



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Gisele Nery Camargo

Alternativas para modelos de velocidades sísmicas dos *rafts* no Complexo de Marlim - Bacia de Campos - e os impactos na volumetria dos reservatórios do pré-sal

Rio de Janeiro

2022

Gisele Nery Camargo

**Alternativas para modelos de velocidades sísmicas dos *rafts* no Complexo de Marlim -
Bacia de Campos - e os impactos na volumetria dos reservatórios do pré-sal**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Geologia e Geofísica de Margens Tipo Atlântico.

Orientador: Prof. Dr. Webster Ueispass Mohriak

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Rodrigo Maul

Rio de Janeiro

2022

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

C172 Camargo, Gisele Nery.

Alternativas para modelos de velocidades sísmicas dos rafts no Complexo de Marlim, na Bacia de Campos, e os impactos na volumetria dos reservatórios do pré-sal. / Gisele Nery Camargo. – 2022.

98 f. : il.

Orientador: Webster Ueispass Mohriak.

Coorientador: Alexandre Rodrigo Maul

Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Geologia estratigráfica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 2. Modelagem geológica – Velocidades – Teses. 3. Prospecção sísmica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 4. Pré-sal – Rio de Janeiro (RJ) – Teses. 5. Análise volumétrica – Incertezas – Teses. I. Mohriak, Webster Ueispass. II. Maul, Alexandre Rodrigo III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. IV. Faculdade de Geologia. V. Título.

CDU 551.243(815.3)

Bibliotecária responsável: Fernanda Lobo CRB7/5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Gisele Nery Camargo

**Alternativas para modelos de velocidades sísmicas dos *rafts* no Complexo de Marlim -
Bacia de Campos - e os impactos na volumetria dos reservatórios do pré-sal**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Geologia e Geofísica de Margens Tipo Atlântico.

Aprovada em 14 de julho de 2022.

Orientador: Prof. Dr. Webster Ueispass Mohriak
Faculdade de Geologia – UERJ

Coorientador: Dr. Alexandre Rodrigo Maul
PETROBRAS

Banca Examinadora:

Dr. Andres César Gordon
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva
Universidade Federal Fluminense

Dr. Delzio de Lima Machado Júnior
PETROBRAS

Rio de Janeiro

2022

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, em especial à minha mãe, Rosângela que sempre me apoiou na realização dos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

A Deus e meus anjos da guarda que me protegem e orientam nos caminhos terrenos em busca do caminho da verdade e da vida. Devo gratidão especial à minha família, por todo o suporte para que eu possa seguir no caminho de aprendizado profissional e, ao mesmo tempo, me ajuda a equilibrar os conflitos, apreciando as delícias da rotina familiar! Ao amor e carinho dedicados por meu marido Leandro e nossa filha Katarina, mesmo nestes anos conturbados de estudo em meio à pandemia, sem os quais este trabalho não teria conclusão. Agradeço ao meu irmão Rafael por ter aceitado me ajudar na revisão de texto e concordâncias, mesmo não sendo geocientista.

Ao meu orientador, professor Webster Mohriak que em meio ao desafio do contato à distância, conseguiu manter a energia em suas aulas e reuniões de orientação, focando sempre em aspectos relevantes, não somente para o meu projeto de mestrado, mas para o desenvolvimento do meu conhecimento acerca do universo geológico e acadêmico. Seu grau de conhecimento exigiu esforço necessário a fim de acompanhar o nível científico requerido.

Ao meu coorientador e amigo Alexandre Maul, por todo incentivo e suporte a realização do mestrado, desde sua concepção inicial até as intensas discussões de correções para as entregas dos artigos e dissertação. Sempre esteve disponível para discutir cada um dos detalhes de implementação das ideias e de como melhor apresentar os resultados para os mais diversos públicos, porventura interessados no tema. Agradeço por todo o estreito suporte, tanto no desenvolvimento do projeto, quanto em conselhos, dicas e estratégias de publicações, o que me ajudou na “translação” de um olhar pragmático e operacional para uma visão acadêmica, de divulgação externa.

Sou muito grata a minha colega María Gonzáles por todo trabalho de suporte ao *software* Gocad-Skua, para a etapa de modelagem geológica de velocidades sísmicas, me ajudando a encontrar soluções para a geometria, tão complexa, dos *rafts*. Obrigada pela gentileza, paciência e apoio e, também, por todas as discussões a respeito das análises dos dados e melhores estratégias para sua incorporação nos modelos idealizados para testes.

Ao José Ricardo Bastos da Silva por todo o suporte na etapa de carregamento dos dados e auxílio na utilização do Petrel para as diferentes etapas do trabalho. Sua disponibilidade, gentileza e conhecimento me ajudaram frente ao imenso volume de dados manipulado durante o desenvolvimento do projeto de pesquisa.

À ANP pela disponibilização dos dados. À Petrobras pelo incentivo à realização do

projeto de mestrado, fornecendo toda a estrutura necessária para desenvolvimento da pesquisa, mesmo no cenário de distanciamento imposto pela pandemia, principalmente pelo apoio dos gerentes Daniel Dargan, João Henrique Cristofaro e Rui Sansonowski. Agradeço, também à UERJ, que tem sido minha escola desde a graduação e, no presente mestrado, meu lugar de apoio onde encontrei as disciplinas e mestres que me guiaram em minha formação. Em especial o apoio e prontidão da comissão e à secretaria da PPGG, em especial à Marianni Picciani.

O suporte e ao acesso a muitos colegas da Petrobras que contribuíram com ideias e discussões a respeito dos *rafts* estudados e dos respectivos desafios relacionados às velocidades sísmicas nos mesmos. Muitos colegas contribuíram, de forma prévia, em trabalhos anteriores, mas que foram de grande valia para o presente trabalho. Dentre muitos com quem aprendi, destaco Daniela Apoluceno, Filipe Borges, Jaime Sinclair, João Carlos Menescal, Lisa Marie Avelar Ribeiro, Livia Falcão, Márcio Spínola, Michael Lowsby, Thiago Mattos e Viviane Shimizu. Além destes, existe um conhecimento latente que me foi passado através de cursos, palestras, eventos e contatos no dia a dia de trabalho que envolvem o conhecimento acumulado de autoria de muitos colegas da Exploração e do Reservatório, sobre os quais eu não consigo atribuir a autoria original. Mesmo assim, sou muito grata por todos estes ensinamentos.

Ao Andres Gordon, ao Júlio Almeida, e ao Marcos Fetter, que têm sido meus consultores ao longo do processo de mestrado, na composição das bancas de seminários, qualificação e trabalho final me instruindo, questionando, trazendo novas ideias e me ajudando a conduzir e melhorar a pesquisa, em tempo.

Em especial, ao Delzio de Lima Machado Jr. por ter feito uma minuciosa e cuidadosa leitura e revisão de todo o trabalho (leitor crítico da dissertação), e por ter se disponibilizado em discutir aspectos relacionados a compreensão da Bacia de Campos, em especial sobre a tectônica *raft*.

Aos doutores Álvaro Martini, Cleverson Guizan, Daniela Apoluceno e Delzio de Lima Machado Jr., que juntamente com os doutores Andres Gordon e Júlio Almeida, aceitaram fazer parte da composição da banca do trabalho final (membros titulares e suplentes), trazendo considerações importantes, elevando o nível do trabalho com sua revisão e discussões relevantes.

Das Pedras

Ajuntei todas as pedras
que vieram sobre mim.
Levantei uma escada muito alta
e no alto subi.
Teci um tapete floreado
e no sonho me perdi.

Uma estrada,
um leito,
uma casa,
um companheiro.
Tudo de pedra.

Entre pedras
cresceu a minha poesia.
Minha vida...
Quebrou pedras
e plantou flores.

Entre pedras que me esmagavam
Levantei a pedra rude
dos meus versos.

RESUMO

CAMARGO, Gisele Nery. *Alternativas para modelos de velocidades sísmicas dos rafts no Complexo de Marlim, na Bacia de Campos, e os impactos na volumetria dos reservatórios do pré-sal*. 2022. 98 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

Os modelos de velocidades sísmica fazem parte do processo de construção de imagens sísmicas, que, por sua vez, são a base para estudos de subsuperfície e, portanto, têm importância significativa, especialmente quando inseridos em contextos geológicos de áreas estruturalmente deformadas. Em algumas partes da Bacia de Campos, *offshore* do Brasil, a cobertura sedimentar acima dos reservatórios da seção pré-sal apresenta estruturas complexas, principalmente devido à tectônica *raft* que posiciona, lateralmente, domos de sal, *rafts* carbonáticos e sedimentos siliciclásticos. Este trabalho utilizou um extenso banco de dados de poços disponíveis, contido no Complexo de Marlim como base para analisar as velocidades sísmicas dos *rafts* carbonáticos e seus impactos relacionados às estimativas volumétricas dos modelos de reservatórios do pré-sal. Os dados de poços, combinados com uma interpretação sísmica detalhada, levaram a proposição de sete cenários alternativos de velocidades sísmicas para os *rafts*, permitindo analisar as incertezas de estimativas de profundidade do topo do reservatório pré-sal, bem como a variação volumétrica das rochas onde os hidrocarbonetos estão presentes. As motivações geológicas para cada cenário são discutidas com o objetivo de desenvolver modelos de profundidades restritas para reservatórios do pré-sal, em função da presença destes *rafts*. Os modelos resultantes são comparados quantitativamente em termos de previsões de profundidade e *gross-rock volume*, que são algumas das métricas de incertezas padrão para a tomada de decisões na indústria de petróleo, particularmente em regiões sem informações de poços. Os resultados confirmaram que a topografia dos reservatórios do pré-sal pode variar consideravelmente, mesmo nos cenários construídos a partir de dados de poços e as referidas restrições geológicas. A variação da topografia do reservatório impacta em várias suposições sobre a interpretação em subsuperfície, com consequências para a caracterização geológica do pré-sal e respectivo desenvolvimento dos campos desta seção.

Palavras-chave: *Raft* carbonático. Tectônica de sal. Velocidades sísmicas. Modelagem de velocidades. Incertezas volumétricas. Reservatórios do pré-sal. Bacia de Campos.

ABSTRACT

CAMARGO, Gisele Nery. *Alternatives for raft seismic velocity models in the Marlim Complex, in the Campos Basin, and the impacts on the pre-salt reservoir volumes*. 2022. 98 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

Seismic velocity modeling is part of the seismic image building process, and the seismic images are the foundations for subsurface studies, having significant importance especially when inserted in the structurally deformed geological contexts. In some regions of the Campos Basin, offshore Brazil, the sedimentary overburden above the pre-salt reservoirs section presents this structural complexity, mainly due to raft tectonics that laterally poses salt domes, carbonate rafts and siliciclastic sediments. This work is developed using an available and extensive wells' database, inserted in the Marlim Complex, which allowed seismic velocities analysis of the carbonate rafts, providing a general idea about the related impacts over the gross-rock volumetric estimations of the pre-salt reservoir package. The well data combined with a detailed seismic interpretation led to the proposition of seven alternative seismic velocity scenarios for the rafts, driving the uncertainties analysis regarding forecast of the pre-salt reservoir depth, as well as the volumetric variation of the rocks where hydrocarbons is inserted in. The geological motivations for each scenario are discussed providing a comprehensive understanding of how the gross-rock volume may vary depending on the presence of these rafts as well as because the internal composition of the rafts. The resulting models are quantitatively compared in terms of depth predictions and gross-rock volume, which are some of the standard uncertainty metrics for decision making in the oil industry, particularly in regions where the well information is absent. The obtained results confirmed that the topography of pre-salt reservoirs can vary considerably, even in scenarios built from well data and geological constraints. The description of the reservoir topography impacts on several assumptions about the field subsurface interpretation, with consequences for the seismic geological exploration, characterization, development, and production of the pre-salt section.

Keywords: *Raft* carbonates. Salt Tectonics. Seismic Velocities. Velocity modeling. Volumetric Uncertainties. Pre-salt reservoirs. Campos Basin.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Localização da área de estudo.....	19
Figura 2 –	Fluxo de trabalho aplicado ao projeto de pesquisa.....	23
Figura 3 –	Localização da Bacia de Campos.....	28
Figura 4 –	Carta estratigráfica da Bacia de Campos.....	29
Figura 5 –	Seção geológica transversal da Bacia de Campos.....	30
Figura 6 –	Modelo de formação de sais em bacia salina restrita.....	32
Figura 7 –	Modelo evolutivo da plataforma carbonática em Marlim Leste.....	35
Figura 8 –	Estágio de desenvolvimento da tectônica <i>raft</i>	37
Figura 9 –	Formação da estrutura de casco de tartaruga no contexto de tectônica extensional.....	39
Figura 10 –	Estágios do crescimento de falhas da tectônica <i>raft</i>	40
Figura 11 –	Interpretação regional e classificação dos domínios da tectônica de sal..	42
Figura 12 –	Restauração da tectônica <i>raft</i> na Bacia de Campos.....	43
Figura 13 –	Distribuição das velocidades compressoriais (vp) de rochas sedimentares e vulcânicas em bacias sedimentares.....	46
Figura 14 –	Seção sísmica com velocidades esquemáticas.....	49
Figura 15 –	Seção sísmica atravessada por poços com a variabilidade de estruturas geradas pela tectônica <i>raft</i>	51
Figura 16 –	Poços com diferentes situações de soterramento.....	52
Figura 17 –	Seções sísmicas interpretadas.	53
Figura 18 –	Mapa de espessura do sal com proporções de tipos de minerais observados nos poços, para a camada denominada “sal”.....	55
Figura 19 –	Mapas de topo do sal e do <i>raft</i>	56
Figura 20 –	Seção sísmica com a interpretação dos <i>rafts</i> e sua estratigrafia interna..	57
Figura 21 –	Visualização 3D do mapa de topo do sal, seção sísmica interpretada e ilustração do preenchimento da calha siliciclástica.....	59
Figura 22 –	Correlação de poços nas sequências <i>rift</i> e <i>sag</i> do domínio pré-sal.....	61
Figura 23 –	Distribuição das velocidades WSV por domínios.	62
Figura 24 –	Correlação de poços do domínio sal; demonstra as diferenças de espessura e composição litológica.....	63
Figura 25 –	Distribuição das velocidades wsv do domínio <i>raft</i> por separação	

	estratigráfica.....	65
Figura 26 –	Correlação entre poços com as relações estratigráficas entre as sequências deposicionais do raft e sua variação e interferência em relação ao comportamento das velocidades.....	65
Figura 27 –	Seção de velocidades com a composição de velocidades utilizada para cada domínio e suas relações estruturais.....	68
Figura 28 –	Ilustração dos diferentes modelos de velocidade utilizados para o domínio <i>raft</i>	71
Figura 29 –	Mapas de distribuição dos grv 's para cada modelo adotado.....	77
Figura 30 –	Seção de amplitude sísmica com sobreposição das superfícies geradas a partir de cada modelo de velocidades.....	78

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 –	Distribuição das velocidades observadas nos poços no Complexo de Marlim, na Bacia de Campos.....	60
Gráfico 2 –	Gráfico de relação empírica entre as espessuras da camada de sal (d) e velocidade (v), média da WSV da camada de sal.....	64
Gráfico 3 –	Distribuição das distâncias entre as previsões geradas a partir da utilização de cada um dos oito modelos considerados e a respectiva profundidade constatada em cada um dos poços considerados para a análise, por terem cruzado todo o Domínio <i>Raft</i> e atingido o reservatório do pré-sal.	74
Gráfico 4 –	Distribuição da variação do GRV dos volumes propostos a partir do volume de referência (M#1).....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Distribuição da produção nos maiores campos produtores em 2021 (pré-sal e pós-sal).....	27
Tabela 2 –	Estratégias de modelagem de velocidade do Domínio <i>Raft</i>	70
Tabela 3 –	Distâncias entre as previsões de profundidade dos oito modelos e as respectivas profundidades constatadas nos poços.....	73
Tabela 4 –	Volumes de Rocha ou GRV's calculados para cada um dos oito modelos considerados.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CAL	Perfil de caliper
DT	Perfil sônico de poço de tempo de trânsito (delta tempo)
GR	Perfil de poço de raios gama ou <i>Gama-Ray</i> .
GRV	<i>Gross-Rock Volume</i>
LITHO	Perfil de interpretação litológica
MD	<i>Measured Depth</i>
RHOB	Perfil de poço de densidade.
PSTM	<i>Pre-Stack Depth Migration</i>
VP ou Vp	Velocidade da onda P ou velocidade da onda sísmica compressional.
VTI	<i>Vertical Transverse Isotropy</i>
TVDSS	<i>True vertical depth from sub subsurface.</i>
WSV	<i>Well Seismic Velocity</i>

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	16
1	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO E DADOS UTILIZADOS.....	19
2	METODOLOGIA.....	23
3	A BACIA DE CAMPOS.....	26
4	TECTÔNICA DO SAL NA BACIA DE CAMPOS.....	31
4.1	Deposição da camada salina.....	31
4.2	Deposição da plataforma carbonática.....	33
4.3	Tectônica do sal e o estilo tectônico <i>raft</i>.....	35
4.4	A HALOCINESE E OS <i>RAFTS</i> NA ÁREA DE ESTUDO.....	40
5	A IMPORTÂNCIA DE MODELOS DE VELOCIDADE SÍSMICA EM AMBIENTES COMPLEXOS.....	45
6	RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES.....	50
6.1	INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 3D DAS PRINCIPAIS GEOMETRIAS ASSOCIADAS AOS <i>RAFTS</i> CARBONÁTICOS.....	50
6.2	VELOCIDADE SÍSMICA DE POÇO.....	59
6.3	MODELOS GEOLÓGICOS DE VELOCIDADES.....	66
6.4	PREVISÕES DE PROFUNDIDADE PARA O TOPO DO PRÉ-SAL E INCERTEZAS NO VOLUME DE ROCHA (GRV).....	72
	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	80
	CONCLUSÕES.....	84

REFERÊNCIAS	86
APÊNDICE A – Resumo do trabalho apresentado na SBGF Em 2021.....	97
APÊNDICE B – Trabalho submetido a <i>Petroleum Geoscience</i> (aceito em novembro, 2022).....	98

INTRODUÇÃO

A tectônica de sal na Bacia de Campos pode ser dividida em dois domínios regionais: extensional, na porção proximal e compressional, na porção distal (Demercian *et al.*, 1993; Mohriak *et al.* 1998). A área do Complexo de Marlim é uma região prolífica em hidrocarbonetos que compreende os campos petrolíferos de Marlim, Marlim Leste e Marlim Sul, que são fortemente afetados pelos movimentos de sal sendo, portanto, incluídos no domínio extensional (Demercian *et al.*, 1993; Mohriak, 2003; Davison, 2007).

No presente estudo, observa-se que a área é caracterizada por variações laterais significativas da espessura do sal, apresentando domos de sal de aproximadamente 1.000 m de espessura e porções mais delgadas, em torno de 40 m, resultando localmente em feições sísmicas semelhantes a cicatrizes de sal, que são confirmadas pelos poços. As variações de espessura e geometria do sal na região vem sendo relatadas também por Demercian *et al.*, 1993; Mohriak *et al.*, 2008 e têm sido relacionadas à formação dos *rafts* carbonáticos, que apresentam espessura média de cerca de 1000 m (Milani *et al.*, 2007). Os *rafts* são porções rompidas da plataforma carbonática posicionada acima do sal, compondo um estilo estrutural denominado tectônica *raft* (Duval *et al.*, 1992, Mohriak *et al.*, 1995). Este estilo estrutural também forma falhas normais lítricas destacadas no topo do sal, resultando em dobramento de camadas sedimentares com grandes depocentros preenchidos com sedimentos siliciclásticos (Mohriak *et al.*, 1988; Cobbold & Szatmari, 1991; Quirk *et al.*, 2012).

Nas relações estruturais observadas se destacam a justaposição lateral de *rafts* carbonáticos, domos de sal e espessas cunhas siliciclásticas que geram geometrias complexas (Mohriak & Szatmari, 2001; Castro & Fugita, 2004). Tal disposição leva a significativos contrastes laterais de velocidades sísmicas, devido à disposição espacial de litotipos com comportamentos de velocidades sísmicas distintas: sedimentos siliciclásticos, sal e carbonatos. Essa heterogeneidade de velocidades impõe desafios adicionais à construção dos modelos de velocidades sísmicas, impactando as atividades de subsuperfície, como construção da imagem sísmica, análise de incerteza de profundidade e segurança nas operações de perfuração (Maul, 2020). A modelagem em ambientes complexos reforça a importância do mapeamento preciso e caracterização geológica para se produzir modelos de velocidades confiáveis e compatíveis com as velocidades observadas em perfis de poços. Neste contexto, Camargo *et al.* (2021) discutem como a tendência da velocidade do *raft*

carbonático na Bacia de Campos deve refletir o contexto geológico principal, conforme informações obtidas nos perfis dos poços perfurados.

Os modelos de velocidades sísmicas são cruciais para o processamento sísmico, afetando a qualidade das imagens e o correto posicionamento dos eventos sísmicos em profundidade. A exploração de hidrocarbonetos de áreas estruturalmente complexas requer atenção especial na construção destes modelos de velocidades (Maul *et al.*, 2021a). Assim, corpos de sal associados à tectônica extensional e compressiva aumentam essa complexidade geológica e o arranjo de velocidades, importantes para a construção de imagens sísmicas confiáveis (Jones & Davison, 2014). A adição de elementos geológicos no fluxo de trabalho de construção dos modelos de velocidades tem sido defendida por muitos autores, com especial atenção para os reservatórios do pré-sal brasileiro (Guo & Fagin, 2002; Huang *et al.*, 2010; Jones & Davison, 2014; Falcão, 2017; Maul, 2020; Maul *et al.*, 2021a.; Teixeira, 2021).

A densa amostragem de poços no Complexo de Marlim, combinada com a disponibilidade de dados sísmicos 3D de boa qualidade, permitiu definir quatro domínios de velocidades sísmicas distintos: o Domínio Siliciclástico, o Domínio Sal, o Domínio *Raft* e o Domínio Pré-Sal. Os três domínios superiores são os que, mais significativamente, afetam as previsões de profundidade para os reservatórios do pré-sal em termos de efeitos de velocidades. A literatura que mais recentemente discute sobre os impactos das velocidades sísmicas sobre os reservatórios do pré-sal tem se concentrado na caracterização da velocidade do sal (Jones & Davison, 2014; Falcão, 2017; Maul, 2020).

Apesar de muitos trabalhos sobre velocidades sísmicas de carbonatos envolverem depósitos carbonáticos do recente, por exemplo nas Bahamas (Anselmetti & Eberli, 2001), existe uma lacuna na literatura que envolva discussões sobre a velocidades sísmicas dos *rafts* carbonáticos, embora esses corpos geológicos possam ser mais espessos que a camada de sal em algumas áreas de exploração de hidrocarbonetos, como observado na Bacia de Campos.

O Objetivo deste trabalho foi explorar, mais detalhadamente, o Domínio *Raft* e os impactos relacionados neste domínio, tendo como referência a base do sal, considerada a referência mais rasa para os reservatórios da seção pré-sal, na Bacia de Campos e denominada de Formação Macabu (Winter *et al.*, 2007). A análise indicou que posicionamentos confiáveis de profundidade afetam significativamente os cenários volumétricos para os reservatórios da seção pré-sal. Desse modo, devido à vasta coleção de informações levantadas, também são apresentadas e realizadas discussões acerca dos demais domínios. Um resultado interessante, que será abordado adiante, é a existência de uma correlação inversa da velocidade intervalar média da camada de sal relacionada à sua variação de espessura, devido à proporção de

anidrita existente, ou seja, quanto mais delgada a camada de sal, maior a média das velocidades intervalares do sal, conforme observado anteriormente em Borges *et al.*, 2015.

Através da proposição de diferentes metodologias construiu-se modelos de velocidades sísmicas geologicamente restritos ao Domínio *Raft*. Para isso, sete métodos serão apresentados e detalhados. Esta metodologia, nos leva ao objetivo maior do trabalho que é o de avaliar o impacto no posicionamento em profundidade das camadas do reservatório pré-sal, devido às diferentes velocidades sísmicas adotadas para o *raft*. Os efeitos foram quantificados numericamente no cálculo de volume de rocha (*gross-rock volume* - GRV), da zona do reservatório do pré-sal, tendo como base uma referência única, e comparando as profundidades do horizonte previstas com marcadores de poços perfurados na área em avaliação.

Os sete métodos utilizados para a modelagem do Domínio *Raft* resultaram, respectivamente, em sete modelos 3D de velocidades sísmicas distintos do modelo de velocidades construído na etapa de processamento sísmico, neste caso *Pre-Stack Depth Migration* (PSDM), este último refletindo o padrão da indústria. Os modelos foram utilizados para estabelecer o topo da superfície do reservatório do pré-sal em profundidade, de acordo com cada um dos modelos escolhidos. As diferenças entre as profundidades sísmicas e os marcadores de poços são os primeiros critérios quantitativos utilizados para avaliação da qualidade dos modelos. O resultado da distribuição gráfica de como as profundidades dos modelos se aproximam dos marcadores dos poços, denota a importância de trabalhar com diferentes cenários na construção dos referidos modelos.

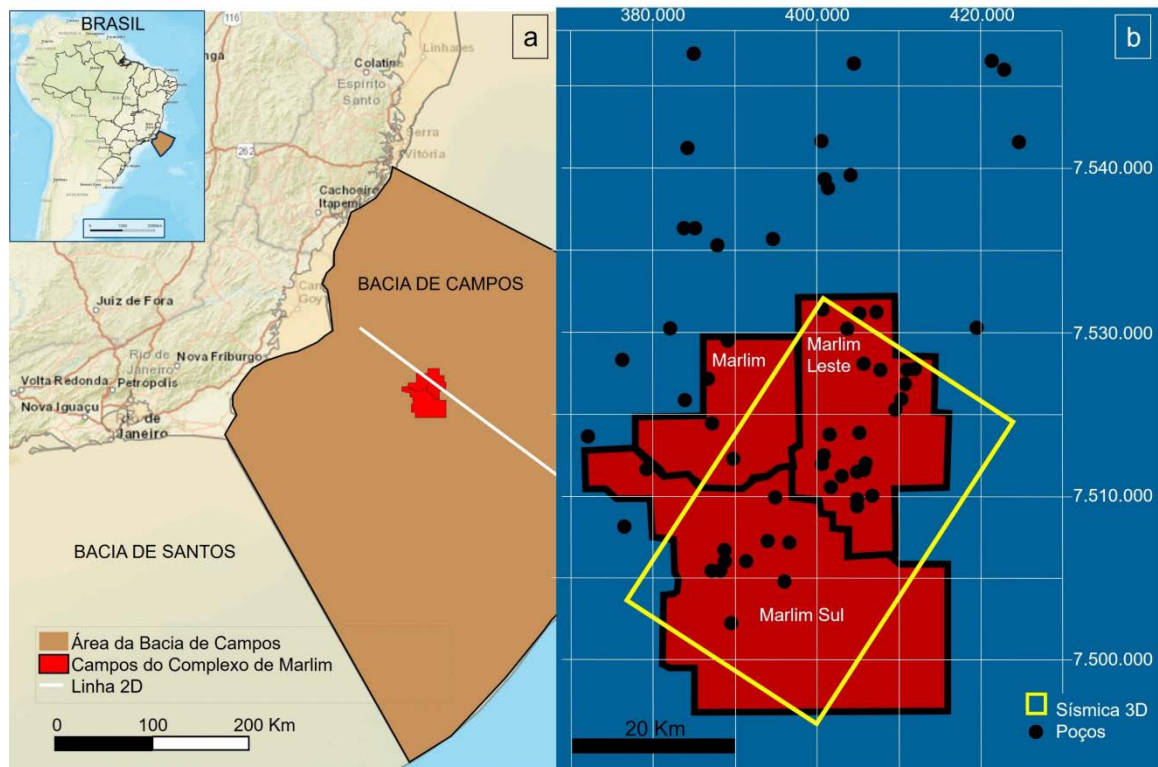
As variações do GRV devido às velocidades do *raft* ficaram em torno de 6% para os cenários, em geral definindo um intervalo de confiança para cálculo de incertezas volumétricas. Cenários de variações extremas foram considerados ao se utilizar critérios geológicos para capturar regiões que não possuem informações de poços perfurados. Esses cenários atingiram até 40% de variação em termos de GRV. Entre os cenários pessimistas e otimistas, o topo do pré-sal pode variar até 200 m de profundidade, impactando na geometria da estrutura. As seções a seguir descrevem a área de estudo, os dados disponíveis e a metodologia para a construção dos diferentes modelos de velocidades sísmicas para o Domínio *Raft*.

1 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO E DADOS UTILIZADOS

Os dados aqui utilizados são classificados como públicos e foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em 2020, para fins acadêmicos de realização de projetos de pesquisas.

O dado sísmico disponível é o volume 3D R058_3D_SPEC_MARLIM_PSDM de amplitude sísmica, com fase zero, que cobre uma área de cerca de 1100 km² no Complexo Marlim na Bacia de Campos, na porção *offshore* sudeste do Brasil (Figura 1), envolvendo parcialmente os campos de Marlim, Marlim Leste e Marlim Sul. Os dados sísmicos são uma aquisição de azimute único com cabos rebocados do tipo *streamer*, e o processamento inclui um algoritmo de migração de profundidade pré-empilhamento (*Pre-Stack Depth Migration - PSDM*) com uma velocidade de Isotropia Transversal Vertical (*Vertical Transverse Isotropy - VTI*). A interpretação regional de linhas 2D, do levantamento 0258_2D_SPEC_BM_C, atravessa o volume 3D e apoiou a interpretação do Complexo de Marlim dentro de um contexto geológico mais regional.

Figura 1 – Localização da área de estudo.



Legenda: (a) Área de estudo do Complexo de Marlim na Bacia de Campos, *offshore* brasileiro e linha sísmica 2D regional (Line 2D 0258-3173. FIN65). (b) A localização dos campos de Marlim, Marlim Leste e Marlim Sul (vermelho) e o contorno dos dados sísmicos 3D PSDM (amarelo). Os pontos pretos representam os poços que foram selecionados para o estudo.

Fonte: A autora, 2022.

Para se obter as feições geológicas do ambiente de tectônica *raft* com o maior número de amostras, foram selecionados para o estudo todos os poços do Complexo de Marlim e arredores (campos de Marlim, Marlim Leste, Marlim sul, Albacora, Albacora Leste, Viola, Voador, Marlim, Barracuda e Caratinga) que atravessassem profundidades de 2900 m ou mais, somando um total de 92 poços, também solicitados e disponibilizados pela ANP (em julho de 2020). Destes, foram utilizados 58 poços no estudo que contém o perfil sônico compressional, sendo que 58 contemplam o Domínio Silicisclástico, 41 o Domínio *Raft*, 40 o Domínio Sal, e 37 o Domínio Pré-sal.

As informações utilizadas no trabalho incluem quatro perfis *wireline*: raios gama (GR), densidade (RHOB), sônico compressional (DT) e caliper (CAL). Além disso, um conjunto relevante de perfis de poços incluiu a classificação litológica (LITHO) e a interpretação de marcadores bioestratigráficos (Quadro 1).

Quadro 1- Relação de poços e perfis utilizados no trabalho.

		Nomenclatura ANP	Nomenclatura Petrobras	Bloco	MD	Perfis				Dado sísmico	2D próxima		
						DT	RHOB	CAL	GR	LTHO	3D	<1500m	
		11											
Siliciclásticos		1-RJS-489-RJ	1RJS 0489 RJ	MLS	3751	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3149	
		3-RJS-443-RJ	3RJS 0443 RJ	MLS	4164	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		9-MLS-83DP-RJS	9MLS83DPRJS	MLS	3875	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		1-BRSA-15-RJS	1RJS553	BC-400	3375	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		1-BRSA-187-RJS	1RJS597	BC-50	3137	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		1-RJS-541-RJS	1RJS 541	BC-50	2886	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3181	
		3-BRSA-292-RJS	3RJS615	BC-50	2774	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		3-BRSA-306-RJS	3RJS616	BC-50	2850	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		3-BRSA-337-RJS	3RJS624	BC-50	3343	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		3-BRSA-385-RJS	3RJS638	BC-50	2860	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	4-BRSA-210-RJS	4RJS595	BC-50	2877	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
		7											
Raft		7-MLL-59D-RJS	7MLL59DRJS	MLL	4391	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLL-60D-RJS	7MLL60DRJS	MLL	4529	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		4-RJS-382-RJ	4RJS 0382 RJ	MLS	3950	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLS-175D-RJS	7MLS175DRJS	MLS	5015	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLS-230D-RJS	7MLS230DRJS	MLS	5100	✓	x	x	x	x	✓		
		3-BRSA-1123-RJS	3AB125RJS	AB	4814	✓	✓	✓	✓	✓	✓	>4500	
	6-BRSA-17-RJS	6RJS556	MRL	3726	✓	✓	✓	✓	✓	✓	>2500		
		37											
Raft + Sal	W#1	1-BRSA-182-RJS	1RJS602	BC-400	5246	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#2	3-BRSA-363D-RJS	3MLL20DRJS	MLL	4780	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#3	3-BRSA-468-RJS	3MLL22RJS	MLL	4650	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#4	3-BRSA-1017D-RJS	3MLL69DRJS	MLL	4644	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#6	6-BRSA-318-RJS	6MLL14RJS	MLL	5233	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#7	6-BRSA-726DP-RJS	6MLL57DPRJS	MLL	4666	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#8	6-BRSA-817-RJS	6MLL70RJS	MLL	4890	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#12	7-MLL-72-RJS	7MLL72RJS	MLL	4625	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#13	7-MLL-77D-RJS	7MLL77DRJS	MLL	1420	✓	x	x	x	x	✓		
		9-MLL-51D-RJS	9MLL51DRJS	MLL	4488	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#14	9-MLL-79D-RJS	9MLL79DRJS	MLL	1691	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		6-BRSA-1349-RJS	6MLS233RJS	MLS	4600	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#5	3-BRSA-653D-RJS	3MLS126DRJS	MLS	4935	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#9	6-BRSA-517-RJS	6MLS122RJS	MLS	4678	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#10	6-BRSA-647D-RJS	6MLS146DRJS	MLS	4704	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLS-225D-RJS	7MLS225DRJS	MLS	5031	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#11	6-BRSA-409-RJS	6MRL180RJS	MRL	5351	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		6-BRSA-770D-RJS	6MRL199DRJS	MRL	5122	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3165 e 3244	
		9-MRL-231D-RJS	9MRL231DRJS	MRL	3459	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	W#22	1-BRSA-230-RJS	1RJS607	BC-400	5139	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3199	
		1-RJS-66-RJ	1RJS 66 RJ	Brasil	4491	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3228	
	W#23	1-RJS-117-RJS	1RJS 0117 RJ	MO	5217	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3177	
	W#19	1-RJS-138-RJ	1RJS 0138 RJ	Brasil	4993	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3193	
		1-RJS-154B-RJ	1RJS 0154B RJ		1964	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3199	
		1-RJS-368-RJ	1RJS 0368 RJ	AB	3660	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3236A	
	W#24	1-RJS-386-RJS	1RJS 0386 RJ	MO	5569	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL3177	
	6-BRSA-259-RJS	6ABL29RJS	ABL	3140	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3244		
	3-BRSA-1117D-RJS	3VD19DRJS	VD	5294	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IN3157 e XL3244		
W#25	3-BRSA-1238-RJS	3AB126RJS	AB	4802	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3236 e IL3236A		
W#20	3-BRSA-1316-RJS	3AB128RJS	AB	4683	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL3236A		
W#16	6-RJS-457-RJ	6RJS 457 RJ	AB	5356	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3236A		
W#17	6-BRSA-752A-RJS	6BR63ARJS	BR	4858	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3244		
	6-BRSA-721-RJS	6MO3RJS	MO	4925	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL 3177		
	6-BRSA-811D-RJS	6ABL57DRJS	ABL	5274	✓	✓	x	✓	✓	✓	>3500		
W#21	6-BRSA-899D-RJS	6AB119DRJS	AB	4900	✓	✓	✓	✓	✓	✓	IL3236A		
W#18	6-BRSA-990-RJS	6VL10RJS	VL	5250	✓	✓	✓	✓	✓	✓	XL 3228		
W#26	6-BRSA-1250-RJS	6ABL85RJS	ABL	4610	✓	✓	✓	✓	✓	✓	>2900		
						✓	✓	✓	✓	✓			
Siliciclástico + Sal	W#15	3-BRSA-1054D-RJS	3MLL71DRJS	MLL	4742	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLL-73D-RJS	7MLL73DRJS	MLL	4659	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
		7-MLL-78D-RJS	7MLL78DRJS	MLL	4672	✓	x	✓	✓	✓	✓		

Legenda: Relação de poços utilizados no projeto com a nomenclatura ANP e a nomenclatura Petrobras. Em destaque estão os principais domínios amostrados pelos poços, levando em conta que o Domínio siliciclástico foi amostrado por quase todos os poços, mesmo que em menor proporção. Informações adicionais incluem o Bloco de petróleo no qual os poços estão perfurados, a profundidade final medida (MD), a relação de perfis disponíveis, se o poço passa pela região do dado 3D ou se encontra próximo a algum dado 2D. AB, Albacora; ABL, Albacora Leste; BC, Bacia de Campos; MLL, Marlim Leste, MLS Marlim Sul; MO, Moréia; MRL; Marlim; VD; Voador; VL; Viola.

Fonte: A autora, 2022.

O Complexo de Marlim compreende vários níveis de horizontes produtores, incluindo reservatórios na sequência *sag* do pré-sal e rochas carbonáticas e siliciclásticas dentro de uma espessa camada de sobrecarga deformada pela tectônica salina extensional. Muitos poços foram perfurados nesta área, amostrando a camada de sal, os *rafts* carbonáticos e uma espessa sequência siliciclástica associada aos *rollovers*.¹

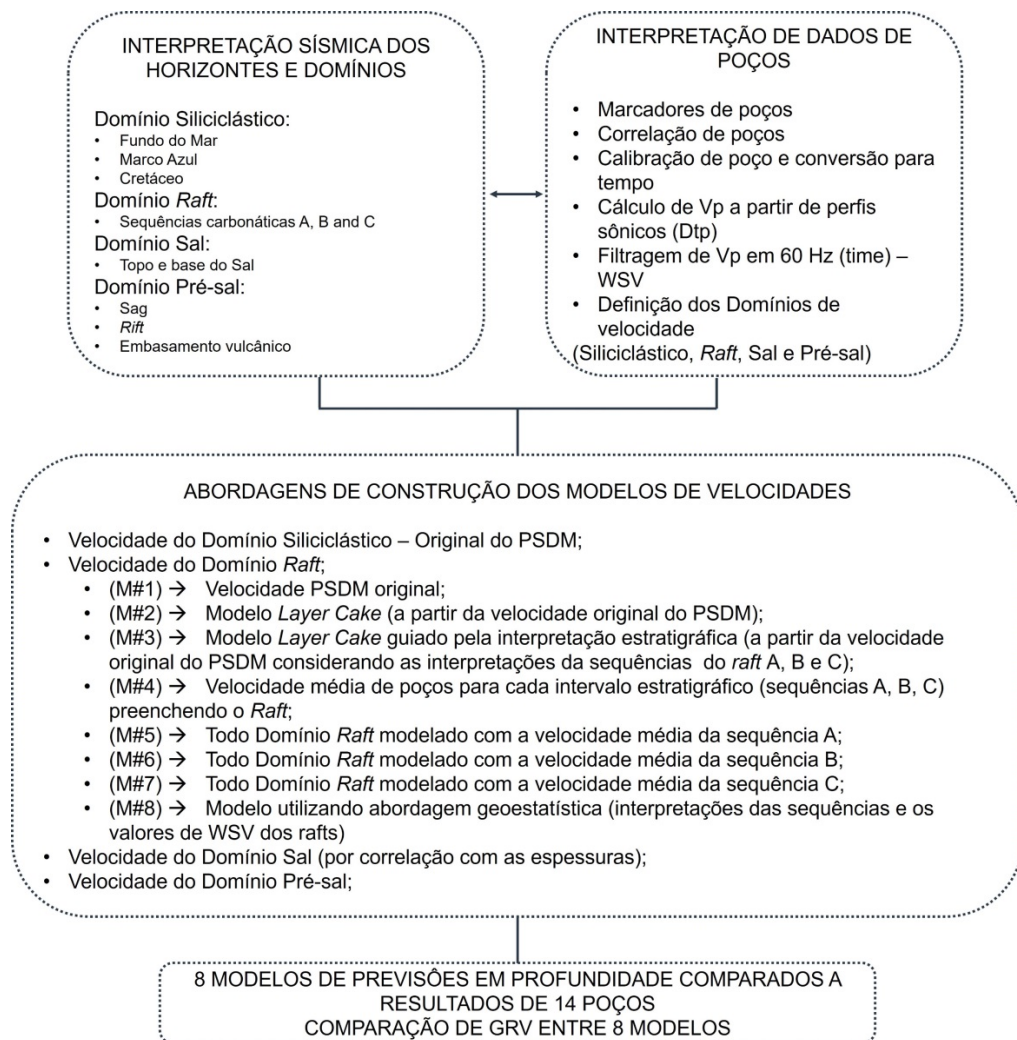
As rochas reservatório mais prolíficas do Complexo de Marlim são os turbiditos Neógenos (Dias *et al.*, 1990; Lopes, 2004). Em algumas partes do complexo, os *rafts* carbonáticos Albianos também contém rochas reservatório que são produtoras de hidrocarbonetos (Bruhn *et al.*, 2003), assim como os carbonatos do pré-sal Aptiano a Barremiano (Abelha & Petersohn, 2018.) Além da boa qualidade dos dados sísmicos, o amplo conjunto de poços contendo todos os perfis desejáveis necessários para este estudo garantiu controle de poço suficiente para a construção de modelos de velocidades sísmicas.

¹ *Rollover*: Estrutura sin-deposicional desenvolvida dentro do bloco abatido de falha (capa) de grandes falhas normais lítricas. Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/Rollover_antifolds. Em 22/05/2022, tradução livre.

2 METODOLOGIA

O fluxo de trabalho aplicado nesta pesquisa está resumido na Figura 2. Primeiramente, os perfis sônicos foram utilizados para calcular os perfis de velocidades sísmicas. Em seguida, esses perfis de velocidades foram analisados e classificados em quatro diferentes domínios de velocidades coincidentes com feições geológicas tectono-sedimentares estabelecidas anteriormente. Por fim, a mesma classificação de domínio de velocidades foi aplicada às camadas definidas pelos horizontes interpretados no dado sísmico.

Figura 2 - Fluxo de trabalho aplicado ao projeto de pesquisa.



Legenda: Fluxo de trabalho descrevendo a metodologia para construção de modelos geológicos de velocidades sísmicas de acordo com as alternativas de velocidade para os *rafts* carbonáticos (Domínio *Raft*) e os respectivos impactos na estimativa de volume de rocha (GRV).

Fonte: A autora, 2022.

As correlações de perfil de poço, interpretação de marcadores e interpretação sísmica 3D foram realizadas de forma simultânea, incluindo a calibração com os sismogramas sintéticos dos poços. Os sismogramas sintéticos e marcadores de poços auxiliaram na delimitação do topo e do fundo dos quatro domínios principais: o Domínio Siliciclástico, o Domínio *Raft*, o Domínio Sal e o Domínio Pré-sal. Além disso, outros horizontes que delimitam sequências internas importantes foram interpretados, incluindo o embasamento vulcânico, o *rift* e o *sag*, no Domínio Pré-sal. Três sequências carbonáticas deposicionais internas aos carbonatos foram mapeadas no Domínio *Raft*, uma vez que essas camadas apresentam também variações de velocidades observadas nos poços. Por fim, os horizontes do Cretáceo, Marco Azul e o fundo do mar foram mapeados no Domínio Siliciclástico.

Apenas poços que atingiram profundidades superiores a 2900 m (TVDSS) foram selecionados para este trabalho, pois continham informações sobre o sal, *rafts* carbonáticos e os sedimentos siliciclásticos nas áreas mais profundas próximas às regiões de cicatrizes do sal. Os 58 poços selecionados foram perfurados no Complexo de Marlim e seus arredores (Figura 1) possibilitando uma avaliação regional mais ampla das velocidades. Os perfis sísmicos (DT) são amostrados a cada 20 cm e, para comparar com os dados sísmicos (que possui gride vertical, em profundidade, de 5 m), foi aplicado um filtro de “corta alta” para frequências maiores que 60 Hz – este valor corresponde à frequência máxima² nos dados sísmicos disponíveis. Os perfis de velocidade filtrados são denominados, a partir de agora, como velocidades sísmicas dos poços, em inglês *Well Seismic Velocity* (WSV).

A interpretação sísmica 3D e WSV foram os principais resultados utilizados como entrada para construir os modelos de velocidades sísmicas, guiando a geometria das células modeladas por domínios, preenchendo os valores de velocidades analisados a partir de perfis. Uma estratégia única de modelagem foi proposta para o Domínio Sal. Sete modelos foram propostos para explorar múltiplos cenários no Domínio *Raft* – que é o principal objeto geológico avaliado nesta pesquisa. Estes modelos foram comparados, então, com o modelo original de velocidades do processamento sísmico PSDM, resultando assim em oito cenários de velocidades distintos. O horizonte de base do sal (topo do reservatório do pré-sal) corresponde a um refletor proeminente abaixo das estruturas do *raft* e da camada de sal. Sendo assim, este horizonte correspondente à base do sal foi escolhido como nível de

² Frequência máxima definida a partir de uma *inline* que passa na parte central do dado 3D, atravessando o *raft* central, em tempo. Nesta *inline*, a frequência acima de -2dB está aproximadamente entre 20 e 60 Hz.

referência para analisar e quantificar os efeitos em profundidade e volume de rocha entre oito cenários de velocidades referentes ao Domínio *Raft*.

A construção dos oito modelos de velocidades do Domínio *Raft* seguiu diferentes estratégias. Para o M#1 foi considerado o modelo de velocidade original do processamento PSDM. Este modelo servirá de referência para as comparações dos resultados por ser considerado como resultado de uma metodologia padrão da indústria para a construção de modelos de velocidades sísmicas. M#2 é uma aplicação da metodologia tipo *layer cake*, conforme descrita por Schultz (1999) sobre a velocidade original do PSDM no Domínio *Raft*. M#3 é uma outra aplicação da abordagem tipo *layer cake* sobre a velocidade original do PSDM, mas agora considerando a restrição estratigráfica da interpretação das Sequências A, B e C carbonáticas, que subdividem o Domínio *Raft*. Para o M#4 foi aplicada uma velocidade média dos poços para cada uma das Sequências carbonáticas A, B e C preenchendo o *raft* com valores distintos para cada sequência interpretada no Domínio *Raft*. Em M#5, o Domínio *Raft* completo é preenchido utilizando-se a velocidade média dos poços da Sequência A. Em M#6, todo o Domínio *Raft* é preenchido adotando-se a velocidade média dos poços da Sequência B. Em M#7, novamente todo o Domínio *Raft* é preenchido com a velocidade média dos poços da Sequência C. Para o M#8 foi adotada uma abordagem geoestatística considerando interpretação de sequências como guias de distribuição, e a propriedade de *logs* WSV para preencher Domínio *Raft*.

A posição em profundidade da superfície do topo do pré-sal, convertida considerando os oito modelos diferentes para o Domínio *Raft*, foi comparada com a posição de marcadores de 14 poços que atravessam o *raft* e o sal, atingindo os reservatórios da seção pré-sal, levando-se a possibilidade de uma discussão quantitativa sobre a maior acurácia dos modelos quanto à sua previsibilidade na posição dos poços. As análises de GRV foram estimadas tomando como referência um mesmo contato óleo/água arbitrário para comparar as respostas dos modelos. Os mapas GRV resultaram em diferentes geometrias para o topo do reservatório, devido às variações de velocidades do Domínio *Raft*.

3 A BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos tem sido descrita por diversos autores que relatam desde aspectos de sua geologia até questões econômicas e climáticas. No âmbito da geologia, a bacia tem sido caracterizada desde a década de 1930, de forma que existe ampla literatura publicada, permitindo uma percepção mais regional ou mais detalhada, a partir das descrições de feições sísmicas e sedimentos encontrados nos poços (Dias *et al.*, 1987; Mohriak & Barros, 1990; Cainelli & Mohriak, 1999; Guardado *et al.*, 2000; Milani *et al.*, 2001; Bruhn *et al.* 2003; Winter *et al.*, 2007; Souza, 2007).

O conhecimento geológico da Bacia de Campos e demais bacias brasileiras têm se desenvolvido com importante contribuição dos estudos da indústria do petróleo, e vem evoluindo na medida em que são desenvolvidas novas técnicas de imageamento sísmico (tecnologias de aquisição e processamento), perfuração de poços cada vez mais profundos e com melhores condições de coleta e tratamento de dados de rocha (Bruhn *et al.*; 2017).

Desde as primeiras descobertas de hidrocarbonetos em águas profundas (lâminas d'água superiores a 400 m) na década de 1970, a Bacia de Campos apresenta um histórico de sucesso na descoberta de petróleo chegando a produzir um total de 1,5 milhões de barris de óleo por dia no ano de 2006 (Souza, 2007). No primeiro semestre de 2011 sua produção, nos reservatórios da seção pós-sal, chegou à marca de 1,75 milhão de barris de petróleo por dia (Souza & Sgarbi, 2019).

De acordo com Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional de Petróleo (ANP) de março de 2021, atualmente a Bacia de Campos é a segunda maior bacia produtora de hidrocarbonetos no Brasil, atrás apenas da Bacia de Santos (devido à produção dos reservatórios da seção Pré-sal). Contudo, ainda se destaca com a produção dos campos do Complexo de Marlim (Marlim Leste e Marlim, na Tabela 1) entre os 19 maiores produtores do intervalo estratigráfico conhecido como Pré-sal.

Tabela 1- Distribuição da produção nos maiores campos produtores em 2021 (pré-sal e pós-sal)

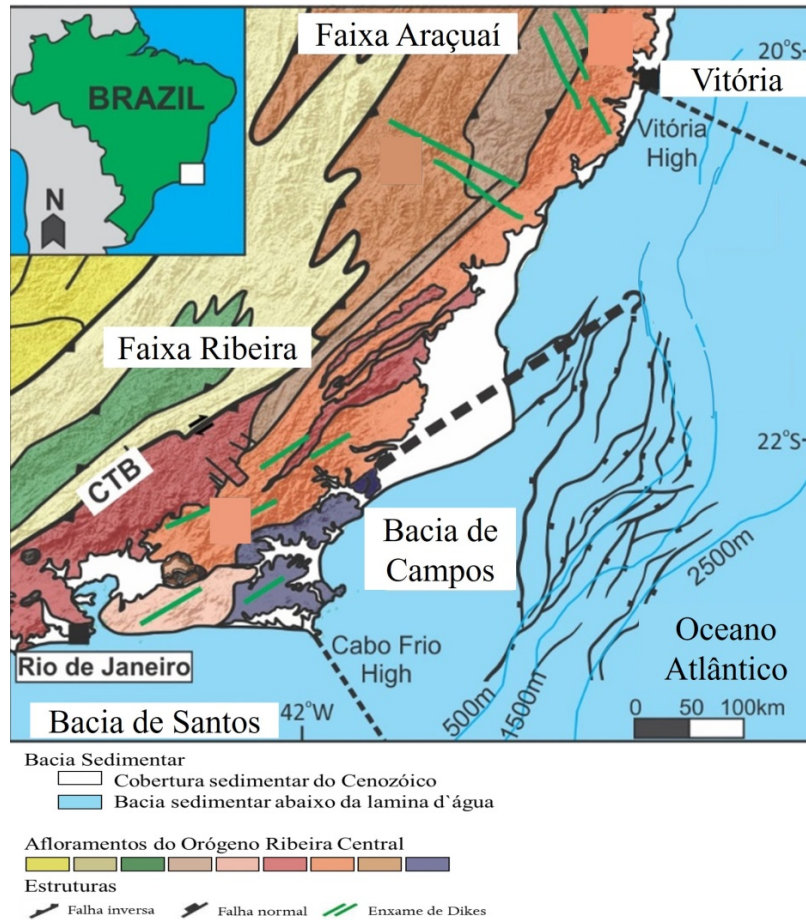
Campo	Petróleo (bbl/d)		Gás natural (Mm ³ /d)		Produção (boe/d)	
	Pré-sal	Pós-sal	Pré-sal	Pós-sal	Pré-sal	Pós-sal
Tupi ^c	862.193	0	40.167	0	1.114.835	0
Búzios ^{co}	555.297	0	21.960	0	693.424	0
Sapinhoá ^c	193.404	0	9.502	0	253.171	0
Jubarte ^c	108.304	60.063	3.917	643	132.943	64.104
Atapu ^{co}	66.985	0	2.168	0	80.624	0
Sururu ^c	59.782	0	2.073	0	72.822	0
Sul de Tupi ^{co}	50.471	0	2.204	0	64.333	0
Lapa ^c	50.605	0	2.025	0	63.343	0
Mero ^p	43.925	0	2.893	0	62.121	0
Berbigão ^c	48.188	0	660	0	52.336	0
Oeste de Atapu ^c	13.910	0	450	0	16.743	0
Marlim Leste ^c	9.429	31.744	174	532	10.523	35.088
Albacora ^c	6.512	14.879	196	203	7.743	16.155
Sudoeste de Sapinhoá ^p	5.601	0	275	0	7.332	0
Anc_Tupi	3.781	0	165	0	4.819	0
Marlim ^c	4.234	29.715	77	280	4.720	31.478
Tambuatá ^c	3.584	0	142	0	4.476	0
Noroeste de Sapinhoá ^p	3.259	0	160	0	4.266	0
Barracuda ^c	2.424	27.497	42	457	2.690	30.374
Total Geral	2.091.890	163.897	89.252	2.115	2.653.266	177.198

Legenda: C: Concessão, CO: Cessão Onerosa, P: Partilha.

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional de Petróleo (ANP) de março de 2021.

A Bacia de Campos situa-se na margem sudeste brasileira, abrangendo 100.000 km² desde sua plataforma continental até a batimetria de 3000 m (Milani & Araujo, 2003). É classificada, atualmente, como uma bacia de margem passiva formada durante o rompimento do Gondwana que levou à abertura do Oceano Atlântico Sul no Cretáceo Inferior (Asmus & Porto, 1972), tendo passado pelos estágios de bacia do tipo *rift* e *sag*. Estruturalmente, a bacia é limitada ao norte pelo Arco de Vitória (Alto de Vitória-Colatina) e ao sul pelo Alto de Cabo Frio (Asmus, 1984; Mohriak & Barros, 1990; Mohriak, 2003; Figura 3). A origem das bacias marginais divergentes do Atlântico Sul está relacionada ao tectonismo extensional que se iniciaram no Jurássico Superior e atingiram seu clímax no Cretáceo Inferior (Chang *et al.*, 1992; Mohriak & Fainstein, 2012; Heine *et al.*, 2013).

Figura 3 - Localização da Bacia de Campos.

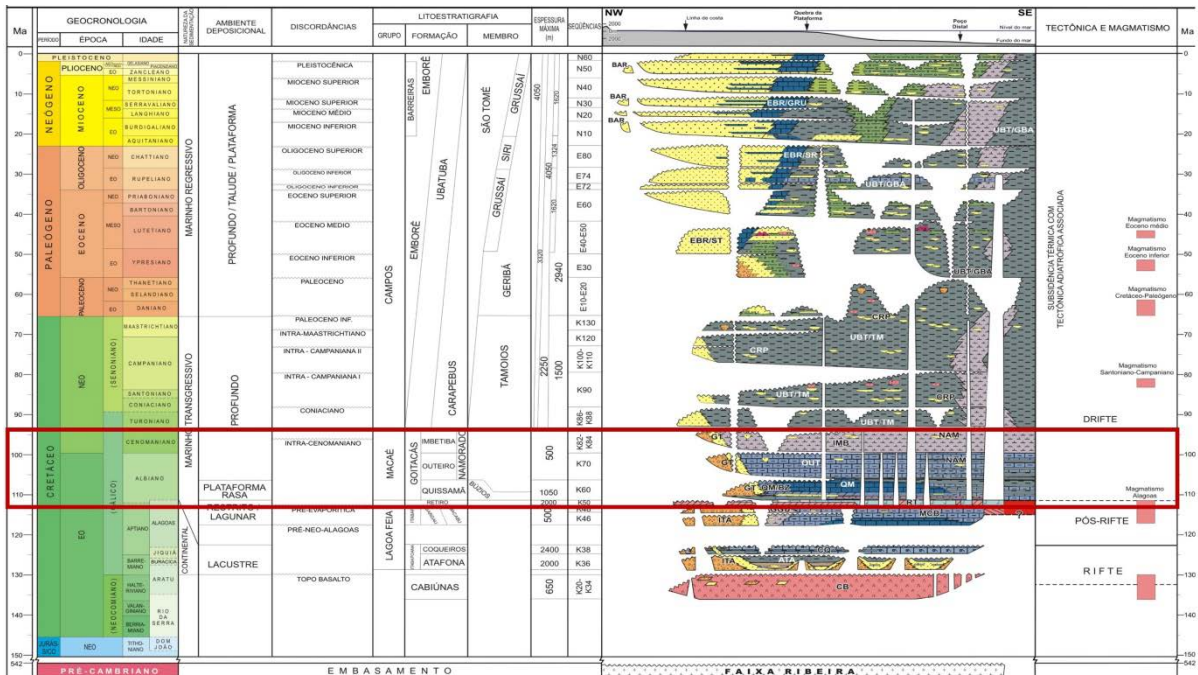


Legenda: Mapa da Bacia de Campos com a localização das principais estruturas que limitam a bacia: O Alto de Vitória (*Vitória High*), Alto de Cabo frio (*Cabo frio High*), afloramento das estruturas do embasamento em diversas cores, e porção da bacia sedimentar de Campos nas colorações azul, branco e roxo.

Fonte: Trouw *et al.*, 2013; Martins *et al.*, 2021; Strugale & Cartwright, 2022. Modificado pela autora.

Segundo Winter *et al.* (2007), a Bacia de Campos é caracterizada por três supersequências sedimentares: *Rift*, *Pós-Rift* e *Drift* (Figura 4). A supersequência *Rift* é composta por sedimentação continental ocorrida sob a movimentação direta das falhas desenvolvidas no embasamento que controlavam o arcabouço estrutural. A supersequência *Pós-Rift* é composta por duas sequências primárias: as sequências carbonáticas e siliciclástica, que formam a bacia do *sag*, no Aptiano Inferior, e a sequência evaporítica do Aptiano Superior, formada principalmente por halita e anidrita depositadas em uma fase de transição para o ambiente marinho.

Figura 4 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos

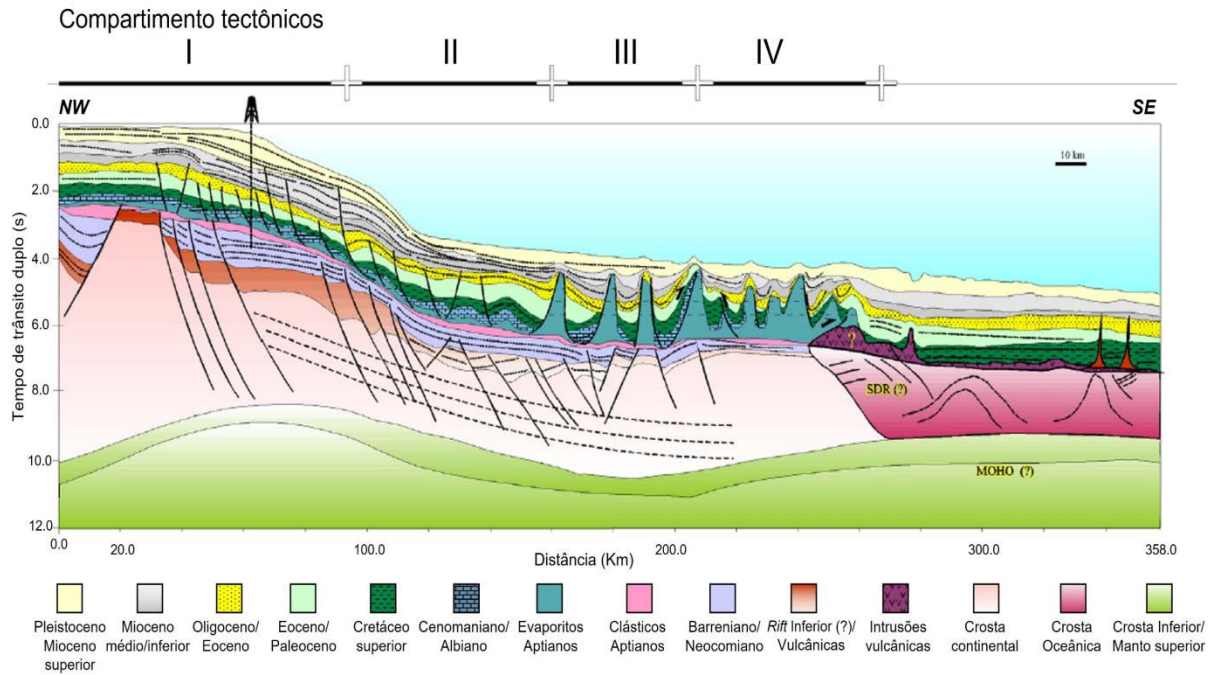


Legenda: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. O destaque em vermelho posiciona o intervalo estratigráfico que é o principal objeto deste estudo: Formação Retiro e Grupo Macaé, com impactos na Formação Barra Velha (Bacia de Santos).

Fonte: Winter *et al.*, 2007. Modificada pela autora.

Os sedimentos de ambiente marinho aberto depositados do Albiano ao Cretáceo Superior representam uma sequência transgressiva relacionada à subida do nível do mar. As sequências do Paleógeno ao Pleistoceno representam uma sequência regressiva com vários eventos de progradação. Essas sequências constituem a supersequência *Drift*, formada sob um regime de subsidência térmica associado à halocinese (Chang *et al.*, 1988, 1992). A configuração atual da bacia pode ser observada na seção da Figura 5.

Figura 5 - Seção Geológica Transversal da Bacia de Campos.



Legenda: Seção geológica construída a partir de imagens sísmicas da Bacia de Campos, ilustrando as seqüências estratigráficas *sin-rift*, e *pós-rift* a os compartimentos tectônicos associados a halocinese.

Fonte: Mohriak *et al.*, 1998; Mohriak *et al.*, 1999; Mohriak, 2003; Mohriak, 2019. Modificado pela autora.

4 TECTÔNICA DO SAL NA BACIA DE CAMPOS

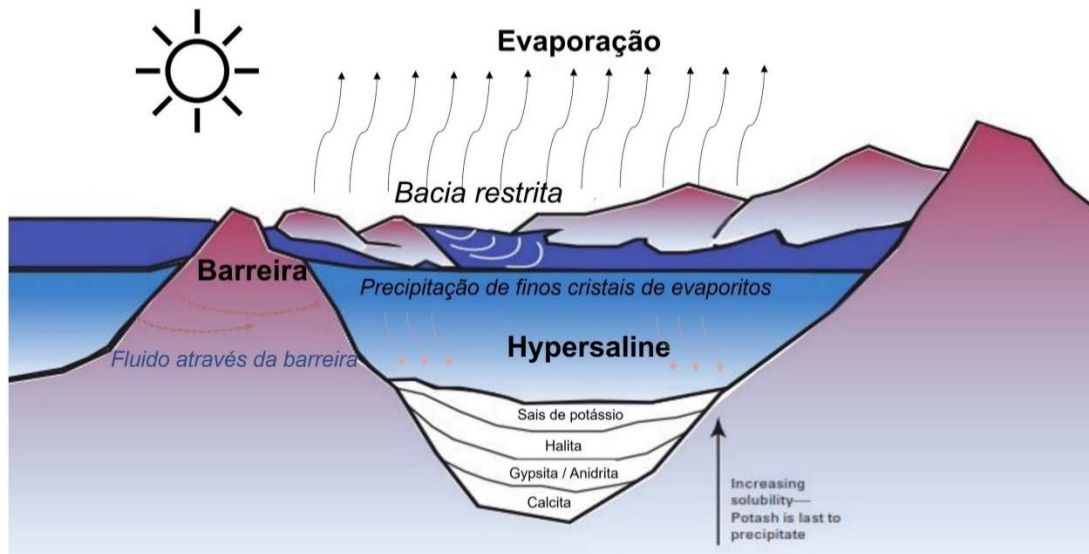
Na área em estudo, os litotipos que se contrastam quanto às velocidades sísmicas quando, comparadas aos siliciclásticos, são os depósitos de evaporitos e os carbonatos da plataforma sotoposta, que foi deformada por halocinese (Figura 5). Por este motivo, este trabalho tem como foco a análise das relações estruturais entre a seção evaporítica que contém a Formação Retiro, do Aptiano Superior, e os carbonatos do Grupo Macaé, depositadas nos estágios iniciais da supersequência de *Drift*.

4.1 Deposição da camada salina

As rochas evaporíticas são formadas a partir da cristalização de minerais salinos precipitados pelo aumento da concentração de íons em corpos aquosos, geralmente causada pela evaporação da água salgada (de origem marinha), que comumente apresenta maiores proporções dos ânions Cl^- , CO_3^{-2} ou SO_4^{-2} e cátions de Na^+ , Mg^{+2} , Ca^{+2} e K^+ , formando predominantemente sais de halita e gipsita, que posteriormente transformam-se em anidrita pela perda de água estrutural (Warren, 2016).

Backer (2018) exemplifica que os modelos de deposição geralmente são função do enriquecimento de íons devido a evaporação da água presente na salmoura, maior do que a taxa de influxo de água, comumente associadas a um ambiente quente e árido (Figura 6). O corpo aquoso geralmente encontra-se isolado por barreiras que impedem influxos periódicos, apenas propiciando influxos eventuais, entretanto sem circulação de água conectada ao ambiente marinho.

Figura 6 – Modelo de formação de sais em bacia salina restrita.



Legenda: Modelo do processo de precipitação dos evaporitos em bacia salífera restrita pode ser aplicado para compreensão da formação dos depósitos de evaporitos durante o Aptiano no Atlântico Sul. Fonte: Backer (2018). Adaptado pela autora.

A deposição dos cristais segue preceitos de química e hidrogeologia observados por Hite (1973) e Taylor (1985), e os estudos de estratigrafia de sequências têm observado que o influxo é controlado pela variação do nível do mar (Pontes *et al.*, 2021). Os ciclos de influxos sucessivos de águas salgadas oceânicas obedecem a uma ordem de precipitação de acordo com a concentração e a solubilidade dos diferentes sais (Mohriak *et al.*, 2008).

Os evaporitos formaram-se durante o início da separação dos continentes quando a entrada de água do mar ainda estava obstruída por uma barreira (Mohriak *et al.*, 2008). A deposição do sal na Bacia de Campos ocorreu sobre a crosta continental que estava em processo de distensão. O sal depositou-se sobre estruturas pré-existentes do rifteamento, durante o processo de quebra continental do Gondwana e demarca o início da formação do Oceano Atlântico Sul, num momento em que a circulação marinha era considerada restrita. Esta fase marcada pela deposição dos evaporitos salinos é classificada por Winter *et al.*, (2007) como fase transicional.

O registro geológico da Bacia de Campos indica que a camada de sal maciça foi depositada em um curto intervalo de tempo estimado entre 0,7 e 1 Ma na região *offshore* (Winter *et al.*, 2007). Os mesmos autores defendem que os ciclos evaporíticos preservaram aspectos do ambiente deposicional original, pois os minerais mais solúveis estão associados ao aumento da salinidade da salmoura. De acordo com Schreiber *et al.* (2007), os episódios de dissecação da bacia resultaram na precipitação de diferentes minerais evaporíticos, formando

combinações de anidrita, anidrita + halita e anidrita + halita + carnalita/silvita.

A morfologia de golfo evoluiu, para condições de mar franco, devido ao evento tectônico de inserção de crosta oceânica causando subsidência termal, e levando à sedimentação marinha franca. Durante o Albiano se estabeleceu um ambiente de sedimentação carbonática, e no Mesoalbiano ocorreu intensa instabilização gravitacional da camada de sal (halocinese), que resultou em sua fluência para leste, devido ao basculamento da bacia na direção *offshore* (Castro & Picolini, 2015).

4.2 Deposição da plataforma carbonática

A transição entre os evaporitos aptianos e os carbonatos albianos é determinada pelo início da deriva continental, e pelas ingressões marinhas com a subida do nível do mar e/ou aumento da batimetria. A partir do Eo-Albiano inicia-se a deposição da plataforma carbonática da Formação Quissamã (do Grupo Macaé) na Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007). O modelo deposicional da Formação Quissamã (Winter *et al.*, 2007) é uma rampa em ambiente predominantemente nerítico raso (Dias-Brito, 1982; Spadini *et al.*, 1988). A interpretação de linhas sísmicas tem indicado um comportamento mais homogêneo desta sequência sedimentar basal, que apresenta isópacas mais regulares, regionalmente menos influenciadas pela tectônica salífera do que as sequências mais novas (Figueiredo *et al.*, 1985).

A sequência *Drift* na Bacia de Campos compreende a sedimentação carbonática do Grupo Macaé que se depositou do Albiano ao Cenomaniano sendo composto pelas sequências K60 e K82-K84. De acordo com a carta estratigráfica da Bacia de Campos (Figura 4) a deposição das sequências do Grupo Macaé ocorreu durante um período de cerca de 18 Ma. Litologicamente, ao longo da borda oeste da bacia ocorre uma associação complexa de leques aluviais, leques deltaicos e fan-deltas (clásticos) além de bancos e lagunas cálcio-pelíticas (sistema misto), conhecido como Grupo Macaé proximal, Formação Goitacás (Figura 4; Guardado *et al.*, 1989 Winter *et al.*, 2007).

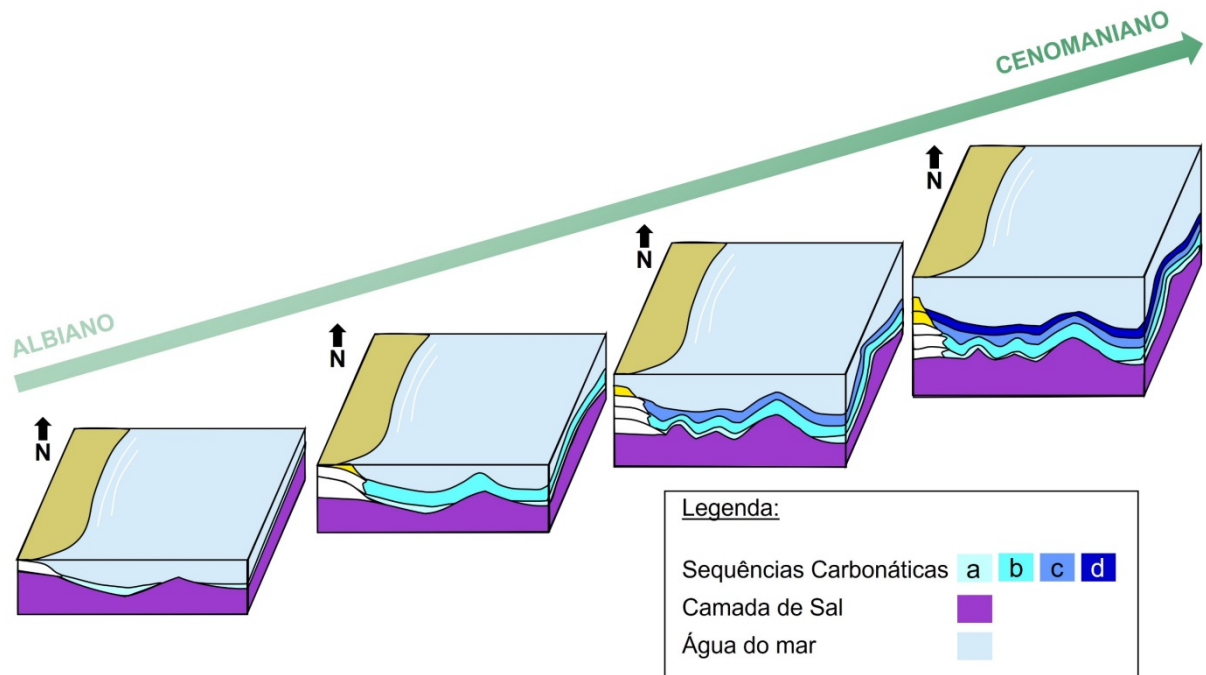
Nas porções intermediárias da bacia desenvolveram-se os carbonatos de ambientes de alta energia, cujas unidades litológicas são divididas em três formações: Quissamã, Outeiro e Imbetiba (Winter *et al.*, 2007). A Formação Quissamã apresenta *grainstones* oolíticos/

oncolíticos, calcilutitos, margas e folhelhos. Esta formação foi depositada em um mar epicontinental restrito sob condições de clima quente e seco (Spadini *et al.*, 1988). A Formação Outeiro sobrepõe-se à Formação Quissamã. Esta unidade contém *mudstones*, margas e folhelhos intercalados com corpos de arenitos, originados por fluxos gravitacionais (Castro & Picolini, 2015). A Formação Imbetiba sobrepõe-se à Formação Outeiro. Esta unidade geológica compreende *mudstones* e margas depositada em ambiente marinho profundo (Winter *et al.*, 2007).

Rebelo *et al.* (2021), utilizando dados sísmicos e de poços na região de Marlim Leste, apresentam um modelo de fácies para as sequências carbonáticas. A sequência basal foi depositada em uma lagoa hipersalina relativamente restrita, que passou a ser inundada desde o início do Albiano, porém mantendo as condições marinhas restritas operantes durante a deposição de evaporitos, o que fez com que houvesse baixa produção de sedimentos. Esta interpretação envolve a deposição lenta de carbonatos e o estabelecimento de uma configuração de plataforma em rampa descontínua até o completo afogamento do sistema deposicional. O último estágio durante a subida relativa do nível do mar se desenvolveu em um contexto de circulação marinha aberta, demonstrado pela ocorrência das primeiras fácies siliciclásticas da sucessão, indicando uma zona nerítica gradando para configuração batial superior, quando a criação do espaço de acomodação tornou-se maior do que a produção de sedimentos.

A Figura 7, modificada de Rebelo *et al.* (2021) ilustra as 4 sequências carbonáticas identificadas pelos autores como (a) estágio inicial da plataforma carbonática, com menor expressão sedimentar gradando para um (b) ambiente marinho raso, com associações deposicionais concomitantes de alta energia, parcialmente protegido, com águas relativamente mais profundas, em uma série de ciclos raseamento-ascendentes. Estes são superpostos por (c) uma maior taxa de deposição com mudança progressiva de *grainstones* oolíticos/oncolíticos para lamitos e *wackstones* em direção ao topo da sequência, representando a deposição em condições marinhas abertas. E, finalmente (d) primeiras ocorrências de fácies siliciclásticas da sucessão, associadas com predominância fácies de granulação fina siliciclástica e fácies mistas, demonstrando o início da entrada de terrígenos na bacia, e indicando a gradação de um ambiente de zona nerítica para ambiente batial superior (profundidade de água > 200 m; Koutsoukos & Dias-Brito, 1987; Spadini *et al.*, 1988).

Figura 7 – Modelo Evolutivo da plataforma carbonática em Marlim Leste.



Legenda: Modelo evolutivo do Grupo Macaé do Albião ao Cenomaniano, na região do Campo de Marlim Leste.

Fonte: Rebelo *et al.*, 2021. Adaptado pela autora.

Apesar de Rebelo *et al.* (2021) não incluir a tectônica de sal em suas análises, as restaurações da plataforma carbonática feitas por Machado Jr. *et al.* (2007) indicam que a plataforma carbonática teve uma evolução única e preservada até ser fragmentada no Albião inferior por ação da halocinese, resultando no cenário atual de blocos independentes.

4.3 Tectônica do sal e o estilo tectônico Raft

As rochas formadoras da seção evaporítica salina têm propriedades físicas distintas de todas as demais rochas. Devido à sua mobilidade, podem fluir mesmo em condições de baixas temperaturas e pressões, formando exuberantes estruturas deformadas em bacias sedimentares evaporíticas (Fossen *et al.*, 2016). A movimentação da camada salina é denominada halocinese, e a tectônica de sal refere-se aos mecanismos responsáveis pela deformação da camada “mãe” de sal com a formação de estruturas em escala regional, bem como a deformação das rochas subjacentes (Mohriak *et al.*, 2008).

A capacidade de rochas salinas fluírem no meio com certa facilidade em relação às demais rochas, ocorre devido a sua grande solubilidade e baixa viscosidade, conferindo à camada de sal um comportamento plástico. Uma camada de sal mesmo muito delgada, durante sua movimentação pode controlar a estruturação das rochas subjacentes e ampliar a área deformada, por causa de sua tendência a ser uma camada de descolamento (Fossen *et al.*, 2016). O corpo salino apresenta baixa resistência aos esforços compressivos podendo ter um comportamento comparado ao de um fluido, quando considerado o tempo geológico (Mohriak & Szatmari, 2001).

Sua movimentação em relação às outras camadas sedimentares foi compreendida até o início do século XX como associada a eventos compressivos (Mohriak *et al.*, 2008). Segundo os mesmos autores, em 1901 a descoberta de petróleo no sul do Texas, foi associada à ocorrência de diápiros de sal, sendo essa uma importante observação que resultou em vários programas de pesquisa que visaram identificar diápiros de sal em subsuperfície, com ênfase na utilização de métodos gravimétricos, na busca por reservatórios de petróleo.

Os modelos compressivos idealizados na Europa tinham dificuldade de serem adotados na América do Norte (Mohriak *et al.*, 2008), o que inspirou a comunidade científica a estudar o fenômeno a partir de outros modelos como, por exemplo, os modelos de fluido (Barton, 1933) até evoluir para os modelos de tectônica extensional que hoje são aplicados às bacias da margem brasileira (Mohriak *et al.*, 2008).

Jackson (1995) subdivide em “eras” a compreensão científica sobre os mecanismos de deformação das camadas salinas, de acordo com a teoria vigente na comunidade científica sobre explicações dos fenômenos observados a respeito da tectônica salina. Segundo este autor, a chamada “era da tectônica extensional”, teve como base conceitos do estilo tectônico extensional para compreender a tectônica de sal, incluindo a deformação dútil da sobrecarga sedimentar (não salina) para a formação de diápiros de sal. Jackson (1995) identificou que, partir do final da década de 1980, este modelo se tornou predominante na tentativa de explicar a formação de diápiros de sal, especialmente nas margens continentais divergentes, onde são identificadas relações espaciais entre halocinese e falhas normais lítricas (Mohriak *et al.*, 2008).

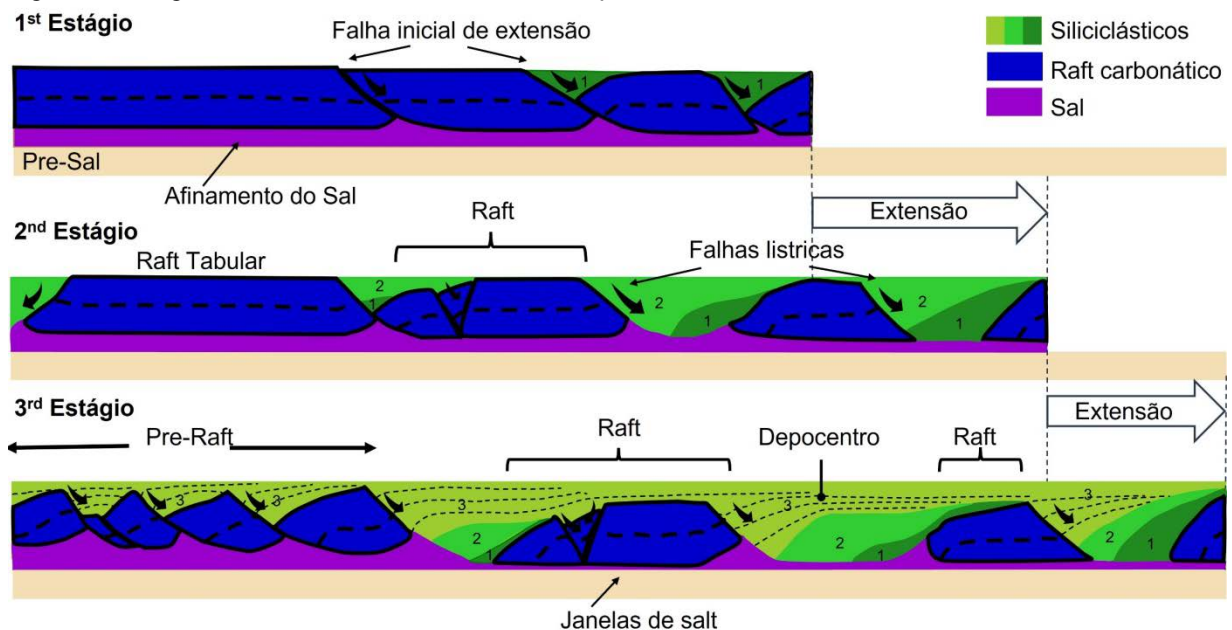
A formação de diápiros de sal, compreendida pelo mecanismo de esforços extensionais (devido à extensão regional) gera falhamentos na sobrecarga sedimentar sobreposta ao sal (Demercian *et al.*, 1993; Guerra & Underhill, 2012). Os sedimentos siliciclásticos e carbonáticos sobrepostos, em contraste ao sal, não se comportam como fluidos, o que significa que possuem uma resistência interna, rompendo-se como rochas de

caráter mais rígido (Weijermars *et al.*, 1993). A evolução da movimentação do sal é controlada ainda pela resistência interna dos sedimentos sotopostos, e pelo volume de sal necessário à continuidade do movimento, também denominado de suprimento do sal (Demercian *et al.*, 1993).

Na sucessão sedimentar, esperada para bacias de margem passiva, a deposição de rochas mais rígidas formadas por camadas sedimentares de carbonatos, está sobreposta à camada dúctil de evaporitos. A movimentação dos evaporitos como um fluxo condiciona a formação de falhas normais listricas nas camadas sobrepostas que forma a sobrecarga (Fossen *et al.*, 2016.). Estas falhas rompem os extratos mais rígidos e controlam o crescimento de uma seção sedimentar depositada contemporaneamente à movimentação do sal.

A tectônica de *rafts* ou de jangadas foi reconhecida pela primeira vez nos anos de 1970 como um estilo estrutural distinto na Bacia de Kwanza, localizada em Angola, no sudoeste africano (Burollet, 1975, Jackson & Cramez, 1989; Duval *et al.*, 1992). Duval *et al.* (1992) descrevem a tectônica de *rafts* como uma deformação distensional sem envolvimento do embasamento (*thin-skinned*) que ocorre na sobrecarga sedimentar que se sobrepõe à camada salina. Segundo estes mesmos autores, a sobrecarga sedimentar induz a movimentação do sal produzindo um estiramento de duas ou três vezes seu comprimento original por uma tectônica de falhamento normal (Figura 8).

Figura 8 – Estágio de desenvolvimento da Tectônica *Raft*.



Legenda: Estágios da tectônica de *rafts* na Bacia do Kwanza, Costa Ocidental Africana, adotadas para as bacias marginais brasileiras como análogas.

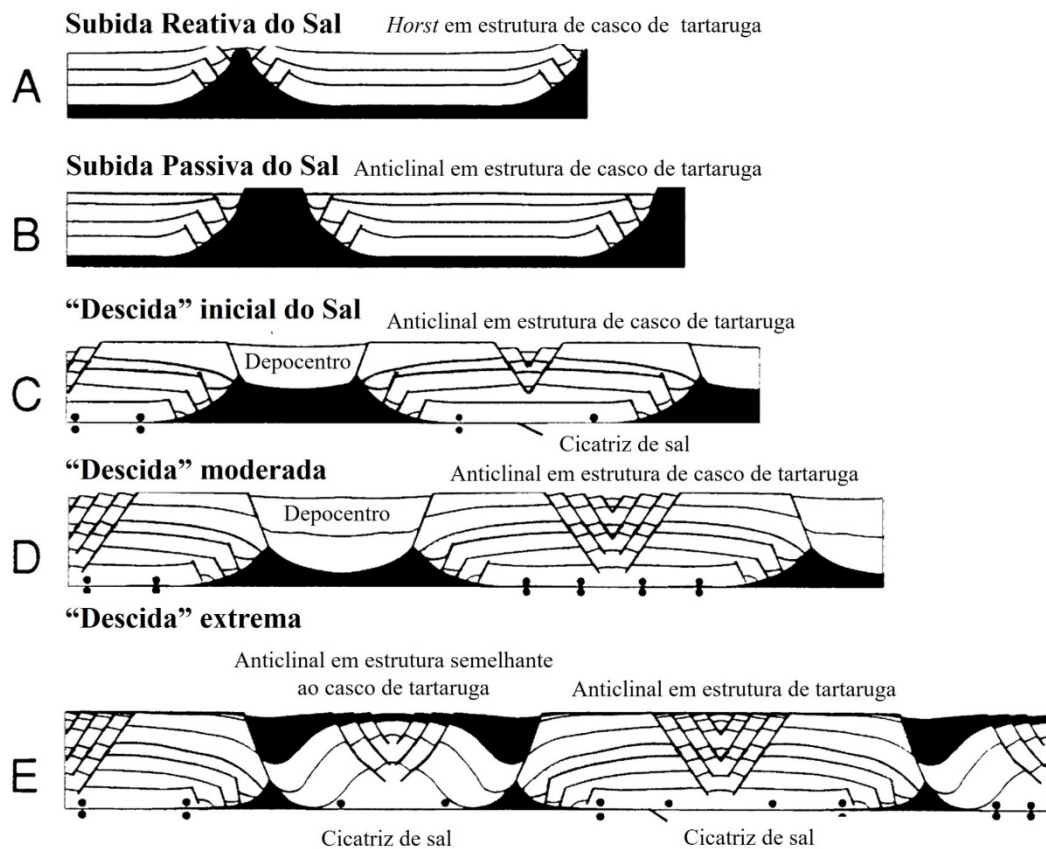
Fonte: Duval *et al.* (1992). Modificado pela autora.

O espessamento das camadas sedimentares entre domos de sal também é descrito

como estruturas tipo casco de tartaruga (*turtle back*). Esta nomenclatura foi inicialmente proposta por Trusheim (1960) para um contexto de tectônica compressiva, e passou a ser usada também para descrever feições de crescimento sedimentar entre domos no domínio extensional (Vendeville & Jackson, 1992; Figura 9). Neste contexto, esta nomenclatura passou também a ser aplicado aos *rafts* carbonáticos nas bacias brasileiras.

De acordo com Machado Jr. *et al.* (2007) os cascos de tartaruga na Bacia de Campos são *rafts* que contém um núcleo formado por um trato sedimentar acima da sequência evaporítica. De acordo com estes autores, esta estrutura apresenta fechamento periclinal (em todas as direções), se assemelhando a forma de um quelônio, e é um importante *play* exploratório se considerarmos que a plataforma carbonática contém fácies de alta energia, podendo compor sequências com altas porosidades.

Figura 9 - Formação da estrutura de casco de tartaruga no contexto de tectônica extensional.

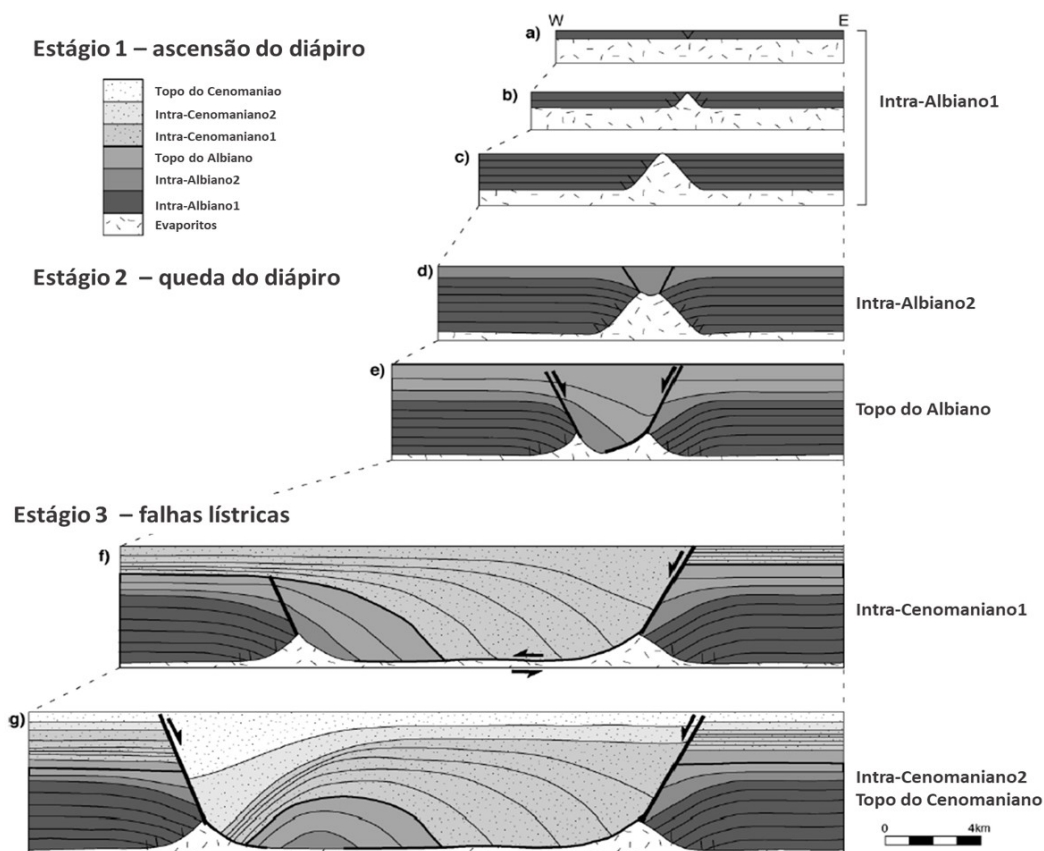


Legenda: Estágios subida e descida do sal pelo diapirismo durante a extensão regional sem envolver o embasamento. Estes estágios demonstram a formação das estruturas casco de tartaruga observada nos *rafts* de algumas bacias como a Bacia de Campos.

Fonte: Vendeville & Jackson (1992); Jackson (1995.); modificado pela autora em tradução livre.

Rouby *et al.* (2002) estudaram a cinemática de crescimento das falhas da tectônica *raft* utilizando o processo de restauração 3D na Bacia de Congo-Cabinda, em Congo-Angola, no oeste africano. Os autores defendem a evolução do sistema falhas com o desenvolvimento da jangadas e falhas de crescimento, como resultante de uma separação progressiva de dois eixos de falhamentos por extensão regional a partir de três etapas principais. A primeira etapa é ascensão de uma parede de evaporitos; a segunda é o desenvolvimento de uma estrutura simétrica à medida que a elevação do diápiro é reduzida por soterramento e; a terceira é o desenvolvimento de bacias assimétricas relacionadas a dois sistemas de falhas lístricas. Essa movimentação resulta também no desenvolvimento de bacias intermediárias localizadas entre os *rafts* que se separam (Figura 10).

Figura 10 - Estágios do crescimento de falhas da tectônica *raft*.



Legenda: A imagem demonstra o modelo conceitual de formação dos *rafts* e sua correlação estratigráfica.

Legenda modificada em tradução livre pela autora.

Fonte: Rouby *et al.* (2002). Modificado pela autora.

4.4 A halocinese e os rafts na área de estudo

A compreensão atual da halocinese na Bacia de Campos conjuga os princípios de equilíbrio isostático (diapirismo) com os fundamentos da tectônica distensiva (extensão), no contexto de fases de evolução da bacia de margem do tipo Atlântico. A evolução tectono-sedimentar da bacia está relacionada com a ruptura do supercontinente Gondwana que culminou com a formação da crosta oceânica e a separação dos continentes Sul-Americano e Africano, no Eocretáceo (Mohriak *et al.* 2008; Amarante *et al.* 2021).

De acordo com Mohriak *et al.* (2008) pelo princípio da flutuabilidade, a sobrecarga sedimentar também leva o sal a subir para uma posição onde ocorra um equilíbrio isostático. Os autores descrevem que foi demonstrado que um evaporito confinado, na direção longitudinal ou transversal de uma bacia evaporítica, pode fluir livremente para depressões

profundas, transportando e deformando as sequências sobrepostas à camada de sal. Desta forma, os autores defendem que o sal tem a tendência de fluir de áreas de grande sobrecarga para áreas de menor sobrecarga, o que propiciam fluxo dos depocentros das bacias (maior pressão confinante) para áreas de menor espessura sedimentar (menor pressão). O fluxo divergente do sal em margens convexas, como na Bacia de Campos, produz extensão, enquanto o fluxo convergente em margens côncavas para o oceano produz compressão ao longo da linha de costa (Mohriak *et al.* 2008).

Os mecanismos para a formação dos diápiros de sal na Bacia de Campos estão relacionados às forças extensionais que afetam a sobrecarga (Demercian *et al.*, 1993). O episódio de extensão regional é marcado por falhas normais que influenciam a sobrecarga sedimentar (Waisman *et al.*, 2008). A camada mais dúctil composta por evaporitos, foi sobreposta por camadas sedimentares formadas principalmente por carbonatos, na fase inicial, formando blocos rígidos. O escoamento e extensão de sal geraram falhas normais lítricas associadas ao topo do sal (Guerra & Underhill, 2012). Estas falhas rompem os estratos rígidos e controlam o crescimento de cunhas sedimentares depositadas contemporaneamente com o movimento do sal (Demercian *et al.*, 1993; Mohriak *et al.*, 2008).

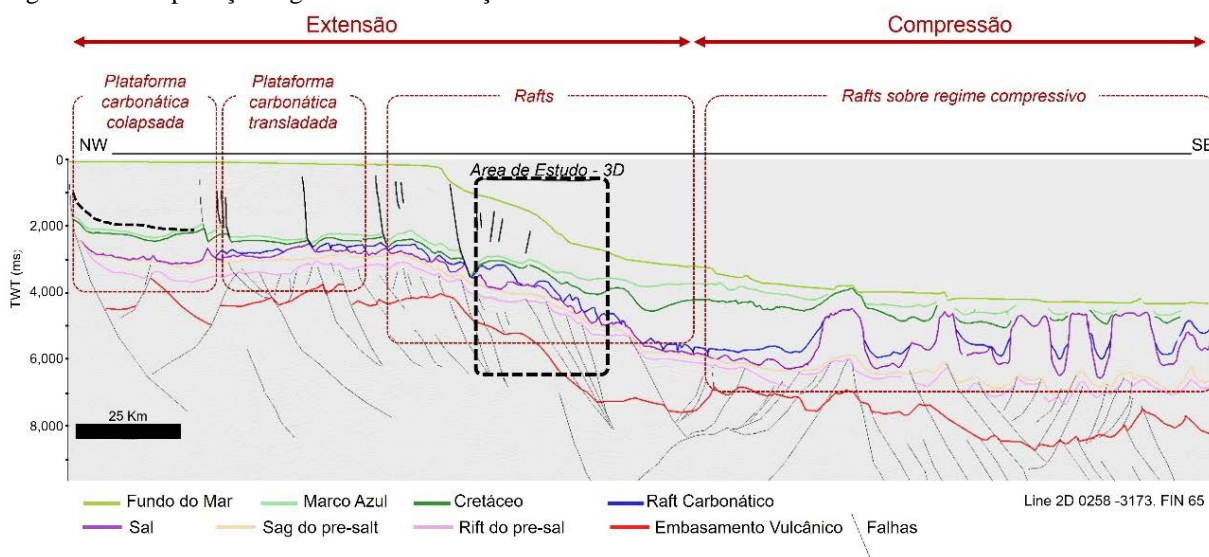
Mohriak *et al.* (2004); Mohriak & Fainstein (2012) definem a distribuição regional das estruturas salinas de acordo com os vários domínios tectônicos, da margem proximal à distal. As estruturas extensionais na margem proximal correspondem a falhas normais lítricas, resultando em estruturas de tartaruga e grandes *rollovers*. Em contraste, a margem distal é caracterizada por feições compressivas, que formam um cinturão de dobras e empurrões em direção à porção de águas profundas (Cobbold & Szatmari, 1991). Amarante *et al.* (2021) discutiram a distribuição contemporânea dessas estruturas e definiram três principais domínios de deformação, denominados Domínio Extensional, Contracional e Multifásico.

Com base na classificação de Mohriak *et al.* (1998; 1999) e Mohriak, (2019), o contexto regional da área de estudo pode ser caracterizado como pertencente ao Domínio Extensional. A Figura 11 é baseada na interpretação regional de uma linha 2D que atravessa a área de estudo. Nesta linha foram interpretados os horizontes do embasamento vulcano-sedimentar (ou pré-*rift*), a base do sal, o topo do sal, o topo dos carbonatos, o Cretáceo, o Marco azul e o Fundo do Mar.

Na seção (Figura 11) observa-se as estruturas que definem os domínios de extensão e de compressão da cobertura sedimentar pós-sal, devido à halocinese. Observa-se também que a plataforma carbonática sobrejacente ao sal, devido a sua mobilização e a deformação mais

rúptil, define então subdomínios. O primeiro domínio proximal com a ausência da plataforma carbonática, que pode ter sido total ou parcialmente transladada; no segundo domínio se observa a plataforma transladada, associada a grandes falhamentos e domos laterais. Esta plataforma encontra-se quebrada por falhas normais, entretanto os blocos não se encontram totalmente separados, podendo ser denominado de domínio pré-*raft*; o terceiro domínio define a área dos *rafts* onde os blocos compartimentados da plataforma sofreram uma separação completa; no quarto domínio os blocos carbonáticos encontram-se sobre regime compressivo entre grandes muralhas de sal.

Figura 11- Interpretação regional e classificação dos domínios da tectônica de sal.



Legenda: Interpretação regional 2D (Line 2D 0258-3173. FIN65, localizada no mapa da Figura 1) e a posição área de estudo 3D posicionada em um domínio extensional da tectônica salina controlada pela tectônica de *rafts*, seguindo os critérios de classificação de Mohriak *et al.* (1998; 1999; 2019). Focando na plataforma carbonática de Noroeste-Sudeste, a região sem assinaturas carbonáticas é interpretada como a área onde a plataforma foi removida por deslocamento; a área da bacia onde a plataforma foi transladada e quebrada em pré-*raft*, áreas de *rafts* e *rafts* em regime compressivo.

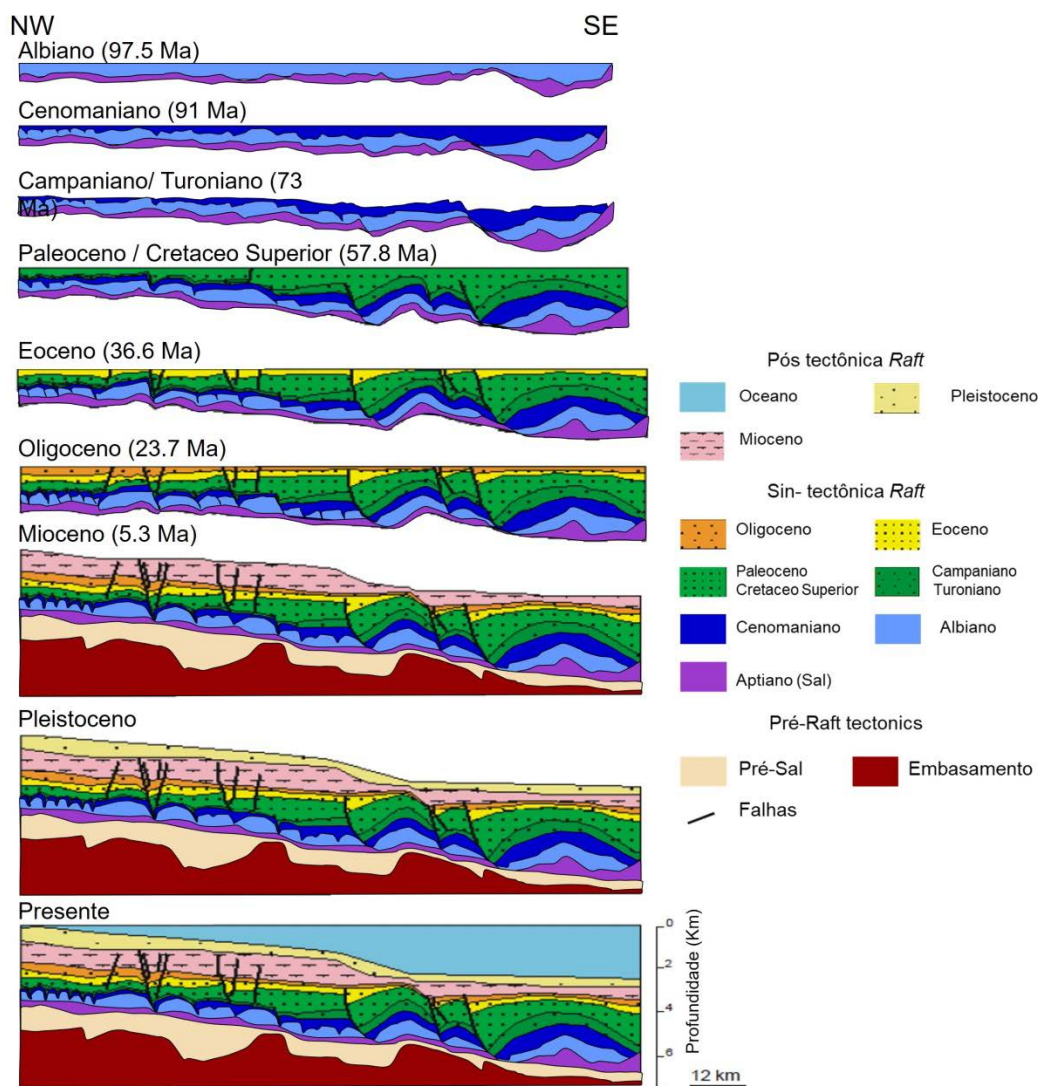
Fonte: A autora, 2022.

A área de estudo é uma região de desenvolvimento dos *rafts* destacada da Figura 11, pertencente ao domínio de extensão do sal. Neste segmento a bacia é caracterizada por *rafts* carbonáticos e calhas sedimentares espessas entre os *rafts*, onde ocorrem cunhas de crescimento e estruturas de *rollover* controladas por falhas normais lítricas que descolam a camada de sal.

O fluxo de sal na Bacia de Campos controlou a ruptura da plataforma carbonática, formando várias feições estruturais, como as estruturas “*turtle-back*” e os *rafts* carbonáticos (Meisling *et al.*, 2001; Quirk *et al.*, 2012). Fernandez *et al.* (2003); Mohriak *et al.* (2004); Waisman (2008) apresentam modelos evolutivos semelhantes para as estruturas halocinéticas

com reconstrução de estruturas tipo “tartarugas” na Bacia de Campos com restauração computacional da estratigrafia. A restauração sequencial reforça os efeitos da tectônica *raft* na plataforma carbonática e nos sedimentos siliciclásticos subjacentes desde o Albiano (Figura 12).

Figura 12 – Restauração da tectônica *raft* na Bacia de Campos.



Legenda: Modelo de reconstrução evolutiva da tectônica *raft* na Bacia de Campos no contexto extensional.
 Fonte: Fernandez *et al.*, 2003; Mohriak *et al.*, 2004. Modificado pela autora.

O modelo de restauração dos *rafts* proposto por Machado Jr. *et al.* (2007) para a Bacia de Campos (englobando a área de estudo deste projeto) propõe que a formação dos *rafts* iniciou-se no Albiano inferior, assim como indicado por Rouby *et al.* (2002) no oeste africano, através do desenvolvimento de falhas normais e lístricas que afetaram as plataformas carbonáticas. Esta plataforma carbonática, originalmente contínua, quebrou-se em função da tectônica halocinética posterior à sua deposição, segundo um sistema de ruptura induzido por

almofadas, muralhas e diápiros salinos.

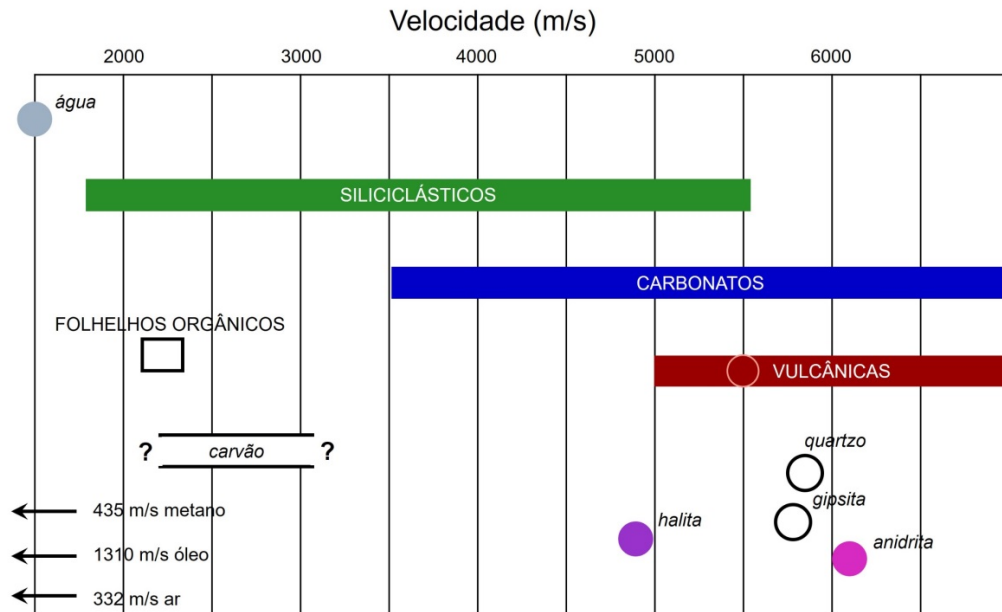
De acordo com Machado Jr. *et al.* (2007) este sistema produziu grande segmentação da plataforma inicial, juntamente ao basculamento regional, que permitiu a movimentação de blocos. Ainda segundo estes autores, esta movimentação foi favorecida pela presença de halita subjacente, que durante a sua movimentação manteve a seção sedimentar do Albiano constantemente desconectada do embasamento. Assim, nestes descolamentos, a translação dos *rafts* na Bacia de Campos ocorreu por dezenas de quilômetros bacia adentro, tendo a halocinese como o principal mecanismo para essa deriva, separação, translação e arqueamento dos *rafts* (Machado Jr. *et al.*, 2007).

5 A IMPORTÂNCIA DE MODELOS DE VELOCIDADE SÍSMICA EM AMBIENTES COMPLEXOS

A análise de velocidade sísmica em sequências sedimentares é fundamental para apoiar as atividades de subsuperfície relacionadas a projetos de exploração de petróleo (Maul, 2020). As variações das velocidades sísmicas refletem fatores externos (como temperatura e tensão das rochas) e fatores internos, como saturação do fluido, geometria dos poros e densidade de fratura (Anselmet & Eberli, 1993; Daley *et al.*, 2010). Portanto, os modelos de velocidades desempenham um papel essencial na obtenção de uma imagem sísmica mais confiável, reduzindo as incertezas na interpretação da geologia de subsuperfície (Etris *et al.*, 2001; Robein, 2003; Maul *et al.*, 2021a).

Veeken (2006); Anselmetti & Eberli (1993) estudaram a distribuição das velocidades compressoriais (V_p) para rochas sedimentares mais comuns. Esses autores demonstraram que as sequências de sal e de carbonatos oferecem faixas de velocidade e comportamentos distintos das rochas siliciclásticas e outros materiais, como rochas vulcânicas. O diagrama da Figura 13 ilustra que as sequências de sal e carbonato apresentam variações e comportamentos de velocidade compressional (V_p) distintos quando comparados a rochas siliciclásticas e outros materiais. A carta original de Veeken (2006) foi modificada para incluir as faixas de velocidades das rochas vulcânicas com base nos registros sônicos de várias bacias *offshore* do Brasil, e também informações adicionais extraídas de Planke *et al.* (2015) e Oliveira *et al.* (2018).

Figura 13 - Distribuição das velocidades compressoriais (V_p) de rochas sedimentares e vulcânicas em bacias sedimentares.



Legenda: Distribuição das velocidades compressoriais observada em sedimentos e rochas sedimentares no mundo.

Fonte: A autora, 2022. Modificado de Veeken (2006) adotando informações sobre as rochas vulcânicas de Planke *et al.* (2015) e Oliveira *et al.* (2018).

Os modelos de velocidades sísmicas são, geralmente, construídos durante a fase de processamento sísmico. Uma das técnicas mais utilizadas é o cálculo da velocidade que minimiza o desalinhamento entre os traços ordenados por *offset* (Yilmaz, 2001; Rosa, 2018). Guo & Fagin (2002) enfatizam a necessidade de incorporar conhecimento geológico na modelagem de velocidades sísmicas, especialmente em regiões onde a complexidade geológica está presente. Segundo estes mesmos autores, no processo tomográfico, uma abordagem matemática sofisticada para otimizar os alinhamentos de traços pode resultar em imagens que não necessariamente conformam-se com a geologia existente. Além disso, o método é particularmente sensível a erros dos modelos de velocidades iniciais. Isso reforça a necessidade de interpretação geológica como guia para a construção do modelo de velocidade, conforme enfatizado por Maul (2020).

A técnica de processamento sísmico conhecida como *Pre-Stack Depth Migration* (PSDM) pode incorporar maior heterogeneidade lateral aos modelos de velocidades sísmicas (Gray *et al.*, 2001; Boechat, 2007; Falcão, 2017). Este método de migração sísmica tem sido aplicado com mais frequência devido ao aumento da capacidade computacional nas últimas décadas (Penna *et al.*, 2013). Muitos autores têm ilustrado a importância da construção de modelos de velocidades sísmicas com forte controle geológico, principalmente em áreas de grande complexidades geológicas, enfatizando que modelos mais sofisticados tendem

melhorar a qualidade das imagens sísmicas geradas em volumes 3D (Gray *et al.*, 2001; Clapp *et al.*, 2004; Bakulin *et al.*, 2010; Cardoso, 2010; Dunne *et al.*, 2017; Maul *et al.* 2018b; Maul, 2020; Maul *et al.*, 2021a).

Mesmo com o avanço da técnica PSDM, o refinamento de modelos de velocidades é necessário para a cubagem das jazidas (Maul *et al.*, 2021b, Pontes *et al.*, 2021). Modelos de velocidades advindos do processamento sísmico têm, em geral, como principal objetivo suportar o processamento sísmico durante sua etapa de migração sísmica, na construção da imagem e em seus posicionamentos vertical e lateral (Sheriff, 2002). Estes modelos não apresentam um compromisso com a precisão no posicionamento em profundidade, sendo necessários ajustes durante a cubagem das jazidas (Dubrule, 2003). Por terem um aspecto geral suavizado, podem não expressar os mesmos limites geológicos observados na imagem sísmica (Guo & Fagin, 2002).

A modelagem geológica de velocidades sísmicas, conforme abordada neste trabalho, não é atualizada a partir de técnicas de processamento sísmico, nem busca substituí-las. O objetivo do trabalho inclui a edição do campo de velocidades já concebido pelo processamento PSDM, para adequá-las à compreensão geológica do campo, conforme preconizado pelo processo de interpretação sísmica, tendo como informações de controle os dados de velocidades sônicas oriundos dos poços perfurados. A metodologia pode, ainda, ser reaplicada para a construção de modelos iniciais de velocidades sísmicas, fornecendo modelos base para o emprego de técnicas de processamentos sísmicos mais robustos com atualização das velocidades, tais como inversões tomográficas e *Full-Waveform Inversion* (FWI), num ciclo que pode, ainda, ser iterativo (Maul, 2020).

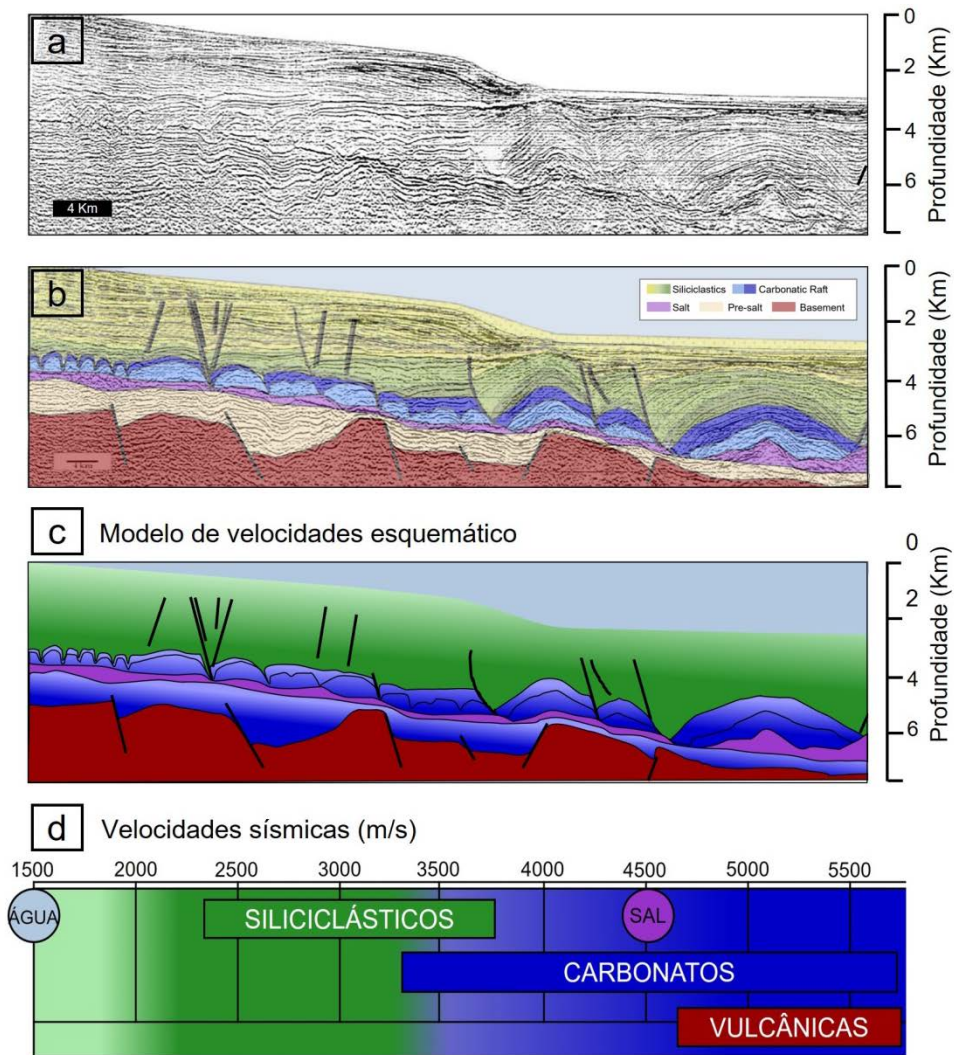
A seção salina espessa e heterogênea da Bacia de Santos é descrita como uma mistura complexa de diferentes minerais, impondo sérios desafios nos fluxos de trabalho de caracterização de velocidades sísmicas do sal (Huang *et al.*, 2010; Ji *et al.*, 2011; Davison *et al.*, 2013; Jones & Davison, 2014; Huang *et al.*, 2017; Maul, 2020). Desde os estágios iniciais do desenvolvimento do reservatório pré-sal, os geofísicos de reservatórios têm proposto novas metodologias na confecção de modelos detalhados de velocidades sísmicas para suportar a geração de imagens sísmicas mais realistas, em termos de geologia de subsuperfície, na Bacia de Santos (Gobatto *et al.*, 2016; Falcão, 2017; Fonseca *et al.*, 2018; Dias *et al.*, 2019; Maul, 2020; Maul *et al.*, 2021a).

Desta forma, é possível afirmar que o conhecimento geofísico sobre as variações de velocidades sísmicas em formações salinas tem recebido atenção especial desde as gigantescas descobertas de campos do pré-sal na Bacia de Santos (Maul, 2020; Maul *et al.*,

2021b; Pontes *et al.*, 2021). No entanto, apesar dos estudos recentes envolvendo as camadas de sal, a caracterização das velocidades dos *rafts* carbonáticos ainda está em desenvolvimento na maioria das bacias mundiais. Essa escassez de informação levou alguns autores a investigar os efeitos das velocidades dos *rafts* nas previsões de profundidade - do topo do sal e dos horizontes do pré-sal - e buscar algumas respostas através do uso extensivo de dados de perfilagem de poços disponíveis nas bacias de Campos e Santos (Benac *et al.*, 2021; Camargo *et al.*, 2021; Novellino *et al.*, 2021).

A velocidade esquemática para uma seção geológica influenciada pela tectônica *raft* foi elaborada a partir da interpretação regional na Bacia de Campos (Figura 14 a-c) A Figura 14d ilustra uma variação de velocidades, esquemática, esperada para siliciclásticos, carbonatos e sal. A Figura 14c compõe um campo de velocidades a partir de uma seção sísmica interpretada (Figura 14b) utilizando esses valores aproximados para um ambiente de tectônica *raft*, colocando lateralmente domos de sal, carbonatos e siliciclásticos.

Figura 14 - Seção Sísmica com velocidades esquemáticas.



Legenda: Modelo esquemático de velocidade para ambiente de *rafts* carbonáticos. (a) Seção sísmica 2D modificada de Mohriak *et al.* (2004). (b) Interpretação sísmica. (c) Modelo esquemático de velocidade. (d) Faixa de escala de velocidade sísmica inspirada nos valores de velocidade de compressão observados em sedimentos e rochas sedimentares que compõem as bacias sedimentares mundiais (Veeken, 2006), com as informações de vulcânicas de Planke *et al.* (2015) e Oliveira *et al.* (2018) e velocidade extraída dos logs sônicos nos poços da área de estudo.

Fonte: A autora, 2022. Imagens (a) e (b) modificadas de Mohriak *et al.* (2004).

6 RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta resultados das quatro etapas apresentadas de acordo com a metodologia (Figura 2). No Item 6.1 é discutido a interpretação sísmica focando na descrição geométrica de cada um dos domínios definidos; no item 6.2 são apresentados os resultados das análises de velocidades WSV dos poços; O item 6.3 descreve os modelos de velocidades adotados; e o item 6.4 compara os resultados entre os diferentes modelos e a incerteza observada em termos de GRV

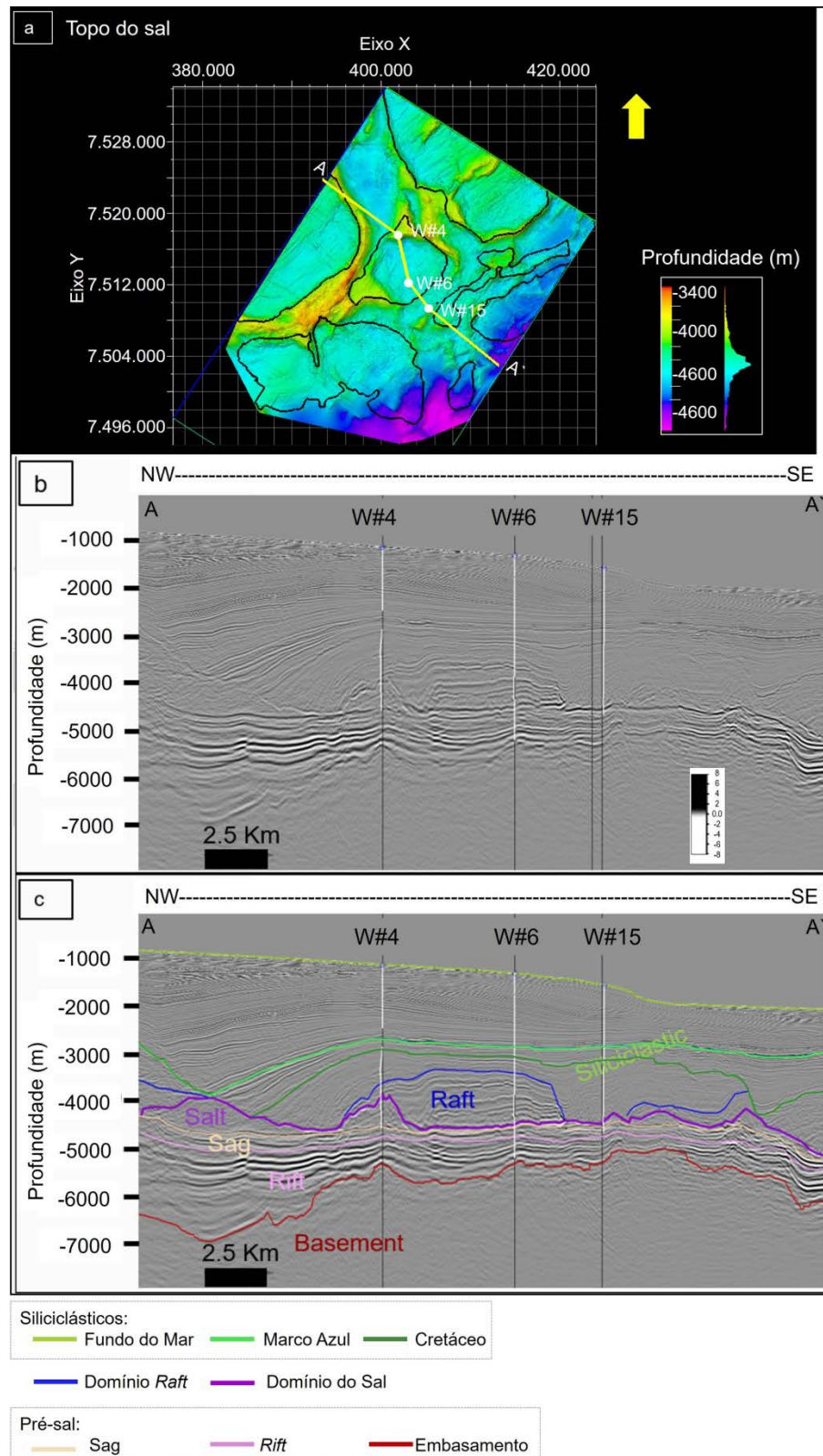
6.1 Interpretação sísmica 3D das principais geometrias associadas aos *rafts* carbonáticos

A partir da interpretação da linha sísmica 2D regional (Figura 11) foi possível classificar a área do volume sísmico 3D como parte do Domínio Extensional, caracterizado por *rafts* carbonáticos, semelhantes às encontradas na Bacia de Kwanza (Duval *et al.*, 2012.; Quirk *et al.*, 2012). As margens leste sul-americana e oeste africana apresentam contextos de evolução estrutural semelhantes, conforme sugerido por Fernandez *et al.* (2003) e Machado Jr. *et al.* (2007).

O alvo escolhido para análise é o topo do reservatório do pré-sal no Complexo de Marlim. Acima deste nível há a variação de estruturas do *overburden*, onde ocorrem espessos domos salinos, espessos *rafts* carbonáticos, e/ou um espesso preenchimento de calhas por sedimentos siliciclásticos, todos dispostos lateralmente e denotando a complexidade geológica areal. É possível reconhecer todas essas feições nas imagens sísmicas e nos dados do poço (Figura 15 Figura 16 e Figura 17). É possível também caracterizar as velocidades sísmicas de acordo com estas estruturas geológicas, neste caso, de acordo com os domínios estruturais propostos: Domínio Sal, Domínio *Raft*, Domínio Siliciclástico e Domínio Pré-sal.

As Figura 15 e Figura 17 ilustram que, no Domínio Siliciclástico do pós-sal podem ser mapeáveis através da interpretação sísmica: o fundo do mar, o Marco Azul e o Topo do Cretáceo. O limite superior do Domínio *raft* coincide com o topo do Cenomaniano e segue até o topo do sal, como mostrado na Figura 15. O topo do sal também é o elemento geológico que caracteriza a base dos *rafts*. A base do sal é interpretada como o topo da sequência *sag* do pré-sal e, completando a seção do pré-sal, ocorrem o topo e a base do *rift* (também considerada como embasamento vulcânico).

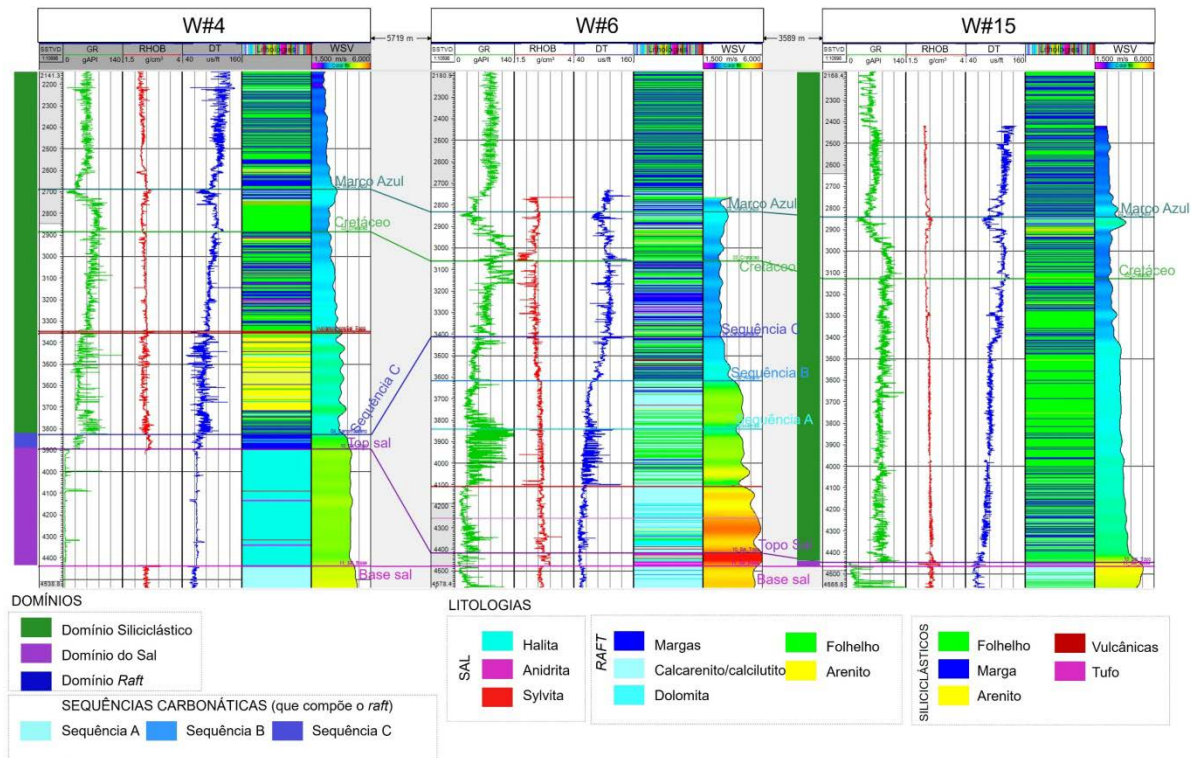
Figura 15 - Seção sísmica atravessada por poços com a variabilidade de estruturas geradas pela tectônica *raft*.



Legenda: (a) Mapa estrutural do topo do sal (em profundidade) com o contorno dos *rafts* em preto e a seção sísmica AA'. (b) Seção sísmica de amplitude AA' sem interpretação. (c) Seção sísmica de amplitude AA' com interpretação. A seção NW-SE que compreende três poços. Destacam-se diferentes domínios: o poço W#4 atravessa um domo de sal espesso; o poço W#6 atravessa uma espessa jangada carbonática, e o poço W#15 atravessa as espessas seqüências siliciclásticas (sem *rafts* carbonáticos e sal com pequena espessura). Os perfis desses poços são apresentados na Figura 16.

Fonte: A autora, 2022.

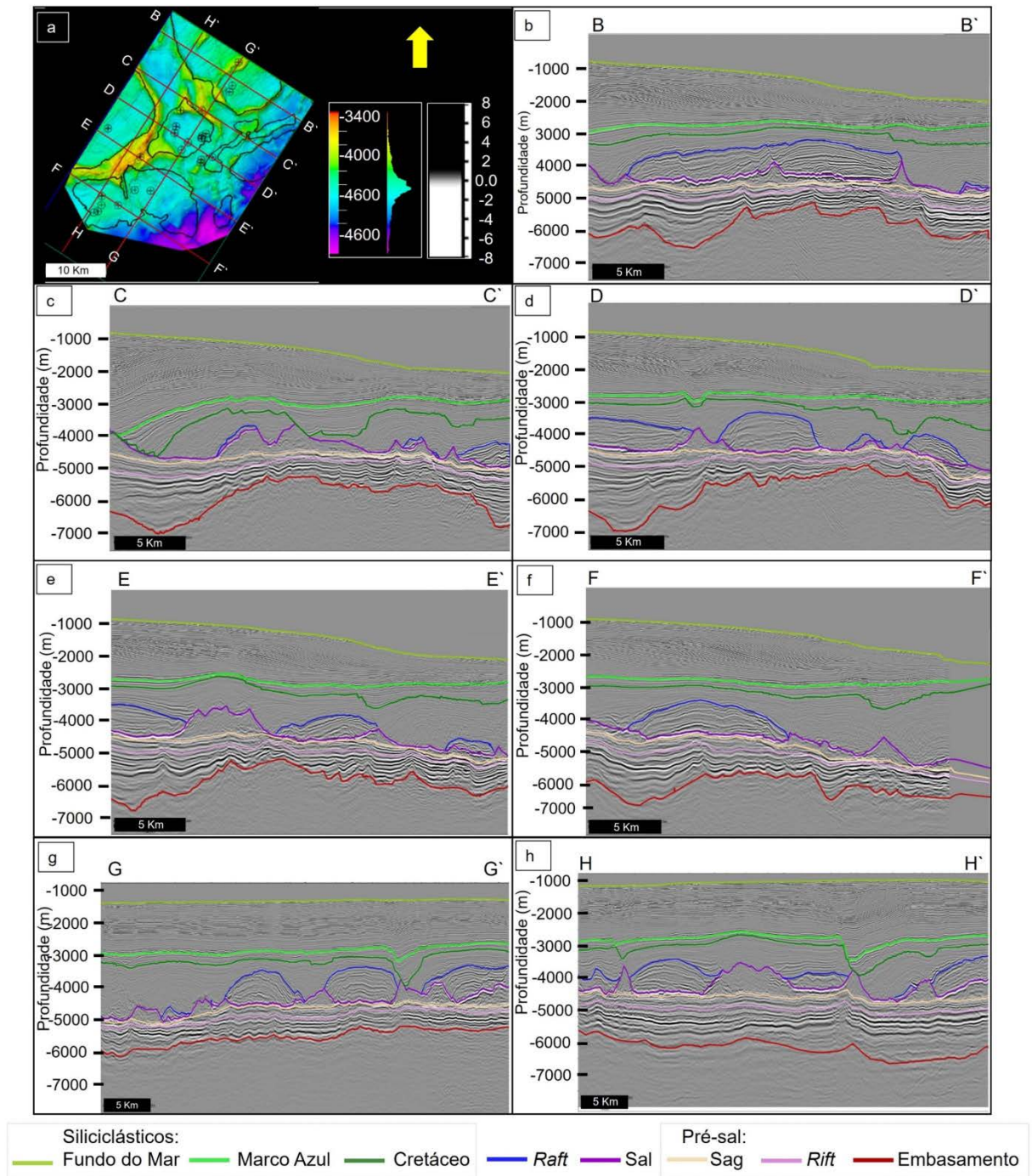
Figura 16 - Poços com diferentes situações de soterramento.



Legenda: Correlação de marcadores de poços para poços W#4, W#6 e W#15 (*datum* base de sal). As pistas apresentam os perfis de GR, RHOB, DT, LITHO e WSV. Adicionalmente é apresentada a definição dos domínios de velocidades: Domínio Siliciclástico em verde, Domínio Raft em azul escuro, Domínio Sal em roxo. No poço W#6, o Domínio Raft é dividido nas Sequências A, B e C para enfatizar a deposição das sequências da plataforma carbonática.

Fonte: A autora, 2022.

Figura 17 - Seções sísmicas interpretadas.



Legenda: Interpretação das seções sísmicas posicionadas no mapa base ilustrado em "a". (a) topo do sal com delimitação dos *rafts* e posição das seções. (b) a (f) seções mergulhantes para a bacia (*dip*); (g) e (h) seções transversais (*strike*), perpendiculares às anteriores. Em todas as seções é possível visualizar regiões com espessas deposições de siliciclásticos preenchendo as calhas formadas pela movimentação de falhas lítricas. Observa-se, também, a ocorrência de domos e finas camadas de sal abaixo de espessos *rafts* carbonáticos, bem como a plataforma carbonática separada segundo *rafts* nas direções *dip* e *strike*.

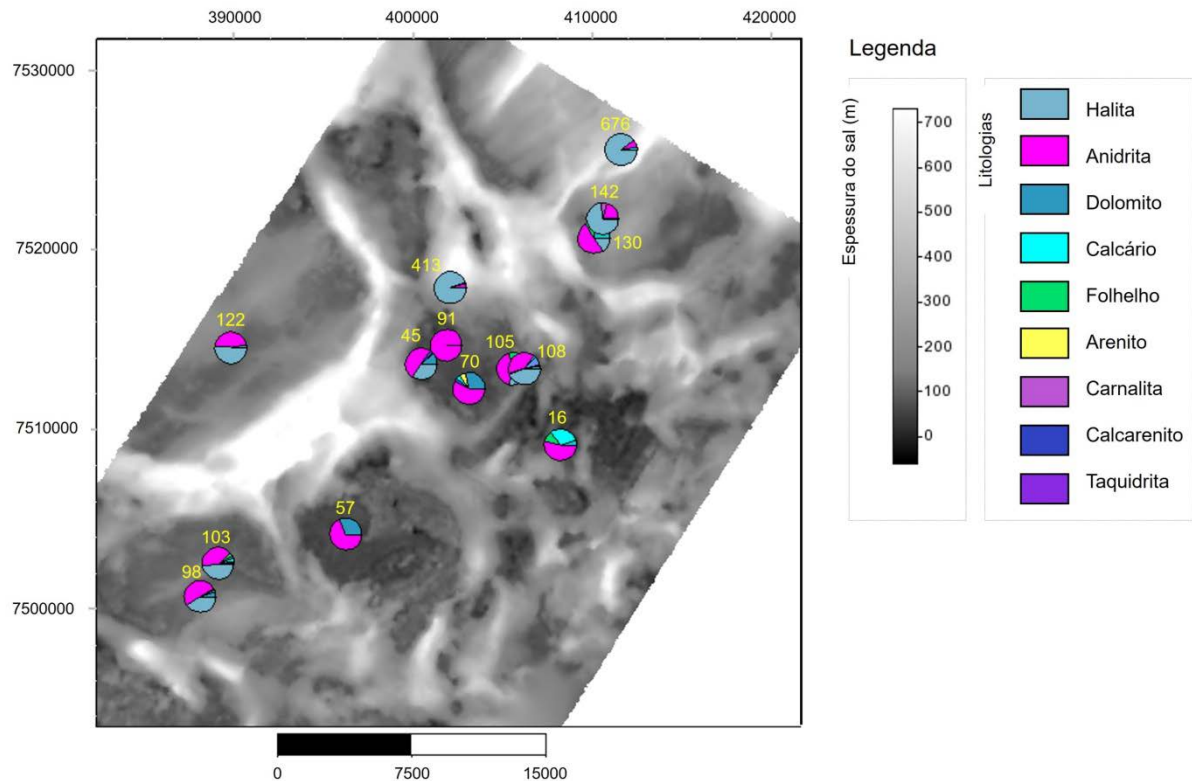
Fonte: A autora, 2022.

A espessura do sal varia de algumas dezenas (cerca de 40 m) a mais de 1.000 m, conforme observado em seções sísmicas e calibrado por muitos poços, sendo verificadas espessuras de até 38 m no poço 1-RJS-386 (fora da área do 3D), 46 m no poço 6-MLS-146D, (dentro da área do 3D), 643 m no poço 1-RJS-602 (na área do 3D) e 1.261 m no poço 6-ABL-85 (fora da área do 3D). Estas espessuras estão em consonância com as observações de diversos autores (Mohriak, 2003, Jackson *et al.*, 2015; Maul *et al.*, 2021b).

A variação de espessura lateral do sal forma domos entre *rafts* que, em mapa, se apresentam como feições alongadas, compostas principalmente por halita, de acordo com o constatado em poços (Figura 18). Abaixo dos *rafts*, há um acentuado adelgaçamento da camada de sal, onde os poços indicam um aumento na proporção relativa de anidrita, provavelmente devido ao fluxo predominante do sal (móvel) de halita (Maul *et al.*, 2019). Em seções sísmicas este afinamento do sal se assemelha a feições de cicatriz de sal (*salt weld*) ou janelas de sal. No entanto, os diversos poços que atravessam esta estrutura constata sua presença, mas com espessuras menores e com variação do sinal sísmico, devido à maior contribuição de anidrita.

A concentração de anidrita (Figura 16 e Figura 18) pode ser causada pela expulsão da halita abaixo dos *rafts*, seguindo os mesmos modelos físicos sugeridos por Dooley *et al.* (2015) que consideram a sobrecarga sedimentar (*differential loading*) como a maior responsável pela formação dos domos e deformações intrasal. Também são observados afinamentos da camada de sal entre os *rafts*, com a presença de grandes calhas controladas por falhas normais lítricas, conforme descrito no domínio extensional da tectônica salina por muitos autores (Mohriak *et al.*, 2008; Quirk *et al.*, 2012). Embora acredite-se que o sal tenha uma base regional originalmente plana, algumas falhas do pré-sal afetam sua topografia, interferindo localmente em seu movimento (Davison, 2007.; Fetter, 2009; Davison *et al.*, 2012). É possível observar algumas dessas falhas sugestivamente afetando a base do sal na área de estudo (Figura 17, b, d e h).

Figura 18 – Mapa de espessura do sal com proporções de tipos de minerais observados nos poços, para a camada denominada “sal”.



Legenda: Mapa de espessura do sal, em tons de cinza, com a distribuição das proporções de tipos de rochas e minerais existentes nas posições dos poços. Em amarelo estão destacadas as espessuras do sal nos poços.

Fonte: A autora, 2022.

Rouby *et al.* (2002) e Machado Jr. *et al.* (2007) utilizam o termo “*raft* albiano” para designar a estrutura do *raft* tanto nas bacias brasileiras como africanas, e interpretam que sua formação e movimentação se dá a partir do Albiano. Na área de estudo pode-se observar que a estruturação final do “casco de tartaruga” se estende ao Cenomaniano, o que indica haver tectonismo causado por halocinese distensional até essa idade. O Domínio *Raft*, portanto, engloba a estrutura desde o topo do sal até o Cenomaniano, incluindo a plataforma carbonática Albiana. Desse modo, a definição do domínio aqui empregada baseia-se no comportamento das velocidades verificada em poços. Nesse sentido, há uma clara distinção dos domínios adjacentes quanto ao conteúdo litológico, sobretudo carbonático, que no Cenomaniano é predominantemente composto por margas em alternância com folhelhos, nesta porção da bacia.

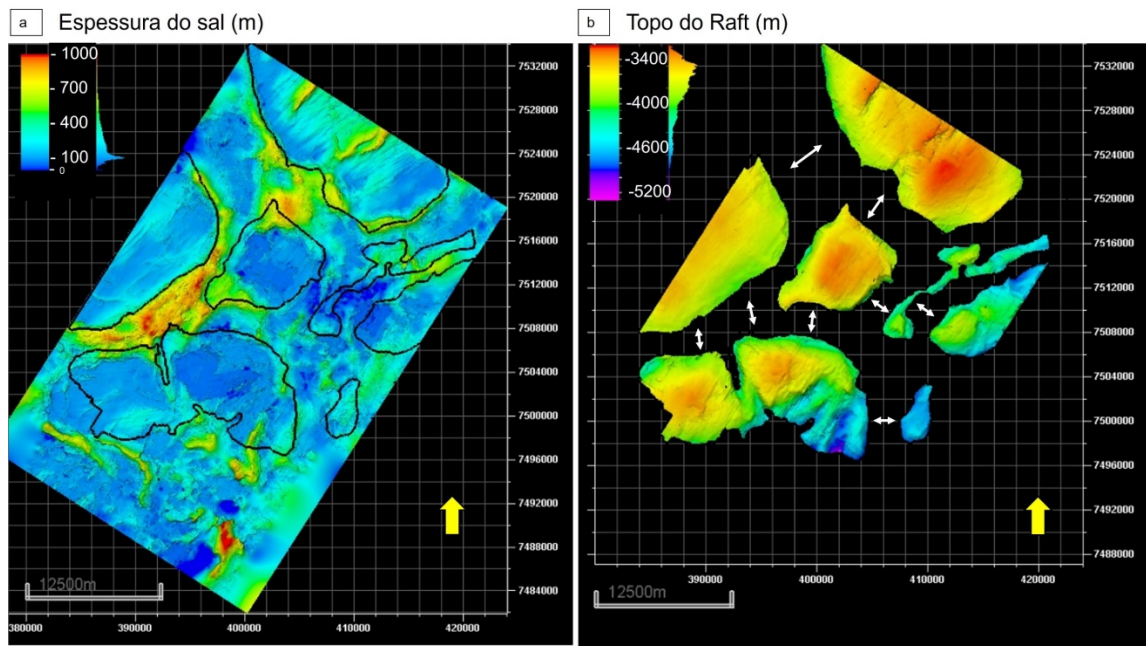
Os carbonatos do Grupo Macaé que compõe o *raft* têm espessura média da ordem de 1000 m, o que também foi observado por Davison (2007) e Winter *et al.* (2007), e representam uma sequência carbonática que indica uma deposição ocorrida durante a subida

do nível do mar na área estudada, semelhantemente observada por Rebelo *et al.* (2021).

Conforme já descrito por Machado Jr. *et al.* (2007), decorrente da movimentação do sal, a plataforma carbonática foi completamente fragmentada em blocos (*rafts*). Na região de estudo as dimensões e geometrias dos *rafts* variam de alguns a vários quilômetros em área, assim como o seu afastamento (Figura 19). O limite dos *rafts* também apresenta uma geometria diversa, como faces retas contra os domos de sal ou sequência siliciclástica, faces com *onlap* de sequências carbonáticas sobre os domos salinos e sequências sobrepostas contra um topo plano de sal, formando as estruturas de casco de tartaruga (*turtle-back*) (Figura 17 e Figura 20).

No mapa, os *rafts* apresentam faces retilíneas irregulares, contendo vértices arredondados (Figura 19). Esses aspectos morfológicos já foram discutidos, anteriormente, por diversos autores e indicam uma origem *sin-cinemática* para as estruturas carbonáticas (Duval *et al.*, 1992; Quirk *et al.*, 2012). A distribuição dos *rafts* em mapa se assemelha a um “quebra-cabeça”, que indica uma separação proporcional nas direções *dip* e *strike* (Figura 19). Tal observação é suportada por modelos de deslizamento radial na Bacia de Campos que é atribuído à convexidade do embasamento da bacia, de acordo com Cobbold & Szatmari (1991) e Cobbold *et al.* (1995).

Figura 19 - Mapas de topo do sal e do *raft*.



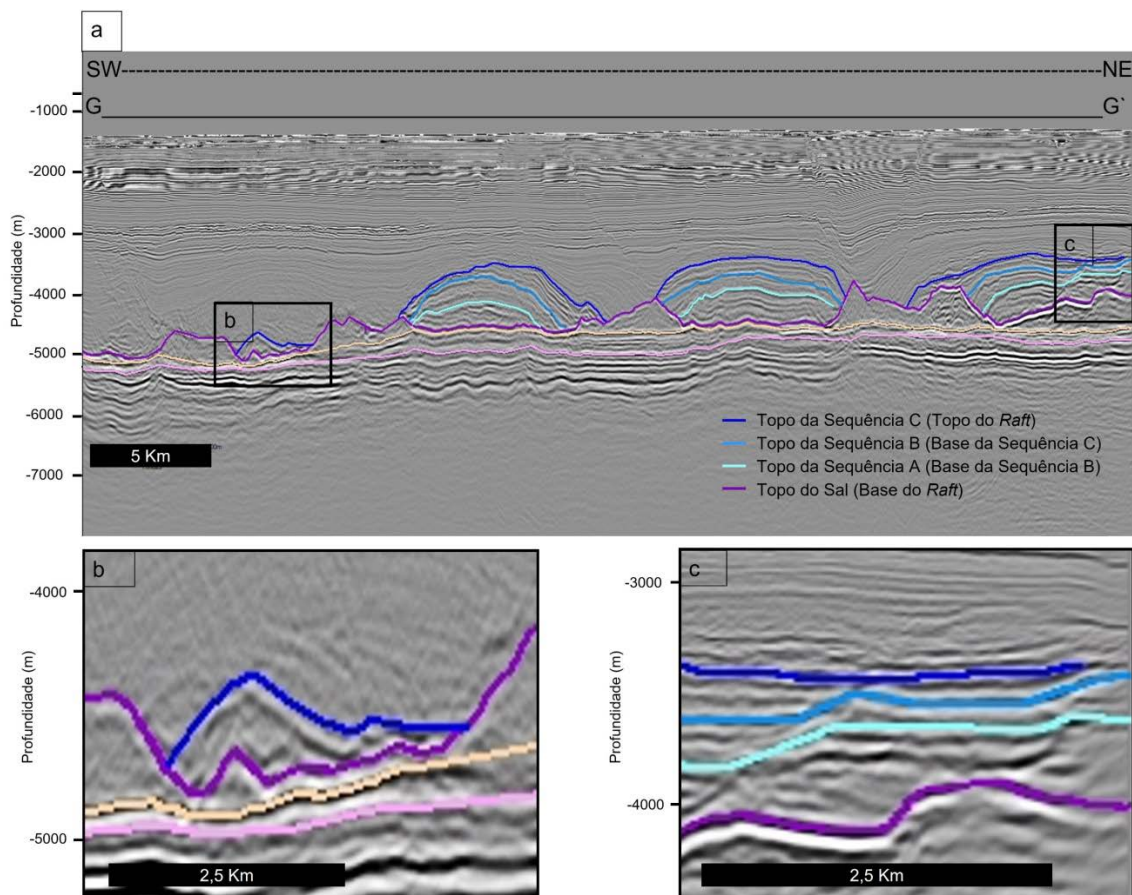
Legenda: (a) Mapa de espessura de sal com contorno dos *rafts* em preto. (b) Interpretação estrutural do topo dos *rafts*, com a seta branca ilustrando a separação multidirecional da divisão dos *rafts*.

Fonte: A autora, 2022.

Desde os estágios iniciais do fluxo de sal, o estilo estrutural de tectonismo *raft* influenciou os processos deposicionais da plataforma carbonática (Figura 20). Portanto, dividiu-se, ainda, os *rafts* em três subsequências neste trabalho, rotuladas como sequências A, B e C, de acordo com as terminações de reflexão e o comportamento de suas velocidades (Figura 20).

Apesar de a subdivisão de sequências internas do Raft ter sido definida por seus comportamentos de velocidades sísmicas, esta subdivisão segue as observações semelhantes às de Rebelo *et al.* (2021), que consideraram apenas os aspectos geológicos, interpretando as sequências como eventos de subida do nível do mar. Podemos observar um padrão semelhante analisando os *logs* litológicos (Figura 16 e Figura 26): a trilha LITHO ilustra uma dominância de *grainstones* e dolomitos na Sequência A, *grainstones*, *packstones* e folhelhos na Sequência B, e margas e folhelhos na Sequência C, em uma sequência ascendente de afogamento

Figura 20 – Seção sísmica com a interpretação dos *rafts* e sua estratigrafia interna.



Legenda: (a) Seção sísmica interpretada das três sequências deposicionais carbonáticas, A, B e C. Esta seção SW-NE corresponde à seção G-G' na Figura 17a. (b) Um zoom de uma área específica, indica que em algumas porções na borda dos *rafts*, identifica-se apenas a Sequência C. (c) O zoom em outra área, indica regiões onde as sequências não são equivalentes em espessuras – nesse caso, A sequência A é mais espessa.

Fonte: A autora, 2022.

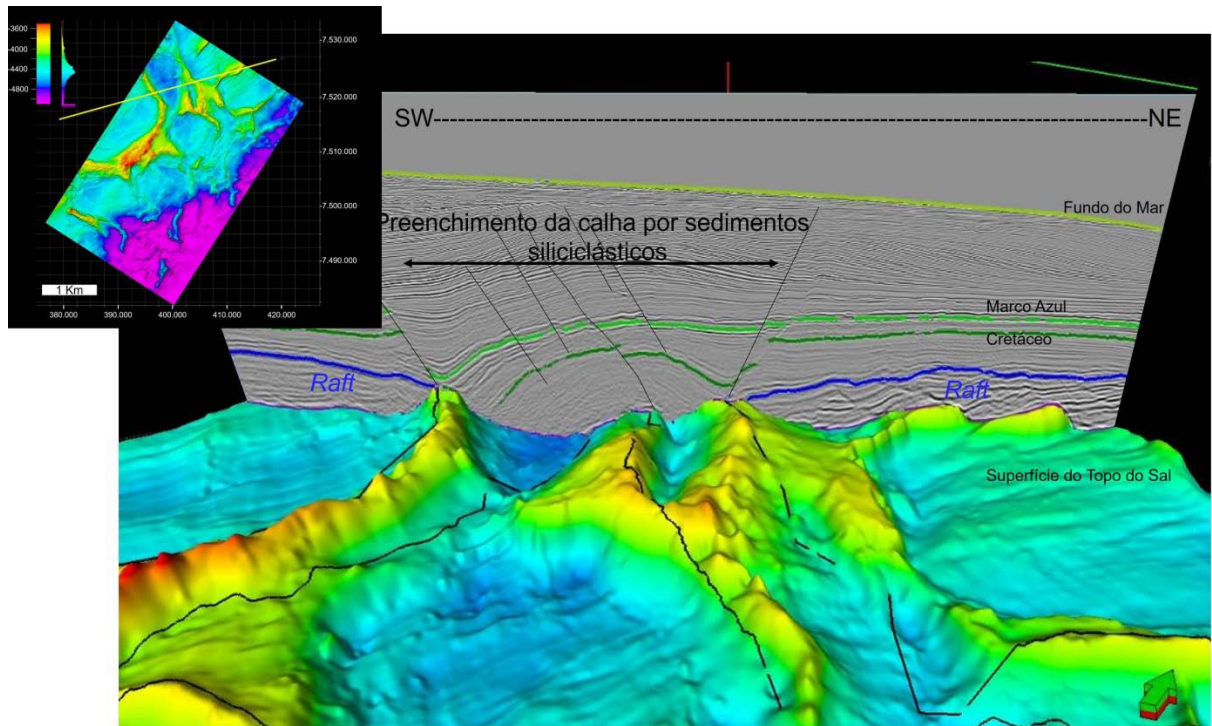
Na parte central dos *rafts* (ou núcleos) geralmente as sequências internas mantêm as proporções de espessura (Figura 20a). Nas bordas se nota a ausência de uma ou duas sequências (Figura 20b), ou às vezes uma das sequências é mais espessa que as demais, definindo a camada predominante em espessura (Figura 20c). Esse aspecto pode indicar o início do tectonismo da jangada durante a deposição carbonática. Uma avaliação dos dados completos apresenta a predominância de maiores espessuras na Sequência A nos poços perfurados na região a noroeste dos dados 3D (Ex. poço W#20 na Figura 26) e em mapeamentos sísmicos como referido por Machado Jr. *et al.* (2007). Tal distribuição acompanha a progradação mais adiante da plataforma carbonática na bacia, que confirma a ideia de distribuição das sequências deposicionais ao longo de evento regional transgressivo na bacia descrito por Machado Jr. *et al.* (2007).

Em situação oposta (Figura 20c), apenas as sequências B e C (ou, mais drasticamente, apenas a sequência C) podem ser visualizadas em algumas regiões, indicando que a deposição de carbonatos ocorreu durante alguma movimentação tectônica inicial do sal (Cobbold & Szatimari, 1991; Quirk *et al.*, 2012). Essa variação lateral da composição dos *rafts*, e suas implicações para as modelagens de velocidades sísmicas, são essenciais na construção de cenários para incertezas volumétricas sob essas feições geológicas.

No Domínio Siliciclástico, considerou-se uma divisão em três sequências, delimitadas pelos horizontes Cretáceo, Marco Azul e Fundo do Mar. Essas referências sísmicas foram selecionadas porque são importantes marcos estratigráficos na porção siliciclástica da Bacia de Campos (Milani *et al.*, 2007), e porque denotam padrões distintos de amplitudes sísmicas, que podem estar relacionados a diferentes comportamentos de velocidades (Maul, 2020). Entre os *rafts* e domos de sal, a carga de sedimentos siliciclásticos parece contribuir para o movimento do sal, acentuando as depressões topográficas (Mohriak, 1988; Guerra & Underhill, 2012; Dooley *et al.*, 2015).

De acordo com Duval *et al.* (1992), quando blocos falhados se destacam lateralmente da sequência original e são individualizados, sem contato mútuo, passam a ser denominados *rafts* (jangadas), e entre eles ocorre a criação de espaço lateral, no qual a cobertura sedimentar pode se expandir durante o alongamento. Na área do Complexo de Marlim, observa-se que os domos de sal são posicionados lateralmente à sequência siliciclástica deformada que preenche as calhas. Guerra & Underhill (2012) interpretaram esta característica (na Bacia de Santos) como indicativo de um processo de preenchimento siliciclástico que criou um movimento de falha normal lítrica relacionada ao topo da camada de sal (Figura 21).

Figura 21 – Visualização 3D do mapa de topo do sal, seção sísmica interpretada e ilustração do preenchimento da calha siliciclástica.



Legenda

— Fundo do Mar — Marco azul — Cretáceo \ Planos de falhas em seção
 — Topo do Domínio Raft (topo da plataforma carbonática) — Projeção do limite superior do Raft sob o mapa do topo do sal

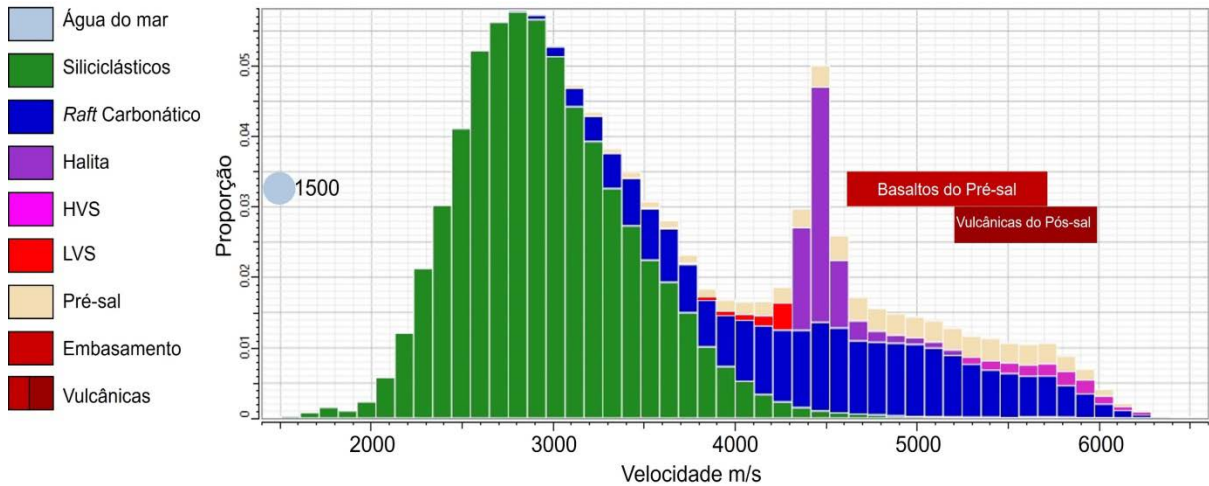
Legenda: Domos de sal posicionados lateralmente às espessas calhas de sedimentos siliciclásticos. Os domos justapõem-se às calhas geradas durante o falhamento e os sedimentos siliciclásticos preencheram estas calhas que foram deformados durante o tectonismo.

Fonte: A autora, 2022.

6.2 - Velocidade sísmica de poço

As distribuições das velocidades sísmicas dos poços (WSV) do Complexo de Marlim são semelhantes às observadas por Veeken (2006; Figura 13). O Gráfico 1 apresenta o WSV para Domínio Siliciclástico, Domínio Rafts, Domínio Sal e Domínio Pré-sal. O agrupamento interno de velocidades do sal, proposto por Maul *et al.* (2018), compara e classifica as velocidades dos minerais salinos maiores que a velocidade da halita pura, como *High Velocity Salts* – HVS, compostos por gipsita e anidrita, e menores que halita pura como *Low Velocity Salts* – LVS, sugerindo sais mais solúveis de camadas compostas de taquidrita, silvita e carnalita. Esta classificação é considerada para a distribuição de velocidade do sal no gráfico (Gráfico 1).

Gráfico 1 - Distribuição das velocidades observadas nos poços no Complexo de Marlim, na Bacia de Campos.



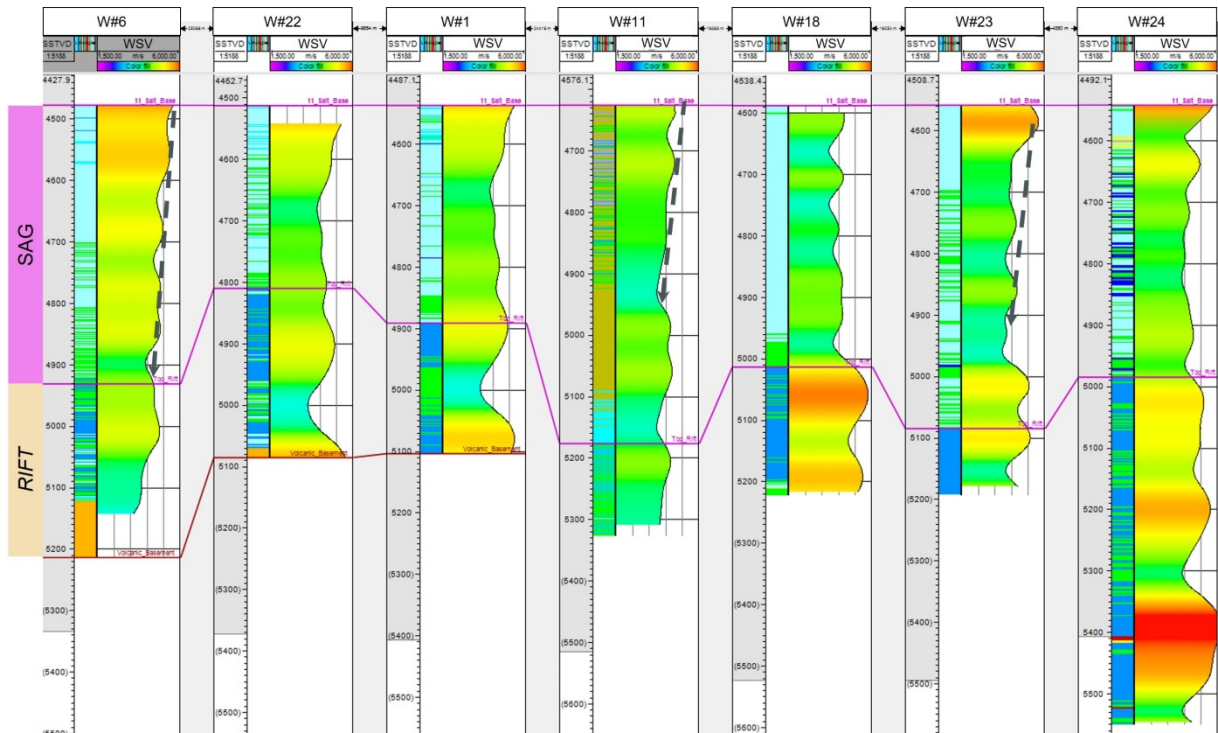
Legenda: Distribuição das velocidades sísmicas dos poços (WSV) dentre os 58 poços utilizados neste projeto. Em destaque as rochas vulcânicas do pós-sal e os basaltos do pré-sal que, devido à pequena proporção de amostragem dessas formações nos poços, acabam perdendo visibilidade no gráfico frente a todo o conjunto. A velocidade da água do mar foi também destacada como referência, apesar de não ser amostrada pelos poços. HVS são os sais de velocidades sísmicas maiores que 4500 m/s e LVS são os sais de velocidades sísmicas menores que 4500 m/s definidos por Maul *et al.* (2018).

Fonte: A autora, 2022.

O WSV no Domínio Pré-sal (Gráfico 1 e Figura 22) possui uma distribuição de velocidade mais homogênea e ampla entre 4000 e 6000 m/s. Mesmo dividindo o pré-sal em outros três subdomínios de pequenas porções (embasamento, *rift* e *sag*), não foi possível individualizar um comportamento de velocidade padrão inerente a cada subdomínio.

Nas seqüências de *rift* e *sag*, os perfis WSV (Figura 22) apresentam uma clara intercalação em velocidades sísmicas mais altas e mais baixas. Na seqüência *sag*, esse entrelaçamento parece ser guiado por uma leve tendência de redução da velocidade com a profundidade, refutando a ideia de que quanto mais profunda a porção, maior a velocidade (Slotnick, 1959). Esta importante observação para o comportamento das velocidades do pré-sal está de acordo com resultados apresentados por Cypriano *et al.* (2019) durante etapas de processamento sísmico OBN (*ocean bottom nodes*), que observou um maior refinamento das velocidades no pré-sal.

Figura 22 – Correlação de poços nas sequências *rift* e *sag* do Domínio Pré-sal.

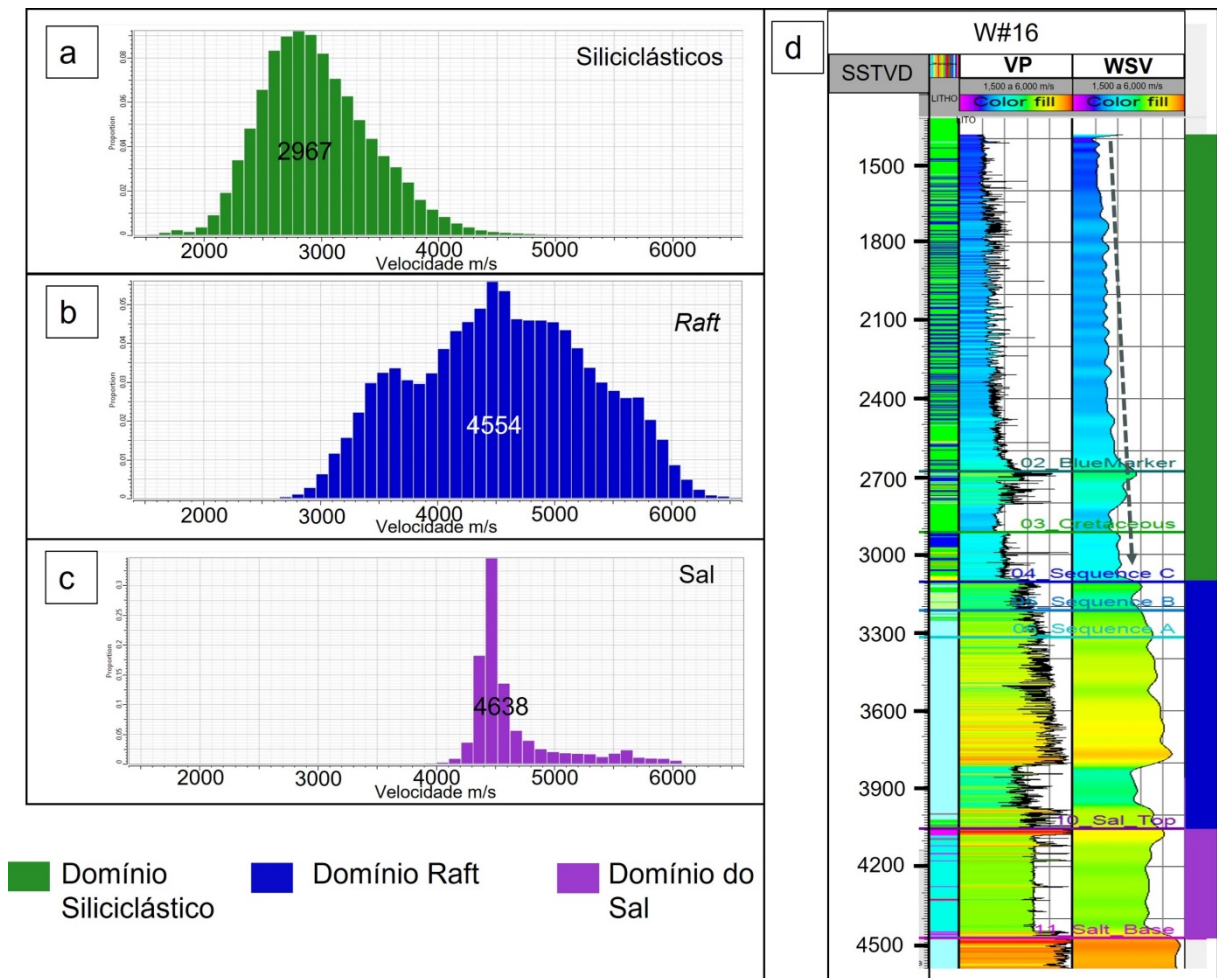


Legenda: Exemplos das velocidades sísmicas de poço (WSV) nas sequências *rift* e *sag*. Todos os poços foram referenciados à base do sal. Observe os diferentes gradientes de velocidade em profundidade para a seção do pré-sal. Alguns poços têm velocidades claramente decrescentes com a profundidade (setas cinzas) no intervalo *sag*, enquanto que a sequência *rift* apresenta uma alternância de comportamentos de maior e menor velocidades.

Fonte: A autora, 2022.

A distribuição de velocidade no Domínio Sal (Figura 23c) apresenta um pico de valores em torno de 4500 m/s e uma distribuição de fundo de HVS e LVS, refletindo resultados semelhantes aos que foram identificados na Bacia de Santos (Maul, 2020). A grande concentração de amostras com velocidade em torno de 4500 m/s reflete a predominância da halita, principalmente nas regiões de domos. (Figura 23c e Figura 24). Esta predominância já havia sido relatada em trabalhos anteriores (Jackson *et al.*, 2015; Rodriguez *et al.*, 2018; Maul *et al.*, 2018a; Maul *et al.*, 2018b), que relataram mais de 80% de halita em volume nos domos de sal com base em dados de poços na Bacia de Santos.

Figura 23 – Distribuição das velocidades WSV por domínios.

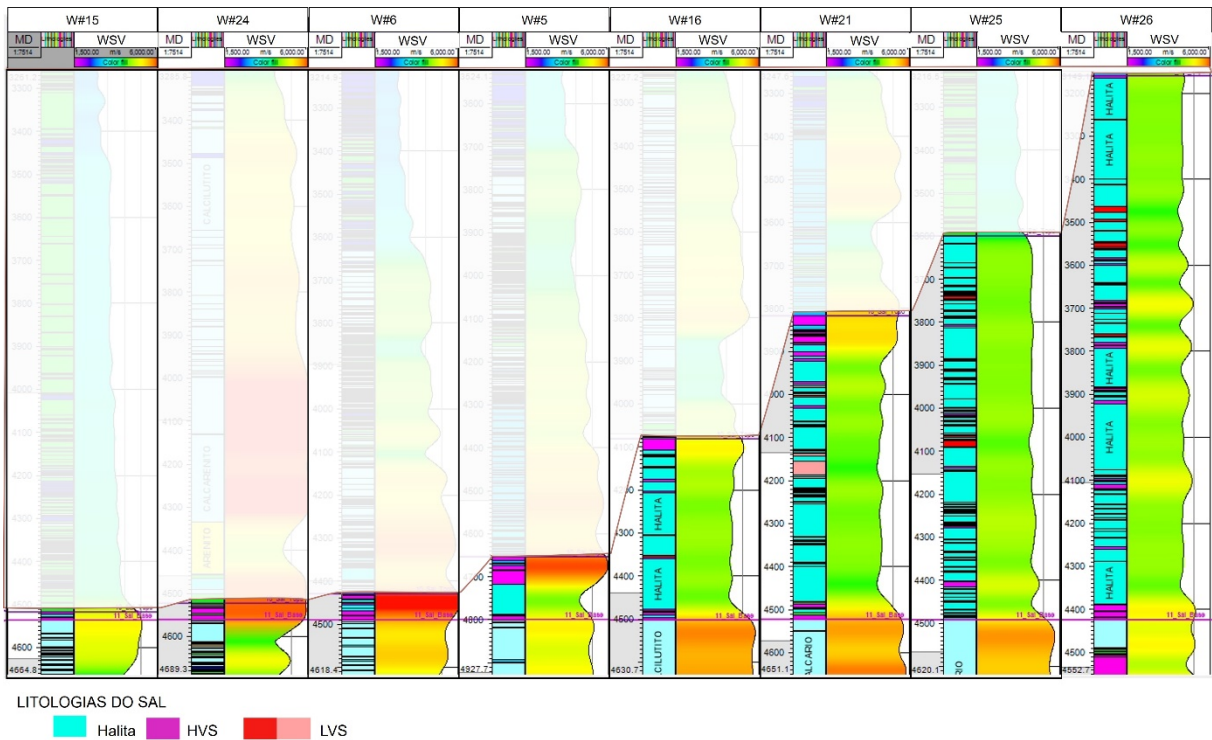


Legenda: Distribuição de domínios de velocidades de WSV. (a) Distribuição de velocidade do Domínio Siliciclástico. (b) Distribuição de velocidade no Domínio Raft. (c) Distribuição de velocidade no Domínio Sal. (d) O poço W#16 apresenta os perfis litológicos, a velocidade da onda compressional calculada a partir do log sônico, WSV e os marcadores que definem cada domínio analisado. SSTVD, profundidade vertical verdadeira do subsolo; VP, velocidade de compressão; WSV, velocidade sísmica do poço; LITHO, litologia.

Fonte: A autora, 2022.

Uma pequena concentração de velocidades abaixo de 4400 m/s se deve às intercalações de camadas delgadas de LVS que compõem os domos salinos, às vezes se misturando com o mineral halita, conforme explorado em Justen *et al.* (2013). Uma ampla distribuição de velocidades (WSV) de sal entre 4700 m/s e 6000 m/s representa a intercalação da halita com camadas de anidrita (em camadas delgadas, abaixo da resolução sísmica) ainda nos domos e nas camadas finas de sal sob os rafts. Abaixo dos rafts, predominam as camadas finas de sal, com maiores proporções de anidrita, que também são observadas na Bacia de Santos (Oliveira *et al.*, 2015).

Figura 24- Correlação de poços do Domínio sal; demonstra as diferenças de espessura e composição litológica



Legenda: Perfis de velocidade WSV para poços com diferentes espessuras de sal e composição de sais. W# são os nomes dos poços, MD a profundidade e WSV o perfil de velocidades na frequência sísmica.

Fonte: A autora, 2022.

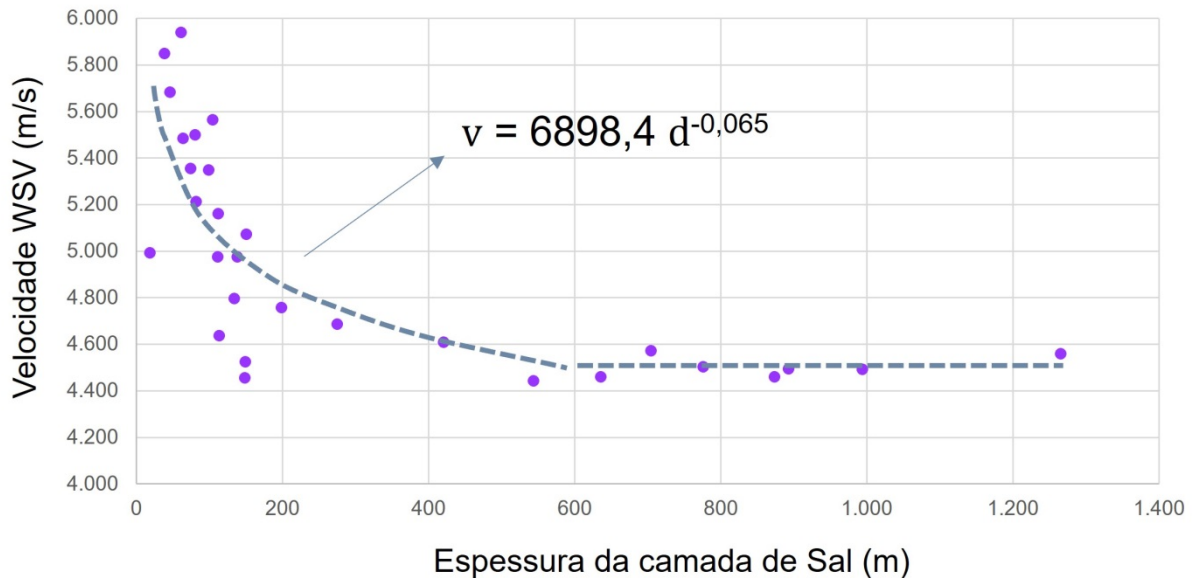
As falhas lítricas relacionadas às aparentes cicatrizes de sal, abaixo de *rollovers* siliciclásticos, indicam a migração de halita para os domos de sal adjacentes (Guerra & Underhill, 2012; Fossen, 2016). Devido ao aumento da proporção de anidrita nas regiões de afinamento da camada de sal é observada uma relação empírica nos poços entre espessura e velocidade do sal, dada pela *Hédio Selbach's equation* (Figura 18, Figura 24 e Equação 1), tal como implementadas em trabalhos anteriores (Borges *et al.*, 2015). A equação que se segue (Equação 1) representa a relação entre as espessuras de sal (d) e a velocidade média (v) WSV da camada de sal observada nos poços: camadas de sal com espessura superior a 600 m apresentam uma velocidade intervalar média de cerca de 4500 m/s, e em seções menos espessas, a velocidade média aumenta à medida que a espessura diminui, de acordo com a Equação 1.

(1)

$$\text{If } d \geq 600, \quad v = 4500 \text{ m/s}$$

$$\text{If } d < 600, \quad v = 6898,4 d^{-0,065} \text{ m/s}$$

Gráfico 2 – Gráfico de relação empírica entre as espessuras da camada de sal (d) e velocidade (v), média da WSV da camada de sal.

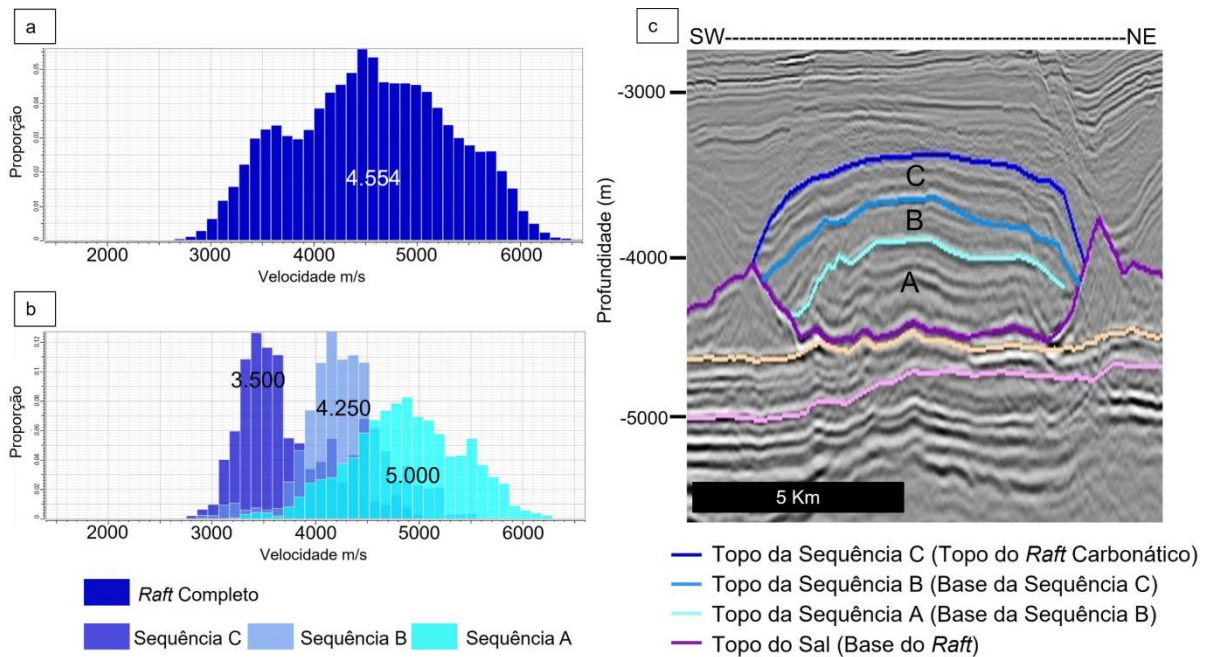


Legenda: Relação entre velocidade média (v) e espessura (d). Para camadas de sal com espessura superior a 600 m, a velocidade média é de 4500 m/s, uma vez que há predominância do mineral halita; para camadas mais delgadas, a velocidade aumenta, devido à maior proporção de anidrita, expressa na Equação 1.

Fonte: A autora, 2022.

Em geral, o Domínio *Raft* apresenta velocidades WSV variando de 2800 m/s a 6200 m/s, com média de 4554 m/s (Figura 23b). A distribuição de velocidade em gráfico sugere uma possível subdivisão desse domínio (Figura 23b e Figura 25a). Tomando as sequências descritas anteriormente (A, B e C), foram analisadas as velocidades individualmente (Figura 25a e b). Na Figura 25 observa-se que a Sequência A tem uma distribuição de velocidades mais ampla, de 3500 m/s a 6200 m/s (média de 5000 m/s) e, em geral, apresenta um gradiente de profundidade de velocidade positivo. As velocidades basais mais altas na Sequência A estão associadas aos intervalos dolomitizados (Spadini *et al.*, 1988). A sequência B tem uma distribuição de velocidade estreita em torno de 4250 m/s, com gradiente variável com profundidade dependendo do poço. A sequência C tem uma distribuição de velocidade estreita em torno de 3500 m/s e uma distribuição de velocidade nos poços com “aspecto de bloco” em profundidade (Figura 25 e Figura 26).

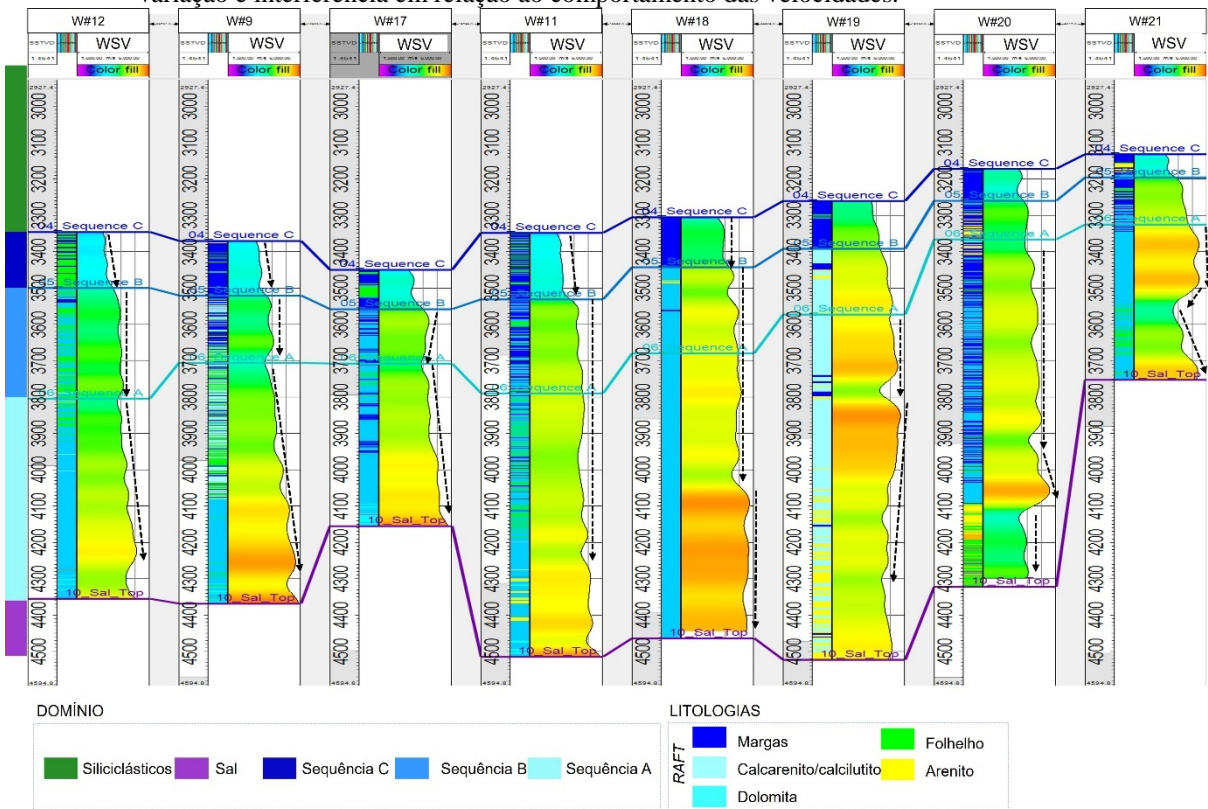
Figura 25 – Distribuição das velocidades WSV do Domínio *Raft* por separação estratigráfica.



Legenda: (a) Distribuição geral de velocidade sísmica de poço (WSV) de Domínio *Raft*. (b) Distribuição de velocidade das seqüências deposicionais do *Raft* A, B e C. (c) Seção sísmica com a interpretação da seqüência: Seqüência A, Seqüência B e Seqüência C. Consulte a seção G-G' na Figura 17a e g; e na Figura 20a.

Fonte: A autora, 2022.

Figura 26 - Correlação entre poços com as relações estratigráficas entre as seqüências deposicionais do *raft* e sua variação e interferência em relação ao comportamento das velocidades.



Legenda: Velocidades sísmicas de poços de Domínio *Raft* (WSV) divididas em três seqüências (A, B e C). Essa separação reflete seqüências estratigráficas e as correlações de padrões de velocidades sísmicas. As

setas pretas indicam a tendência da velocidade. A Sequência A (basal) tem um comportamento divergente com a profundidade, dependendo da composição litológica. Na maioria dos poços, a base da Sequência A apresenta dolomitização. Em alguns poços, também apresenta influxo siliciclástico. SSTVD, profundidade vertical verdadeira do subsolo; WSV, velocidade sísmica do poço; LITHO, litologias.

Fonte: A autora, 2022.

O Domínio Siliciclástico (Figura 23) apresenta uma distribuição de velocidades quase normal, variando de 2000 m/s a 4200 m/s, com média de 2967 m/s. Para este domínio, a tendência de aumento da velocidade com a profundidade (Figura 16 e Figura 23) é causada pela compactação e aumento da densidade e temperatura observados nos sedimentos siliciclásticos (Slotnick, 1959; Gardner *et al.*, 1974; Mavko *et al.*, 2009).

Segundo a Figura 16 e a Figura 23, também se notam anomalias de velocidade (valores mais altos) perto do nível do Marco Azul. Este aumento na velocidade correlaciona-se com uma importante sequência de inundação máxima na bacia (Dias *et al.*, 1990). Anselmetti & Eberli (1993) também observaram anomalias de velocidades relacionadas às sequências geológicas com relevante significado estratigráfico.

6.3 - Modelos geológicos de velocidades

Nesta seção é discutida a proposição de diferentes modelos geológicos de velocidades sísmicas para Domínio *Raft*, focando nas incertezas relacionadas a esse tipo de estrutura carbonática. O modelo entregue a partir do processamento sísmico (M#1) foi considerado como referência e construiu-se um conjunto de 7 modelos adicionais (M#2, M#3, M#4, M#5, M#6, M#7 e M#8) para os *rafts* utilizando-se diferentes abordagens. Um cenário de velocidade único foi proposto para os demais domínios previamente descritos, conforme se segue (Figura 27).

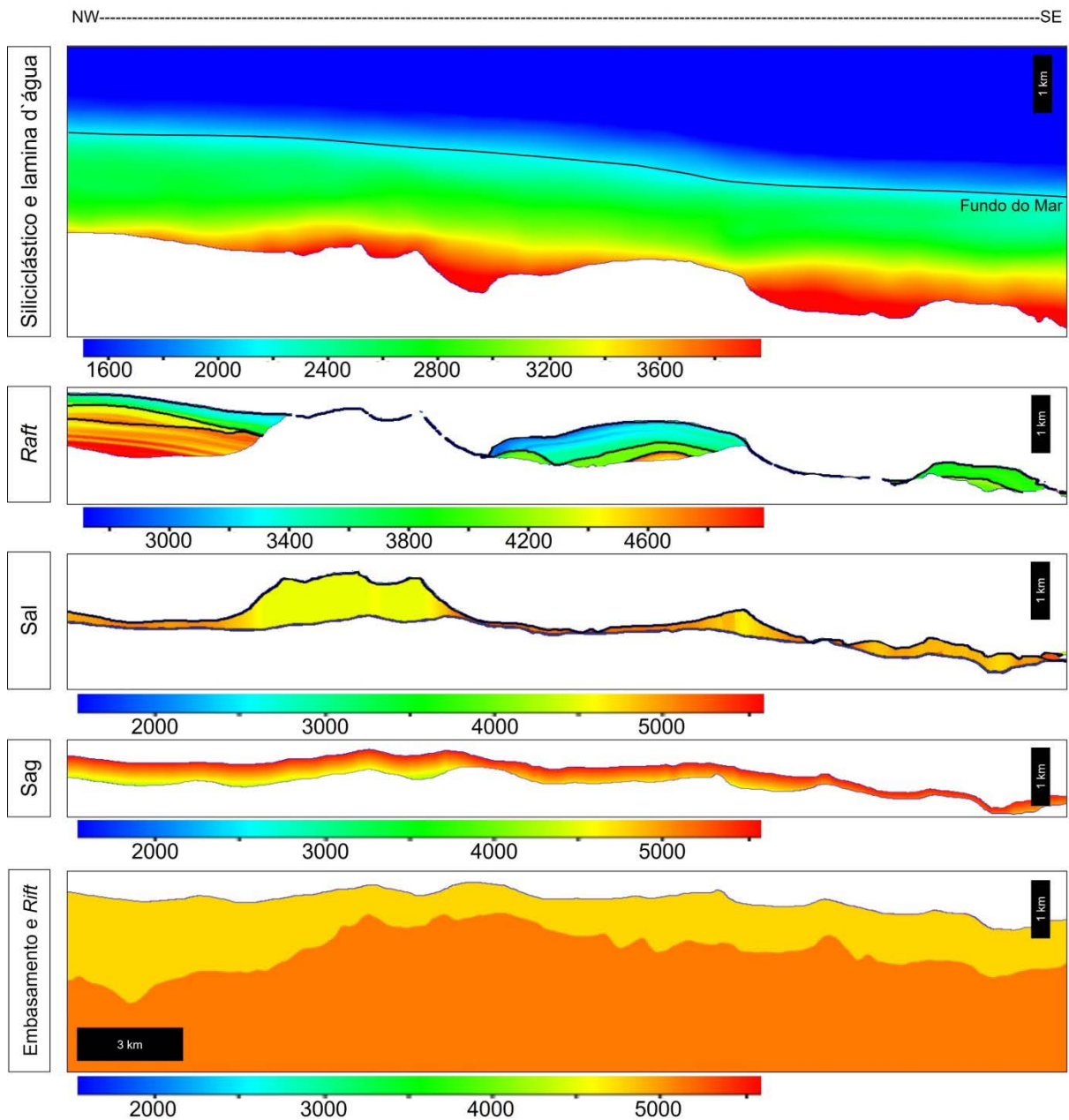
Para o Domínio Pré-sal, foram aplicadas velocidades sísmicas constantes de 5117 m/s e 4790 m/s para as sequencias do embasamento e do *rift*, que representam suas velocidades médias respectivamente. Para o *sag*, calculamos a velocidade sísmica considerando um gradiente de velocidade negativo a partir da base do sal, seguindo a Equação 2, de acordo com o ajuste linear do poço W#6 desenhado na Figura 22, pois este contempla uma espessura considerável do *sag* na área, e expressa esta relação de “inversão” do padrão esperado de velocidades (Slotnick, 1959).

(2)

$$Velocity \left(\frac{m}{s} \right) = -3.11 * (m) - 19446$$

Para o Domínio Sal, a velocidade sísmica aplicada foi obtida pela relação empírica entre velocidades intervalares médias e espessuras, descrita na seção anterior de acordo com a abordagem publicada em Borges *et al.* (2015). A velocidade do sal varia entre 4500 m/s e 6000 m/s adotando-se a expressão na Equação 1, guiada pela variação da espessura do sal, como a apresentada no Gráfico 2. Para o Domínio Siliciclástico, foi considerada a velocidade sísmica original do PSDM.

Figura 27 – Seção de velocidades com a composição de velocidades utilizada para cada Domínio e suas relações estruturais.



Legenda: Seção de velocidade correspondente a seção E-E' da Figura 17 com a composição de velocidades sísmicas para o modelo proposto. Notam-se os diferentes domínios e suas respectivas relações geométricas.

Fonte: A autora, 2022.

Os efeitos das velocidades sísmicas do *raft* no posicionamento da profundidade do reservatório do pré-sal foram investigados considerando os oito modelos de velocidades (M#1, M#2, M#3, M#4, M#5, M#6, M#7 e M#8). M#1 é o modelo de velocidades original do processamento PSDM para o Domínio *Raft*. Este modelo de velocidades do PSDM utilizou os poços W#3, W#5, W#9, W#11 e W#13 durante a etapa de processamento sísmico e, portanto,

é razoável supor que o modelo M#1 deve fornecer um bom ajuste de marcador de poço nesses poços.

M#2 é uma metodologia chamada de “*layer cake*” (Schultz, 1999) aplicada sobre a velocidade sísmica original do PSDM. Preenchemos o Domínio *Raft* com a velocidade média do intervalo neste cenário. M#3 é uma adaptação da mesma metodologia “*layer cake*”, ainda utilizando a velocidade sísmica original do PSDM, mas agora considerando também as restrições estratigráficas da interpretação das sequências A, B e C. As abordagens utilizadas nos modelos M#1 e M#2 são estratégias de modelagens de velocidades sísmicas amplamente utilizadas na indústria do petróleo, principalmente em regiões sem informações de poços (Maul *et al.*, 2014). M#3 apresenta um refinamento desta estratégia, incluindo a interpretação das sequências internas da jangada.

M#4 foi construído baseado nas análises de poços das sequências carbonáticas (Figura 25) e correlação de poços (Figura 26). A correlação entre os poços apresentou um comportamento de velocidade semelhante correspondente às sequências estratigráficas. Nota-se que há um predomínio dessa organização estratigráfica influenciando a WSV e se sobrepondo ao efeito de gradiente de velocidade em profundidade. Para contemplar esta relação estratigráfica, foram utilizados os valores médios de WSV individuais para cada uma das três sequências do *Raft*. Os valores de preenchimento foram: 5000 m/s para a Sequência A, 4250 m/s para a Sequência B e 3500 m/s para a Sequência C.

Em áreas não amostradas por poços, e nas quais as sequências não são definidas, existem incertezas significativas sobre a composição interna do *raft* (Figura 20 b e c) e, conseqüentemente, sobre qual seria a faixa adequada de velocidades sísmicas para sua modelagem. Para melhor capturar tais incertezas, foram considerados três cenários de velocidades constantes, correspondentes à preponderância de cada uma das respectivas sequências. Para esses cenários, cada um dos três modelos (M#5, M#6 e M#7) reflete a velocidade intervalar média, calculada para cada sequência, A, B e C respectivamente. Ou seja: M#5 tem todo o Domínio *Raft* modelado com velocidade intervalar média dos poços da Sequência A (5000 m/s); M#6, modelado com a velocidade intervalar média dos poços da Sequência B (4250 m/s); e M#7, modelado com a velocidade intervalar média dos poços da Sequência C (3500 m/s).

O M#8 foi construído com uma abordagem geoestatística, utilizando a interpretação das sequências como limites e os perfis de WSV como dados brutos (Dubrule, 2003; Maul *et al.*, 2014). Para o último modelo (M#8), foi construído um *grid* 3D considerando a interpretação das três sequências internas dos *rafts*. As camadas do *grid* têm 0,1 m de

espessura para melhor explorar os aspectos relacionados à estratigrafia. O objetivo foi criar uma estrutura geológica adequada para interpolação WSV. Em seguida, foi utilizado o algoritmo de krigagem comum, com dados de 17 poços que cruzaram todo o Domínio *Raft*. Dubrule (2003) postula que a abordagem geoestatística prova ser um método consistente para integrar dados de poços, controlando sua coerência espacial, seguindo a estrutura geológica baseada em uma análise de variabilidade espacial (variograma). Essa estratégia foi adotada na construção do M#8. A Tabela 2 resume as abordagens para os diferentes cenários de velocidades sísmicas e a Figura 28 fornece uma visão geral das velocidades resultantes nos *rafts*.

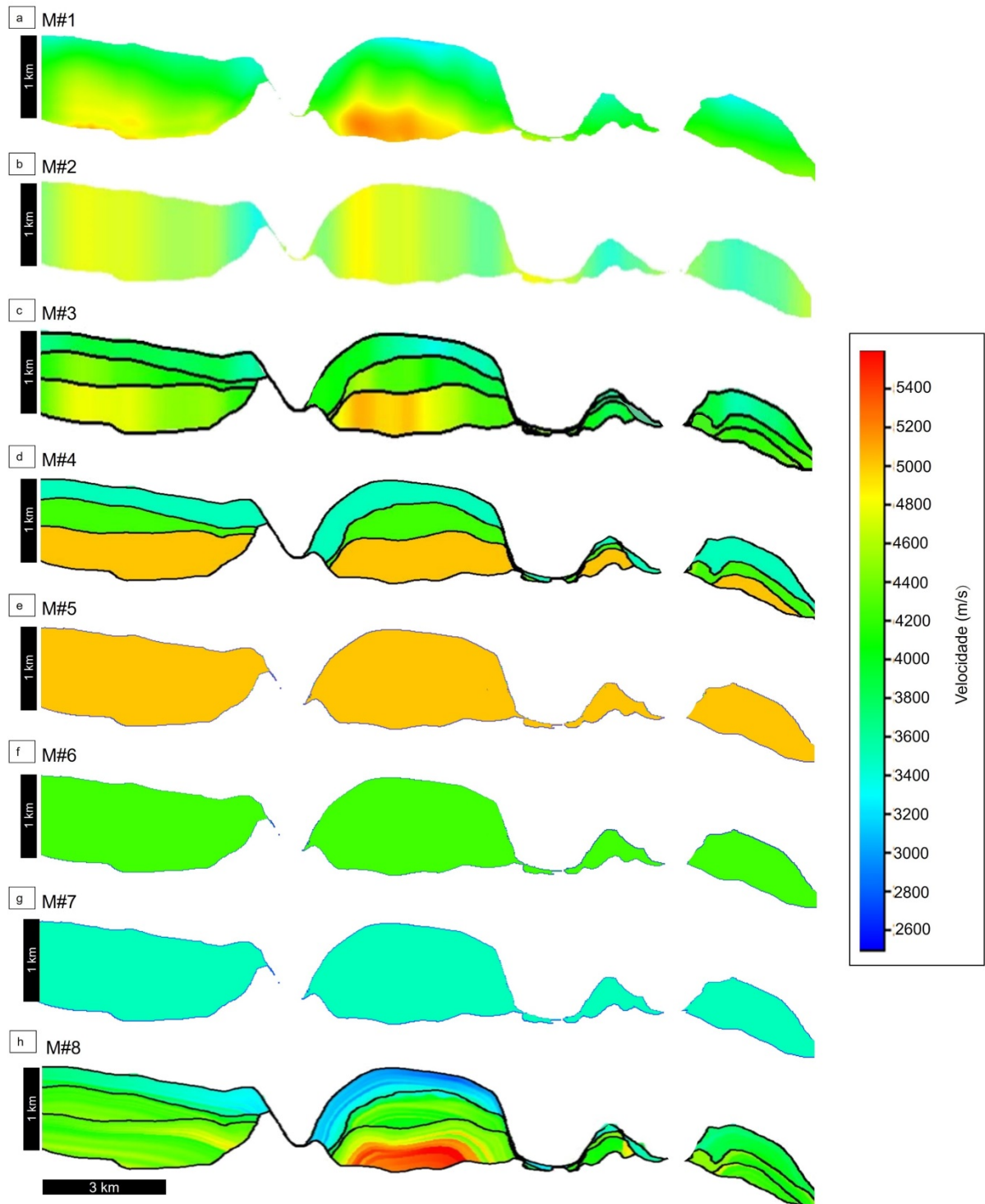
Tabela 2 -Estratégias de modelagem de velocidade do Domínio *Raft*

Nome	Estratégia de modelagem de velocidades do Domínio <i>Raft</i>	Valor
M#1	Velocidade original do processamento PSDM	valores do PSDM
M#2	<i>Layer Cake</i> (a partir do modelo de velocidade original do PSDM)	Valor médio de velocidade do <i>raft</i> a partir do M#1
M#3	<i>Layer Cake</i> estratigráfico (a partir do modelo de velocidade original do PSDM)	Valor médio de velocidade para cada Sequência do <i>raft</i> a partir do M#1
M#4	Composto pela velocidade média do WSV dos poços para cada uma das Sequências (A, B e C)	Sequência A = 5000 m/s; Sequência B = 4250 m/s; Sequência C = 3500 m/s;
M#5	<i>Raft</i> completo preenchido pela velocidade média da Sequência A	5000 m/s
M#6	<i>Raft</i> completo preenchido pela velocidade média da Sequência B	4250 m/s
M#7	<i>Raft</i> completo preenchido pela velocidade média da Sequência C	3500 m/s
M#8	Composto pela interpretação das Sequências carbonáticas preenchidas com WSV a partir dos poços por geoestatística.	Geoestatística a partir dos poços

Legenda: Estratégias de modelagem de velocidade do Domínio *Raft* para os oito modelos de M#1 a M#8. PSDM, migração de profundidade *pre-stack*; WSV, *Well Seismic Velocities*.

Fonte: A autora, 2022.

Figura 28 – Ilustração dos diferentes modelos de velocidade utilizados para o Domínio *Raft*.



Legenda: Os oito modelos de velocidades sísmicas propostos para o Domínio *Raft*. As seções acima correspondem à seção D-D' da Figura 17.

Fonte: A autora, 2022.

6.4 - Previsões de profundidade para o topo do pré-sal e incertezas no volume de rocha (GRV).

O impacto dos oito modelos de velocidade do Domínio *Raft* foi analisado em relação às estimativas de *Gross-Rock Volume* (GRV) dos reservatórios da seção pré-sal, utilizando um contato óleo-água fictício como um nível de referência constante, seguindo a mesma abordagem adotada por Maul *et al.* (2021b) e Pontes *et al.* (2021). Primeiramente, a superfície topo do reservatório do pré-sal foi convertida de profundidade para tempo utilizando a velocidade sísmica PSDM original (M#1). Depois, esta superfície foi convertida para profundidade com cada um dos cenários de velocidades sísmicas modelados (M#1, M#2, M#3, M#4, M#5, M#6, M#7 e M#8). O horizonte em tempo também foi reconvertido utilizando o próprio M#1, que o levou para tempo, visando se garantir consistência numérica, superando qualquer problema imposto pela seleção do *software* utilizado durante os procedimentos de conversão.

É importante mencionar que nesta etapa da metodologia não foi adotado nenhum processo de calibração dos modelos às informações dos poços, propiciando uma análise isenta das informações dos poços, ou seja, o quão acurado, em termos de processos de modelagem de velocidades sísmicas, cada modelo ficou.

Quatorze poços do projeto cruzam verticalmente todas as estruturas do Domínio *Raft*, atingindo o topo do reservatório pré-sal (horizonte base do sal). Portanto, o marcador de profundidade do topo do pré-sal, medido diretamente no poço, foi comparado com a superfície convertida em profundidade dos modelos construídos para cada local de poço. A Tabela 3 apresenta as distâncias (d) em metros (ou desajustes) entre a profundidade obtida dos poços perfurados com as conversões de profundidade, para cada modelo na posição dos poços. Ou seja, a profundidade do marcador do poço menos a profundidade da superfície, é a distância (d) para cada modelo. O Gráfico 3 ilustra as distribuições das distâncias entre as previsões e as constatações, nos poços, para cada modelo.

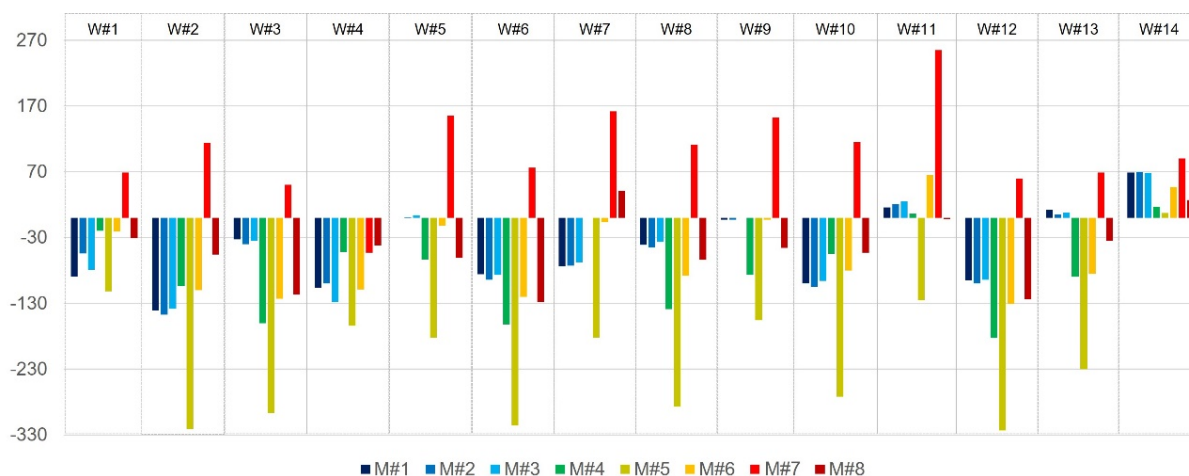
Tabela 3 - Distâncias entre as previsões de profundidade dos oito modelos e as respectivas profundidades constatadas nos poços.

Poço \ modelo	M#1	M#2	M#3	M#4	M#5	M#6	M#7	M#8
W#1	-90	-54	-79	-20	-112	-21	69	-31
W#2	-141	-147	-138	-104	-321	-110	114	-56
W#3	-33	-40	-35	-160	-297	-123	50	-57
W#4	-106	-100	-128	-52	-164	-109	-53	-42
W#5	0	1	4	-63	-182	-12	155	-61
W#6	-86	-94	-87	-162	-316	-120	76	-78
W#7	-74	-73	-68	0	-182	-7	162	41
W#8	-41	-45	-37	-139	-287	-88	111	-64
W#9	-3	-3	0	-87	-156	-3	152	-46
W#10	-100	-105	-96	-55	-272	-80	115	-53
W#11	16	21	25	6	-125	65	255	-2
W#12	-95	-100	-94	-183	-323	-131	60	-124
W#13	12	5	8	-90	-230	-85	69	-35
W#14	69	70	68	17	7	47	90	27
AVG	-48,00	-47,43	-46,93	-78	-211,43	-55,50	101,79	-41,50
AVG D	61,86	61,29	61,93	81,29	212,43	71,50	109,36	51,21
AVG D calculado sem viés	89,11	87,56	88,33	81,33	220,44	79,22	94,44	57,33

Legenda: Distâncias entre os marcadores de poços e as conversões para profundidade correspondente de cada modelo, nas posições dos poços, em metros. M#1 a M#8 são os modelos e W#1 a W#14 são poços considerados na análise. Valores negativos indicam que a superfície está abaixo do marcador de poço, enquanto valores positivos indicam que a superfície está acima do marcador de poço. As duas últimas linhas ilustram a distância (D) média, *average distance* (AVG) por modelo, bem como a média das distâncias absolutas (AVG|D|). A última linha (AVG|D| calculado sem viés) apresenta a média das distâncias absolutas, desconsiderando os cinco poços usados no processamento sísmico (W#3, W#5, W#9, W#11 e W#13), para evitar o viés que estes poços possam impor aos modelos derivados do processamento sísmico, uma vez que eles foram utilizados na construção dos modelos de velocidades desta etapa de processamento sísmico.

Legenda: A autora, 2022.

Gráfico 3 – Distribuição das distâncias entre as previsões geradas a partir da utilização de cada um dos oito modelos considerados e a respectiva profundidade constatada em cada um dos poços considerados para a análise, por terem cruzado todo o Domínio *Raft* e atingido o reservatório do pré-sal.



Legenda: Gráficos da distribuição das distâncias entre as superfícies convertidas por cada um dos oito modelos (M#1- M#8) e os marcadores de poço (W#1- W#14; mesmos dados da Tabela 3).

Fonte: A autora, 2022.

As distâncias médias (*average* ou AVG) e as distâncias médias dos valores absolutos, em módulo (AVG |D|), observadas na Tabela 3, comparam a previsibilidade de cada um dos modelos. A distância média absoluta, ou AVG |D|, evita mascarar possíveis compensações entre valores com diferenças positivas e negativas, que falsearam a análise quantitativa das médias. A Tabela 3 e o Gráfico 3 mostram que M#2 e M#3 são muito semelhantes a M#1. Essa similaridade era esperada pois M#2 e M#3 foram construídos tendo as informações de M#1 como entrada. A adoção da metodologia *Layer cake* (Schultz, 1999) minimiza problemas estruturais em termos de velocidades em áreas complexas, como é o caso do Complexo de Marlim, calculando as velocidades intervalares médias por camada e eliminando valores anômalos. Comparando M#1, M#2 e M#3 (em Tabela 3 e Gráfico 3), se observa uma ligeira diminuição das distâncias para AVG e AVG|D| com o refinamento da estratigrafia, ou seja, tanto M#2 quanto M#3 são ligeiramente melhores que M#1.

Conforme discutido anteriormente, os poços W#3, W#5, W#9, W#11 e W#13 foram utilizados no processo de construção do modelo de velocidades durante a etapa de processamento sísmico (PSDM). Portanto, a menor distância observada desses poços ao utilizar M#1, M#2 e M#3 não pode ser referência para comparação das estratégias de modelagem, e sim uma constatação da presença destes poços no M#1. Removendo-se esses poços para melhor quantificar o ajuste natural para M#1, M#2 e M#3 (última linha da Tabela 3), a AVG|D| destes modelos aumenta em cerca de 40%, como observado na última linha da Tabela 3. Os demais modelos (M#4 a M#8) são os que não têm influência de poços como

dado de calibração.

Como os modelos M#4 e M#6 refletem velocidades intervalares médias das sequências (A, B e C) do *raft*, os modelos têm ajustes semelhantes no pré-sal. Considerando que menores distâncias (D) representam melhores ajustes do modelo, o Gráfico 3 ilustra que M#4 tem um ajuste melhor do que outros modelos para os poços W#1 e W#7 e um bom ajuste para W#4, W#10, W#11 e W#14, enquanto o M# 6 tem um ajuste melhor que M#4, considerando os parâmetros AVG e $AVG|D|$ (Tabela 3). Ao se considerar, apenas, os modelos sem viés da presença dos poços durante o processamento sísmico, o M#6 também tem o melhor ajuste para o poço W#5 e um bom ajuste para os poços W#1, W#7 e W#9. Neste caso, demonstrando que, a comparação entre M#4 e M#6 depende da métrica de avaliação escolhida.

Os modelos M#5 e M#7 são considerados os cenários “extremos”. Estes poderiam ser adotados, por exemplo, em áreas exploratórias, sem informações de poço. M#5 impõe a velocidade da Sequência A ao Domínio *Raft* - o valor mais alto para o *raft* carbonático. Conseqüentemente, a estrutura do pré-sal é “empurrada” mais profundamente, resultando em um GRV menor dentre todos os modelos. Por outro lado, ao preencher o Domínio *Raft* com a velocidade da Sequência C (M#7), “puxamos” a estrutura para cima, resultando no maior GRV dentre todos os modelos (Tabela 4). Apesar das suposições de velocidade extremas, M#7 é o modelo que apresenta o melhor ajuste nos poços W#6 e W#12, e um bom ajuste para W#4, enquanto M#5 apresenta o melhor ajuste para W#14, confirmando as possíveis viabilidades desses cenários.

O M#8 apresenta o melhor ajuste geral, considerando tanto AVG quanto $AVG|D|$ (Tabela 3). Este modelo apresenta o melhor ajuste para quatro poços (W#2, W#4, W#10 e W#11). Se desconsiderarmos o modelo M#1, no qual o W#3 foi utilizado na etapa de processamento sísmico, então, o modelo M#8 passa a ter o melhor ajuste, também, para o W#3. A elaboração de modelos mais detalhados, em especial quando se aumenta suas heterogeneidades, tem sido fortemente defendido por alguns autores quando se trata de ambientes com complexidades estruturais (Sexton, 1998; Schultz, 1999; Guo & Fagin, 2002; Dubrule, 2003; Clapp *et al.*, 2004; Maul, 2020; Maul *et al.*, 2021b).

Considerando a base do horizonte de sal como o topo do reservatório alvo do pré-sal, calculou-se o GRV adotando uma profundidade de referência de -4800 m para representar um contato óleo-água fictício. Os GRV's obtidos de cada modelo são apresentados na Tabela 4, onde também são apresentadas as diferenças percentuais tomando M#1 como referência, por ser o modelo considerado o padrão da indústria, disponibilizado junto com o dado sísmico. O

Gráfico 4 apresenta as mesmas informações da Tabela 4.

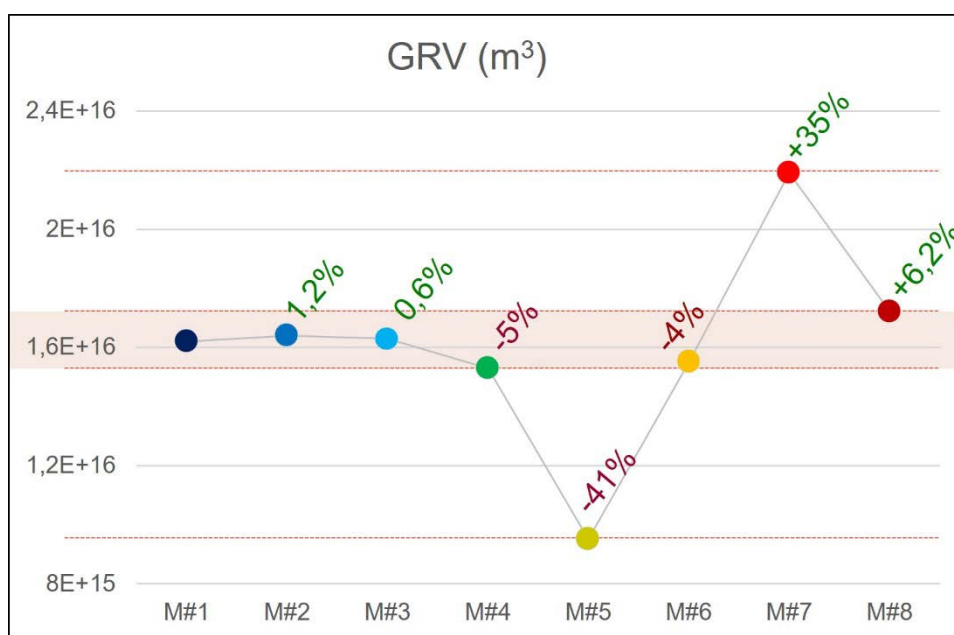
Tabela 4 - Volumes de Rocha ou GRV's calculados para cada um dos oito modelos considerados.

Nome	Volume (m ³)	Comparado ao M#1
M#1	1,62E+16	Modelo referência
M#2	1,639E+16	1,2% maior ↑
M#3	1,628E+16	0,6% maior ↑
M#4	1,53E+16	5% menor ↓
M#5	0,95E+16	41% menor ↓
M#6	1,55E+16	4% menor ↓
M#7	2,19E+16	35% maior ↑
M#8	1,72E+16	6,2% maior ↑

Legenda: Volume de rocha ou *Gross-Rock volume* (GRV) dos oito modelos estudados (M#1-M#8), assumindo -4800 m como contato óleo-água fictício e tomando M#1 como referência.

Fonte: A autora, 2022.

Gráfico 4 - Distribuição da variação do GRV dos volumes propostos a partir do volume de referência (M#1).

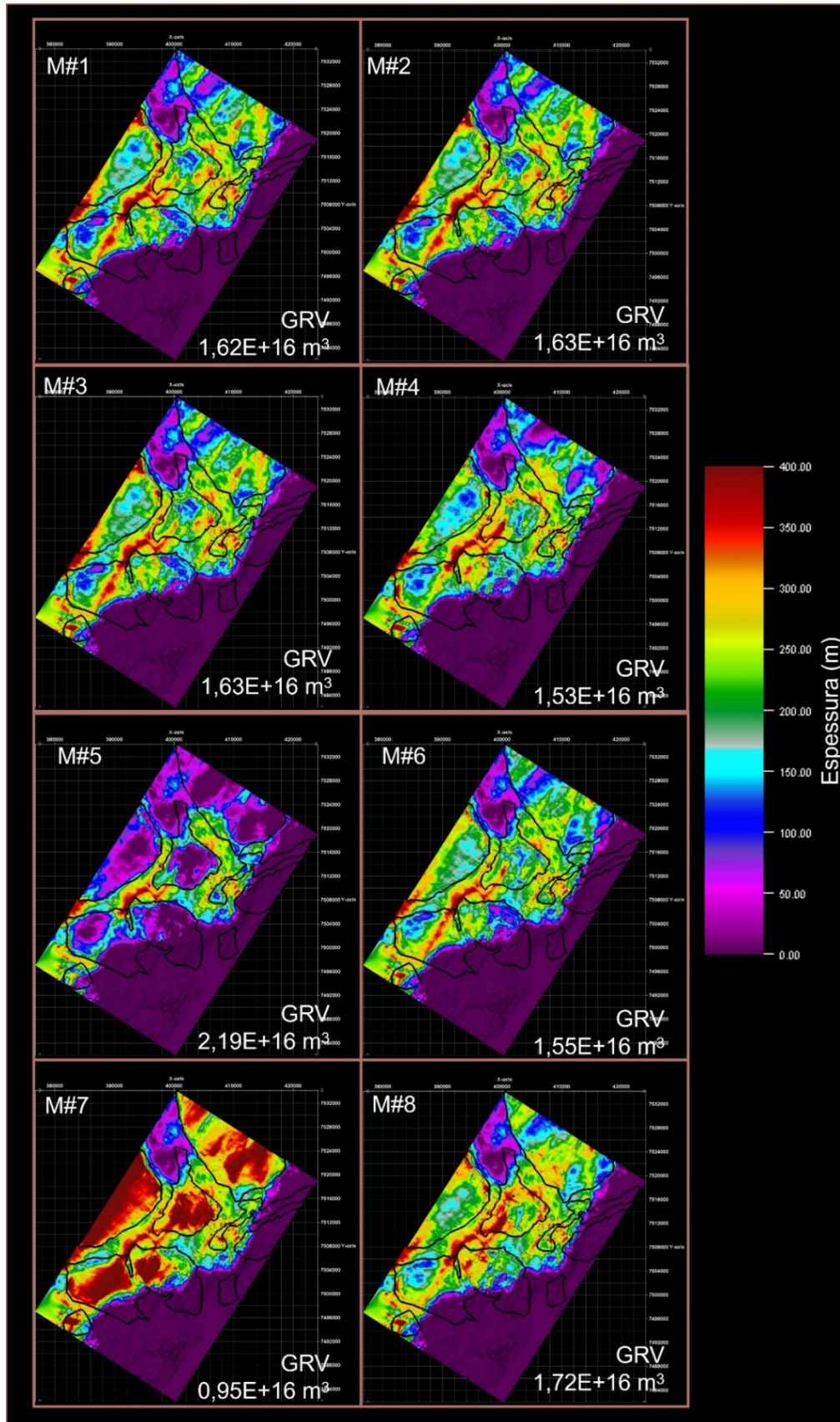


Legenda: Gráfico de variação do volume de rocha (GRV) dos oito modelos estudados, assumindo -4800 m como contato óleo-água, e tomando M#1 como referência (Valores da Tabela 4). Definimos a porção sombreada de rosa no centro do gráfico como nosso intervalo de confiança para a variação dos GRV's.

Fonte: A autora, 2022.

Considerando os valores extremos do GRV, as estratégias dos modelos M#5 e M#7 são recomendadas apenas para áreas exploratórias, em trechos distantes ou ausentes de informações de poços, e onde incertezas significativas devem ser contempladas. Por outro lado, os modelos M#1, M#2, M#3, M#6 e M#8 representam um “intervalo de confiança”, pois possuem GRV's semelhantes, apesar de apresentarem mapas estruturais bastante distintos (Figura 29).

Figura 29 - Mapas de distribuição dos GRV's para cada modelo adotado.



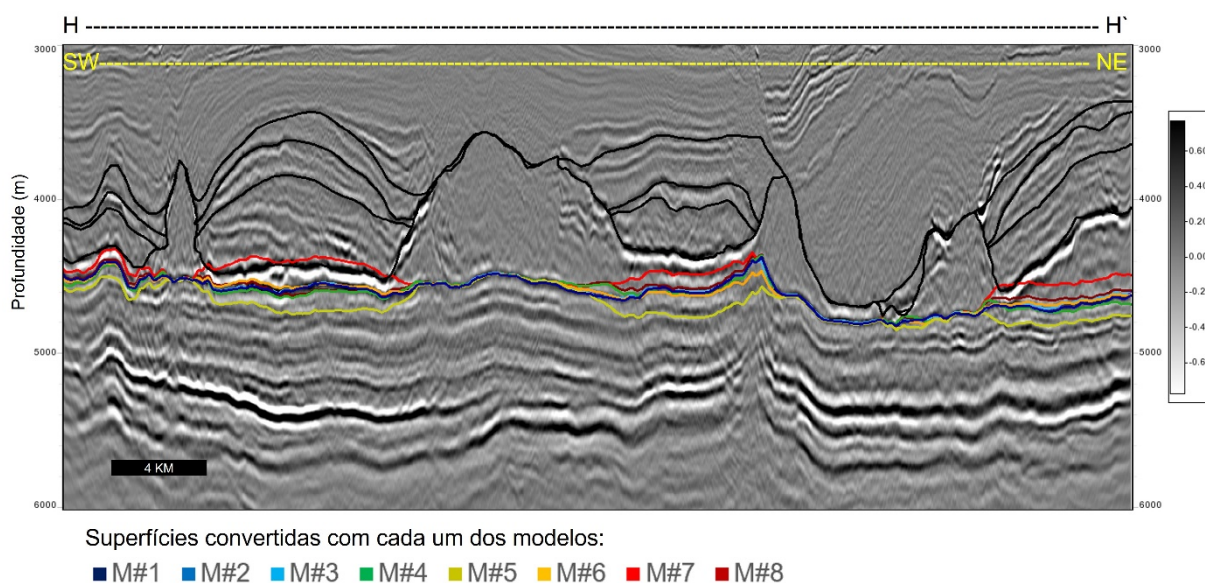
Legenda: Mapas de espessura entre o topo do pré-sal e -4800 m. As linhas pretas nos mapas definem os limites projetados da dos rafts. GRV, volume de rocha.

Fonte: A autora, 2022.

A comparação de M#1 e M#8 (Figura 29) apresenta diferenças estruturais abaixo dos *rafts* e corpos de sal espesso, que impactam as elevações estruturais previstas. Abaixo do *raft* localizado na porção central da área, por exemplo, há uma inversão completa das posições de altos e baixos estruturais. Comparando M#8, M#4 e M#6 (Figura 29), é observado sua semelhança em termos de posições dos altos e de baixos estruturais. No entanto, existem várias diferenças em termos de espessura para cada modelo, algumas das quais são destacadas na Figura 30.

Em M#7 e M#5 (Figura 29 e Figura 30), se observam as diferenças mais proeminentes entre todos os modelos comparados, conforme refletido nos cálculos do GRV's, por serem os modelos considerados mais extremados, em função de premissas de velocidades constantes para *rafts*, ora menores, ora maiores. As elevações estruturais estão concentradas abaixo dos *rafts* em M#7. Em contrapartida, no M#5, os baixos estruturais se concentram abaixo dos *rafts*, com diferenças de espessura significativas em relação aos demais modelos.

Figura 30 - Seção de amplitude sísmica com sobreposição das superfícies geradas a partir de cada modelo de velocidades.



Legenda: Seção de amplitude em profundidade da seção H-H' (o mesmo que a Figura 17a e h). A interpretação das sequências de sais e carbonáticas estão assinaladas na cor preta. O topo do pré-sal convertido com os diferentes modelos é mostrado em cores para enfatizar as diferenças de posição de profundidade.

Fonte: A autora, 2022.

Devido aos cenários de velocidade do Domínio *Raft*, observa-se uma variação do GRV do reservatório do pré-sal de cerca de 6% que se pode definir como um intervalo de confiança (Gráfico 4). Esse valor é semelhante aos valores publicados na literatura para a Bacia de Santos ao explorar os efeitos de detalhamento da velocidade do sal (Meneguim *et*

al., 2015; Paes *et al.*, 2019; Maul *et al.*, 2021b; Pontes *et al.*, 2021). Portanto, no Domínio Sal Extensional da Bacia de Campos, a caracterização das velocidades dos *rafts* tem o mesmo nível de relevância que a caracterização do sal na região do Domínio Sal Compressional da Bacia de Santos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

O Complexo de Marlim é uma região bastante prolífica em produção de petróleo, que abrange os campos de Marlim, Marlim Leste e Marlim Sul, aí incluídos diversos intervalos estratigráficos produtores e a implantação de diversos sistemas de produção. Desta forma, todo novo conhecimento geológico que proponha melhorias na produção pode ser rapidamente absorvido pelo sistema implantado. A vasta disponibilidade de dados públicos compõe um cenário favorável para estudos acadêmicos que envolvam a extração de informação destes dados, e como consequência o aprofundamento dos estudos e interpretações e hipóteses geológicas, que pode ser aplicado na mesma região ou em regiões análogas.

Olhando sob o aspecto de análogos geológicos, os resultados deste estudo podem servir de base para estudo de velocidades sísmicas em áreas com menor quantidade de dados em ambientes de tectônica *raft*, em domínios extensionais nas bacias brasileiras e africanas inicialmente. Adicionalmente, devido à vasta quantidade de informações observadas para os Domínio Siliciclástico, Domínio Sal e Domínio Pré-sal, estes dados e resultados podem ainda servir de referências para diversas outras regiões onde estes domínios existem em configuração semelhante.

A construção de modelos de velocidades mais aproximados do objeto geológico considerado, através da modelagem das velocidades intervalares das seções e calibração com os dados disponíveis (poços e sísmica), pretende trazer robustez para o planejamento e gerenciamento da produção de campos de petróleo. Adicionalmente, as previsões em profundidade, bem como as consequentes geometrias do reservatório, podem ser variadas através da abordagem de incertezas de interpretação sísmica, e incertezas de velocidades sísmicas, com impactos no entendimento geológico do campo.

Neste trabalho foi abordada, de forma didática, uma metodologia de análise de incertezas com base em possíveis cenários de velocidades, destacando como elemento geológico principal, os *rafts* carbonáticos, que por seu comportamento diferenciado em termos de velocidades sísmicas e por variação geométrica lateral, impõe diversos desafios a esta área. Devido à complexidade de interpretação dos blocos de *rafts*, cascos de tartarugas e domos de sal nesta região, a inserção de interpretação geológica a partir de modelagem se torna elemento fundamental.

No trabalho proposto não foram adotadas as etapas de calibração de poços em

profundidade nos modelos adotados. Esta etapa, normalmente aplicada na indústria, é considerada importante para a melhor cubagem do reservatório. No entanto, neste trabalho não está sendo defendido o melhor modelo de velocidades possível para a área, mas sim, as possibilidades de modelos seguindo diferentes abordagens desde as mais simples às mais complexas, com base em dados de poços. Esta abrangência nos permite compreender o nível de incerteza de velocidades sísmicas que compõe o Domínio *Raft* e o grau de impacto que pode causar nas sequências sobrepostas, como por exemplo os reservatórios do pré-sal.

O trabalho de modelagem de velocidades pode ainda ser mais refinado, de modo a englobar outros estudos geológicos, maior número de horizontes internos do *raft* e atributos geofísicos para sua melhor distribuição, como tem sido visto no trabalho de diversos autores (Maul, 2020; Maul *et al.*, 2021a; Maul *et al.*, 2021b). A modelagem aplicada no presente estudo focou em considerações estratigráficas, mas ao se observar o nível de deformação dos *rafts* (Mattos, 2021), ainda é possível se discutir aspectos de deformação das rochas (fraturas, falhas, dobras etc.) considerando seu impacto nas velocidades e nos possíveis efeitos geomecânicos.

Além disso, a modelagem geológica de velocidades, por si, não encerra a melhor atualização de modelos, que podem ainda passar pela revisão em etapas de processamento sísmico, como tomografias e atualizações por FWI (*full wave inversion*) por exemplo. Esta integração entre modelagem geológica e processamento sísmico (tomografia) pode ainda se dar de forma recursiva e com calibração de poços, de forma que, num processo iterativo, se encontre a solução observada como a mais adequada para um determinado dado sísmico.

O recebimento de dados sísmicos considerados de melhor qualidade, novos poços ou interpretações que incluam novas estruturas ou anomalias de velocidades, podem requerer atualizações. Novos modelos de velocidade, quando usados em novas migrações sísmicas, ou mesmo em conversão tempo-profundidade, geram novas visões sobre a construção da imagem sísmica. Portanto, o conhecimento geológico pode influenciar a qualidade da imagem sísmica, e a qualidade da imagem acaba por influenciar a interpretação geológica em consequência.

Apesar de o alvo escolhido para ilustrar o impacto das velocidades do *raft* ter sido o topo do reservatório pré-sal, o impacto em profundidade é esperado para toda a porção interna do próprio *raft*, assim como qualquer sequência posicionada abaixo da estrutura. Um questionamento importante não aprofundado nos resultados é se as diferenças em profundidade, adotando-se modelos distintos, pode chegar a alterar a interpretação acerca dos estilos estruturais observados. Olhando para o reservatório pré-sal, o impacto de interpretação deposicional parece ser o mais relevante (Figura 29 e Figura 30) a princípio, uma vez que a

identificação de altos e baixos estruturais, bem como o *slope*, das plataformas carbonáticas é um fator relevante na distribuição de fácies carbonáticas em muitos modelos conceituais (Read, 1985; Bosence *et al.* 2003; Wilson, 2012).

Quando observamos a estrutura do *raft* em si, a questão sobre interpretação estrutural se torna ainda mais relevante, como observado nos modelos extremos (modelos M#5 e M#7 na Figura 29). Aqui ambos os cenários sugerem uma relação de ancoragem da estrutura *raft* em estruturas do pré-sal (em altos ou baixos estruturais, Figura 30), o que fornece uma visão distinta da evolução final da tectônica *raft* na região e podem implicar em diferentes interpretações para o sistema petrolífero. Considerando estes casos extremos, pode-se inclusive discutir a possibilidade de deformações tardias do *raft* associadas até a movimentações do embasamento que é discutido em Fetter, 2009.; Davison *et al.* 2012), ao passo que em geral na literatura considera-se a tectônica *raft* como *thin -skinned*.

Observado o Domínio Siliciclástico, é importante mencionar que o gráfico de velocidades (Figura 23) representa uma distribuição normal enviesada pela amostragem de poços, que normalmente não se inicia nas sequências mais rasas, devido ao diâmetro do poço e por não ser intervalo de interesse econômico. Isto causa uma impressão de predominância de um valor de velocidade falseado. O mesmo ocorre com as seções profundas, compostas ainda pelo Domínio Siliciclástico, como por exemplo as regiões de bacias entre *rafts* (também chamadas de calhas siliciclásticas ao longo do texto). Estas regiões foram amostradas por uma quantidade pequena de poços e por isso, pouco se pode concluir a respeito do comportamento das velocidades nestas regiões.

Em uma sugestão para trabalhos futuros, estas regiões de calhas poderiam ser objeto específico para estudo de incertezas sobre as velocidades sísmicas considerando que, além da curva normal de compactação de folhelhos, e conseqüente aumento da velocidade com a profundidade, esta região seria influenciada por questões deposicionais e tectônicas específicas que podem implicar em anomalias de velocidades, seja por canalização de arenitos; eventualmente rochas vulcânicas, e por sofrerem deformação associada ao diapirismo. Como ponto inicial para esta discussão, podemos sugerir uma importante calha que ocorre na região, e que é visível na tonalidade roxa na parte norte em todos os mapas da Figura 29 e Figura 21, indicando que, na interpretação atual (onde não se variaram as velocidades) parece existir uma coincidência desta calha com um baixo estrutural do pré-sal. Um cenário de incerteza, poderia questionar a estrutura do pré-sal a partir da possibilidade de uma velocidade um pouco menor atribuída para a calha siliciclástica.

Outro aspecto que pode ser estudado sob o ponto de vista de velocidades a partir

de interpretações de poços seria a identificação de possíveis anomalias relacionadas a rochas vulcânicas, ou ainda a rochas geradoras.

A respeito do domínio pré-sal, observou-se a larga distribuição das velocidades sísmicas do *sag* e do *rift*, sem muitas conclusões a respeito da compreensão de seu comportamento. Outras análises sobre estes subdomínios podem ser, futuramente, aprofundadas com a integração com outros dados, como litofácies ou interpretação geológica detalhada (para melhorar a etapa de modelagem geológica de velocidades sísmicas para essas unidades), como, por exemplo, as ideias apresentadas em Maul (2020) e Teixeira (2021).

CONCLUSÕES

Os reservatórios do pré-sal do Complexo de Marlim estão situados abaixo de um domínio tectônico extensional de sal, no qual estão presentes domos de sal e *rafts* carbonáticos. Nesse ambiente estrutural complexo, a interpretação sísmica 3D é o principal recurso para orientar as análises de velocidades e vincular a distribuição destas com os cenários geológicos considerados observados. Foram identificadas várias estruturas relacionadas à halocinese dentro do contexto do domínio extensional. A tectônica *raft*, que afeta a plataforma carbonática e os sedimentos siliciclásticos, se desenvolveu desde o Albiano. No Domínio *Raft*, definido entre o topo do sal e o Cenomaniano, interpretaram-se três diferentes sequências carbonáticas relacionadas à elevação do nível do mar, onde a deposição varia de marinha restrita a marinha aberta. A distribuição dos *rafts* se assemelha a um “quebra-cabeça” com separações tanto nas direções *dip* e *strike*, indicando uma extensão bidirecional relacionada ao movimento radial do sal devido à convexidade da bacia.

As sequências deposicionais internas dos *rafts* variam em geometria, composição litológica e espessura. Ao se analisar as velocidades do *raft* com e sem individualização das sequências, observando dois controles principais para a distribuição de velocidade. A organização estratigráfica dentro dos *rafts* é considerada o controle mais crítico no comportamento das velocidades, e o gradiente de profundidade tem um papel secundário. Considerando a incerteza na caracterização da velocidade do *raft*, foram construídos sete modelos de velocidades para este domínio usando diferentes estratégias de modelagem. O impacto desses modelos foi quantificado utilizando métricas padrões na indústria de O&G.

Como muitos poços estavam disponíveis na área de estudo, um modelo incluindo geoestatística levou a um resultado mais robusto. Modelos considerando cenários de velocidades extremas também foram considerados, pois podem ser apropriados para regiões com baixa amostragem de poços, chegando a até 40% de variação de GRV. Os outros modelos forneceram uma faixa de valores em torno de 6% para avaliação de incerteza de volume de rocha (GRV), esperado como padrão para campos classificados como *Brown Fields*. Os resultados demonstraram que, abaixo dos *rafts*, o topo do pré-sal pode variar até 200 m em sua profundidade, impactando na geometria da estrutura do reservatório.

Desse modo, o objetivo principal deste trabalho foi utilizar a análise de poços para subsidiar discussões sobre como representar velocidades sísmicas em *rafts* carbonáticos com estratigrafia interna variável. Demonstrou-se que a modelagem dos *rafts* é crucial na

construção de modelos de velocidades nas regiões de tectônica *raft* na Bacia de Campos. Seu impacto no posicionamento do reservatório do pré-sal e na avaliação da incerteza volumétrica é extremamente significativo para projetos de exploração e produção.

REFERÊNCIAS

- Abelha, M.- & Petersohn, E. 2018. The state of the art of the Brazilian pre salt exploration. *Search and Discovery Article*, 30586. p. 20-23.
- Alberoni, A.A.L., Jeck, I.K., Silva, C.G.- & Torres, L.C. 2020. The new Digital Terrain Model (DTM) of the Brazilian Continental Margin: detailed morphology e revised undersea feature names. *Geo-Marine Letters*, 40(6). p. 949-964.
- Amarante, F.B., Jackson, C.A., Pichel, L.M., Scherer, C.M.S. & Kuchle, J. 2021. Pre-salt rift morphology controls salt tectonics in the Campos Basin, offshore SE Brazil. *Basin Research*, 33(5). p. 2837-2861.
- ANP, Sumário Geológico e Setores em Oferta, 2015. Elaborado por: Gabriel Bastos, Superintendência de Definição de Blocos SDB.
- ANP, Sumário Geológico e Setores em Oferta, 2017. Elaborado por: Eressa Yumi Portella, Ricardo Travassos e Júlio Cesar Vital. Superintendência de Definição de Blocos SDB.
- Anselmetti, F.S. & Eberli G.P., 1993. Controls on sonic velocity in carbonates. *Pure and Applied Geophysics*, 141, 287–323.
- Anselmetti, F.S. & Eberli, G.P. 2001. Sonic Velocity in Carbonates—A Combined Product of Depositional Lithology and Diagenetic Alterations. *In book: Ginsburg, R. N. (2001), Subsurface Geology of a Prograding Carbonate Platform Margin Great Bahama Bank*, p. 193-216.
- Asmus, H.E. 1984. Geologia da margem continental brasileira. *In: C. Schobbenhaus, D.A. Campos, G.R. Derze, & H.E. Asmus (eds.), Geologia do Brasil, MME/DPNPM, Brasília*, p. 443-472.
- Asmus, H.E. & Porto, R. 1972. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. *In: 26º Congresso Brasileiro de Geologia (SBG), Belém, 2.* p. 67-90.
- Bakker, E. 2018. *L'impact de la croissance des plantes et l'absorption du potasse sur l'évolution minéralogique des argiles du sol* (Doctoral dissertation, Université Grenoble Alpes).
- Bakulin, A., Grechka, V., and Tsvankin, I. 2000, Estimation of fracture parameters from reflection seismic data - Parts I, II, and III: *Geophysics*, 65, 1788–1830.
- Barton, D.C. 1933. Mechanics of formation of salt domes with special reference to Gulf Coast salt domes of Texas and Louisiana. *AAPG Bulletin*, 17(9), 1025-1083.
- Benac, P.; Guizan, C. & Maul A. 2021. Direct seismic modeling of carbonate architectural elements considering the reservoir scale: examples of possible applications in the Brazilian pre-salt fields. *In: 17th. International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, Brazil, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

Boechat, J. B., Bulcão, A., Soares Filho, D. M., Cunha, P. M., Mansur, W. J., & Moreira, T. 2007. A 3D reverse-time migration scheme for offshore seismic data. *In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2007 Society of Exploration Geophysicists*. 2427-2431, <https://doi.org/10.1190/1.2792971>

Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional de Petróleo (ANP) de marco de 2021.

Borges, F., Apoluceno, D., Selbach, H., Maul, A. & Lima, G. 2015. Thickness-based approach for evaporites seismic velocities in Campos Basin. *In: 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society., Rio de Janeiro, Brazil.*

Bosence, D. W., Church, K.D., Angela, L., Flint, S.S., Howell, J.A., Wilson, R.C.L. & John, A. 2003. *The sedimentary record of sea-level change*. Cambridge University Press.

Bruhn, C.H., Gomes, J.A.T., Del Lucchese, C. & Johann, P.R. 2003. Campos Basin: reservoir characterization and management-Historical overview and future challenges. *In: Offshore Technology Conference, May 2003, OnePetro.*

Bruhn, C.H.L., Pinto A.C.C., Johann P. R.S., Branco C.C.M., Salomão M.C. & Freire E.B. 2017. *Campos and Santos Basins: 40 Years of Reservoir Characterization and Management of Shallow- to Ultra-Deep Water, Post- and Pre-Salt Reservoirs - Historical Overview and Future Challenges*. Offshore Technology Conference, 2017, Rio de Janeiro, Brazil. Paper OTC-28159-MS

Burollet, P.F. 1975. Tectonique en radeaux en Angola (Raft tectonics in Angola). *Bulletin de la Société géologique de France*, 7. p. 503-504.

Cainelli, C., Mohriak, W. U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. *Episodes Journal of International Geoscience*, v. 22, n. 3, p. 206-216, 1999.

Cainelli, C. & Mohriak, W.U. 1998. *Geology of Atlantic Eastern Brazilian Basins*. American Association of Petroleum Geologists, International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, 1213 November, Short Course Notes, Geology of the Atlantic Eastern Brazilian Basins.

Camargo, G.N., Mohriak, W.U. & Maul, A. 2021. Geophysical integrated analysis of carbonate rafts, post-salt siliciclastic sediments and salt section supporting 3D seismic velocity models for pre-salt reservoir opportunities: the example of the Jabuti Field in the Marlim Complex of the Campos Basin. *In: 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, Brazil.

Cardoso, C.G., 2010. *Migration-Velocity Analysis Using Image-Space Generalized Wavefields*, Ph.D. Dissertation, Stanford University, USA.

Castro, M.R.D. & Fugita, A.M. 2004. Raft tectonics in northern Campos Basin; Tectonica de jangada (raft tectonics) na área norte da Bacia de Campos. *In: Rio oil and gas expo and conference 2004, 4-7 October 2004, in Rio de Janeiro, RJ, Brazil*, Instituto Brasileiro de

Petróleo e Gas (IBP).

Castro, R.D. & Picolini, J. P. 2015. Principais aspectos da geologia regional da Bacia de Campos. In *Geologia and Geomorfologia*, Campus. p. 1-12.

Chang, H.K., Kowsmann, R.O. & Figueiredo, A.M. 1988. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins. *Episodes Journal of International Geoscience*, 11(3), 194-202.

Chang, H.K., Kowsmann, R.O., Figueiredo, A.M.F. & Bender, A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, v. 213, p. 97 - 138.

Clapp, R.G., Biondi, B.L. & Claerbout, J.F. 2004. Incorporating geologic information into reflection tomography. *Geophysics*, 69(2), 533-546.

Cobbold, P.R. & Szatmari, P. 1991. Radial gravitational gliding on passive margins. *Tectonophysics*, 188(3-4). p. 249-289.

Cobbold, P.R., Szatmari, P., Demercian, L.S., Coelho, D. & Rossello E.A. 1995. Seismic and experimental evidence for thin-skinned horizontal shortening by convergent radial gliding on evaporites, deep-water Santos Basin, Brazil, In: *Jackson, M.P.A., Roberts, D.G. & Snelson, S., eds., Salt tectonics: a global perspective: AAPG Memoir 65*. p. 305–321.

Cypriano, L., Yu, Z., Ferreira, D., Huard, B., Pereira, R., Jouno, F., Khalil, A., Urasaki, E. N. A., Cruz, N. M. S. M., Yin, A., Clarke, D., & Jesus, C. C. 2019. OBN for pre-salt imaging and reservoir monitoring—Potential and road ahead. In *16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*.

Daley TM, Niu F, Silver PG, Majer EL. 2010. Acquisition of crosswell seismic monitoring data. In *Handbook of geophysical exploration: Seismic Exploration 2010 Jan 1*, Pergamon, 40, 165-176.

Davison, I. 2007. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. In: *Deformation of the Continental Crust: The Legacy of Mike Coward (Ed. by Ries, A.C., Butler, R.W.H. & Graham, R.H.) Geol. Soc. London Spec. Publications*, 272. p. 345–359.

Davison, I., Eerson, L. & Nuttall, P. 2012. Salt deposition, loading and gravity drainage in the Campos and Santos Salt basins. In: *Salt Tectonics, Sediments, Prospectivity (Ed. by Alsop, G.I., Archer, S.G., Hartley, A.J., Grant, N.T. & Hodgkinson, R.) Geol. Soc. London Spec. Publications*, 363. p. 157–172.

Davison, I., Jones, I. F. & Waltham, D. 2013. Seismic imaging of salt diapirs: Problems and pitfalls. In: *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013* (pp. 1332-1336). Society of Exploration Geophysicists and Brazilian Geophysical Society

Demercian, L.S., Szatmari, P. & Cobbold, P.R. 1993. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. *Tectonophysics*, 228. p. 393 - 433.

Dias, J.L., Scarton, J.C., Esteves, F.R., Carminatti, M. & Guardado, L.R. 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. *In: Raja Gabaglia, G.P. & Milani, E.J., organizadores. Origem e evolução de bacias sedimentares. rio de Janeiro: Petrobras.* p. 333-360.

Dias, J. L., Vieira, J.C., Catto, A. J., Oliveira, J.Q., Guazelli, W., Trindade, L. A. F., Mizusaki, A. M.P., Kiang, C. H. Kowsmann, R. O., Mello, U. T., Moura, J. A. 1987. Estudo regional da Formação Lagoa Feia. Rio de Janeiro: Petrobras. DEPEX, Relatório Interno. 143.

Dias-Brito, D. 1982. *Evolução paleoecológica da Bacia de Campos Durante a deposição dos calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?).* Boletim Técnico da Petrobras, v. 25, no 2. P. 84-97.

Dooley, T.P., Jackson, M.P., Jackson, C.A.L., Hudec, M.R. & Rodriguez, C.R. 2015. Enigmatic structures within salt walls of the Santos Basin – Part 2: Mechanical explanation from physical modelling. *Journal of Structural Geology*, 75. p. 163–187.

Dubrule, O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. *Society of Exploration Geophysicists Distinguished Instructor Series*, 6.

Dunne, J., Zengerer, M., Stein, H., Gallagher, S. J., Kilic, F., Kumar, P., Singh, S. P. 2007. Geomechanical prestack depth migration of the Kraken 3D (Browse Basin, Australia). *In Conference: AEGC 2018 At: Sydney, Australia, Fev 2017.*

Duval, B. Cramez & C. Jackson, M.P.A. 1992. Raft tectonics in the Kwanza basin, Angola. *Marine and Petroleum Geology*, 9 (4). p. 389-404.

Etris, E.L., Crabtree, N.J., Dewar, J. & Pickford, S. 2001. True depth conversion: more than a pretty picture. *CSEG recorder*, 26(9). p. 11-22.

Falcão, L. 2017. O sal estratificado e sua importância na modelagem de velocidades para fins de migração sísmica. Dissertação de Mestrado. *Universidade Federal Fluminense, UFF. Dinâmica Oceânica e Costeira, Niterói, RJ, Brazil*, 92.

Fernandez, B.D.M., Mohriak, W.U. & Menezes, P. D. T. L. 2003. Structural and stratigraphic aspects of salt tectonics in the Eastern Brazilian margin: evolution model and seismic section restoration. *In: 8th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, 168, September 2003.

Fetter, M. 2009. The role of basement tectonic reactivation on the structural evolution of Campos Basin, offshore Brazil: Evidence from 3D seismic analysis and section restoration. *Marine and Petroleum Geology*, 26(6), 873-886.

Figueiredo, A.M.F., Pereira, M.J., Mohriak, W. U., Gaglianone, P. C. & Trindade, L.A. 1985. Salt tectonics and oil accumulations in Campos Basin, offshore Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 69, no2. p. 255, abstract.

Fonseca, J., Teixeira, L., Maul, A., Barros, P., Boechat, J.B., González, M., 2018. Modelling geological layers into new velocity models for seismic migration process: a Brazilian pre-salt

case. In: *First EAGE/PESGB Workshop on Velocities. London, United Kingdom*, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800010>.

Fossen, H. 2016. *Structural geology*. Cambridge university press.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. & Gregory, A.R. 1974. Formation velocity e density – the diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics* 39 (6). p. 759–918.

Geoanp. <http://geo.anp.gov.br/#/mapview>

Gobatto, F., Maul, A., Falcão, L., Teixeira, L., Boechat, J.B., González, M., González, G., 2016. Refining velocity model within the salt section in Santos Basin: An innovative workflow to include the existing stratification and its considerations. In: *SEG International Exposition and 87th Annual Meeting. Dallas, TX, USA*.

Gray, S. H., Etgen, J., Dellinger, J. and Whitmore, D. 2001. Seismic migration problems and solutions. *Geophysics* 66, 1622-1640. <https://doi.org/10.1190/1.1487107>

Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P. & Luchesi, C.F. 1989. Petroleum geology of the Campos Basin, a model for a producing Atlantic-type basin, In: J. D. Edwards e P.A. Santogrossi, eds., *Divergent/Passive Margin Basins. AAPG Memoir* 48, p. 3-79.

Guardado, L.R., Spadini, A.R., Breão, J.S.L. & Mello, M.R. 2000. *AAPG Memoir* 73, Chapter 22: Petroleum System of the Campos Basin, Brazil.

Guerra, M.C. & Underhill, J.R. 2012. Role of halokinesis in controlling structural styles and sediment dispersal in the Santos Basin, offshore Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, 363(1). p. 175-206.

Guo, N. & Fagin, S. 2002. Becoming Effective Velocity-Model Builders and Depth Imagers, Part 2 – The Basics of Velocity-Model Building, Examples and Discussions. *The Leading Edge*, 21(12). p. 1210-1216.

Heine, C., Zoethourt, J. & Muller, R. D. 2013. Kinematics of the South Atlantic rift. *Solid Earth*, 4. p. 215–253.

Hite, R.J. 1973. *A suggested origin for the tachydrate-producing brines of the Sergipe Basin, Brazil*. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Geologia*, 27. Aracaju. São Paulo. Sociedade Brasileira de Geologia. P. 177-183.

Huang, S., Wang, Z., Wang, M., Khalil, A., Wang, P., Wu, X., Xie, Y., Perrone, F. & Ting, C.-O. 2017. Applications of Least-Squares Pre-Stack Depth Migration in Complex Geology around the World. *First Break*, 35: 43-48.

Huang, Y., Lin, D., Bai, B., Roby, S. & Ricardez, C. 2010. Challenges in pre-salt depth imaging of the Deepwater Santos Basin, Brazil. *Lead. Edge* 29 (7). p. 820-825.

Jackson, M.P.A. 1995. *Retrospective salt tectonics*. In: Jackson, M.P.A., Roberts D.G. & Snelson S. (ed). *Salt tectonics: a global perspective*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists. American Association of Petroleum Geologists Memoir 65, 454. p 1-

28.

Jackson, M.P.A. & Cramez, C. 1989. Seismic recognition of salt welds in salt tectonics regimes. *In: Gulf Coast Section of the Society of Economic Palentologists and Mineralogists Tenth Annual Research Conference Program and Abstracts, Houston, TX, USA.* p. 66-71.

Jackson, C.A.L., M.P.A., Hudec, M.R. & Rodriguez, C.R. 2015. Enigmatic structures within salt walls of Santos Basin – Part 1: Geometry and kinematics from 3D seismic reflection and well data. *Journal of Structural Geology*, 75. p. 135–162.

Ji, S., Huang, T., Fu, K. and Li, Z. 2011. Dirty salt velocity inversion: The road to a clearer sub salt image. *Geophysics*, 76, 169–174, <https://doi.org/10.1190/GEO2010-0392.1>

Jones, I.F. & Davison, I. 2014. Seismic imaging in and around salt bodies. *Interpretation*, 2(4). p. 1-20.

Justen, J.C.R., Vargas Jr., E.A., Alves, I. & Souza, A.L.S. 2013. Análise das Propriedades Elásticas de Rochas and Minerais Evaporíticos. *In: 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.*

Koutsoukos, E.A.M. & Dias-Brito, D. 1987 Paleobatimetria da Margem Continental do Brasil Durante o Albiano. *Revista Brasileira de Geociências*, 17(2), 86– 91.

Lopes, M.V. 2004. Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos. *COPPE/UFRJ., Engenharia Interdisciplinar, 2004 Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro*,196.

Machado Jr, D.L. et al. 2005. Restauração Estrutural de Sequências Albianas da Bacia de Campos. *V Seminário de Interpretação Exploratória (Interno Petrobrás)*, 2005, Brasil.

Machado Jr, D.L. et al. 2007. RAFT TECTONICS NA BACIA DE CAMPOS. *XI Simpósio Nacional de estudos Tectônicos*, 6 a 9 de maio 2007, Natal – RN

Martins, G., Mendes, J. C., da Silva Schmitt, R. & Armstrong, R. 2021. Unravelling source e tectonic environment of an Ediacaran magmatic province from Southeast Brazil: Insights from geochemistry and isotopic investigation. *Lithos* 404, 106428.

Mattos, T.R.D. 2020. Análise da Deformação e Evolução Estrutural 3D Calcário Albiano da Bacia de Campos. *Dissertação de Mestrado em Geociências, UERJ.* 121p.

Maul, A.R. 2020. Caracterização sísmica das estratificações da seção evaporítica salina e suas aplicações nos projetos de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Tese de Doutorado. *Universidade Federal Fluminense, UFF. Dinâmica Oceânica e Costeira, Niterói, RJ, Brazil*, 263.

Maul, A., Falcão, L., Gobatto, F. & González, M., 2014. *Modelagem Geológica de Velocidades Sísmicas Utilizando o GoCad/SKUA.* (Petrobras – Apostila Interna).

Maul, A., Cetale, M.A. & Guizan, C. 2018a. Few Considerations, Warnings e Benefits for the E&P Industry when Incorporating Stratification inside Salt Section. *RBGf – Revista Brasileira*

de Geofísica, V.36, n.4.

Maul, A., Santos M.A.C. & Silva, C. G. 2018b. Evaporitic Section Characterization and Its Impacts over the Pre-Salt Reservoirs, Examples in Santos Basin, *Offshore*. In: 19th Rio Oil & Gas. Expanded Abstracts, IBP, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

Maul, A., Bulcão, A., Dias, R.M., Pereira-Dias, B., Teixeira, L., Borges, F, González, M. e Guizan, C. & Cetale, M. 2021a. Benefits of Inserting Salt Stratification to Detail Velocity Model Prior to Least-Squares Reverse-Time Migration. *Journal of Applied Geophysics*, 195.

Maul, A., Cetale, M., Guizan, C., Corbett, P., Underhill, J.R., Teixeira, L., Pontes, R.F. & González, M. 2021b. The Impact of Heterogeneous Salt Velocity Models on the Gross Rock Volume Estimation: an Example from the Santos Basin Pre-Salt, Brazil. *Petroleum Geosciences*, 27(4).

Maul, A., Cetale, M., Guizan, C., González, M., Fonseca, J., Borge, F. & Abreu, C.E. 2019. Evaporitic Velocity Modeling Uncertainties and Variabilities: Implication for Pre-Salt Projects in the Santos Basin, Brazil. *Brazilian Journal of Geophysics*, 37(2). p. 175-186.

Mavko, G., Mukerji, T. & Dvorkin, J. 2009. *The Rock Physics Handbook - Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge.

Meisling, K. E., Cobbold, P. R. & Mount, V. S. 2001. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. *AAPG bulletin*, 85 (11). P. 1903-1924.

Meneguim, T.B., Mendes, S.C., Maul, A., Falcão, L., González, M. & González, G. 2015. Combining seismic facies analysis and well information to guide new interval velocity models for a pre-salt study, Santos Basin, Brazil. In: *14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, Brazil.

Milani, E.J. & Araújo, L.D. 2003. Recursos minerais energéticos: Petróleo. *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*. p. 541-576.

Milani, E.J.; Breão, J.A.S.L.; Zalán, P.V. & Gamboa, L.A.P. 2001. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas, *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.18, n°3, São Paulo.

Milani, E.J., Rangel, H.D., Bueno, G.V., Stica, J.M., Winter, W.R., Caixeta, J.M. & Neto, O.P. 2007. Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2). p. 183-205.

Mohriak, W.. Rifting and salt deposition on continental margins: Differences and similarities between the Red Sea and the South Atlantic sedimentary basins. In: *Geological Setting, Palaeoenvironment and Archaeology of the Red Sea*. Springer, Cham, 2019. p. 159-201.

Mohriak, W.U. 1988. *The tectonic evolution of the Campos Basin, offshore Brazil*. Inglaterra. (PhD Thesis, University of Oxford), 381.

Mohriak, W.U. 1995. Salt tectonics structural styles: contrasts and similarities between the

South Atlantic and the Gulf of Mexico, *In: GCSSEPM Foundation 16th Annual Bob F. Perkins Research Conference*. p. 177-191.

Mohriak, W.U. 2003. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*, 3. p. 87-165.

Mohriak, W.U. & Szatmari, P. 2001. Salt tectonics and sedimentation along Atlantic margins: insights from seismic interpretation and physical models. *Memoirs-Geological Society of America*, 193, p. 131-152.

Mohriak, W.U. & Barros, A.D. 1990. Novas evidências de tectonismo Cenozóico na Região Sudeste do Brasil: O Gráben de Barra de São João na plataforma de Cabo Frio, RJ. *Revista brasileira de Geociências*, 20(1-4). p. 187-196.

Mohriak, W.U. & Fainstein, R. 2012. Phanerozoic regional geology of the Eastern Brazilian margin, *In: D. G. Roberts e A. W. Bally, eds., Phanerozoic Passive Margins, Cratonic Basins and Global Tectonic Maps*, vol. 1C, Chapter 7, Elsevier B.V. p. 223-282.

Mohriak, W.U., Szatmari, P. & Anjos, S., M., C. 2008. *Tectônica de sal. Sal: Geologia e Tectônica: São Paulo, Brazil*, Editora Beca. 163.

Mohriak, W.U., Biassusi, A.S. & Fernandez, B. 2004. Salt tectonic domains and structural provinces: Analogies between the South Atlantic and the Gulf of Mexico.

Mohriak, W.U., Jackson, M.P.A. & Cramez, C. 1999. Salt-Tectonics Provinces Across the Continental-Oceanic Boundary In: The Brazilian E West African Margins. *In: American Association of the Petroleum Geologists. 6th International Conference and exhibition, Rio de Janeiro, 1999. Sociedade Brasileira de Geofísica. 834.*

Mohriak, W.U., Macedo, J.M., Castellani, R.T., Rangel, H.D., Barros, A.Z.N., Latgé, M.A.L., Ricci, J.A., A., Misuzaki, M.P., Szatmari, P., Demercian, L.S., Rizzo J.G. & Aires, J.R. 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. *In: Jackson, M.P.A., Roberts, D.G. & Snelson, S., eds., Salt tectonics: a global perspective: AAPG Memoir 65*. P. 273-304.

Mohriak, W.U., Palagi, P.R. & Mello, M.R. 1998. Tectonic evolution of South Atlantic salt basins: *AAPG Bulletin* 82, 1945.

Novellino, V. Falcão, L., Maul, A., Benac, P., Camargo, G., Cândido, A. & González, M. 2021. Pre-Salt seismic imaging and depth positioning uncertainties in the Campos and Santos Basins: challenges and warnings related to the structured overburden composed by carbonatic rafts and salt. *In: 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, Brazil.

Okubo, J., Lykawka, R., Warren, L. V., Favoreto, J. & Dias-Brito, D. 2015. Aspectos deposicionais, diagenéticos e estratigráficos em carbonatos do Grupo Macaé (Albiano): exemplo de campo petrolífero da Bacia de Campos. *Brazilian Journal of Geology*, 45. P. 243-258.

- Oliveira, L.C., Fernees, L.F., Maul, A.R., Rosseto, J.A., de Los Angeles Gonzalez Farias, M. & Sanchez, G.G. 2015. Geological Velocity Approach in Order to Obtain a Detailed Velocity Model for the Evaporitic Section–Santos Basin. *In: 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil.*
- Oliveira, L.C., Oliveira, R.M.A.G. & Pereira, E. 2018. Seismic characteristics of the onshore Abrolhos magmatism, East-Brazilian continental margin. *Marine and Petroleum Geology*, 89, 488-499.
- Paes, M., Pereira, C.E., Pinto, V., Maul, A., González, M., Meneguim, T., González, G., Meyer, R. & Furlle, L. 2019. Brazilian Pre-Salt Gross-Rock Volume Uncertainties: Integration between Velocity Model and Seismic Resolution. *In: 81st EAGE. Conference and Exhibition. London, UK.*
- Penna, R., Camargo, G., Johann, P.R. & Dias, R. 2013. Challenges in seismic imaging and reservoir characterization of presalt oilfields in offshore Brazil. *In Offshore Technology Conference. OnePetro.*
- Planke, S., Svensen, H., Myklebust, R., Bannister, S., Manton, B. & Lorenz, L. 2015. Geophysics and remote sensing. *In Physical geology of shallow magmatic systems*, Springer, Cham. p. 131-146.
- Pontes, R.L.B., Maul, A.R. & Silva, C.G. 2021. Seismic Characterization of Internal Salt Cycles: A Case Study in the Santos Basin, Brazil. *Brazilian Journal of Geophysics*, 39(2).
- Quirk, D.G., Schødt, N., Lassen, B., Ings, S.J., Hsu, D., Hirsch, K.K. & Von Nicolai, C. 2012. Salt tectonics on passive margins: examples from Santos, Campos and Kwanza basins. *Geological Society, London, Special Publications*, 363(1). p. 207-244.
- Read, J.F. (1985). Carbonate platform facies models. *AAPG bulletin*, 69(1), 1-21.
- Rebelo, T.B. & Batezelli, A. e Luna, J.S. 2021. Stratigraphic evolution and carbonate factory implications: Case study of the Albian carbonates of the Campos Basin, Brazil. *The Depositional Record* 7 (2). p. 271-293.
- Robein, E. 2003. On the Meaning of Kirchhoff Pre-Stack Time Migration Velocities. *In: 65th EAGE Conference & Exhibition, Houten, The Netherles.* European Association of Geoscientists & Engineers.
- Rodriguez, C.R., Jackson, C.L., Rotevatn, A., Bell, R.E. & Francis, M. 2018. Dual tectonic-climatic controls on salt giant deposition in the Santos Basin, offshore Brazil. *Geosphere*, 14(1). P. 215-242.
- Rosa, A. L. R. 2018. *The seismic signal and its meaning.* Society of Exploration Geophysicists.
- Rouby D., Raillard S., Guillocheau, F, Bouroullec R. & Nalpas T. 2002. *Kinematics of a growth fault/raft system on the West African margin using 3-D restoration.* Journal of Structural Geology 24. p. 783-796.

- Seifert, I., Penna, R., Maul, A. & González, M. 2017. Accurate Velocity Model Refinement through the use of Acoustic Impedance for Evaporite Seismic Facies differentiation of Pre-Salt Reservoir Prospects in Santos Basin. In: *15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 31 July-3 August 2017*. Brazilian Geophysical Society. p. 1782-1786
- Schreiber B.C, Babel, M. & Lugli S. 2007. An Overview of Evaporite Puzzles. In: Schreiber B. C, Babel, M. and Lugli S. (Eds.). *Evaporites through Space and Time*. Geological Society of London, Special Publications. 285(1): 364.
- Schultz, P. 1999. The seismic velocity model as an interpretation asset. 1999 *Distinguished Instructor Short Course, Society of Exploration Geophysicist (SEG) Distinguish Lecture Series*, 2. p. 1-25.
- Sexton, P. 1998. 3D Velocity-Depth Model Building Using Surface Seismic and Well Data, Durham PhD Thesis, Durham University.
- SHERIFF, Robert E. Encyclopedic dictionary of applied geophysics. *Society of exploration geophysicists*, 2002.
- Slotnick, M.M. 1959. *Lessons in Seismic Computing*, SEG.
- Souza, L. S., & Chaves Sgarbi, G. N. 2019. Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. *Boletín de Geología*, 41(1), 175-195.
- Souza, A.L.S., Souza. J.A.B., Meurer, B.G., Naveira, P.V., Chaves, P.A.R., Frydman, M., Pastor, J. & Chaves, M. 2012. *Reservoir geomechanics study for deepwater field identifies ways to maximize reservoir performance while reducing geomechanics risks*. Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference e Exhibition 2012, APOGCE 2012 Volume 2. p. 1430-1448
- Souza, P. H.G. 2007. Método Sísmico na Bacia de Campos: Aplicação de Sísmica 4D. Dissertação de *Especialização em geofísica do Petróleo*, UFRJ. 146
- Spadini, A.R., Esteves, F.R., Dias-Brito, D., Azevedo, R.L.M. & Rodrigues, R. 1988. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, 18 (3). p. 261-272.
- Strugale, M. & Cartwright, J. 2022. Tectono-Stratigraphic Evolution of the Rift and Post-Rift Systems in the Northern Campos Basin, Offshore Brazil. *Basin Research*.
- Taylor, J. C. M. 1985. The role of evaporates in hydrocarbon exploration. London: Geologic Societ of London. (Join Association of Petroleum Exploration Courses. Japex Course, 39.
- Teixeira, L. 2021. *Quantitative Seismic Interpretation in Evaporite Formations*. Tese de Doutorado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brazil.
- Trouw, R.A., Peternel, R., Ribeiro, A., Heilbron, M., Vinagre, R., Duffles, P., Trouw, C. C., Fontainha, M. & Kussama, H. H. (2013). A new interpretation for the interference zone between the southern Brasília belt and the Central Ribeira belt, SE Brazil. *Journal of South*

American Earth Sciences, 48, 43– 57.

Trusheim, F. (1960). Mechanism of salt migration in northern Germany. *AAPG Bulletin*, 44(9). p. 1519-1540.

Waisman, G. 2008. Tectônica de sal da Bacia de Campos. In: *Mohriak, W., Szatmari, P. & Anjos, S.M.C. (eds) Sal: Geologia e Tectônica. Editora Beca, São Paulo.* p. 317–341.

Warren, J.K. 2016. *Evaporites - A Geological Compendium*. 2nd ed. Springer. 1822p.

Veeken, P.P. 2006. *Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterization*. Elsevier. 509p.

Weijermars, R., Jackson, M.T. & Vendeville, B. 1993. Rheological and tectonic modeling of salt provinces. *Tectonophysics*, 217(1-2), 143-174.

Wilson, J.L. 2012. *Carbonate facies in geologic history*. Springer Science & Business Media.

Winter, W. R., Jahnert, R. J. & França, A.B. 2007. Bacia de campos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 15(2), 511-529.

Vendeville, B.C. & Jackson, M. P. 1992. *The rise and fall of diapirs during thin-skinned extension* (Vol. 209). Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

Vicentelli, M.G.C., Contreras, S.A., de Castro, J.C. & Riffel, S.H. 2015. Albian Carbonates reservoir facies characterization on Campos basin, based on geophysical facies analyses. In: *14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3-6 August 2015* (pp. 142-144). Brazilian Geophysical Society.

Yilmaz, Ö. 2001. *Seismic data analysis* Tulsa: Society of exploration geophysicists. Vol. 1, 1809p

GEOPHYSICAL INTEGRATED ANALYSIS OF CARBONATE RAFTS, POST-SALT SILICICLASTIC SEDIMENTS AND SALT SECTION SUPPORTING 3D SEISMIC VELOCITY MODELS FOR PRE-SALT RESERVOIR OPPORTUNITIES: THE EXAMPLE OF THE JABUTI FIELD IN THE MARLIM COMPLEX OF THE CAMPOS BASIN

Gisele Nery Camargo (Petrobras, UERJ); Webster Mohriak (UERJ); Alexandre Maul (Petrobras)

Abstract

The salt section of the Marlim Complex of the Campos Basin, offshore the eastern Brazilian margin, presents large thickness variations. In the region of the Jabuti oil field there are some salt domes that reach thickness of about 1 km, contrasting with the distal salt province, where salt walls are thicker than 3 km, and the proximal margin, where residual salt thickness is below the seismic resolution, *i.e.*, of less than a few meters. This variation is related to salt flow, resulting in development of Albian carbonate blocks that are displaced basinward, forming *rafts* sometimes over a few km in diameter, having thickness around 1 km in the thicker portions, constituting targets for petroleum exploration. The structural interactions of the salt section with the carbonate *rafts* and the post-salt siliciclastic sediments are controlled by the extensional tectonic context. Listric normal faults with large throws generate complex geometries, resulting in large lateral velocities contrasts involving the salt and the overburden. The salt, carbonate and siliciclastic minerals exhibit different seismic velocities: ranging from 3000 m/s (siliciclastic overburden) up to 6000 m/s (the anhydrite layers within the salt section). Such lateral heterogeneity poses challenges in building velocity models, especially for seismic migration and depth positioning. The adoption of methodologies covering the geological characterization of these carbonate and salt bodies, considering their external geometries because of halokinetic processes, has been tested as an approach to enhance the velocity models, indicating reliable trends in terms of geological context. However, even with quality imaging regarding the external geometry, we need to populate and calibrate the model with internal properties such as an equivalent of the well-log sonic velocities. A similar approach applied only to the salt bodies in the Santos Basin, located south of the Campos Basin, delivered enhanced results. However, in the Santos Basin the pre-salt section constitutes the main target for petroleum exploration, and processing is focused on the salt section. In the study area, near the outer high of the Campos Basin, in addition to variations in the salt section we must consider the geometry of the carbonate *rafts* in order to deal with the geological complexity regarding these referred seismic velocities. Therefore, the manipulation of several available wells provided by ANP resulted in a first approach to obtain accurate information for the velocity model building. We discuss two main aspects: the introduction of geological boundaries to build accurate models, and the use of well-log sonic velocity analysis in different provinces, providing feasible information to populate the built models. The combined analyses take into consideration the presence of listric faults with post-salt growth sequences, the presence of carbonate *rafts* and variations in the salt section. This work presents the well-log velocity analysis and the velocity model improvements that have affected the positioning of the pre-salt horizons and reservoirs to allow better project decision.

APÊNDICE B – Trabalho submetido a Petroleum Geoscience, (aceito em novembro, 2022)

CHALLENGES FOR SEISMIC VELOCITY MODELLING OF RAFTS AND IMPACTS FOR PRE-SALT DEPTH ESTIMATIONS

Gisele Nery Camargo, María González, Filipe Borges, Alexandre Maul & Webster U. Mohriak

DOI: <https://doi.org/10.1144/petgeo2022-033>

To access the most recent version of this article, please click the DOI URL in the line above. When citing this article please include the above DOI.

Received 25 April 2022

Revised 11 October 2022

Accepted 14 November 2022

Abstract: Seismic velocity models have significant importance in subsurface studies, notably when applied in structurally challenging areas. In some parts of the Campos Basin, offshore Brazil, the pre-salt reservoir's overburden shows complex structures, mainly due to raft tectonism that positions laterally resulting in interspersed salt domes, carbonate rafts, and siliciclastic sediments. This work used an extensive well database in the Marlim Complex to analyze the raft seismic velocities and their related impacts on pre-salt reservoir models. Based on well data, in combination with detailed seismic interpretation, it was proposed seven alternative velocity scenarios for the rafts. The geological motivations for each scenario are discussed aiming to develop constrained depth models for pre-salt reservoirs. The depth forecast results could be tested by the drilled wells and resulting models are quantitatively compared in terms of depth predictions and gross-rock volumes. The results show that the topography of the target pre-salt reservoirs can vary considerably, even in scenarios where well and geological constraints are considered. This can impact pre-salt geological characterization and field development.