Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia e Geofísica
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra

Pedro Monteiro Benac

Interpretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados por modelagem de processos sedimentares

Niterói

2023

Pedro Monteiro Benac

Interpretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados por modelagem de processos sedimentares

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

Orientador: Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva
Coorientador: Dr. Alexandre Rodrigo Maul (Petrobras)

Niterói - RJ
2023

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

B456i Benac, Pedro Monteiro
Interpretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados por modelagem de processos sedimentares / Pedro Monteiro Benac. - 2023.
84 f.: il.

Orientador: Cleverson Guizan Silva.
Coorientador: Alexandre Rodrigo Maul.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2023.

1. Sismoestratigrafia. 2. Modelagem geológica. 3. Carbonato. 4. Pré-sal. 5. Produção intelectual. I. Silva, Cleverson Guizan, orientador. II. Maul, Alexandre Rodrigo, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Pedro Monteiro Benac

Interpretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados por modelagem de processos sedimentares

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

Comissão Examinadora:

_____
Dr. Álvaro Favinha Martini (Petrobras)

_____
Dr. Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu (Petrobras)

_____
Dr. Miguel de Moraes Lima Silveira (Petrobras)

_____
Prof. Dr. Luiz Alberto Santos (UFF e Petrobras)

_____
Dr. Alexandre Rodrigo Maul – Coorientador (Petrobras)

_____
Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva – Orientador (UFF)

Dedico este trabalho aos amores da minha vida: minha esposa Raquel e meus filhos Joaquim e Isaque.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me dar a inspiração e a força para a realização deste trabalho. Também por me cercar de pessoas tão generosas que me ajudaram nesta jornada de aprendizado, as quais serei eternamente grato.

Aos meus pais, Vitor e Vania, por toda a educação familiar que me deram. Por sempre estimularem seus filhos na busca da sabedoria e do amor ao próximo. Aos meus queridos irmãos, Clarissa, Gabriel e Davi, pelo companheirismo e pelo incentivo. Aos meus avós, Augusto, Theodiva (*in memorian*), José (*in memorian*) e Dora (*in memorian*), pelo exemplo de vida na aplicação à família e ao trabalho.

À minha esposa pacientíssima, Raquel, pelos sacrifícios realizados diariamente pelo bem da nossa família, por me apoiar em todo o tempo, principalmente nos momentos difíceis, e sempre trazer beleza e doçura em tudo que faz por nós. Aos meus preciosos filhos, Joaquim e Isaque, que me proporcionam alegrias incalculáveis todos os dias e me motivam a deixar algum legado para eles próprios. O amor que recebo deles é muito maior do que eu possa merecer.

À Petrobras, que me proporciona um ambiente espetacular de crescimento profissional, e que me liberou durante esses anos para investir nesta capacitação acadêmica, em particular, através dos gerentes João Henrique di Cristofaro, Daniel Dargan, Carlos Eduardo Pereira, Ricardo Lykawka, e Rui Sansonowski, aos quais estendo este agradecimento.

Ao geofísico Alexandre Maul. Sem ele eu não teria conseguido sequer começar este mestrado, muito menos concluí-lo. Sou muito grato a ele, desde a provocação inicial para que fizéssemos este trabalho, quanto pelo acompanhamento minucioso, me auxiliando na produção dos resultados, nas revisões dos textos e nas pontes que fez para que eu buscasse outras pessoas para me ajudar. Ele realmente me ajudou a buscar caminhos que eu não teria a mínima condição de encontrar sozinho.

Uma dessas pessoas que busquei ajuda foi a geóloga Desiree Liechoscki. Sem a participação dela eu não teria como ter gerado mais da metade dos resultados deste trabalho. Além dela ter “colocado a mão na massa” para gerar resultados de qualidade, gastando horas preciosas do seu tempo particular, me ajudou muito nas discussões e revisões de texto em um tema que eu não estava suficientemente familiarizado. Por toda essa ajuda eu serei eternamente grato.

Não teria como deixar de agradecer também aos amigos da Petrobras que me ajudaram em discussões técnicas sobre o tema da pesquisa e sobre trabalhos acadêmicos: Adler Nascimento, Andressa Oishi, Arielly Rigueti, Augusto Tortolero, Bruno Eustaquio Lima, Gisele Camargo, Guilherme Vasquez, Fabio Luiz Silva, Fernanda Araujo, Felipe Coelho, Fernando Jardim, Frederico Schuab, Ingrid Seifert, João Paulo Gomes, Kledson Tomaso, Larissa de Lima, Leonardo Branco, Leonardo Marcio Teixera, Leonardo de Oliveira, Mario Paes, Marcos Grochau, Mellissa Baiense, Olivia Ribeiro, Paulo Evelim, Pedro Jonas Amaral, Renato Kramberger, Renata Giacomel, Roberto Dias, Saulo Pedrinha, Silvia Gaion, Thiago Konopka, Thiago Yamamoto, Victor Hugo Souza, Victor Mund, Vitor de Mello, Viviane Shimizu e Yves Assis.

À ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), pela liberação dos dados utilizados.

À Universidade Federal Fluminense (UFF), que através de seus professores e outros funcionários, deram todo o suporte na formação acadêmica e nos trâmites formais. Deve-se mencionar como a instituição contornou as dificuldades de acesso dos alunos ao ensino, durante o período de restrição de circulação por conta da pandemia. Ao professor Cleverson Guizan, por me orientar academicamente, dedicando do seu tempo para prover todo o necessário para a conclusão deste trabalho, incluindo as extensas revisões dos artigos.

Finalmente, agradeço aos integrantes da banca de dissertação que aceitaram participar da revisão e avaliação deste projeto: Álvaro Favinha, Carlos Eduardo de Abreu, Luiz Alberto Santos e Miguel Silveira.

“Somos o que fazemos. Nos dias em que fazemos, realmente existimos; nos outros, apenas duramos.”

Padre Antônio Vieira (1608 - 1697)

RESUMO

Este estudo trata da análise sismoestratigráfica realizada a partir de dados gerados pela modelagem *forward* em ambientes carbonáticos lacustres. A modelagem foi aplicada em um campo do pré-sal da Bacia de Santos, sendo a Formação Barra Velha a unidade alvo. Foram utilizados como parâmetros da modelagem: a superfície inicial de profundidade batimétrica; a variação do nível do lago; a subsidência; e as taxas de deposição carbonática por fácies. Cinco fácies carbonáticas foram consideradas: laminitos, grainstones, estromatólitos, esferulititos e mudstones. O objetivo da modelagem *forward* foi distribuir espacialmente as fácies numa malha tridimensional, na qual se pudesse simular uma sísmica sintética e a partir daí fazer as análises sismoestratigráficas. Foram atribuídos valores médios de impedância acústica para cada fácies do modelo 3D e depois calculado por convolução 1D a sísmica sintética. Com os modelos de fácies e de amplitude sísmica gerados, foi possível realizar uma série de interpretações estratigráficas, como: análise da distribuição das espessuras e proporção das fácies por região; análise do empilhamento vertical e variação lateral das fácies; observação do diagrama distância x tempo de Wheeler; e interpretações de padrões de refletores sísmicos com classificação de sismofácies. Através dessas análises em conjunto, foi possível compreender melhor as possibilidades e limitações da sismoestratigrafia como ferramenta de interpretação em ambientes carbonáticos lacustres do pré-sal e aplicados em escala de reservatório.

Palavras-chave: Modelagem por processos, Modelagem sísmica, Sismoestratigrafia, Carbonatos lacustres aptianos, Pré-sal da Bacia de Santos

ABSTRACT

This study deals with the seismic-stratigraphic analysis performed using data generated by *forward* modeling in lacustrine carbonate environments. The modeling was applied to a pre-salt field in the Santos Basin, with the Barra Velha Formation as the target unit. The modeling parameters included the initial bathymetric depth surface, lake level variation, subsidence, and carbonate deposition rates for different facies. Five carbonate facies were considered: laminites, grainstones, stromatolites, spherulitites, and mudstones.

The objective of the *forward* modeling was to spatially distribute the facies in a three-dimensional grid, allowing for the simulation of synthetic seismic data and subsequent seismic-stratigraphic analyses. Average acoustic impedance values were assigned to each facies in the 3D model, and 1D convolution was then used to calculate the synthetic seismic response. With the generated facies and seismic amplitude models, a series of stratigraphic interpretations were conducted, including the analysis of facies thickness and proportion distribution in different regions, vertical stacking patterns, lateral facies variations, observation of the Wheeler distance-time diagram, and interpretations of seismic reflector patterns with seismic facies classification.

Through these combined analyses, it was possible to better understand the possibilities and limitations of seismic stratigraphy as an interpretative tool in lacustrine carbonate environments in the pre-salt, applied at the reservoir scale.

Keywords: *Forward* modeling, Seismic modeling, Seismic Stratigraphy, Aptian lacustrine carbonates, Pre-salt of the Santos Basin

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa da Bacia de Santos e área de interesse.....18
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos.....20
Figura 3: Detalhe da carta estratigráfica: fases Rifte e Pós-Rifte.....21
Figura 4: Esquema da metodologia proposta.....22
Figura 5: Classificações de carbonatos.....25
Figura 6: Classificação de Terra *et al.* (2010).....26
Figura 7: Distribuição conceitual dos principais grupos fácies. 27
Figura 8: Esquema da modelagem *forward*. 30
Figura 9: Esquema mostrando o método convolucional.....35
Figura 10: Esquema das terminações.....37
Figura 11: Esquema de classificação das sismofácies. 39
Figura 12: Relação entre sismofácies e ambiente deposicional.....40
Figura 13: Atributos sísmicos utilizados para classificação das sismofácies. 42
Figura 14: Mapas de entrada da modelagem *forward*.....44
Figura 15: Curva de variação do nível do lago. 45
Figura 16: Taxas de deposição para cada fácies 46
Figura 17: Seções verticais NW-SE com as propriedades. 47
Figura 18: Quadro com seleção de 4 layers.....48
Figura 19: Mapas de proporção vertical por fácies.....49
Figura 20: Pseudo-poços O e A com propriedades do modelo 51
Figura 21: Estatística de Impedância acústica para cada fácies.....52
Figura 22: Esquema da geração da sísmica sintética 53
Figura 23: Seções em profundidade e gráfico de Wheeler 54
Figura 24: Seção com interpretação de sismofácies.....56
Figura 25: Seções com atributos sísmicos. 58
Figura 26: Crossplots entre atributos classificadores 59
Figura 27: Malha 3D do modelo de sismofácies classificada 61
Figura 28: Gráficos de pizza com proporções das fácies.....62
Figura 29: Quadro resumo com as sismofácies 63

SUMÁRIO

1 Introdução 13
2 Objetivos e estruturação da dissertação 16
3 Área de estudo e contexto geológico 18
4 Metodologia, materiais e métodos 22
5 Fundamentos teóricos 24
5.1 Fácies carbonáticas 24
5.2 Modelagem *forward* para ambientes carbonáticos 29
5.3 Propriedades elásticas das rochas carbonáticas 31
5.4 Modelagem sísmica convolucional 1d 34
5.5 Sismoestratigrafia e outras técnicas de análise estratigráfica 36
6 Resultados 44
6.1 Resultados da modelagem *forward* 44
6.2 Resultados da modelagem da sísmica sintética 51
6.3 Resultados da interpretação sismoestratigráfica 53
7 Discussões 64
7.1 Modelagem *forward* 64
7.2 Modelagem sísmica 66
7.3 Interpretação sismoestratigráfica 68
8 Conclusões 70
9 Bibliografia 72
Anexos 79

1 INTRODUÇÃO

O pré-sal brasileiro é considerado uma das mais importantes províncias de recursos energéticos do mundo, especialmente em função dos campos descobertos na Bacias de Santos, representando os maiores produtores de óleo e gás do Brasil. Desde quando o poço descobridor dos reservatórios do pré-sal atingiu seus objetivos em setembro de 2005, através do prospecto Parati (1-BRSA-329DRJS), a produção dos campos vem subindo, no presente superando mais de 2,9 milhões de boe/d (dados da ANP em dezembro de 2022). Atualmente, estima-se que a reserva provada do pré-sal seja de mais de 9,6 bilhões de bbl, correspondendo a mais de 72% da reserva total brasileira (ANP, 2022).

Os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos, pertencentes às formações Barra Velha, objeto deste estudo, e Itapema, são predominantemente carbonáticos, de ambiente lacustre; e foram depositados no Aptiano, no contexto das fases tectônicas rifte e pós-rifte da bacia (MOREIRA *et al.*, 2007). Por sobre esses reservatórios, depositaram-se os evaporitos salinos da Formação Ariri, empilhando-se numa seção que pode variar de poucos metros até cerca de 3 quilômetros de espessura, tendo em média 2.500 m (MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2012) e que impõem grandes dificuldades ao imageamento sísmico (MAUL, A. *et al.*, 2021). Desta forma, a caracterização dos reservatórios carbonáticos do pré-sal apresenta diversos desafios, desde a interpretação sísmica, até a modelagem das propriedades estáticas e dinâmicas (JOHANN; MONTEIRO, 2016).

Nos estudos de reservatórios carbonáticos é comum se notar a ocorrência de ambiguidade de interpretação da resposta acústica, assim como a ausência de contrastes de impedância entre rochas adjacentes, dificultando a caracterização das fácies pela amplitude sísmica (MELLO; LUPINACCI, 2022; VASQUEZ, Guilherme *et al.*, 2019). Em reservatórios menos complexos, pode-se classificar fácies diretamente a partir do dado sísmico (LAMONT; THOMPSON; BEVILACQUA, 2008; M. FRANCIS; HICKS, 2010). Em outras abordagens, é possível se estimar propriedades como o *Net to Gross* (NTG) ou a porosidade (SAUSSUS; SAMS, 2012). Nos carbonatos do pré-sal, no entanto, estas abordagens de classificação e estimativa a partir da sísmica não são tão simples de serem realizadas (MELLO, 2020). Segundo este mesmo autor, para além das dificuldades associadas à existência da camada de sal (evaporitos

salinos), as próprias rochas carbonáticas do pré-sal já apresentam complexidades do ponto de vista das suas características petrossísmicas.

Uma aplicação da sísmica, que é até mais elementar na caracterização dos reservatórios, é a descrição geométrica, materializada pela construção do arcabouço estratigráfico-estrutural (SIMM; BACON, 2014). Neste aspecto, a sísmica apresenta total relevância para os estudos de caracterização, dado que é um tipo de dado que oferece informação tridimensional do meio geológico. Uma das abordagens de interpretação sísmica utilizada nos estudos de estratigrafia é a sismoestratigrafia (VAIL; MITCHUM, 1977), sendo uma das técnicas que mais contribuiu para o desenvolvimento da estratigrafia de sequências (CATUNEANU, 2020). Um dos desafios da interpretação sísmica está na limitação da resolução sísmica (HERRON, 2011). Isto impõe dificuldades de aplicação da sismoestratigrafia em escalas mais detalhadas. Na escala dos reservatórios é mais difícil de se relacionar as geometrias sísmicas aos eventos estratigráficos de alta resolução.

Uma das melhores formas para se entender a respeito da resposta sísmica gerada a partir de um determinado meio geológico é através da modelagem direta, na qual se simula um dado sísmico sintético a partir do modelo geológico concebido (FAGIN, 1991). Tudo o que porventura for interpretado neste dado sintético será passível de verificação de sua causa geológica, dado que o modelo geológico é conhecido. Isso pode ser utilizado para se compreender melhor as relações da sísmica com a estratigrafia. Outra forma de se realizar isso é através de estudos em afloramentos, quando uma sísmica real pode ser adquirida, comparando os seus resultados com a descrição do afloramento (LI, 2004). Porém, a limitação desta abordagem é o custo que uma aquisição real exige, e a limitação dos próprios afloramentos, que podem não abarcar todas as possibilidades previstas para um determinado meio.

Quanto à criação de modelos geológicos de ambientes sedimentares, a modelagem de processos (*forward*) se diferencia de outros métodos numéricos, pelo fato de possuir uma abordagem que inclui os processos sedimentares no núcleo de sua implementação (LAWRENCE; DOYLE; AIGNER, 1990). Segundo estes mesmos autores, através da modelagem de processos, é possível se distribuir as fácies e geometrias deposicionais em uma determinada região, quantificando-se os parâmetros que afetam a dinâmica deposicional. E, desta forma, se torna útil para a

realização de testes de hipótese e de sensibilidade dos parâmetros principais dos controles estratigráficos de uma bacia.

Associando a modelagem de processos, que é capaz de gerar as fácies extrapoladas numa determinada área, com a modelagem sísmica, que é gerada a partir dessas fácies, é possível avaliar a expressão sísmica do dado sintético. Para isso, é necessário que a modelagem geológica represente bem os processos sedimentares atuantes no ambiente deposicional considerado, adotando-se premissas que gerem modelos verossímeis da realidade. Também, é necessário que as premissas consideradas na modelagem sísmica sejam suficientes para gerar um dado que se pareça razoavelmente com dados reais utilizados no dia a dia dos trabalhos de interpretação.

A avaliação da intepretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados a partir da modelagem de processos sedimentares pode trazer benefícios nos fluxos de interpretação sísmica e caracterização dos reservatórios do pré-sal. Apesar das limitações dos métodos de modelagem e de intepretação, avanços no aprendizado podem ser alcançados nos estudos destes reservatórios, que apresentam tantos desafios no âmbito dos projetos de exploração e desenvolvimento de produção.

2 OBJETIVOS E ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O objetivo deste trabalho é testar uma metodologia integrada de modelagem geológica, modelagem sísmica e intepretação sismoestratigráfica; e avaliar a comparação entre as interpretações sismoestratigráficas e o modelo de fácies gerado a partir da modelagem de processos. Através destas comparações, avaliar a aplicabilidade dessas interpretações nos trabalhos de caracterização de reservatórios lacustres do pré-sal. A avaliação busca aferir qualitativamente as vantagens e as limitações dos resultados da interpretação sismoestratigráfica realizadas em escala de reservatório. Busca ainda estimar o quanto se pode relacionar a informação extraída da sísmica sintética com o modelo de fácies e com os parâmetros deposicionais impostos na modelagem de processos. Espera-se que este trabalho auxilie no entendimento das geometrias visualizadas na imagem sísmica, tanto quanto no seu significado estratigráfico e deposicional.

Esta dissertação está estruturada com a finalidade de mostrar todos os passos da pesquisa realizada nos últimos dois anos, desde a metodologia proposta, passando pelos resultados, análises e conclusões. Este trabalho teve como eventos de divulgação três publicações, que contemplam parte dos resultados apresentados neste texto e são aqui simplificadamente descritos.

O primeiro artigo de congresso foi submetido ao 17º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica em 2021, com o título de: “Direct seismic modeling of carbonate architectural elements considering the reservoir scale: example of possible applications in the Brazilian pre-salt fields”. Este artigo teve como objetivo realizar um teste de conceito do que seria trabalhado durante todo o período da pesquisa. Como foi uma abordagem inicial, ele consistiu em criar um modelo geológico de um campo genérico do pré-sal da Bacia de Santos. Este modelo foi concebido de forma conceitual e com abrangência bidimensional. Foram considerados ambientes deposicionais e desenhados deterministicamente grupos de fácies, representando as variações de suas proporções nos subambientes concebidos. Depois foram inseridos valores constantes de impedância acústica (AI) por fácies e calculado uma sísmica sintética por modelagem convolucional 1D. Com a sísmica gerada, foram classificadas as sismofácies, de forma visual, e correlacionadas com o modelo de ambientes deposicional.

Este teste de conceito mostrou que é possível se realizar este tipo de abordagem: de estudar a aplicação da sismoestratigrafia em escala de reservatórios em sísmicas sintéticas criadas a partir de modelagem geológica convencional. Também mostrou que, para melhorar a avaliação desta metodologia, seria necessário estabelecer com mais propriedades a forma de se fazer as modelagens, fundamentando melhor os parâmetros. Uma das melhorias deveria ser a forma de se estabelecer os valores de impedância acústica (AI) por fácies. Com este objetivo, foi realizado um trabalho de avaliação estatística das impedâncias por grupamentos de fácies deposicionais. Este trabalho foi conduzido no âmbito dos dados proprietários da Petrobras e se baseou em intepretação e análise de perfis. Os resultados foram submetidos em forma de resumo ao 18º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica em 2023, com o título de: “Acoustic impedance statistics for carbonate facies using well information in the pre-salt of Santos Basin”.

O terceiro artigo foi submetido à revista Petroleum Geoscience, com o título de: “Synthetic seismic stratigraphic interpretation from a sedimentological *forward* model in a pre-salt field of the Santos Basin”. Neste artigo foram apresentados os principais resultados que serão detalhados nesta dissertação. Ele já referencia o segundo artigo quanto aos valores de impedância e apresenta mais melhorias que foram identificadas como sendo importantes de serem implementadas a partir do primeiro artigo, como a forma de se modelar as fácies. Esta parte foi a que gerou maior dedicação de trabalho e trouxe muitos aprendizados na pesquisa. É importante citar o trabalho de Faria (2017) , no qual foi baseada a metodologia de se modelar as fácies carbonáticas para área de estudo. A autora participou ativamente do trabalho da modelagem, das análises e discussões, abarcando bastante conhecimento com sua experiência no assunto.

3 ÁREA DE ESTUDO E CONTEXTO GEOLÓGICO

A área de estudo está localizada na parte central da Bacia de Santos (retângulo vermelho da figura 1), correspondendo a uma área retangular de aproximadamente 2.425 km². Está inserida no contexto dos reservatórios localizados na área do Alto Externo da Bacia de Santos. O reservatório carbonático e lacustre do pré-sal pertence à Formação Barra Velha.

A Bacia de Santos é uma das bacias da margem continental brasileira e situa-se entre os paralelos 23° e 28° Sul, abrangendo os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (figura 1). Cobre uma área de aproximadamente 350.000 km². Faz fronteira ao norte com a Bacia de Campos, onde ocorre o alto de Cabo Frio, e ao sul com a Bacia de Pelotas, onde ocorre a plataforma de Florianópolis (MOREIRA *et al.*, 2007). A Bacia de Santos chega atingir até 10 km em seu depocentro (CHANG *et al.*, 2008).

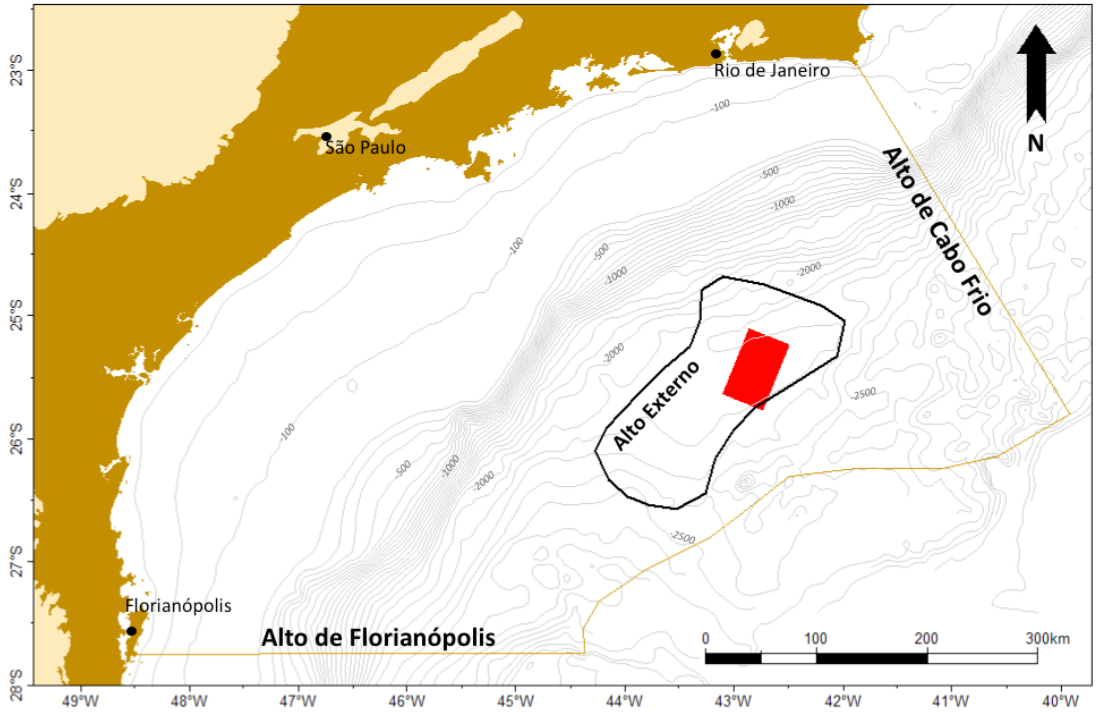


Figura 1: Mapa da Bacia de Santos limitada nos Altos de Cabo Frio e Florianópolis. Retângulo vermelho representa a área de estudo, inclusa na região do Alto Externo da Bacia de Santos (polígono preto). Fonte: figura adaptada de (GARCIA *et al.*, 2012)

A formação da Bacia de Santos está associada a uma sequência de eventos tectônicos que se iniciaram no Neocomiano com a ruptura do Supercontinente Gondwana e culminaram com a abertura do oceano Atlântico Sul e a implantação das bacias marginais brasileiras (CHANG *et al.*, 1992). A abertura do Oceano Atlântico por rifteamento se iniciou no sul durante o Triássico/Jurássico, propagando-se para o norte durante o Jurássico/Cretáceo (MOHRIAK *et al.*, 2002).

A Bacia de Santos registra, através de três supersequências, as fases de evolução tectônica, desde a quebra do supercontinente até a formação do oceano (MOREIRA *et al.*, 2007). Estes mesmos autores denominam estas supersequências como: Rifte, Transicional (Pós-Rifte) e Drifte. A figura 2 apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Santos.

Ponte e Asmus (1978), anteriormente, dividiam a Bacia de Santos em quatro megassequências tectono-sedimentares. A primeira megassequência, depositada na fase Rifte, registra sedimentos fluviais e lacustres datados do Jurássico Tardio/Cretáceo Inicial; a segunda, depositada num estágio tectônico transicional, apresenta ocorrência de sedimentos lacustres, datados do Aptiano; a terceira, já representando o estágio de mar restrito, registra os depósitos de carbonatos datados do Albiano; e a quarta e última megassequência, representa os depósitos da fase de mares abertos, datados do Cenomaniano até o presente.

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a fase Rifte é caracterizada por uma série de estruturas distensivas, com ocorrências de grabens e semigrabens. Esta fase é dividida em alguns trabalhos em duas fases: Sin-rifte I e Sin-rifte II (CHANG *et al.*, 1992; KARNER; DRISCOLL, 1999). A fase Sin-rifte I contém a Formação Camboriú que é preenchida desde a base por basaltos vulcânicos, depositados em um contexto de ambiente continental. A fase Sin-rifte II contém a Formação Piçarras, que é representada pela deposição de siltitos e outras rochas finas siliciclásticas, incluindo as rochas geradoras de óleo e gás mais importantes do pré-sal; e a Formação Itapema, representada pela deposição das coquinas e outros sedimentos. Nesta fase o ambiente deposicional é fluvio-lacustre, e sua formação tectônica ocorre pelo processo de *strain softening* (CHANG *et al.*, 1992).

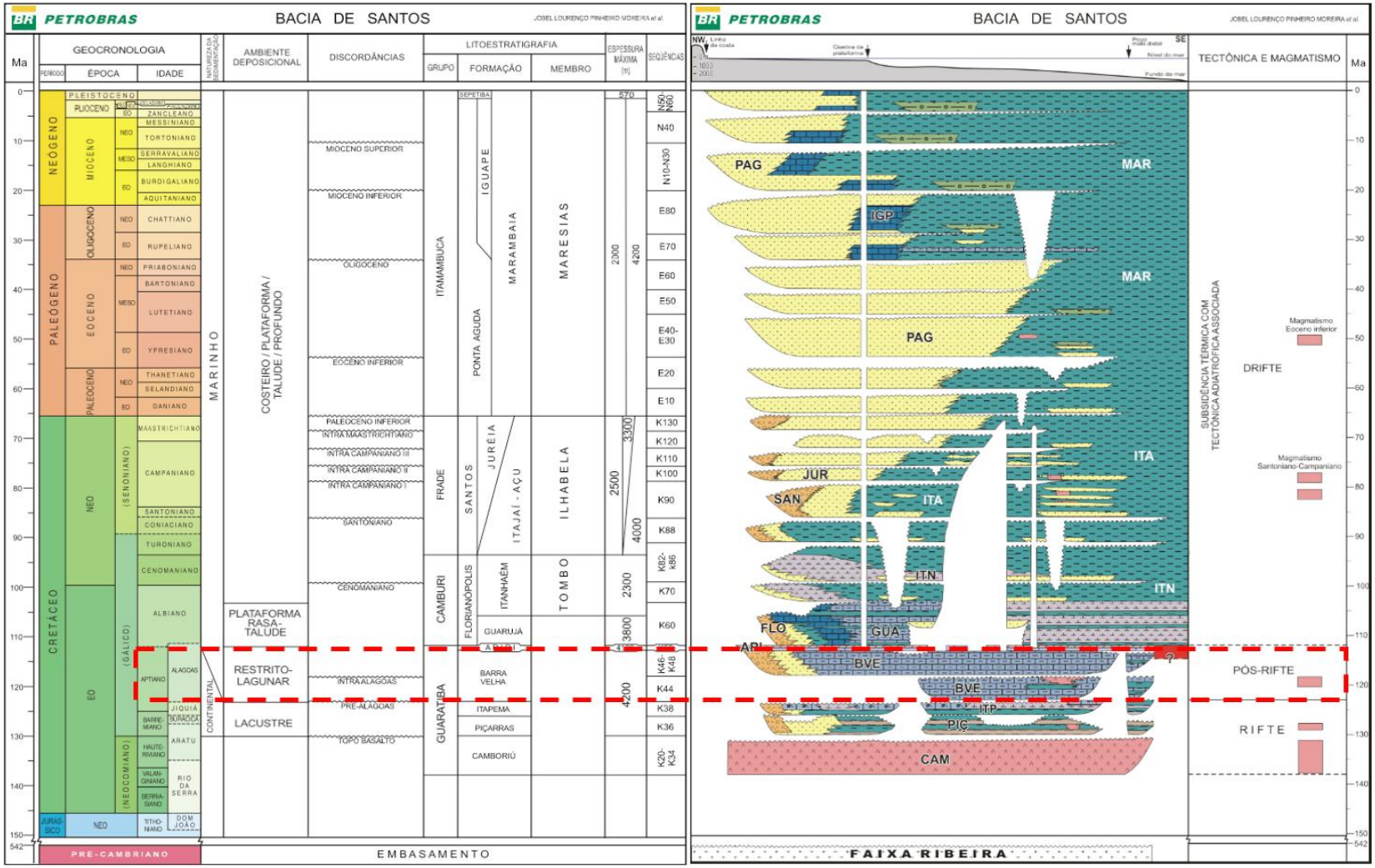


Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Santos. O reservatório está inserido no intervalo de idade representada pelo retângulo vermelho tracejado. Fonte: adaptada de Moreira *et al.* (2007).

A fase Transicional, ou Pós-Rifte, é formada durante a evolução do processo de *strain softening*, resultando na ruptura litosférica. Ocorre então uma certa quiescência tectônica, com menor geração de espaço deposicional por estruturas distensivas, porções em que foram depositados, em ambiente estressante, diferentes tipos de carbonatos lacustres, representados pela Formação Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007). Posteriormente, uma bacia totalmente evaporítica se impôs, com deposição de diferentes tipos de evaporitos salinos e carbonatos. Nesta fase Transicional que ocorrem os carbonatos que são alvo do estudo divulgado neste artigo. A figura 3 apresenta uma divisão mais detalhada das fases Rifte e Transicional.

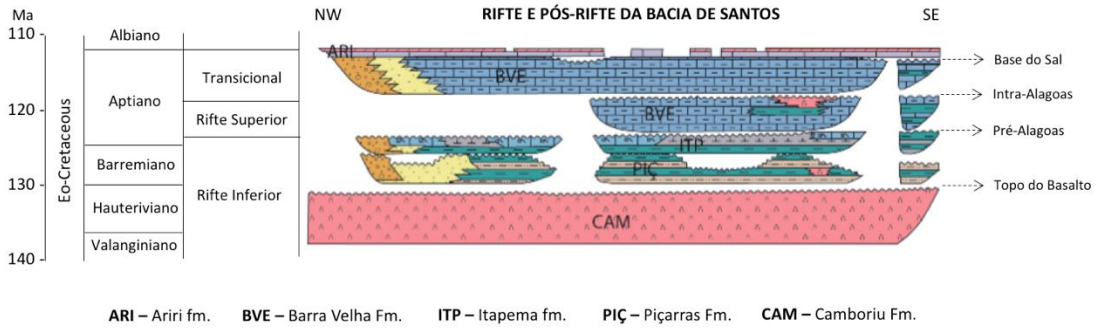


Figura 3: Detalhe da carta estratigráfica enfatizando as fases Rifte e Pós-Rifte (Transicional).
Fonte: Figura adaptada dos trabalhos de Moreira *et al.* (2007); Wright e Barnett (2015).

A fase Drifte é representada principalmente pelas formações Guarujá, Itanhaém, Itajaí-Açu e Marambaia (MOREIRA *et al.*, 2007). Estes autores advogam que a fase registra os sedimentos depositados em ambiente marinho, a começar pela deposição dos carbonatos ceno-albianos das formações Guarujá e Itanhaém, nesta fase até então, marinho raso com pouca circulação de águas oceânicas. Após este período, depositaram-se os sedimentos siliciclásticos da Formação Itajaí-Açú, ainda datados do cretáceo, e finalmente as rochas da Formação Marambaia. Toda esta deposição da fase Drifte é caracterizada pela constante expansão do oceano atlântico, com geração de espaço deposicional por subsidência térmica e grande aporte sedimentar, principalmente após a subida da Serra do Mar no litoral do sudeste do Brasil.

4 METODOLOGIA, MATERIAIS E MÉTODOS

O fluxo de trabalho consistiu em se criar um modelo de fácies 3D de um campo do pré-sal, através da modelagem *forward* de sedimentação carbonática. A partir deste modelo, foi gerado um volume sísmico sintético, aplicando-se a técnica de modelagem convolucional zero-offset (RUSSELL, 1988). A partir da sísmica sintética gerada, foram realizadas interpretações sismoestratigráficas. Por fim, comparou-se essas interpretações com o modelo de fáceis e com os parâmetros da modelagem *forward*, analisando-se os potenciais e limitações da integração entre as diferentes etapas do trabalho. A figura 4 apresenta um esquema de fluxo de trabalho utilizado neste estudo.

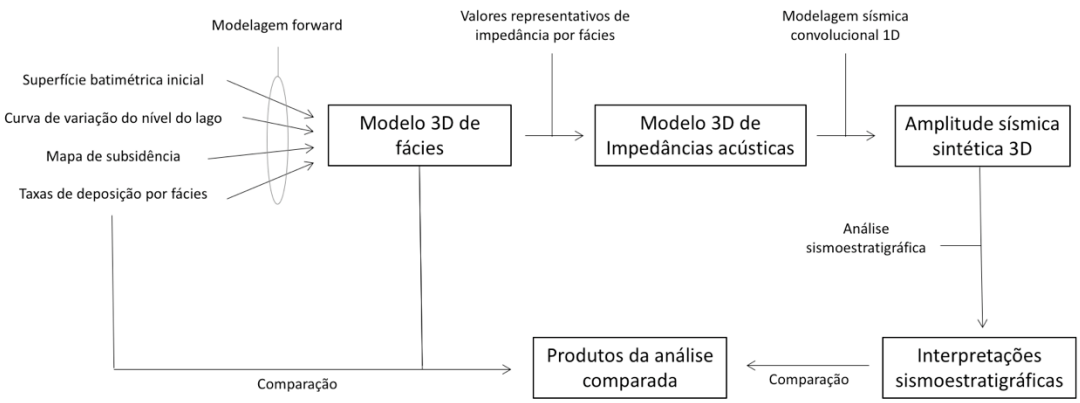


Figura 4: Esquema da metodologia proposta. Fonte: Elaboração própria

O objetivo de se criar um modelo de fácies 3D não foi o de representar a geologia real do campo, uma vez que não houve nenhum tipo de comparação nem calibração de dados modelados com dados reais. Apenas serviu como uma base geográfica para simular o desenvolvimento hipotético de uma plataforma carbonática em ambiente lacustre, dentro do contexto dos carbonatos aptianos da Bacia de Santos, que por sua vez será a base para a modelagem sísmica sintética, objeto de interesse para análise deste trabalho.

A identificação do campo trabalhado, assim como sua exata localização não tem grandes significados para este trabalho. Deste campo foi utilizado apenas um horizonte sísmico, mapeado num volume 3D, que foi utilizado como insumo da

batimetria inicial do lago e do mapa de soterramento para a simulação da modelagem *forward*. O dado sísmico utilizado para o mapeamento deste horizonte foi adquirido em 2009, sendo considerado uma aquisição de alta densidade. Como parâmetros de aquisição, cita-se a utilização de 14 cabos com 8 km de comprimento. No processamento deste dado foi realizada a migração Kirchhoff em profundidade pré-empilhamento.

A partir dos resultados obtidos por Faria (2017); Faria, Reis e Souza (2017), foram obtidos os demais insumos necessários para utilização na modelagem, como a curva de variação do nível do lago, o mapa de subsidência e as curvas de deposição das fácies carbonáticas. Nestes trabalhos foram utilizados dados de rocha e perfil de 10 de poços de um outro campo, também do pré-sal da Bacia de Santos.

Para geração do modelo *forward* foi utilizado o software Dionisios (GRANJEON, 1996; GRANJEON; JOSEPH, 1999). Este programa simula os principais processos atuantes no sistema carbonático, dado como entrada o intervalo de tempo, a superfície batimétrica inicial e a curva de variação do nível de lago. Durante a simulação, o espaço de acomodação disponível é controlado por variações no nível de lago, da subsidência, da deposição carbonática, e da compactação. Para se realizar a modelagem da sísmica sintética e interpretação sismoestratigráfica foi utilizado o software Petrel.

5 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este trabalho integra algumas áreas de conhecimento da sedimentologia, estratigrafia e geofísica, mais especificamente da interpretação sísmica. A seguir, são resumidas as bases teóricas desses temas de forma aplicada ao que foi trabalhado na pesquisa. Primeiramente, será discutido a abordagem da classificação das fácies carbonáticas e as simplificações adotadas para este estudo. Depois serão explanados os princípios da modelagem de processos, ou modelagem *forward* deposicional. A seguir, as propriedades elásticas das rochas carbonáticas, seguido da modelagem sísmica convolucional. Por fim, serão trazidos aspectos da interpretação sismoestratigráfica no contexto das análises estratigráficas aplicadas. O objetivo deste capítulo é servir como um guia consultivo interno onde estão baseadas a aplicação da metodologia deste trabalho, como a discussão dos principais resultados.

5.1 FÁCIES CARBONÁTICAS

As fácies carbonáticas são aquelas constituídas predominantemente por carbonato de cálcio (CaCO3), sendo incluídas na definição clássica, que segundo Selley (1985) corresponde a toda massa de rocha sedimentar que pode ser distinguida pelo seu tipo litológico; pela geometria do estrato; pelas estruturas sedimentares presentes; pelo conteúdo fossilífero; e pelas características físicas, como a cor, por exemplo. As fácies sedimentares remetem sempre a um ou mais processos sedimentares de deposição (WALKER; JAMES, 1992).

As subclassificações litológicas das rochas carbonáticas são um importante critério na determinação das fácies carbonáticas. Classicamente, utilizam-se nos trabalhos de carbonatos as classificações de Folk (1962) e Dunham (1962). A classificação de Folk é baseada na composição dos grãos e da matriz, enquanto a classificação de Dunham é baseada na textura, levando-se em consideração o suporte e proporção da matriz e dos grãos. A figura 5 apresenta um esquema destas duas classificações.

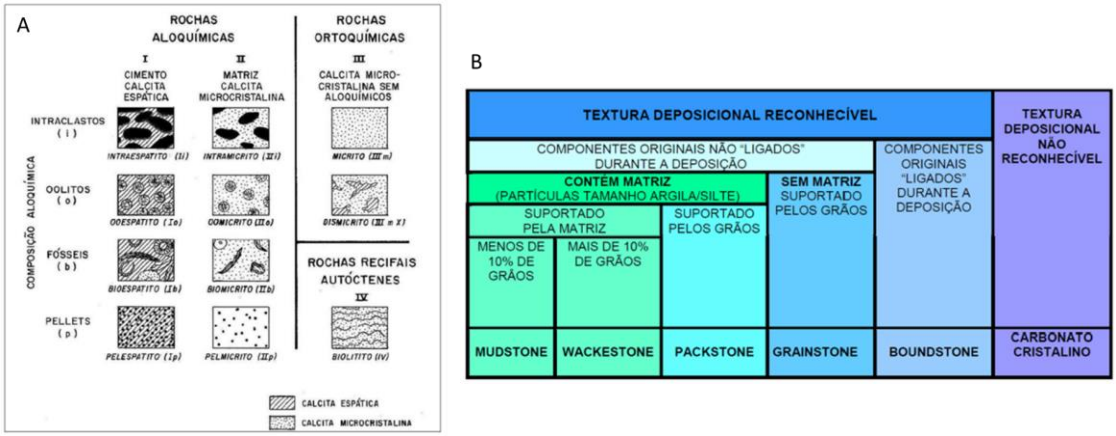


Figura 5: Classificações de rochas carbonáticas. Fonte: Adaptação de Folk (1962) (A) e Dunham (1962) (B).

Uma classificação que tem sido muito utilizada na última década, principalmente nos trabalhos dos carbonatos do pré-sal brasileiro, é a concebida por Terra *et al.* (2010). Esta classificação é baseada em diversas outras classificações, incluindo a de Folk (1962) e Dunham (1962), com adaptações úteis às rochas típicas dos reservatórios carbonáticos brasileiros. Divide-se esta classificação em quatro grupos, de acordo com a ligação ou não dos elementos durante a deposição. Dentro do grupo dos elementos não ligados durante a deposição, a classificação se dá basicamente pelos critérios texturais de Dunham (1962) e outros. A figura 6 apresenta um esquema da classificação de Terra *et al.* (2010).

Neste trabalho foi utilizada a classificação de Terra *et al.* (2010), para criar cinco grupos de fácies, assim como realizados no trabalho de Faria (2017). O agrupamento de fácies é uma técnica muito utilizada para fins práticos de caracterização e modelagem de reservatórios (RIZA *et al.*, 2019). Sua importância está relacionada à simplificação na interpolação e extrapolação. Os agrupamentos de fácies utilizados por Faria (2017) e replicados neste trabalho são: laminito, grainstone, estromatolito, esferulitito e mudstone. De acordo com as análises e simplificações utilizadas nos trabalhos de Faria (2017) e Pedrinha (2014), cada grupamento de fácies está relacionado a um conjunto de processos sedimentares e tende a ocorrer com mais expressão em determinados subambientes sedimentares. Este modelo conceitual tem sido observado em trabalhos de interpretação sedimentológica e estratigráfica de algumas bacias, como a Bacia de Salta (BENTO FREIRE, 2012; PEDRINHA, 2014) e tem sido adotado como análogo para campos do pré-sal da Bacia de Santos. Este

modelo, que é de deposição lacustre, associa a proporção das fácies depositadas à lâmina d'água, à energia e ao posicionamento das bordas do lago. Os estromatólitos, laminitos e grainstones tendem a se desenvolver em regiões de maior energia e de paleobatimetria mais rasas e se espalham lateralmente em períodos climáticos mais áridos. A figura 7 apresenta um exemplo de um esquema da distribuição da deposição dos agrupamentos de fácies em função do posicionamento no lago.

NOMENCLATURA PRINCIPAL		TEXTURA	DEFINIÇÃO	REFERÊNCIA OU MODIFICADO DE
Elementos não ligados durante a deposição	***MUDSTONE***		Rocha suportada pela matriz com **menos** de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	Dunham (1962)
	WACKSTONE		Rocha suportada pela matriz com **mais** de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	Dunham (1962)
	PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.	Dunham (1962)
	GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).	Dunham (1962)
	FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	Embry&Klowan (1971)
	RUDSTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	Embry e Klowan (1971)
	BIOACUMULADO		Rocha constituída pela dominância de um tipo de organismo sem retrabalhamento (*in situ*) e granulometria areia ou maior.	Carozzi (1972)
	BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos angulosos maiores que 2 mm.	Flügel (2004); Pettijohn (1974)
Elementos ligados durante a deposição - *in situ*	***BOUNDSTONE***		Rocha formada *in situ* cujos componentes da trama original (fábrica original) foram ligados durante a deposição.	Dunham (1962)
	ESTROMATÓLITO		Depósito de estrutura laminada e, em geral, convexa, podendo apresentar feições de crescimento/ramificações internas para o topo. Na maioria das vezes de origem microbial. Pode ser observado em diferentes escalas.	Riding (2000)
Elementos ligados ou não	**LAMINITO**		Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano-paralelas, com superfície lisa (origem microbial ou não) ou crenulada (origem microbial).	Demicco (1994)
Textura original não reconhecível	**CALCÁRIO CRISTALINO**		Rocha carbonática totalmente recristalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 5 e 50 µm	Folk (1962), Dunham (1962)

Figura 6: Classificação de rochas carbonáticas. Fonte: Adaptação de Terra *et al.* (2010).

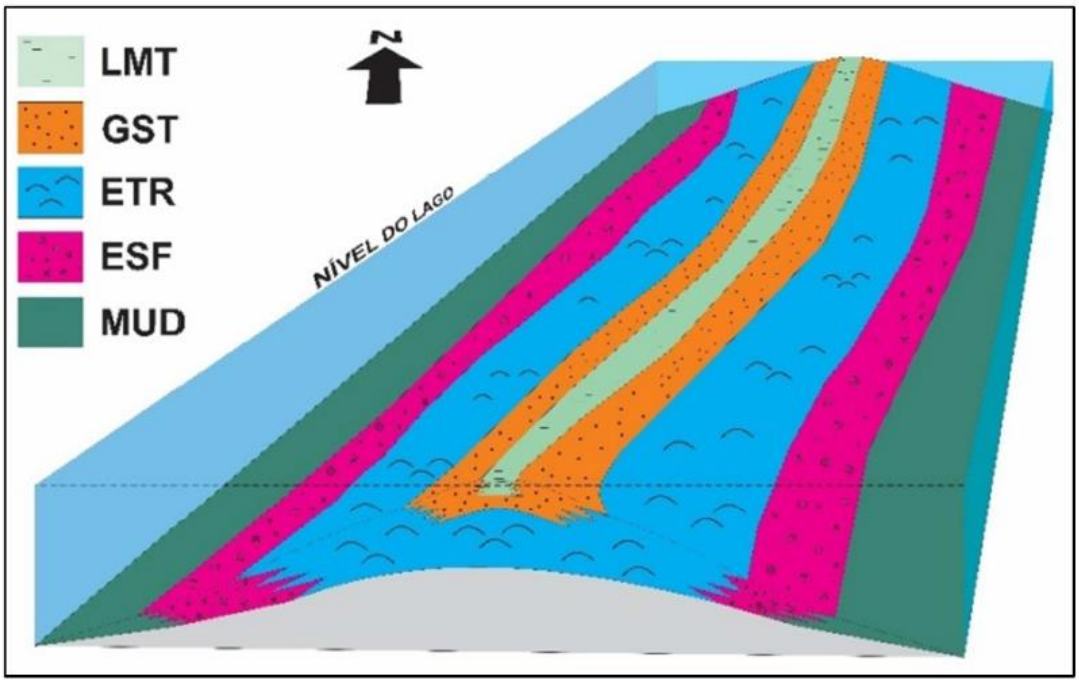


Figura 7: Diagrama 3D mostrando distribuição conceitual dos principais grupos fácies utilizados em Faria (2017): laminitos (LMT); grainstones (GST) estromatólitos (ETR); esferulititos (ESF); e mudstones (MUD). Fonte: adaptado de Pedrinha (2014).

Os agrupamentos de fácies utilizados neste trabalho serão resumidamente descritos abaixo e passarão a ser nominados a partir daqui simplesmente como “fácies”, ao invés de “agrupamento ou grupo de fácies”, de forma a facilitar a linguagem.

A fácies laminito é caracterizada por ter predomínio de granulometria fina com laminações delgadas subparalelas. Podem ser divididos em dois grupos, o laminito liso e o crenulado. Neste trabalho é utilizado o laminito crenulado por estar mais comumente associado a fácies estromatólito, ocorrendo em regiões rasas, com feições de exposição subaérea. A ocorrência desta fácies remete ao processo físico de decantação em ambiente subaquoso de baixa energia, com influência secundária de fluxo trativo subaquoso.

A fácies grainstone é uma rocha com a textura suportada por grãos e entende-se como sendo formada por processos de retrabalhamento das outras rochas carbonáticas, principalmente das fácies estromatólito e laminito. Fluxo trativo subaquoso de alta energia é o principal processo físico gerador dessas fácies, estando geralmente associado a ação de correntes e ondas. Processos diagenéticos, como ação de água meteórica em zona freática, geram feições texturais e composicionais na matriz. Os grãos da fácies grainstone podem ser compostos principalmente por

oóides, pelóides ou fragmentos de laminitos e estromatólitos. Constituem corpos tabulares e lenticulares principalmente e apresentam estruturas sedimentares características, como estratificações cruzadas de baixo ângulo.

A fácies estromatolito é caracterizada por apresentar estrutura interna laminada e convexa, com feições de crescimento e ramificações internas para o topo. São formadas por processos de organomineralização (DUPRAZ *et al.*, 2009), sendo geralmente constituída por cianobactérias por aglutinação de lama carbonática a grãos de oóides e bioclastos ou através do processo *trapping and binding* (JAHNERT; COLLINS, 2011). Existem algumas variações de fácies estromatolíticas, como descritos em várias bacias lacustres. Cita-se como exemplo os estromatólitos da Formação Yacoraite da Bacia de Salta. Neste trabalho, esta fácies não será subdividida, mas tratada como um único grupo, representando o processo principal de formação de fácies *in-situ*.

A fácies esferulitito é caracterizada por conter partículas esféricas ou subesféricas, chamadas de esferulitos, ocorrendo amalgamadas ou isoladas (BENTO FREIRE, 2012) e são comumente imersas em argila magnesiana. A formação dos esferulitos está associada geralmente ao processo de biomineralização, onde há um crescimento esférico dos minerais a partir de materiais fundidos, sólidos, soluções ou géis (SHTUKENBERG et al, 2012). O trabalho de Antônio (2019) apresenta uma caracterização desta fácies, que ocorre com frequência em alguns campos do pré-sal da Bacia de Santos.

A fácies mudstone é definida na classificação de Dunham (1962) como uma rocha carbonática fina com presença de 90% ou mais de suporte de matriz (lama/micrita), ou seja, é composta essencialmente por lama carbonática. Seus poucos grãos podem ser compostos por bioclastos, oóides e pelóides. Ocorrem também grãos siliciclásticos, quartzo e micas. Sua principal estrutura é laminação paralela, mas pode ser encontrada na forma maciça também. Associa-se a ocorrência da fácies mudstone ao processo físico da decantação em ambiente subaquoso de baixa energia.

5.2 MODELAGEM *FORWARD* PARA AMBIENTES CARBONÁTICOS

A modelagem *forward*, também denominada de modelagem numérica sedimentológico-estratigráfica, ou modelagem de processos, é uma abordagem numérica que simula processos sedimentares, com o objetivo de criar modelos geológicos realistas, atendendo a diferentes objetivos (GRANJEON, 2014; WARRLICH; WALTHAM; BOSENCE, 2002). Pode ser utilizada com os seguintes objetivos: aprender sobre os efeitos dos processos sedimentares no registro sedimentar; estimar parâmetros desconhecidos relacionados a esses processos; interpolar e extrapolar dados brutos, como informações de poços e afloramentos; e testar hipóteses de modelos geológicos pré-concebidos (WALTHAN, 1992).

Esse tipo de modelagem apresenta vantagens e desvantagens. Entre as vantagens, destaca-se a sua capacidade de representar, fielmente, os processos sedimentológicos reais, desde que tais processos sejam bem compreendidos e implementados corretamente. Por outro lado, possui algumas desvantagens, como a necessidade de simplificações e suavizações para que os processos naturais se encaixem em equações matemáticas (WALTHAM, 1992), o que pode limitar a complexidade dos modelos. Além disso, é importante definir e quantificar, adequadamente, os fatores controladores para se obter resultados confiáveis.

No caso das rochas carbonáticas, segundo Bosence *et al.* (1994) a modelagem *forward* é, provavelmente, a melhor maneira de se estudar a sensibilidade dos parâmetros na evolução de uma plataforma carbonática, pois permite reproduzir as arquiteturas desta plataforma em resposta aos principais parâmetros deposicionais. Neste sentido, este tipo de modelagem auxilia na visualização dos efeitos que os parâmetros induzem na geometria da plataforma carbonática, e na análise quantitativa da arquitetura em afloramentos e em sequências sísmicas (BOSENCE; WALTHAM, 1990).

Então, este tipo de modelagem pode auxiliar na reprodução das arquiteturas internas das plataformas carbonáticas. Essas arquiteturas são elementos estratigráficos muito importantes pois, como foi conceituado por Miall (1985), englobam outros elementos individuais, empilhados no tempo e no espaço, remetendo a um ambiente de sedimentação. Como a modelagem *forward* é realizada em simulações no tempo e no espaço, isto permite que sejam reconstruídas as geometrias e a distribuição das fácies nestes dois domínios. A saída da modelagem

é exatamente uma malha geométrica na qual se conhecem a posição da fácies e a sua correspondente idade. Além disso, sabe-se quais parâmetros estratigráficos geraram aquele resultado, tais como a batimetria e o nível de base, já que são parâmetros de entrada do referido modelo.

Uma das possibilidades da modelagem *forward* para ambientes carbonáticos lacustres é considerar que a produtividade de geração das fácies é função da variação do espaço de acomodação. Então, a partir da inicialização de uma superfície batimétrica, para o primeiro intervalo de tempo, irão se depositar as fácies por intervalos de profundidade, com a espessura variando em função da produtividade assumida. Num segundo intervalo de tempo, a superfície do leito do lago será calculada como a profundidade da primeira superfície, subtraída da espessura acumulada pela deposição do intervalo anterior, somado a variação do nível do lago e a subsidência. Esta dinâmica está esquematizada na figura 8.

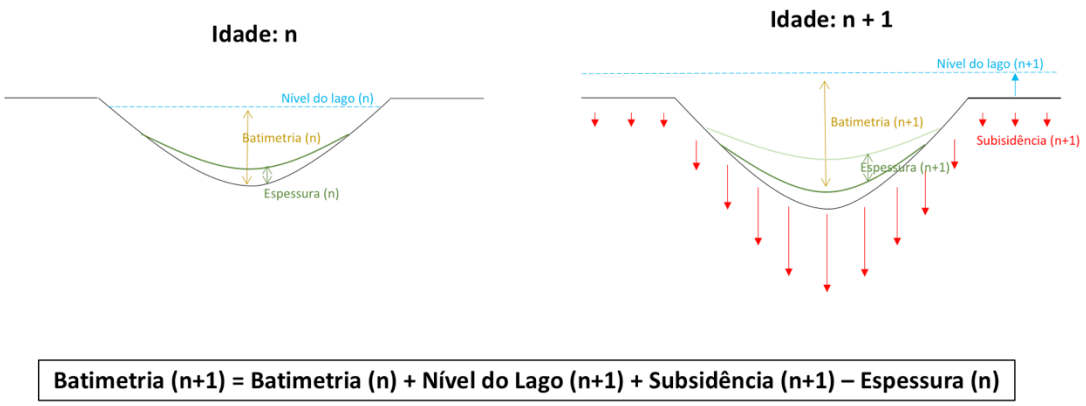


Figura 8: Esquema mostrando a evolução do espaço deposicional e o cálculo da batimetria a cada iteração. Calcula-se a profundidade batimétrica para um tempo a partir da espessura acumulada no tempo anterior, a subsidência acumulada no período e o nível do lago no mesmo tempo. Fonte: Elaboração Própria.

5.3 PROPRIEDADES ELÁSTICAS DAS ROCHAS CARBONÁTICAS

O assunto das propriedades elásticas é de fundamental importância nos estudos de interpretação sísmica de sequencias sedimentares, pois são elas que caracterizam o meio pelo qual as ondas sísmicas se propagam. São através dessas propriedades que o intérprete pode acessar as características geológicas, utilizando-se do método sísmico como ferramenta geofísica, seja de forma quantitativa ou qualitativa (AVSETH; MUKERJI; MAVKO, 2005).

O método sísmico, tanto de reflexão como de refração, consiste no registro das ondas sísmicas que se propagam em subsuperfície. O dado sísmico que é frequentemente utilizado na interpretação sismoestratigráfica pode ser compreendido então, de forma bem resumida e simplificada, como o registro desses campos de onda, geralmente expressos pela propriedade amplitude, gerados na aquisição e processados de forma a gerar uma imagem geológica da subsuperfície. O dado processado final apresenta a distribuição das amplitudes sísmicas no espaço tridimensional, sendo que a amplitude é função das propriedades elásticas (SIMM; BACON, 2014).

As propriedades elásticas são variáveis que estão previstas na física da ondulatória. Ao se utilizar manipulações da segunda lei de Newton e da lei de Hooke, chega-se à equação da onda, expressa na equação 1. Essa equação representa a variação do campo de pressão da onda no espaço (x,y,z) e no tempo (t), em função do parâmetro c, que é a velocidade (YILMAZ, 2001).

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \frac{1}{c^2}\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = 0 \qquad (1)$$

Equação 1: Equação da onda. Campo de onda p variando no espaço (x,y,z) e no tempo (t) em função do parâmetro c que é a velocidade.

Os parâmetros elásticos, que estão dados implicitamente na velocidade de propagação, podem ser expressos através do módulo *bulk* (K) e do módulo de cisalhamento (G). O módulo de *bulk* expressa a resistência à variação de volume. Pode ser entendido na prática como a resistência que a rocha tem a ser deformada

por compressão. Já o módulo cisalhante é a resistência à tensão cisalhante sem alteração de seu volume, podendo ser entendido como a resistência que a rocha tem a ser deformada por cisalhamento. (SIMM; BACON, 2014).

A partir dos módulos *bulk* e cisalhante, juntamente com a densidade (ρ) da rocha, as velocidades da onda P e S podem ser calculadas (equações 2 e 3). A onda P ou compressional é a onda que vibra as partículas do meio no mesmo sentido de sua propagação. Já na onda S ou cisalhante, a direção de vibração das partículas de propagação é perpendicular à propagação da onda (SIMM; BACON, 2014).

$$Vp^2 = \frac{K + (4/3)G}{\rho} \tag{2}$$

$$Vs^2 = \frac{G}{\rho} \tag{3}$$

Equações 2 e 3: Cálculo das velocidades da onda compressional (P) e cisalhante (S) para o meio isotrópico. Vp: velocidade da onda P, Vs: velocidade da onda S; K: módulo bulk; G: módulo cisalhante; e ρ: densidade.

Nos trabalhos de caracterização sísmica, comumente utilizam-se as propriedades Vp, Vs e ρ. Também são utilizadas as impedâncias compressional (IP) e elástica (IS) (SIMM; BACON, 2014). Essas impedâncias são calculadas pela multiplicação do Vp e Vs com a densidade, conforme mostrado nas equações 4 e 5. Neste trabalho será utilizada impedância compressional (IP), chamada também de impedância acústica (IA). Isto porque é utilizado neste trabalho dado sísmico sintético zero *offset* da onda compressional.

$$IP = Vp.\rho \quad (4)$$

$$IS = Vs.\rho \quad (5)$$

Equações 4 e 5: Cálculo das impedâncias compressional (IP) e cisalhante (IS): Vp: velocidade da onda P, Vs: velocidade da onda S; e Rho: ρ.

As propriedades elásticas das rochas sedimentares podem ser correlacionadas às propriedades petrofísicas, de forma mais direta, e correlacionadas às propriedades sedimentológicas de forma indireta (AVSETH; MUKERJI; MAVKO, 2005). Estudos empíricos realizados com amostras de rocha em laboratório e com base em perfis elétricos mostram que é possível se conceber bons modelos de física de rocha para explicar o comportamento elástico das rochas sedimentares a depender de uma série de parâmetros, como comportamento das fases sólida e fluida dessas rochas e suas interações através do sistema poroso (PICKETT, 1963; VASQUEZ, Guilherme *et al.*, 2019).

As rochas carbonáticas geralmente apresentam maior complexidade de caracterização das propriedades elásticas em comparação com as rochas siliciclásticas. Isto ocorre por apresentarem um sistema poroso mais complexo e uma constituição mineralógica mais diversificada, resultado dos processos deposicionais e diagenéticos típicos de sua formação. Muitos estudos têm sido realizados nos últimos anos com foco na caracterização geofísica dos reservatórios carbonáticos do pré-sal (MELLO, 2020; PENNA *et al.*, 2019; VASQUEZ *et al.*, 2019). Esses estudos atestam para existência da complexidade da caracterização das propriedades elásticas das rochas carbonáticas.

Pode-se citar, de forma geral, que as rochas carbonáticas do pré-sal apresentam variação das velocidades e impedâncias em função da variação da porosidade, porém a distinção mineralógica não é fácil de ser realizada a partir dos valores dessas propriedades elásticas. Mesmo quando se utilizam as propriedades acústicas e elásticas em conjunto. Isso pode ser observado desde os trabalhos mais antigos (CASTAGNA; BATZLE; EASTWOOD, 1985; PICKETT, 1963; RAFAVICH; KENDALL; TODD, 1984). Mais recentemente, o trabalho de Mello e Lupinacci (2022) mostra que existem variações das propriedades elásticas em função da composição

mineralógica de diferentes litotipos. Apesar disso, a discriminação de fácies deposicionais a partir das propriedades elásticas tem sido uma abordagem difícil de se aplicar.

5.4 MODELAGEM SÍSMICA CONVOLUCIONAL 1D

A modelagem sísmica convolucional zero-*offset* é uma forma de se criar uma imagem sísmica sintética, na qual a amplitude sísmica é calculada a partir da convolução 1D da função refletividade por uma *wavelet*, que representa um pulso sísmico processado (RUSSELL, 1988). A equação 6 mostra como é calculada a convolução entre duas funções genéricas.

$$(f * \mathrm{g})(\mathrm{t}) = \int_{-\infty}^{\infty} f(\tau).\, g(t-\tau)\, d\tau \qquad (6)$$

Equação 6: Cálculo genérico da convolução entre duas funções temporais (t): f e g. A integração ocorre no domínio dos *lags* (τ)

A função refletividade, por sua vez, varia em função do ângulo de incidência. Para uma incidência normal (zero offset, $\phi = 0$ para camadas horizontais), ela é função do contraste das impedâncias acústicas entre duas camadas, sendo, portanto, uma função exclusiva do meio geológico (AKI; RICHARDS, 1981). A Refletividade zero-offset é calculada a partir da equação 7. As impedâncias compressionais, por sua vez, são calculadas como o produto entre as velocidades compressionais e as densidades das camadas, como visto na seção 5.3.

$$RC(\phi = 0) = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \qquad (7)$$

Equação 7: Cálculo da função Refletividade zero offset em função das impedâncias da camada superior AI_1 e inferior AI_2

A modelagem convolucional 1D, apesar de ser um método simples, é bastante útil para diversos fins, pois ele é capaz de reproduzir razoavelmente bem a resposta sísmica do meio geológico. Para dados sísmicos bem processados, considera-se que estes se aproximam da função refletividade zero *offset*, a não ser por uma perda da resolução vertical (WIDESS, 1973), e resíduos dos efeitos de propagação que não conseguiram ser removidos completamente durante o processamento sísmico (YILMAZ, 2001). Considerando-se um modelo convolucional 1D, estes efeitos residuais são expressos pela *wavelet* que é convolvida pela função refletividade. E esses efeitos só atuam verticalmente, ou seja, na horizontal não há perda de resolução. A figura 9 ilustra um esquema da modelagem sísmica convolucional 1D.

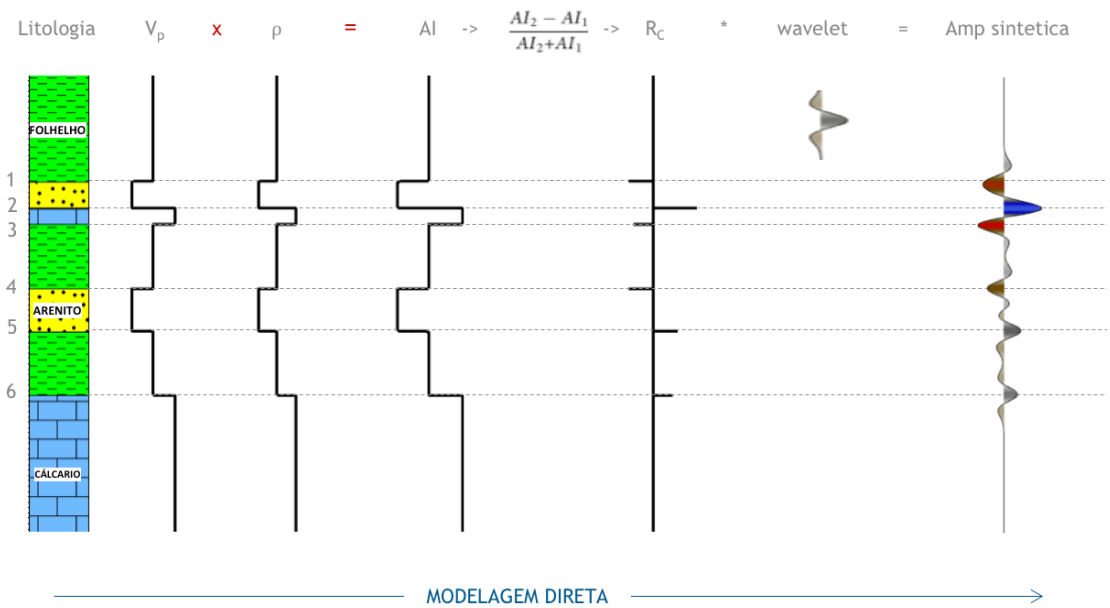


Figura 9 Esquema mostrando o método convolucional, a partir dos dados de rocha, passando pelo Vp e ρ, pela AI, pelo RC, e através da convolução do RC com a *wavelet*, calculando-se a Amplitude Sintética. Fonte: Elaboração própria.

5.5 SISMOESTRATIGRAFIA E OUTRAS TÉCNICAS DE ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA

A sismoestratigrafia é uma das técnicas da análise estratigráfica, sendo uma subárea de conhecimento. A estratigrafia é uma ciência que estuda a organização espacial e temporal dos estratos sedimentares depositados ao longo do tempo geológico (MIALL, 2016). A geração e deposição dos sedimentos é controlado por uma série de processos sedimentológicos, com influência de diversas variáveis do ambiente de sedimentação. A estratigrafia analisa como esses processos são registrados ao longo das sucessões sedimentares. O modo de se fazer a descrição e análise das sucessões sedimentares pode variar a depender do aspecto que está a se analisar. No caso da sismoestratigrafia, a análise passa pela expressão dos refletores contidos no dado sísmico (CROSS; LESSENGER, 1988).

À medida que os dados sísmicos de reflexão começaram a apresentar qualidade suficiente para se realizar este tipo de análise, a sismoestratigrafia pôde ser desenvolvida, trazendo grandes contribuições para o estabelecimento da estratigrafia de sequências (CATUNEANU, 2020). Os primeiros conceitos da sismoestratigrafia foram definidos por Vail e Mitchum (1977). Seus trabalhos foram aplicados inicialmente no contexto de bacias de tipo margem continental passiva. Neste contexto, os padrões de refletores mostram variações que indicam a possibilidade de se identificar extensas superfícies estratigráficas, permitindo a divisão das sucessões sedimentares em zonas sísmicas com certas características.

Um dos conceitos principais da sismoestratigrafia é do refletor sísmico. Como visto na seção 5.4, a amplitude sísmica é a expressão geológica de uma interface entre duas camadas, desde que essas camadas apresentem diferentes propriedades acústicas. Em um dado sísmico bem processado, o atributo amplitude expressa-se então como uma boa representação do conjunto das interfaces geológicas, com a ocorrência residual dos efeitos de propagação da onda sísmica.

Na sismoestratigrafia, o refletor também representa, na maioria das vezes, uma linha de mesmo tempo geológico, com a exceção dos casos em que ele representa uma discordância (VAIL; MITCHUM, 1977). De uma forma ou de outra, isto oferece uma conotação cronoestratigráfica ao refletor sísmico, o que valoriza a análise estratigráfica ao se utilizar os refletores sísmicos (WHEELER, 1958).

Outro conceito fundamental da sismoestratigrafia é o do padrão de terminação dos refletores. As terminações foram definidas simplificadamente em: onlap, downlap, toplap, e truncamento erosivo (VAIL; MITCHUM, 1977). A figura 10 mostra estes padrões de terminação. O onlap é uma terminação na qual um refletor mais novo se projeta para um refletor mais antigo, truncando abruptamente com este no qual tem um mergulho intermediário. Costuma indicar padrões de deposição de preenchimento. O downlap apresenta um padrão parecido, porém com o refletor mais novo se projetando com maior ângulo em direção ao refletor mais antigo. Este padrão de terminação costuma indicar que extratos mais novos se extravasam por cima dos mais antigos. É comumente identificado em frentes de progradação em diversas sequencias sedimentares. No toplap e no truncamento erosivo, refletores mais antigos terminam contra refletores mais novos de forma inclinada ou vertical, com a distinção de que no truncamento erosivo essas terminações são observadas com aspecto mais abrupto, remetendo em analogia aos truncamentos erosivos que são observados em afloramentos. No toplap as terminações são mais sutis com forma mais tangencial ao refletor do topo.

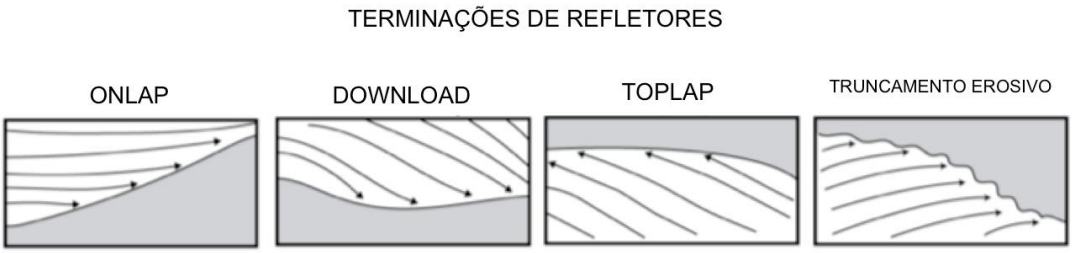


Figura 10: Esquema das terminações de refletores mais importantes. Fonte: Adaptado de Vail e Mitchum (1977).

Finalmente, um último conceito da sismoestratigrafia que traz muitas aplicações nos trabalhos de caracterização é da fácies sísmica ou também chamado de sismofácies. É importante que não confunda este conceito com o de fácies deposicional. Na seção 5.1 foi explicado o conceito de fácies. Esta representa uma massa de rocha sedimentar que pode ser definida por diversos aspectos intrínsecos à rocha, como textura e geometria, por exemplo. As fácies sedimentares são expressão de um processo deposicional que cria um registro sedimentar numa escala que varia de microscópica a macroscópica (MIALL, 2016). Já a sismofácies representa

um volume de rochas em uma escala muito maior, que varia de dezenas a centenas de metros, até pela limitação da resolução do dado sísmico. A sismofácies pode ser definida como um volume que apresenta uma geometria externa com padrões de geometria interna (BROWN; FISHER, 1977). Enquanto os refletores e terminações representam superfícies estratigráficas, as sismofácies representam volumes limitados por superfícies externas e com padrão interno de refletores. Guardadas as escalas de observação, a sismofácies se assemelha analogicamente à textura de uma rocha na escala macroscópica. De fato, o termo sismofácies em alguns trabalhos é chamado de “textura sísmica” (ALVARENGA *et al.*, 2016), porém pode diferir da sismofácies, por se tratar de uma abordagem mais moderna baseado em classificação de imagens, podendo ser aplicado a atributos sísmicos 2D e 3D (ZHANG; SIMAAN, 1991).

A figura 11 apresenta alguns exemplos clássicos de sismofácies, especificando a geometria externa e o padrão de geometria interna dos refletores. Por exemplo, cita-se a sismofácies plano paralela, que é caracterizada por ter um padrão interno de refletores horizontais a sub-horizontais, paralelos (VAIL; MITCHUM, 1977). Esta sismofácies representa muita das vezes um padrão monótono de deposição, onde não há grandes variações do espaço de acomodação. A sismofácies divergente mostra um padrão interno de refletores nos quais eles tendem a se aproximar de um ponto numa direção e na outra direção tendem a divergir. Este padrão costuma indicar uma variação do espaço de acomodação, mostrando que na parte divergente dos refletores houve um espaço de acomodação maior que na parte convergente. A sismofácies caótica é caracterizada por apresentar muitas descontinuidades dos refletores internos. É uma textura sísmica muito identificada em diversos contextos, como em regiões muito fraturadas e carstificadas, como exemplo de elementos de *mounds* carbonáticos (RUF; SIMO; HUGHES, 2008). Quanto as geometrias externas das sismofácies, citam-se as principais formas: lençol, lençol ondulado, cunha, banco, lente, preenchimento (canal, bacia ou talude) e mound, como definido por Vail e Mitchum (1977) (figura 11).

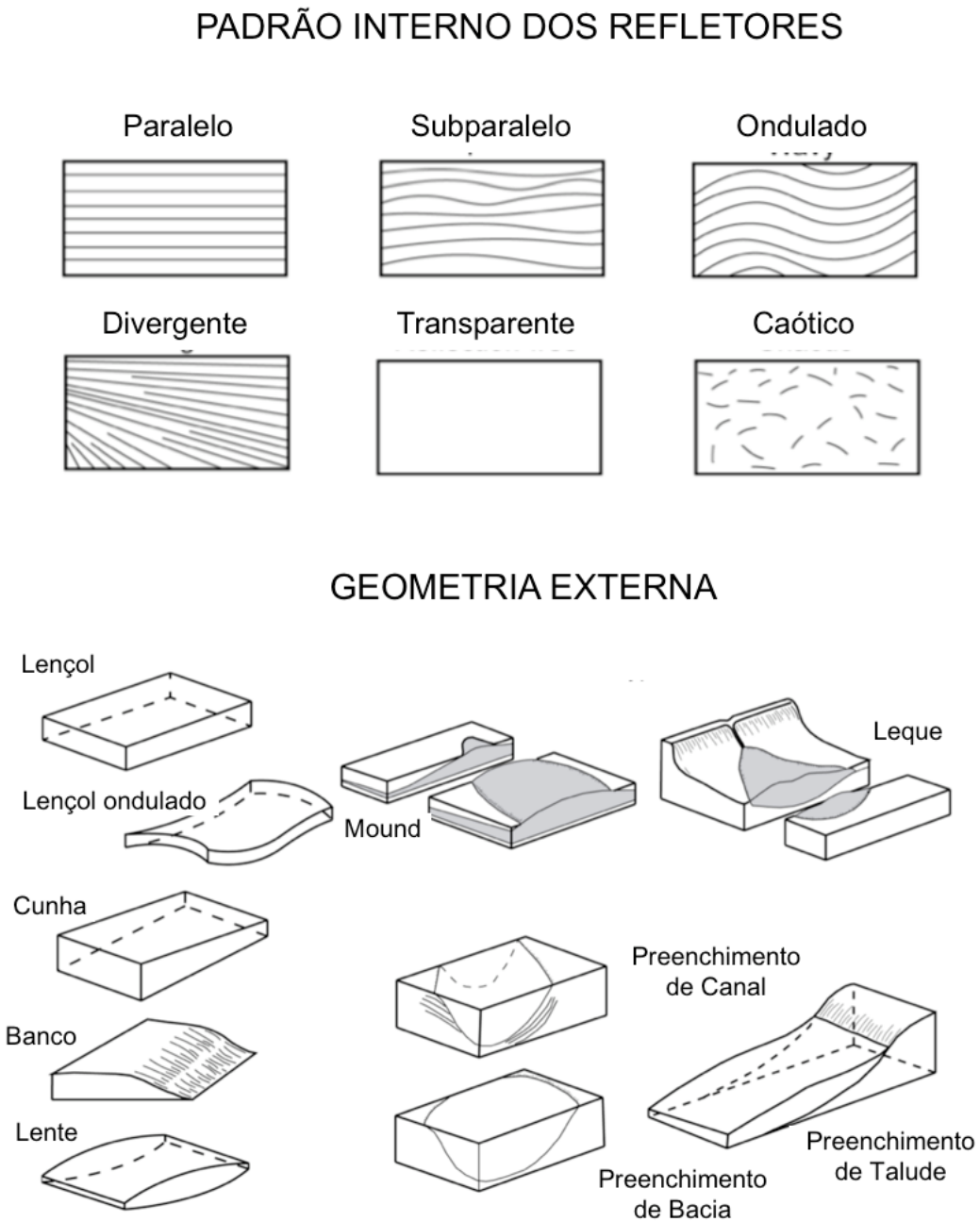


Figura 11: Esquema de classificação das sismofácies quanto aos padrões internos dos refletrores e geometrias externas dos corpos. Fonte: Adaptado de Vail e Mitchum (1977).

A abordagem da classificação de sismofácies é muito aplicada em trabalhos de caracterização de reservatórios. É aplicado muitas das vezes em situações até de menor escala, relativamente, quando comparado com as outras aplicações da sismoestratigrafia, como a identificação de superfícies estratigráficas, que tendem a ser utilizadas numa escala mais regional. Alguns trabalhos podem ser citados de utilização de sismofácies e correlação com outros elementos da estratigrafia, como

ambientes deposicionais, elementos arquiteturais, e até agrupamentos de fácies deposicionais (HENDRY *et al.*, 2021; MINZONI, M. *et al.*, 2021; PAUMARD *et al.*, 2017; VON HARTMANN *et al.*, 2012). A figura 12 mostra um exemplo de correlação indireta entre sismofácies e ambientes deposicionais no contexto de carbonatos.

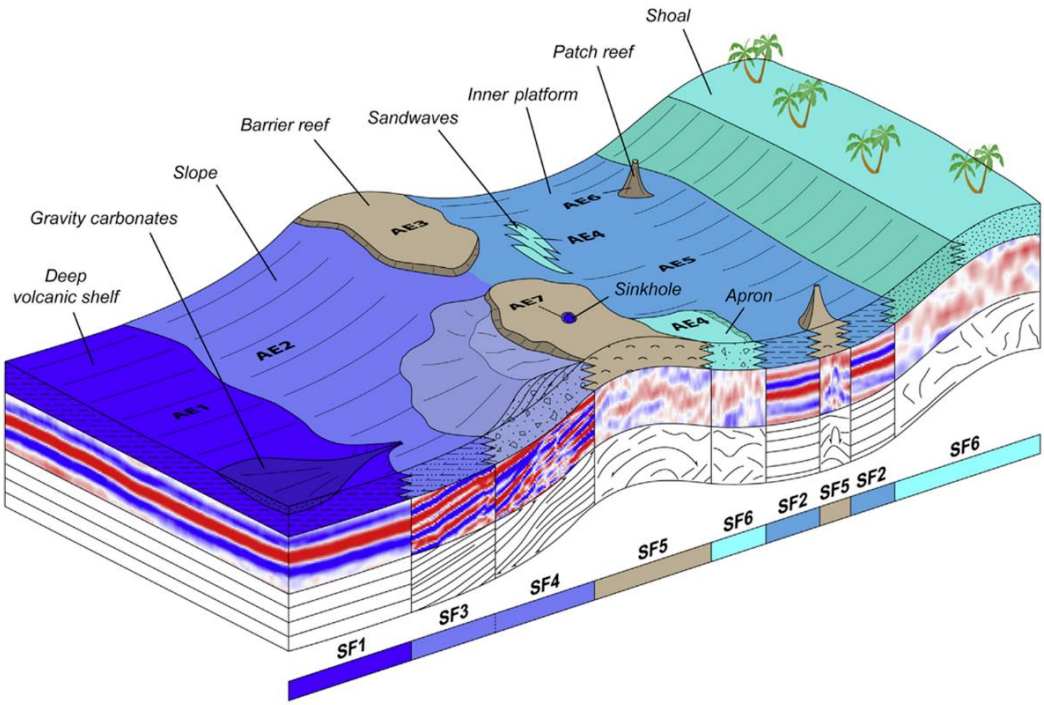


Figura 12: Exemplo de correlação entre sismofácies e ambiente deposicional. Fonte: Adaptado de Pamard *et al.* (2017).

Esta relação das sismofácies com outros elementos da estratigrafia representa sempre um desafio de aplicação metodológica. Por se tratar de um método de interpretação de dado indireto que adere informação numa escala de dezenas de metros, a expressão geológica das sismofácies pode ser muita das vezes complexa. De qualquer forma a sismofácies é bastante utilizada sempre trazendo significado para trabalhos de identificação de elementos estratigráficos, tanto na abordagem das arquiteturas deposicionais (MIALL, 1985), muito utilizada na caracterização de depósitos fluviais e turbidíticos, quanto na abordagem do modelo de fácies (POSAMENTIER; WALKER, 2006), mais utilizado na caracterização dos carbonatos. Um outro desafio da aplicação das sismofácies, assim como da sismoestratigrafia de forma geral, está na integração dos estudos da cicloestratigrafia de alta resolução.

Nesta abordagem a análise estratigráfica é extrapolada para sequências de maior ordem, em intervalos muito mais finos de estratos sedimentares, implicando em maior incerteza na utilização do dado sísmico, dada a limitação da resolução sísmica (SHERIFF, 1985).

Uma abordagem de classificação de sismofácies que facilita bastante em aplicações de volumes sísmicos é a classificação a partir de atributos sísmicos. Os atributos sísmicos são muito úteis para se extrair mais informações dos dados sísmicos (CHOPRA; MARFURT, 2007). Pode-se utilizar tanto o atributo original, como os atributos derivados da amplitude, como por exemplo: o mergulho ou a curvatura dos refletores. A figura 13 mostra um bom exemplo do trabalho de Alvarenga *et al.* (2016), no qual os autores utilizaram os atributos: Sweetnes, Cosseno da Fase, Amplitude RMS e Impedância Acústica Relativa; como critério de classificação das sismofácies.

Uma forma de enriquecer a classificação sísmica é buscar informações geométricas da sísmica para poder correlacionar com as geometrias internas dos refletores. Os atributos Dip (mergulho) e Curvatura são exemplos de atributos estruturais. O Dip calcula o mergulho dos refletores e a curvatura, a variação do Dip ao longo da continuidade do refletor (CHOPRA; MARFURT, 2007). Pode-se entender o Dip como a derivada direcional da posição do refletor na direção onde esta derivada é mais intensa. Já a curvatura pode ser entendida, como uma segunda derivada, medindo o seu valor em várias direções. Pode-se trabalhar com a máxima curvatura positiva e negativa, por exemplo. A polaridade irá indicar a concavidade desta curvatura. Ao se combinar atributos estruturais com atributos estratigráficos, como a Amplitude RMS, pode-se acessar informação útil das geometrias deposicionais. Estes três atributos são sensíveis à janela escolhida para se realizar os cálculos. A amplitude RMS calcula a média RMS vertical das amostras, dada uma janela de parâmetro. A vantagem de se utilizar este atributo é que ele investiga a amplitude média de uma janela longa, sem causar destruição da energia, por trabalhar apenas com polaridade positiva, já que a amplitude de cada amostra é elevada ao quadrado.

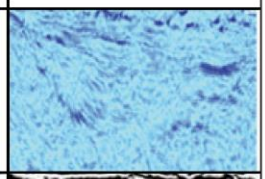
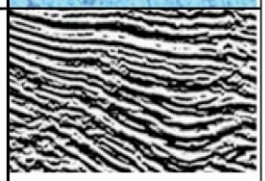
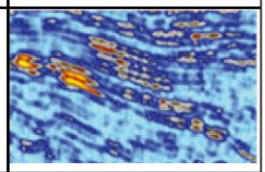
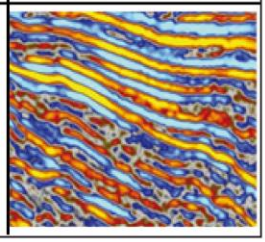
Atributo sísmico	Utilidade	Regras de interpretação	Expressão visual
Sweetness	Usar os contrastes claros e escuros para o mapeamento da seção rifte	Usar o limite entre as áreas claras e escuras	
Cosseno da Fase	Estabelecer continuidade do padrão dos refletores e visualização de falhas	Usar o limite entre os padrões	
Amplitude RMS	Melhoramento visual das fácies sísmicas - principalmente para carbonatos e evaporitos - mapeamento da base do sal	Transforma picos e calhas do sinal símico em positivo e background (próximo a zero) em negativo	
Impedância acústica relativa	Melhoramento visual das fácies sísmicas - principalmente para carbonatos e evaporitos - mapeamento da base do sal - juntamente com o atributo cosine phase, mapeamento das falhas	- Inversão de picos e calhas Pico: (-) Calha: (+) - Amplia a frequência da reflexão - Realça a textura	

Figura 13: Atributos sísmicos utilizados para classificação das sismofácies ou textura símsica.
Fonte: Alvarenga *et al.* (2016).

Uma técnica que é classicamente utilizada na estratigrafia, e que costuma enriquecer bastante as análises sismoestratigráficas, é a criação de cartas cronoestratigráficas. A carta cronoestratigráfica fornece a distribuição dos estratos no tempo e no espaço, mostrando o arranjo arquitetural dos sistemas deposicionais durante o preenchimento da bacia, indicando os momentos de mudança (KUCHLE; SCHERER, 2010). A carta cronoestratigráfica é geralmente construída em escala de bacia, mas pode ser aplicada também em menores escalas.

A construção deste tipo de carta cronoestratigráfica é realizada utilizando a transformada de Wheeler (WHEELER, 1958). Consiste numa forma de visualizar o registro no domínio vertical no tempo geológico. Uma seção convencional pode ser entendida como um gráfico onde o eixo X é a posição horizontal e o eixo Y é a profundidade.

Como as superfícies do modelo direto representam linhas do tempo, quando estas são multi-aplanadas, ocorre uma transformação do domínio vertical, e o diagrama de Wheeler é gerado. Essa forma de visualização é muito interessante, pois nos permite distinguir a distribuição do empilhamento no tempo e no espaço,

favorecendo a identificação de *gaps* deposicionais ou erosivos, agradação, progradação e retrogradação, além de terminações abruptas das fácies lateralmente. Também ilustra, de maneira didática, a variação lateral das fácies no mesmo intervalo de tempo.

6 RESULTADOS

6.1 RESULTADOS DA MODELAGEM *FORWARD*

Para a simulação *forward* ser realizada foi necessário se definir alguns parâmetros, como: o intervalo de tempo geológico a ser simulado; a superfície batimétrica no tempo inicial; a subsidência; a variação do nível do lago; e as taxas de deposição por fácies. O Intervalo de tempo geológico simulado foi entre 121Ma e 113Ma, englobando o período de deposição da Formação Barra Velha.

Para a definição da superfície batimétrica inicial foi utilizado um horizonte da base da Formação Barra Velha, que corresponde, pela carta estratigráfica da Bacias de Santos, à discordância pré-alagoas (DPA) (MOREIRA *et al.*, 2007). Através de uma transformação por normalização estatística linear, a batimetria foi calculada, retornando profundidades entre 0 e 60 metros.

A superfície de subsidência também foi calculada por normalização a partir do horizonte base da Formação Barra Velha, e apresenta valores entre 100 e 400 metros. Estes seriam valores relativos à subsidência total do período de deposição da Formação Barra Velha. Com isso. calcula-se que a taxa de subsidência varie entre 0,0125 mm/ano e 0,05 mm/ano. Na figura 14 são apresentados o horizonte base da Formação Barra Velha e as superfícies calculadas da batimetria inicial e da subsidência total.

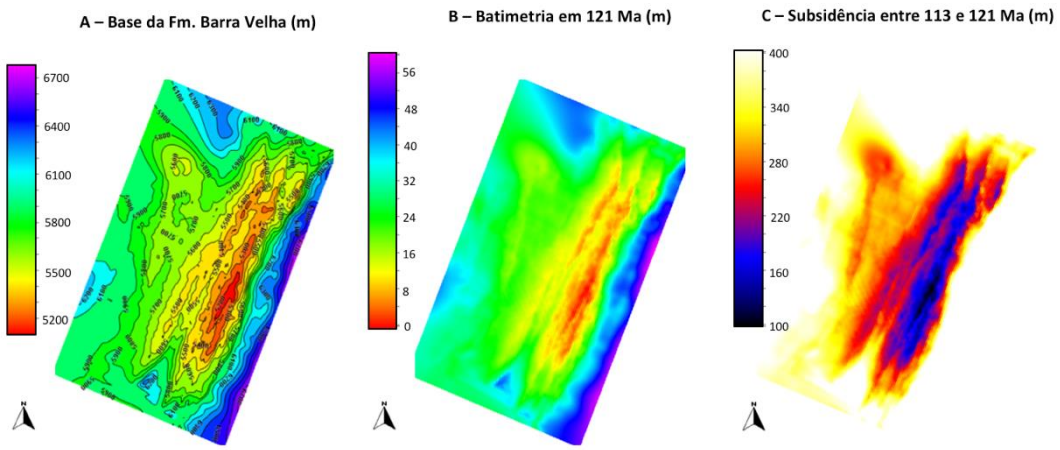


Figura 14: A: Mapa da profundidade da Base da Formação Barra Velha; B: Mapa calculado da batimetria inicial do lago; e C: Mapa calculado da subsidência acumulada no período simulado. Fonte: Elaboração própria.

Para o parâmetro da variação do nível do lago, foi considerada uma curva adaptada dos trabalhos de Faria (2017) e Faria *et al.* (2017) combinando três frequências de ciclos de raseamento e afundamento do lago (figura 15). Observa-se que, entre as idades 113 e 121 Ma, ocorrem 4 ciclos de mais baixa frequência e, dentro de cada um desses ciclos ocorrem quatro ciclos de mais alta frequência. Além disso, observa-se que há uma tendência global de raseamento do lago para as idades mais novas, representando uma progressiva regressão do lago.

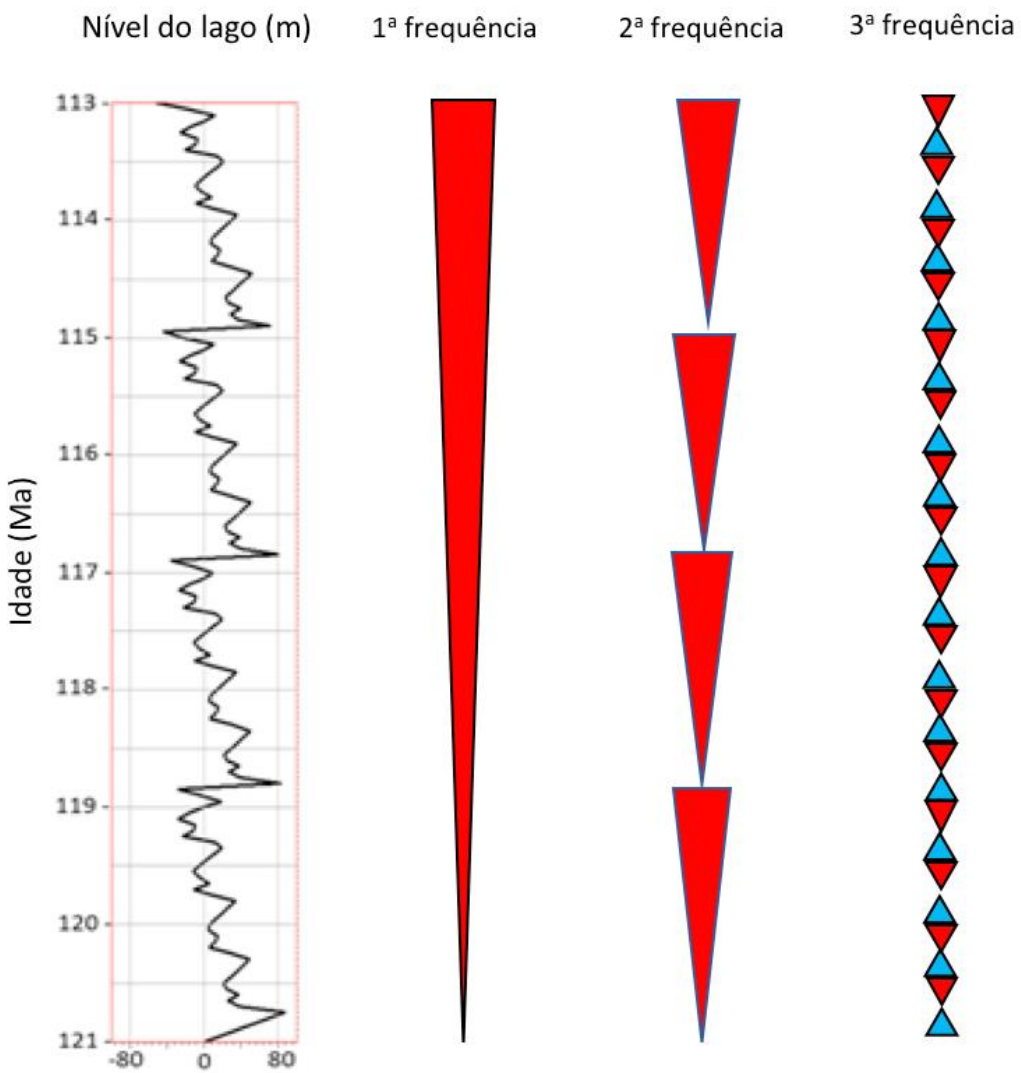


Figura 15: Curva de variação do nível do lago. Três frequências estão representadas na curva.
Fonte: Elaboração própria.

Sobre o conjunto das fácies consideradas na modelagem, utilizou-se este conjunto: laminito, grainstone, estromatolito, esferulitito e mudstone. As fáceis foram descritas na seção 5.1. As taxas de deposição utilizadas para cada fácies estão representadas no gráfico da figura 16. Cada fácies tem a sua produtividade, medida em mm/ano, variando em função das profundidades batimétricas do lago.

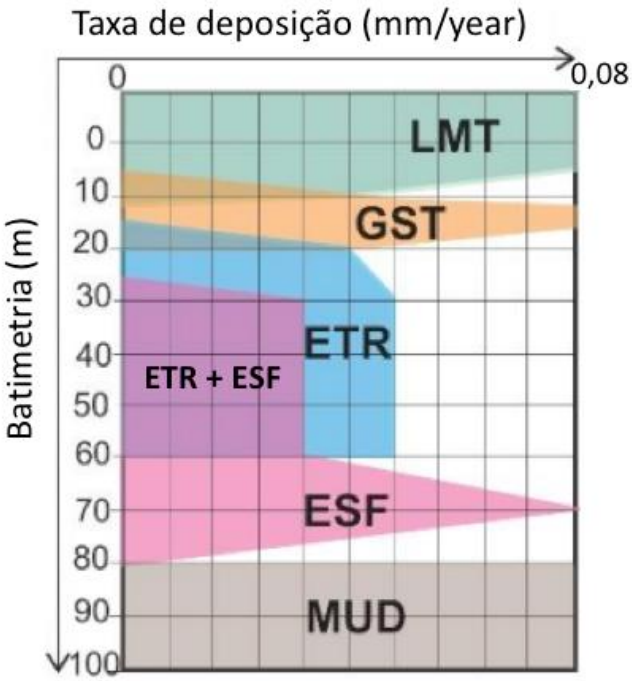


Figura 16: Taxas de deposição para cada fácies. LMT: Laminito; GST: Grainstone; ETR: Estromatolito; ESF: Esferulitito; e MUD: Mudstone. Fonte: Elaboração própria.

A malha 3D gerada a partir da modelagem *forward* apresenta 80 *layers*, nos quais cada camada representa um intervalo aproximado de tempo de 100 mil anos, já que a divisão das linhas de tempo foi regularmente dividida e o tempo total simulado foi de 8 milhões de anos, da idade de 121 Ma à idade de 113 Ma. A geometria de cada uma das camadas é uma saída da modelagem, em que suas espessuras e profundidades são resultados da sucessão de processos simulados em cada intervalo de tempo.

Na figura 17 são apresentadas as propriedades de saída do modelo, através de uma seção vertical projetada transversalmente na porção central do reservatório em estudo. Observa-se a distribuição destas propriedades variando para cada

camada, sendo: a idade a propriedade (A); a batimetria a propriedade (B); a espessura a propriedade (C); e as fácies a propriedade (D).

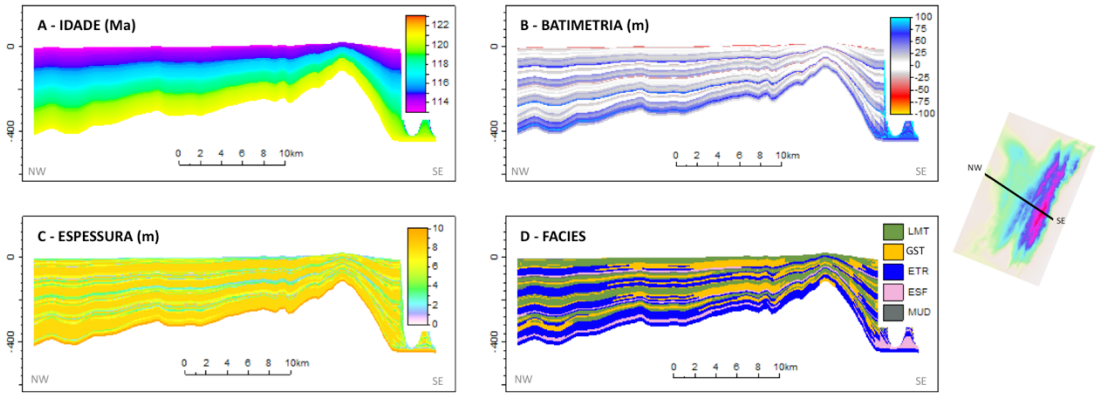


Figura 17: Seções verticais NW-SE com as propriedades: A: Idade (Ma); B: Batimetria (m); C: Espessura (m); e D: Fácies. Fonte: Elaboração própria.

A figura 18 apresenta um quadro com a seleção de quatro camadas representando quatro intervalos de tempo distintos, distribuídos em diferentes partes dos ciclos de elevação e rebaixamento do nível lago (A), sendo apresentados para cada intervalo de tempo os mapas da batimetria (B), da espessura (C), e de fácies (D). Nesta figura observa-se com maiores detalhes o comportamento e a correlação das distribuições das batimetrias e das espessuras. Do mais antigo para o mais novo, pode-se observar que, de forma geral, as cotas batimétricas tendem progressivamente a diminuir, ou seja, o lago tende a ficar mais raso para o topo do registro. No entanto, há variações laterais desta propriedade, para um mesmo intervalo de tempo, devido a um acúmulo de subsidência, que varia em função do posicionamento inicial dos altos e baixos, já que foi imposto que os altos teriam menor subsidência que os baixos. Além disso, observa-se que o empilhamento varia lateralmente em função das espessuras acumuladas pela sedimentação das camadas mais antigas.

Quanto a distribuição das espessuras das camadas, observamos que as espessuras variam pouco, em torno dos 8 metros, e tendem a ser menores quando as batimetrias são mais baixas. As baixas espessuras de empilhamento de fácies ocorrem quando a cota batimétrica é muito baixa ou quando é muito alta, por motivos

diferentes: na primeira situação não há possibilidade de preservação e no segundo não há geração de sedimentos.

Nos mapas D1 a D4 da figura 18 são apresentadas as fácies distribuídas para cada intervalo de tempo selecionado. De forma geral, observa-se que as fácies *mudstone* e esferulitito são empilhadas nas regiões de maiores batimetrias; e as fácies estromatólito, grainstone e laminito, nas regiões com batimetria mais baixas.

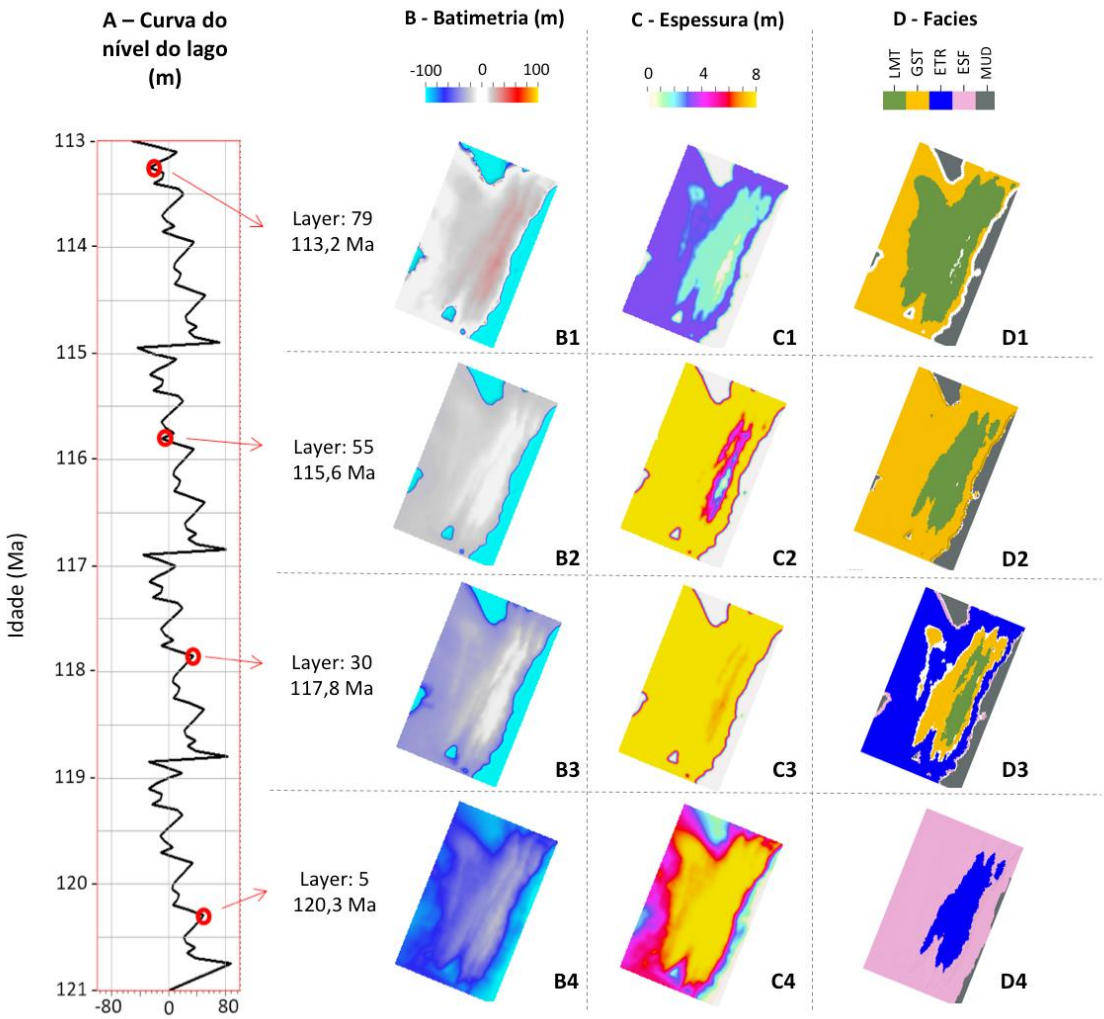


Figura 18: Quadro com seleção de 4 layers. Para cada camada, que está associado a sua idade específica e a sua posição na curva de variação do nível do lago (A), são apresentados os mapas da Batimetria (B); Espessura (C); e Fácies (D). Fonte: Elaboração própria.

Na figura 19 observa-se, através dos mapas de proporção vertical das fácies, que cada uma tende a ter uma certa concentração nas regiões descritas. Os mapas

de proporção vertical foram calculados pela divisão da espessura acumulada de cada fácies pela espessura total do modelo. Quando são comparados os mapas de proporção com o mapa de espessura total do modelo, é possível notar que a fácies laminito se concentra na região de menor espessura total, onde foram empilhados menos sedimentos nos paleo-altos. Essa região teve menor subsidência total imposta na modelagem. Lateralmente a esta região, concentra-se uma maior deposição dos grainstones retrabalhados; e nas regiões periféricas da feição de plataforma, concentram-se os estromatólitos. Por fim, nas regiões de maiores batimetrias acumuladas, concentram-se a deposição dos esferulititos e dos *mudstones*. Estes últimos tendem a ocorrer somente nas regiões mais profundas, onde há pouco acúmulo de espessura.

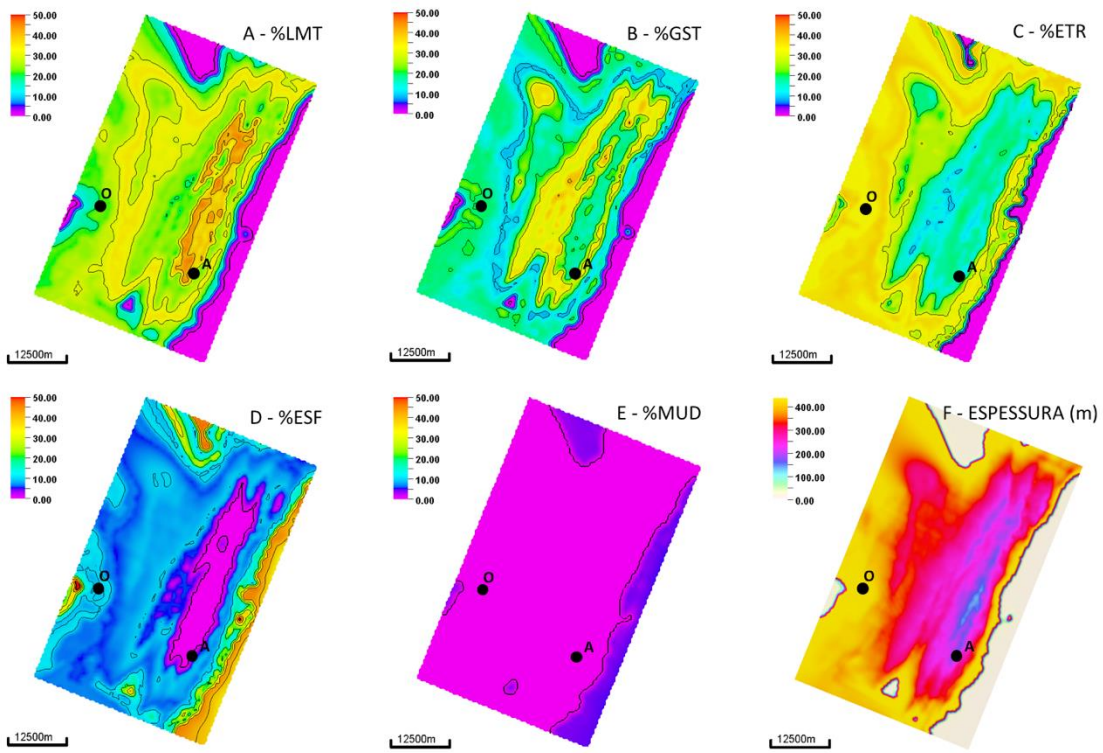


Figura 19: Mapas de proporção vertical por fácies: A: Laminito; B: Grainstone; C: Estromatólito; D: Esferulito; e E: Mudstone. Também é apresentado o mapa de espessura total do modelo (F). Os pontos O e A representam a projeção em mapa dos pseudo-poços apresentados na figura 20. Fonte: Elaboração própria.

Com o objetivo de se analisar, com mais detalhes, a distribuição vertical das fácies geradas pela modelagem *forward*, foram considerados dois pseudo-poços de controle, e foram extraídas as propriedades do modelo na posição destes perfis. Um

pseudo-poço está localizado na região mais alta do campo, ou na região com menor espessura total empilhada; e o outro está localizado numa região de maior espessura, onde se empilharam sedimentos em batimetrias maiores. A localização dos pseudo-poços encontra-se na figura 19.

Na figura 20 são apresentados os dois pseudo-poços com as propriedades extraídas do modelo, que são: a idade simulada; a curva de nível do lago simulada; a batimetria registrada para cada camada; a espessura de empilhamento dos sedimentos e a fácies de maior ocorrência registrada para cada camada. Observando a trilha da idade simulada, nota-se uma questão interessante quando comparamos as propriedades dos pseudo-poços O e A. No pseudo-poço O há uma distribuição mais contínua das idades registradas, sem pulos ou acelerações, ou seja, a curva tem um comportamento mais linear. Há registo em quase todas as idades indicando, assim, uma deposição mais homogênea ao longo do tempo. Já na propriedade do pseudo-poço A, ocorrem interrupções abruptas, ou acelerações das idades registradas, em três posições, marcadas pelos traços vermelhos pontilhados. Nestas posições, há lacunas de registro, indicando que durante certos períodos, não foram gerados ou preservados sedimentos, como observado nas análises da distribuição das espessuras nos mapas da figura 18.

A trilha da propriedade espessura também revela isso, com as feições de lacuna ou hiato, correlacionando-se bem com as menores espessuras registradas. Também podemos observar uma boa correlação visual destas feições com as propriedades do nível do lago e da batimetria. Quando o nível do lago é mais raso, justamente nas cotas batimétricas mais baixas, ocorrem tais lacunas. Estas feições expressam, exatamente, os limites dos quatro ciclos de raseamento de frequência intermediária, sendo importantes superfícies estratigráficas do modelo. Do ponto de vista do empilhamento das fácies, é interessante notar que em ambas as propriedades dos pseudo-poços A e O, os limites dos ciclos se equivalem ao topo dos laminitos. No entanto, há diferenças na fisionomia da sucessão vertical de empilhamento das fácies nos dois pseudo-poço. Enquanto no pseudo-poço O há uma maior representatividade de todas as fácies, com a base dos ciclos registrando ocorrência de esferulititos ou estromatólitos, no pseudo-poço A estes ciclos raramente registram fácies de menor energia, como esferulititos, ocorrendo com maior frequência as fácies de grainstones retrabalhados e laminitos.

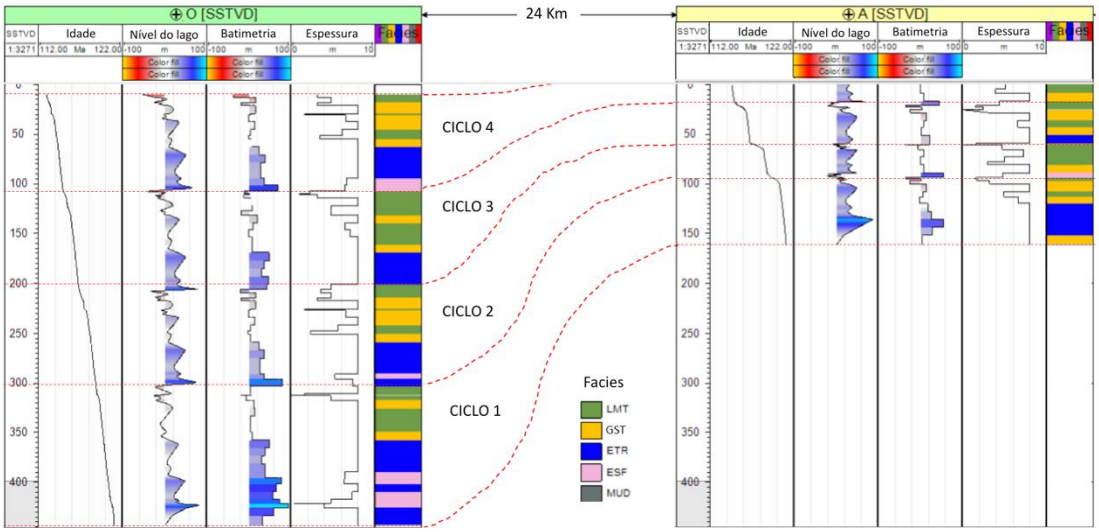


Figura 20: Pseudo-poços O e A com propriedades do modelo extarídos. trilha 1: Idade (Ma); trilha 2: Nível do lago (m); trilha 3: Batimetria (m); trilha 4: Espessura (m); trilha 5: Fácies. Posição do pseudo-poços no mapa da figura 19. Fonte: Elaboração própria.

6.2 RESULTADOS DA MODELAGEM DA SÍSMICA SINTÉTICA

Após gerar a modelagem *forward,* com as fácies já distribuídas em uma malha 3D, foi gerado um volume sísmico sintético, de forma a se avaliar a expressão sísmica do modelo geológico. Foi utilizada a modelagem sísmica convolucional zero-*offset*, utilizando-se uma *wavelet* fase zero. Conforme explicado na seção 5.4 e exemplificado na figura 9, esse tipo de modelagem considera que a amplitude sísmica pode ser compreendida como a convolução da função de refletividade com uma *wavelet*, que representa uma sísmica processada sem qualquer artefato. A função de refletividade, por sua vez, é uma função do contraste de impedância acústica das rochas.

Para modelar a sísmica sintética, valores representativos de impedância acústica foram atribuídos a cada fácies. Esses valores foram compilados para as rochas do pré-sal de vários poços na Bacia de Santos (Benac *et al.*, 2023), com a premissa simplificadora de que essas fácies possuem uma composição mineralógica rica em calcita e baixa em argilas de magnésio. A Figura 21 apresenta valores estatísticos de impedância acústica (AI) por fácies no conjunto de poços estudados por Benac *et al.* (2023). Ela também mostra um diagrama de caixa representando

essas distribuições para cada uma das fácies utilizadas neste estudo, com as devidas incertezas/dispersões de valores associadas.

AI (m/s.g/cm³)	Laminito	Grainstone	Estromatolito	Esferulitito	Mudstone
Mínimo	9718.67	9467.34	9565.77	10014.68	9871.1
P10	10405.45	9874.55	9966.1	10514.13	10475.33
P25	11329.03	10686.72	10608.64	11370.25	11438.24
Mediana	12184.16	11609.65	11366.38	12239.57	12351.49
P75	13122.27	12472.63	12186.73	13068.78	13401.0
P90	13917.09	13262.48	12925.83	13992.53	14355.96
Máximo	14372.89	13684.15	13388.66	14545.43	14824.08
Média	12172.82	11584.92	11414.63	12241.32	12383.87
Desvio Padrão	1359.11	1285.58	1170.22	1338.12	1460.76

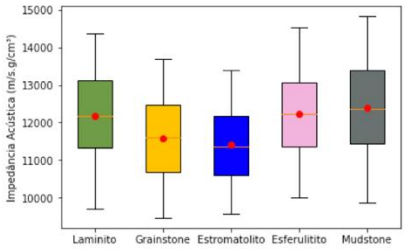


Figura 21: Tabela com valores estatísticos de Impedância acústica para cada fácies. Na direita, representação do diagrama de caixa com esses valores estatísticos. Fonte: Elaboração própria.

Os valores médios de impedância acústica foram escolhidos para cada fácies com base na distribuição mostrada na figura 21 (valor médio). Com o modelo de impedância acústica gerado, a função de refletividade foi calculada e, por meio da convolução dessa função com uma *wavelet,* a sísmica sintética foi gerada. A *wavelet* utilizada foi uma de fase zero, do tipo Ricker, com um comprimento de onda de pico de 40 metros. Essa *wavelet* é bem descrita no trabalho de Hosken (1988). A figura 22 apresenta os passos e os resultados obtidos quando da geração da sísmica sintética, em função da metodologia descrita.

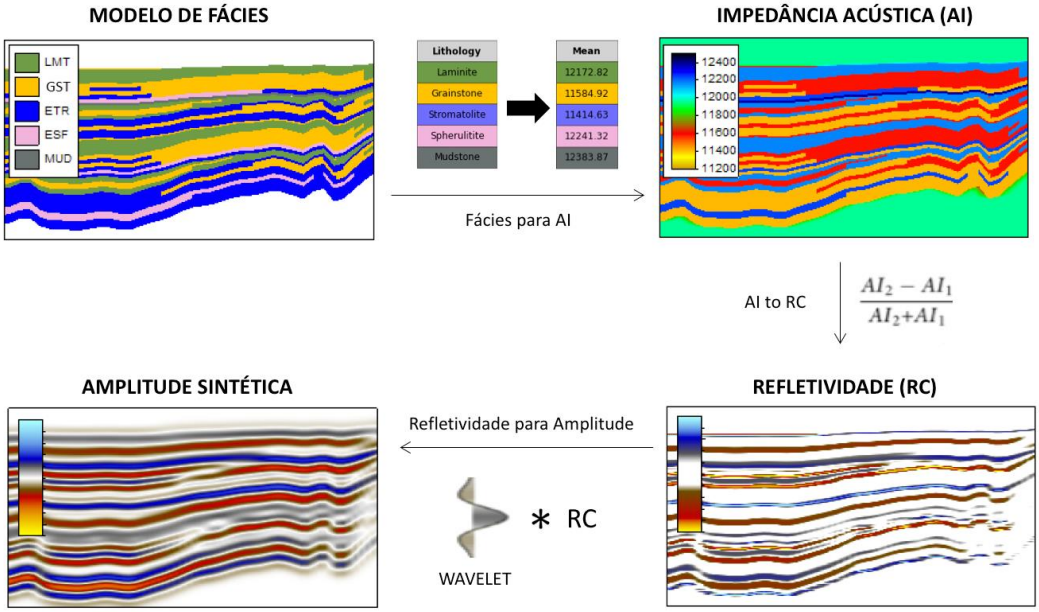


Figura 22: Esquema da geração da sísmica sintética. Para ser realizada a convolução, converte-se a Refletividade para tempo. Fonte: Elaboração própria.

6.3 RESULTADOS DA INTERPRETAÇÃO SISMOESTRATIGRÁFICA

As análises sismoestratigráficas foram realizadas a partir da sísmica sintética gerada. Uma primeira abordagem foi gerar o diagrama de Wheeler (WHEELER, 1958) para o modelo de fácies e para a seção sísmica sintética. Depois, foi realizada a descrição dos refletores e uma classificação de fácies sísmicas. Estas técnicas estão explicadas na seção 5.5.

A Figura 23 ilustra a distribuição lateral e vertical modelada das fácies (A) e a amplitude sísmica sintética (B). As mesmas propriedades são representadas no diagrama de Wheeler (C e D). Nas seções de fácies, observamos em cada linha de tempo as camadas empilhadas pela modelagem *forward*. Já nas seções de amplitude sísmica, observamos as interfaces das camadas. Nota-se, em primeiro lugar, que as linhas de tempo em branco na seção das fácies da figura 23 C e D representam os hiatos deposicionais, momentos quando não se empilharam sedimentos no lago. Nesses momentos, como analisado na figura 20, o nível do lago está muito baixo. Nas regiões mais baixas, como visto pelo perfil do pseudo-poço O, os hiatos se expressam como lacunas de menor expressão, já no pseudo-poço A, da mesma figura, e

localizado no alto da estrutura, esses hiatos correlatos se expressam em lacunas deposicionais muito mais expressivas, como observado no retângulo vermelho das seções C e D da figura 23.

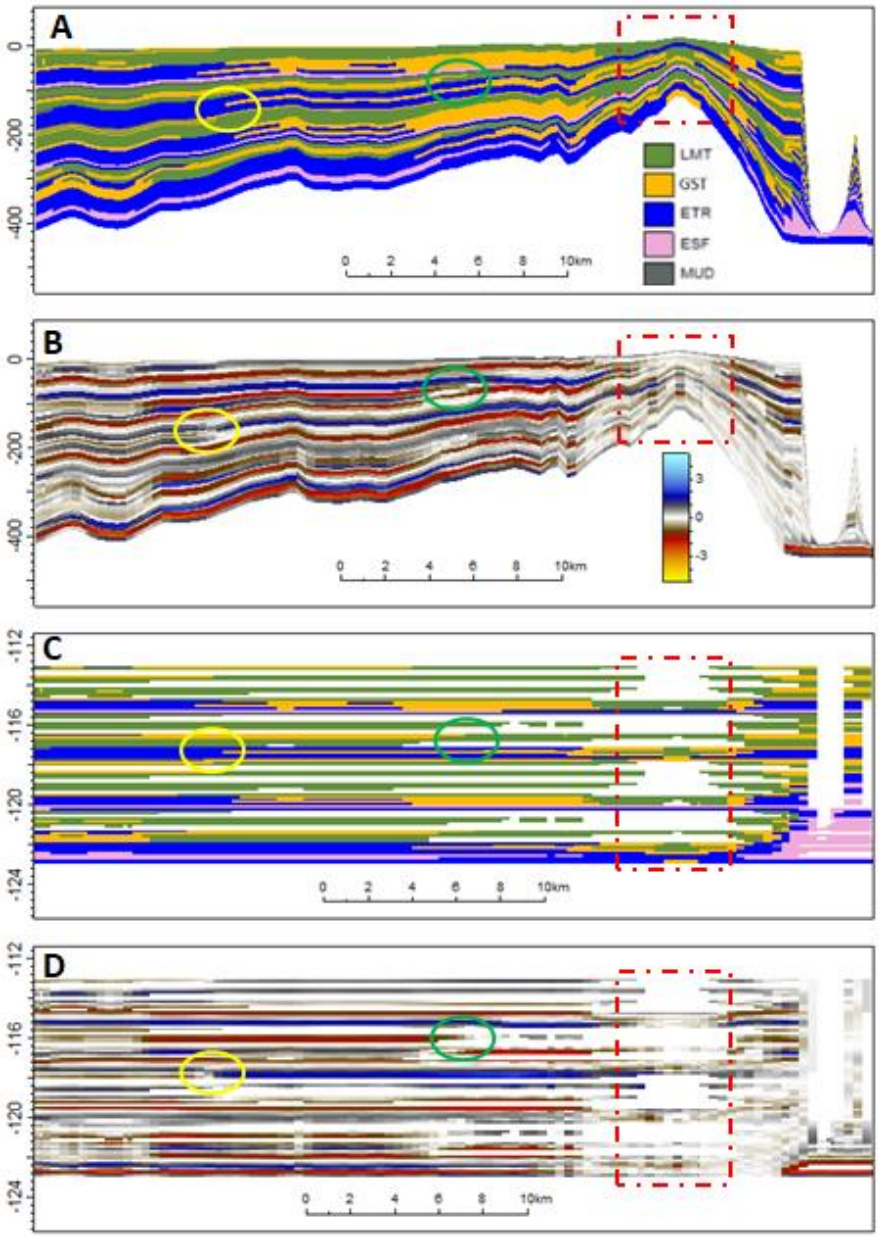


Figura 23: Seções verticais mostrando as fácies e amplitude sintética em profundidade (A) e (B) respectivamente; e as fácies e amplitude sintética como gráfico de Wheeler (C) e (D), respectivamente. O retângulo vermelho representa a região com maior ocorrência de lacunas e hiatos. As elipses amarela e verde indicam mudança de polaridade na linha de tempo e truncamento, respectivamente. Fonte: Elaboração própria.

Esta mesma região, observada nas seções A e B da figura 17, corresponde ao alto estrutural, onde houve menor subsidência e, por consequência, a persistência de

batimetrias relativamente menores. A expressão dessas lacunas no domínio do registro está nas superfícies estratigráficas, neste caso concordantes, que marcam os limites de ciclo de raseamento do lago.

A figura 23 apresenta também feições de terminações laterais (elipses verdes), observadas nas seções sísmicas, como interrupções abruptas dos refletores ou até mesmo troca de polaridade na mesma linha de tempo. Nas elipses amarelas da seção da figura 23 A e B observam-se refletores que podem ser mapeados de forma contínua, mas que no domínio de Wheeler revelam-se como linhas de tempos diferentes, como observado na figura 23 C e D.

A figura 24 apresenta um outro exercício de caracterização sismoestratigráfica 2D. É ilustrada a mesma seção vertical das outras figuras, mas desta vez com o atributo da amplitude sísmica. Abaixo desta é apresentado o mapeamento dos refletores mais facilmente identificados. Nesta representação, as linhas de cor preta estão assinalando os refletores de polaridade positiva, que, para a convenção utilizada neste trabalho, expressam as interfaces entre camadas onde a camada inferior tem maior impedância acústica que a camada superior. Na cor vermelha, por outro lado, estão representadas as interfaces onde a camada inferior apresenta uma impedância acústica menor que a superior. Foram representados os refletores como linhas mais espessas, aqueles que apresentam maior amplitude, independente da polaridade; e estão identificados por linhas tracejadas finas, os refletores de menor amplitude. Isso auxiliou na identificação de padrões de conjuntos de refletores que foram utilizados para se fazer uma classificação simplificada de fácies sísmicas.

Foram destacadas quatro fácies sísmicas, utilizando o critério dos padrões de conjuntos de refletores, nos quais três aspectos foram especificados: a continuidade dos refletores; a geometria; e a proporção de refletores com maior amplitude. Na seção 5.5 são explicadas as bases teóricas da classificação de sismofácies.

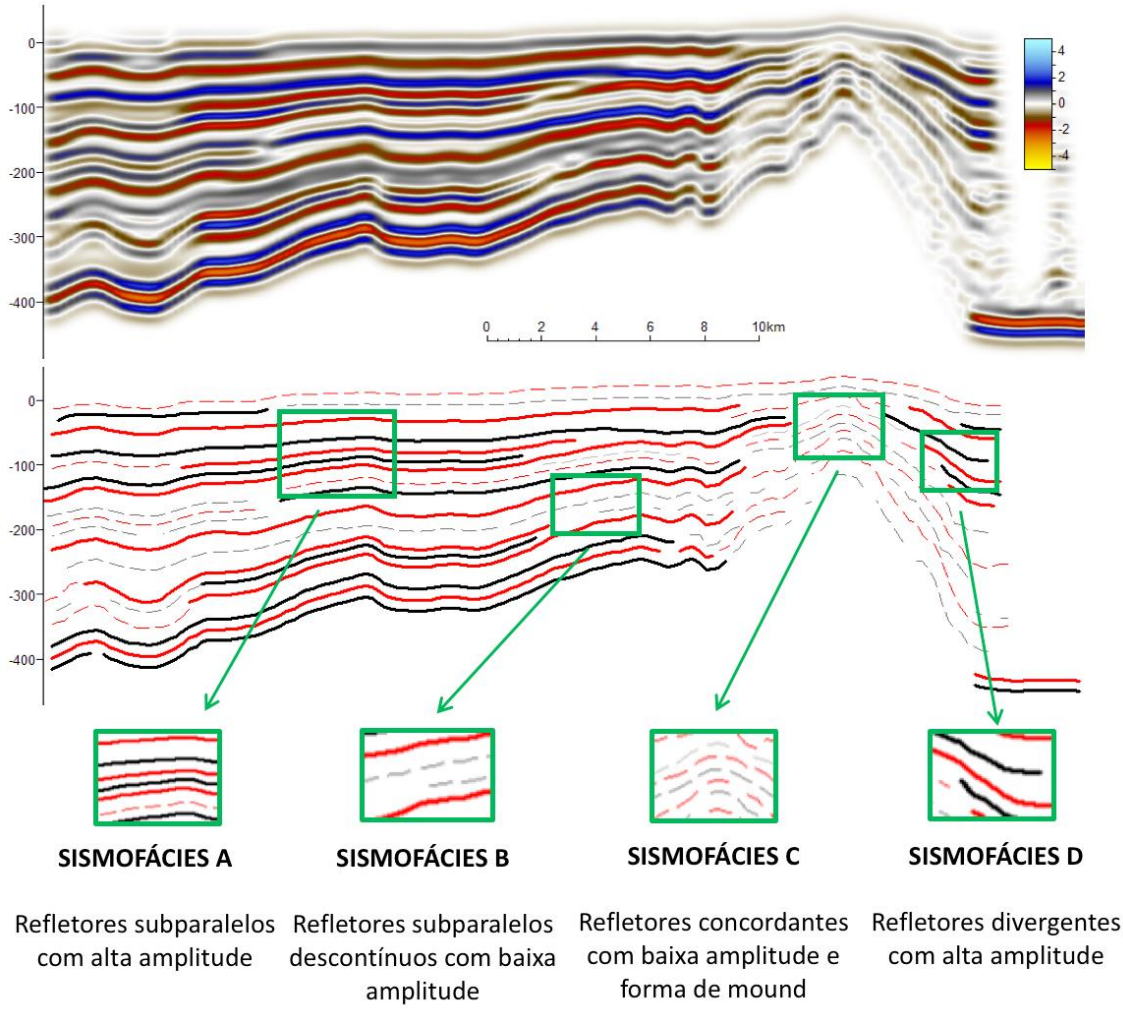


Figura 24: Seção de amplitude com refletores positivos (pretos) e negativos (vermelhos) identificados. Refletores desenhados sólidos são de alta amplitude e tracejados são de baixa amplitude. Abaixo são classificadas quatro sismofácies, de acordo com a descrição dos critérios escolhidos. Fonte: Elaboração própria.

A sismofácies A é caracterizada por ser um conjunto de refletores subparalelos com alta proporção de amplitudes fortes. Pelo que se conhece do modelo construído, em função das premissas adotadas, essa sismofácies ocorre nas regiões dos baixos, onde houve um empilhamento mais completo das fácies. Como há contraste de impedâncias entre as fácies, e estas têm uma representatividade de espessura, a expressão sísmica deste tipo de empilhamento é a observada por esta sismofácies A. Já a sismofácies B apresenta uma proporção menor de refletores de amplitude forte e estes tendem a ser mais descontínuos, porém subparalelos dentro do conjunto. Isto representa uma região onde ocorre maior espessamento dos grainstones retrabalhados numa rampa suave. Não há grandes lacunas no registro assim como

na região mais baixa da rampa, porém, diferentemente da região onde ocorre a sismofácies A, desta vez empilham uma proporção maior de uma mesma fácies, neste caso os grainstones. Por isso os refletores apresentam menor amplitude e são descontínuos, pois estas fácies tendem a mudar lateralmente.

A sismofácies C é a que mais se distingue quanto a geometria dos refletores. Eles são concordantes, mas apresentam geometria curva e convexa para baixo e tem amplitude fraca. Essa sismofácies ocorre, exatamente, na região na qual há a maior expressão das lacunas no registro, em que grandes hiatos deposicionais ocorrem. O empilhamento é truncado e há maior proporção dos laminitos e grainstones, como ilustrado na figura 19. A geometria de seus refletores tem este aspecto, pois é onde há menor atuação da subsidência, com as regiões de entorno subsidindo e empilhando mais sedimentos. Por fim, a sismofácies D apresenta padrão divergente dos refletores com alta amplitude. Nesta região, os estromatólitos tendem a ocorrer com maior proporção e o registro do empilhamento é parecido com o da sismofácies A, no entanto os refletores apresentam maior inclinação, indicando que as superfícies batimétricas tinham maior declive, representando uma região mais como um flanco, ao invés de uma rampa suave.

A identificação das fácies sísmicas realizada na seção 2D é de difícil extrapolação para a toda a extensão tridimensional da sísmica sintética. Através dos critérios clássicos de classificação, como identificação de geometria e padrão interno dos refletores, a classificação de sismofácies se torna muito árdua, pois necessita da indicação visual do intérprete. Com utilização de atributos sísmicos e um critério quantitativo, a classificação extrapolada se torna mais fácil de ser realizada. Por isso foi realizada também uma classificação 3D das sismofácies utilizando os atributos Amplitude RMS, Dip e Máxima Curvatura.

A explicação do método de cálculo dos atributos foi apresentada na seção 5.5. O atributo Amplitude RMS foi calculado utilizando-se uma janela vertical de 100 amostras (100m) seguido de uma normalização para gerar valores entre 0 e 1. Este atributo retorna valores positivos que expressam a intensidade média da amplitude e expressam a proporção do empilhamento de refletores de alta energia. Foi calculado assim com o objetivo de auxiliar a separação entre as sismofácies A e B. O atributo Dip foi calculado para estimar tridimensionalmente o mergulho dos refletores. Foi utilizada uma janela de 2 amostras (2m) e suavização lateral, de forma a não se calcular altos mergulhos em regiões com menos continuidade. Este atributo foi

utilizado com o propósito de tentar distinguir a sismofácies D, que é caracterizada por apresentar refletores mergulhantes e divergentes. Já o atributo Máxima Curvatura foi calculado com o objetivo de tentar identificar a sismofácies C, que é caracterizada por apresentar refletores côncavos. Foi utilizada uma janela vertical de 17 amostras (17m) e janela horizontal de 20 amostras (500m), de forma a gerar uma visualização mais suave das curvaturas. A figura 25 apresenta os atributos calculados sendo comparados com a amplitude que foi a entrada para os cálculos.

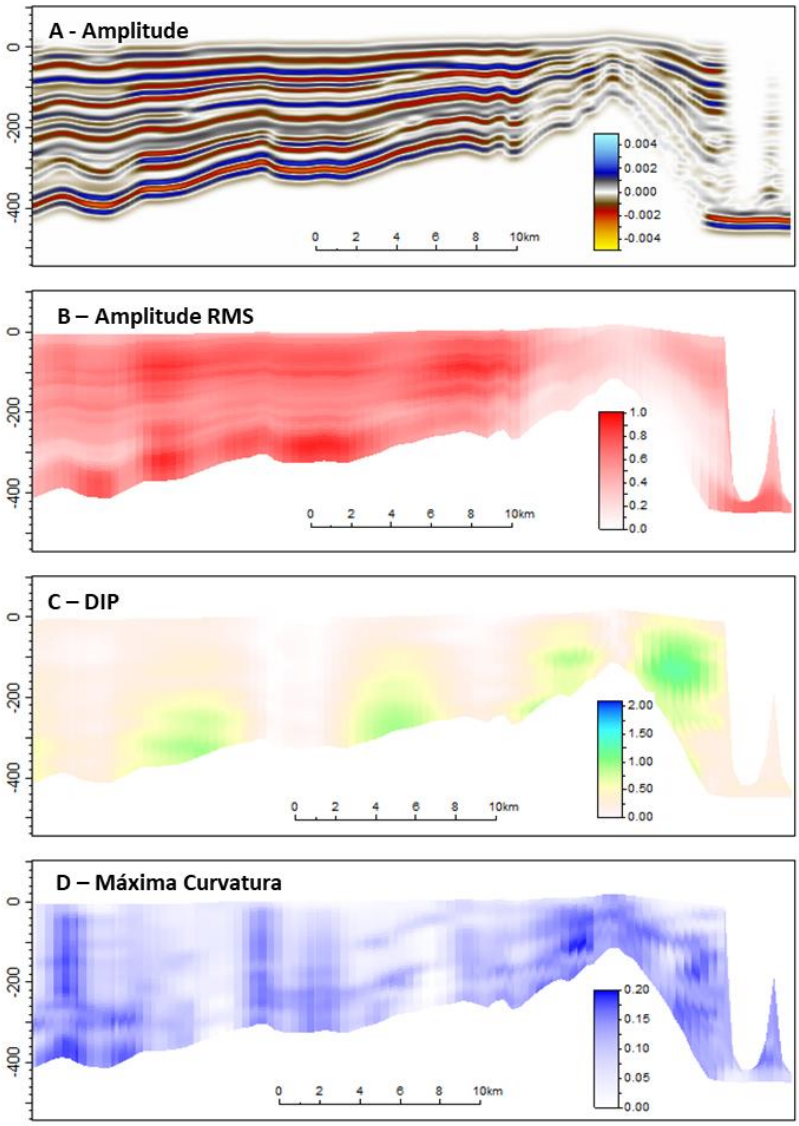


Figura 25: Seções de amplitude (A); Amplitude RMS (B); Dip (C); e Máxima Curvatura (D).
Fonte: Elaboração própria.

Para a classificação 3D das sismofácies foi utilizado um critério de escolha de intervalos de valores combinados dos atributos. A figura 26 apresenta os *crossplots* entre os atributos utilizados na classificação com as amostras coloridas pelas sismofácies classificadas.

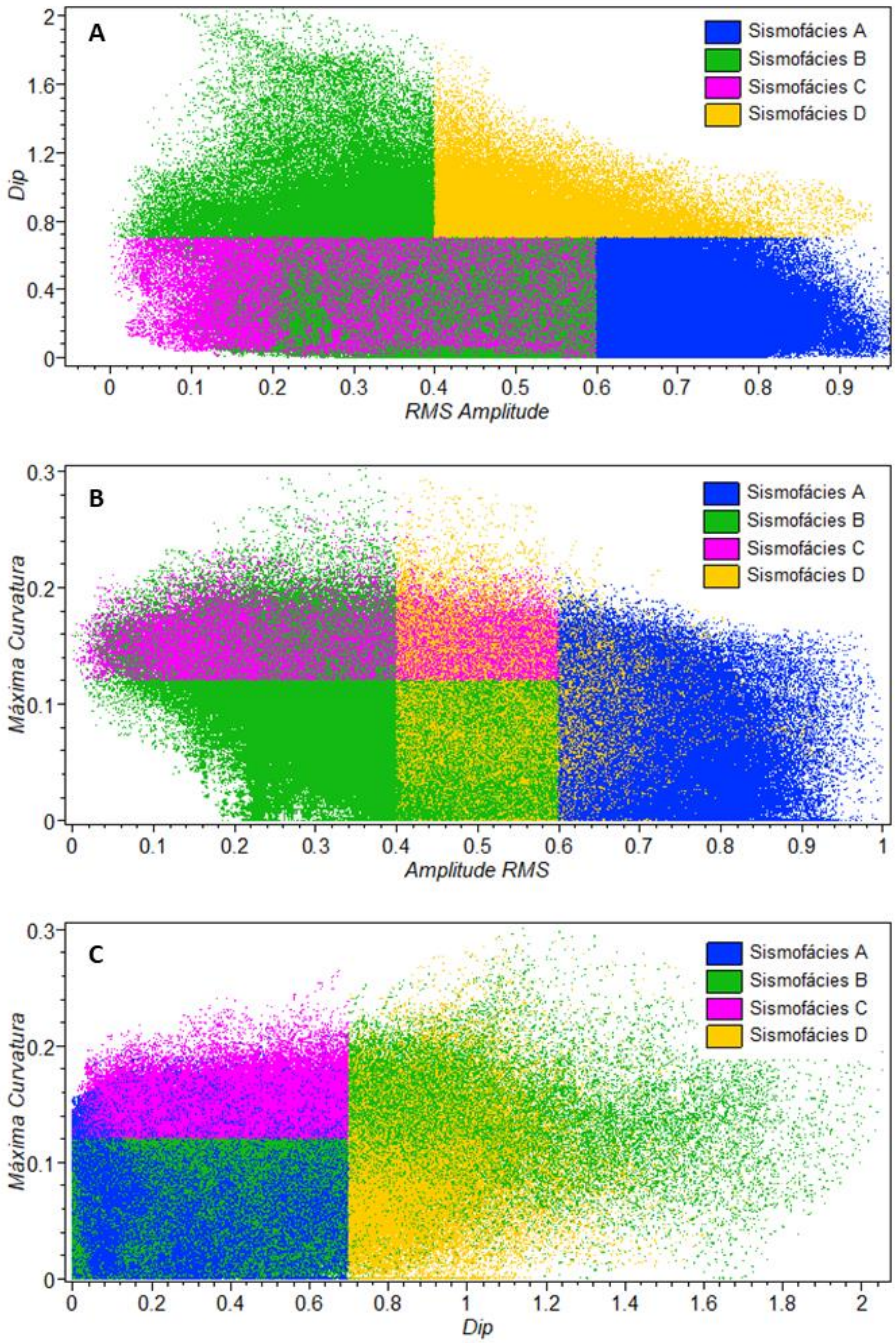


Figura 26: Crossplots entre: RMS Amplitude e Dip (A); Amplitude RMS e Máxima Curvatura (B); Dip e Máxima Curvatura (C). Os três crossplots tem as amostras coloridas pela sismofácies classificadas. Fonte: Elaboração própria.

Para a sismofácies A foram escolhidas as amostras do modelo com valores de Amplitude RMS maiores que 0.6, valores de Dip menores que 0.7 e valores de Máxima

Curvatura menores que 0.12. Para a sismofácies B foram escolhidas as amostras com valores de Amplitude RMS menores que 0.6, valores de Dip menores que 0.7 e valores de Máxima Curvatura menores que 0.12. Para a sismofácies C foram escolhidas as amostras com valores de Amplitude RMS menores que 0.6, valores de Dip menores que 0.7 e valores de Máxima Curvatura maiores que 0.12. E para a sismofácies D foram escolhidas as amostras que não haviam sido classificadas pelos critérios anteriores e que apresentavam valores de Amplitude RMS maiores que 0.4 e valores de Dip maiores que 0.7. Para as amostras restantes, não classificadas por nenhum critério já citado, foram classificadas na sismofácies A para valores de Amplitude RMS maiores que 0.5 e na sismofácies B para valores de Amplitude RMS menores que 0.5.

A figura 27 mostra o resultado da classificação das sismofácies com auxílio dos atributos sísmicos para o volume que compreende toda a área de estudo. São exibidas 4 seções na direção J da malha 3D e um layer representativo. Observa-se uma maior concentração das sismofácies A na região mais a oeste, onde ocorrem com maior proporção os refletores plano paralelos a subparalelos de alta amplitude. Também se nota uma maior concentração das sismofácies C na região mais a leste, onde localiza-se o bloco alto. Nesta região, onde há refletores côncavos de baixa amplitude, ocorre com maior proporção as fácies laminito e estromatólito, que é também a região do modelo onde as batimetrias foram mais baixas e onde houve menor subsidência durante todo o empilhamento deposicional. Na figura 27 também é exibido, ao lado da escala de cores, um histograma simplificado com a proporção de cada sismofácies.

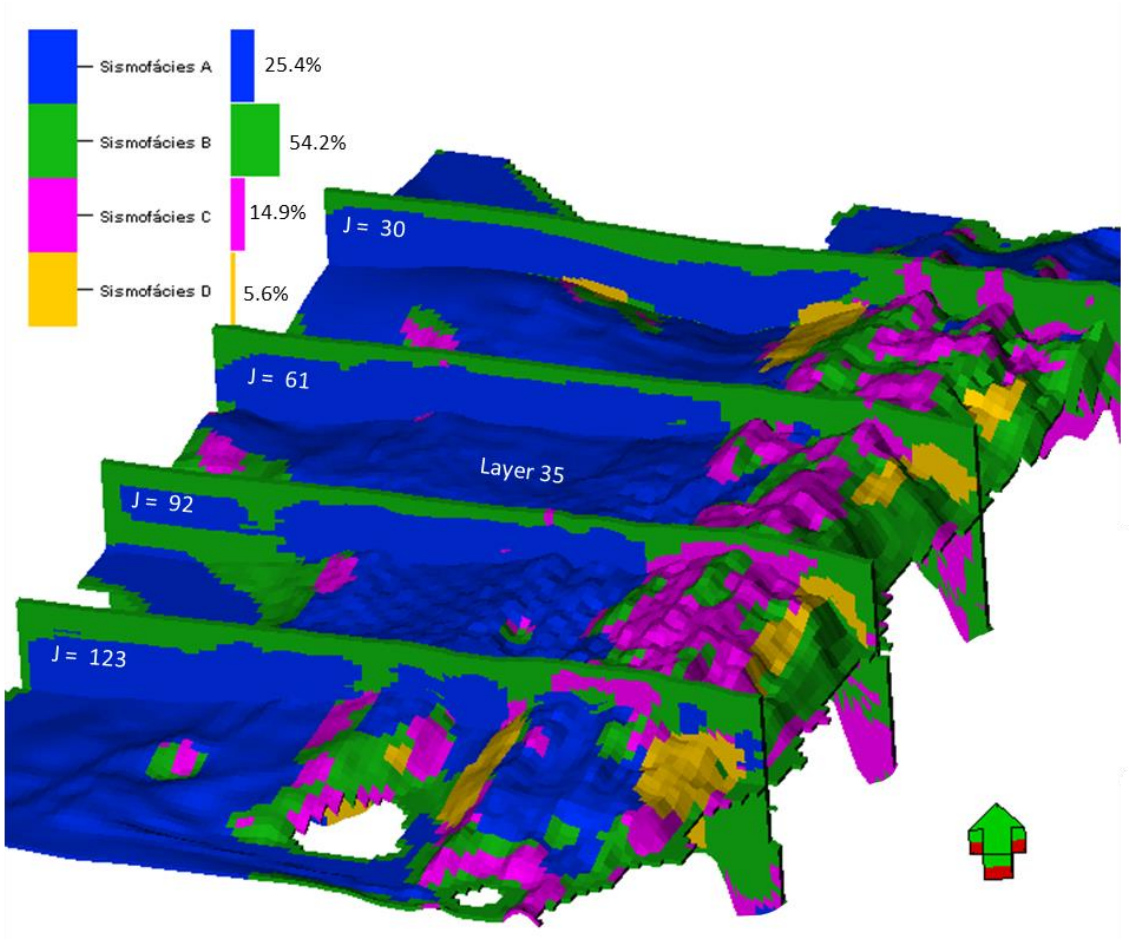


Figura 27: Malha 3D do modelo de sismofácies classificada com auxílio dos atributos. Na escala de cor encontra-se um histograma simplificado mostrando a proporção de cada sismofácies do modelo. Fonte: Elaboração própria.

Com o fim de se observar mais detalhes sobre a distribuição das fácies deposicionais para cada sismofácies do modelo 3D, foram gerados gráficos de pizza. Na figura 28 estes gráficos são apresentados. Nota-se que todas as 4 sismofácies tem representação das 5 fácies deposicionais, não parecendo haver grande distinção de comportamento das suas proporções. Apesar de haver uma separação visual de regiões observadas na figura 27, com diferentes concentrações de sismofácies, não há uma relação clara das proporções das fácies deposicionais com as sismofácies.

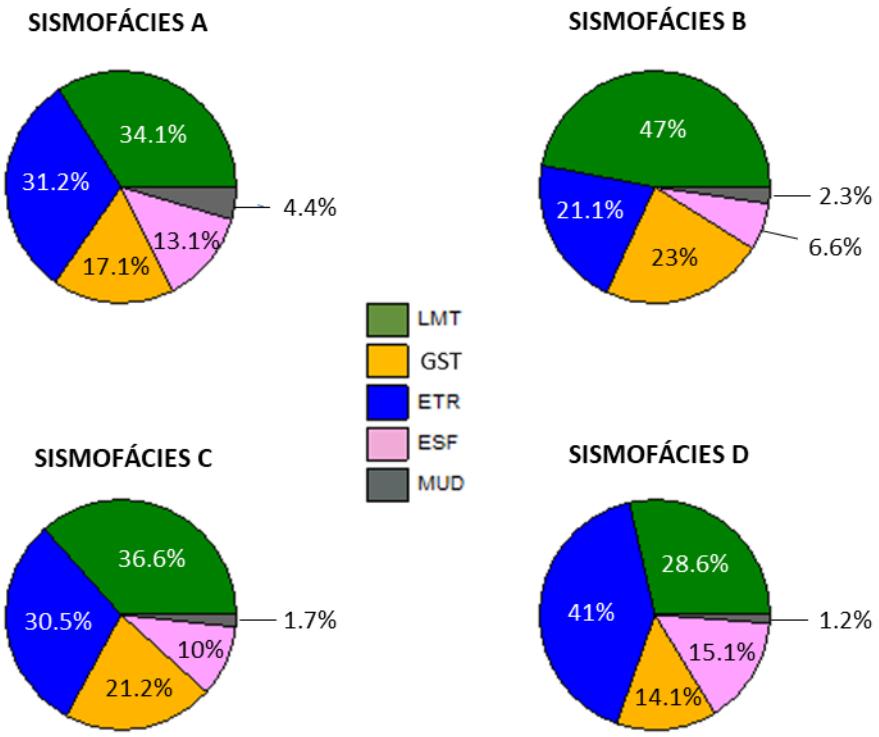


Figura 28: Gráficos de pizza mostrando as proporções das fácies deposicionais por cada sismofácies do modelo 3D. LMT: Laminito; GST: Grainstone; ETR: Estromatolito; ESF: Esferulitito; e MUD: Mudstone. Fonte: Elaboração própria.

A figura 29, por fim, apresenta um quadro resumo que exibe as 4 sismofácies consideradas confrontando com: o padrão visual de refletores; os critérios utilizados na classificação com suporte dos atributos; os gráficos de pizza com as proporções das fácies deposicionais para cada sismofácies; e uma descrição simplificada da característica encontrada no modelo. Neste último item, procurou-se observar o comportamento das sismofácies com relação aos principais parâmetros da modelagem *forward*, como batimetria e subsidência.

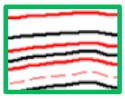
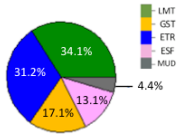
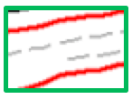
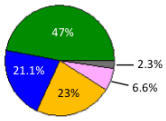
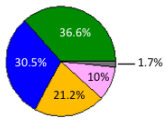
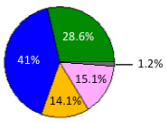
SISMOFÁCIES	Padrão visual de refletores	Critérios dos atributos	Proporção das fácies deposicionais	Características do modelo
SISMOFÁCIES A 	Refletores subparalelos com alta amplitude	Amp. RMS > 0.6 Dip < 0.7 Max. Curv. < 0.12		Concentração em área do modelo onde há pouca lacuna deposicional e batimetrias altas
SISMOFÁCIES B 	Refletores subparalelos descontínuos com baixa amplitude	Amp. RMS < 0.6 Dip < 0.7 Max. Curv. < 0.12		Concentração em área do modelo onde há maior ocorrência de retrabalhamentos e batimetrias moderadas
SISMOFÁCIES C	Refletores concordantes com baixa amplitude e forma de mound	Amp. RMS < 0.6 Dip < 0.7 Max. Curv. > 0.12		Concentração em área do modelo onde há muita lacuna deposicional e batimetrias baixas
SISMOFÁCIES D	Refletores divergentes com alta amplitude	Amp. RMS > 0.4 Dip > 0.7		Concentração em área do modelo onde há maior ocorrência de esferlititos e estromatólitos; maior inclinação de substrato e batimetrias moderadas

Figura 29: Quadro resumo com as 4 Sismofácies; Padrão visual de refletores; Critérios dos atributos; Proporção das fácies deposicionais (LMT: Laminito; GST: Grainstone; ETR: Retrabalhados; ESF: Esferulitito; e MUD: Mudstone); e Características do modelo. Fonte: Elaboração própria.

7 DISCUSSÕES

Este trabalho contemplou a integração entre técnicas de modelagem *forward*, geração de sísmica sintética, e análise sismoestratigráfica. Cada etapa do trabalho levou em consideração algumas premissas simplificadoras, de forma a atender ao objetivo proposto inicialmente para o estudo. De nenhuma forma este trabalho deseja discutir de forma isolada os méritos de cada etapa. Desde as escolhas dos conjuntos de fácies, dos parâmetros da modelagem *forward*, da modelagem sísmica sintética, e da interpretação sismo-estratigráfica, não é objetivo deste trabalho concluir sobre quais métodos utilizar ou quais parâmetros devem ser os melhores para cada caso. As principais considerações sobre cada etapa serão tradadas a seguir.

7.1 MODELAGEM *FORWARD*

Para a modelagem *forward* foi considerado o intervalo de tempo geológico simulado (entre 121Ma e 113Ma) de forma a representar, de forma razoável, o intervalo de deposição da Formação Barra Velha. Sabe-se que há muita incerteza de datação destas idades nas bacias da margem atlântica. Mas foi considerado um intervalo de 8 Ma, quatro vezes maior do que o intervalo simulado por Faria (2017) e Faria *et al.* (2017), de forma a modelar uma seção mais espessa da Formação Barra Velha. Esta formação assenta-se de forma não conformacional sobre a Formação Itapema. Esse limite geralmente é facilmente mapeado em seções sísmicas, tendo uma expressão regional, e é conhecido nas bacias de Campos e Santos como a discordância Pré-Alagoas (LEANDRO *et al.*, 2022; MOREIRA *et al.*, 2007; PIETZSCH *et al.*, 2018; WINTER; JAHNERT; FANÇA, 2007). A idade correspondente ao topo da Formação Itapema não está bem definida, mas estima-se que esteja entre 120 e 123,1 Ma, de acordo com as definições para o tempo da discordância Pré-Alagoas apresentadas pelos últimos autores.

Quanto a utilização da superfície batimétrica inicial, como já descrito nos resultados, não foi realizada restauração estrutural, apenas uma normalização do intervalo de valores do mapa da base da Formação Barra Velha, de forma a contemplar um intervalo de batimetria típico de lagos rasos, onde ocorrem estromatólitos, como exemplo do Lago Tanganyika (COHEN *et al.*, 1997). Isso seria, para os fins deste trabalho, uma premissa razoável.

A respeito das taxas de subsidência, estas estariam dentro do intervalo de valores calculado em alguns trabalhos para as bacias de Campos, de Santos e de Pelotas (CONTRERAS *et al.*, 2010). Optou-se por utilizar um mapa de subsidência, ao invés de um valor constante, com a finalidade de melhor representar a maior geração de espaço nos baixos e menor nos altos.

A curva de variação do nível do lago, apesar de ser construída de forma sintética, tem base na ciclicidade utilizada nos trabalhos de Faria (2017) e Faria *et al.* (2017), com a diferença que os ciclos utilizados nestes trabalhos foram repetidos em quatro ciclos de média frequência, de forma a gerar um registro mais espesso. Observa-se nesta curva (figura 15) que há uma tendência global de raseamento do lago para as idades mais novas, representando uma progressiva retração do lago, em concordância com o que se observa no empilhamento de alguns lagos (ABELS *et al.*, 2009). De acordo com estes mesmos autores, a variação do nível do lago é relacionada com variáveis climáticas, como a precipitação pluviométrica e a evaporação. Nos períodos mais úmidos, o nível do lago tende a aumentar e nos períodos mais secos, tende a diminuir, como ocorre no empilhamento da Bacia de Salta (BENTO FREIRE, 2012).

Com relação ao conjunto de fácies utilizadas, adotou-se o mesmo que Faria (2017) e Faria *et al.* (2017). Entende-se que estas fácies representam relativamente bem o que é comumente descrito em campos do Aptiano das bacias de Santos e de Campos e tem suas classificações bem estipuladas em trabalhos clássicos, como em Dunham (1962), e em revisões mais contemporâneas, como no trabalho de Terra *et al.* (2010). Apesar disso, cada reservatório carbonático Aptiano pode apresentar seu conjunto de fácies mais representativo, a depender de variações dos processos deposicionais

As premissas simplificadoras da modelagem *forward* também estão associadas aos tipos de processos considerados. Não foram simulados processos sedimentares como: erosão; transporte; retrabalhamento e compactação. Optou-se por gerar um modelo mais simples, no qual a deposição de cada fácies é controlada exclusivamente pelas taxas que variam em função das profundidades batimétricas do lago. Esta relação da distribuição dos carbonatos com a batimetria é tida como algo que ocorre frequentemente (WALTHAN, 1992). Isto se dá pelo fato das propriedades físicas, químicas e biológicas do lago dependerem da lâmina d’água (WARREN, 2006). Uma outra premissa é que não foram considerados fluxos clásticos nos processos

sedimentares. A premissa é de que se está a modelar um sistema tipicamente isolado, conforme preconizado por Tucker & Wright (1990).

Os resultados da modelagem *forward* mostraram-se coerentes com a expectativa, dados os parâmetros de entrada concebidos. Também apresentaram coerência com os resultados dos trabalhos de Faria (2017) e Faria *et al.* (2017), nos quais parâmetros parecidos foram utilizados em um campo carbonático específico do pré-sal da Bacia de Santos.

Observou-se que as espessuras de empilhamento dos sedimentos e a distribuição das fácies guardaram uma boa correlação com a batimetria resultante da combinação do nível do lago e da subsidência. As espessuras tendem a ser menores, à medida em que os valores de batimetria são baixos, e quando a batimetria é maior, aproximadamente acima dos 15 metros, as espessuras tendem a ter valores próximos de 8 metros. Este último valor é compatível com a média calculada para uma taxa de deposição de 80m/Ma. Como o intervalo de tempo de deposição de cada camada é de aproximadamente 100 mil anos, cada camada tende a empilhar um valor próximo desses 8 metros. No entanto, observa-se algumas flutuações da espessura, exatamente por causa das variações da taxa deposicional para cada fácies e por causa das variações das batimetrias.

Observou-se também que o modelo gerou, para um mesmo intervalo de tempo, uma variação lateral de fácies, assim como elucidado pela lei de Walther (WALTHER, 1894). Isso era o esperado, já que fora imposto pela modelagem *forward* que diferentes fácies empilhariam com diferentes espessuras em função das cotas batimétricas. Essa percepção da variação lateral de fácies ficou mais flagrante quando foram analisados no domínio do gráfico de Wheeler (Figura 23). Por fim, o alcance de cada fácies ao longo da camada passa ser uma função direta do mapa de batimetria gerado em cada iteração da modelagem, que por sua vez é controlado pela subsidência e pela curva de variação do lago.

7.2 MODELAGEM SÍSMICA

As premissas utilizadas nesta etapa do trabalho estão relacionadas com a forma de se atribuir os valores de impedância acústica e na forma como simular o

dado sísmico. Com certeza existem métodos mais robustos para se realizar essas etapas.

Um modelo de física de rochas mais elaborado poderia ser utilizado para se inferir sobre as propriedades elásticas das fácies consideradas. O trabalho utilizado com base em análises estatísticas (Benac *et al.*, 2023) mostrou que há muita variabilidade dos valores de impedância acústica por fácies; e que há também muita sobreposição de valores de impedância entre fácies diferentes. Neste trabalho foi escolhido arbitrariamente os valores médios por fácies, mas uma abordagem probabilística provavelmente mostraria muitos casos com todo tipo de combinação de contrastes de impedâncias e, por consequência, dos valores de amplitude. Isso com certeza teria um impacto nas interpretações realizadas em cima dos dados sintéticos e nas conclusões comparativas com os dados do modelo *forward*.

Trabalhos de petrossísmica em rochas carbonáticas do pré-sal tem mostrado a complexidade da caracterização de suas propriedades elásticas, como discutido na seção 5.3 (MELLO, 2020; PENNA *et al.*, 2019; VASQUEZ *et al.*, 2019). Há muita incerteza dos parâmetros do modelo de física de rochas para essas fácies do pré-sal, que envolvem desde a complexidade do sistema poroso, variabilidade mineralógica e outros efeitos induzidos pela diagênese e pela interação rocha-fluido. Para endereçar cada incertezas dessas, seria necessário que a modelagem *forward* tivesse saídas mais detalhadas, além das fácies geradas, como alguma previsão do sistema poroso, das mineralogias e geometria dos grãos, por exemplo.

Por outro lado, há muitas simplificações na construção da sísmica sintética a partir de modelo convolucional 1D. Este tipo de modelagem só consegue representar bem a questão da perda de resolução vertical por conta do efeito da *wavelet* (RUSSELL, 1988; SHERIFF, 1985; WIDESS, 1973), como explicado na seção 5.4. Efeitos mais complexos, como problemas de iluminação e de migração, adição de ruído coerente, como múltiplas internas, necessitaria de modelagem por diferenças finitas, por exemplo, com incorporação das propriedades elásticas não só na zona de interesse, mas em toda a seção geológica. Efeitos de propagação em função da geometria do sal poderiam ser testados, o que poderia representar melhor uma sísmica real, dado as complexidades da seção salífera na Bacia de Santos (MAUL *et al.*, 2021; MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS, 2012). Com a modelagem convolucional 1D utilizada, o dado sintético se aproxima bastante da função Refletividade zero-offset, a não ser por um efeito da *wavelet*, o que é considerado a premissa de um

processamento muito bem feito, dado que o um dos objetivos do processamento é se aproximar da função Refletividade (YILMAZ, 2001).

7.3 INTERPRETAÇÃO SISMO-ESTRATIGRÁFICA

A interpretação sismo-estratigráfica é uma técnica já bem estabelecida nos fluxos de interpretação de dados sísmicos e bem integrada às análises estratigráficas, desde os trabalhos pioneiros de Mitchum e Vail (1977). Existem diversos trabalhos de sismoestratigrafia aplicadas a dados reais que atestam a utilidade deste método de interpretação (ALVARENGA *et al.*, 2016; BERTON; VESELY, 2016; HENDRY *et al.*, 2021; MINZONI; CANTELLI; THORNTON, 2019; RAMIREZ *et al.*, 2015). Neste trabalho, ao invés de se aplicar a interpretação sismo-estratigráfica em dados reais, optou-se por realizá-la em dados sísmicos sintéticos, gerados a partir de modelagem *forward*. A vantagem desta abordagem está no conhecimento do modelo geológico *a priori*, facilitando a comparação entre as interpretações com o modelo concebido. A desvantagem está nas limitações das modelagens já discutidas.

A comparação entre a sísmica sintética com o modelo de fácies permitiu a identificação de truncamentos e saltos de refletores, como observado na figura 23. Estas situações são comumente observadas em dados reais, sendo que a premissa de mapeamento muitas vezes pode falhar. Isto ocorre pelo fato de as fácies variarem verticalmente e lateralmente; e por conta das eventuais limitações do método sísmico, como inadequação das resoluções verticais e laterais (SHERIFF, 1985). Com isso, os refletores nem sempre representam uma linha de tempo, como muitas das vezes é tido como premissa da sismoestratigrafia (VAIL; MITCHUM, 1977).

Neste trabalho não foi possível se trabalhar com as terminações de refletores, visto que essas feições não ocorreram com frequência na sísmica sintética. Isso pode ser devido as condições impostas na modelagem *forward*, onde não se criaram condições de grandes hiatos ou erosões. Também os sedimentos não criaram expressivas geometrias progradantes ou retrogradantes, de forma geral o modelo prevê mais agradação de empilhamento sedimentar. Também não foi possível notar muitas diferenças de concentrações de fácies deposicionais por sismofácies, como analisado na figura 28. As sismofácies classificadas pela metodologia escolhida parecem revelar diferenças nas geometrias deposicionais e nos padrões de

empilhamento, mas isso não repercutiu em distinções nas proporções das fácies por sismofácies. De fato, na maior parte dos trabalhos, observa-se uma correlação indireta entre certas sismofácies e os subambientes ou arquiteturas deposicionais (BERTON; VESELY, 2016; HENDRY *et al.*, 2021; MINZON; CANTELLI; THORNTON, 2019; PAUMARD *et al.*, 2017). Essa abordagem estratigráfica não foi utilizada aqui, visto que a modelagem *forward* neste caso não trabalhou com ambientes, nem com arquiteturas deposicionais.

8 CONCLUSÕES

A integração das etapas: modelagem *forward* deposicional; modelagem sísmica; e interpretação sismoestratigráfica constituiu o núcleo deste trabalho, que teve como objetivo principal a abordagem metodológica. Separadamente, em cada etapa da metodologia, foi possível gerar resultados passíveis de análise, como as que foram realizadas na geração do modelo de fácies, na sísmica sintética e nas análises sismoestratigráficas. Porém, a análise integrada dos resultados nos permitiu avaliar a aplicação do fluxo de trabalho proposto. Neste sentido, os resultados deste trabalho apontam que foi possível desenvolver a metodologia e gerar dados úteis para serem comparados, integrando-se áreas complementares da geologia e da geofísica.

Os resultados da modelagem *forward* mostraram que as fácies geradas apresentaram uma distribuição coerente com o esperado para o tipo de ambiente lacustre considerado e para com os parâmetros escolhidos durante a modelagem. Os parâmetros escolhidos, por outro lado, apesar das simplificações adotadas, foram capazes de gerar um resultado verossímil de modelo para um reservatório neste contexto deposicional. O modelo foi capaz de prever empilhamentos verticais coerentes a depender da posição observada, além de prever variação das fácies ao longo das camadas. Também se observou feições de lacunas no registro e que correspondiam a hiatos deposicionais causados pela ausência de espaço deposicional, fruto da combinação de parâmetros como o nível do lago e a subsidência.

A modelagem sísmica foi capaz de gerar uma sísmica sintética próxima do que é esperado para um dado zero-offset bem processado, que se aproxima da função Refletividade. Não foi possível, no entanto, testar a sensibilidade de situações mais próximas aos dados reais, como ocorrência de problemas de imagem e ocorrência de ruídos coerentes. Para se gerar sísmicas sintéticas mais realistas é necessário utilizar um método de propagação de sinal, como a modelagem por diferenças finitas. Foi observado também que há muita incerteza nas propriedades elásticas das rochas carbonáticas do pré-sal, o que impacta na interpretação do dado sintético. Melhorias podem ser realizadas utilizando modelos de física de rochas mais robustos e calibrados em dados reais dos reservatórios.

As interpretações sismoestratigráficas produziram análises interessantes do dado sintético, como a identificação de feições de truncamento e mudança de polaridade, que são situações corriqueiras na interpretação de dados reais, e podem ter explicação plausível com base no que foi observado neste trabalho. Também, a análise do gráfico de Wheeler e a classificação das sismofácies com o auxílio de atributos sísmicos se mostraram técnicas úteis para se entender o modelo a partir da ótica da sísmica. Observaram-se relações indiretas das sismofácies com a posição no modelo e com os parâmetros da modelagem *forward*. No entanto, para este caso, não há uma relação muito clara dessas sismofácies com as proporções verticais das fácies deposicionais.

A abordagem de interpretação sísmica através de técnicas de caracterização sismoestratigráficas apresenta seus desafios. Nem sempre é possível realizar a relação direta entre a feição sísmica e a sua causa estratigráfica, especialmente em se tratando da questão da frequência. Apesar das limitações trazidas na discussão, foi possível observar os ganhos de se trabalhar com o dado sintético criado pelo encadeamento das modelagens propostas. A análise das sismofácies realizada no dado sintético, comparando-as com as respostas estratigráficas e deposicionais do modelo, traz vantagens ao se utilizar a modelagem *forward*, pois as entradas e saídas da modelagem podem ser comparados com os objetos da interpretação, assim como os processos que estão sendo simulados. Com isso, a explicação acerca das feições sismoestratigráficas passa a ser mais direta, dado que o modelo geológico é previamente conhecido.

Por fim este trabalho mostrou as vantagens e limitações da metodologia proposta, podendo ser aplicados em estudos reais de reservatórios carbonáticos do pré-sal. Neste tipo de estudo as análises podem se aprofundar, à medida que há dados reais para calibrar os modelos. Esta metodologia pode ser utilizada para testar hipóteses de interpretação sismoestratigráfica na escala de reservatórios, tomando os devidos cuidados com relação às incertezas inerentes aos métodos de modelagem.

9 BIBLIOGRAFIA

ABELS, H. A.; ABDUL AZIZ, H.; CALVO, J. P.; TUENTER, E. Shallow lacustrine carbonate microfacies document orbitally paced lake-level history in the Miocene Teruel Basin (North-East Spain). **Sedimentology**, vol. 56, no. 2, p. 399–419, 2009.

AKI, K.; RICHARDS, P. G. Quantitative Seismology, Theory and Methods. **Geological Magazine**, vol. 118, no. 2, p. 208–208, 1981.

ALVARENGA, R.; KUCHLE, J.; IACOPINI, D.; ENE, P.; SCHERER, C.; GOLDBERG, K. Reconhecimento e análise das fácies sísmicas nas sucessões rift das bacias de Campos e Santos. vol. 43, no. 3, p. 325–341, 2016.

ANTÔNIO, M. M. **Caracterização sedimentológica e estratigráfica dos esferulitos da Formação Barra Velha da Bacia de Santos, Brasil**. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2019.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. **Quantitative Seismic Interpretation**. Cambridge University Press, 2005.

BENAC, P.; MAUL, A.; & SILVA, C. G. Direct seismic modeling of carbonate architectural elements considering the reservoir scale: examples of possible applications in the Brazilian pre-salt fields. 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2021.

BENAC, P.; FARIA, D. L. de P; YAMAMOTO, T.; MAUL, A.; SILVA, C. G. Acoustic impedance statistics for carbonate facies using well information in the pre-salt of Santos Basin. 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2023.

BENAC, P.; FARIA, D. L. de P.; MAUL, A.; SILVA, C. G. Synthetic seismic-stratigraphic interpretation from a sedimentological forward model in a pre-salt field in the Santos Basin. **Petroleum Geoscience**, vol. 29, no. 4, 2023.

BENTO FREIRE, E. **Caracterização estratigráfica em alta resolução das sequências calcárias de origem microbiana do intervalo paleocênico da Formação Yacoraite (Sequência Balbuena IV) na região de Salta – Argentina**. 2012. 270 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

BERTON, F.; VESELY, F. F. Stratigraphic evolution of Eocene clinoforms from northern Santos Basin, offshore Brazil: Evaluating controlling factors on shelf-margin growth and deep-water sedimentation. **Marine and Petroleum Geology**, vol. 78, no. September, p. 356–372, 2016.

BOSENCE, D. W. J.; POMAR, L.; WALTHAM, D. A.; LANKESTER, T. H. G. Computer Modeling a Miocene Carbonate Platform, Mallorca, Spain. **AAPG Bulletin**, vol. 78, 1994.

BOSENCE, D.; WALTHAM, D. Computer modeling the internal architecture of carbonate platforms. **Geology**, vol. 18, no. 1, p. 26, 1990.

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

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. **GEOPHYSICS**, vol. 50, no. 4, p. 571–581, Apr. 1985.

CATUNEANU, O. Sequence stratigraphy. **Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis**. Elsevier, 2020.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, vol. 38, no. 2, p. 29–46, 2008.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, vol. 213, no. 1–2, p. 97–138, 1992.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. **Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization**. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, 2007.

COHEN, A. S.; TALBOT, M. R.; AWRAMIK, S. M.; DETTMAN, D. L.; ABELL, P. Lake level and paleoenvironmental history of Lake Tanganyika, Africa, as inferred from late Holocene and modern stromatolites. **Geological Society of America Bulletin**, vol. 109, no. 4, p. 444–460, 1997.

CONTRERAS, J.; ZÜHLKE, R.; BOWMAN, S.; BECHSTÄDT, T. Seismic stratigraphy and subsidence analysis of the southern Brazilian margin (Campos, Santos and Pelotas basins). **Marine and Petroleum Geology**, vol. 27, no. 9, p. 1952–1980, 2010.

CROSS, T. A.; LESSENGER, M. A. Seismic Stratigraphy. **Annual Review of Earth and Planetary Sciences**, vol. 16, no. 1, p. 319–354, 1988.

DUNHAM, R. J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. 1962. **Classification of Carbonate Rocks--A Symposium**. American Association of Petroleum Geologists, 1962.

DUPRAZ, C.; REID, R. P.; BRAISSANT, O.; DECHO, A. W.; NORMAN, R. S.; VISSCHER, P. T. Processes of carbonate precipitation in modern microbial mats. **Earth-Science Reviews**, vol. 96, no. 3, p. 141–162, 2009.

FAGIN, S. W. 1. The Need for Seismic Modeling of Geologic Structures. **Seismic Modeling of Geologic Structures**. Society of Exploration Geophysicists, p. 2–8.1991.

FARIA, D. L. de P. **Modelagem estratigráfico-sedimentológica da distribuição espacial de fácies sedimentares em reservatório carbonático aptiano da bacia de Santos**. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

FARIA, D. L. de P.; REIS, A. T. dos; SOUZA, O. G. de. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological *forward* modeling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, vol. 88, p. 676–695, 2017.

FOLK, R. L. Spectral Subdivision of Limestone Types1. **Classification of Carbonate Rocks—A Symposium**, vol. 1, 1962.

GARCIA, S. F. D. M.; FILHO, A. D.; LAMOTTE, D. F. De; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: Um exemplo na bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociencias**, vol. 42, no. 2, p. 433–450, 2012.

GRANJEON, D. 3D *forward* modelling of the impact of sediment transport and base level cycles on continental margins and incised valleys. **From Depositional Systems to Sedimentary Successions on the Norwegian Continental Margin**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, p. 453–472. 2014.

GRANJEON, D. **Modélisation stratigraphique déterministe: Conception et applications d'un modèle diffusif 3D multilithologique.** 1996. 280 f. Université de Rennes, Rennes, 1996.

GRANJEON, D.; JOSEPH, P. Concepts and Applications of A 3-D Multiple Lithology, Diffusive Model in Stratigraphic Modeling. **Numerical Experiments in Stratigraphy Recent Advances in Stratigraphic and Sedimentologic Computer Simulations**: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1999.

HENDRY, J.; BURGESS, P.; HUNT, D.; JANSON, X.; ZAMPETTI, V. Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs: An introduction and review. **Geological Society Special Publication** : Geological Society of London, vol. 509, p. 1–28. 2021.

HERRON, D. A. **First Steps in Seismic Interpretation**. Society of Exploration Geophysicists, 2011.

HOSKEN, J. W. J. Ricker wavelets in their various guises. **First Break**, vol. 6, no. 1, 1988.

JAHNERT, R. J.; COLLINS, L. B. Significance of subtidal microbial deposits in Shark Bay, Australia. **Marine Geology**, vol. 286, no. 1–4, p. 106–111, 2011.

JOHANN, P. R. S.; MONTEIRO, R. C. Geophysical Reservoir Characterization and Monitoring at Brazilian Pre-Salt Oil Fields. 2 May 2016. **Day 2 Tue, May 03, 2016**: OTC, 2016.

KARNER, G. D.; DRISCOLL, N. W. Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian Margins: insights from quantitative basin modelling. **Geological Society, London, Special Publications**, vol. 153, no. 1, p. 11–40, 1999.

KUCHLE, J.; SCHERER, C. M. S. Seismic stratigraphy of rift basins: Techniques, methods and its application in the Recôncavo Basin. **Sismoestratigrafia de bacias rifte: Técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo**, vol. 18, no. 2, p. 179–206, 2010.

LAMONT, M.; THOMPSON, T.; BEVILACQUA, C. Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction—a case study in the Carnarvon Basin, WA. **The APPEA Journal**, vol. 48, no. 1, p. 31, 2008.

LAWRENCE, D. T.; DOYLE, M.; AIGNER, T. Stratigraphic simulation of sedimentary basins: concepts and calibration. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, vol. 74, no. 3, p. 273–295, 1990.

LEANDRO, C. G.; SAVIAN, J. F.; KOCHHANN, M. V. L.; FRANCO, D. R.; COCCIONI, R.; FRONTALINI, F.; GARDIN, S.; JOVANE, L.; FIGUEIREDO, M.; TEDESCHI, L. R.; JANIKIAN, L.; ALMEIDA, R. P.; TRINDADE, R. I. F. Astronomical tuning of the Aptian stage and its implications for age recalibrations and paleoclimatic events. **Nature Communications**, vol. 13, no. 1, p. 2941, 2022.

LI, Z. Key problems of seismic acquisition in a mountainous area in south China. **Journal of Geophysics and Engineering**, vol. 1, no. 2, p. 160–167, 2004.

M. FRANCIS, A.; HICKS, G. Reservoir Connectivity and Fluid Uncertainty Analysis Using Fast Geostatistical Seismic Inversion. 2010. **GEO 2010**, European Association of Geoscientists & Engineers, 2010.

MAUL, A.; BULCÃO, A.; DIAS, R. M.; PEREIRA-DIAS, B.; TEIXEIRA, L.; BORGES, F.; GONZÁLEZ, M.; GUIZAN, C.; CETALE, M. Benefits of inserting salt stratification to detail velocity model prior to least-squares reverse-time migration. **Journal of Applied Geophysics**, vol. 195, p. 104469, 2021.

MAUL, Alexandre; CETALE, M.; GUIZAN, C.; CORBETT, P.; UNDERHILL, J. R.; TEIXEIRA, L.; PONTES, R.; GONZÁLEZ, M. The impact of heterogeneous salt velocity models on the gross rock volume estimation: An example from the santos basin pre-salt, brazil. **Petroleum Geoscience**, vol. 27, no. 4, 2021.

MELLO, V. L. de. **Classificação de Rochas Carbonáticas do Pré-Sal com Relação à Composição Mineralógica a Partir de Parâmetros Elásticos**. Universidade Federal Fluminense, 2020.

MELLO, V. L. de; LUPINACCI, W. M. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, vol. 209, p. 109962, 2022.

MIALL, A. D. Architectural-element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits. **Earth-Science Reviews**, vol. 22, no. 4, p. 261–308, 1985.

MIALL, A. D. **Stratigraphy: A Modern Synthesis**. Springer International Publishing, 2016.

MINZONI, M.; CANTELLI, A.; THORNTON, J.; WIGNALL, B. Seismic-scale geometries and sequence-stratigraphic architecture of early cretaceous syn-post rift carbonate systems, presalt section, brazil. **Geological Society Special Publication**. Geological Society of London, vol. 509, p. 105–126. 2021.

MINZONI, Marcello; CANTELLI, A.; THORNTON, J. Seismic-Scale Geometries and Sequence-Stratigraphic Architecture of Early Cretaceous Syn-Post Rift Lacustrine

Carbonate Systems, Pre-Salt Section, South Atlantic Margins. **Sequence Stratigraphy: The Future Defined**. SEPM Society for Sedimentary Geology, 2019.

MOHRIAK, W. U.; ROSENDAHL, B. R.; TURNER, J. P.; VALENTE, S. C. Crustal architecture of South Atlantic volcanic margins. **Special Paper of the Geological Society of America**, vol. 362, p. 159–202, 2002.

MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. Salt: geology and tectonics of selected Brazilian basins in their global context. **Geological Society, London, Special Publications**, vol. 363, no. 1, p. 131–158, 2012.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, vol. 15, no. 2, 2007.

PAUMARD, V.; ZUCKMEYER, E.; BOICHARD, R.; JORRY, S. J.; BOURGET, J.; BORGOMANO, J.; MAURIN, T.; FERRY, J.-N. Evolution of Late Oligocene - Early Miocene attached and isolated carbonate platforms in a volcanic ridge context (Maldives type), Yadana field, offshore Myanmar. **Marine and Petroleum Geology**, vol. 81, p. 361–387, 2017.

PEDRINHA, S. **Análise estratigráfica em depósitos lacustres maastrichtianos da Formação Yacoraite (Bacia de Salta - Argentina): definição e rastreabilidade de sequências de alta resolução**. 2014. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho,” 2014.

PENNA, R.; ARAÚJO, S.; GEISSLINGER, A.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, L.; ROSSETO, J.; MATOS, M. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. **The Leading Edge**, vol. 38, no. 1, p. 11–19, 2019.

PICKETT, G. R. Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation. **Journal of Petroleum Technology**, vol. 15, no. 06, p. 659–667, 1963.

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

PONTE, F. C.; ASMUS, H. E. Geological framework of the Brazilian continental margin. **Geologische Rundschau**, vol. 67, no. 1, p. 201–235, 1978.

POSAMENTIER, H. W.; WALKER, R. G. **Facies Models Revisited**. SEPM (Society for Sedimentary Geology), 2006.

RAFAVICH, F.; KENDALL, C. H. S. C.; TODD, T. P. The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. **GEOPHYSICS**, vol. 49, no. 10, p. 1622–1636, 1984.

RAMIREZ, A. A.; KUCHLE, J.; ALVARENGA, R. D. S.; SCHERER, C.; GOLDBERG, K. Análise sismoestratigráfica da seção rifte da Bacia de Santos, Brasil. **Pesquisas em Geociências**, vol. 42, no. 3, p. 263, 2015.

RIZA, Y.; TAMPUBOLON, R. A.; SANTOSO, W. D.; RUDYAWAN, A. Sediment Fasies of Upper Part of Late Miocene Halang Formation in Kali Tajum, Gumelar Area, Banyumas - Central Java , Indonesia. **Modern Applied Science**, vol. 13, no. 8, p. 22, 2019.

RUF, A. S.; SIMO, J. A. T.; HUGHES, T. M. Insights on Oligocene-Miocene carbonate mound morphology and evolution from 3D seismic data, East Java basin, Indonesia. 2008. **PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION. Thirty-Second Annual Convention & Exhibition**, 2008.

RUSSELL, B. H. **Introduction to Seismic Inversion Methods**. Society of Exploration Geophysicists, 1988.

SAUSSUS, D.; SAMS, M. Facies as the key to using seismic inversion for modelling reservoir properties. **First Break**, vol. 30, no. 7, 2012.

SELLEY, R. C. **Ancient sedimentary environments and their subsurface diagnosis**. 3rd ed. 1985.

SHERIFF, R. E. S. Aspects of Seismic Resolution. **Seismic Stratigraphy II**. American Association of Petroleum Geologists, p. 1–10. 1985.

SIMM, R.; BACON, M. **Seismic Amplitude**. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

TERRA, J. G. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. B.; LEITE, C.; ZAMBONATO, E. E.; COSTA, L.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; GOULART, N.; AUGUSTO, P.; JUNIOR, M.; FRANCISCO, R. S.; AVILA, D.; SOUZA, R. S. De; TONIETTO, S. N.; MARIA, S. Classificações Clássicas De Rochas Carbonáticas. **B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro**, vol. 18, no. 1, p. 9–29, 2010. .

TUCKER, M. E.; WRIGHT, V. P. **Carbonate Sedimentology**: Wiley, 1990.

VAIL, P. R.; MITCHUM, R. M. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 1. *In*: PAYTON, C. E. (ed.). **Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration**. American Association of Petroleum Geologists, 1977.

VASQUEZ, G. F.; MORSCHBACHER, M. J.; DOS ANJOS, C. W. Di.; SILVA, Y. M. P.; MADRUCCI, V.; JUSTEN, J. C. R. Petroacoustics and composition of presalt rocks from Santos Basin. **Leading Edge**, vol. 38, no. 5, p. 342–348, 2019.

VASQUEZ, G.; MORSCHBACHER, M.; RUTHNER, M.; SILVA, Y.; CARMO, I.; FERREIRA, J.; DOS ANJOS, C.; MADRUCCI, V.; JUSTEN, J. Petrogeophysics of the Brazilian Pre-salt Rocks. 10 Aug. 2019. **SEG Technical Program Expanded Abstracts**: Society of Exploration Geophysicists, p. 3713–3717. 2019.

VON HARTMANN, H.; BUNESS, H.; KRAWCZYK, C. M.; SCHULZ, R. 3-D seismic analysis of a carbonate platform in the Molasse Basin - reef distribution and internal separation with seismic attributes. **Tectonophysics**, vol. 572–573, p. 16–25, 2012.

WALKER, R. G.; JAMES, N. P. **Facies Models: Response to Sea Level Change**. Geol. Asso. Canada, 1992.

WALTHAM, D. **Mathematical modelling of sedimentary basin processes**. 1992.

WALTHAN, D. Mathematical modelling of sedimentary basin processes. **Marine and Petroleum Geology**, vol. 9, no. 3, p. 265–273, 1992.

WALTHER, J. Einleitung in die Geologie als historische Wissenschaft. *In*: JENA, V. von G. F. (ed.). **Lithogenesis der Gegenwart**, p. 535–1055.1894.

WARREN, J. K. **Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2006.

WARRLICH, G. M. D.; WALTHAM, D. A.; BOSENCE, D. W. J. Quantifying the sequence stratigraphy and drowning mechanisms of atolls using a new 3-D *forward* stratigraphic modelling program (CARBONATE 3D). **Basin Research**, vol. 14, no. 3, p. 379–400, 2002.

WHEELER, H. E. Time-Stratigraphy. **AAPG Bulletin**, vol. 42, 1958.

WIDESS, M. B. HOW THIN IS A THIN BED? **GEOPHYSICS**, vol. 38, no. 6, p. 1176–1180, 1973.

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

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. **Geological Society, London, Special Publications**, vol. 418, no. 1, p. 209–219, 2015.

YILMAZ, Ö. **Seismic Data Analysis**. Society of Exploration Geophysicists, 2001.

ZHANG, Z.; SIMAAN, M. 6. Knowledge-Based Reasoning in SEISIS—A Rule-Based System for Interpretation of Seismic Sections Based on Texture. **Expert Systems in Exploration**. Society of Exploration Geophysicists, p. 141–160. 1991.

ANEXO 1:

Direct seismic modeling of carbonate architectural elements considering the reservoir scale: examples of possible applications in the Brazilian pre-salt fields

Pedro Benac, Cleverson Guizan e Alexandre Maul

Seventeenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2021

Direct seismic modeling of carbonate architectural elements considering the reservoir scale: examples of possible applications in the Brazilian pre-salt fields.

Pedro Benac (Petrobras); Cleverson Guizan (UFF) and Alexandre Maul (Petrobras)

Copyright 2021, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.
This paper was prepared for presentation during the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil,16-19August 2021.
Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The carbonate reservoirs in the pre-salt section of the Brazilian continental margin are currently the main oil producers. After more than a decade of efforts to explore, develop and produce these reservoirs, geoscientists still face enormous challenges regarding the depositional geometries' characterization and the facies property to build the related internal stratigraphic framework. These challenges basically relate to two main factors: the presence of intrinsic uncertainties in the geological environment, and the uncertainties associated with the available data, especially the seismic data. The pre-salt carbonate reservoirs show great sedimentological and petrophysical heterogeneity, especially due to diagenetic processes. Additionally, the seismic vertical resolution is quite restricted for these reservoirs located at great depths. The non-uniqueness of the seismic signal responses corresponds to a classic limitation of the indirect geophysical methods, leading to produce incorrect interpretations. Despite being very sparse, the well data can be used to mitigate the concerns related to seismic data increasing the vertical resolution. The goal of this work is to apply a direct modeling to generate 2D synthetic seismic images from geological sections containing key different architectural elements for hydrocarbon reservoirs, taking real field´s scales. The results provide a better understanding of the seismic responses of these depositional geometries, as well as assessing the impact of diagenetic processes, and consequently their respective seismic responses. Direct modeling based on depositional geometries and rock properties allows us to relate the seismic facies to the designed geological model. This methodology can improve the analysis of the seismic facies of synthetic seismic data, in comparison with real responses, and to quantify the impact of the main limitations and uncertainties associated with the seismic signal, providing reliable design decisions. Considering the thicknesses observed and synthetically modeled on a field scale, the analysis can help to decide seismic data acquisition modalities and types of necessary processing strategies to increase the accuracy of seismic responses.

ANEXO 2:

Acoustic impedance statistics for carbonate facies using well information in the pre-salt of Santos Basin

Pedro Benac, Desirre Liechoscki Faria, Thiago Yamamoto, Alexandre Maul e Cleverson Guizan

Eighteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2023

Acoustic impedance statistics for carbonate facies using well information in the pre-salt of Santos Basin

Pedro Benac (Petrobras, UFF), Desiree Liechoscki Faria (Petrobras), Thiago Yamamoto (Petrobras), Alexandre Maul (Petrobras), Cleverson Guizan (UFF)

Copyright 2023, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.
This paper was prepared for presentation during the 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October 2023.
Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Acoustic impedance is a key physical property used for the subsurface characterization of rocks in petroleum exploration and production projects. Carbonate facies particularly exhibit a wide range of acoustic properties that can significantly impact seismic interpretation and reservoir modeling. In this study, we performed acoustic impedance statistics for five carbonate facies (Laminite, Grainstone, Stromatolite, Spherulitite, and Mudstone). Acoustic impedance was calculated using well logs and petrophysical data from a dataset comprised of 20 pre-salt wells of 4 different fields in the Santos Basin. We computed statistical analysis defining the minimum, percentile 10 (P10), lower quartile (Q1), median (second quartile or Q2), quartile 3 (Q3), percentile 90 (P90), and maximum values for each facies. We also calculated the mean and the standard deviation. This information is usually absent in the literature, although they are fundamental for the characterization of carbonate reservoirs, driving further applications.

Our statistical analysis revealed distinct acoustic impedance trends for each facies. The Laminite facies had a minimum acoustic impedance of 9,718.67 m/s.g/cm³, P10 of 10,405.45 m/s.g/cm³, Q1 of 11,329.03 m/s.g/cm³, Q2 of 12,184.16 m/s.g/cm³, Q3 of 13,122.27 m/s.g/cm³, P90 of 13,917.09 m/s.g/cm³, and maximum of 14,372.89 m/s.g/cm³. The mean was 12,172.82 m/s.g/cm³, and the standard deviation was 1,359.11 m/s.g/cm³. The Grainstone facies had a minimum acoustic impedance of 9,467.34 m/s.g/cm³, P10 of 9,874.55 m/s.g/cm³, Q1 of 10,686.72 m/s.g/cm³, Q2 of 11,609.65 m/s.g/cm³, Q3 of 12,472.63 m/s.g/cm³, P90 of 13,262.48 m/s.g/cm³, and maximum of 13,684.15 m/s.g/cm³. The mean was 11,584.92 m/s.g/cm³, and the standard deviation was 1,285.58 m/s.g/cm³. The Stromatolite facies exhibited a minimum acoustic impedance of 9,565.77 m/s.g/cm³, P10 of 9,966.10 m/s.g/cm³, Q1 of 10,608.64 m/s.g/cm³, Q2 of 11,366.38 m/s.g/cm³, Q3 of 12,186.73 m/s.g/cm³, P90 of 12,925.83 m/s.g/cm³, and maximum of 13,388.66 m/s.g/cm³. The mean was 11,414.63 m/s.g/cm³, and the standard deviation was 1,170.22 m/s.g/cm³. The Spherulitite facies had a minimum acoustic impedance of 10,014.68 m/s.g/cm³, P10 of 10,514.13 m/s.g/cm³, Q1 of 11,370.25 m/s.g/cm³, Q2 of 12,239.57 m/s.g/cm³, Q3 of 13,068.78 m/s.g/cm³, P90 of 13,992.53 m/s.g/cm³, and maximum of 14,545.43 m/s.g/cm³. The mean was 12,241.32 m/s.g/cm³, and the standard deviation was 1,338.12 m/s.g/cm³. Finally, the Mudstone facies showed a minimum acoustic impedance of 9,871.10 m/s.g/cm³, P10 of 10,475.33 m/s.g/cm³, Q1 of 11,438.24 m/s.g/cm³, Q2 of 12,351.49 m/s.g/cm³, Q3 of 13,401.01 m/s.g/cm³, P90 of 14,355.96 m/s.g/cm³, and maximum of 14,824.08 m/s.g/cm³. The mean was 12,383.87 m/s.g/cm³, and the standard deviation was 1,460.76 m/s.g/cm³.

Our analysis of acoustic impedance statistics provides valuable insights into the acoustic properties of the studied carbonate facies. These results can aid in the identification and characterization of these facies in seismic data and improve reservoir modeling accuracy, which can be extended to other pre-salt fields and used in seismic modeling and another seismic characterization approaches.

ANEXO 3:

Synthetic seismic stratigraphic interpretation from a sedimentological forward model in a pre-salt field of the Santos Basin

Pedro Benac, Desirre Liechoscki Faria, Alexandre Maul e Cleverson Guizan

Petroleum Geoscience, petgeo2023-069

Research article

PG
Petroleum Geoscience

https://doi.org/10.1144/petgeo2023-069 | Vol. 29 | 2023 | petgeo2023-069

Synthetic seismic-stratigraphic interpretation from a sedimentological forward model in a pre-salt field in the Santos Basin

Pedro Benac[1,2]*, Desiree Liechoscki de Paula Faria[2], Alexandre Maul[2] and Cleverson Guizan Silva[1]

[1] Department of Geology and Geophysics, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Avenida General Milton Tavares de Souza, Niterói, RJ 24210-346, Brazil
[2] Petrobras, 28 Avenida Henrique Valadares, Rio de Janeiro, RJ 20231-030, Brazil
PB, 0009-0005-1463-2732; DLdePF, 0009-0007-1759-1942; AM, 0000-0002-3556-3140; CGS, 0000-0003-1731-7883
* Correspondence: benac@petrobras.com.br

Abstract: Forward modelling of sedimentary systems is a method that simulates sedimentation processes over geological time to generate a set of facies distributed in a depositional space. The objective of using forward modelling in this work was to build a 3D facies model from which a synthetic seismic simulation was generated, and then to analyse the relation of seismic-stratigraphic interpretations with the knowledge of the *a priori* generated sedimentological model. This modelling methodology was applied in a pre-salt field in the Santos Basin, Brazilian offshore, focused on the Barra Velha Formation. The modelling parameters used were: (i) the initial surface of bathymetric depth; (ii) the lake-level variation; (iii) the subsidence map; and (iv) the deposition rates of the facies. Average-constant of acoustic impedance values were assigned to each facies and a synthetic seismic was obtained. With the facies and synthetic models available, it was possible to analyse: (i) the distribution of thicknesses and proportion of facies by region; (ii) the vertical stacking pattern and lateral facies variation; (iii) the Wheeler distance × time diagram; and (iv) the seismic reflector patterns through the seismic facies classification. Through these analyses it was possible to better understand the possibilities and limitations of seismic stratigraphy as an interpretation auxiliary tool in pre-salt carbonate environments.

Received 29 June 2023; **revised** 24 August 2023; **accepted** 17 September 2023

The Brazilian pre-salt is considered one of the most important hydrocarbon provinces in the world, with the Santos Basin fields representing the largest oil and gas producers in Brazil. As per the Brazilian National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP 2022), since the first discovery well in the pre-salt reservoirs in 2005, the production of fields has been rising, currently surpassing 2.9 MMboed. Presently, it is estimated that the pre-salt proved reserves are more than 9.6 Bbbl, which corresponds to more than 72% of the total Brazilian reserves.

The Santos Basin pre-salt reservoirs are predominantly Aptian lacustrine carbonates from the Barra Velha and Itapema formations, deposited during rift and post-rift tectonic phases (Moreira *et al.* 2007). Salt evaporites of the Ariri Formation, which are 2500 m thick on average, cover the reservoirs (Mohriak *et al.* 2012) and create difficulties for good seismic imaging (Maul *et al.* 2021). Thus, the seismic interpretation and modelling of the static and dynamic properties of the pre-salt carbonate reservoirs present several challenges (Johann and Monteiro 2016).

Generally, in less complex reservoirs, facies can be classified directly from the seismic data (Lamont *et al.* 2008; Francis and Hicks 2010). However, in the pre-salt reservoirs, the acoustic response is commonly ambiguous and often large impedance contrasts between adjacent rocks are not observed, making it difficult to characterize the facies by seismic amplitude alone. Hence, estimations of the net/gross volumes or porosity of the pre-salt carbonates based on seismic data are not easy to make (Mello and Lupinacci 2022). According to these authors, in addition to the difficulties associated with the existence of the salt layer, the pre-salt carbonate rocks present complexities such as a susceptibility to chemical alteration and modifications of the mineralogical composition and the porous system.

An elementary seismic application for reservoir characterization is the geometrical description, materialized by the construction of the stratigraphic-structural framework (Simm and Bacon 2014). In this respect, seismic data are highly relevant for characterization studies, as they are the only data that provide 3D information on the geological environment. Seismic stratigraphy (Cross and Lessenger 1988) is one of the techniques that have made significant contributions to the development of modern stratigraphy (Catuneanu 2020). However, it is greatly challenged by the scale of application, as it is more difficult to relate seismic geometries to high-resolution stratigraphic events on the working scale of a reservoir (Widess 1973).

One way to understand the seismic response generated from a given geological environment is through direct modelling, in which synthetic seismic data are generated from the conceived geological model (Fagin 1991). Everything that may be interpreted in these synthetic data will be subject to verification of its geological cause, given that the geological model is known. This can be used to better understand the relationship between seismic and stratigraphy.

Forward models of sedimentary environments differ from other numerical methods as it includes sedimentary processes at the core of its implementation (Lawrence *et al.* 1990). Through process modelling, it is possible to distribute depositional facies and geometries in each region, quantifying the parameters that affect the depositional dynamics. In this way it becomes useful to carry out hypothesis tests and sensitivity tests of the main parameters of the stratigraphic controls of a basin (Lawrence *et al.* 1990).

In this regard the studies of Faria (2017) and Faria *et al.* (2017) provide a significant contribution to the understanding of process modelling application for the pre-salt reservoirs in the Santos Basin (Fig. 1). In these studies, the authors applied forward modelling to a

© 2023 The Author(s). Published by The Geological Society of London for GSL and EAGE. All rights reserved. For permissions: http://www.geolsoc.org.uk/permissions. Publishing disclaimer: www.geolsoc.org.uk/pub_ethics