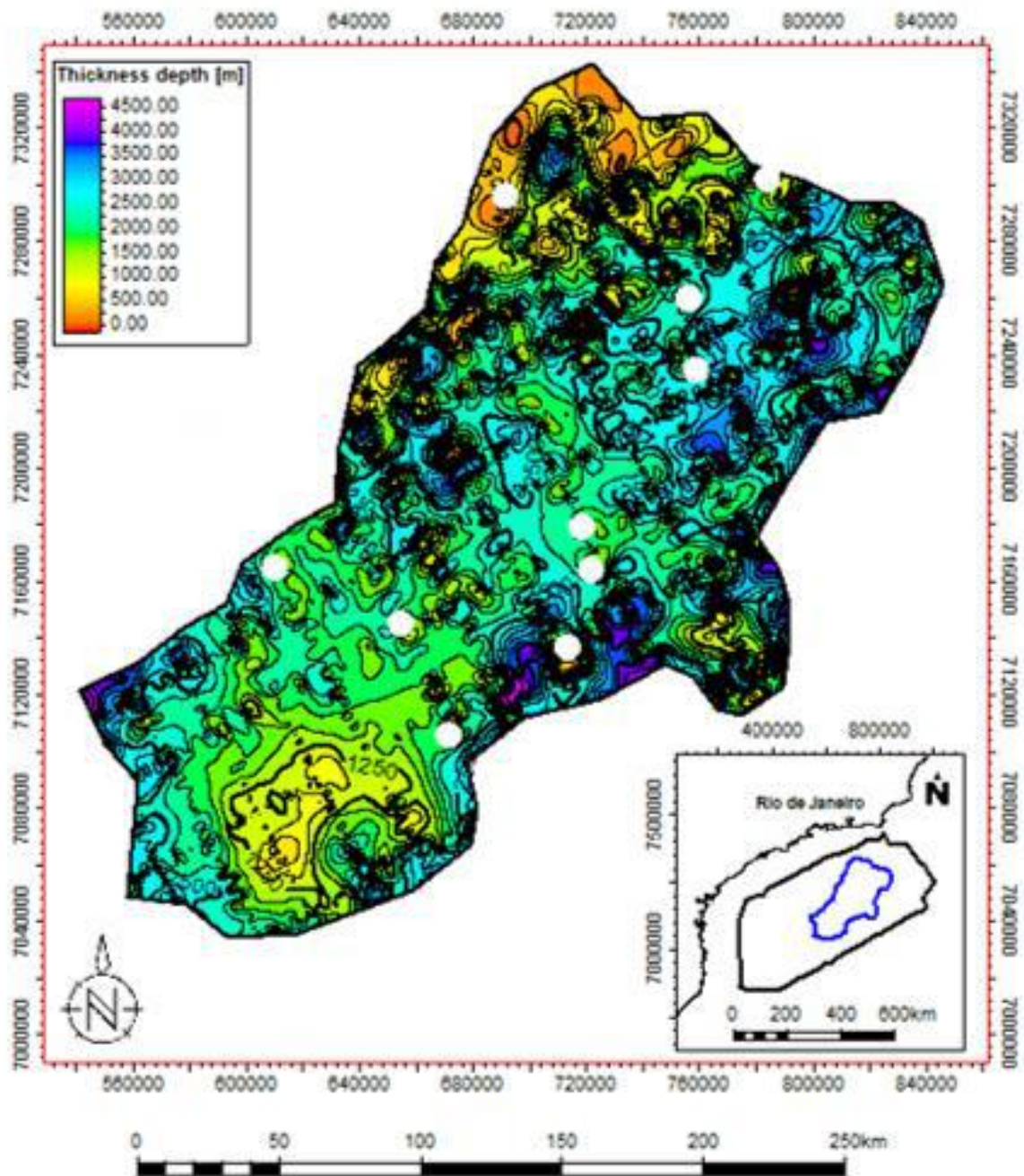


Figura 55 - Mapa de espessura do sal (isópacas) em profundidade no polígono D – Alto Externo de Santos. Os círculos brancos representam os poços localizados na área.

6. DISCUSSÃO

A integração dos resultados apresentados neste trabalho com os conhecimentos já disponíveis na literatura, é possível fazer algumas considerações sobre (1) as diferenças observadas na geologia do Rifte Abimael em comparação ao restante da bacia; (2) a delimitação de quatro sub-regiões distintas dentro da Bacia de Santos de acordo com a morfologia do embasamento econômico; e (3) as variações morfológicas do sal na área de estudo e como isso, associado a outros fatores, funciona como termômetro para a existência de reservatórios de hidrocarbonetos.

Novamente, é importante ressaltar que a discussão elaborada neste capítulo é pautada nas inferências que puderam ser feitas a partir dos limitados dados utilizados no trabalho, em conjunto com a bibliografia consultada. De forma alguma os tópicos aqui elencados são tratados como verdades intocáveis.

6.1 Geofísica do Rifte Abimael

A partir da interpretação e análise das seções sísmicas AA', BB' e CC' (Figuras 26, 27 e 34) exibidas no item 5.2 é possível observar uma mudança no arcabouço estratigráfico. Em AA' e BB' os topos dos principais estratos do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos são facilmente identificados, enquanto em CC' as formações que compõem o Grupo Guaratiba são praticamente ausentes, dando lugar à crosta oceânica como observado por Mohriak, 2001 e Gamboa *et al.* (2021).

Nos mapas regionais de contorno estrutural (Figuras 30, 32 e 33) e de espessura do sal (Figura 38) na bacia, a região do Rifte Abimael apresenta uma característica curiosa: os estratos do Grupo Guaratiba estão restritos à sua porção norte. Com isso, nota-se que a porção centro-sul é marcada pela ausência desses horizontes na sísmica. Na seção CC' (Figura 34) os

horizontes representativos dos topos do embasamento econômico e das formações Barra Velha e Ariri ocorrem apenas à NE de uma falha que está localizada nas proximidades do limite do rifte.

O principal horizonte sísmico observado na seção CC' foi interpretado como crosta oceânica após diversas consultas à literatura e aos dados de magnetometria e gravimetria fornecidos pelo Projeto Pré-Sal I do Lagesed. Ao mapear o horizonte sísmico, acreditava-se se tratar do embasamento econômico em função da profundidade em que se encontrava, similar às demais seções sísmicas. No entanto, percebeu-se que este apresentava duas consideráveis diferenças em relação a ele: (1) apresentava uma continuidade lateral maior e um elevado contraste de impedância acústica com o estrato superior, gerando uma sensação de maior nitidez; e (2) a ausência de qualquer registro estratigráfico do Grupo Guaratiba sobreposto a este horizonte.

Os dados de magnetometria e gravimetria utilizados foram de grande importância na percepção de que, na maior parte do Rifte Abimael, o horizonte interpretado não poderia ser o mesmo que fora observado no restante da bacia. Ou seja, apesar da profundidade similar, este não poderia ser o embasamento econômico.

Nos mapas de magnetometria (Figura 56) e gravimetria (Figura 57), o polígono C apresenta um pico positivo em sua porção norte (cor vermelha) e o predomínio de resposta negativa (cores frias) no restante da área. A escala de cores de ambas as anomalias magnéticas e gravimétricas permite duas possibilidades não excludentes entre si: (1) as cores quentes indicam altos valores de magnetismo/densidade para as rochas do embasamento e/ou sua proximidade com a superfície; e (2) as cores frias indicam baixos valores de magnetismo/densidade e/ou um embasamento posicionado a elevadas profundidades.

Assim, entende-se que nos dados de magnetometria o pico positivo na porção norte do Abimael indica que ainda há registro dos basaltos do embasamento econômico nessa região e

que os valores predominantemente negativos no restante do rifte apontam para sua ausência. Isto é corroborado pelo mapa observado na Figura 47, no qual a porção norte apresenta grande variação de topografia diferentemente da porção centro-sul, isto é, a primeira foi gerada a partir da interpretação sísmica do horizonte enquanto a segunda foi gerada a partir da manutenção das tendências gerais em função dos poucos dados acerca do horizonte.

No caso dos dados gravimétricos entende-se que o pico positivo também aponta para o registro do embasamento econômico na região. Além disso, esses valores de anomalia gravimétrica indicam que ainda há registro de sal (densidade elevada) nessa porção da bacia, algo corroborado pela considerável espessura do sal nessa região, como observado na Figura 38.

O mapa da Figura 51 ilustra bem a afirmação de que a ocorrência de crosta oceânica é restrita à porção centro-sul do polígono C. Contrariamente ao observado na Figura 47, a grande variação topográfica é vista na porção centro-sul deste mapa, onde foi interpretado o horizonte representativo da crosta oceânica. Logo, entende-se que a pouca variação de profundidade na porção norte é oriunda da manutenção das tendências gerais ao gerar o mapa, já que não foi observada a existência de crosta nessa área.

Dessa forma, por se tratar de um estudo que reúne dados sísmicos, magnetométricos e gravimétricos, os trabalhos de Mohriak (2001) e Gamboa *et al.* (2021) foram de grande auxílio na compreensão da geofísica do rifte e, conseqüentemente, tiveram grande impacto na decisão de seguir com a interpretação da presença de crosta oceânica na região (Figura 37).

É interessante observar que em quase toda a extensão do Rifte Abimael não são encontrados poços, blocos exploratórios ou campos de produção de hidrocarbonetos. Isso ocorre em função da ausência de rochas do Grupo Guaratiba, ou seja, rochas geradoras, reservatório e selo na maior parte do polígono.

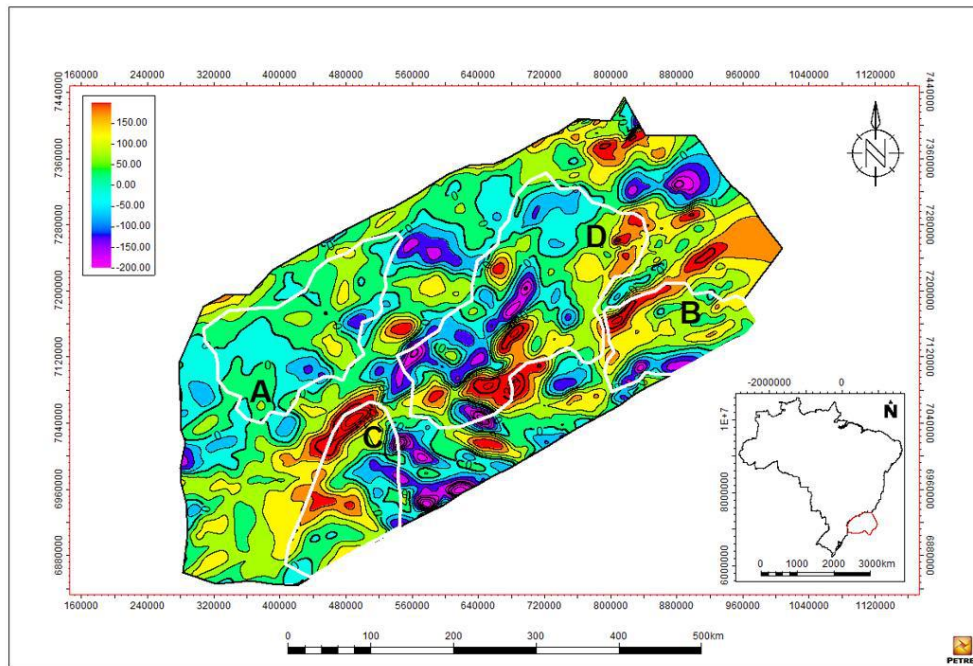


Figura 56 - Mapa de anomalia magnética gerado a partir dos dados magnetométricos da Bacia de Santos fornecidos pelo Projeto Pré-Sal I do Lagesed. Os polígonos brancos limitam as quatro sub-regiões definidas: A e B correspondem a depocentros. O Rifte Abimael é delimitado pelo polígono C e a área D corresponde a um alto estrutural – o Alto Externo de Santos.

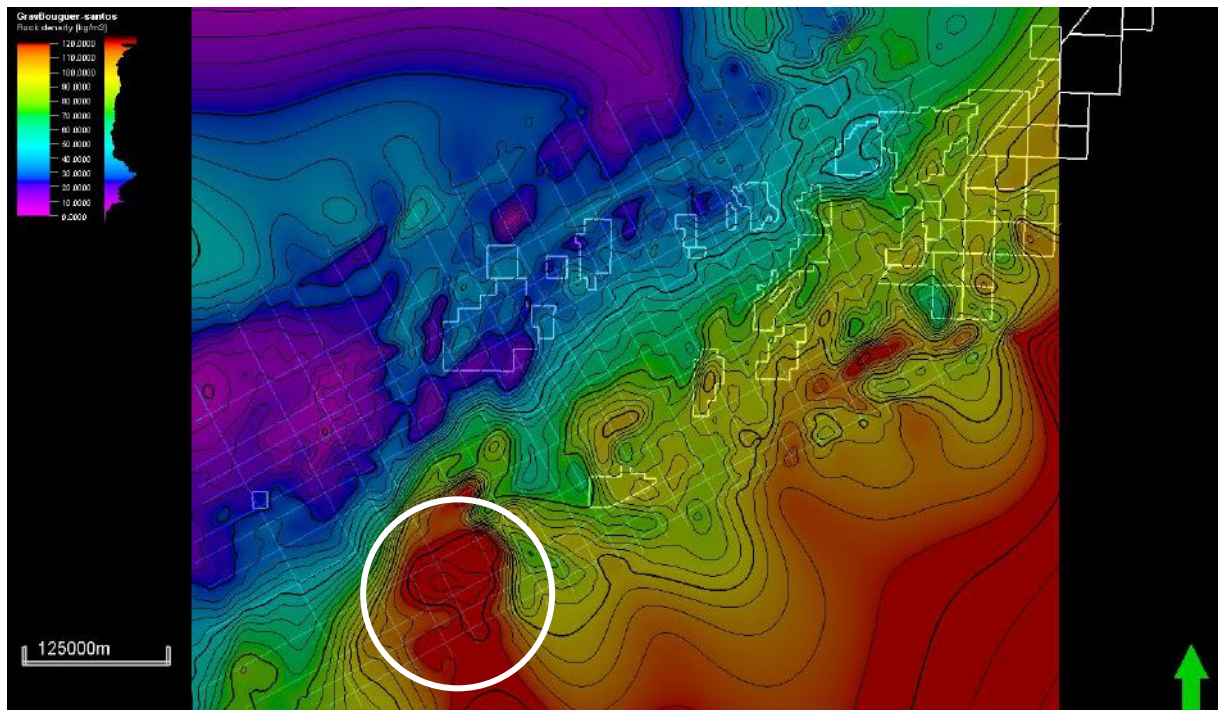


Figura 57 – Dados de anomalias gravimétricas Bouguer da Bacia de Santos fornecidos pelo Projeto Pré-Sal I do Lagesed. Os polígonos brancos correspondem aos blocos exploratórios da Bacia de Santos. O círculo branco destaca a resposta gravimétrica na região do Rifte Abimael.

6.2 Sub-regiões da bacia

A interpretação do mapa regional de contorno estrutural do Embasamento econômico (Figura 30) na Bacia de Santos culminou com a delimitação de quatro áreas distintas de acordo com a morfologia dessa superfície em cada uma. Assim, foram gerados os polígonos A, B, C e D que correspondem, respectivamente, a três baixos (tons de azul e roxo) e um alto estrutural (verde).

Como também observado por De Freitas *et al.* (2022), os principais altos estruturais do embasamento ocorrem nas porções centro-sul e nordeste da Bacia de Santos, enquanto nas porções oeste e sudeste estão localizados os relevos mais deprimidos do embasamento econômico. Ainda segundo esses autores, e de acordo com os mapas gerados, é possível deduzir que essas sub-regiões sejam separadas por grandes sistemas de falhas normais, visto que em diversos pontos são observadas abruptas mudanças na arquitetura do embasamento econômico.

Alguns dos limites gerados representam áreas já contempladas pela literatura, caso dos polígonos C e D que representam, respectivamente, o Rifte Abimael (Gamboa *et al.*, 2021) e o Alto Externo (Carminatti *et al.*, 2008). No entanto, os limites de cada uma dessas regiões não foram apenas reproduzidos, mas sim adaptados à interpretação realizada de acordo com o mapa gerado.

Como apresentado no item 5.4, os mapas gerados para os baixos estruturais apresentam consideráveis semelhanças e diferenças. Se por um lado o embasamento econômico se comporta de modo semelhante em todas essas áreas, com elevadas profundidades registradas (Figuras 39, 43 e 47), os estratos superiores já demonstram características distintas. Nos polígonos A e C, as profundidades registradas para as formações Barra Velha e Ariri são mais elevadas do que em B. Em contrapartida, a espessura média do sal no polígono B supera os valores de A e C em mais de duas e em mais de quatro vezes, como ilustrado, em ordem alfabética, pelas Figuras 42, 46 e 50.

No que se refere ao polígono D vale destacar que as superfícies geradas especialmente para as formações Camboriú e Barra Velha estão em conformidade com a localização de diversos campos de exploração, sendo o campo de Tupinambá o mais destacado. Isto é, os altos estruturais identificados neste trabalho, que seriam apontados como os locais ideais para a busca por hidrocarbonetos, são hoje regiões onde efetivamente há exploração destes.

6.3 Morfologia do sal e condições para a existência de reservatórios de hidrocarbonetos

A camada evaporítica pode ser observada sob diferentes geometrias em cada uma das sub-regiões delimitadas neste trabalho. Há casos extremos, como ocorre nos polígonos C e D. No primeiro deles – o Rifte Abimael – o sal é quase inexistente e o pouco registro de sua ocorrência está restrito à porção norte da área, majoritariamente sob a forma de diápiros. No segundo caso – no Alto Externo – o sal é predominantemente contínuo e recobre a área em quase sua totalidade.

Porém, sabe-se que há uma grande diversidade de trabalhos que contemplam tanto o Alto Externo (polígono D) quanto o Rifte Abimael (polígono C). Além disso, é de conhecimento geral a importância exploratória da primeira região em contraposição a falta de interesse econômico na segunda. Sendo assim, optou-se por restringir aos polígonos A e B a busca pela presença de características indicativas de um possível reservatório de hidrocarbonetos.

A análise do mapa de contorno estrutural do topo da Formação Ariri nos polígonos A e B (Figuras 41 e 45) mostra que a morfologia do sal se apresenta de forma distinta em cada uma dessas áreas.

De acordo com Guerra & Underhill (2012), a halocinese gera espaço para a deposição e para a carga de sedimentos, aumentando assim o movimento do sal. Segundo esses autores, a

Bacia de Santos pode ser dividida em duas grandes províncias halocinéticas: (1) extensional próximo à costa; e (2) contracional costa afora.

Tendo isso em vista, observa-se que a morfologia da camada de sal no polígono A é predominantemente compatível com o regime extensional, o qual foi proposto por Guerra & Underhill (2012) para sua localidade. Nessa sub-região o sal ocorre majoritariamente como uma camada pouco espessa. Ainda assim, são observados registros de domos salinos de ocorrência isolada, cuja feição pode ser inferida em função da brusca variação lateral tanto na topografia da Formação Ariri quanto nos valores para espessura da camada no mapa de isópacas do sal.

O polígono B se destaca pelas paredes de sal que podem ser observadas. Com espessura média de 3.400 metros, as chamadas cristas de sal se destacam pelo poder de vedação altamente eficiente que possuem, sugerindo ser um excelente selo para eventuais acumulações de hidrocarbonetos na região. Os diápiros ocorrem de forma menos densa, uma vez que predominam as feições mais contínuas em todas as direções, algo sugerido pela pouca variação de profundidade do topo da Formação Ariri.

Como mencionado no item acima, a espessura média do sal no polígono B atinge valores expressivos muito superiores em relação às demais sub-regiões (Figura 46). Além disso, observa-se ainda uma grande continuidade lateral do topo da Formação Ariri em B (Figura 45). Essas informações associadas são de extrema relevância ao considerar a possibilidade de existência de hidrocarbonetos na região, uma vez que se trata de características diretamente relacionadas ao aumento do grau geotérmico da região.

Tendo isso em mente, a análise das Figuras 41 e 42 em comparação com as Figuras 45 e 46 aponta para um cenário mais favorável no polígono B em detrimento de A.

Outro fator a ser acrescido à lista de vantagens do polígono B em relação aos demais é a sua proximidade com o limite com a crosta oceânica (Figura 58) (Zalán *et al.*, 2011; Gamboa *et al.*, 2021). Isto porque regiões onde a crosta oceânica encontra-se mais rasa tendem a

apresentar um grau geotérmico mais elevado. Soma-se a isso o fato de haver uma espessa e contínua camada selante e tem-se uma região com fortes credenciais para a geração de gás.

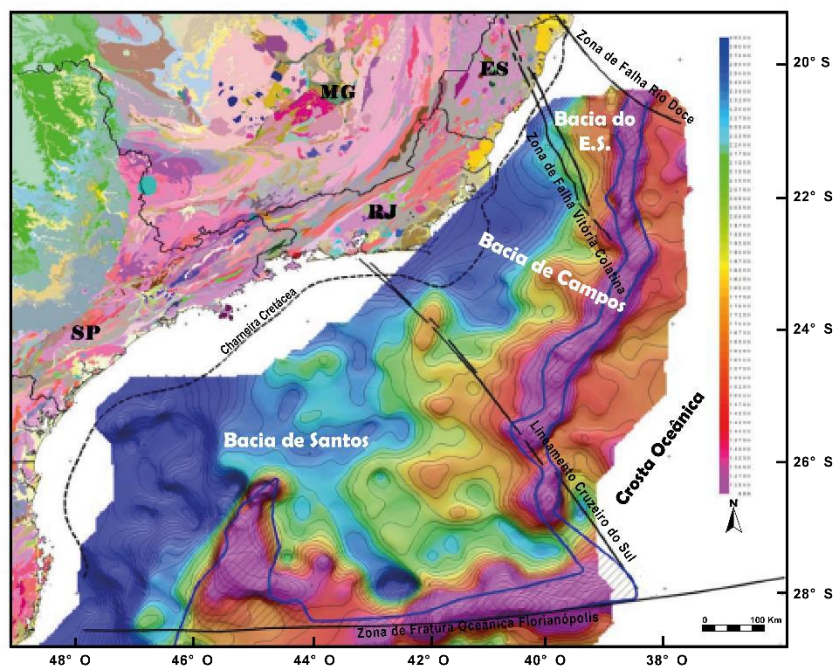


Figura 58 - Mapa de contorno estrutural da descontinuidade de Moho. A área tracejada englobada pelas duas linhas azuis na parte oriental delinea o manto exumado (na altura do rifte e da ruptura). A oeste, a crosta continental estende-se por baixo dos pacotes sedimentares da margem passiva atlântica até aflorar na zona terrestre adjacente. O domínio da crosta oceânica estende-se a leste e a sul das linhas azuis. Retirado de Zalán et al. (2011).

7. CONCLUSÕES

Com o intuito de analisar a Bacia de Santos sob uma perspectiva regional, foram mapeados os principais horizontes sísmicos do intervalo Pré-Sal, permitindo a geração de mapas de contorno estrutural e de isópacas do pacote evaporítico. Desses, o mapa de contorno estrutural do embasamento econômico é o que mais se destaca, uma vez que a topografia desta unidade molda os demais estratos a eles sobrepostos. As principais conclusões do presente trabalho se encontram descritas abaixo:

- 1) A geofísica do Rifte Abimael, cuja interpretação sísmica mostrou-se um desafio no decorrer do trabalho, torna-se única ao considerar a existência de crosta oceânica dentro de seus limites. Pouco abordada pela literatura em função de seu aparente inexpressivo valor econômico, a região do Rifte Abimael guarda muitos questionamentos a respeito das litologias aflorantes na região, visto que não há poços nessa área. Assim, toda e qualquer interpretação a respeito da geologia da região fica restrita aos dados indiretos que, apesar de serem extremamente valiosos para a exploração de hidrocarbonetos, não são capazes de fechar um diagnóstico para a área estudada sem a confirmação oferecida pelos dados diretos como poços e dados de testemunhos. Apesar disso, como discutido no item 6.1, há trabalhos que se debruçam sobre a região do Rifte Abimael e que foram de grande auxílio para este trabalho chegar à conclusão de que a litologia predominante no polígono C era a crosta oceânica.
- 2) Na área mapeada destaca-se a existência de três baixos e um alto estrutural identificados no mapa de contorno estrutural da Formação Camboriú. Os polígonos gerados para identificar essas quatro sub-regiões – A, B, C e D – apresentam características distintas entre si quando é analisada a topografia de cada um dos

topos estratigráficos mapeados. Nos polígonos representativos dos baixos estruturais – A, B e C – o embasamento econômico encontra-se sempre a elevadas profundidades. No entanto, as profundidades encontradas para as formações Barra Velha e Ariri são consideravelmente diferentes entre os polígonos, bem como acontece com a espessura do sal. Isso mostra que, apesar dessas sub-regiões terem em comum um embasamento econômico profundo, a deposição dos estratos superiores ocorreu de forma única em cada área, gerando espessuras distintas para cada formação do intervalo Pré-Sal. Quanto aos mapas estruturais gerados para o polígono D – o único alto estrutural delimitado – chama atenção a conformidade existente entre as profundidades mais rasas das formações Camboriú e Barra Velha e a localização dos campos de exploração de hidrocarbonetos.

- 3) A morfologia do sal exerce grande influência na formação de um sistema petrolífero, dado que a ausência de uma boa camada selante impede a acumulação de hidrocarbonetos. A interpretação conjunta do mapa de isópacas do sal e do mapa de contorno estrutural da Formação Ariri gerados neste trabalho mostra a existência de uma camada espessa e contínua de evaporitos recobrando quase toda a extensão do intervalo Pré-sal no Alto Externo. Isto é, a existência de uma camada selante de qualidade observada nos mapas faz jus ao fato dos campos de exploração de hidrocarbonetos da Bacia de Santos se concentrarem na região do Alto Externo.

Como perspectiva de futuros trabalhos, recomenda-se o refinamento da interpretação sísmica da Bacia de Santos a partir do uso de dados sísmicos 3D, de modo a permitir uma melhor visualização das falhas e horizontes sísmicos presentes no intervalo Pré-sal da bacia. Além disso, seria interessante reproduzir o trabalho feito a nível regional de forma restrita aos limites do polígono B, a fim de destrinchar melhor os fatores aqui elencados para a existência de um reservatório de gás na região. O presente trabalho permite, portanto, uma

base para trabalhos futuros visando a compreensão do intervalo Pré-Sal da Bacia de Santos em caráter regional. Isto é, este trabalho oferece uma visão ampla da morfologia desses estratos, em especial do embasamento econômico, suprimindo a escassa quantidade de trabalhos pautados no mapeamento regional da bacia por meio de dados sísmicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRAHÃO, Dirceu; WARME, John Edward. Lacustrine and Associated Deposits in a Rifted Continental Margin--Lower Cretaceous Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Offshore Brazil: Chapter 18. 1990.
- ALMEIDA, F. F., CARNEIRO, C. R., MIZUSAKI, A. M. P. Correlação do Magmatismo das Bacias da Margem Continental Brasileira com o das Áreas Emersas Adjacentes. Revista Brasileira de Geociências. 26(3); 125-138, junho de 1996.
- ALVES EC. 2002. Zonas de Fratura Oceânicas e suas Relações com a Compartimentação Tectônica do Sudeste do Brasil. PhD Tese, Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 247 p
- ANP (Agência Nacional De Petróleo). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Fevereiro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-fevereiro.pdf>. Acessado em: 04.04.2023.
- ARAÚJO, Rafael Luís de. Gravimetria e exploração de petróleo na Bacia de Santos. 2007.
- ASMUS, H.E., PONTE, F.C., 1973. The Brazilian marginal basins. In: Nairn, E.A.M., Stelhi, F.G. (Eds.), The oceans basins and margins, vol. 1. The South Atlantic, Plenum Press, New-York, pp. 87–133.
- BARNES, Arthur E. (Ed.). Handbook of poststack seismic attributes. Society of Exploration Geophysicists, 2016.
- BOSENCE, D.W.J., 1998. Stratigraphic and Sedimentological Model of Rift Basins. In: Purser, B.H. and Bosence, D.W.J., Eds., Sedimentation and Tectonics in Rift Basins: Red Sea-Gulf of Aden, Chapman & Hall, London, 9-25.
- BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D. & ELDERS, C. 2015. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 418(1), 175-191.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, Webster Ueipass. Geology of Atlantic eastern Brazilian basins. In: Brazilian Geology Part. 1998. p. 1998.
- CAPUCCI, F. V., SANTOS, M. A., SANTOS. L. A. 2011 Erros no posicionamento de refletores sísmicos causados pela análise de velocidades na migração em profundidade. SBGf. 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.
- CARMINATTI, M., *et al.* New exploratory frontiers in Brazil. 19th World Petroleum Congress, Madri, Spain, WPC Proceedings, Abstracts CD, 11p. 2008.
- CHEN, Q., SIDNEY, S., 1997. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. Lead. Edge 16, 445–456.

CHOPRA, S., MARFURT, K.J. Volumetric curvature attributes for fault/fracture characterization. *First Break*, Volume 25, Julho, 2007, p.19-30.

DE CARVALHO, M. D.; FERNANDES, F. L. Pre-salt depositional system: Sedimentology, diagenesis, and reservoir quality of the Barra Velha Formation, as a result of the Santos Basin tectono-stratigraphic development. 2021.

DE FREITAS, Vivian Azor *et al.* Source rock potential, main depocenters, and CO₂ occurrence in the pre-salt section of Santos Basin, southeast Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 115, p. 103760, 2022.

DEMERCIAN, L. S & SZATMARI, P. 1999. Thin-Skinned Gravitational Transfer Zone in the Southern Part of Santos Basin. In: *Sixth International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, SBGf38199. 1-4.

DIAS, Jeferson 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. Brazil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1998.

FERNANDEZ, R. O. BACIA DE SANTOS Sumário Geológico e Setores em Oferta. Rodada Brasil 15, Concessões de Petróleo e Gás, ANP, 2017.

FERREIRA, Luana Cunha. Interpretação Magnetométrica da Bacia de Santos e Região Emersa Adjacente: caracterização dos enxames de diques e seu prolongamento na margem. 2021. 84 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Oceanografia) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021

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

FIRMINO, Josenildo. Aplicação do Método Magnético na Exploração Geofísica: Estudo de caso: bacia Oriente, Equador. 2007. 92p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

FODOR, R. V.; VETTER, SKs. Rift-zone magmatism: petrology of basaltic rocks transitional from CFB to MORB, southeastern Brazil margin. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, v. 88, p. 307-321, 1984.

GAMBOA, L. A. P., A. E. P. P. D. Ferraz, L. H. Drehmer, and L. S. Demercian, 2021, Seismic, magnetic, and gravity evidence of marine incursions in the Santos Basin during the early Aptian, in Marcio R. Mello, Pinar O. Yilmaz, and Barry J.Katz, eds., *The supergiant Lower Cretaceous pre-salt petroleum systems of the Santos Basin, Brazil: AAPG Memoir 124*, p. 257–272.

GERHARDT, A.L. 1998. Aspectos da visualização volumétrica de dados sísmicos. Dissertação (Mestrado) – Universidade Pontifícia Universidade Católica RJ.

GOMES, P. O.; KILSDONK, B.; MINKEN, J.; GROW, T. & BARRAGAN, R. 2009. The outer high of the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: pre-salt exploration outbreak, paleogeographic setting, and evolution of the syn-rift structures. American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article 10193.

GONÇALVES, A.; OLIVEIRA, M.A.M.; MOTTA, S.O. Geologia da bacia de Pelotas e Plataforma de Florianópolis. Boletim técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, 22 (3): 157-174, jul./set. 1979

GREENE, E. F., and C. M. Bresnahan, 1998, Gravity's role in a modern exploration program, in R. I. Gibson and P. S. Millegan, eds., Geologic applications of gravity and magnetics: Case histories: SEG Geophysical Reference Series 8 and AAPG Studies in Geology 43, 9–12.

GUERRA, Marta CM; UNDERHILL, John R. Role of halokinesis in controlling structural styles and sediment dispersal in the Santos Basin, offshore Brazil. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 363, n. 1, p. 175-206, 2012.

GUPTA, V. K.; RAMANI, N.; Some aspects of regional-residual separation of gravity anomalies in a Precambrian terrain. Geophysics 1980;

HARRY, Dennis L.; SAWYER, Dale S. Basaltic volcanism, mantle plumes, and the mechanics of rifting: the Paraná flood basalt province of South America. *Geology*, v. 20, n. 3, p. 207-210, 1992.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C. M.; TASSINARI, C. C. G.; ALMEIDA, J.; TUPINAMBÁ, T.; SIGA, O.; TROUW, R. Correlation of Neoproterozoic Terranes Between the Ribeira belt, SE Brazil and its African counterpart: Comparative Tectonic Evolution and open question. *Geological Society Special Publication*, London, v.294, p. 211-237, 2008.

HENRY, Steven G.; BRUMBAUGH, W. M.; CAMERON, Nick. Pre-salt source rock development on Brazil's conjugate margin: West African examples. In: 4th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. EAGE Publications BV, 1995. p. cp-313-00025.

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

KARNER G.D., Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: Distribution and Timing. In: M. R. Mello and B. J. Katz (eds.), *Petroleum systems of South Atlantic margins*. AAPG Memoir 73, Tulsa, p. 301-315, 2000.

KEAREY, Philip; BROOKS, Michael; HILL, Ian. *Geofísica de exploração. Oficina de textos*, 2009.

KEYS, H. & JACLYNN, P. (2004). *Geophysical Applications of Airborne Electromagnetic Surveys*. Society of Exploration Geophysicists.

KUCHLE, J. & SCHERER, C.M. S. 2010. Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências*, Petrobrás.

KUMAR, N.; GAMBOA, L.A.P.; SCHREIBER, B.C.; MASCLE, J. 1977. Geologic history and origin of São Paulo Plateau (Southeastern Brazilian Margin) comparison with the Angolan Margin, and the early evolution of the Northern South Atlantic, In: DEEP SEA DRILLING PROJECT. Initial Reports. La Jolla, Univ. of California, Scripps Institution of Oceanography, Leg 39, p. 927-945

KUMAR, N. & GAMBOA, L. A. P. 1979. Evolution of the Sao Paulo Plateau (southeastern Brazilian margin) and implications for the early history of the South Atlantic. Geological Society of America Bulletin, 90(3), 281-293.

KUSZNIR, N. J. & KARNER, G. D. 2007. Continental lithospheric thinning and breakup in response to upwelling divergent mantle flow: application to the Woodlark, Newfoundland and Iberia margins. In: Karner, G. D., Manatschal, G. & Pinheiro, L. M. (eds) Imaging, Mapping and Modelling Continental Lithosphere Extension and Breakup. Geological Society, London, Special Publications, 282, 389–419.

LARSON, Roger L.; LADD, John W. Evidence for the opening of the South Atlantic in the Early Cretaceous. Nature, v. 246, p. 209-212, 1973

LEYDEN, R.; ASMUS, H.; ZEMBRUSCKI, S. & BRYAN, G. 1976. South Atlantic diapiric structures. AAPG Bulletin, 60(2), 196-212.

MACHADO, L. G.; DA COSTA ALVES, E.; GUIMARÃES, R. N. & DOS SANTOS, R. M. 2010. Característica Morfo-Tectônica Do Alto De Florianópolis Que Segmenta As Bacias De Santos E Pelotas, Margem Continental Sudeste Brasileira. In IV Simpósio Brasileiro de Geofísica (pp. cp- 197). European Association of Geoscientists & Engineers.

MAIA, Marcia; CORRE, Sandrine; GENTE, Pascal. Time evolution of the interaction between the tristan hotspot and the south atlantic ridge. In: 8th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. European Association of Geoscientists & Engineers, 2003. p. cp-168-00352.

MCKENZIE, D. 1978. Some Remarks on The Development Of Sedimentary Basins. Department of Geodesy and Geophysics, Madingley Rise, Madingley Road, Cambridge (England).

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

MILANI, Edison José; ZALÁN, Pedro Victor. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. Episodes Journal of International Geoscience, v. 22, n. 3, p. 199-205, 1999.

MITCHUM R.M., Vail, P.R. Thompson S. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation. Seism. Stratigr. Appl. to Hydrocarb. Explor. AAPG Mem. 26 Memoir 26, 53-62.

MIZUSAKI, A. M. P.; MOHRIAK, W. W. Sequências vulcano-sedimentares na região da plataforma continental de Cabo Frio (RJ). Anais 37. Congr. Soc. Bras. Geol, p. 52-56, 1992.

MODICA, C.J. and E.R. Brush, 2004, Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil, AAPG Bull, v. 88, p. 923–946.

MOHRIAK, W. U. Salt tectonics, volcanic centers, fracture zones and their relationship with the origin and evolution of the South Atlantic Ocean. VII Cong. Int. Soc. Bras. Geof., Salvador, BA. Exp. Abst., SBGf, p. 1594, 2001.

MOHRIAK, W. U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. C. S. L. A. Bizzi, R. M. Vidotti e J. H. Gonçalves. Brasília, DF, Brasil, CPRM. 1: 82.

MOHRIAK, W. U. 2004. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da América do Sul. In: V. Mantesso – Neto, A. Bartorelli, C.D.R.

MOHRIAK, W.U.; MACEDO, J.M.; CASTELLANI, R.T.; RANGEL, H.D.; BARROS, A.Z.N.;LATGÉ, M.A.L.; ROZZI, J.A.; MIZUSAKI, A.M.P.; SZATMARI, P.; RIZZO, J.G. & AIRES, J.R. – 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province o the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. In Salt tectonics: a global perspective, eds. Jackson, M.P.A.; Roberts, D.G., and Nelson, S., p. (273-304). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 65, Tulsa , USA, 1985.

MOHRIAK, W. U. & PAULA, O. B. 2005. Major tectonic features in the southeastern Brazilian margin. 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Brasil, 2005. Carneiro and B.B.Brito-Neves (eds.), Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida, cap. XVIII, 293 – 318.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. 2007. Bacia de Santos. Rio de Janeiro, Boletim de Geociências da Petrobras, 15(2), 531-549, maio/nov.

NUNES, M.V; VIVIERS, M.; LANA, C. C. Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia de Santos. Fundação Paleontológica Phoenix, Aracaju- SE, nº 66, p 1-6, 2004.

OREIRO, Sérgio Goulart. Interpretação sísmica dos eventos magmáticos pós-aptianos no alto de Cabo Frio, sudeste do Brasil, gênese e relação com os lineamentos pré-sal. 2006. 180 f. Tese (Doutorado em Análise de Bacias;Tectônia, Petrologia e Recursos Minerais) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

PASTEKA, Roman; MIKUSKA, Jan; MEURERS, Bruno. Understanding the Bouguer Anomaly: A Gravimetry Puzzle. Elsevier, 2017.

PEREIRA, M. J. & MACEDO, J. M. 1990. Santos Basin: the outlook for a new petroleum province on the Southeastern Brazilian continental shelf; A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova provincia petrolifera na plataforma continental sudeste brasileira.

REVIL, A. & WEIS, D. (2010). Applied Geophysics. Cambridge University Press.

RIBEIRO, Vanessa Biondo; MANTOVANI, Marta; LOURO, Vinicius Hector Abud. Aerogamaespectrometria e suas aplicações no mapeamento geológico. *Terræ Didática*, v. 10, n. 1, p. 29-51, 2014.

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

SCHLUMBERGER. 2015. Disponível em: https://www.software.slb.com/-/media/software-media-items/software/documents/external/product-sheets/petrel_recommended_seismic_volume_attributes_2015_poster.pdf. Acessado em: 15.03.2023

SHERIFF, R. E. *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*, 3. ed., Society of Exploration Geophysicists – SEG, Tulsa, OK, 1991.

SIMM, Rob; BACON, Michael; BACON, Mike. *Seismic amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge university press, 2014.

STANTON, N. *et al.* A geophysical view of the Southeastern Brazilian margin at Santos Basin: Insights into rifting evolution. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 55, p. 141-154, 2014.

SVENSEN, H. H. *et al.* Gondwana Large Igneous Provinces: plate reconstructions, volcanic basins and sill volumes. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 463, n. 1, p. 17-40, 2018.

TELFORD WM, GELDART LP & SHERIFF RE. 1990. *Applied Geophysics*. Cambridge University Press, Cambridge, 770 pp.

TORGE, W. *Gravimetry*. Berlin; New York: Walter de Gruyter, 1989.

VAIL P.R. 1987. Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy. *AAPG Stud. Geol.* 27, Vol. 1 Atlas Seism. Stratigr. 1, 1-10.

WRIGHT, P. & TOSCA, N. A Geochemical Model for the Formation of the Pre-Salt Reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for Understanding Reservoir Distribution. *AAPG Annual Convention & Exhibition*, Calgary, Alberta, Canada, June, 2016, 19-22.

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

ZALÁN, P. V.; SEVERINO, M. D. C. G.; RIGOTI, C. A.; MAGNAVITA, L. P.; OLIVEIRA, J. A. B. & VIANNA, A. R. 2011. An entirely new 3D-view of the crustal and mantle structure of a South Atlantic passive margin–Santos, Campos and Espírito Santo basins, Brazil. In *AAPG annual conference and Exhibition*, 10, 13.