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

PAULA GOMES DE CARVALHO

MODELO DE CRESCIMENTO DE *MOUNDS* CARBONÁTICOS A PARTIR DA INTEGRAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS E MODELAGEM DE PROCESSOS GEOLÓGICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS

NITERÓI
2024

PAULA GOMES DE CARVALHO

MODELO DE CRESCIMENTO DE *MOUNDS* CARBONÁTICOS A PARTIR DA INTEGRAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS E MODELAGEM DE PROCESSOS GEOLÓGICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS

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

Orientador: Prof. Dr. Francisco Romério Abrantes Júnior
Coorientador: Dr. Alexandre Rodrigo Maul

Niterói
2024

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

C331m Carvalho, Paula Gomes de
Modelo de Crescimento de Mounds Carbonáticos a partir da Integração de Atributos Sísmicos e Modelagem de Processos Geológicos no Pré-Sal da Bacia de Campos / Paula Gomes de Carvalho. - 2024.
77 p.: il.

Orientador: Francisco Romério Abrantes Júnior.
Coorientador: Alexandre Rodrigo Maul.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2024.

1. Geologia e Geofísica. 2. Atributos Sísmicos. 3. Modelagem de Processos Geológicos. 4. Bacia de Campos. 5. Produção intelectual. I. Abrantes Júnior, Francisco Romério, orientador. II. Maul, Alexandre Rodrigo, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

PAULA GOMES DE CARVALHO

MODELO DE CRESCIMENTO DE *MOUNDS* CARBONÁTICOS A PARTIR DA INTEGRAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS E MODELAGEM DE PROCESSOS GEOLÓGICOS NO PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS

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

Aprovado em: 30/10/2024

Banca examinadora:

_____

Prof. Dr. FRANCISCO ROMÉRIO ABRANTES JÚNIOR (PPGDOT-UFF - Orientador)

_____

Dr. ALEXANDRE RODRIGO MAUL (PETROBRAS – Coorientador)

_____

Dr. CARLOS MAURICIO MONNERAT DE OLIVEIRA (PETROBRAS)

_____

Prof. Dr. CLEVERSON GUIZAN SILVA (PPGDOT-UFF)

_____

Prof. Dr. WAGNER MOREIRA LUPINACCI (PPGDOT-UFF)

Aos meus pais, Elisa e Nino, e à minha afilhada,
Maria Laura, que trouxe, com seu nascimento,
a alegria e a união que nos faltavam.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus. Em diversos momentos, recorri a Ele pedindo forças para finalizar esta pesquisa e tenho certeza de que fui atendida.

Aos meus pais, Elisa e Nino, que ensinaram desde sempre, a mim e a minhas irmãs, o valor e a importância dos estudos como principal ferramenta para nossa ascensão social.

Expresso minha gratidão ao geofísico Dr. Alexandre Maul, por acreditar em mim, mais do que eu mesma. Foi dele que partiu a ideia do projeto e sem seu apoio e acompanhamento, eu não teria sequer iniciado. Ao longo destes dois anos, ele sempre esteve presente, dando "broncas", quando foi necessário, mas também comemorando junto as minhas conquistas.

Agradeço imensamente a geóloga Desiree Faria, grande amiga e colega de equipe. Durante meses, ela dedicou preciosas horas de seu tempo, me auxiliando no uso do *software* Dionísos, na geração de resultados e nas discussões finais, me incentivando a seguir em frente. Não há palavras que expressem o quanto ela foi importante para a conclusão desta pesquisa. Gratidão eterna!

Ao meu orientador, professor Dr. Francisco Abrantes Júnior, pela sua orientação nesta dissertação e pelas valiosas correções e *feedbacks*.

Às amigas do projeto BM-C-33, as geólogas Polianna Costa e Dandara Braga, pelas discussões e ajuda sobre a geologia da área em estudo.

Aos amigos e colegas de equipe de Búzios RES-PROJ, por tornarem o furacão do nosso dia a dia em momentos leves e de descontração.

À Petrobras, empresa da qual tenho muito orgulho de fazer parte há mais uma década, pela liberação parcial nesses dois anos.

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

À Universidade Federal Fluminense, pelo suporte na formação acadêmica.

E, por fim, agradeço aos integrantes da banca, Dr. Carlos Monnerat, Dr. Cleverson Guizan e Dr. Wagner Lupinacci, pela revisão e avaliação do projeto.

“Depois que cansei de procurar,

Aprendi a encontrar.

Depois que um vento me opôs resistência,

Velejo com todos os ventos.”

Friedrich Nietzsche

RESUMO

Um dos maiores desafios para as atividades que demandam a utilização de dados sísmicos é prever, através da combinação de atributos sísmicos com informações de poços perfurados em áreas análogas, as propriedades dos reservatórios em regiões nas quais ainda não existam dados de poços. A análise conjunta destas informações propicia melhor representatividade e preditividade dos modelos geológicos e de fluxo, com estimativas volumétricas mais confiáveis, vislumbrando melhores estratégias de desenvolvimento e de produção destas acumulações. O presente estudo consiste, principalmente, na utilização da modelagem estratigráfico-sedimentológica de processos geológicos em ambiente carbonático lacustre para o entendimento dos tempos de sedimentação e proposição de um modelo de crescimento das edificações carbonáticas (*mounds*), tendo como base trabalhos anteriores e a integração de atributos sísmicos. A modelagem foi aplicada nos reservatórios do Pré-sal do Bloco BM-C-33, porção distal da Bacia de Campos, tendo a Formação Macabu como a unidade alvo. Após a definição das feições carbonáticas de *mounds* utilizando atributos sísmicos e suas divisões em intervalos de sedimentação, a modelagem de processos geológicos foi realizada utilizando os seguintes parâmetros: superfície topográfica inicial, superfície de batimetria inicial, variação do nível do lago, mapa de subsidência e taxas de deposição carbonática. Quatro domínios deposicionais para os carbonatos lacustres foram considerados no estudo: (i) domínio dos sedimentos de alta energia; (ii) domínio dos *mounds*; (iii) domínio dos sedimentos de baixa energia; e (iv) domínio dos sedimentos argilosos. Os resultados desta pesquisa evidenciam a eficácia da metodologia desenvolvida na comparação entre o dado sísmico e os modelos gerados, integrando áreas distintas da geofísica e da geologia. A utilização de mapas de espessura, obtidos a partir do mapeamento sísmico, na modelagem de processos geológicos, permitiu a criação de um modelo de crescimento dos *mounds* mais robusto e preciso na representação do volume de rocha e área de ocorrência destes carbonatos. Portanto, este estudo possibilita um melhor entendimento e representação dos reservatórios carbonáticos, auxiliando na caracterização da região e na redução dos riscos relacionados ao projeto, como por exemplo, a seleção de novas locações.

Palavras-chave: RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL. BACIA DE CAMPOS. FORMAÇÃO MACABU. ATRIBUTOS SÍSMICOS. MODELAGEM ESTRATIGRÁFICO-SEDIMENTOLÓGICA.

ABSTRACT

The estimation of reservoir properties in regions where well data is not available is one of the primary challenges for the oil & gas industry. Ones adopt strategies that require the combination of seismic attributes data and drilled well information to predict the unknown drilled portion of the reservoir. Therefore, the integrated analysis of these distinct data sets in terms of areal covering and vertical resolution enables enhanced representation of geological and flow models, which increases the chance of better reservoir predictability. This, in turn, leads to more reliable volumetric forecasting improving enhanced strategies for reservoir development and production. The present study employs a stratigraphic-sedimentological modeling approach to investigate the control of the inherent geological processes inside a lacustrine carbonate environment in order to understand the sedimentation times, aiming the proposition of a growth model for carbonate build-ups (*mounds*) based on prior integrated studies developed using seismic attributes. The modeling methodology was applied to the BM-C-33 Exploratory Hydrocarbon Block, located in the distal portion of the Campos Basin's Presalt reservoirs, Brazilian offshore, with the focus on the Macabu Formation as the target unit. The modeling of geological processes was conducted, following the identification of seismic attribute-driven carbonate mound features, and their division into sedimentation periods. It incorporates parameters such as initial topographic and bathymetric surfaces, variations in the lake level, subsidence mapping, and rates of carbonate deposition. Four depositional domains for lacustrine carbonates were considered: (i) high-energy sediment domain; (ii) build-ups domain; (iii) low-energy sediment domain; and (iv) clayey sediment domain The findings of this research highlight the effectiveness of the developed methodology in the comparison between seismic data and generated models, integrating different areas of geophysics and geology. The use of thickness maps derived from seismic mapping in the geological process modeling enabled the creation of a more robust and accurate growth model for the carbonate *mounds*, representing their rock volume and spatial distribution more precisely. Therefore, this study facilitates a better understanding and representation of carbonate reservoirs, aiding in the characterization of the region and mitigating project-related risks, such as the selection of new locations.

Keywords: PRESALT RESERVOIRS. CAMPOS BASIN. MACABU FORMATION. SEISMIC ATTRIBUTES. FORWARD MODELING.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA I
AGRADECIMENTOS II
CITAÇÃO IV
RESUMO V
ABSTRACT..... VI
SUMÁRIO.....VII
LISTA DE FIGURAS IX
LISTA DE TABELAS X

1 INTRODUÇÃO 1
2 CONTEXTO GEOLÓGICO 5
2.1 Bacia de Campos 5
2.1.1 Litoestratigrafia 6
2.2 Reservatórios da Fase *Sag* e Fácies Sísmicas 12
2.3 Bloco BM-C-33 13
2.3.1 Litoestratigrafia do Pão de Açúcar 15
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 18
3.1 Carbonatos Lacustres e Domínios Deposicionais 18
3.2 Mounds Carbonáticos 19
3.3 Atributos Sísmicos 20
3.3.1 Descontinuidade 21
3.3.2 TecVA 21
3.3.3 Inversão Sísmica 21
3.4 Modelagem Estratigráfico-Sedimentológica de Processos Geológicos 22
4 MATERIAS, MÉTODOS E METODOLOGIA 24
4.1 Materiais 24
4.2 Métodos 25
4.3 Metodologia 25
4.3.1 Etapa I 25
4.3.2 Etapa II 26
5 RESULTADOS 28
5.1 Análise Global dos Dados e Atributos Sísmicos 28

5.2 Modelagem Estratigráfico-Sedimentológica de Processos Geológicos e Geração de Modelos de Crescimento das Edificações Carbonáticas 32
5.2.1 Tempo t1 40
5.2.1.1 Região do Poço PdA-1 40
5.2.1.2 Região Leste do Poço PdA-2 41
5.2.1.3 Região do Poço PdA-3 42
5.2.1.4 Região NW 43
5.2.2 Tempo t2 44
5.2.2.1 Região do Poço PdA-1 44
5.2.2.2 Região oeste do poço PdA-2 45
5.2.2.3 Região do Poço PdA-3 46
5.2.3 Tempo t3 47
5.2.3.1 Região do Poço PdA-1 47
5.3 Sísmica, Modelo A e Modelo B 48
6 DISCUSSÕES 52
7 CONCLUSÕES 56
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 58
9 ANEXOS 71
9.1 Anexo I 71
9.1 Anexo II..... 76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Bacia de Campos e Área de Estudo 4
Figura 2: Seção Geológica Regional da Bacia de Campos 6
Figura 3: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos 11
Figura 4: Carta Estratigráfica do Pão de Açúcar e Croqui da Área 16
Figura 5: Classificação das Rochas Carbonáticas 19
Figura 6: Volume Sísmico 24
Figura 7: *Workflow* da Etapa I 26
Figura 8: *Workflow* da Etapa II 27
Figura 9: Amarração Tempo *vs* Profundidade dos Poços 28
Figura 10: Seção Sísmica e Unidades Interpretadas no Dado Sísmico 29
Figura 11: Mapeamento Sísmico dos *Mounds* 31
Figura 12: Detalhamento dos *Mounds* 31
Figura 13: Divisão Temporal dos *Mounds:* t1, t2 e t3 32
Figura 14: Superfície Batimétrica Inicial 33
Figura 15: Curva de Subsidência para a Bacia de Campos 34
Figura 16: Subsidência Diferencial 34
Figura 17: Proporção Vertical de Fácies nos Poços 35
Figura 18: Curva de Variação do Nível do Lago 36
Figura 19: Taxas de Deposição dos Carbonatos 37
Figura 20: Mapas de Tendência de Produtividade dos *Mounds* 38
Figura 21: Modelos Gerados 39
Figura 22: Mapas de Diferença para t1 - PdA-1 41
Figura 23: Mapas de Diferença para t1 – Leste PdA-2 42
Figura 24: Mapas de Diferença para t1 - PdA-3 43
Figura 25: Mapas de Diferença para t1 – NW 44
Figura 26: Mapas de Diferença para t2 - PdA-1 45
Figura 27: Mapas de Diferença para t2 – Oeste PdA-2 46
Figura 28: Mapas de Diferença para t2 - PdA-3 47
Figura 29: Mapas de Diferença para t3 - PdA-1 48
Figura 30: Espessuras e Mapas de Diferença para t1 + t2 + t3 49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Poços Utilizados no Estudo 25
Tabela 2: Comparação entre as médias e medianas das espessuras totais.....50
Tabela 3: Comparação entre as médias e medianas para os Mapas de Diferença.....50
Tabela 4: Comparação entre os GRVs e Área de Ocorrência dos *Mounds* 51

1 INTRODUÇÃO

As bacias da fase rifte da margem continental brasileira, em especial as bacias de Campos e Santos, apresentam prolíferos depósitos carbonáticos lacustres de idade Barremiana-Aptiana (Carminatti, Dias & Wolff, 2009), conhecidos mundialmente como os "depósitos Pré-sal". Ambos os lados do Atlântico Sul, costa leste do Brasil e costa oeste da África, contêm grandes províncias de reservatórios de hidrocarbonetos, que se estendem dos carbonatos do Cretáceo Inferior aos arenitos do Neógeno, incluindo os carbonatos do Aptiano do Pré-sal (Saller *et al*., 2016).

A Bacia de Campos teve sua exploração iniciada no final da década de 1960, com as primeiras aquisições sísmicas 2D na área. Em 1974, ocorreu a primeira descoberta de óleo nos reservatórios carbonáticos albianos do Campo de Garoupa (Guardado, Gamboa & Lucchesi, 1989). A produção da bacia, então, teve início em 1977, em águas rasas (100 a 200 metros) do Albiano do Campo de Enchova e, ainda na década de 1970, o primeiro play exploratório da fase rifte foi descoberto no Campo de Badejo, em coquinas do Barremiano (Bruhn *et al*., 2003).

Em 1997 houve a promulgação da Lei do Petróleo (9.478/97) e a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Desde então, iniciou-se a fase de exploração de hidrocarbonetos em águas ultraprofundas (mais de 1500 metros) e foi dada continuidade das descobertas em águas rasas e profundas (300 a 1500 metros) na Bacia de Campos (Portella, 2017).

Desde então, o conhecimento geológico da Bacia de Campos e das demais bacias brasileiras têm se aprimorado com a importante contribuição dos estudos da indústria do petróleo, além de evoluir na medida em que são desenvolvidas novas técnicas de imageamento sísmico (tecnologias de aquisição e de processamento), de perfuração de poços cada vez mais profundos e de melhores condições de coleta e tratamento de dados de rocha (Bruhn *et al*., 2003).

Tritlla (2021) menciona que durante as últimas décadas, a exploração de petróleo evoluiu de reservatórios rasos onshore/offshore convencionais para novos reservatórios complexos e não totalmente compreendidos em condições extremamente desafiadoras. Segundo o mesmo autor, os reservatórios do Pré-sal na porção offshore do Brasil, representaram uma revolução, também, nos conceitos de exploração em águas profundas/ultraprofundas e sistemas petrolíferos, envolvendo pela primeira vez, extensos reservatórios lacustres, especialmente da seção Pré-sal, das bacias brasileiras.

Deste modo, os reservatórios carbonáticos do Pré-sal na porção offshore das bacias de

Campos e de Santos têm desempenhado um papel crucial nos últimos anos com as significantes descobertas (Matias *et al*., 2015). Estes reservatórios, portadores de grandes volumes de hidrocarbonetos, são representados, na Bacia de Campos, por uma seção de coquinas da Formação Coqueiros (fase rifte) e em posições propícias longe da influência de siliciclásticos, sobrepostos aos carbonatos microbiais da Formação Macabu (fase pós-rifte; *sag*) (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Corrêa, 2016).

Atualmente, a Bacia de Campos é a segunda bacia sedimentar mais prolífera do Brasil, produzindo cerca de 22% do volume total de petróleo do país, através de 30 campos, ficando atrás, apenas, da Bacia de Santos, que é a maior produtora de hidrocarbonetos do país, responsável por cerca de 75% da produção brasileira (ANP, 2024).

De acordo com o último boletim divulgado pela ANP, a produção do Pré-sal brasileiro, oriunda de 146 poços, foi cerca de 3,2 milhões de boe/d (barril de óleo equivalente/dia), em abril de 2024, correspondendo a aproximadamente 78% do total de hidrocarbonetos produzidos no Brasil (ANP, 2024). Deste modo, pode-se afirmar que o Pré-sal brasileiro, atualmente, é a mais importante província petrolífera do país.

A área de estudo está localizada na porção distal da Bacia de Campos, cerca de 200 km da linha de costa, na acumulação denominada "Pão de Açúcar", dentro dos limites do Bloco Exploratório BM-C-33 (Figura 1). O principal reservatório desta acumulação é composto por rochas carbonáticas da Formação Macabu, de idade Aptiana, intensamente silicificadas, com vugs, cavernas e fraturas, restritas aos altos estruturais, nos quais se desenvolveram as plataformas carbonáticas, seguidas de reservatórios em rochas vulcânicas. (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Vieira de Luca *et al.*, 2017, 2019; Carvalho *et al.*, 2021, 2023; Braga *et al.*, 2024).

Estes sedimentos carbonáticos foram depositados em um sistema lacustre, provavelmente caracterizado por variações de salinidade e alcalinidade, com uma sucessão carbonática compreendendo ciclos que, por agregação vertical, formaram espessos reservatórios com relevo significativo (Wennberg *et al*., 2019), originando *mounds* carbonáticos.

No presente trabalho, o volume de amplitude foi combinado com atributos sísmicos para o mapeamento das edificações carbonáticas (Brown & Fisher, 1977; Chopra & Marfurt, 2005), seguido do reconhecimento e detalhamento de diferentes corpos com geometria externa convexa (estruturas positivas) e reflexões sísmicas internas geralmente em padrões caóticos e descontínuos (seguindo a classificação de Mitchum *et al*., 1977). Este detalhamento agrega valor ao modelo geológico, tornando-o mais realístico e confiável, além destes elementos representarem os maiores portadores de hidrocarbonetos na área de estudo.

Na segunda parte da pesquisa foi realizada a modelagem estratigráfica-sedimentológica de processos geológicos (Waltham, 1992; Warrlich *et al*., 2002; Faria, 2017; Faria, Reis & Souza, 2017; Benac, 2023; Benac *et al*., 2023, 2024), focada em domínios deposicionais, com a finalidade de obter um modelo de crescimento das edificações carbonáticas para a região de Pão de Açúcar.

Para tal, foram utilizados *inputs* oriundos da primeira abordagem citada de duas formas distintas: Modelo A - considerando somente os polígonos (envoltórias) de ocorrências dos corpos carbonáticos interpretados; e Modelo B – considerando os polígonos do Modelo A e as espessuras dos *mounds*.

Estes dois modelos criados foram comparados com o interpretado no dado sísmico, em termos de espessuras, bem como área de ocorrência e volume de rocha total – *Gross-Rock Volume* (GRV) gerado.

Essa modelagem permitiu o melhor entendimento da sedimentação e dos domínios deposicionais das feições de *mounds*; o que ajuda a reduzir os riscos de futuros projetos e locações, pois oferece uma previsibilidade maior dos modelos geológicos e de fluxo, numa área em fase inicial de desenvolvimento de produção.

Portanto, o modelo de crescimento das edificações carbonáticas gerado contribuirá para estudos futuros mais detalhados desta área, altamente complexa. Os resultados desta pesquisa são, desta forma, importantes para a melhor caracterização e entendimento dos reservatórios do pré-sal.

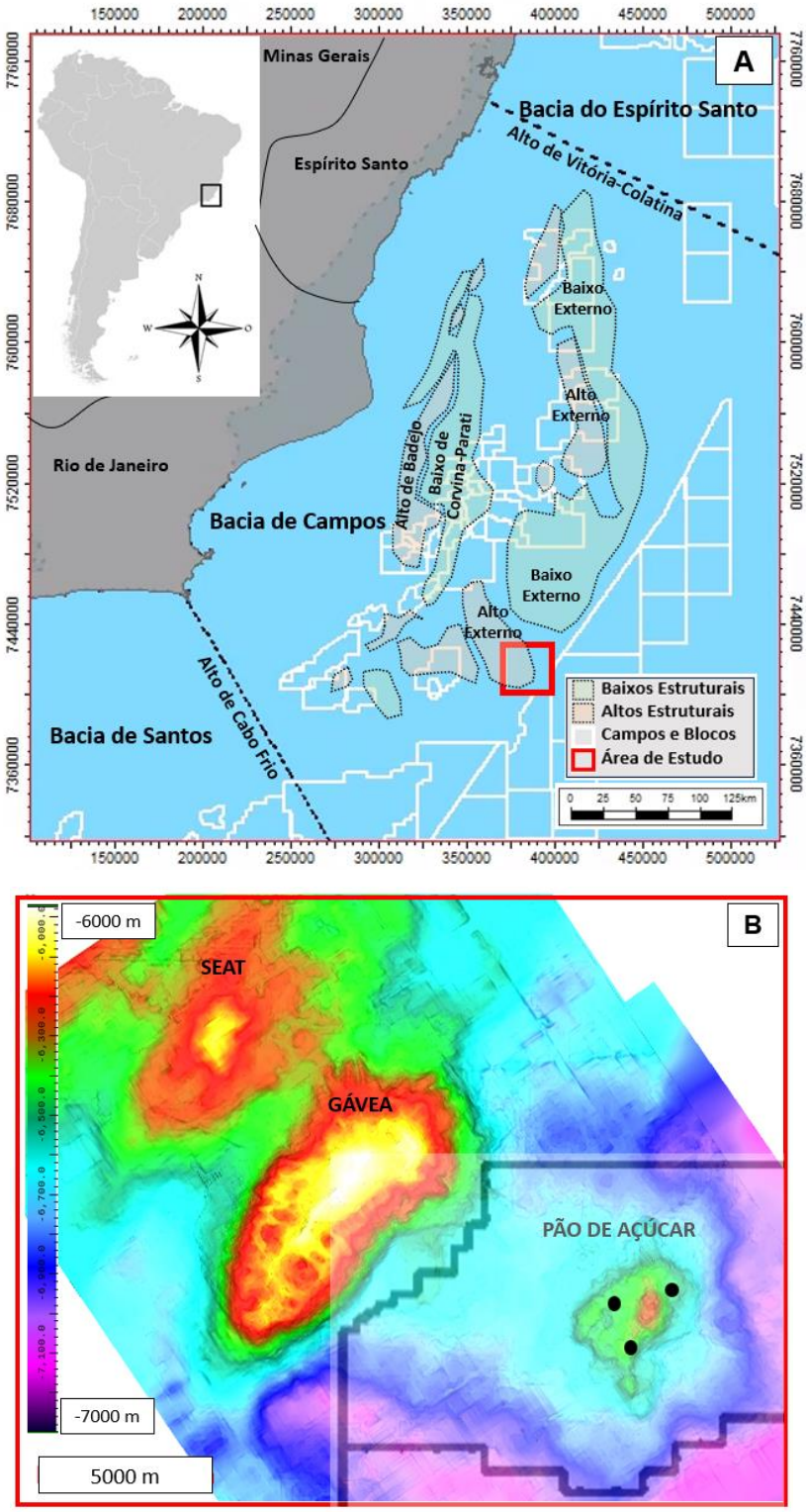


Figura 1: (A) Mapa de localização da Bacia de Campos. As principais estruturas que limitam a bacia estão presentes: Alto de Vitória-Colatina, ao Norte, e Alto de Cabo frio, ao Sul. Destacam-se também a área de estudo (quadrado vermelho); bem como seus baixos: Baixo de Corvina-Parati e Baixo Externo (mapa modificado da ANP e polígonos dos baixos e altos estruturais modificados de Castro & Picolini, 2015). (B) As três estruturas na área estão representadas: Pão de Açúcar (área de estudo - com os três poços perfurados, representados pelos círculos pretos), Gávea e Seat. O polígono preto sobre a imagem representa o limite do Campo Raia Manta (modificado a partir de ANP, 2023).

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada na margem sudeste brasileira, estendendo-se desde o litoral Norte do estado do Rio de Janeiro, até o Sul do estado do Espírito Santo (Figura 1A). É limitada pelo Alto de Cabo Frio, em sua porção sul, e pelo Alto de Vitória-Colatina, em sua porção norte (Asmus, 1984; Mohriak & Barros, 1990; Mohriak, 2003). Ocupa uma área de aproximadamente 100.000 km², desde sua plataforma continental até a batimetria de 3.000 m (Milani & Araujo, 2003), com cerca de 6.000 km² onshore (Pilotto, 2011).

A bacia está em um contexto de margem passiva divergente, formada devido à instauração de um regime tectônico extensivo, durante o rifteamento do Continente Gondwana no Neocomiano, como parte de um sistema em vale, antecedendo à separação dos continentes sul-americano e africano, e à formação do Oceano Atlântico (Guardado, Gamboa & Lucchesi, 1989; Guardado *et al*., 2000).

Segundo Guardado *et al*. (2000) e Castro & Picolini (2015), algumas das principais feições regionais identificadas na porção interna do embasamento são os Baixos de Corvina-Parati e Externo e os Altos de Badejo e Externo (Figura 1A e Figura 2).

O Alto de Badejo localiza-se em águas rasas com um mergulho para Norte (Chang, *et al*., 1990), e o Alto Externo, em águas profundas, representando uma importante estrutura do embasamento da bacia (Rangel & Martins, 1998; Gomes *et al*., 2002; Bastos & Luparelli, 2015) (Figura 1A e Figura 2). Estes altos são pontos focais para a migração de hidrocarbonetos e onde estão localizadas as maiores acumulações de óleo do Pré-sal (Gomes *et al*., 2002; Carminatti *et al*., 2008; Dehler *et al*., 2016).

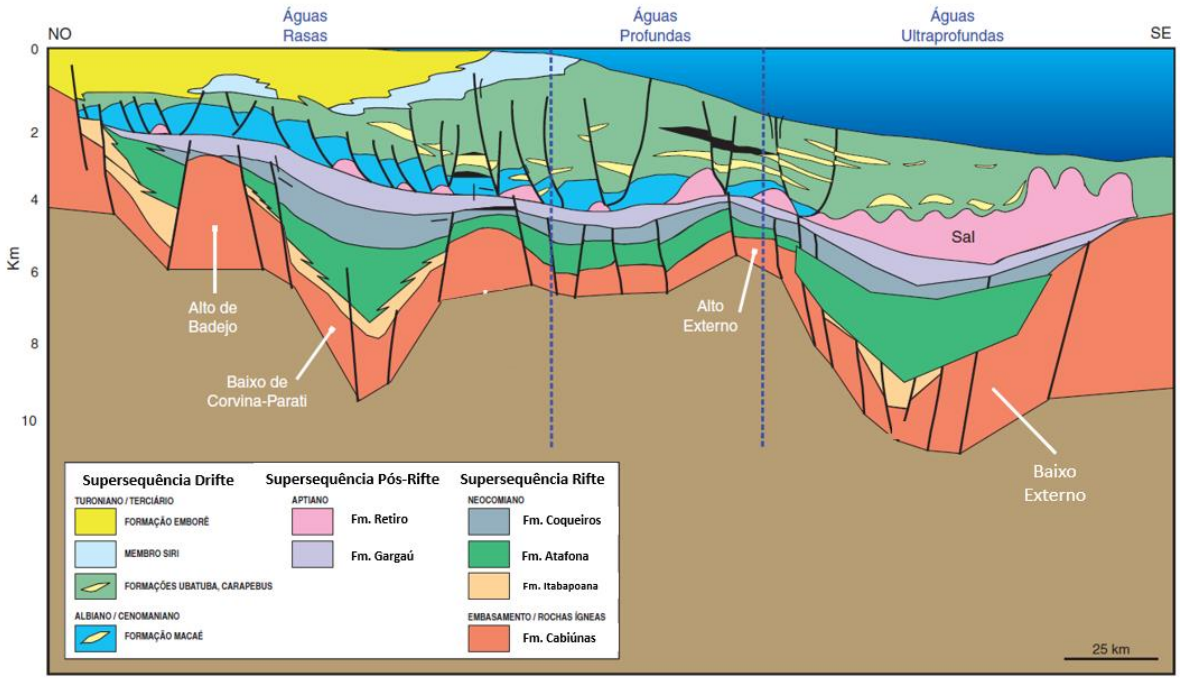


Figura 2: Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos ilustrando as principais estruturas do embasamento e da tectônica salífera e as sequências estratigráficas (modificado de Guardado *et al*., 2000).

2.1.1 Litoestratigrafia

Os primeiros estudos de cartas estratigráficas da bacia foram elaborados com foco na litoestratigrafia (Schaller, 1973; Guardado, Gamboa & Lucchesi, 1989; Rangel *et al*., 1994).

Winter, Jahnert & Franca (2007), a partir da contribuição do trabalho de Chang *et al*. (1992), apresentaram uma análise cronoestratigráfica da Bacia, dividindo-a em três supersequências, depositadas sobre basaltos da Formação Cabiúnas ("embasamento econômico"): (i) Rifte; (ii) Pós-rifte (*sag*); e (iii) Drifte (Figura 2), sendo este o conhecimento mais atual do registro sedimentar da Bacia de Campos.

O embasamento cristalino da Bacia de Campos é composto por gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes a Província Proterozoica Ribeira, sendo sobreposto por rochas vulcânicas basálticas eocretáceas da Formação Cabiúnas. Segundo Winter, Jahnert & Franca (2007), os basaltos fraturados e vesiculares, recobrem discordantemente o embasamento cristalino e constituem o embasamento econômico da bacia.

Na Bacia de Campos, encontram-se extensos depósitos lacustres conhecidos mundialmente como depósitos da seção Pré-sal, de idade Aptiana, representados pelas coquinas da Formação Coqueiros e os carbonatos da Formação Macabu, do Grupo Lagoa Feia (Corrêa, 2016). Estes carbonatos estão sotopostos pela Formação Retiro, composta essencialmente por

evaporitos, que são o principal selo das acumulações de hidrocarbonetos da bacia (Oliveira *et al*., 2019).

O arcabouço estratigráfico dos depósitos lacustres e evaporíticos do Grupo Lagoa Feia é baseada em marcos deposicionais e desconformidades identificadas em poços e em perfis de poços (Rangel & Carminatti, 2000).

As três supersequências, definidas por Winter, Jahnert & Franca (2007), deram origem a Carta Estratigráfica da Bacia de Campos:

(i) Supersequência Rifte:

Compreende o período que vai do Barremiano ao Aptiano Inferior (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Herlinger *et al*., 2017). Associada a intensa atividade tectônica que produziu um sistema de horsts com tendência NNE-SSW, grábens e meio-grábens, bem como falhas de transferência (Meisling *et al*., 2001; Fetter 2009; Calegari *et al*., 2016).

Segundo Guardado, Gamboa & Lucchesi (1989), esta supersequência representa uma fase de subsidência mecânica da bacia, caracterizada pelo controle direto do arcabouço estrutural do embasamento e pela sedimentação continental depositada em ambientes lacustres e fluvio-deltáicos, prevalecendo os vales em rifte (*rift-valley*), que foram formados no estágio inicial de ruptura entre América do Sul e África no início do Cretáceo, durante o Neocomiano. O estiramento crustal rápido, evoluiu com a implantação de falhas sintéticas e antitéticas, que condicionavam um meio-gráben regional associado a uma série de grabens, horsts e meio-grabens de menor porte preenchidos com rochas vulcânicas e sedimentares (Dias *et al*., 1988).

Para Winter, Jahnert & Franca (2007), a supersequência rifte compreende os basaltos da Formação Cabiúnas e rochas do Grupo Lagoa Feia. Segundo esses autores, o Grupo Lagoa Feia é representado pelas Formações Atafona, Itabapoana e Coqueiros. As Formações Itabapoana (depósitos proximais de conglomerados polimíticos, arenitos líticos, siltitos e folhelhos avermelhados depositados sob a forma de leques aluviais de falhas de borda de blocos estruturais) e Atafona (arenitos e folhelhos lacustres, com minerais de talco e estevensita, originados por processos de deposição química associados à atividade hidrotermal nos depocentros dos lagos vulcânicos alcalinos) foram depositadas no Andar Barremiano, sobre a discordância do topo dos basaltos da Formação Cabiúnas e o seu limite superior corresponde a discordância pré-Jiquiá de 125,8 Ma. A Formação Coqueiros (intercalações de camadas de folhelhos ricos em matéria orgânica e bancos de coquinas constituídos principalmente de conchas de moluscos bivalves) foi depositada entre o Barremiano e o Eoaptiano, tendo seu

limite superior correspondente à discordância pré-Alagoas (DPA), da base da fase pós-rifte.

Mohriak (2003) e Baumgarten *et al*. (1988) interpretam a Formação Coqueiros como uma sequência carbonática lacustre de alta energia. É nesta formação que se encontra o Folhelho Jiquiá, principal gerador de hidrocarbonetos da Bacia de Campos (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Tritlla *et al*., 2013, composto principalmente por folhelhos laminados, com espessuras variando de 100 a 300 metros (Guardado *et. al*., 2000), bem como os bancos de coquinas, que são importantes rochas reservatórios da fase rifte (Winter, Jahnert & Franca, 2007) da bacia.

De acordo com Carvalho *et al*. (2000), a associação de fácies que compõe a sequência de coquinas depositada no Cretáceo Inferior da Bacia de Campos exibe características de um ambiente lagunar fechado e perene à salino aberto, que sofreu marcantes flutuações do nível da água, tanto devido a influência de ondas e por correntes geradas por tempestade, quanto devido a variações tectônicas. As frequentes variações do nível da água desse lago, ou lagos, explica a complexibilidade na variação vertical e lateral de fácies, o que torna a sequência bastante heterogênea.

(ii) Supersequência Pós-Rifte (*sag*):

Compreende o período que vai do Aptiano Médio ao Superior (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Herlinger *et al*., 2017). Depositada discordantemente sobre os sedimentos lacustres da fase rifte, em um momento de relativa quiescência tectônica, onde formou-se uma bacia tipo sag, originada por compensação isostática devido ao estiramento na crosta inferior (Karner & Gamboa, 2007).

Com subsidência termal e deposição em ambiente lagunar a marinho restrito, esta supersequência representa a passagem da tectônica rifte, acima da discordância regional do topo do Andar Jiquiá, marcando a mudança de um ambiente continental para um ambiente lacustre/marinho restrito e, diferentemente do que ocorre na fase rifte, a sequência foi pouco condicionada a raras falhas sindeposicionais (Mohriak & Barros, 1990).

Os sedimentos depositados durante esta fase correspondem a porção superior do Grupo Lagoa Feia, depositados no Aptiano (118 a 112 Ma, Andar Alagoas), composto por rochas siliciclásticas e carbonáticas das Formações Itabapoana, Gargaú e Macabu, definidas por Winter, Jahnert & Franca (2007), e ao intervalo superior representado pelos evaporitos da Formação Retiro, definida por Rangel *et al*. (1994).

Segundo Winter, Jahnert & Franca (2007), a base da sequência é limitada pela discordância erosiva pré-Alagoas (DPA), onde depositaram-se rochas argilosas (folhelho

Alagoas) e coquinas retrabalhadas, e o topo pela discordância pré-evaporítica, de 112 Ma, que corresponde à base dos evaporitos da Formação Retiro. Os mesmos autores descrevem que a Formação Itabapoana, também presente na fase rifte, grada para margas e folhelhos da Formação Gargaú na fase pós-rifte, e distalmente para carbonatos da Formação Macabu, composta por calcáreos estromatolíticos e lamitos, por vezes dolomitizados e silicificados, depositada em ambiente árido, raso e de alta salinidade com influência de maré, ocorrendo preferencialmente nas porções mais distais das regiões sul e central da bacia.

Autores, como Vieira de Luca *et al*. (2017), consideram a porção mais basal da Formação Macabu como ainda parte da supersequência rifte, num estágio chamado de rifte superior (*late rift*).

A Formação Retiro (anidrita, nas porções proximais e halita nas regiões distais) foi depositada em paleoambiente marinho, tectonicamente calmo, e de clima árido a semiárido (Winter, Jahnert & Franca, 2007) e corresponde ao principal selo dos reservatórios da sequência Pré-sal (Mohriak *et al*., 2012).

Os movimentos da camada de sal em subsuperfície, desloca o sal para os principais depocentros em direção ao interior da bacia, onde podem ser formadas muralhas de sal de até 2.000 metros de espessura (Winter, Jahnert & Franca, 2007).

Diferente de quase todas as outras rochas, os evaporitos podem mudar de forma, em intervalos de tempo geologicamente curtos (poucos milhões ou dezenas de milhões de anos), transformando-se de camadas em domos estreitos e altos, semelhantes as intrusões ígneas, ou mesmo dissolver-se completamente (Mohriak *et al*., 2012).

(iii) Supersequência Drifte:

Compreende o período que vai do Albiano ao Recente (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Herlinger *et al*., 2017).

Winter, Jahnert & Franca (2007) descrevem que esta supersequência é caracterizada pela subsidência termal e movimentos gravitacionais e halocinéticos e foi depositada quando a morfologia de golfo da fase rifte evoluiu para um ambiente marinho franco, no período de 112 a 0 Ma.

Segundo estes autores, esta supersequência pode ser dividida quanto ao paleoambiente deposicional, em megassequência marinha rasa (marinha carbonática), correspondendo ao Grupo Macaé (Albiano/Cenomaniano) e megasequência marinha profunda (transgressiva-regressiva), formando o Grupo Campos, de idade Turoniano ao Recente.

Engloba, portanto, todos os sedimentos depositados do Albiano ao tempo Recente, logo

acima da camada evaporítica da Formação Retiro, do Grupo Lagoa Feia, compreendendo os carbonatos albianos de água rasa, sobrepostos por sedimentos pelágicos do Cretáceo Superior, com progressivo migração para *offshore* da plataforma rasa e, a partir do Paleoceno, com sedimentação grosseira indicando uma tendência regressiva na bacia (Guardado, Gamboa & Lucchesi, 1989).

Estas três supersequências estão ilustradas na Figura 3, que representa a Carta Estratigráfica da Bacia de Campos, proposta por Winter, Jahnert & Franca (2007).

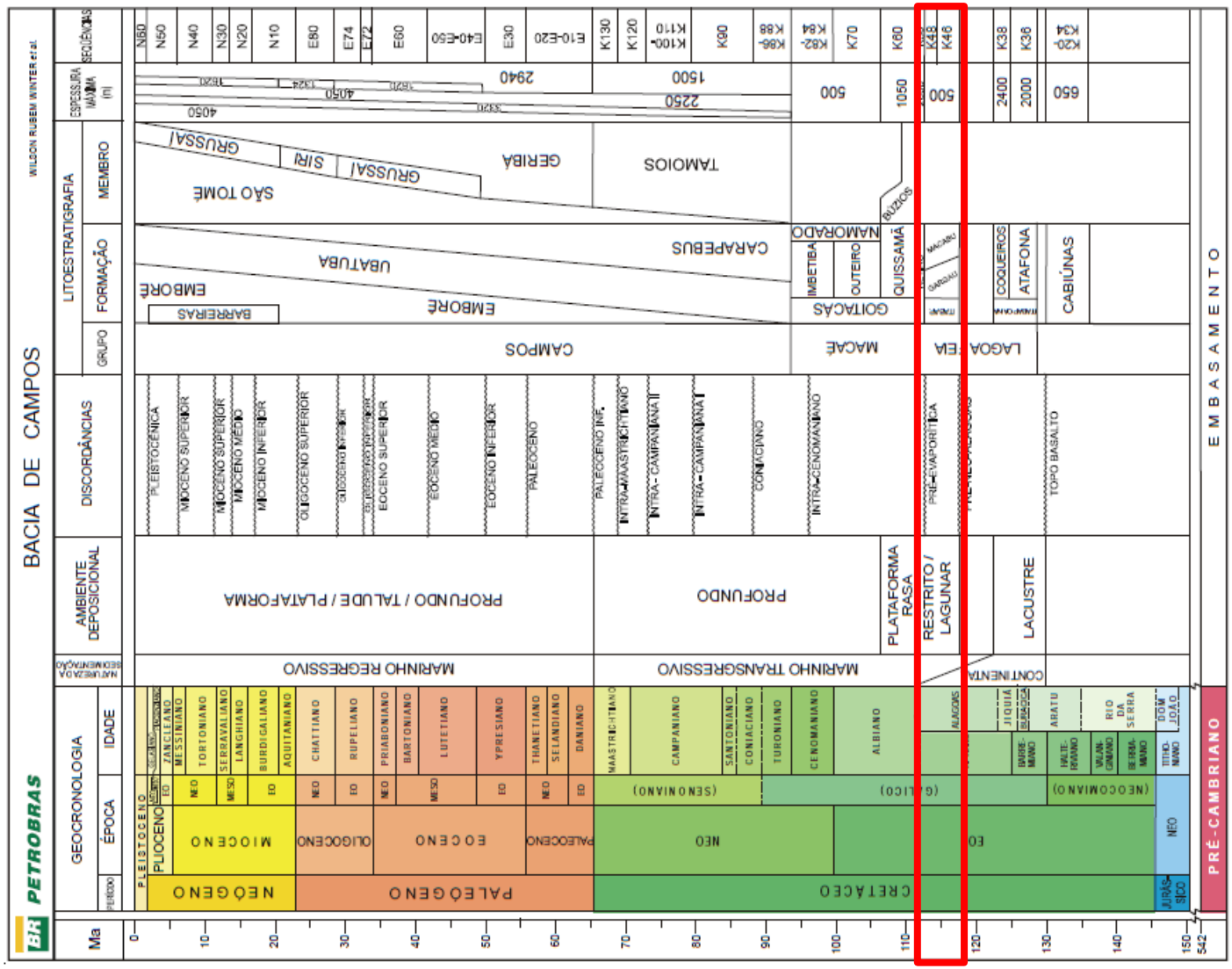


Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. A porção destacada através do polígono vermelho, posiciona o intervalo estratigráfico que é a principal objeto deste estudo: Formação Macabu, dentro do Grupo Lagoa Feia (Winter, Jahnert & Franca, 2007).

2.2 Reservatórios da Fase *Sag* e Fácies Sísmicas

Segundo Vieira de Luca *et al.* (2017, 2019), foi provavelmente na Formação Macabu, pertencente ao Grupo Lagoa Feia, durante a fase *sag*, que se depositaram as principais rochas carbonáticas onde se encontram os reservatórios da área de estudo deste trabalho.

Primeiramente, a Formação Macabu foi descrita como fácies carbonáticas de ambiente marinho raso, compostas por estromatólitos diagenéticos e laminados (Dias *et al*., 1988), no entanto a gênese (biótica – microbial ou abiótica - química) ainda continua controversa (Herlinger *et al*., 2017).

Dias (2005) descreveu esta formação como como laminitos e estromatólitos microbiais representando fácies de supramaré e entremarés sobrepostos por fácies ricas em argila magnesiana e laminitos da zona submaré. Posteriormente, Muniz & Bosence (2015) a interpretaram como uma sucessão carbonática dominada por litologias microbiais, na qual a ausência de fósseis marinhos evidenciaria acumulação em ambiente deposicional não marinho.

No entanto, recentemente, vários outros autores, Tosca & Wright (2015), Wright & Barnett (2015), Herlinger *et al.* (2017) e Pietzsch *et al*. (2020), reinterpretaram os depósitos da Formação Macabu como precipitados químicos controlados pela geoquímica alcalina dos lagos.

Wright (2012) fez uma extensa revisão dos carbonatos e propôs a divisão das fácies carbonáticas lacustres em quatro grupos principais, criando um modelo de distribuição, arquitetura, composição e diagênese neste ambiente deposicional. O autor propôs a seguinte divisão: (1) *build-ups* carbonáticos; (2) fácies de sedimentação carbonática plataformal, agradacional ou progradante; (3) plataformas carbonáticas extensas, com arquitetura plano-paralela; e (4) fácies lamosas de fundo de lago.

Mais recentemente, Hendry *et al.* (2021) publicaram um extenso trabalho de caracterização sísmica de plataformas carbonáticas, no qual definem a feição de *build-up* como um elemento com terminações de *downlaps* bidirecionais e com refletores internos descontínuos, de baixa a moderada amplitude.

Brown Jr. & Fisher (1977) apresentam que fácies sísmicas, ou sismofácies, podem ser definidas como uma unidade tridimensional em uma área constituída por reflexões sísmicas, cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes. Os autores destacam que uma sismofácies pode ser interpretada como o registro nas reflexões sísmicas dos fatores geológicos que as formaram, como, variação da litológica, estratificação, estruturas deposicionais e erosão.

Segundo Mitchum Jr. *et al.* (1977), alguns parâmetros sísmicos devem ser considerados para analisar e interpretar os padrões das fácies sísmicas, tais como: continuidade, configuração,

geometria, amplitude, frequência, entre outros e, a partir da observação desses padrões, pode-se associar esses refletores ambientes deposicionais, interpretando seus significados geológicos. As fácies sedimentares sempre remetem a processos sedimentares de deposição (Walker & James, 1992).

Hendry *et al.* (2021) destacam que a geomorfologia sísmica, conceito que primeiro foi muito aplicado aos ambientes siliciclásticos no passado, passou nas últimas décadas a ser aplicado amplamente nos sistemas carbonáticos, através do mapeamento de detalhe de feições, como plataformas, *mounds* e clinoformas, utilizando sísmica 3D de alta qualidade. Segundo os mesmos autores, atualmente mais de 60% das reservas mundiais de petróleo encontram-se em rochas carbonáticas, o que torna o estudo destas feições de extrema relevância para a indústria de óleo e gás mundial.

Desde modo, o estudo das fácies sísmicas, em conjunto com o bom entendimento da análise sismoestratigráfica evidencia características estruturais regionais importantes que devem ser levadas em consideração em projetos de exploração e produção (Macedo, 2022).

2.3 Bloco BM-C-33

O Bloco BM-C-33 foi adquirido em 2005, na 7ª rodada de licitações realizada pela ANP, através de uma concessão, originalmente entre Repsol Sinopec Brasil e Statoil Brasil (atualmente denominada Equinor) e, posteriormente, em 2009, a Petrobras ingressou no consócio, com 30% de participação, ao lado das duas demais empresas, que detém 35% cada, sendo a Equinor a operadora do consórcio.

Sua área total tem cerca de 700 km² sendo um alto anômalo, controlado por um grande domínio vulcânico, a aproximadamente 200 km da linha de costa, em lâmina d'água variando de 2.500 a 3.000 metros de profundidade (Vieira de Luca *et al.*, 2017). Segundo Unternehr *et al.* (2010), esta porção da bacia é interpretada regionalmente como um ambiente de crosta hiper estendida.

O principal reservatório identificado na área do BM-C-33 é composto por rochas carbonáticas do Pré-sal que apresentam um grau significativo de silicificação e fraturamento. Essas rochas são atribuídas à Formação Macabu, pertencente ao intervalo Barremiano-Aptiano. Sua ocorrência está restrita a altos estruturais, onde ocorreu o desenvolvimento de plataformas carbonáticas. Em seguida, encontram-se reservatórios formados por rochas vulcânicas (Vieira de Luca *et al.*, 2017, 2019; Carvalho *et al.*, 2021, 2023; Braga *et al.*, 2024).

Seus sedimentos carbonáticos do Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano), são

dominados por carbonatos intensamente silicificados e brechas derivadas destes carbonatos (Vieira de Luca *et al.*, 2017, 2019; Hunt *et al.*, 2019). Lapponni *et al*. (2019) citam que alguns dolomitos e dolomitos argilosos também estão presentes.

A área compreende três acumulações distintas de hidrocarbonetos, Pão de Açúcar, Gávea e Seat, ilustradas na Figura 1B, localizadas ao longo de proeminentes altos de origem vulcânica, formados por blocos de falhas do embasamento rotacionado, em um trend estrutural WNW-ESE, provavelmente gerado na margem hiper-extendida da bacia, de acordo com Wennberg *et al*. (2021).

Segundo estes mesmos autores, a principal extensão ocorreu antes da deposição dos carbonatos silicificados, desde modo, falhas normais de grande rejeito são mais frequentes no nível vulcânico, subjacente. Algumas falhas foram reativadas durante a deposição da seção reservatório, com seus rejeitos diminuindo em direção as porções mais rasas, no entanto, não foram observadas falhas atingindo a base do sal.

A mais importante acumulação do bloco, Pão de Açúcar, com maior volume *in place* estimado, é foco do presente estudo. Esta acumulação, de acordo com Vieira de Luca *et al*. (2017), consiste em uma coluna de aproximadamente 476 m de gás condensado retrógrado, com API variando de 42° a 46° e razão gás/óleo de aproximadamente 165 metros cúbicos por barril, trapeado em carbonatos silicificados, depositados em meio lacustre alcalino, que se desenvolveram no topo de um edifício paleovulcânico, durante o Cretáceo Inferior.

A descoberta de Pão de Açúcar, em 2012, em lâmina d'água de 2.790 metros, abriu uma nova fronteira exploratória nas águas ultraprofundas brasileiras, em profundidades que variam de 2.500 a 2.900 metros, sendo uma das mais impressionantes e desafiadoras acumulações de hidrocarbonetos na porção offshore da Bacia de Campos (Vieira de Luca *et al*., 2017).

Em setembro de 2023, foi declarada a comercialidade dos campos Raia Manta (Pão de Açúcar) e Raia Pintada (Gávea e Seat) (ANP, 2023).

2.3.1 Litoestratigrafia do Pão de Açúcar

Diferente dos outros campos da Bacia de Campos, os reservatórios carbonáticos do BM-C-33 foram recobertos por uma sessão estratigráfica de fácies lacustres profundas, de baixa energia, vista na sísmica como refletores plano paralelos, referida neste trabalho como Unidade 0 (U0), que antecede a deposição da camada de sal da Formação Retiro e funciona como um selo semi-regional para os hidrocarbonetos, juntamente com a sessão evaporítica (Vieira de Luca *et al*., 2017).

Segundo o recente trabalho de Oliveira (2022), embora a U0 não tenha sido analisada a fundo devido à falta de dados petrofísicos, as curvas *gamma ray* e sônico indicam uma zona mais argilosa, com média de valores baixos de tempo de trânsito, variando com picos e baixos, sugerindo um intervalo heterogêneo, com folhelhos e carbonatos silicificados.

Vieira de Luca *et al*. (2017) e Hunt *et al*. (2019) citam que, sismicamente, os reservatórios carbonáticos do Pão de Açúcar podem ser caracterizados externamente pela geometria de *mounds*, com traços de *shrubs* nas amostras de rocha, referida neste trabalho como Unidade 1 (U1), e de cunhas, com relictos de *shrubs* e ostracodes, referida como Unidade 3 (U3). Estas duas sessões compreendem os principais reservatórios carbonáticos da acumulação.

Já a sequência aqui chamada de Unidade 2 (U2), localizada estratigraficamente entre U3 e U1, foi descrita por Vieira de Luca *et al*. (2017) como uma possível Superfície de Inundação Máxima (SIM), com aumento dos valores de *gamma ray* (aumento dos níveis de urânio) visto nos perfis dos poços da região de estudo. Esta sequência é composta também por carbonatos silicificados, porém muito finos, podendo ser extensivamente mapeado ao longo de toda a sequência do Pré-sal, caracterizada por um refletor de alta amplitude que exibe toplaps e truncamentos, sugerindo exposição subaérea e erosão potencial (Vieira de Luca *et al.*, 2017).

A sequência vulcânica (VULC), é caracterizada por *pillow*-lavas, *pillow* brechas, hialoclastitos e depósitos laminados, com vulcanismo basáltico toleiítico ocorrido em um ambiente sublacustre raso (Vieira de Luca *et al.*, 2017).

A carta estratigráfica simplificada para a acumulação Pão de Açúcar, com as unidades supracitadas, pode ser vista na Figura 4, bem como um croqui de uma sessão esquemática passando por dois dos três poços perfurados na área.

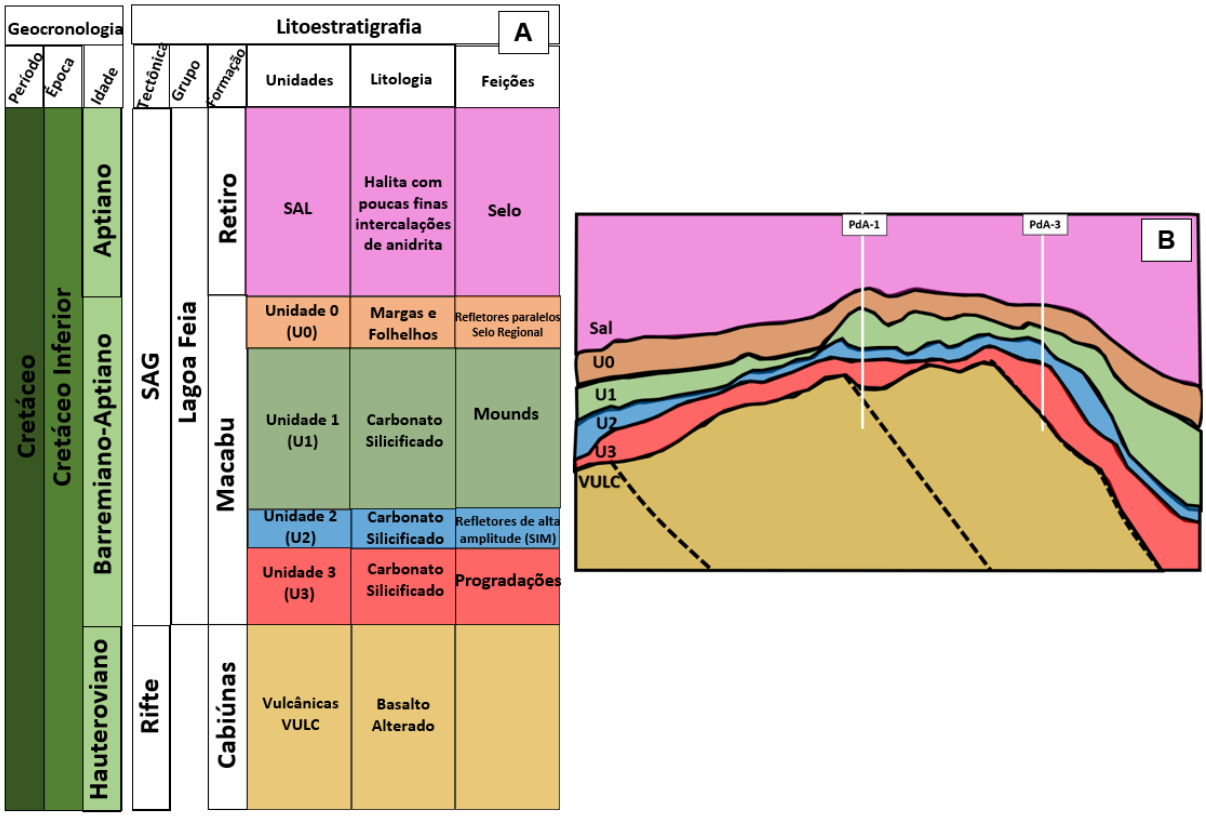


Figura 4: (A) Carta estratigráfica simplificada da acumulação Pão de Açúcar. (B) Croqui de uma seção esquemática na acumulação Pão de Açúcar, passando por dois dos três poços perfurados na área, representando como as unidades (U0, U1, U2, U3 e VULC) estão dispostas em termos estratigráficos (modificado de Vieira de Luca *et al.*, 2017).

Viera de Luca *et al.* (2019) e Wennberg *et al.* (2019) destacam que as sessões carbonáticas citadas, foram fortemente influenciadas por silicificação e fraturamento multifase, passando por diversos eventos diagenéticos, que obliteram a maior parte da composição e arranjo original mineral da rocha, além de seus poros e características das estruturas sedimentares, gerando um reservatório peculiar, com ocorrência restrita, no Pré-sal brasileiro.

Lapponi *et al.* (2019) publicaram estudos de dados isotópicos sugerindo que grande parte da sílica que compõem a trama das rochas do bloco BM-C-33 possuem gênese associada a um ambiente lacustre, incorporado durante a diagênese, em soterramento raso, refletindo condições geoquímicas bem específicas. Esta silicificação/cimentação persistiu durante a sedimentação, reorganizando toda a estrutura primária, desenvolvendo feições como micro-poros, substituição completa e cimentação de componentes porosos.

Segundo Viera de Luca *et al.* (2017), os reservatórios do Pão de Açúcar registraram uma história complexa que começou com um episódio vulcânico seguido pelo desenvolvimento de uma sucessão carbonática em um ambiente lacustre alcalino. Posteriormente, um intenso

sistema hidrotermal afetou toda a sessão Pré-sal, alterando vulcânicas e silicificando os carbonatos nas plataformas e, embora a silicificação não seja 100%, foi intensa, propiciou um ganho de porosidade e a precipitação de sílica que tiveram grande impacto nas propriedades atuais da acumulação do Pão de Açúcar.

A acumulação foi cortada por uma rede de veios de quartzo de milímetros a decímetros de espessura gerados após o fraturamento hidráulico da rocha e teriam sido os principais condutos para os fluidos hidrotermais e, deste modo, controlaram o fluxo das soluções hidrotermais ricas em sílica para as rochas sedimentares carbonáticas já depositadas. A soma de todos estes episódios é responsável pela configuração atual da acumulação, rica em sílica, com abundância de *vugs*, fraturas e cavernas, tendo a migração principal do hidrocarboneto ocorrida após esta intensa silicificação (Vieira de Luca *et al.*, 2017, 2019; Carvalho *et al*., 2021, 2023; Braga *et al*., 2024).

Wennberg *et al.* (2021) sugerem que o modelo conceitual para a região do bloco BM-C-33 pode ser fundamentado nos estudos realizados na Bacia do Kwanza, Angola, por Saller *et al.* (2016). Estes autores citam que a biostratigrafia na bacia de Kwanza, baseada principalmente em ostracodes, indica a formação de carbonatos da seção barremiana (rifte) e aptiana (pós-rifte) com crescimento nos altos estruturais, assim como pode ser visto na acumulação de Pão de Açúcar.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para o desenvolvimento desta pesquisa foi necessária a combinação de duas técnicas disseminadas entre a comunidade geocientífica: (i) Atributos Sísmicos; e (ii) Modelagem Estratigráfico-Sedimentológica de Processos Geológicos. Assim, na sequência será apresentada uma suscinta revisão dos conceitos envolvidos a cada uma destas técnicas, precedidos por algumas definições e características das rochas carbonáticas do sistema Pré-Sal.

3.1 Fácies e Domínios Deposicionais Carbonáticos

De acordo com Selley (1985) as fácies carbonáticas correspondem a toda massa de rocha sedimentar que pode ser distinguida pelo seu tipo litológico, estruturas sedimentares, geometria do estrato, conteúdo fossilífero e características físicas, sendo aquelas constituídas predominantemente por carbonato de cálcio (CaCO3).

As fácies que ocorrem em cada um destes ambientes foram descritas e classificadas por diversos autores, como Folk (1962) e Dunhan (1962). Folk classificou as rochas baseado na composição dos grãos e da matriz, enquanto a classificação de Dunhan foi baseada na textura.

O trabalho de Terra *et al*. (2010) tem sido amplamente utilizado para a classificação das rochas carbonáticas do Pré-sal das bacias brasileiras, pois traz adaptações dos trabalhos anteriores para as rochas carbonáticas encontradas em nossas bacias (Figura 5).

Faria (2017) e Faria, Reis & Souza, 2017 (2017) citam que cada fácies sedimentar está relacionada a um conjunto de processos sedimentares e tende a ocorrer com mais expressão em determinados subambientes sedimentares. Estudos de interpretação sedimentológica e estratigráfica da Bacia de Salta realizados por Bento Freire (2012) e Pedrinha (2014) associam a proporção das fácies depositadas à lâmina d'água, à energia e ao posicionamento das bordas do lago.

No caso deste trabalho, embora o foco seja a geometria dos domínios deposicionais e não o estudo e/ou descrição das fácies em si, para cada domínio deposicional apresentado, pode-se estabelecer as possíveis fácies encontradas, com base nos trabalhos citados anteriormente:

i) domínio dos sedimentos de alta energia (AE): compreende fácies retrabalhadas de alta energia (AEret - grainstones/rudstones);

ii) domínio dos *mounds* (*Mounds*): compreende fácies *in situ* de alta energia (AE*is* - *shrubs*);

iii) domínio dos sedimentos de baixa energia (BE): compreende fácies retrabalhadas de baixa energia (BEret – packstones/wackstones) e fácies *in situ* de baixa energia (Be*is* - laminitos finos);

iv) domínio dos sedimentos argilosos (Mud): compreende sedimentos lamosos (Mud – mudstones).

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 5: Classificação de rochas carbonáticas (adaptação de *Terra et al*., 2010).

3.2 *Mounds* Carbonáticos

Wilson (1972) definiu um *mound* como uma edificação equidimensional ou elipsoidal referente a configurações locais de feições carbonáticas. Na área de estudo, essa unidade foi identificada com base em fácies sísmicas usando volumes de amplitude combinados com atributos sísmicos. Tais feições exibem características como uma geometria externa convexa e reflexões sísmicas internas que normalmente apresentam padrões caóticos e descontínuos, formando estruturas positivas. Estas características corroboram com a classificação feita por

Mitchum *et al.* (1977).

O uso de atributos sísmicos permitiu o detalhamento dos *mounds* carbonáticos e a representação espacial 3D destas feições geológicas descritas nos trabalhos de diversos autores, como Wilson (1972), Mitchum *et al*. (1977), Wright (2012) e Hendry *et al*. (2021). Através da compreensão da geometria e posicionamento destes corpos no ambiente de deposição carbonática, foi possível a junção deste entendimento com a modelagem de processos geológicos, a fim de se obter um modelo de crescimento das edificações carbonáticas (*mounds*).

Dessa forma, ao compreender a geometria e a posição desses corpos no ambiente de deposição carbonática, foi possível integrar esse entendimento à modelagem de processos geológicos para obter um modelo de crescimento dos edifícios carbonáticos.

Visto que a área de estudo é complexa, com rochas intensamente silicificadas (Vieira de Luca *et al*., 2017), este modelo vem ao encontro a uma maior compreensão da sedimentação da principal acumulação de hidrocarbonetos da região em questão.

3.3 Atributos Sísmicos

O dado sísmico utilizado na interpretação de feições e ambientes geológicos pode ser compreendido como o registro de campos de onda, geralmente expressos pela propriedade amplitude, gerados na aquisição e processados de forma a gerar uma imagem da subsuperfície. A amplitude sísmica é função das propriedades elásticas do meio e o método sísmico consiste no registro das ondas sísmicas que se propagam em subsuperfície (Simm & Bacon, 2014).

Entende-se por atributo sísmico qualquer medida do dado sísmico que auxilie na melhor visualização ou quantificação de feições geológicas de interesse à interpretação (Brown Jr. & Fischer, 1977). Um bom atributo sísmico é diretamente sensível à feição geológica desejada ou à propriedade de interesse na rocha, também nos auxilia na definição do ambiente tectônico ou deposicional e, deste modo, inferir algumas feições ou propriedades de interesse (Brown Jr. & Fischer, 1977; Chopra & Marfurt, 2007).

Segundo Barnes (2016), são, ainda, importantes “ferramentas” para compreender a geologia de subsuperfície. Chopra & Marfurt (2007) citam que o primeiro atributo sísmico surgiu juntamente com os primeiros registros de sismologia de reflexão na década de 1930, sendo representado por uma simples análise de tempo duplo dos eventos.

No presente trabalho, o volume de amplitude foi utilizado juntamente com a geração e análise de atributos sísmicos (descontinuidade, TecVA e inversão) para auxiliar na

identificação de feições carbonáticas importantes para a caracterização do reservatório da área de estudo na Formação Macabu (acumulação Pão de Açúcar), no Bloco BM-C-33 (Figura 1B).

3.3.1 Descontinuidade

Descontinuidades encontradas no dado sísmico podem ser geradas devido à presença de falhas ou características estratigráficas, que alteram os traços sísmicos, promovendo uma perda de similaridade entre os traços vizinhos (Bahorich & Farmer, 1995).

Os primeiros trabalhos utilizando medidas de coerência sísmica datam da década de 1960 (Gersztenkorn *et al*., 1999). Deste modo, atributos de coerência, como a descontinuidade, permitem extrair características estruturais dos dados sísmicos, medindo similaridade/não similaridade, continuidade/descontinuidade na sísmica (Silva, 2021).

Geologicamente, formas de onda de traços sísmicos altamente coerentes indicam uma litologia lateralmente contínua. Mudanças bruscas na forma de onda podem indicar falhas e/ou fraturas (Chopra & Marfurt, 2007).

3.3.2 TecVA

A Técnica Volume de Amplitude (TecVA) foi proposta por Bulhões (1999) e posteriormente expandida por Bulhões & Amorim (2005) para a utilização em volumes em tempo e profundidade. Tem como objetivo gerar seções sísmicas que ressaltem a geologia da subsuperfície.

A extração de envelope do traço sísmico (fase zero), pressupõe-se que toda reflexão sísmica positiva ou negativa tem significado geológico, representando interfaces entre camadas e melhorando a visualização de descontinuidades (Bulhões & Amorim, 2005). O atributo possibilita o melhor entendimento da geologia em subsuperfície e seus processos deposicionais.

Segundo Enzila (2018), o atributo TecVa pode ser utilizado, entre outros pontos, para: (i) realçar as descontinuidades e a separação dos pacotes ou camadas com contrastes de impedância acústica, auxiliando na interpretação sísmica; (ii) destacar continuidades laterais dos refletores e os contrastes de eventos fracos e fortes; e (iii) ressaltar os altos contrastes de impedância acústica.

3.3.3 Inversão Sísmica

Inversão sísmica é uma técnica que converte a resposta de amplitude sísmica em propriedades de rocha em subsuperfície através da minimização da diferença entre o traço sísmico modelado e o modelo real (Tarantola, 1984; Schuster, 2017).

É um método iterativo de modelagem e comparação: o modelo inicial, definido a partir de informações a priori oriundas da sísmica, perfis de poços e/ou modelos de velocidades, é perturbado e comparado com o dado sísmico. A diferença entre os dois modelos é calculada e o modelo é atualizado iterativamente até que a diferença mínima entre os dados seja alcançada (Russell, 1988).

O método de inversão utilizado foi o determinístico (Russell, 1988), utilizando um modelo de baixa frequência como modelo inicial.

3.4 Modelagem Estratigráfico-Sedimentológica de Processos Geológicos

A modelagem de processos geológicos (modelagem forward), consiste em uma abordagem numérica que simula processos sedimentares, com o objetivo de criar modelos geológicos mais realistas (Warrlich *et al*., 2002; Granjeon, 2014).

Pode, deste modo, auxiliar no entendimento dos efeitos e dos processos sedimentares no registro sedimentar, estimando parâmetros desconhecidos relacionados a estes processos; interpolar e extrapolar dados brutos, utilizando poços e afloramentos; e testar hipóteses de modelos geológicos, comparando-os com os dados observados (Walthan, 1992).

Segundo Bosence *et al*. (1994), para as rochas carbonáticas, provavelmente a modelagem de processos geológicos é a melhor forma de se estudar a sensibilidade dos parâmetros na evolução de uma plataforma carbonática, pois reproduz as arquiteturas desta plataforma em resposta aos principais parâmetros deposicionais, através do empilhamento no tempo e no espaço de elementos individuais.

Este tipo de modelagem, permite uma imagem visual dos efeitos quantitativos dos diversos parâmetros controladores da geometria da plataforma, auxiliando na análise quantitativa da arquitetura de afloramentos e das sequências sísmicas, sabendo-se exatamente qual a posição dos elementos modelados e suas correspondentes idades, além dos parâmetros estratigráficos que levaram ao resultado encontrado na modelagem (Bosence & Waltham, 1990; Benac, 2023).

Bohacs *et al*. (2000) citam que lagos são sistemas que possuem menor volume de água e sedimentos se comparados aos sistemas marinhos e, portanto, são muito mais sensíveis às mudanças na acomodação, relacionadas de forma direta com o clima. Portanto, o nível de um lago varia muito mais rápido e frequente que o do mar, e até mesmo pequenas variações no aporte sedimentar podem trazer grandes impactos nas fácies deposicionais, na profundidade da lâmina d’água e na movimentação da linha de costa (Allen & Allen, 2013).

Esta modelagem requer que os fatores controladores sejam bem definidos e quantificados (Walthan, 1992). Deste modo, as premissas e parâmetros necessários para a modelagem de processos geológicos podem ser resumidas nos seguintes tópicos, que serão explanados posteriormente neste trabalho, baseando-se em Faria (2017) e Faria, Reis & Souza (2017): (i) superfície inicial para a modelagem; (ii) subsidência da bacia para o período considerado; (iii) curva de variação do nível do lago (VNL); (iv) taxa de deposição carbonática por tempo e por batimetria; e (v) mapas de crescimento das feições carbonáticas.

Desta forma, utilizando uma superfície batimétrica para o tempo inicial considerado para a modelagem de processos geológicos, os sedimentos carbonáticos se depositam de acordo com a taxa de deposição estabelecida a priori, com suas espessuras variando em função da produtividade assumida inicialmente e da taxa de acomodação do meio, gerada através de dois principais parâmetros: subsidência da bacia e variação do nível do lago consideradas.

4 MATERIAIS, MÉTODOS E METODOLOGIA

4.1 Materiais

Para a realização das atividades, foi utilizado um volume sísmico 3D, pré-*stack* com migração em profundidade Kirchhoff (KPSDM), obtido do banco de dados da ANP, com resolução vertical de aproximadamente 60 metros, segundo o critério de resolução escolhido (Widess, 1973). O dado cobre uma área total de 1500 km² no Bloco BM-C-33 e cerca de 270 km² na acumulação Pão de Açúcar (Figura 6).

Os três poços perfurados na acumulação (Tabela 1), denominados de PdA-1, PdA-2 e PdA-3, bem como seus perfis adquiridos, também foram carregados do banco de dados da ANP e inseridos no projeto.

Posteriormente, foram obtidas as informações de fácies presentes nos poços, oriundas de um relatório interno (Petrobras, 2009), para dar início à modelagem estratigráfico-sedimentológica de processos geológicos.

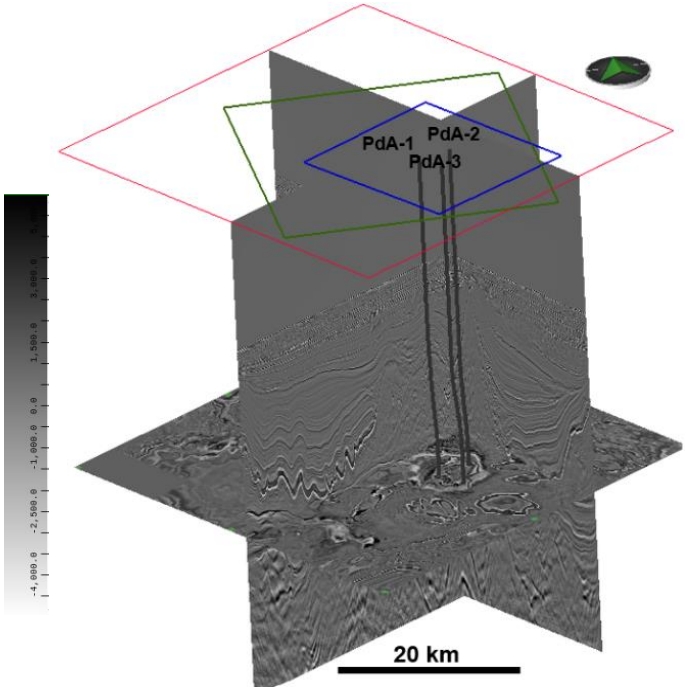


Figura 6: Volume sísmico KPSDM utilizado e os três poços disponíveis no bloco BM-C-33. Os polígonos na porção superior da imagem representam a área total da sísmica adquirida (em vermelho), a área do BM-C-33 (em verde) e, por fim, a área selecionada para o estudo (em azul), abrangendo os três poços perfurados. Na escala de cores utilizada no dado sísmico, valores mais negativos correspondem ao branco.

Nomeclatura ANP	Nome no projeto
1-REPF-12D-RJS	PdA-1
3-REPF-15DA-RJS	PdA-2
3-REPF-16D-RJS	PdA-3

Tabela 1: Nomeclatura ANP e o nome dos poços utilizados no projeto.

4.2 Métodos

Os *softwares* utilizados para o desenvolvimento das atividades foram:

i) *DecisionSpace*®: para interpretação sísmica dos horizontes e delimitação dos corpos carbonáticos através de atributos sísmicos;

ii) Petrel™: para integração dos perfis dos poços;

iii) DIONISOS® (Granjeon, 1996; Granjeon & Joseph, 1999): para modelagem estratigráfico-sedimentológica de processos geológicos

4.3 Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho foi dividida em duas etapas principais: A Etapa I, representa a abordagem majoritariamente sísmica da pesquisa; e a Etapa II, representa a modelagem de processos geológicos, partindo dos resultados, principalmente geometrias e espessuras dos corpos carbonáticos da Etapa I.

4.3.1 Etapa I

A Etapa I (Figura 7) teve por objetivo o melhor entendimento, identificação e interpretação sísmica de detalhe das feições carbonáticas de *mounds* presentes na acumulação Pão de Açucar, através da geração e combinação de atributos sísmicos que auxiliaram nesta delimitação dos corpos carbonáticos na Formação Macabu, Pré-sal da Bacia de Campos.

Após a correlação sísmica-poço dos três poços perfurados na área de estudo, foi realizada uma análise global dos dados, com a interpretação estratigráfica dos horizontes sísmicos e feições observáveis na sísmica.

A partir de então, com os atributos sísmicos combinados, foi possível a identificação das feições carbonáticas de *mounds* importantes para a caracterização do reservatório.

Foram gerados dois principais produtos de input para a Etapa II: polígonos (envoltórias)

de ocorrência dos corpos carbonáticos de *mounds* interpretados e respectivos mapas de espessura.

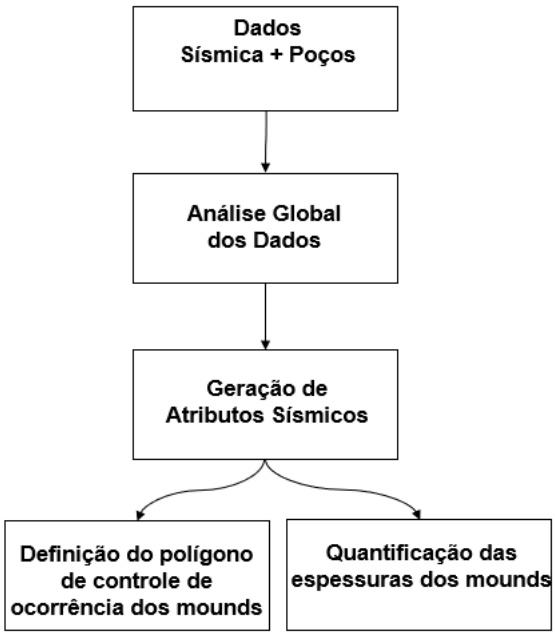


Figura 7: *Workflow* da Etapa I realizada neste trabalho.

4.3.2 Etapa II

A Etapa II (Figura 8) contemplou o entendimento dos tempos de sedimentação das feições carbonáticas de *mounds*, identificadas e interpretadas em detalhe na Etapa I, e a proposição de modelos de crescimento destas edificações carbonáticas na área da acumulação Pão de Açúcar, através da modelagem de processos geológicos.

Deste modo, o intuito foi a criação de modelos viáveis de deposição e crescimento destes corpos geológicos, baseando-se principalmente na geometria dos domínios deposicionais e não nas fácies em si (item 3.1).

As feições carbonáticas identificadas e individualizadas no dado sísmico, foram, primeiramente, agrupadas em três tempos distintos de sedimentação. Baseando-se nos resultados apresentados por Faria (2017), Faria, Reis & Souza (2017), Benac (2023) e Benac *et al*. (2023, 2024) foram obtidos os demais insumos necessários para utilização na modelagem do crescimento dos *mounds*: variação batimétrica, subsidência da bacia, curva de variação do nível do lago (VNL), taxa de deposição por fácies carbonáticas e mapas de crescimento dos *mounds*.

A limitação em área da ocorrência do crescimento dos carbonatos foi realizada através dos polígonos definidos no reconhecimento e mapeamento das feições identificadas na Etapa I,

preservando, deste modo, suas geometrias externas na modelagem dos processos geológicos aplicada.

Na primeira abordagem da Etapa II, foram considerados somente os polígonos (envoltórias) de ocorrências dos corpos carbonáticos interpretados. Já na segunda abordagem, além destes polígonos, foram consideradas as espessuras dos *mounds*.

Dois modelos de domínios deposicionais foram gerados. No primeiro modelo, Modelo A, mapas de tendência de produtividade dos carbonatos *mound*s, com valores variando de 0 a 1 (multiplicadores), foram utilizados e, no segundo, optou-se pela mudança única nesta condição de contorno da modelagem, aplicando-se como mapas de produtividade as espessuras normalizadas de 0 a 2 de cada um dos *mounds* delimitados (Modelo B).

Posteriormente, aplicou-se um filtro para a separação destas feições de *mounds* do restante dos domínios deposicionais, de modo a se obter dois diferentes modelos representativos dos crescimentos das edificações carbonáticas.

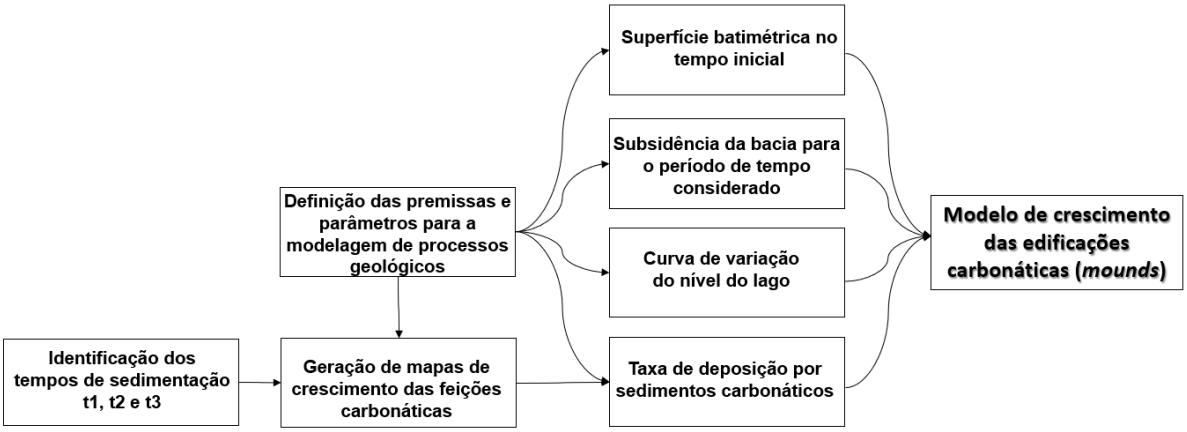


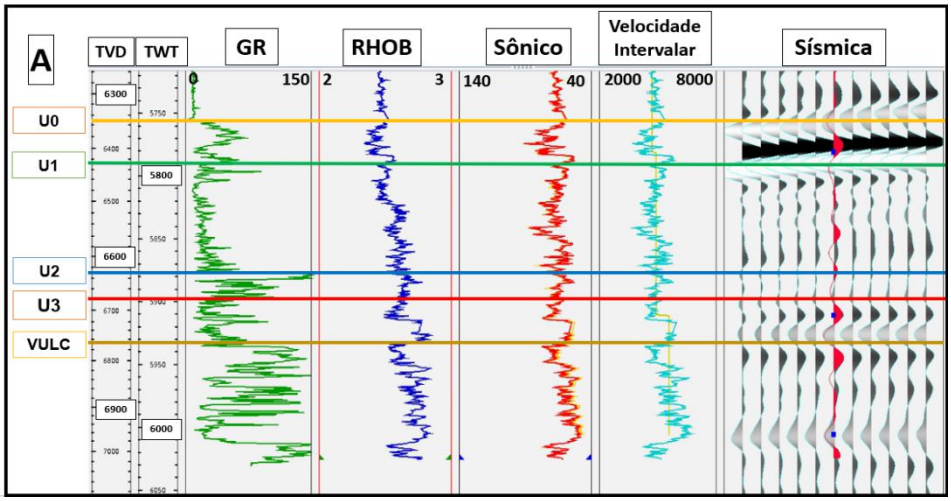
Figura 8: *Workflow* da Etapa II realizada neste trabalho.

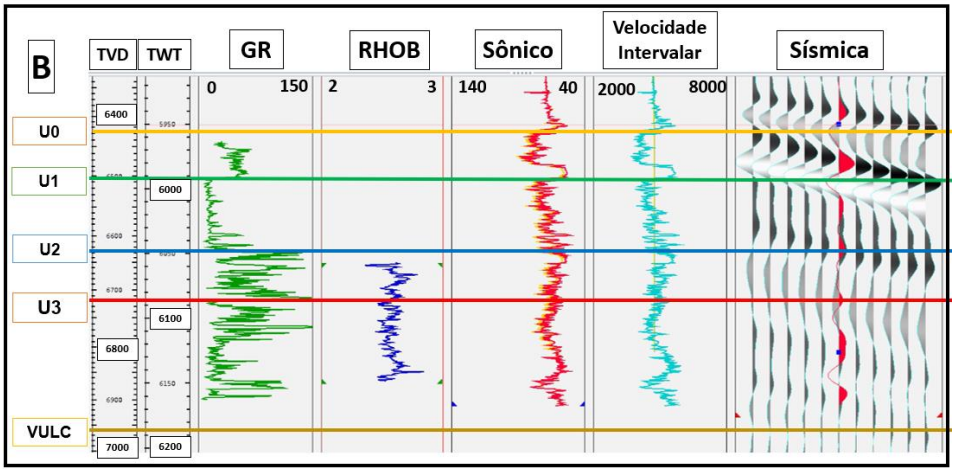
5 RESULTADOS

5.1 Análise Global dos Dados e Atributos Sísmicos

Após o controle de qualidade foi realizada a amarração poço-sísmica dos poços e identificação dos topos das unidades na Formação Macabu, do topo para a base: U0, U1, U2, U3 e VULC. Os resultados obtidos foram satisfatórios, com uma boa correlação entre o dado sísmico e o sismograma sintético, com coeficientes de correlação das amarrações iguais a 0,63, 0,70 e 0,80 para PdA-1, PdA-2 e PdA-3, respectivamente (Figura 9).

Posteriormente, realizou-se a interpretação estratigráfica dos horizontes sísmicos no volume de amplitude, dentro de uma área de aproximadamente 270 km².





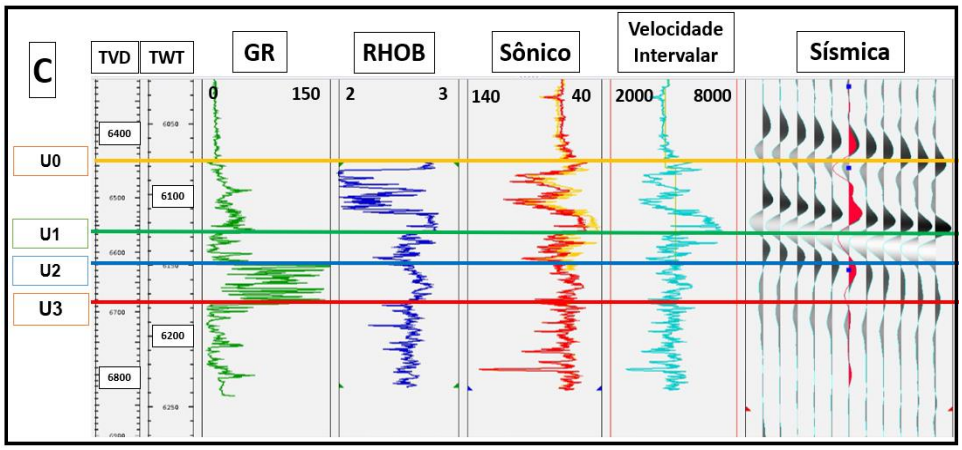


Figura 9: Amarração tempo *vs* profundidade dos três poços perfurados na área de estudo. (A) PdA-1; (B) PdA-2 e (C) PdA-3. As colunas nas imagens representam, da esquerda para a direita: Unidade identificada; Profundidade (TVD- m); Tempo (TWT - ms); *Gamma Ray* (GR – gAPI); Densidade (RHOB - g/cm³); Sônico (ft/ms); Velocidade Intervalar (m/s) e Dado sísmico em escala *Wiggle* (em preto e branco) + Sismograma sintético (em vermelho). Os topos das unidades correspondem as linhas verticais.

Os topos estruturais das quatro unidades (U0, U1, U2, U3), bem como das rochas vulcânicas (VULC), estão ilustrados na Figura 10.

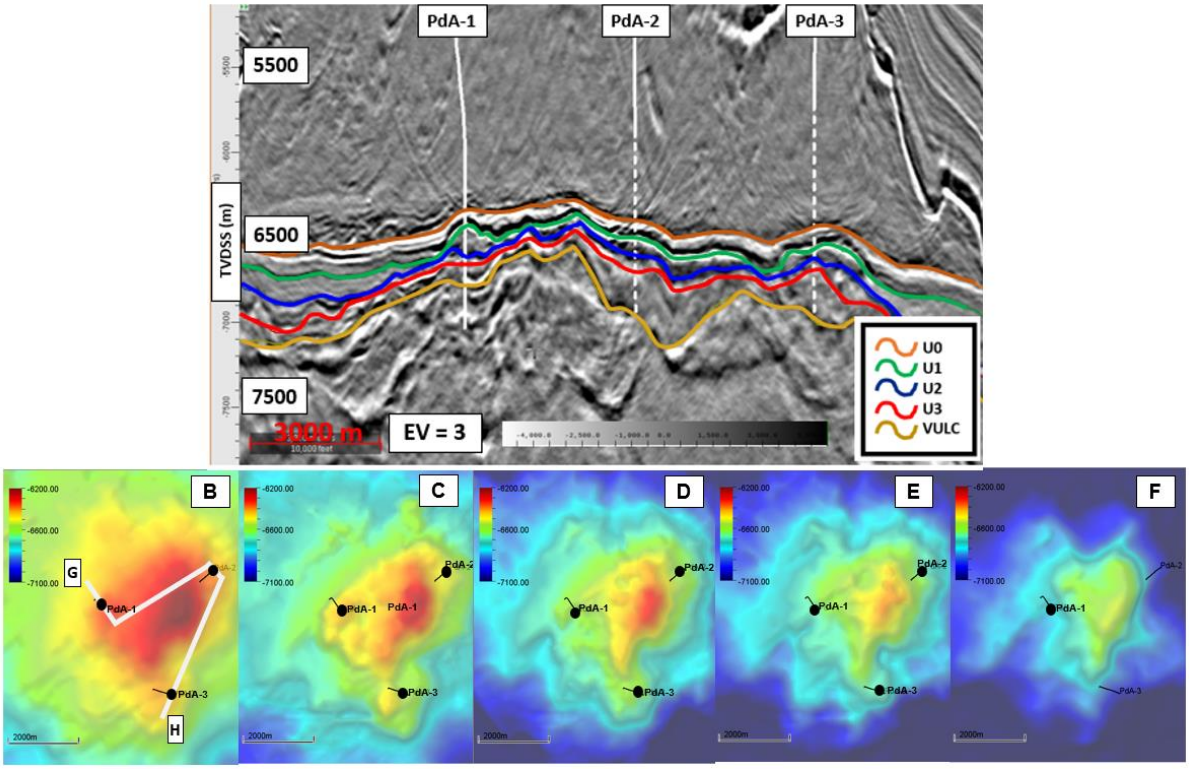


Figura 10: (A) Seção sísmica arbitrária G-H (linha branca na Figura 10B), mostrando o posicionamento dos horizontes interpretados e os poços perfurados. (B) U0; (C) U1; (D) U2; (E) U3; e (F) VULC. Na escala de cores utilizada para os dados de amplitude sísmica, valores mais negativos correspondem à cor branca.

Nesta primeira etapa do trabalho, o dado de amplitude foi utilizado juntamente com a geração e análise de atributos sísmicos para auxiliar na identificação das feições de *mounds* carbonáticos, que são importantes para a caracterização do reservatório na área de estudo. A unidade U1 da Formação Macabu corresponde ao principal intervalo de ocorrência destas feições (Figura 11A e Figura 11B).

Primeiramente, utilizando-se o dado de amplitude sísmica foi possível a identificação de refletores com geometria externa convexa *upward* e *downlaps* bidirecionais internos (refletores sísmicos mais novos projetam-se com maior ângulo em direção ao refletor mais antigo abaixo), com baixas a moderadas amplitudes representativos das feições carbonáticas de *mounds* (Figura 11C).

Posteriormente, o cubo de descontinuidade gerado propiciou um melhor entendimento e análise dos padrões sísmicos observados dentro da U1. Foi possível reconhecer um padrão caótico com refletores descontínuos a semi-contínuos dentro das estruturas identificadas (Figura 11D).

Juntamente a isto, a inversão sísmica foi utilizada, em conjunto com a técnica TecVA, para auxiliar no mapeamento de detalhe dos horizontes internos dos corpos carbonáticos (Figura 11E).

Deste modo, foi possível um melhor entendimento da geologia em subsuperfície e seus processos deposicionais, através da identificação de diversos padrões de crescimentos internos dos carbonatos em toda a unidade estudada. Este padrão de crescimento está ilustrado na Figura 11E (através das linhas pontilhadas internamente à feição de mound) e na Figura 12, na qual observa-se o detalhamento realizado na mesma linha arbitrária ilustrada anteriormente na Figura 11B.

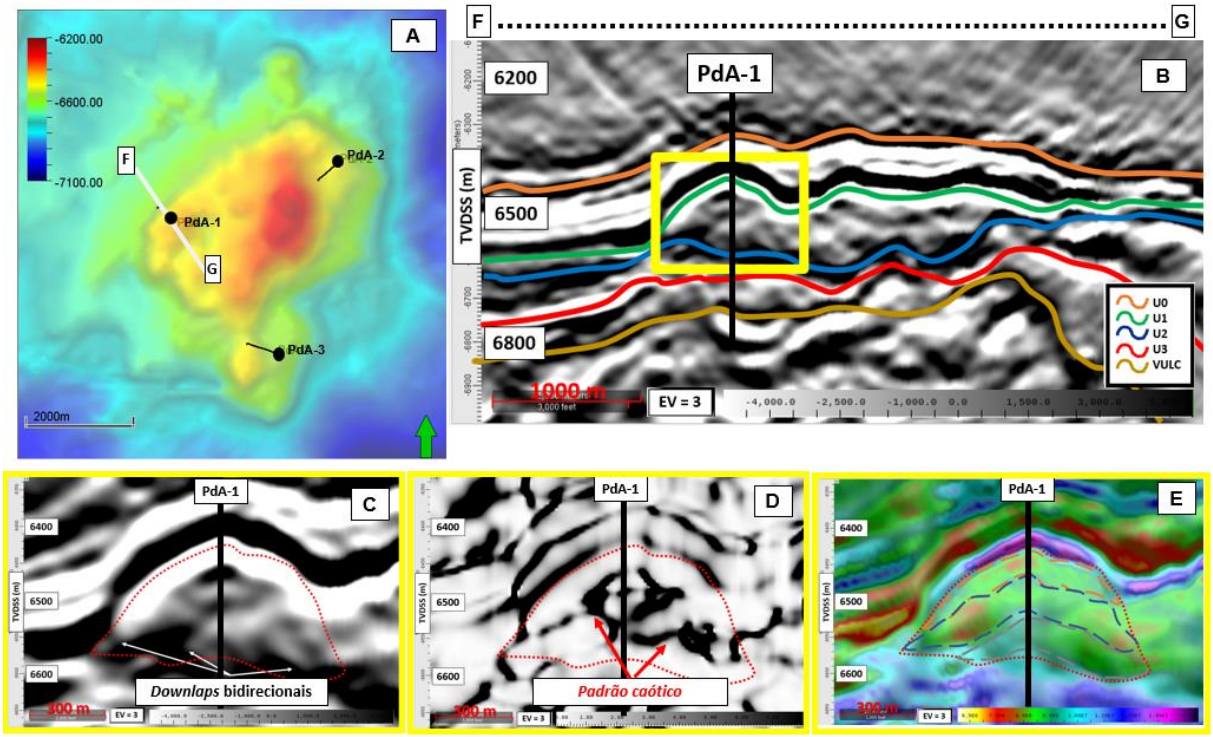


Figura 11: (A) Mapa estrutural do topo da U1, com a indicação da seção sísmica arbitrária (linha branca) passando pelo poço PdA-1. (B) Seção sísmica arbitrária representada em A, com os topos da U0, U1, U2, U3 e vulcânicas. Delimitado pelo quadrado amarelo, está um dos *mounds* mapeados na U1, visto em detalhe nas imagens seguintes: (C) amplitude sísmica, com indicação dos *downlaps* bidirecionais internos (setas brancas); (D) atributo de descontinuidade, com indicação do padrão caótico dos refletores (setas vermelhas); e (E) inversão sísmica sobreposta à técnica de TecVA, com representação dos padrões de crescimentos dentro da feição de *mound* (linhas internas pontilhadas) (modificado de Carvalho *et al*., 2023).

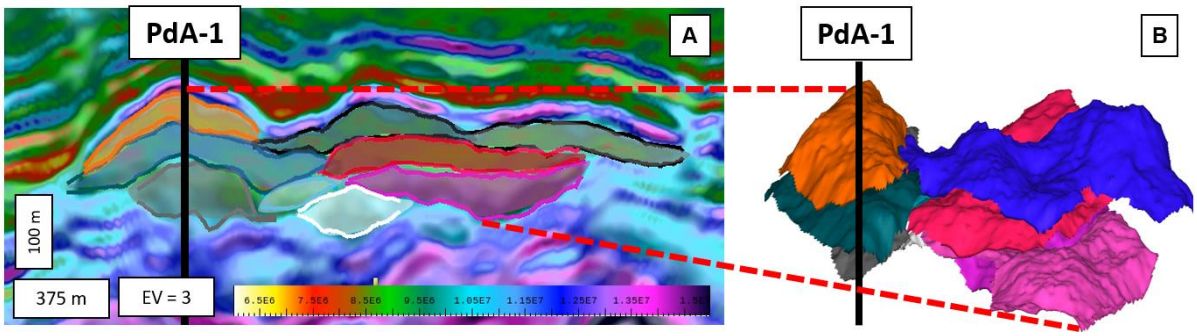


Figura 12: (A) Seção arbitrária do volume de inversão sísmica na região do poço PdA-1, sobreposto à técnica de TecVA, ilustrando o detalhamento das feições carbonáticas realizado na U1. (B) Visualização 3D dos destes mesmos *mounds* mapeados (modificado de Carvalho *et al*., 2023).

5.2 Modelagem Estratigráfico-Sedimentológica de Processos Geológicos e Geração de Modelos de Crescimento das Edificações Carbonáticas

Para realizar a modelagem de processos geológicos (simulação forward) foi necessário a definição de alguns parâmetros e premissas: intervalo de tempo geológico a ser considerado; superfície batimétrica no tempo inicial da simulação; subsidência da bacia; variação do nível do lago e, por fim, as taxas de deposição carbonática.

Vale ressaltar que nos modelos testados não foi considerado nenhum tipo de erosão e transporte. Ademais, os sedimentos são representativos de uma condição deposicional primária, ou seja, fatores diagenéticos não foram levados em consideração.

Os *mounds* interpretados e individualizados na U1 de Pão de Açúcar foram divididos em três intervalos de tempos de sedimentação: t1, t2 e t3 (Figura 13). Estes três tempos compõem um período total de sedimentação proposto de 3 Ma, de 115 a 112 Ma, compondo a parte superior da Formação Macabu (Winter, Jahnert & Franca, 2007; Vieira de Luca *et al*., 2017, 2019; Leandro *et al*., 2022).

Sabe-se que pode haver uma variação para menos ou para mais no tempo de deposição utilizado, bem como superfícies de erosão e/ou não deposição (hiatos), porém, como o objetivo deste trabalho não é a análise de datação geológica, decidiu-se seguir com esse intervalo.

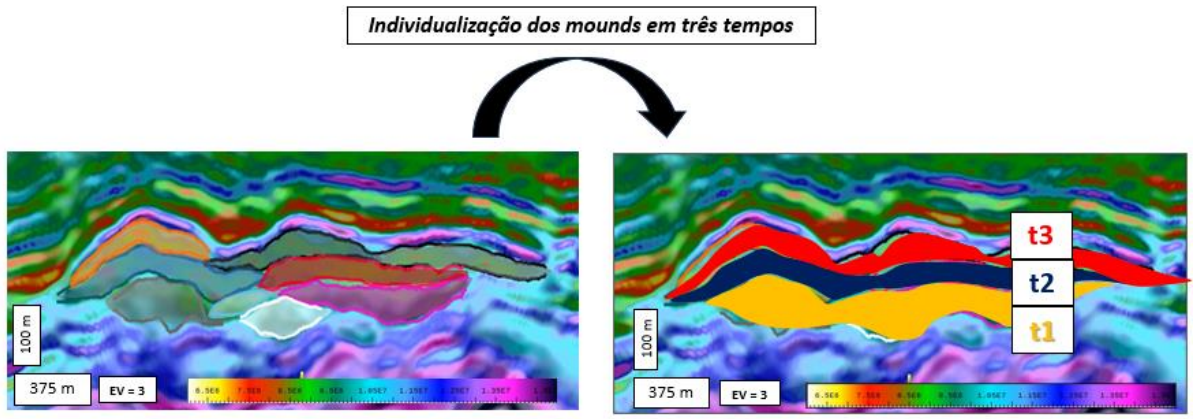


Figura 13: Seção sísmica de impedância, com detalhe da divisão dos *mounds* da U1, individualizados na Etapa I, em três tempos distintos de sedimentação: t1, t2 e t3, contemplando o intervalo total de 3 Ma (de 115 a 112 Ma). Seção sísmica com exagero vertical de 3 vezes.

Utilizando uma transformação por normalização estatística linear, a superfície batimétrica no tempo inicial, em 115 Ma, foi calculada a partir do horizonte interpretado como U2 (base da U1, i.e., base dos *mounds*), com profundidades entre 0 e 60 metros, considerando

as maiores profundidades deste horizonte como tendo as maiores batimetrias, de acordo com os trabalhos de Faria (2017), Faria, Reis & Souza (2017), Benac (2023) e Benac *et al.* (2023, 2024).

Na Figura 14, observa-se a superfície estratigráfica basal da U1 e a superfície batimétrica no tempo inicial.

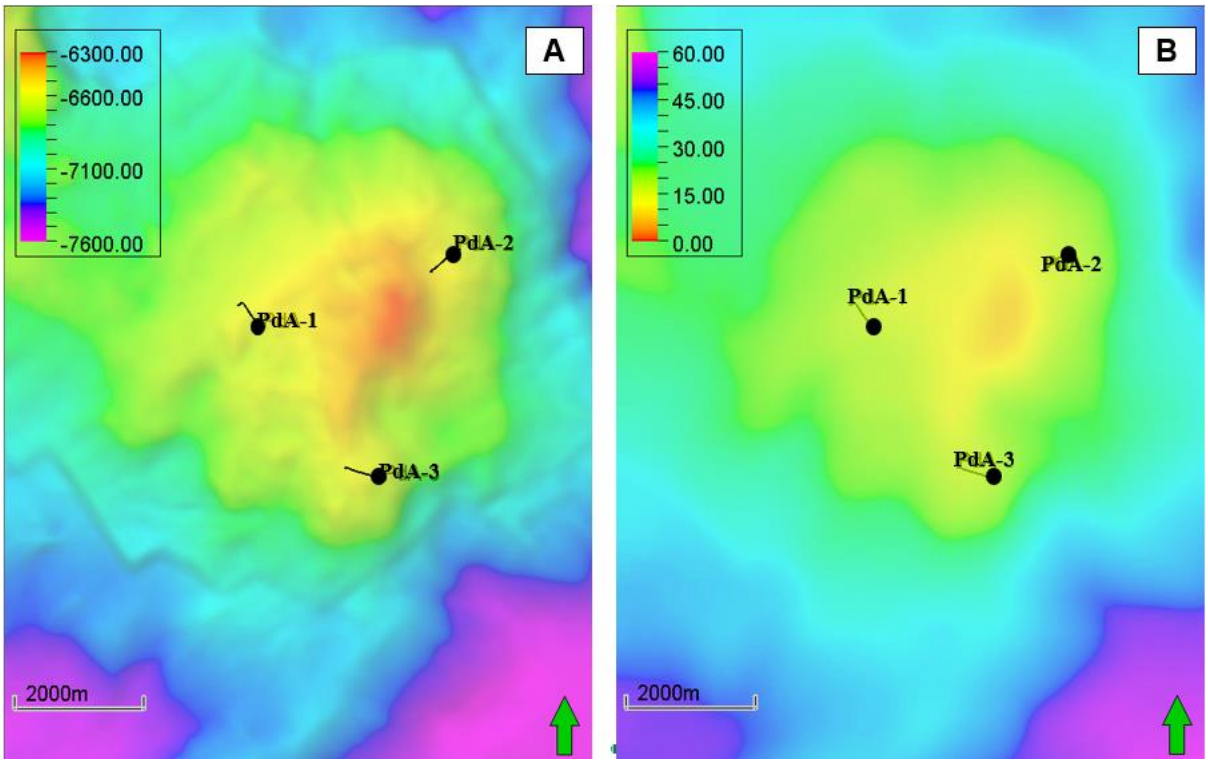


Figura 14: (A) Base estrutural da U1 (base dos *mounds*). (B) Superfície batimétrica no tempo inicial da deposição, em 115 Ma, com valores entre 0 e 60 metros.

Para representar melhor a variação de geração do espaço de acomodação (maior nos baixos e menor nos altos), utilizou-se um mapa de subsidência diferencial.

De acordo com o exposto em Contreras *et al*. (2010), a taxa de subsidência para a Bacia de Campos seria de aproximadamente 70 m/Ma para o período considerado (Figura 15). Deste modo, a subsidência da bacia foi gerada por normalização a partir da espessura da U1, apresentando valores entre 40 e 200 metros, para o total de 3 Ma (115 a 112 Ma). Como o período considerado foi de 3 Ma, decidiu-se estipular o máximo da subsidência em 200 metros, mantendo 40 metros iniciais para o desenvolvimento dos carbonatos.

Como ainda não há confirmação sobre a comunicação da plataforma carbonática de Pão de Açúcar com a acumulação vizinha (Gávea), foi feita uma edição manual neste mapa de subsidência para a área de estudo, de modo a isolá-la em sua porção oeste (Figura 16).

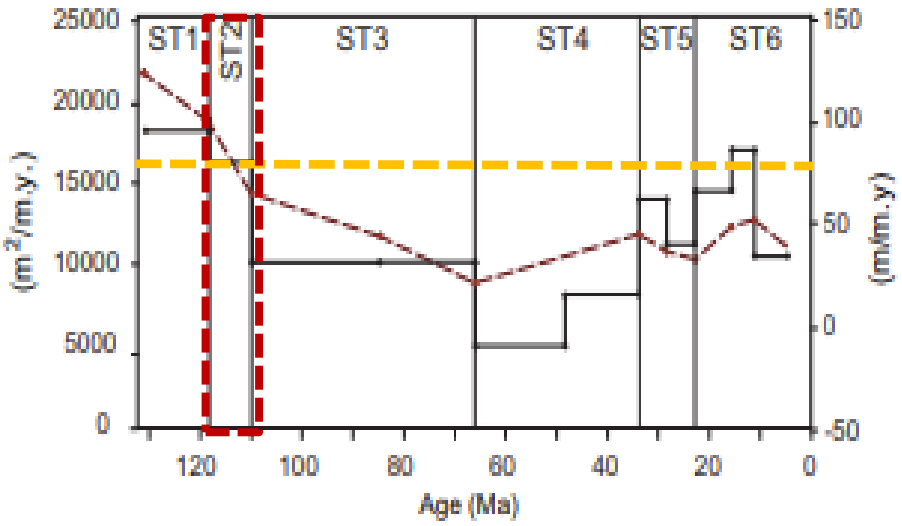


Figura 15: Curva de subsidência do Barremiano ao Holoceno (linha pontilhada vermelha), variação do fluxo de sedimento (linha preta) para a Bacia de Campos nos últimos 130 Ma, proposta por Contreras *et al.* (2010). A linha pontilhada amarela indica a marcação da taxa de subsidência de 70 m/Ma, indicada para o período considerado nesse estudo, marcado na imagem pelo quadrado vermelho (ST2).

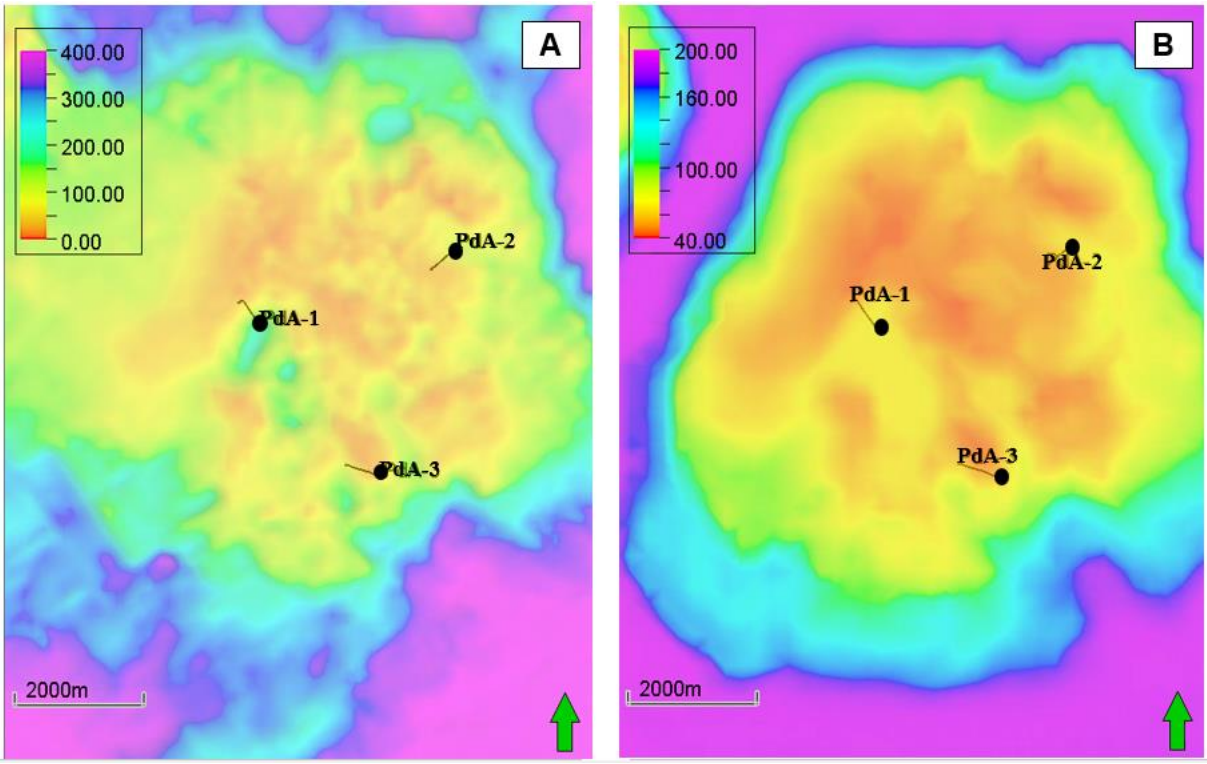


Figura 16: (A) Mapa de espessura total da U1. (B) Mapa de subsidência diferencial gerado, com valores entre 40 e 200 m, equivalente a subsidência da bacia para o período considerado de 3 Ma (115 a 112 Ma).

A curva de variação do nível do lago (VNL) foi gerada a partir de um perfil batimétrico conceitual de ocorrência de fácies carbonáticas. Partindo deste conceito, foi utilizada a proporção oriunda da curva de proporção vertical (VPC) das fácies interpretadas nos poços presentes na área de estudo, baseadas de relatório interno, Petrobras (2009).

A proporção de fácies consideradas na VPC e utilizadas para a construção da VNL foram: retrabalhadas de alta energia (AEret), *in situ* de alta energia (AE*is*), *in situ* de baixa energia (BE*is*), retrabalhadas de baixa energia (BEret) e sedimentos argilosos (Mud).

Abaixo, segue a equação final para a VNL (Equação 1), bem como a Figura 17 e Figura 18, que ilustram, respectivamente, a VPC dos poços perfurados em Pão de Açúcar e a curva VNL gerada a partir da Equação 1.

$$\boldsymbol{VNL = (AEret * 10) + (AEis * 20) + (BEis * 60) + (BEret * 80) + (Mud * 100)}$$

Equação 1: Curva de variação do nível do lago (VNL)

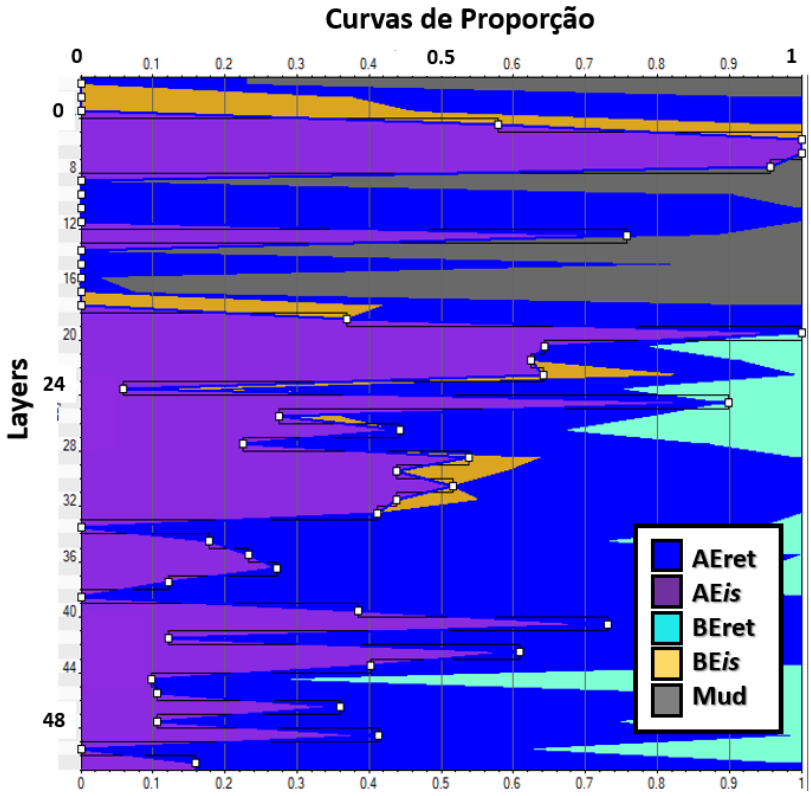


Figura 17: VPC dos poços de Pão de Açúcar, com as fácies consideradas para a geração da VNL: retrabalhadas de alta energia (AEret – azul marinho), *in situ* de alta energia (AEis - roxo), retrabalhado de baixa energia (BEret – azul ciano), *in situ* de baixa energia (BE*is* - amarelo) e sedimentos argilosos (Mud - cinza). Cada camada do eixo vertical corresponde a 4 m.

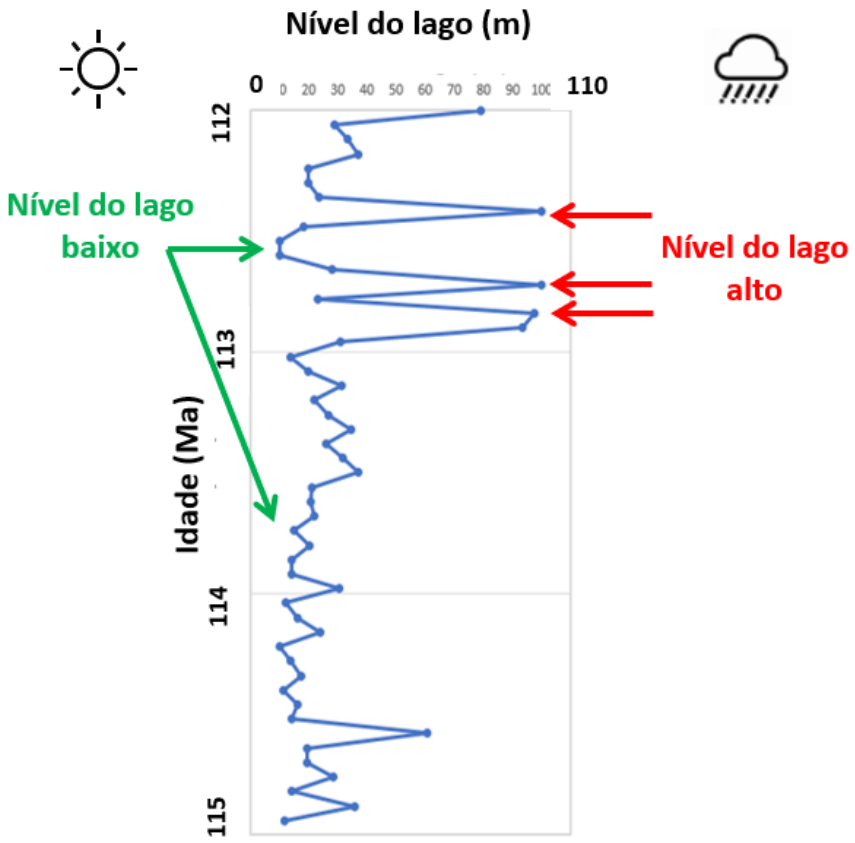


Figura 18: Curva VNL gerada a partir da Equação 1, para os 3 Ma de anos considerados (115 a 112 Ma), com indicações de alguns pontos de nível de lago mais baixo (setas verdes) e de nível de lago mais alto (setas vermelhas) da plataforma carbonática.

Como mencionado anteriormente, a modelagem de processos sedimentares aqui apresentada foi focada nos domínios deposicionais apresentados no item 3.1. Neste sentido, os domínios deposicionais refletiriam uma associação das fácies interpretadas nos poços. De acordo com o exposto nos trabalhos de Faria (2017) e Faria, Reis & Souza (2017), a taxa de sedimentação utilizada para estes sedimentos carbonáticos foi de 80 m/Ma (0,08 mm/ano).

O valor considerado na deposição por profundidade é um coeficiente adimensional (de 0 a 1), que multiplica o valor da deposição por tempo. O domínio dos sedimentos de alta energia (AE) ocorre na faixa batimétrica de 0 a 20 metros; o domínio dos *mounds* ocorre na faixa batimétrica de 0 a 80 metros; o domínio dos sedimentos de baixa energia (BE) ocorre na faixa batimétrica de 5 a 60 metros; e, por fim, o domínio dos sedimentos argilosos (Mud) ocorre na faixa batimétrica de 20 a 100 metros. As taxas de deposição utilizadas estão representadas na Figura 19.

Apesar da profundidade inicial do lago variar de 0 a 60 m, com a atuação da subsidência e das curvas de variação do nível do lago durante as simulações, a batimetria do lago chega a atingir profundidades maiores que 100 metros (Figura 18). Por esta razão, a deposição por profundidade varia de 0 a 100 metros.

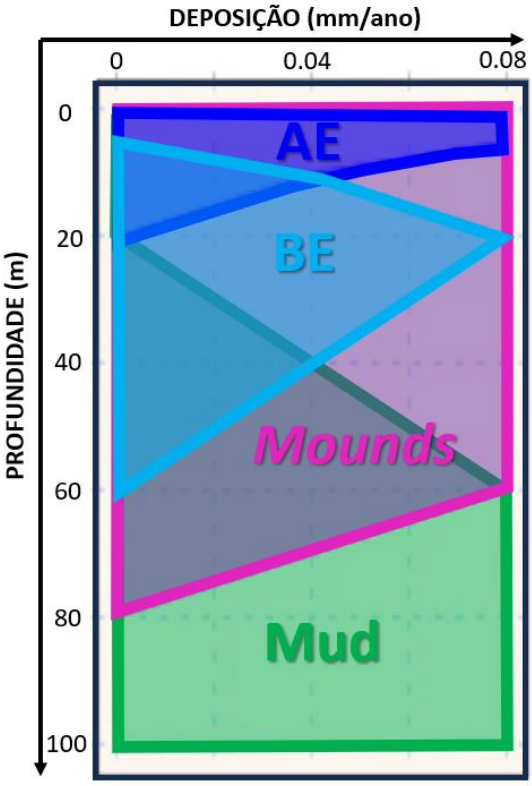


Figura 19: Taxas de deposição para os domínios deposicionais considerados, de acordo com a profundidade do lago. Legenda: AE - domínio dos sedimentos de alta energia (azul escuro); *Mounds* - domínio dos *mounds* (rosa); BE - domínio dos sedimentos de baixa energia (azul claro); e Mud - domínio dos sedimentos argilosos (verde).

Posteriormente, foram gerados mapas de produtividade para os três tempos, t1, t2 e t3, considerados na modelagem de processos geológicos realizada. Como mencionado no item 4.3.2, duas abordagens foram consideradas: na primeira, somente os polígonos (envoltórias) de ocorrências dos *mounds* interpretados foram considerados, com multiplicadores de 0 a 1, e na segunda, além destes polígonos, foram consideradas as espessuras dos *mounds*, com multiplicadores de 0 a 2. Esta diferença nos multiplicadores foi necessária devido à baixa produtividade de *mounds* na segunda abordagem, quando se utilizou multiplicadores de 0 a 1.

Tais mapas, limitaram a ocorrência dos carbonatos *mounds* por regiões na modelagem de processos geológicos, atuando como multiplicadores (Figura 20).

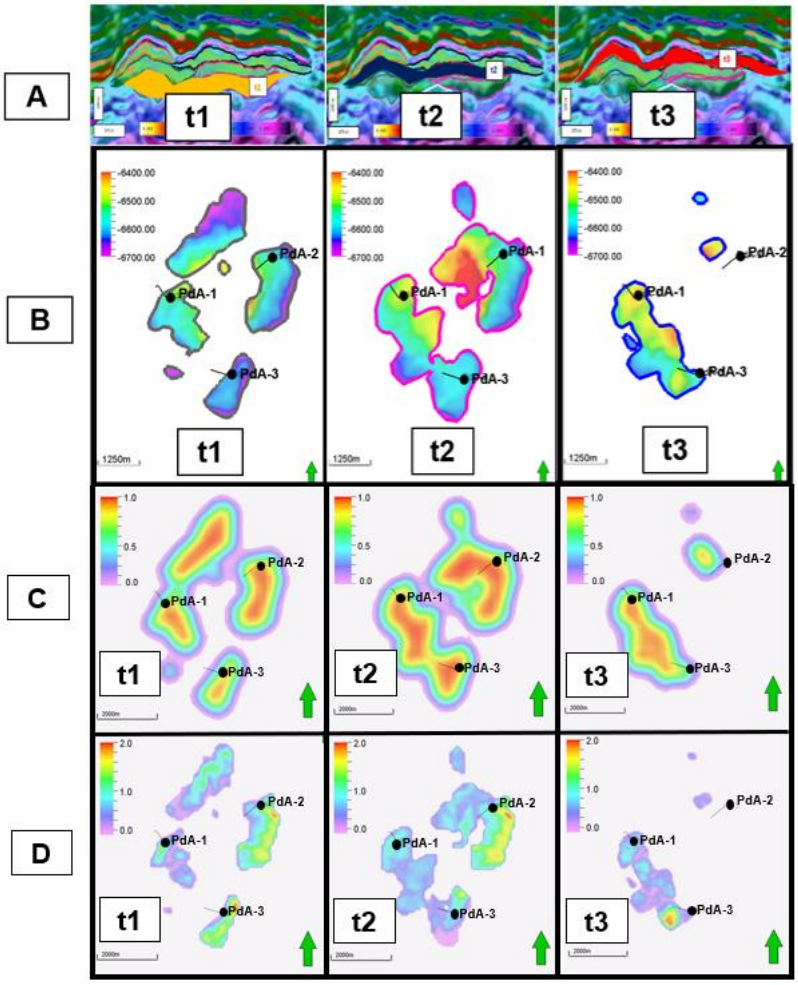


Figura 20: Mapas de produtividade para os carbonatos *mounds*, para os três tempos considerados na modelagem de processos sedimentares: t1, t2 e t3. Linha (A): seção arbitrária ilustrando o posicionamento dos três tempos considerados; Linha (B): polígonos de ocorrência dos *mounds* interpretados no dado sísmico, com seus topos estruturais; Linha (C): mapas de tendência de produtividade dos *mound*s gerados a partir das envoltórias, com valores variando de 0 a 1 (multiplicadores) de cada um dos corpos considerados e ilustrados na linha (B); Linha (D): mapas de produtividade gerados utilizando as envoltórias e as espessuras normalizadas de 0 a 2 (multiplicadores) de cada um dos corpos considerados e ilustrados na linha (B).

Foram gerados na modelagem de processos geológicos dois modelos de domínios deposicionais para a área em estudo com diferentes modos de crescimento dos *mounds* (Figura 21), referidos como Modelo A e Modelo B.

Modelo A: considerou os mapas de tendência de produtividade dos carbonatos *mounds*, construídos a partir das envoltórias dos *mounds* mapeados, com valores variando de 0 a 1;

Modelo B: considerou os mapas de produtividade gerados a partir das envoltórias e das espessuras normalizadas de 0 a 2 de cada um dos *mounds* mapeados.

Esta diferença nos valores dos mapas de normalização foi necessária para que se tivesse uma produção de carbonatos mais coerente com o observado na sísmica, em ambos os modelos. Se o Modelo A tivesse uma produtividade 2 vezes maior, que é o caso do Modelo B, iria topar no espaço de acomodação e este modelo ficaria cada vez mais agradado, suavizado e quadrado.

Todos as outras parametrizações envolvidas na modelagem citadas anteriormente foram as mesmas para ambos os modelos.

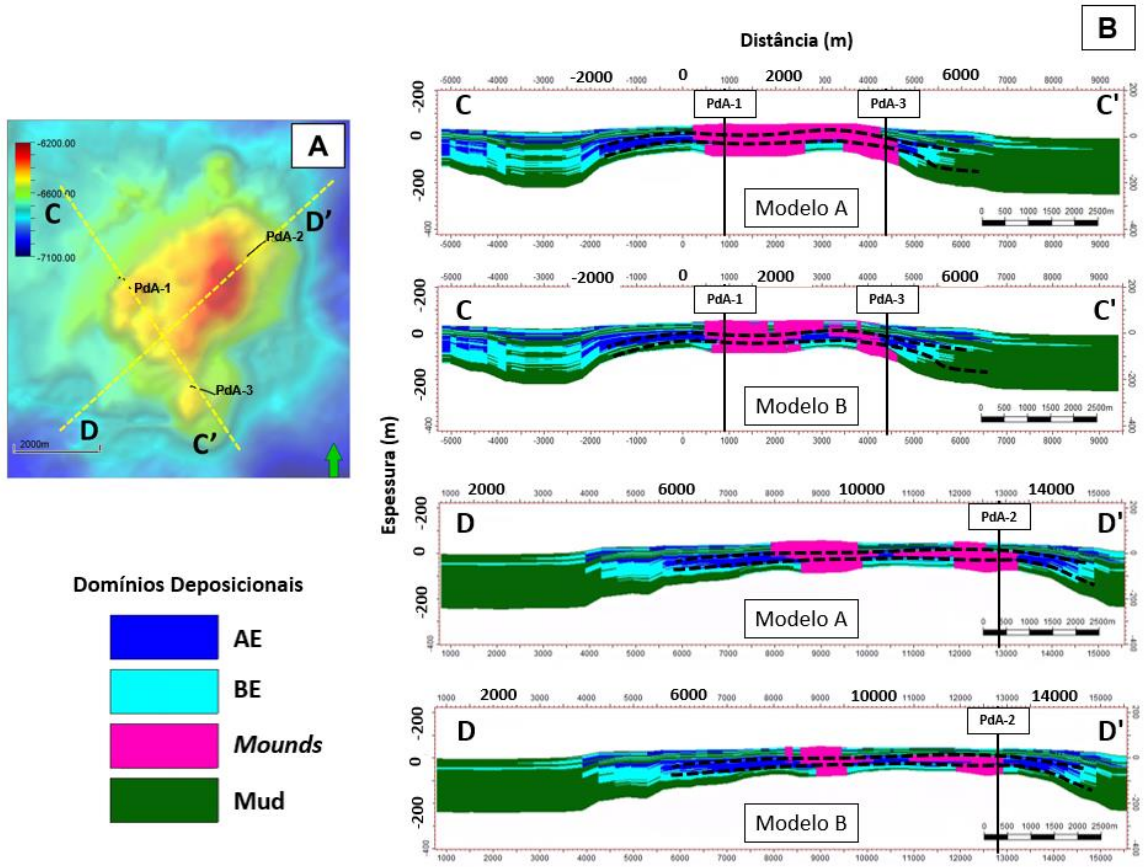


Figura 21: (A) Topo estrutural da U1 com a localização das linhas arbitrárias passando pelos modelos dos domínios deposicionais construídos na modelagem de processos geológicos. (B) Seções arbitrárias ilustrando os dois modelos, A e B, com linhas pontilhadas em preto indicando as divisões dos tempos considerados. Notar que as diferenças entre o Modelo A e o Modelo B se dão apenas no crescimento dos *mounds* (rosa), visto que todas as demais premissas e parâmetros são iguais em ambos os modelos. Legenda: AE - domínio dos sedimentos de alta energia (azul escuro); BE - domínio dos sedimentos de baixa energia (azul claro); *Mounds* - domínio dos *mounds* (rosa) e Mud - domínio dos sedimentos argilosos (verde).

Após a construção destes dois modelos de domínios deposicionais, Modelo A e Modelo B, foi aplicado um filtro para individualizar o domínio dos *mounds* do restante dos domínios deposicionais.

Em seguida, foram realizadas comparações entre as espessuras destes corpos carbonáticos mapeados na sísmica e as espessuras dos mesmos geradas pelos dois modelos,

através de mapas de diferença, objetivando analisar a consistência entre as espessuras obtidas pelos diferentes métodos.

Os resultados destas comparações tempo a tempo (t1, t2 e t3), por regiões, estão apresentados abaixo.

5.2.1 Tempo t1

5.2.1.1 Região do Poço PdA-1

Os mapas de diferença de espessura (sísmica menos modelo) mostram que para no tempo t1 a geometria do mound em torno do poço PdA-1 (Figura 22) foi bem representada em ambas as modelagens realizadas. As exceções ocorrem quando observamos de forma pontual as maiores diferenças de espessura na porção próximo ao poço (tons de vermelho) e em regiões com valores mais negativos (tons de azul).

Na região mais próxima do poço PdA-1, destaca-se a diferença de aproximadamente 30 metros que os modelos precisariam alcançar para atingir a espessura vista na sísmica. Vale destacar que esta área é a porção mais espessa dos *mounds* interpretados na U1. Portanto, uma hipótese seria que esta região do poço PdA-1 teria uma taxa de deposição carbonática maior que seu entorno.

Por outro lado, os valores mais negativos representam regiões onde os modelos apresentaram crescimento carbonático maior que os corpos interpretados na sísmica. Neste caso, observa-se que os corpos mapeados são muito delgados, principalmente em suas bordas, dificultando sua representação de forma adequada no modelo. Quando isso acontece, o Modelo A representa estes corpos de forma contínua e mais suavizada, por isso observamos os tons azulados mais evidentes no mapa de diferença para o Modelo A (Figura 22C).

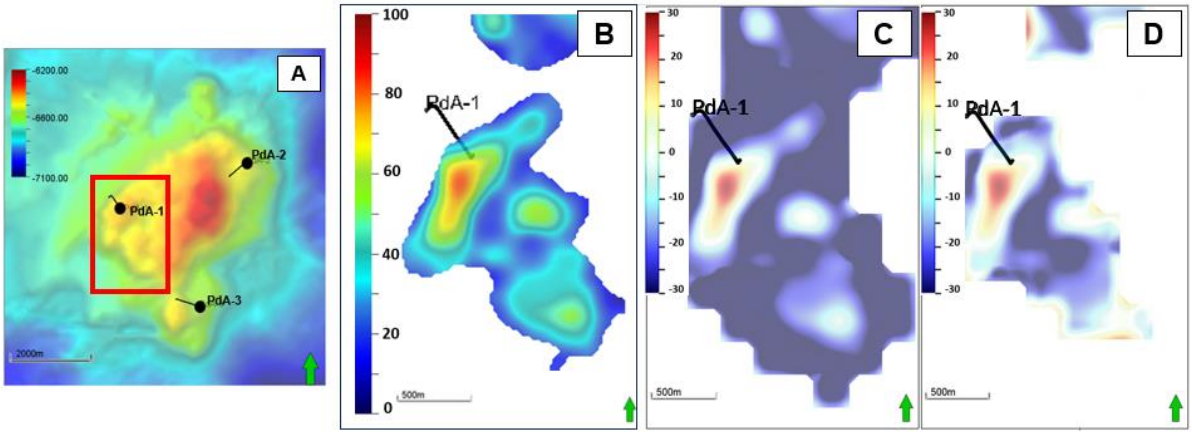


Figura 22: (A) Topo estrutural da U1, ilustrando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para o tempo t1, com valores de 0 a 100 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Destaque para a diferença de espessura na região mais próxima ao poço PdA-1.

5.2.1.2 Região Leste do Poço PdA-2

Na definição do mound desta área através do mapeamento sísmico, o mesmo foi considerado como um corpo único devido à falta de resolução sísmica para detalhamento interno e separação dos tempos de sedimentação. Por este motivo, foi utilizado o mesmo mapa de espessura e contorno para elaboração dos mapas de produtividade nos tempos t1 e t2. Quando somamos as espessuras modeladas para este corpo em t1 e t2 para comparação com a sísmica, observamos que os valores são compatíveis, com diferenças de cerca de 10 a 15 metros.

Assim, excluindo-se os valores mais negativos, assim como foi dito acima para a região do PdA-1, o corpo foi bem representado nas modelagens, com predomínio dos tons esbranquiçados em suas porções principais, que representam variações de espessuras de -5 a 5 metros em ambos os mapas de diferença da sísmica para os modelos gerados (Figura 23).

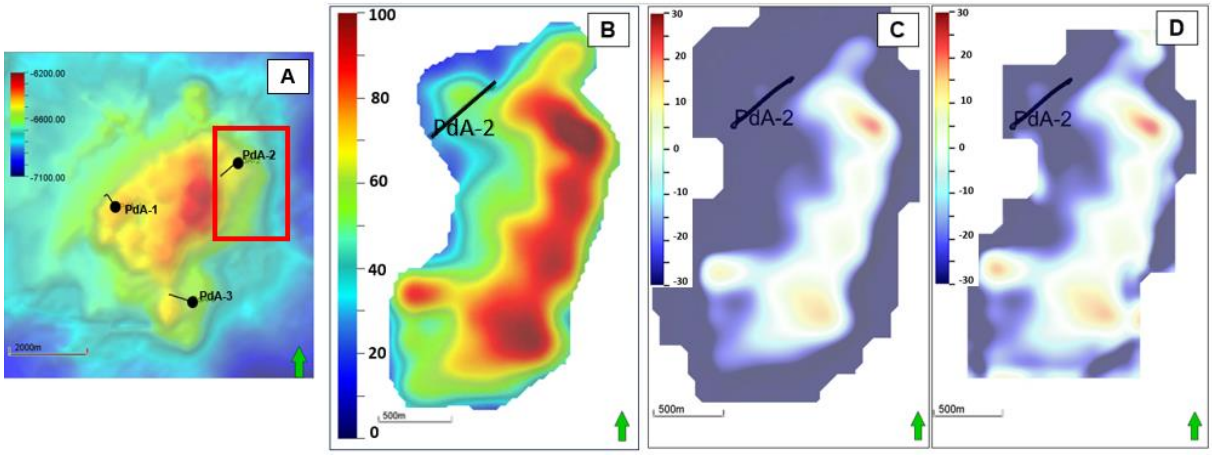


Figura 23: (A) Topo estrutural da U1, ilustrando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para o tempo t1, com valores de 0 a 100 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Observa-se o predomínio dos tons esbranquiçados nas porções principais do corpo em questão, com valores de -5 a 5 metros.

5.2.1.3 Região do Poço PdA-3

Os mapas de diferença de espessura (sísmica menos modelo) mostram variação de espessura acentuada, principalmente na porção superior do mound analisado, representada pelos valores mais positivos (tons de vermelho) que chegam a mais 50 metros (Figura 24C e Figura 24D).

Deste modo, observa-se que ambos os modelos não conseguiram representar adequadamente este corpo no tempo t1, produzindo espessuras diferentes (menores) do que foi mapeado na sísmica. Já para a presença dos valores mais negativos (tons de azul), segue-se a mesma linha de raciocínio feita acima para as regiões dos poços PdA-1 e PdA-2.

Embora ambos os modelos não tenham representado bem o corpo da região do poço PdA-3, pode-se dizer que o Modelo B, captou um pouco melhor as nuances de variações internas de espessura deste corpo, porém, ainda com valores inferiores ao mapeado, como ilustrado na Figura 24E e Figura 24F.

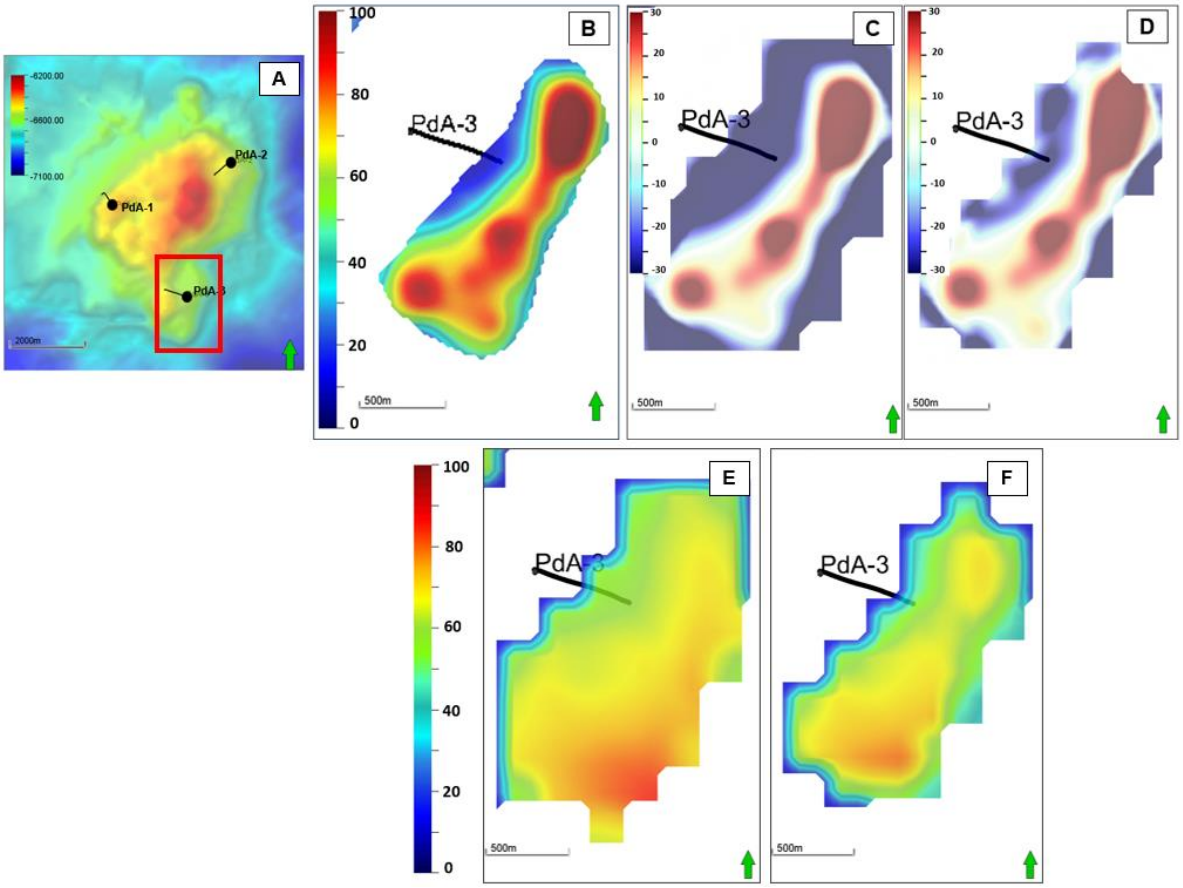


Figura 24: (A) Topo estrutural da U1, ilustrando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para o tempo t1, com valores de 0 a 100 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros; (E) e (F) Mapas de espessuras modeladas, variando de 0 a 100 metros, para os modelos gerados, A e B, respectivamente. Notar as nuances de espessuras representadas no Modelo B, o que não é visto no Modelo A, que representou o *mound* de forma mais contínua e suavizada.

5.2.1.4 Região NW

Nos mapas de diferença de espessura (sísmica menos modelo) observa-se que há o predomínio dos tons esbranquiçados na região principal do *mound*, que representam uma variação de -5 a 5 metros, com algumas pequenas regiões pontuais com diferenças de 10 a 15 metros (Figura 25).

Para os tons de azul, valores negativos, que extrapolam a delimitação dos corpos principais, segue-se a mesma interpretação feita acima para as demais regiões.

Nota-se que o Modelo B foi capaz de individualizar o corpo, em relação à região do poço PdA-1. Em contrapartida, no Modelo A, como os mapas de produtividade são baseados

nas envoltórias dos *mounds* e por isso mais suavizados, observamos uma produtividade areal além do corpo principal, gerando uma união entre a região NW e a região do PdA-1 (seta verde na Figura 25C).

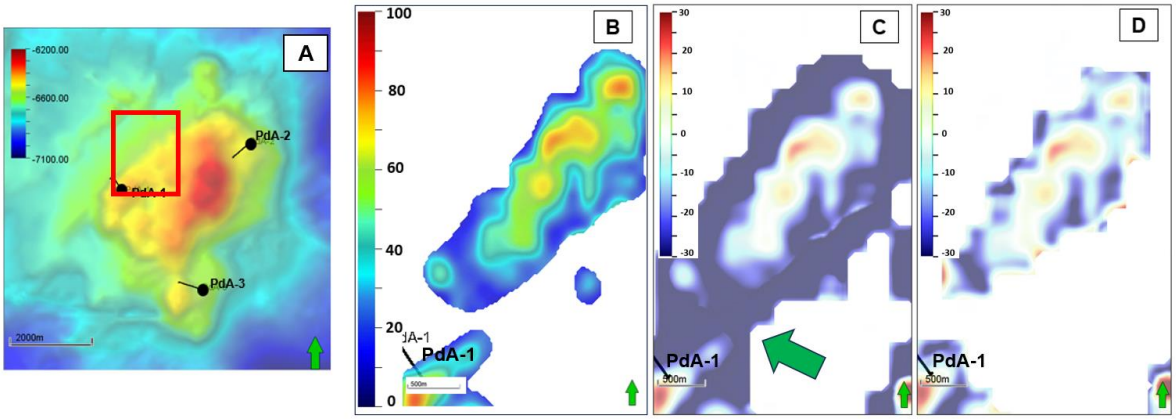


Figura 25: (A) Topo estrutural da U1, ilustrando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para o tempo t1, com valores de 0 a 100 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Observa-se que o Modelo A não foi capaz de individualizar o corpo (seta verde).

5.2.2 Tempo t2

5.2.2.1 Região do Poço PdA-1

Na média geral, observa-se os tons esbranquiçados predominando nos mapas de diferenças de espessura, ou seja, os valores de grandeza entre a sísmica e os modelos são compatíveis, com as geometrias preservadas (Figura 26).

Os mapas de diferença (sísmica menos modelo) mostram que para este tempo, o corpo foi bem representado nas modelagens. Porém, assim como apresentado no item 5.2.1.1, as exceções ocorrem quando observamos as maiores diferenças de espessura na porção próximo ao poço PdA-1 (tons de vermelho).

Segue-se, deste modo, a mesma hipótese: que esta região do poço PdA-1 teria, também para o tempo t2, uma taxa de deposição carbonática maior que seu entorno.

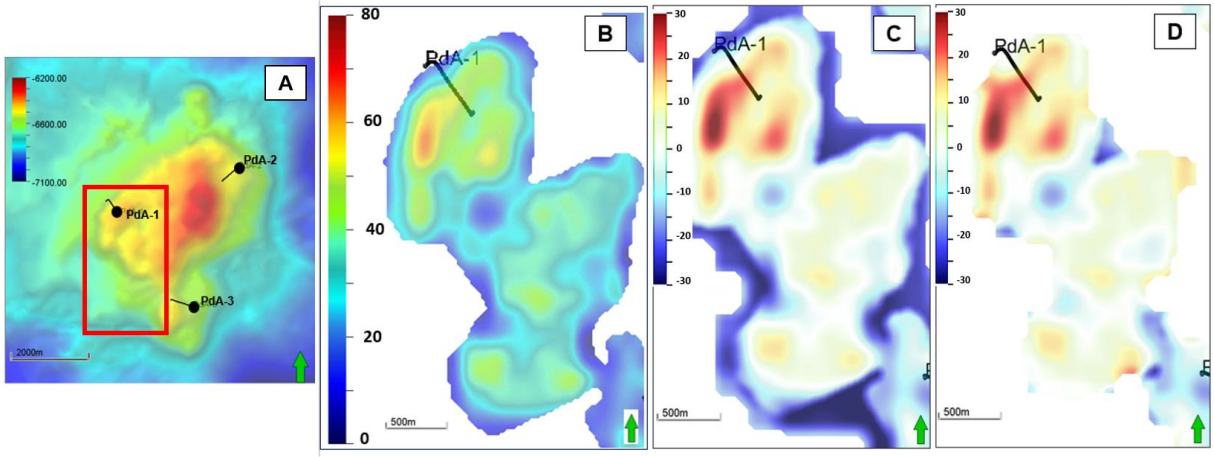


Figura 26: (A) Topo estrutural da U1, indicando a localização do corpo analisado na região poço PdA-1 (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para t2, com valores de 0 a 80 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Com exceção da região mais próxima do poço PdA-1, onde ambos os modelos não conseguiram atingir a espessura da sísmica, observa-se que o *mound* foi bem representado, com variações em torno de -5 a 5 metros (tons esbranquiçados).

5.2.2.2 Região oeste do poço PdA-2

Os mapas de diferença de espessura (sísmica menos modelo), mostram que há algumas regiões do corpo com variações de 10 a 15 metros, sendo a variação maior na porção SE do mesmo (indicada pelas setas rosas na Figura 27C e Figura 27D), onde chega a mais de 30, e ambos os modelos não conseguiram representar adequadamente as espessuras da sísmica.

Para esta região a SE do corpo em questão, a baixa resolução da sísmica, devido o flanco da muralha de sal acima da acumulação, dificultou o mapeamento e divisão temporal da deposição, sendo considerada somente em t2.

No Modelo B, observa-se a individualização do corpo menor a norte (indicado pelas seta azul na Figura 27C), em relação ao corpo principal. Em contrapartida, no Modelo A, como os mapas de produtividade são baseados nas envoltórias dos *mounds* e por isso mais suavizados, observamos uma produtividade, em área, para além do corpo principal, gerando uma união entre os dois corpos (indicado pelas seta azul na Figura 27D).

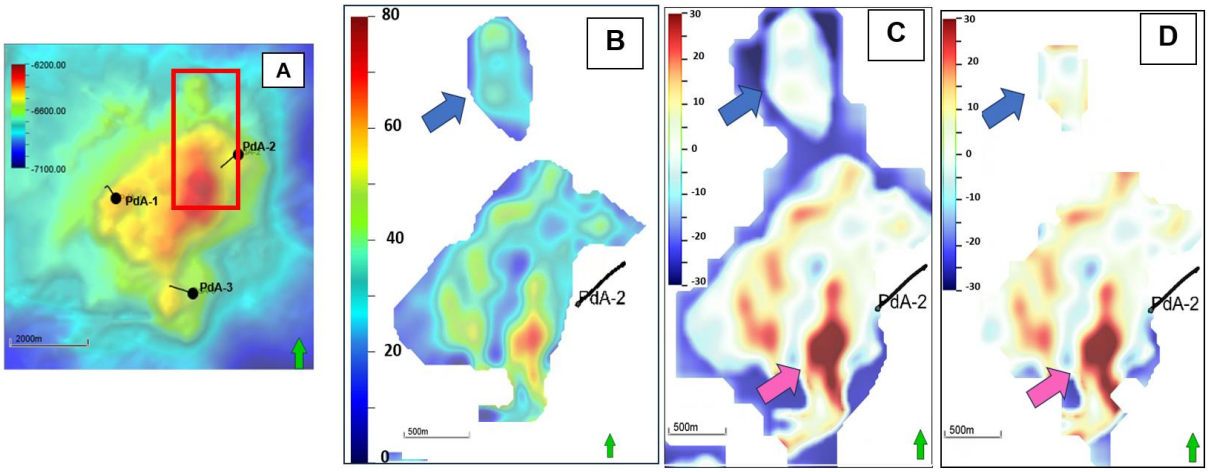


Figura 27: (A) Topo estrutural da U1, indicando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para t2, com valores de 0 a 80 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. A Região a SE do corpo (seta rosa) é a que apresenta maiores diferenças de espessuras quando comparamos a sísmica com ambos os modelos gerados.

5.2.2.3 Região do Poço PdA-3

Assim como para o t1 nesta região (item 5.2.1.3), ambos os modelos não conseguiram representar adequadamente a porção superior deste corpo também no tempo t2, produzindo espessuras diferentes (menores) do que foi mapeado na sísmica.

Os mapas de diferença de espessura (sísmica menos modelo) mostram variações, representada pelas cores quentes, que chegam, pontualmente, a mais 35 metros na porção norte do corpo (setas vermelhas nas Figuras 28C e 28D). Porém, excluindo-se esta região superior e os valores mais negativos (tons de azul) para além do corpo mapeado, observa-se que o corpo foi bem representado na modelagem, principalmente no Modelo B, com predomínio dos tons esbranquiçados nas demais porções, que representam variações de espessura de -5 a 5 metros.

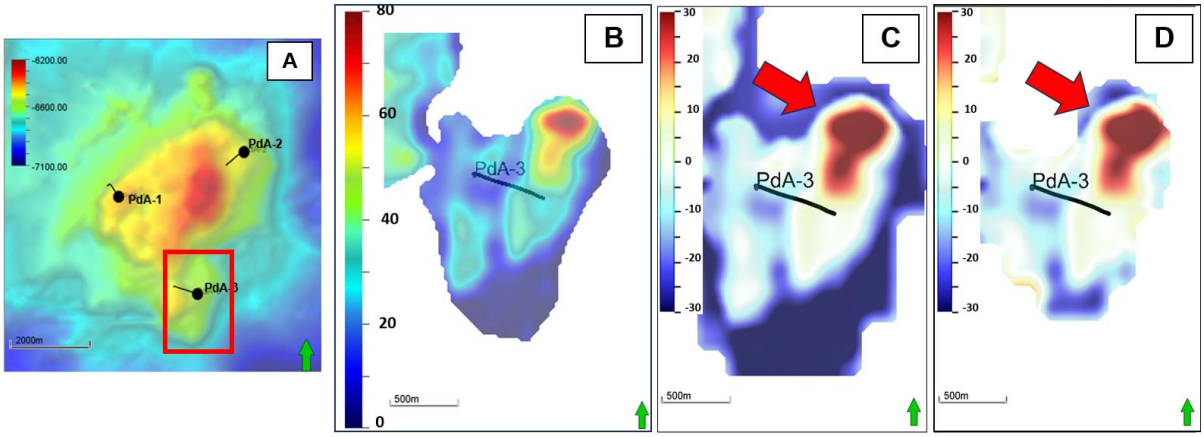


Figura 28: (A) Topo estrutural da U1, indicando a localização do corpo analisado na região poço PdA-3 (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para t2, com valores de 0 a 80 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Nota-se que, excluindo-se a parte superior deste corpo (setas vermelhas em (C) e (D)), ele foi bem representada em ambas as modelagens, com variações em torno de -5 a 5 metros (tons esbranquiçados).

5.2.3 Tempo t3

5.2.3.1 Região do Poço PdA-1

Na região do poço PdA-1, o intervalo depositado no tempo t3 apresenta valores de espessura entre a sísmica e os modelos compatíveis, exibindo geometrias preservadas.

Excluindo-se os valores mais negativos, representados pelos tons de azul que, assim como já discutido anteriormente, representam áreas onde os corpos mapeados na sísmica são muito delgados ocorrendo uma extrapolação por parte do modelo, principalmente em suas bordas, os mapas de diferença (sísmica menos modelo), mostram que o corpo foi adequadamente representado em ambas as modelagens, com variações principais de espessuras de -5 a 5 metros (tons esbranquiçados) (Figuras 29C e 29D).

Observa-se que o Modelo B representou melhor a arquitetura externa dos *mounds* interpretados na sísmica. Nota-se, ainda, que este mesmo Modelo B apresenta nuances nas espessuras que são compatíveis com o que foi mapeado no dado sísmico, representando-o de forma mais realística (Figura 29F), enquanto o Modelo A exibe uma suavização maior de todo o corpo (Figura 29E).

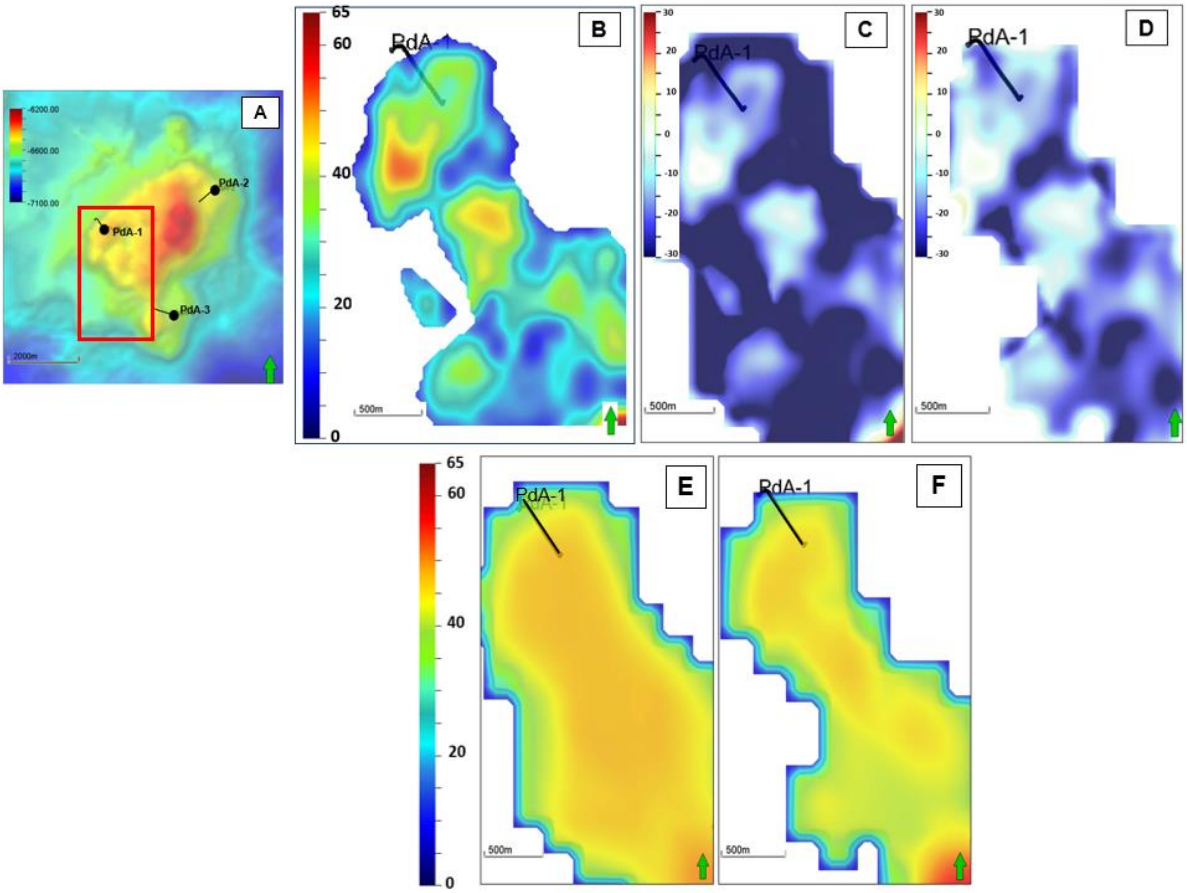


Figura 29: (A) Topo estrutural da U1, ilustrando a localização do corpo analisado (retângulo vermelho); (B) Mapa de espessura mapeada na sísmica para o tempo t3, com valores de 0 a 65 metros; (C) e (D) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -30 a 30 metros; (E) e (F) Mapas de espessuras modeladas, variando de 0 a 65 metros, para os modelos gerados, A e B, respectivamente. Notar as nuances de espessuras representadas no Modelo B, o que não é visto no Modelo A, que representou o *mound* de forma mais contínua e suavizada.

5.3 Sísmica, Modelo A e Modelo B

Figura 30B, Figura 30C e Figura 30D representam, respectivamente, as espessuras totais, para os três tempos (t1 + t2 + t3), para a sísmica, para o Modelo A e para o Modelo B. Quando analisamos estes mapas, podemos observar que a tendência geral de crescimento dos carbonatos foi respeitada em ambos os modelos criados através da modelagem de processos propostas neste trabalho. Na média geral, os valores de grandezas são compatíveis e possuem geometrias preservadas.

O Modelo B conseguiu reproduzir melhor a arquitetura externa dos *mounds* interpretados, suas geometrias e individualizações, ou seja, suas distribuições areais durante o crescimento, além de representar as nuances de espessura de forma mais acurada.

O mesmo pode ser observado quando analisamos os mapas de diferença (sísmica menos modelo), entre as espessuras totais para os três tempos somados, ilustrados na Figura 30E e Figura 30F, para o Modelo A e Modelo B, respectivamente. Nota-se o predomínio dos tons esbranquiçados (diferenças de -10 a 10 metros) no Modelo B, principalmente, com exceção de algumas regiões, já discutidas separadamente em cada tempo considerado na modelagem.

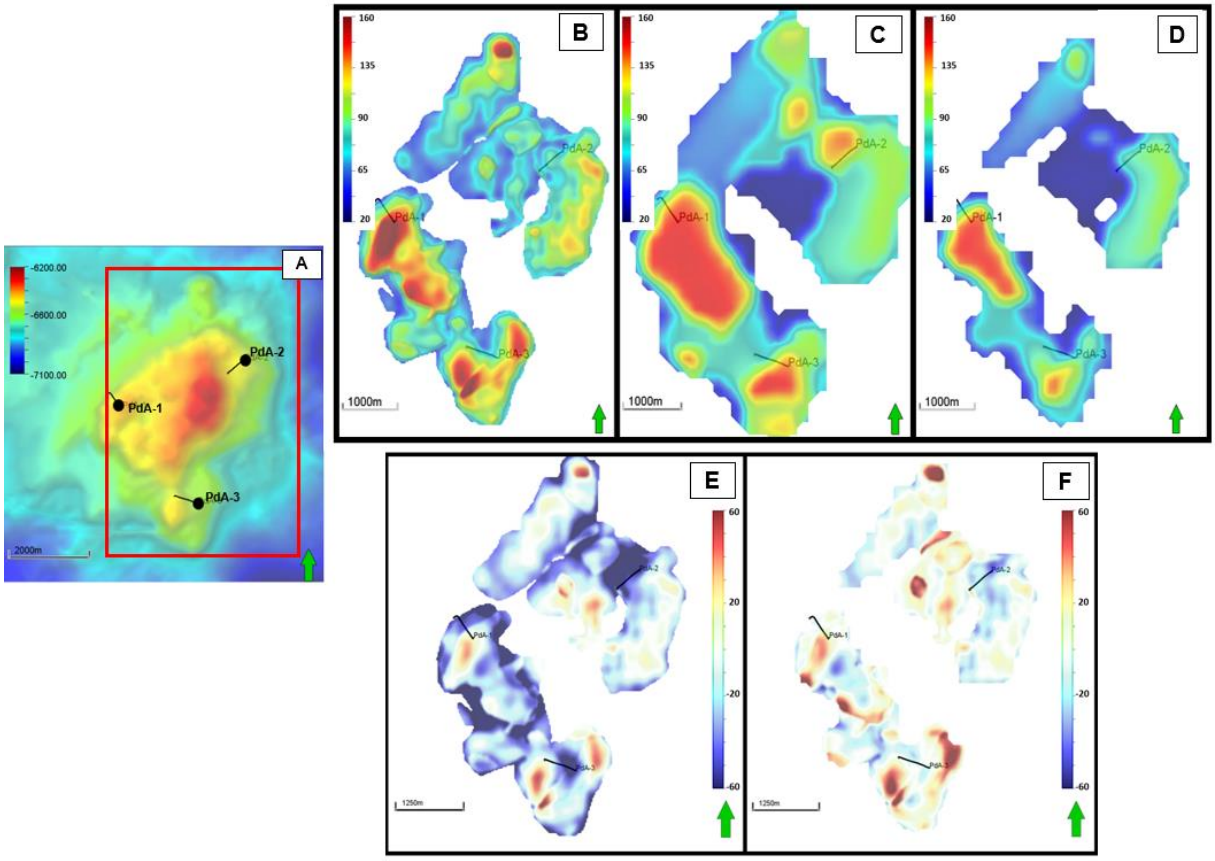


Figura 30: (A) Topo estrutural da U1, indicando a localização da área analisada (retângulo vermelho); (B), (C) e (D) Mapas espessura total, variando de 20 a 160 metros (soma dos três tempos estudados: t1 + t2 + t3), oriundos da sísmica, do Modelo A e do Modelo B, respectivamente. Nota-se que a tendência geral de crescimento dos *mounds* foi respeitada em ambos os modelos gerados através da modelagem de processos geológicos propostas neste trabalho. O Modelo B conseguiu representar melhor a arquitetura externa dos corpos carbonáticos, enquanto o Modelo A Mostrou-se mais suavizado e contínuo. (E) e (F) Mapas de diferença (sísmica menos modelo) das espessuras totais dos três tempos somados para os modelos A e B, respectivamente, com valores de -60 a 60 metros. Nestes mapas, valores positivos, tons de vermelho, representam as porções onde a espessura da sísmica é maior do que a modelada e valores negativos, tons de azul, regiões onde o modelo gerou mais espessura do que o mapeado. Observa-se predomínio dos tons esbranquiçados, principalmente no Modelo B, que representam valores de -10 a 10 metros.

A comparação das variações de espessuras totais (Tabela 2) e dos mapas de diferença (Tabela 3) corroboram as discussões anteriores de que o Modelo B representou melhor as espessuras mapeadas na sísmica, quando comparado com o Modelo A.

	Média (m)
Sísmica	65
Modelo A	82
Modelo B	66

Tabela 2: Comparação entre as médias e medianas das espessuras totais (t1+t2+t3) para a sísmica e para os dois modelos A e B. Notar a melhor representatividade das espessuras no Modelo B, quando comparado com a sísmica.

	Média (m)
Dif. Modelo A	-24
Dif. Modelo B	3

Tabela 3: Comparação entre as médias e medianas para os mapas de diferença (sísmica menos modelo) de espessuras totais dos três tempos somados para os modelos A e B.

A verificação dos volumes de rocha (*Gross Rock Volume* - GRV) entre topo e base dos *mounds*, conforme apresentado na Tabela 4 abaixo, vem ao encontro ao que já foi discutido anteriormente: o Modelo B é mais robusto, representando melhor o GRV dos *mounds* e a área onde os mesmos se desenvolveram, se aproximando mais do que foi interpretado na sísmica.

Isto aumenta a confiabilidade neste modelo, construído através dos mapas de produtividade a partir das envoltórias e das isópacas dos corpos interpretados no dado sísmico, corroborando, mais uma vez, a importância do mapeamento de topo e base das edificações carbonáticas e suas individualizações internas.

	Área (km²)	GRV (E+8 m3)	ΔGRV
Sísmica	13.63	9.07	-
Modelo A	17.2	14.5	~ +60%
Modelo B	11.83	8.2	~ -10%

Tabela 4: Comparação entre os GRVs calculados entre topo e base dos *mounds* e área total de ocorrência dos mesmos para a sísmica, para o Modelo A e para o Modelo B. Em termos de % de GRV, o Modelo B representou cerca de 90% do volume total de rocha mapeada na sísmica, enquanto o Modelo A superestimou o GRV da área em torno de 60%.

6 DISCUSSÕES

O mapeamento sísmico da U1 na Formação Macabu foi utilizado como ponto de partida para a definição da zona de interesse deste trabalho.

O reconhecimento dos *mounds* carbonáticos no dado sísmico como estruturas convexas *upward*, com *downlaps* direcionais internos e padrão caótico dos refletores no interior das estruturas analisadas, está de acordo com as interpretações feitas em diversos trabalhos, como Ruf *et al.* (2008), Minzoni *et al.* (2020), Hendry *et al.* (2021), Silva (2021), Macedo (2022) e Paiva (2022). Estes elementos são importantes para o modelo geológico, tornando-o mais realístico e, portanto, mais confiável, principalmente em áreas com poucos poços perfurados.

A modelagem de processos geológicos foi realizada de forma simplificada. Em nenhum dos modelos gerados foram considerados processos sedimentares, como erosão e transporte, por exemplo. Optou-se por considerar somente a taxa de deposição de cada um dos domínios deposicionais em função da variação de profundidade do lago, o que, de acordo com Walthan (1992), ocorre com frequência neste tipo de ambiente deposicional.

Para esta modelagem foi considerado o intervalo de tempo geológico de 115 Ma a 112 Ma, de forma a representar coerentemente o período de deposição da U1. Estes 3 Ma foram baseados em trabalhos de Winter, Jahnert & Franca (2007) e Leandro *et al.* (2022) para a Bacia de Campos. Como já mencionado nos resultados, o objetivo do estudo não foi a análise de datação, e, portanto, sabe-se que pode haver variações neste tempo de deposição utilizado.

A superfície batimétrica inicial foi definida como horizonte sísmico da base da U1 (base dos *mounds* interpretados), seguindo os mesmos critérios adotados nos trabalhos de Faria (2017), Faria, Reis & Souza (2017), Benac (2023) e Benac *et al*. (2023, 2024). Foi realizada uma normalização para valores de 0 a 60 metros, que corresponde ao intervalo batimétrico onde ocorrem estromatólitos, baseado em Cohen *et al*. (1997), para o Lago Tanganyika.

Já o mapa de subsidência para os 3 Ma modelados foi gerado a partir da normalização da espessura da U1, com valores de 40 a 200 metros, que estão dentro do intervalo calculado no trabalho de Contreras *et al.* (2010) para a Bacia de Campos.

A construção da curva de variação do nível do lado (VNL), oriunda da curva de proporção vertical (VPC) das fácies interpretadas nos poços (Petrobras, 2009), demonstra que há uma tendência de afogamento, para as idades mais novas, representando níveis mais altos de lago, indicando, possivelmente, maiores níveis pluviométricos. Esta constatação está de acordo com o observado no dado sísmico e nos perfis dos poços: refletores plano-paralelos e um aumento significativo do *gamma ray* nos poços na U0, imediatamente sotoposta a U1 (Vieira

de Luca *et al.*, 2017; Oliveira, 2022). Sabe-se que a variação do nível do lago se relaciona diretamente a variáveis climáticas, representando períodos de seca, com níveis mais baixos, e períodos de maior precipitação, com níveis mais altos (Abels *et al*., 2009; Bento Freire, 2012).

Os *shrubs*, constituintes do *mounds* carbonáticos do Pré-sal, foram sugeridos como sendo de origem microbial, por exemplo por Carminatti *et al*. (2008) e como sendo de origem abiótica por outros estudos, por exemplo, Dorobek *et al*. (2012) e Wright & Barnett (2015). Neste trabalho, no entanto, considerou-se como modelo deposicional conceitual, as feições de *mound* como sendo carbonatos depositados por influência da variação do espaço de acomodação, independentemente de sua origem.

As análises tempo a tempo para ambos os modelos, A e B, gerados na modelagem de processos geológicos mostraram que os corpos de *mounds* interpretados no dado sísmico foram representados de forma coerente, com exceções, discutidas a seguir.

Na região do poço PdA-1, itens 5.2.1.1 e 5.2.2.1, observou-se que tanto para o tempo t1, quanto para o tempo t2, os modelos não conseguiram alcançar a espessura observada na sísmica. Uma proposição válida seria que esta região, a mais espessa entre os *mounds* identificados na U1, teria uma taxa de deposição carbonática maior que seu entorno. Entretanto, se aumentarmos a taxa de deposição em todo o modelo para estes tempos, regiões que estão bem representadas passariam a ter espessuras maiores e incompatíveis com a sísmica. Uma possível seria adequar pontualmente os valores nos mapas de produtividade, numa calibração por região, utilizando polígonos delimitadores, por exemplo, com taxa de deposição maior em seu interior.

Na área leste do poço PdA-2, item 5.2.1.2, a modelagem de processos geológicos possibilitou a separação e o entendimento da deposição carbonática em dois tempos distintos (t1 e t2). Isto não havia sido possível através da sísmica, devido à baixa resolução sísmica da região, que se encontra abaixo do flanco de uma muralha de sal.

Na região do poço PdA-3, itens 5.2.1.3 e 5.2.2.3, os modelos não conseguiram representar todo o crescimento carbonático da região norte do corpo, com diferenças de espessura de cerca de 50 e 35 metros para os tempos t1 e t2, respectivamente. Nesta região, houve uma dificuldade grande de fazer a separação entre os tempos durante o mapeamento sísmico e este corpo foi dividido em t1 e t2, considerando-se como ausente o tempo de deposição t3. Uma hipótese é que a baixa resolução sísmica nesta região, que também está sob o flanco da muralha de sal, tenha comprometido a separação dos tempos corretamente, e o tempo t3, embora não considerado para a modelagem de processo geológicos, possa ter ocorrido, principalmente em sua porção superior.

No entanto, considerando uma resolução vertical de 60 metros, com base em Widess

(1973), pode-se afirmar que, apesar das diferenças observadas nas espessuras entre os dados sísmicos e os modelos, tanto nas regiões dos poços PdA-1 quanto PdA-3, essas espessuras permanecem abaixo do que seria resolvido individualmente com base na resolução vertical dos dados sísmicos.

Cabe ainda ressaltar que as regiões ao redor de PdA-2 e PdA-3 estão situadas abaixo do flanco de uma grande muralha de sal, o que tem o potencial de diminuir a resolução sísmica e comprometer a delimitação precisa dos intervalos de tempo nestas áreas. Essa observação está alinhada com os resultados relatados em estudos anteriores conduzidos por Dias *et al.* (2017) e Dias *et al.* (2019).

Quando analisamos os dois modelos gerados, A e B, observa-se que para os três tempos, t1, t2 e t3, o Modelo B conseguiu representar melhor a forma e a distribuição, em área, dos *mounds*, quando comparando com o que foi mapeado na sísmica (Tabelas 2, Tabela 3 e Tabela 4).

O Modelo B trouxe mais representatividade do dado sísmico, com maiores nuances nas espessuras, principalmente no tempo t3, que corresponde ao topo dos *mounds*, com variações mais perceptíveis de relevo interpretado, como exemplificado na Figura 29F. Este novo topo dos *mounds*, gerado pelo Modelo B, poderia até mesmo ser utilizado como base para uma revisão do mapeamento sísmico dos corpos carbonáticos em trabalhos futuros a região do Pão de Açúcar.

De forma geral para os três tempos, principalmente no Modelo A, observamos que houve uma tendência de maior produção de carbonatos nas bordas dos corpos (tons de azul exibidos, por exemplo, nos mapas da Figura 22C, Figura 25C e Figura 29C). Quando há o mapeamento de corpos muito delgados na sísmica, pode-se interpretar a ocorrência do efeito *tuning* (Ricker, 1953; Widess, 1973; Kallweite & Wood, 1982; Chopra, Chemingui & Miller, 2006; Guo *et al*., 2015) em suas bordas.

Este efeito pode ocorrer em camadas delgadas sobrepostas, onde há uma interferência, neste caso destrutiva, entre as amplitudes, modificando-as, causando uma falsa ideia de espessuras menores do que realmente são. Somado a isso, o Modelo A também representou estes corpos de forma contínua e mais suavizada, aumentando sua representação espacial para além do que foi mapeado na sísmica.

Especialmente em regiões onde os corpos são mais descontínuos, *e.g.*, no topo dos *mounds* interpretados no tempo t3, fica difícil sua representação nos modelos gerados. Esta questão, juntamente com o espalhamento dos corpos modelados, poderia ser amenizada aumentando o número de time steps na modelagem, o que implica em um tempo de máquina

maior.

Em resumo, a integração de técnicas de mapeamento sísmico e modelagem estratigráfico-sedimentológica simplificada fornece informações valiosas sobre as características deposicionais e tendências evolutivas dos edifícios carbonáticos, apesar das limitações e incertezas inerentes a essas abordagens.

7 CONCLUSÕES

O cerne desta pesquisa foi a integração de duas técnicas amplamente utilizadas na comunidade geocientífica: atributos sísmicos e modelagem de processos geológicos. A análise conjunta dos resultados permitiu avaliar e validar a aplicação do fluxo de trabalho proposto.

Os resultados obtidos demonstram que foi possível desenvolver a metodologia e gerar dados relevantes para a comparação entre o que foi observado na sísmica e o que foi modelado, integrando assim áreas complementares da geofísica e da geologia.

Partindo de uma interpretação sísmica de envoltória dos *mounds* carbonáticos, avançou-se para o entendimento do desenvolvimento da sedimentação e produtividade destes carbonatos ao longo do tempo, resultando em uma maior compreensão geológica da área em estudo. O *grid* 3D de domínios deposicionais gerado na modelagem de processos geológicos, pode ser empregado, por exemplo, em trabalhos futuros de modelos de reconhecimento de fácies e diagenéticos.

Visto que a região em questão tem um grau elevado de complexidade, devido, entre outros fatores, ao alto conteúdo de silicificação e fraturamento dos carbonatos, esta pesquisa emerge como uma reprodução de um modelo conceitual através de um estudo basal. Embora tenham sido feitas simplificações ao longo do fluxo das atividades, este trabalho pode ser um ponto de partida para a parametrização de estudos mais aprofundados e detalhados.

O Modelo B de crescimento das edificações carbonáticas, construído com base nos mapas de produtividade gerados a partir das envoltórias e isópacas dos *mounds* interpretados no dado sísmico, demonstra ser mais robusto e representa de forma mais precisa o volume de rocha total (GRV) dos *mounds* e a área em que eles se desenvolveram, aproximando-se mais das interpretações sísmicas.

Esta constatação reforça a importância do uso integrado de atributos sísmicos como ferramenta fundamental no auxílio da delimitação de topo e base das feições carbonáticas, bem como de suas subdivisões internas. Além disso, a "nova" superfície de topo dos *mounds*, gerada pelo Modelo B, pode até mesmo ser empregada como base na revisão do mapeamento sísmico dos corpos carbonáticos em próximos trabalhos.

Uma possível abordagem para as novas modelagens na área pode envolver ajustes específicos da região nos mapas de produtividade, utilizando polígonos delimitadores, por exemplo, com taxas de deposição elevadas aplicadas dentro de seus limites. Por exemplo, na região do poço PdA-1, que apresenta a maior espessura entre os *mounds* mapeados na U1. É plausível que tenha ocorrido uma taxa de deposição de carbonato mais alta em comparação com

as áreas circundantes.

Portanto, os resultados desta pesquisa têm uma relevância significativa para uma caracterização mais abrangente dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal na porção distal da Bacia de Campos. A geração de modelos de crescimento para edificações carbonáticas desempenha um papel fundamental no entendimento dos processos geológicos envolvidos na formação e na caracterização destas rochas.

Esses modelos fornecem *insights* sobre a distribuição espacial dos depósitos, identificação de áreas altamente produtivas e otimização de estratégias de exploração e produção. Ressalta-se que a área de estudo está em estágio inicial de desenvolvimento de produção, com apenas três poços perfurados. Deste modo, este trabalho contribui para a mitigação dos riscos associados a projetos e poços futuros, fornecendo um modelo mais previsível e servindo de base para a construção de modelos geológicos e de fluxo mais confiáveis.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.

Allen, P. A.; Allen, J. R. Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment. Third Edition. 2013.

ANP. Sumário das área de desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada. <https://www.gov.br/anp/ptbr/canais_atendimento/imprensa/noticiascomunicados/anppublica-sumario-das-areas-de-desenvolvimento-de-raia-manta-e-raia-pintada>. 2023.

ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletinsanp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. 2024.

Asmus, H. E. Geologia da margem continental brasileira. In: C. Schobbenhaus, D.A. Campos, G.R. Derze, & H.E. Asmus (eds.), Geologia do Brasil, MME/DPNPM, Brasília, p. 443-472. 1984.

Bahorich, M.; Farmer, S. 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. The Leading Edge, 14: 1053-1058, 1995.

Barnes, A. Handbook of Poststack Seismic Attributes. Society of Exploration Geophysicists. 2016.

Bastos, G.; Luparelli, A. In: Bacia de Campos. Seminário Técnico-Ambiental da 13ª Rodada de Licitações – Blocos Exploratórios, ANP, 2015.

Baumgarten, C. S.; Dutra, A. J. C.; Scuta, M. S.; Figueiredo, M. V. L.; Sequeira, M. F. P. B. Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: evolução da geologia e de desenvolvimento. Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro, v.2, n.1, p. 27-36. 1988.

Benac, P. M. Interpretação sismoestratigráfica de dados sísmicos sintéticos gerados por

modelagem de processos sedimentares. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense. 2023.

Benac, P.; Faria, D.; Maul, A.; Silva, C. Synthetic Seismic-Attributes-Stratigraphic Interpretation from a Sedimentological Forward Model in a Pre-salt field in the Santos Basin. Petroleum Geoscience, vol 29. 2023. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.2024101245

Benac, P.; Faria, D.; Maul, A.; Silva, C. Synthetic Seismic-Attributes-Stratigraphic Interpretation from a Sedimentological Forward Model. 85th EAGE Annual Conference & Exhibition. 2024. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.2024101245

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. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2012.

Bohacs, K. M.; Carroll, A. R.; Neal, J. E.; Mankiewincz, P. J. Lake-basin type, source potential, and hydrocarbon character: an integrated sequence-stratigraphic-geochemical framework. Lake basins through space and time. 2000.

Bosence, D. W. J. & Waltham, D. A. Computer modeling the internal architecture of carbonate platforms. Geology, vol. 18, no. 1, p. 26, 1990.

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.

Braga, D. D.; Carvalho, P. G.; Sanglard, J. C. D.; Costa, P. do N; Walter, P. H.; Azevedo, T; Cassino, L; Menescal, J. C. Analysis and 3D Distribution of Fractures in Macabu Formation, Raia Project, Campos Basin, Brazil. 85th EAGE Annual Conference & Exhibition. 2024.

Brown Jr, 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.

Bruhn, C. H. L.; Gomes, J. A. T., Lucchese, C. D., Johann, P. R. S. Campos Basin: reservoir characterization and management – Historical overview and future challenges. OTC 15220. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 2003.

Bulhões, E. M. Técnica "VOLUME DE AMPLITUDE" para mapeamento de feições estruturais. 6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. cp215). European Association of Geoscientists & Engineers. 1999.

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

Calegari, S. S., Neves, M. A., Guadagnin, F., França, G. S.; and Vincentelli, M. G. C. The Alegre Lineament and its role over the tectonic evolution of the Campos Basin and adjacent continental margin, Southeastern Brazil. Journal of South American Earth Sciences, 69, 226–242. 2016.

Carminatti, M., Wolff, B.; Gamboa, L. New exploratory frontiers in Brazil: Proceedings of the 19th World Petroleum Congress, Madrid, Spain, June 29–July 3, 2008, 11 p. 2008.

Carminatti, M.; Dias, J. L.; Wolff, B. From turbidites to carbonates: Breaking paradigms in deep waters. Paper OTC 20124 presented at the Offshore Technology Conference, 4–7 May 2009, Houston, Texas, USA. 2009.

Carvalho, M. D.; Praça, U. M.; Jr. Telles, A. C. S.; Jahnert, R. J; Dias, J. L. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos basin (lower Cretaceous), Brazil. AAPG Studies in Geology 46, p. 245–256. 2000.

Carvalho, P. G.; Costa, P. do N.; Bastos, E. de M.; Braga, D. D.; Walter, P. H.; Canova, M. D. Use of spectral decomposition in the identification of karstified areas in BM-C-33 block and the application in the 3D geological modeling – pre-salt, Campos Basin. 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro. 2021.

Carvalho, P. G.; Cassino, L; Silva, A; Costa, P. do N; Braga, D. D.; Azevedo, T; Girardi, T; Novellino, V; Maul, A; Abrantes Júnior, F. Presalt carbonate features interpretation using seismic attributes in a distal portion of the Campos Basin. 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro. 2023.

Castro, R. D. de; Picolini, J. P. Principais aspectos da geologia regional da Bacia de Campos. Geologia e Geomorfologia - Caracterização Ambiental Regional da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste. Elsevier, Capítulo 1, p. 1-12. 2015.

Chang, H. K.; Bender, A. A.; Kowsmann, R. O. & Mello, U. T. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. In: Gabaglia, G.P.R.; Milani, E. J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Petrobras, Rio de Janeiro, p. 49-71. 1990.

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

Chopra, S.; Marfurt, K. J. Seismic attributes - A historical perspective. Geophysics, Vol. 70, no. 5 (September-October 2005); Pag. 13SO. 2005.

Chopra, S.; Chemingui, N.; Miller, R. D. An introduction to this special section: carbonates. Lead. Edge 24, p 488–489. 2006.

Chopra, S.; Marfurt, K. J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. USA, SEG books, 464p. 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.

Corrêa, C. R. A. Controles estratigráficos e predição da paragênese diagenética dos carbonatos lacustres da Formação Coqueiros nos campos de Badejo, Trilha, Linguado e Pampo – Aptiano da Bacia de Campos (RJ). Dissertação de Mestrado, USP. 2016.

Dehler, N. M.; Magnavita, L.P.; Gomes, L.C.; Rigoti, C.A.; Oliveira, J.A.B.; Sant'anna, M.V. & Costa, F.G.D. The 'Helmut' geophysical anomaly: a regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. Marine Petroleum Geology, 72: 412-422. 2016.

Dias, J. L.; Oliveira, J. Q. De; Vieira, J. C. Sedimentalogical and stratigraphic analyses of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, v. 18, n. 3, p. 252–260. 1988.

Dias, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. Boletim de Geociencias da Petrobras, v. 13, p. 7–25. 2005.

Dias, B.; Bulcão, A.; Soares Filho, D. M.; Santos, L. A.; Dias, R.; Loureiro, F.; Duarte, F. Least Squares Migration in the Image Domain with Sparsity Constraints: An Approach for Super Resolution in Depth Imaging. In: 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Expanded Abstracts. Rio de Janeiro, RJ, Brazil: SBGf. 2017.

Dias, R.; Fonseca, J.; Bulcão, A.; Pereira-Dias, B.; Teixeira, L.; Maul, A.; Borges, F. Salt Stratification and Least-Squares Migration to Improve Pre-Salt Images: Santos Basin, Brazilian Offshore Example. In: Second EAGE/PESGB Workshop on Velocities. London, United Kingdom. 2019.

Dorobeck, S.; Picolli, L.; Coffey, B.; Adams, A. Carbonate Rock-Forming Processes in the Pre-salt "Sag" Successions of Campos Basin, Offshore Brazil: Evidence for Seasonal, Dominantly Abiotic Carbonate Precipitation, Substrate Controls, and Broader Geologic Implications. AAPG Hedberg Conference "Microbial Carbonate Reservoir Characterization". 2012.

Enzila, M. J. E. Atenuação De Reflexões múltiplas e Uso de Atributos Sísmicos para Estudo De Reservatórios. Dissertação de Mestrado. Salvador, Universidade Federal da Bahia. 2018.

Faria, D. L. de P. Modelagem estratigráfico-sedimentológica da distribuição espacial de fácies sedimentares em reservatório carbonático aptiano da bacia de Santos. Dissertação de Mestrado. 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.

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

Gersztenkorn, A.; Sharp, J.; Marfurt, K. (1999) Delineation of tectonic features offshore Trinidad using 3-D seismic coherence, The Leading Edge. 1999.

Gomes, P. O.; Parry, J.; Martins, W. The Outer High of the Santos Basin, southern São Paulo Plateau, Brazil: Tectonic setting, relation to volcanic events and some comments on hydrocarbon potential: AAPG Search and Discovery Article 90022, p. 1–5. 2002

Guardado, L. R.; Gamboa; L. A. P.; Lucchesi, C. F. Petroleum geology of the Campos basin, Brazil: A model for a producing Atlantic-type basin, in J. D. Edwards and A. Santogrossi, eds., Divergent/passive margin basins. AAPG Memoir 48, p. 3–79. 1989.

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

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.

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.

Guo, Q.; Islam, N.; Pennington, W. D. Tuning of flat spots with overlying bright spots, dim spots, and polarity reversals. 2015.

Hendry, J.; Burgess, P.; Hunt, D.; Janson, X.; Zampetti, V. Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 509, 1–28. 2021.

Herlinger, R.; Zambonato, E. E.; De Ros, L. F. Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, Offshore Brazil. Journal of Sedimentary Research, v. 87, n. 12, p. 1285–1313. 2017.

Hunt, D.W., Vieira de Luca, P. H.; Gomis-Cartesio, L. E; Lapponi, F.; Masiero, I.; Waldum, A.; Stuart Chandler, A.; De Lima Matias, J. L.; Hess, C.; Fonseca, J. A very different Barremian–Aptian lacustine pre-salt facies association: Biotic self-organisation in BMC-33, outer basin Campos Basin, Brazil. Extended abstract presented at the First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, 5–6et. Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

Kallweit, R. S.; Wood, L. C. The limits of resolution of zero-phase wavelets: Geophysics, 47, 1035–1046. 1982.

Karner, G. D.; Gamboa, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. Geological Society, London, Special Publications, 285, p 15–35, 2007.

Lapponi, F., Dickson, T.; Hunt, D. Low and high temperature silica diagenesis in a giant pre-salt reservoir: BM-C-33, Campos Basin, Brazil. Paper presented at the First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, 5–6. Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

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. 2022.

Macedo, P. H. C. Interpretação sísmica de um modelo tectono-estratigráfico do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense. 2022.

Matias, H. C.; Ninci, B.; Guangsheng, X.; Pessoa, M. C.; Mattos, F.; Margem, R.; Carballo, J.; Esteban, M.; Tritlla, J.; Loma, R.; Pimentel, G. Unlocking Pandora - Insights from Pre-salt Reservoirs in Campos and Santos Basins (Offshore Brazil). 2015.

Meisling, K. E.; Cobbold, P. R.; Mount, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG Bulletin, 85, 1903–1924. 2001.

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

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. Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 509. 2020.

Mitchum, R. M., Jr.; Vail, P. R.; Sangree, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C. E. (ed.). Seismic Stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, AAPG memoir, 26, 117-133. 1977.

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

Mohriak, W. U. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. Geologia, tectônica e

recursos minerais do Brasil, 3. p. 87-165. 2003.

Mohriak, W. U.; Szatmari, P.; Anjos, S. M. C. Tectônica de sal. Sal: Geologia e Tectônica: São Paulo, Brasil, Editora Beca. 163. 2012.

Muniz, M. C.; Bosence, D. W. J. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): Image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society Special Publication, v. 418, n. 1, p. 221–242, 2015.

Oliveira, V. C. B.; Silva, C. M. A.; Borghi, L. F.; Carvalho, I. S. Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil. Journal of South American Earth Sciences. 2019.

Oliveira, L. C. D. Avaliação petrofísica e eletrofácies em reservatórios da Formação Macabu, Bloco Bm-C-33, pré-sal da Bacia de Campos, Brasil. Trabalho Final de Curso de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2022.

Paiva, M. L. C. Modelagem 3D de porosidade em reservatório do pré-sal na formação Barra velha, Bacia de Santos, usando atributos sísmicos e o método randon forest. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense. 2022.

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

Petrobras. Estudo sedimentológico e estratigráfico regional da seção pré-sal de idade Alagoas das Bacias de Santos e Campos. Relatório interno. 2009.

Petrobras. BM-C-33 – Plano de desenvolvimento. Relatório interno. 2023.

Pietzsch, R.; Tedeschi, L. R.; Oliveira, D. M.; Dos Anjos, C. W. D.; Vazquez, J. C.; Figueiredo, M. F. Environmental conditions of deposition of the Lower Cretaceous lacustrine carbonates of the Barra Velha Formation, Santos Basin (Brazil), based on stable carbon and oxygen isotopes:

A continental record of pCO2 during the onset of the Oceanic Anoxic Event. Chemical Geology, v. 535. 2020.

Pilotto, D. Caracterização Geológica e Geomecânica de Travertinos. (2011). Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Pós-Graduação em Engenharia Civil, Pontífica Universidade Católica, RJ. 2011.

Portella, Y. Sumário Geológico e Setores em Oferta da Bacia de Campos, 15ª Rodada de Concessões. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), Superintendência de Definição de Blocos. 2017.

Rangel, H. D., Martins, F. A. L., Esteves, F. R., Feijó, F. J. Bacia de Campos. Boletim Geociências da Petrobras, 8: 203-217. 1994.

Rangel, H. D.; Martins, C. C. Main exploratory compartments, Campos Basin. In: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro. Schlumberger p.32-40. 1998.

Rangel, H. D.; Carminatti, M. Rift Lake stratigraphy of the Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Brazil, in E. H. Gierlowski-Kordesch adn K. R. Kelts, eds., Lake basins through space and time: AAPG Studies in Geology 46, p. 225-244. 2000.

Ricker, N. Wavelet contraction, wavelet expansion and the control of seismic resolution: Geophysics, 18, 769–792. 1953.

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. Proceedings, Indonesian Petroleum Association. Thirty-Second Annual Convention & Exhibition, 2008.

Russell, B. H. An introduction to seismic inversion methods: Course Notes Series. 2. Society of Exploration Geophysicists. 1988.

Schaller, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: SBG, 27º Congresso Brasileiro de Geologia, Aracaju, Anais, v.1, p.247-258. 1973.

Schuster, G. T. Seismic Inversion. SEG Books, 376 pp. 2017.

Saller, A.; Rushton, S.; Buambua, L.; Inman, K.; McNeil, R.; Dickson, J. A. D. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. AAPG Bulletin. 2016.

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

Silva, R. C. Construção de um modelo tecto-estratigráfico com foco no reservatório carbonático do pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense. 2021.

Simm, R.; Bacon, M. Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook, Cambridge University Press. 2014.

Tarantola, A. Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation. Geophysics 49, 1259–1266. 1984.

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.

Tosca, N. J.; Wright, V. P. Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous pre-salt Barra Velha Formation, offshore Brazil. Geological Society, London, Special Publications, v. 435, n. 1, p. 33–46. 2015.

Tritlla, J.; Loma, R.; Sánchez-Pérez-Cejuela, V.; Esteban, M.; Wloszczowski, D.; Perona, R.; Algibez, J. L.; Caja, M. A.; Levresse, G.; Bonillo, P.; Tiwary, D. Volcanism, alkalinity and hydrothermalism in offshore Brazil: Unraveling the Päo de Açúcar reservoir: Repsol KH Journal, V. 302, p. 65–70. 2013.

Tritlla, J. Pre-salt Carbonates: A -very personal- Introduction to Pre-salt Systems. Jordi Tritlla, PhD - Pre-salt Carbonates. 2021.

Unternehr, P.; Peron-Pinvidic, G.; Mantshal, G.; Sutra, E. Hyperextended crust in the South Atlantic: in search of a model. Petroleum Geoscience, 16, 207–215. 2010.

Vieira de Luca, P. H.; Matias, H.; Carballo, J.; Sineva, D.; Pimentel, G.A.; Tritlla, J.; Esteban, M.; Loma, R.; Alonso, J. L. A.; Jiménez, R. P.; Pontet, M.; Martinez, P. B.; Vega, V. Breaking barriers and paradigms in pre-salt exploration: the Pão de Açúcar discovery (offshore Brazil). AAPG Memoirs, 113, 177–194. 2017.

Vieira de Luca, P. H.; Waldum. A.; Chandler, A. S.; Hunt, D.; Wennberg, O. P.; McQuenn, G.; Hulme, D.; Castro, E.; Lourdes, L.; Matias, J. L. D. L.; Soreide, I.; Filgueiras, A. M. D. C. Porosity characterization of complex silicified carbonates reservoirs of BM-C-33. Paper presented at the First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, 5–6 December 2019, Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

Walker, R. G.; James, N. P. Facies Models: Response to Sea Level Change. Geol. Asso. Canada. 1992.

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

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.

Wennberg, O. P.; McQueen, G.; Vieira de Luca, P. H.; Hunt, D.; Chandler, A. S.; Waldum, A.; Lapponi, F. 2019. Open fractures in pre-salt reservoirs in the Campos Basin: examples from silicified carbonates in BM-C-33. Paper presented at the First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, 5–6 December 2019, Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

Wennberg, O. P.; McQueen, G.; Vieira de Luca, P. H.; Lapponi, F.; Hunt, D.; Chandler, A. S.; Waldum, A.; Nery Camargo, G.; Castro, E.; Loures, L. Open fractures in pre-salt silicified

carbonate reservoirs in block BM-C-33, the Outer Campos Basin, offshore Brazil, Petroleum Geoscience. 2021.

Widess, M. B. How thin is a thin bed? Geophysics, vol. 38, nº 6, 1176-1180. 1973.

Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; Franca, A. B. Bacia de Campos. Bol. Geociências Petrobras 15, 511–529. 2007.

Wilson, J. L. Carbonate Facies in Geologic History. 1972.

Wright, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. Geological Society, London, Special Publications, 370, p 39–47. 2012.

Wright, V. P.; Barnett, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, v. 418, n. 1, p. 209–219. 2015.

9 ANEXOS

9.1 Anexo I

Resumo expandido aprovado para apresentação oral no 18º Congresso Internacional da SBGF, 2023.

Presalt carbonate features interpretation using seismic attributes in a distal portion of the Campos Basin

Paula Carvalho (1,2) *; Lucas Cassino (1); Adriana Silva (1); Polianna Costa (1); Dandara Braga (1); Thales Azevedo (1); Tiago Girardi (1); Vitor Novellino (1); Alexandre Maul (1); Francisco Abrantes Júnior (2,3)

(1) Petrobras; (2) Exploratory Interpretation and Reservoir Characterization Group (GIECAR), Department of Geology and Geophysics, Universidade Federal Fluminense (UFF); (3) National Institute of Science and Technology of Petroleum Geophysics (INCT-GP/CNPQ)

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.

Abstract

Presalt carbonate reservoirs characterization, in the Brazilian margin, requires an integrated usage of available seismic and well data attached with facies modeling to provide better representativeness and predictability of geological and flow models. Therefore, more reliable volumetric estimates are defined, envisioning better development and production strategies for these accumulations. One of the biggest challenges for activities demanding the use of seismic data is the lack of calibration in areas without drilled wells. It forces interpretations and predictions of reservoir properties to play with uncertainties, especially when combining existing seismic attributes with apart information delivered from already drilled areas, and correlated facies models, as analogs. The objective of this work was the application of 3D seismic attributes in the Campos Basin allowing the construction of more robust and reliable stratigraphic models, through the understanding and detailing of observable geological features from seismic, even with the absence or scarcity of information of drilled wells, in areas where are running the production delimitation and development phases. Therefore, the present study will contribute to the understanding of reducing the main critical uncertainties in reservoir projects' decision-making processes in any project stage, but especially in the early stage of them, such as sooner, after the discovery of the accumulation.

Introduction

The Campos Basin is located on the southeast coast of Brazilian margin, extending from the north coast of the state of Rio de Janeiro to the south of the state of Espírito Santo. To the north is bounded by the Vitória High (Alto de Vitória-Colatina) and to the south by the Cabo Frio High (Asmus, 1984; Mohriak & Barros, 1990; Mohriak, 2003). It occupies an area of about 100,000 km², from its continental shelf to the bathymetry of 3,000 m (Milani & Araujo, 2003). It is a sedimentary basin in the context of divergent passive margins, formed due to the establishment of an extensive tectonic regime, during the rifting of the Gondwana Continent in the Neocomian, as part of a valley system, preceding the separation of the American and African continents, and the formation of the Atlantic Ocean (Guardado et al., 1988; Guardado et al., 2000).

According to Winter et al. (2007), the Campos Basin can be divided into three supersequences, deposited over basalts of the Camboriú Formation: (i) rift; (ii) post-rift; and (iii) drift. The main producing reservoirs of the presalt section are of Aptian age in the northern, represented by the coquinas of the Coqueiros Formation, and the limestones of the Macabu Formation. These carbonate successions are overlayed by the Retiro Formation, essentially composed of evaporites, which are the main seal of hydrocarbon accumulations (Oliveira et al., 2019).

Wright (2012) studying lacustrine carbonates in rift settings, the same context of the Campos Basin, proposed the division of carbonate facies into four main groups: (i) carbonate build-ups; (ii) shelf, agradational or progradational carbonate sedimentation facies; (iii) extensive carbonate platforms, with plane-parallel architecture; and (iv) muddy lake bottom facies.

The study area of this work is in a distal portion of the Campos Basin. According to Waisman (2008), its main reservoir is intensely silicified presalt carbonate rocks, with vugs, caves, and fractures from Macabu Formation and a reservoir in volcanic rocks, from the Cabiúnas Formation (Luca et al., 2017).

In the study area, information on wells is sparse, as few wells were drilled. Therefore, lateral estimation of properties guided only by them implies large uncertainties (Dubrule, 2003). In this sense, to reduce risks when locating new wells and estimating production curves seismic analysis provides information on the properties of reservoirs in large areas, even playing with huge scenarios of uncertainties (Dillon et al., 2013; Teixeira et al., 2017; Penna et al., 2017; Penna & Lupinacci, 2021). Thus, despite the fact of the wells' scarcity or the intrinsic bias's information, the use of 3D seismic attributes, by itself or in combination with facies modeling, are tools with huge potential for mapping the internal heterogeneities of

the carbonate system, contributing to the understanding of depositional and diagenetic processes, which are rarely seen in outcrops (Henry et al., 2021).

A seismic attribute is understood as any measurement of the seismic data helping to visualize, to improve, or to quantify features of interest during the seismic interpretation process (Brown Jr. & Fischer, 1977). A good seismic attribute is directly sensitive to the desired geological features, or the reservoir's property of interest, or allows of the definition the tectonic or depositional style/environment and, in this way, gives better chances to infer some features (external and internal) and the related needed information, such as reservoir' properties (Brown Jr. & Fischer, 1977; Chopra & Marfurt, 2007). According to Barnes (2016), they can be stated also as important "tools" to understand subsurface geology.

The aim of this work is the integration of information from seismic volumes (seismic attributes), with information from wells, looking at the sensitive differences between each observation scale, attached with the known facies models validation, in order to allow better project decision-making during the exploration, delimitation, development, production, and upside development phases.

Methodology

The methodology applied in this work was to generate attributes for a better understanding and identification of the carbonate features present in the Macabu Formation in the study area, in addition to recognizing seismic patterns and integrating with information from wells to deal with the main uncertainties of reservoirs, validating the obtained results with the feasible facies models. Figure 1 summarizes the workflow applied through this methodology.

The seismic volume, as well as the wells, and their curves, were received from the ANP database, as part of the Master Dissertation project, in development at UFF by the first author. A pre-stack 3D seismic volume with Kirchhoff depth migration (KPSDM) was used, with a vertical resolution of approximately 60 meters, according to the chosen resolution criterion (Widess, 1973). After the seismic-well correlation, using three wells with relatively good spatial representation, the stratigraphic interpretation of the seismic horizons, and features observable in the seismic was performed. From then on, seismic attributes were generated and analyzed helping to identify the important carbonate features for the characterization of the presalt reservoir, which we are interested. This helps in the identification process of the main critical uncertainties of the project, according to its stage of them.

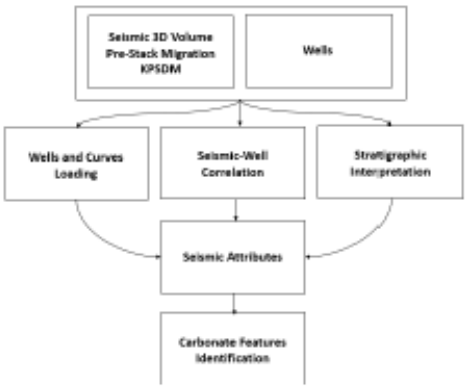


Figure 1: Workflow of the proposed methodology used in this work.

Results and discussions

By analyzing the mapped features in the amplitude seismic volume, reflectors with upward convex geometry and internal bidirectional downlaps were identified, with low to moderate amplitudes representative of the carbonate mounds features. Such interpretation is in according with recent works by Minzoni et al., (2020), Henry et al. (2021), Silva (2021), Macedo (2022), and Paiva (2022). Figure 2 exemplifies a mound's interpretation using standard seismic amplitude data.

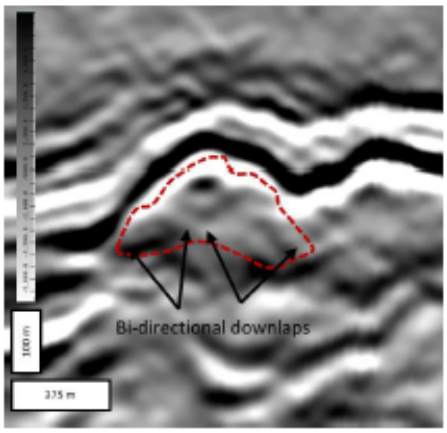


Figure 2: Seismic amplitude section with reflectors presenting convex external geometry and the internally bidirectional downlaps (black arrows). The dotted red curve represents the seismic feature interpreted as a carbonate mound.

After the mounds' feature identification, the detailing of their internal horizons was carried out, using a seismic inversion volume, superimposed on the TecVA volume (Figure 3). The TecVA attribute was proposed by Bulhões (1999) and published by Bulhões & Amorim (2005). As

per the authors, it enables a better understanding of subsurface geology and its depositional processes, since it assumes that every positive or negative seismic reflection has a geological significance and represents interfaces between layers. Dozens of geobodies were automatically mapped (Figures 4 and 5). This attribute was applied to help the description and understanding of recognized seismic patterns.

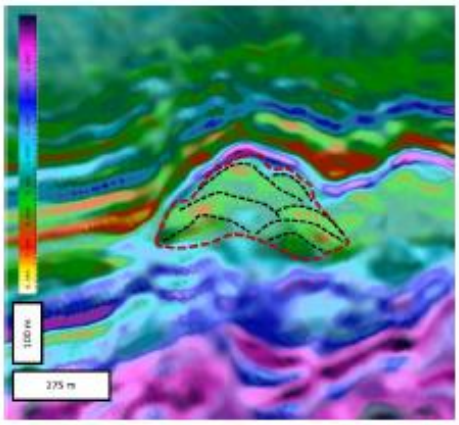


Figure 3: Seismic inversion section, overlaying a TecVA section. It was possible to identify different mound growth patterns within the same feature (dotted red curve), represented by black dashed lines (same detail as shown in Figure 2).

The 3D seismic attributes provid better visualization of the seismic reflection patterns and their terminations, as well as the morphology of the carbonate features. It allows the envelope mapping of the geobodies, and the related internal seismic horizons, in a regional way, covering the entire reservoir accumulation (Figures 4 and 5).

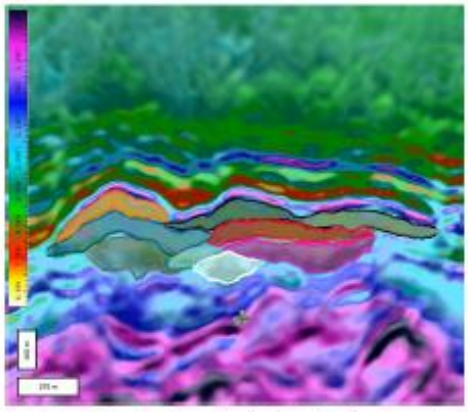


Figure 4: 2D seismic section illustrating the mapping of mounds in the study area. The individual detailing of each geobody was possible by using the combination of seismic inversion and TecVA attributes.

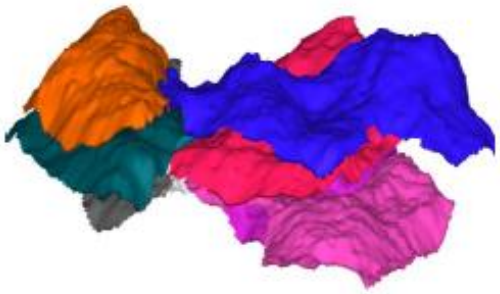


Figure 5: The 3D visualization of the geobodies illustrated in figure 4.

To help the interpretation of the carbonate features and their seismic patterns, following the proposed workflow, the discontinuity attribute was calculated using the methods of Bahorich & Farmer (1995). According to these authors, discontinuities found in the seismic data can be generated due to the presence of faults or stratigraphic characteristics, which modify the seismic traces, reducing the similarity between the neighboring traces. Through the application of this attribute, it was possible to observe a chaotic seismic pattern, with discontinuous to semi-continuous reflectors within the carbonate structures identified as mounds (Figure 6). This chaotic pattern may indicate a bigger internal fracturing of the structure. Comparable results were previously described (Silva, 2021; Macedo, 2022).

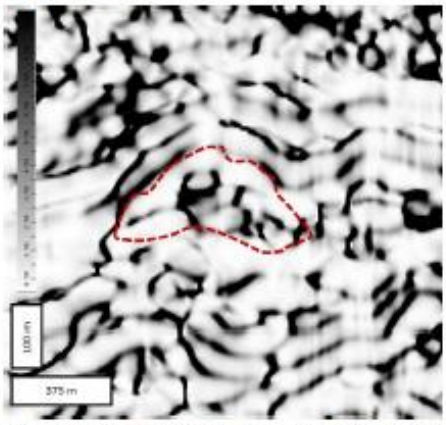


Figure 6: Discontinuity attribute applied to the reference seismic section (same detail shown in figure 2). Observe the chaotic pattern of reflectors internally to the interpreted feature. In dotted red, is represented the seismic feature interpreted of a mound.

Conclusions

Due to the projects having different execution stages, exploration, delimitation, development, production, and upside development, it is important to analyze uncertainties in a robust way, aiming at better decision-making.

The combination of seismic attributes as described in the methodology, specifically seismic inversion + TecVA, enable the identification and detail mound features mapping in the interest area. Furthermore, with the use of the discontinuity attribute, it is possible to help reduce the uncertainties of the geological model, due to a more reliable representation of the internal properties of the reservoir.

Therefore, the greater robustness in the interpretation and spatial characterization of these geological features coming from the combination of all the attributes described in this work is fundamental for better estimations of the volume of hydrocarbon in place of the accumulation, since the largest amounts are in these stratigraphic elements.

Acknowledgments

The authors would like to express their gratitude to PETROBRAS and UFF for giving all the needed support and time to develop this research, as well as for allowing this publication, and to ANP to provide the data used in the work.

References

References

Asmus, H.E. 1984. Geologia da margem continental brasileira. In: C. Schobbenhaus, D.A. Campos, G.R. Derze, & H.E. Asmus (eds.), Geologia do Brasil, MME/DPNPM, Brasília, p. 443-472.

Bahorich, M., Farmer, S. 1995. 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. The Leading Edge, 14: 1053-1058.

Barnes, A. 2016. Handbook of Poststack Seismic Attributes. Society of Exploration Geophysicists.

Brown Jr.,R.E., Fisher, W.L. 1977. Seismic stratigraphy interpretation of depositional surfaces: examples from Brazilian rift and pull-apart basins, in C. E. Payton, ed., Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration: Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists, p. 213–248.

Bulhões, E.M. 1999. Técnica "VOLUME DE AMPLITUDE" para mapeamento de feições estruturais. *6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. cp215). European Association of Geoscientists & Engineers*

Bulhões, E.M., Amorim, W.N. 2005. Princípio da Sismocamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (TecVA). *9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. cp-160). European Association of Geoscientists & Engineers.*

Carvalho, M.D., Praça, U.M., Telles Jr., A.C.S., Jahnert, R.J., Dias, J.L. 2000. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos basin (lower Cretaceous), Brazil. AAPG Studies in Geology 46, p. 245–256.

Chopra, S. Marfurt, K.J. 2005. Seismic attributes - A historical perspective. Geophysics, Vol. 70, no. 5 (September-October 2005); Pag. 13SO, 2005.

Dillon, L., Neto, G., Nunes, C., Boechat, J. 2013. Identificação faciológica em reservatários carbonáticos através de atributos sísmicos: Seminário de Geofísica da Petrobras.

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

Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P., Lucchesi, C.F, 1988. Petroleum geology of the Campos basin, Brazil: A model for a producing Atlantic-type basin, in Edwards, J.D., Santogrossi, A. eds., Divergent/passive margin basins. AAPG Memoir 48, p. 3–79.

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

Henry, J., Burgess, P., Hunt, D., Janson, X., Zampetti, V. 2021. Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs: an introduction and review. *Geological Society, London, Special Publications*, 509, 1–28.

Macedo, P.H.C. 2022. Interpretação sísmica de um modelo tectono-estratigráfico do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense.

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

Minzoni, M., Cantelli, A.; Thornton, J.; Wignall, B.; 2020. Seismic-scale geometries and sequence-stratigraphic architecture of Early Cretaceous syn-post rift carbonate systems, Presalt Section, Brazil. *Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 509.*

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

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

Oliveira, V.C.B., Silva, C.M.A., Borghi, L.F., Carvalho, I.S. 2019. Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil. Journal of South American Earth Sciences.

Paiva, M.L.C. 2022. Modelagem 3D de porosidade em reservatório do pré-sal na formação Barra velha, Bacia de Santos, usando atributos sísmicos e o método *randon forest*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense.

Penna, R., Sansonowski, R., Roseto, J. 2017. Interpretação sísmica quantitativa de Libra - histórico e resultados atuais: Seminário de Reservas e Reservatórios.

Penna, R., Lupinacci, W.M. 2021. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian pre-salt carbonate: Marine and Petroleum Geology, 124.

Silva, R.C. 2021. Construção de um modelo tecto-estratigráfico com foco no reservatório carbonático do pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense.

Teixeira, L., Cruz, N., Silvany, P., Fonseca, J. 2017. Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and pre-salt reservoirs: The Leading Edge, 36, no. 11, 931–937.

Vieira de Luca, P.H., Matias, H., Carballo, J., Sineva, D., Pimentel, G.A., Tritlla, J., Esteban, M., Loma, R., Alonso, J.L.A., Jiménez, R.P., Pontet, M., Martinez, P.B., Vega, V. 2017. Breaking barriers and paradigms in pre-salt exploration: the Pão de Açúcar discovery (offshore Brazil). AAPG Memoirs, 113, 177–194.

Waisman, G. 2008. Tectônica de sal da Bacia de Campos. In: Mohriak, W., Szatmari, P. and Anjos, S. M. C. (eds) Sal: Geologia e Tectônica. Editora Beca, São Paulo, 314–339.

Widess, M.B. 1973. How thin is a thin bed? Geophysics, vol. 38, nº 6, 1176-1180.

Winter, W.R., Jahnert, R.J., Franca, A.B., 2007. Bacia de Campos. Bol. Geociências Petrobras 15, 511–529.

Wright, V.P. 2012. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. Geological Society, London, Special Publications, 370, p 39–47.

9.2 Anexo II

Artigo submetido, em 13/09/2024, para a *Petroleum Geoscience.*

Petroleum Geoscience

Carbonate build-up growth model combining seismic attributes and stratigraphic-sedimentological forward modeling: Presalt of the Campos Basin.

--Manuscript Draft--

Manuscript Number:	
Article Type:	Research article
Full Title:	Carbonate build-up growth model combining seismic attributes and stratigraphic-sedimentological forward modeling: Presalt of the Campos Basin.
Short Title:	Build-up growth combining seismic & forward model
Corresponding Author:	Paula Gomes de Carvalho, MSc Petróleo Brasileiro SA: Petrobras RIO DE JANEIRO, BRAZIL
Corresponding Author E-Mail:	paulagc@petrobras.com.br
Other Authors:	Desiree Liechoscki de Paula Faria
	Alexandre Maul
	Francisco Romério Abrantes Júnior
Abstract:	The oil & gas industry faces challenges in estimating reservoir properties in regions without well data. To overcome this, a combination of seismic attributes and drilled well information is used to predict the unknown drilled portion of the reservoir. Integrating these data sets enhances geological and flow models, leading to better reservoir predictability and improved strategies for reservoir development and production. This study focuses on a lacustrine carbonate environment and employs a stratigraphic-sedimentological modeling approach. The aim is to understand sedimentation times and propose a growth model for carbonate build-ups based on prior integrated studies using seismic attributes. The modeling methodology was applied to the BM-C-33 Exploratory Hydrocarbon Block in the Campos Basin, Brazilian offshore. The Macabu Formation was chosen as the target unit. Seismic attribute-driven carbonate mound features were identified and categorized into different sedimentation periods. Geological processes were then modeled, incorporating parameters such as topographic and bathymetric surfaces, lake level variations, subsidence mapping, and rates of carbonate deposition. Four depositional domains for lacustrine carbonates were considered: high-energy sediment domain, build-ups domain, low-energy sediment domain, and clayey sediment domain. By integrating seismic attributes and well data, more reliable growth models of the carbonate mounds were developed. The results demonstrate the efficiency of the methodology in improving the understanding and representation of carbonate reservoirs, facilitating the characterization of the studied region, and mitigating associated project risks, such as identifying new drilling locations.
Section/Category:	
Manuscript Classifications:	Geophysics; Petroleum geoscience and geoenergy; Sedimentology
Additional Information:	
Question	Response
Samples used for data or illustrations in this article have been collected in a responsible manner and follow safe work practice guidelines	Confirmed
Data Availability Statement	I have no authorization to share the data.
Competing Interests Statement	I have no Competing Interests.

Powered by Editorial Manager® and ProduXion Manager® from Aries Systems Corporation

Carbonate build-up growth model combining seismic attributes and stratigraphic-sedimentological forward modeling: Presalt of the Campos Basin.

Paula Gomes de Carvalho[1,2*], Desiree Liechoscki de Paula Faria [2], Alexandre Maul [2] and Francisco Romério Abrantes Júnior [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*

ORCID ID: PGC, 0009-0001-1890-5516; DLPF, 0009-0005-1463-2732; AM, 0000-0002-3556-3140, FRAJ 0000-0002-3801-7532

*Corresponding author (e-mail: paulagc@petrobras.com.br)

Abbreviated title: Carbonate build-up growth combining seismic and forward modeling.

Abstract:

The estimation of reservoir properties in regions where well data is not available is one of the primary challenges for the oil & gas industry. Ones adopt strategies that require the combination of seismic attributes data and drilled well information to predict the unknown drilled portion of the reservoir. Therefore, the integrated analysis of these distinct data sets in terms of areal covering and vertical resolution enables enhanced representation of geological and flow models, which increases the chance of better reservoir predictability. It, in turn, leads to more reliable volumetric forecasting improving enhanced strategies for reservoir development and production. This study employs a stratigraphic-sedimentological modeling approach to investigate the geological processes within a lacustrine carbonate environment. The aim is to understand sedimentation times and propose a growth model for carbonate build-ups (mounds) based on prior integrated studies using seismic attributes. The modeling methodology was applied to the BM-C-33 Exploratory Hydrocarbon Block, which is in the distal portion of the Presalt reservoirs in the Campos Basin, Brazilian offshore. The modeling focused on the Macabu Formation as the target unit. First, seismic attribute-driven carbonate mound features were identified, and then they were categorized into different sedimentation periods. After that, geological processes were modeled. It incorporates parameters such as initial topographic and bathymetric surfaces, variations in the lake level, subsidence mapping, and rates of carbonate deposition. Four depositional domains for lacustrine carbonates were considered: (i) high-energy sediment domain, (ii) build-ups domain, (iii) low-energy sediment domain, and (iv) clayey sediment domain. More reliable growth models of the carbonate mounds were built through the integrated analysis of seismic attributes and well data. The results will demonstrate how the adopted methodology was efficient in contributing to a better understanding and representation of carbonate reservoirs, facilitating the characterization of the studied region and mitigating risks associated with the project, such as the identification of new drilling locations.